



**СОВРЕМЕННЫЕ  
НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

**Б. М. Сучков**

**ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЙ  
СЛОВАРЬ-СПРАВОЧНИК ПО  
НЕФТЕПРОМЫСЛОВУ ДЕЛУ**



**Б. М. СУЧКОВ**

**ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКИЙ  
СЛОВАРЬ-СПРАВОЧНИК  
ПО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМУ  
ДЕЛУ**



Москва ♦ Ижевск

2007

**Сучков Б. М.**

Терминологический словарь-справочник по нефтепромысловому делу. – Москва–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2007. – 704 с.

Книга является сборником основных терминов и понятий, широко используемых в нефтепромысловом деле, начиная от геологов, проектирования разработки месторождений, бурения скважин, добычи нефти промысловой подготовки нефти и др.

При составлении сборника был проанализирован и обобщен в наиболее доступной форме обширный материал как отечественных, так и зарубежных источников. Книга содержит свыше тысячи терминов и статей, иллюстрированных более ста рисунками.

Материал книги подобран и расположен таким образом, что по сути является настольным справочником для широкого круга научно-технических работников, инженерных и геологических служб промыслов, а также хорошим учебным пособием для преподавателей, аспирантов и студентов нефтяных факультетов институтов и техникумов.

Предметный указатель терминов и статей, составленный в алфавитном порядке, дает возможность легко и быстро найти необходимый материал.

Ил. 106, список лит. – 76 назв.

*Составил: д.т.н., Б. М. Сучков*

ISBN 978-5-93972-616-0

© Сучков Б. М., 2007

© НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2007

<http://shop.rcd.ru>

<http://ics.org.ru>

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящий терминологический справочник является сборником основных терминов и понятий, широко используемых в нефтепромысловом деле.

Актуальность составления справочника обусловлена постоянным возрастанием роли нефтедобывающей промышленности в развитии народного хозяйства страны.

Терминологический справочник является комплексным информационным пособием в области прикладных знаний технологии и техники нефтепромыслового дела. Под термином нефтепромысловое дело в данном случае понимается более широкий круг вопросов, начиная с нефтепромысловой геологии, проектирования разработки, способов бурения, добычи нефти, подготовки нефти, повышения производительности скважин.

Приведены описание и технические данные оборудования, применяемого при эксплуатации скважин фонтанным, механизированным и газлифтным способами, а также оборудования и инструмента, используемого при бурении, освоении, исследовании, ремонте скважин, выполнении работ по интенсификации добычи нефти, поддержании пластового давления и др.

Материал книги подобран и расположен таким образом, что она является настольным справочным материалом для широкого круга научно-технических работников нефтяной промышленности, а также хорошим учебным пособием для аспирантов и студентов нефтяных институтов и техникумов.

Подробный предметный указатель, расположенный в конце книги, позволит быстро найти нужную тему.



При составлении книги был проанализирован и обобщен в наиболее доступной форме обширный материал как отечественных, так и зарубежных источников.

Автор книги выражает огромную признательность и благодарность всем ученым и исследователям, чьи публикации в той или иной мере были использованы при составлении этого справочника. Искренне надеюсь, что эта книга будет полезна всем, кто связан с нефтегазодобывающей промышленностью.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АДС	– аккумуляторы давления для скважин
АСПО	– асфальтосмолопарафиновые отложения
ВНК	– водонефтяной контакт
ВПП	– высококипящий побочный продукт
ВУС	– вязкоупругая композиционная система
ГА	– газообразный агент
ГДИ	– гидродинамические исследования
ГЗУ	– групповая замерная установка
ГК	– гамма-каротаж
ГПП	– гидропескоструйная перфорация
ГРП	– гидравлический разрыв пласта
ГС	– горизонтальная скважина
ГТМ	– геолого-технические мероприятия
ДМД	– диметилдиоксан
ДНС	– дожимная насосная станция
ЖФО	– жидкофазное окисление
ИТР	– инженерно-технический работник
КВД	– кривая восстановления давления
КВУ	– кривая восстановления уровня
КВЧ	– количество взвешенных частиц
КМЦ	– карбоксиметилцеллюлоза
КИН	– коэффициент извлечения нефти
КНО	– коэффициент нефтеотдачи
КНС	– кустовая насосная станция
КПД	– кривые падения давления
ЛВЖ	– легковоспламеняющаяся жидкость
МТК	– многофакторный технологический комплекс

НКТ	– насосно-компрессорные трубы
НГДУ	– нефтегазодобывающее управление
ОВОС	– оценка воздействия на окружающую среду
ОК	– обсадная колонна
ОПЗ	– обработка призабойной зоны
ОПР	– опытно-промышленные работы
ОАО	– открытое акционерное общество
ПАА	– полиакриламид
ПАВ	– поверхностно-активное вещество
ПВА	– прострелочно-взрывная аппаратура
ПВР	– прострелочно-взрывные работы
ПГДБК	– пороховые генераторы давления бескорпусной конструкции
ПЗ	– призабойная зона
ПЗП	– призабойная зона пласта
ППД	– поддержание пластового давления
ПСКО	– поинтервальная солянокислотная обработка
РГД	– расходомер глубинный дебитомер
РД	– руководящий документ
РК	– радиоактивный каротаж
СВБ	– сульфатвосстанавливающие бактерии
СКО	– солянокислотная обработка
ТГХВ	– термогазохимическое воздействие
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
УДС	– увеличение диаметра скважины
УПН	– установка подготовки нефти
ШГН	– штанговый глубинный насос
ЭЦН	– электроцентробежный насос
ЯМК	– ядерно-магнитный каротаж

# А

## **АБДРАХМАНОВ Габдрашит Султанович, 24.12.1936.**

Д.т.н., профессор, член-корр. РАЕН. Специалист в области бурения нефтяных и газовых скважин. Создал и внедрил в производство комплекс методов и устройств для прогнозирования и диагностики зон поглощения бурового раствора в процессе строительства нефтяных и газовых скважин и способ их изоляции нагнетанием тампонирующих материалов под давлением. Разработал теоретические основы производства профильных обсадных труб. Выявил закономерность изменения сечения профильной части труб в процессе раздачи и степень устойчивости их к воздействию различных видов нагрузок, возникающих при эксплуатации в нефтяных и газовых скважинах; создал и внедрил в производство технологию и оборудование для локального крепления скважин с помощью профильных обсадных колонн.

*А. И. Мелуа. Энциклопедия. Российская академия естественных наук (под редакцией д.т.н., профессора О. Л. Кузнецова), 2002.*

**Абсолютная проницаемость** – проницаемость, характеризующая только физические свойства породы; определяется при наличии в пористой среде одной какой-либо жидкости или газа, химически инертных по отношению к породе. Абсолютная проницаемость определяется в лаборатории по образцам керна. Из образцов изготавливают цилиндры диаметром 20, 25 или 300 мм и примерно такой же длины. Эти цилиндры закладывают в зажимные патроны. При этом твердые образцы герметизируют по боковой поверхности при помощи резиновых втулок, а слабосцементированные образцы заливают по периметру окружности (по месту контакта образца с патроном) менделеевской замазкой. Так как абсолютная проницаемость не зависит от природы жидкости или газа при оговоренных выше условиях, то не имеет значения, при помощи какой жидкости или газа она определяется. В последнее время чаще пользуются сжатым воздухом.

(ВНИИ, 1973; близк. Ф. И. Котяхов, 1956; А. А. Ханин, 1969; Ш. К. Гиматудинов, 1971 и др.)



**Абсолютная проницаемость** – это объемный расход, не взаимодействующий с минеральным скелетом жидкости определенной вязкости, полностью насыщающий открытое поровое пространство горной породы и фильтрующийся через заданную площадь ее поперечного сечения под действием известного градиента давления. Абсолютная проницаемость определяется в лабораторных условиях по формуле

$$K = \frac{Q\mu l}{F\Delta P},$$

где  $K$  – абсолютная проницаемость;  $Q$  – расход жидкости;  $\mu$  – вязкость жидкости;  $F$  – площадь фильтрации;  $\Delta P$  – перепад давления на торцах образца.

Эта формула используется для оценки коллекторских свойств горных пород при проведении поисково-разведочных работ.

**Абсорбция** (от лат. absorbeo – поглощаю) – поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) смесей всем объемом абсорбента-жидкости (реже твердого тела) с образованием раствора. А. – основана на технологии процессов извлечения паров воды, углеводородных компонентов, сернистых соединений и т. п. из потоков природных и синтетических газов, обезвоживания газосбросов с целью охраны окружающей среды.

Различают химическую и физическую А. При химической А. абсорбируемый компонент связывается в жидкой фазе в виде химического соединения; при этом возможно практически полное его поглощение. При физической А. растворение газа не сопровождается химической реакцией; поглощение компонента происходит до тех пор, пока его парциальное давление в газовой фазе выше равновесного давления над раствором. А. – процесс избирательный и обратимый. Обратный процесс – выделение растворенного газа – называется десорбцией. Сочетание ее с А. позволяет многократно использовать поглотитель и выделять абсорбированные компоненты в чистом виде. А. увеличивается с повышением давления и понижением температуры. А. осуществляется в абсорбционных колоннах.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Автоматическая исследовательская станция «АИСТ»** предназначена для проведения гидродинамических исследований скважин. Позволяет проводить дистанционное измерение температуры, расхода (дебита), количества воды в нефти, давления в скважине.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Авторский надзор за разработкой** – контроль со стороны организации-автора за реализацией технологической схемы (проекта) опытной, опытно-промышленной эксплуатации, промышленной разработки объекта с обоснованием внесения уточнений в принятые технологические решения.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Агрегат пескосмесительный** – предназначен для транспортирования песка, приготовления песчаножидкостной смеси и подачи ее на прием насосных установок при гидроразрыве пласта, а также при проведении гидропескоструйной перфорации в скважинах.

Агрегат 4ПА (рис. 1) состоит из бункера, разделенного перегородкой на две секции для песка двух различных фракций, прикрепленных к стенкам бункера пневмовибраторов рабочего и загрузочного шнеков, регулятора выдачи сыпучего материала, смесителя, представляющего собой цилиндрическую емкость с коническим днищем и лопастной мешалкой, раздаточного и приемного коллекторов, а также центробежного пескового насоса.

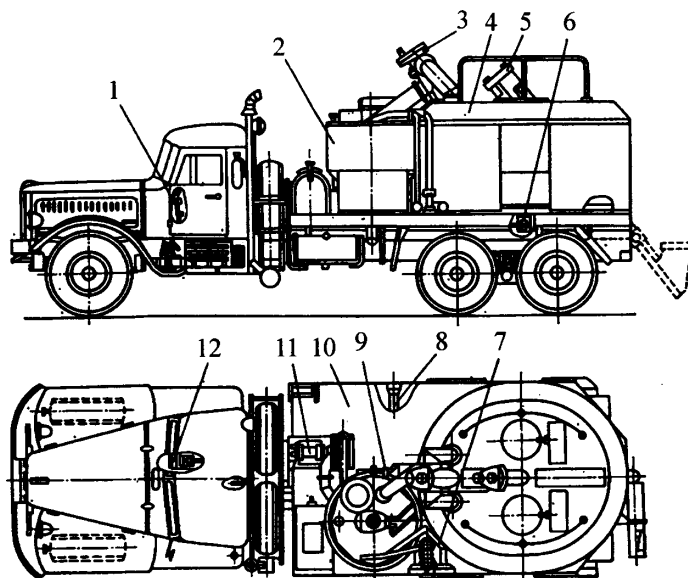


Рис. 1. Агрегат 4ПА: 1 – пульт управления; 2 – аккумулятор; 3 – рабочий шнек; 4 – сварной бункер; 5 – загрузочный шнек; 6 – пневмовибратор; 7, 8 – соответственно приемный и раздаточный коллекторы; 9 – регулятор выдачи сыпучего материала; 10 – рама автошасси КрАЗ – 257; 11 – центробежный песковой насос 5ПС-10; 12 – гидросистема

Бункер агрегата с днищем конической формы разделен продольной перегородкой на два отдельных отсека, что позволяет одновременно транспортировать песок (или смеси) двух фракций. Осмотр и очистка отсеков проводятся через люки в крышке, которые снабжены металлическими решетками, препятствующими попаданию в бункер крупных твердых включений.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

**Агрегат 1АДП-4-150** – предназначен для нагрева и нагнетания нефти в скважины, расположенные в районах с умеренным климатом, с целью удаления парафина. Можно использовать также для депарафинизации трубопроводов, трапов, мерников и т. п.

Включает в себя нагнетательный насос, системы – топливную и воздухоподачи, нагреватель, трансмиссии привода механизмов, контрольно-измерительные приборы, манифольд, вспомогательное оборудование. Оборудование агрегата смонтировано на общей раме, закрепленной на шасси автомобиля высокой проходимости КраЗ-255Б (рис. 2) Привод всех механизмов осуществляется от тягового двигателя автомобиля, управление работой агрегата – из кабины водителя.

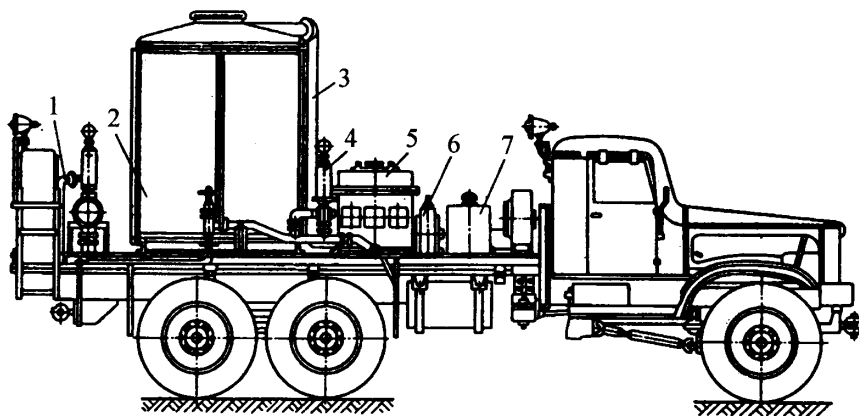


Рис. 2. Агрегат 1 АДП-4-150: 1 – манифольд; 2 – нагреватель; 3 – система воздухоподачи; 4 – контрольно-измерительный прибор, система автономного регулирования; 5 – нагнетательный насос 2НП-160; 6 – трансмиссия привода механизмов; 7 – топливная система

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

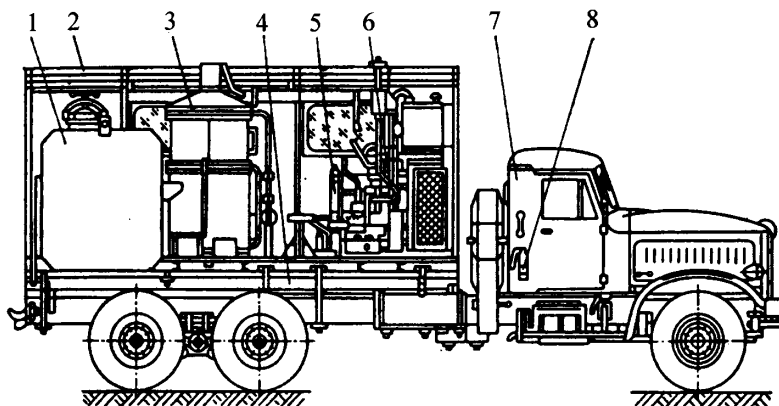


Рис. 3. Агрегат (установка) ППУА-1200/100: 1 – цистерна для воды; 2 – кузов; 3 – паровой котел; 4 – монтажная рама; 5 – приводная группа; 6 – питательный насос; 7 – шасси автомобиля; 8 – огнетушитель

**Агрегат ППУА-1200/100** – предназначен для депарафинизации скважин, промысловых и магистральных нефтепроводов. Отогрева замороженных участков наземных коммуникаций в условиях умеренного климата. Можно использовать также при монтаже и демонтаже буровых установок и при прочих работах для обогрева оборудования.

Включает в себя парогенератор, водяную, топливную и воздушную системы, привод с трансмиссией, кузов, электрооборудование и вспомогательные узлы. Оборудование агрегата смонтировано на раме, закрепленной на шасси автомобиля высокой проходимости, КрАЗ-255Б или КрАЗ257, и накрыто металлической кабиной для предохранения от атмосферных осадков и пыли (рис. 3).

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

**Адгезия** от латинского слова *adhaesio* – прилипание, – сцепление приведенных в контакт разнородных твердых или жидких тел (фаз). Может быть обусловлена как межмолекулярным взаимодействием, так и химической связью.

Усилие разрушения адгезионного контакта и используемая в технике для оценки свойств клеев, лакокрасочных покрытий и др. Адгезионная прочность зависит от энергии связи, обеспечивающей А., полноты контакта, определяемой рельефом поверхности, межфазной поверхностной энергией смачивания и др. поверхностных явлений, а также от условий форми-



рования контакта (давления, температуры, продолжительности и т. п.). На значение прочности влияют условия ее измерения, размера образцов, концентрация и их механическое напряжение. Разрушение адгезионного контакта может сопровождаться разрушением соприкасающихся тел, т. к. адгезионная прочность тесно связана с когезией.

А. жидкости к твердому телу определяется в основном значениями поверхностной жидкости, твердого тела и межфазной поверхностной энергией. А. связана с поверхностными явлениями, однако она может определять и объемные свойства соприкасающихся тел, в частности их структуру в зоне контакта, распределение механических напряжений в поле внешних сил, кинетику релаксационных процессов. А. оказывает решающее влияние на механические свойства композиционных материалов. С ней связано склеивание, нанесение покрытий, спекание и много других практически важных технологических процессов.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Адиабатная термодинамическая система** – термодинамическая система, которая не может обмениваться теплотой с другими системами.

**Адиабатный процесс (адиабатический)** – термодинамический процесс, при котором нет теплообмена между системой, совершающей процесс, и окружающей средой. Полностью обеспечить отсутствие теплообмена между рабочим телом и окружающей средой невозможно. Но при наличии хорошей тепловой изоляции рабочего тела от внешней среды можно теплообмен свести к минимальному значению, и процесс будет практически адиабатным.

**Адсорбция-1** (от латинского *adsorption* – поглощаю) – поглощение отдельных компонентов из газовых (паровых) или жидких смесей на поверхности твердого тела (или в объеме его микропор) или жидкости. В технике под А. обычно понимают поглощение на поверхности твердого тела (адсорбента). А. – основа технологического процесса тонкой очистки газовых и других потоков при невысоком начальном содержании в них целевого компонента. Различают физическую адсорбцию и химосорбцию. Физическая А. обусловлена ван-дер-ваальсовскими или электростатическими силами притяжения частиц адсорбируемого вещества к частицам адсорбента. При химосорбции молекулы поглощенного вещества вступают в химическую реакцию с молекулами адсорбента. А. избирательна и обратима. Обратный процесс – выделение поглощенного компонента из твердой фазы – называется десорбцией адсорбента. В качестве адсорбента используются

твердые вещества, имеющие большую удельную поверхность – активированный уголь, окись алюминия, силикагель, цеолиты и др. А. осуществляется в колонных аппаратах, заполненных адсорбентом.

В геологии под А. понимают изменение химического строения поверхностных слоев на разделах порода–нефть за счет самопроизвольного обогащения их поверхностно-активными веществами нефти (нафтеновыми кислотами, асфальтенами и др.), что может привести к гидрофобизации породы. Свойственное пластам-коллекторам в той или иной мере различие в значениях проницаемости пород по направлениям, параллельному напластованию и перпендикулярному к нему (обычно с превышением первого над вторым), обусловленное ориентацией частиц породы при их осаждении и различной степенью цементации в этих направлениях и оказывающее влияние на скорость перемещения ГНК и ВНК при разработке залежей, выбор интервалов перфорации, установление предельно допустимых дебитов скважин и др.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Адсорбция-2** – процесс избирательного поглощения компонентов газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом). Процесс абсорбции происходит в том случае, когда парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем в жидком абсорбенте, вступающем в контакт с этим газом, т. е. для протекания абсорбции необходимо, чтобы газ и абсорбент не находились в состоянии равновесия. Различие в парциальном давлении извлекаемого компонента в газе и жидкости является той движущей силой, под действием которой происходит поглощение (абсорбция) данного компонента жидкой фазой из газовой фазы. Чем больше эта движущая сила, тем интенсивнее переходит этот компонент из газовой фазы в жидкую. По своей природе различают два вида абсорбции: *физическую*, при которой извлечение компонентов из газа происходит благодаря их растворимости в абсорбентах, и *химическую (хемосорбцию)*, основанную на химическом взаимодействии извлекаемых компонентов с активной частью абсорбента. Скорость физической абсорбции определяется диффузионными процессами, скорость хемосорбции зависит от скорости диффузии и химической реакции. Поглощение компонентов газовой смеси при абсорбции сопровождается выделением тепла, величина которого пропорциональна массе и теплоте растворения  $qA$  поглощенных компонентов. Процесс абсорбции обратимый, поэтому он используется не только для получения растворов газов в жидкостях, но и для разделения газовых сме-

сей. При этом после поглощения одного или нескольких компонентов газа из газовой смеси необходимо произвести выделение из абсорбента поглощенных компонентов, т.е. *десорбцию*. При выборе абсорбента учитывают состав разделяемого газа, давление и температуру процесса, производительность установки. Выбор абсорбента определяется также его селективностью, поглотительной способностью, коррозионной активностью, стоимостью, токсичностью и другими факторами.

В нефтяной и газовой промышленности процесс абсорбции применяется для разделения, осушки и очистки углеводородных газов. Из природных и попутных нефтяных газов путем абсорбции извлекают этан, пропан, бутан и компоненты бензина; абсорбцию применяют для очистки природных газов от кислых компонентов – сероводорода, используемого для производства серы, диоксида углерода, серооксида углерода, сероуглерода, тиолов (меркаптанов) и т. п.; с помощью абсорбции также разделяют газы пиролиза и каталитического крекинга и осуществляют санитарную очистку газов от вредных примесей. В качестве абсорбентов при разделении углеводородных газов используют бензиновые или керосиновые фракции, а в последние годы и газовый конденсат, при осушке – диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Для абсорбционной очистки газов от кислых компонентов применяют Л-метил-2-пирролидон, гликоли, пропиленкарбонат, трибутилфосфат, метанол; в качестве химического поглотителя используются моно- и диэтаноламины. В отличие от ректификации процесс абсорбции протекает в основном однонаправленно, т.е. абсорбент можно считать практически нелетучим. В случае абсорбции многокомпонентной газовой смеси на некоторой ее стадии отдельные компоненты могут вытесняться другими поглощаемыми компонентами. В результате наряду с процессом абсорбции будет протекать процесс частичной десорбции некоторых компонентов, что приведет к распределению компонентов между газовой и жидкой фазами, обусловленному обоими указанными процессами.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Адсорбция – десорбция** (основные факторы, влияющие на процесс адсорбции и десорбции).

Технико-экономические показатели разделения газов путем абсорбции зависят от выбора рабочих параметров абсорбера и десорбера. Рассмотрим некоторые общие положения, которыми необходимо руководствоваться при выборе оптимальных рабочих режимов этих аппаратов. Из приведенного анализа следует, что в процессе абсорбции одна и та же

степень извлечения может быть достигнута при изменении таких основных параметров процесса абсорбции, как давление, температура, число тарелок и удельный расход абсорбента. Повышение давления благоприятно сказывается на процессе абсорбции. Оно приводит к увеличению растворимости газа в абсорбенте, позволяет снизить удельный расход абсорбента и уменьшить число тарелок в абсорбере. Однако в случае необходимости предварительного сжатия газа возрастает расход потребляемой энергии, что часто лимитирует величину выбранного давления в аппарате. Понижение температуры процесса абсорбции позволяет снизить удельный расход абсорбента и уменьшить необходимое число тарелок. В промышленных условиях температура абсорбции зависит главным образом от применяемого охлаждающего агента. В современных абсорбционных установках, обеспечивающих извлечение практически всех компонентов газа, включая этан, экономически оправдано ведение процесса при пониженных температурах с использованием специальных хладагентов: испаряющихся аммиака, пропана и др. В этом случае затраты на сооружение и эксплуатацию специальных холодильных установок быстро окупаются за счет сокращения капитальных и эксплуатационных затрат на другое оборудование. Число тарелок в абсорбере и удельный расход абсорбента взаимосвязаны. Увеличивая расход абсорбента, можно уменьшить число тарелок и наоборот. Увеличение числа тарелок приводит к увеличению высоты аппарата, обслуживающих металлоконструкций и затрат на транспортирование абсорбента в пределах установки. Увеличение расхода абсорбента связано с дополнительными эксплуатационными расходами, обусловленными нагревом абсорбента перед подачей в десорбер, охлаждением абсорбента перед вводом его в абсорбер, увеличением расхода энергии на перекачку циркулирующего абсорбента. Кроме того, увеличиваются также капитальные затраты на подогреватели и холодильники.

Оптимальные рабочие условия для абсорбера определяют из технико-экономических расчетов установки. Как правило, более экономичным оказывается вариант работы с повышенным числом тарелок и сравнительно небольшим удельным расходом абсорбента, несколько превышающим минимальный его расход.

Технико-экономические показатели работы десорбера также зависят от температуры процесса, числа тарелок, расхода десорбирующего агента и давления в аппарате. Повышение температуры при десорбции позволяет сократить расход десорбирующего агента, уменьшить число тарелок в аппарате. Однако с повышением температуры возрастает расход тепла на нагрев абсорбента и хладагента и на его охлаждение перед подачей в абсорбер, увеличиваются также размеры нагревателей, теплообменников



и холодильников, требует, проведение процесса при более высоком давлении. При выборе давления в десорбере необходимо иметь в виду, что снижение давления благоприятно сказывается на процессе десорбции, позволяя сократить расход десорбирующего агента и уменьшить число тарелок в десорбере. Однако возможная степень понижения давления в десорбере обусловлена возможностью конденсации десорбированных компонентов без дополнительного их сжатия. Оптимальный вариант работы десорбера определяется на основе сопоставительных технико-экономических расчетов.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Адсорбция в пласте** – поглощение поверхностью фазово-инородного тела (адсорбента) из смежной газовой или жидкой среды, протекающее на границе раздела фаз.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Азимут скважины** – угол, измеряемый по часовой стрелке между определенными направлениями, проходящими через ось скважины, и проекцией скважины на горизонтальную поверхность. В зависимости от принятого начала отсчета (географический меридиан, магнитный меридиан или произвольное направление) различают А. с. истинную, магнитную или угловую. А.с. – важный параметр при бурении; например, при изменении А.с. на 1° отклонение скважины от проектного направления на глубине 1 км составит 17,5 м. Азимутальное направление скважин в процессе бурения контролируют инклинометром.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Азинмаш-43А (установка)** – тракторная модификация агрегата Азинмаш-А, в связи с этим основные узлы и механизмы максимально унифицированы с аналогичными узлами и механизмами агрегата Азинмаш-37А.

Представляет собой самоходную установку, смонтированную на полноприводном гидрофицированном тракторе типа Т-100МЗБГС. Применяется в труднодоступных местах, имеет следующие узлы: коробку передач, однобарабанную лебедку, вышку с талевой системой, переднюю и заднюю опоры вышки, а также гидравлическую, пневматическую и электрическую систему управления агрегатом и другими вспомогательными узлами и механизмами (рис. 1).

Комплектуется автоматом АПР-ГП с гидравлическим приводом для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб. Имеет ограничитель подъема крюкоблока, систему сетевой и звуковой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительные приборы для контроля за работой двигателя и пневмосистемы, а также другие системы блокировки, обеспечивающие безопасность проведения работ при установке агрегата вблизи скважины и спуско-подъемных операциях.

Оборудован системой освещения рабочего места у устья скважины, у вышки, а также при движении крюкоблока. Исполнение системы освещения взрывобезопасное. Питается от электрооборудования трактора.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

**Азинмаш-8А** (установка для исследования скважин) – предназначена для спуска и подъема различных инструментов и приборов при исследовании нефтяных и газовых скважин в умеренной климатической зоне.

Установка Азинмаш-8А смонтирована на шасси автомобиля ГАЗ-66, все оборудование и инструмент размещены в специальном кузове фургонного типа с входной дверью в задней стенке. В боковой стенке кузова (слева по ходу) предусмотрен люк для выхода рабочей проволоки, которая направляется в скважину при помощи устьевого ролика, крепящегося к лубрикатору.

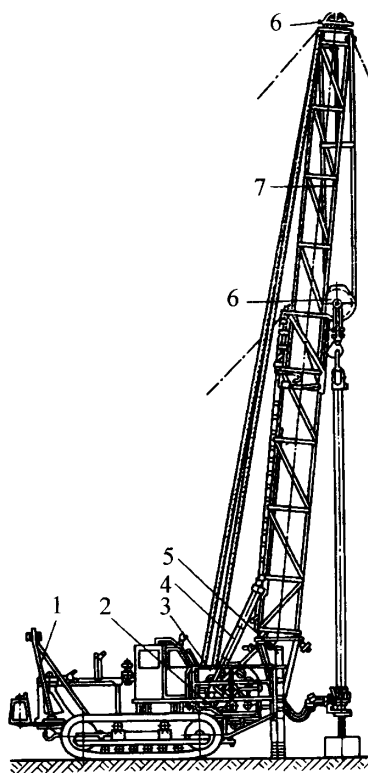


Рис. 1. Агрегат Азинмаш-43А: 1 – передняя опора; 2 – коробка перемены передач; 3 – лебедка; 4 – гидроцилиндр подъема вышки; 5 – задняя опора; 6 – талевая система; 7 – вышка

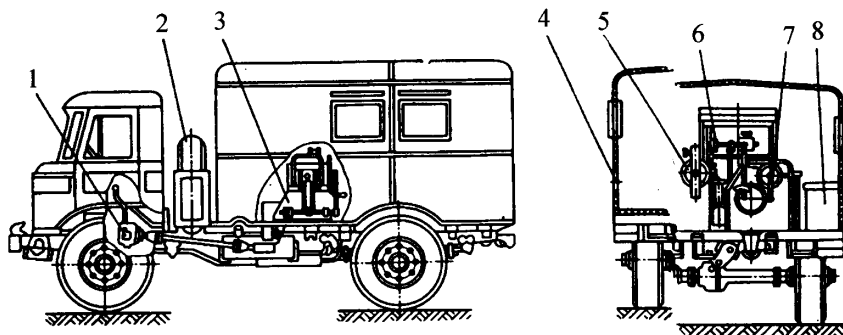


Рис. 1. Азинмаш-8А

Лебедкой управляет оператор из кузова (включает шестерни трансмиссионного вала, управляет фрикционной муфтой и тормозом). Водитель из кабины включает двигатель, управляет коробкой отбора мощности и наблюдает за системами автомобиля.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

**Азинмаш 35Б** – предназначена для нагнетания различных жидкостей в скважину при промывке ее от песчаных пробок, а также при проведении других промывочно-продавочных работ. Монтируется на амтошасси ЗИЛ-130

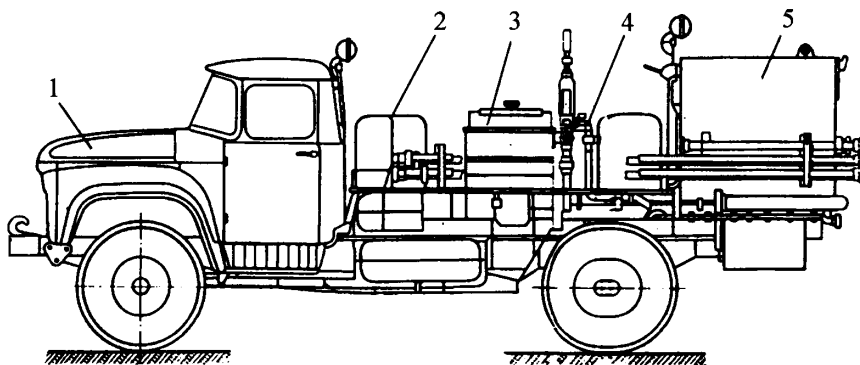


Рис. 1. Азинмаш 35Б: 1 – монтажная база-автомобиль ЗИЛ-130; 2 – ограждение; 3 – насос трехплунжерный 2НП-160; 4 – манифольд; 5 – мерный бак.

(рис. 1) и включает насос, коробку отбора мощности, карданный вал, манифольд, вспомогательные трубопроводы.

Насос 2-НП-100 техплунжерный горизонтальный приводится от тягового двигателя автомобиля через односкоростную коробку отбора мощности и карданный вал.

Приемная линия манифольда представляет собой рукав диаметром 100 мм с фильтром на конце. На интегральной линии манифольда предусмотрены пробковые краны высокого давления, предохранительный клапан, манометры.

Установка выпускается в двух модификациях: Азинмаш-35Б (см. рис. 1) – в комплекте с мерным баком и Азинмаш – 35А – без мерного бака.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

**Акватория** (от латинского вода и территория) – участок водной поверхности, залива, моря, океана. Понятие акватория относится также к участку водной поверхности в установленных границах с определенными координатами, на котором проводятся испытания различных видов технических средств, добыча полезных ископаемых (например, нефти).

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Аккумуляция нефти и газа** – процесс накопления нефти или газа в ловушках. В результате нефть и газ, рассеянные в пластовых водах, концентрируются в залежи. А.н. и г. – конечный этап сложного процесса миграции нефти и газа из зон образования в зоны накопления. Согласно гравитационной теории, основной причиной А. н. и г. является плавучесть (всплывание в воде углеводородов). Аккумуляция происходит там, где нефть и газ не могут подняться выше вследствие того, что достигнут свод антиклинали или коллектор выклинился вверх по восстанию пластов. Миграция нефти и газа под напором движущейся воды составляет основу гидравлической теории, согласно которой задерживаются в ловушке только нефть или газ. По капиллярной теории она обусловлена явлениями поверхностного натяжения, капиллярными и другими силами.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Акустический каротаж-1** – метод геофизических исследований в скважинах, основанный на изучении свойств (скоростей распространения и зату-

хания упругих волн) горных пород, пересеченных скважиной. Используется при поиске и разведке месторождений, контроле технического состояния скважин, интерпретации данных сейсмической разведки, а также при решении инженерно-геологических задач.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Акустический каротаж-2** – основан на определении упругих свойств горных пород по данным наблюдений за распространением в них упругих волн различных частот, позволяющий решать следующие задачи: литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин, стратиграфическая привязка отложений, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценка пористости пород, определение положения водонефтяного и газожидкостных контактов.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Акустический контроль цементирования** – геофизический метод оценки герметичности затрубного пространства, при котором время пробега амплитуды волн по породе и колонне, регистрируемое аппаратурой акустического контроля цементирования, позволяет определить прочность контактов на границах цемент – колонна и цемент – порода.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*(И. С. Гиниятов, Н. С. Кустов, 1980). Син.: акустическая цементометрия.*

**Акустическое воздействие на коллектор нефтяного пласта.** Этот метод считается весьма перспективным по своим техническим и экономическим возможностям, а также экологически чистым свойствам.

Особенностью этого метода является то, что акустическое поле оказывает комплексное воздействие на различные свойства пород и флюиды, их насыщающие. Большие возможности акустического воздействия на породы-коллекторы подтверждены широкими теоретическими и экспериментальными исследованиями, а также промысловыми исследованиями в различных нефтяных регионах, и особенно на месторождениях Пермского Прикамья.

Интенсивное акустическое воздействие, особенно в ультразвуковом диапазоне частот, перспективно во многих отношениях. Использование его предполагает в основном раскольматацию призабойной зоны пласта

и соответственно восстановление начальных фильтрационных свойств. Кроме того, акустическое воздействие сопровождается, как правило, дополнительным радиальным давлением, снижением вязкости нефти, локальным прогревом. Такие свойства метода особенно нужны при разработке месторождений с высоковязкими нефтями, а также при обработке призабойных зон пласта, осложненных отложениями парафина. Глубина воздействия высокочастотных акустических полей вполне соизмерима с зоной кольтмации ПЗП.

Для прогнозирования результатов акустического воздействия необходимо учитывать коллекторские свойства пород (состав, пористость, проницаемость), свойства нефти, параметры акустического поля. Поэтому перед применением метода проводятся все необходимые исследования скважин, включая КВУ, КВД и др. Только такой подход позволит достичь желаемого результата.

Реализация акустического воздействия в промысловых условиях месторождений Пермского Прикамья осуществлялась с помощью аппаратуры ААВ-310, разработанной фирмой «Интенсоник» и К<sup>о</sup> (г. Екатеринбург). Прибор работает на магнитострикционном принципе и имеет следующие параметры: частота колебаний 21 кГц, интенсивность 88 Вт/кв. см. диаметр 42 мм, одножильный кабель, рабочий диапазон температуры до 90 градусов по Цельсию, напряжение питания 220 Вт, потребляемая мощность 1,5 кВт.

Результаты гидродинамических исследований, по данным В. П. Митрофанова и др., показали, что во всех скважинах, обработанных акустическим методом, отмечено значительное улучшение состояния призабойной зоны: гидропроводности, коэффициента продуктивности.

Ниже приводится несколько иной метод акустического воздействия, авторами которого являются сотрудники нескольких предприятий, а именно О. Л. Кузнецов – директор ВНИИГеосистем, А. А. Печков – генеральный директор ТОО «ЭКСТОН», Р. С. Рафиков – генеральный директор АО «Геофизтехнология», В. В. Дрягин – директор АОЗТ «Интенсоник».

Представляемая ими технология относится к технологии управляемого физического воздействия на горные породы, насыщающие флюиды мощным высокочастотным акустическим полем, под воздействием которого происходит ряд физических процессов: увеличение проницаемости флюидосодержащих горных пород, акустическая дегазация, расформирование зон проникновения фильтра бурового раствора и кольтмации, разложение парафинов и газовых гидратов. Одна из модификаций аппаратуры АВ состоит из наземного ультразвукового преобразователя частоты

и соединенного с ним геофизическим кабелем скважинного магнитострикционного излучателя.

Ультразвуковой преобразователь частоты монтируется на стандартном геофизическом подъемнике и предназначен для преобразования электрической энергии промышленной частоты в электрическую энергию ультразвуковой частоты. Высокочастотная энергия передается по геофизическому кабелю к магнитострикционному излучателю и трансформируется в энергию упругих волн.

Технология проведения АВ аналогична технологии работ по геофизическому исследованию скважин.

Технология АВ реализуется в следующих проектах:

- обработка ПЗП действующих нефтедобывающих скважин;
- обработка ПЗП остановленных для ремонта нефтедобывающих скважин;
- обработка ПЗП действующих нагнетательных скважин.

Перспективно также системное применение технологии АВ для:

- регулирования фронта вытеснения нефти водой в системе ППД с целью равномерности и полноты выработки залежи;
- интенсификации добычи и дополнительное извлечение полезного флюида из зон застоя;
- повышения коэффициента извлечения нефти за счет вовлечения в разработку месторождений (залежей, зон), эксплуатация которых не рентабельна при обычных технологиях добычи нефти.

Технологию АВ можно также использовать в сочетании с другими методами физико-химического воздействия, что обеспечит улучшение и увеличение качества реагентных обработок коллекторов.

При массовой акустической обработке скважин месторождения нефти, находящихся на стадии промышленной разработки с активным режимом заводнения, положительный прирост дебита нефти был получен в 51% скважин. Среднее увеличение дебита составило более 15%.

При ретроспективном анализе промысловых материалов по скважинам с учетом геолого-промысловых, гидродинамических и технологических условий положительный эффект был отмечен в 85%.

Приведенные выше результаты получены в основном при реализации проектов на месторождениях Западной Сибири.

Предлагаемая технология АВ, в отличие от применяемых, является экологически чистой, обеспечивает возможность использования АВ без остановки скважин; обеспечивает селективную обработку продуктивной мощности пласта; может комплексироваться с другими технологиями воз-



действия; имеет малую энергоемкость процесса (30–50 кВт·час) на одну скважину; полностью адаптирована к технологии ГИС.

*Б. М. Сучков. Интенсификация работы скважин. Москва–Ижевск, 2006.*

**Акустико-химическое воздействие на ПЗП.** Технология разработана учеными и специалистами ОА «Татнефть». Технология основана на синхронизации во времени ряда физических эффектов–термоакустических полей в ультразвуковом диапазоне, отмыва органоминеральных загрязнений специальным составом, гидрофобизации поровых каналов в нефтяных скважинах, полноты очистки пласта за счет поддержания оптимального гидродинамического режима обработки.

Технология основана на применении генератора ультразвуковых колебаний. Ультразвуковые колебания передаются от преобразователя по электрокабелю на забойный излучатель, устанавливаемой в интервал обработки призабойной зоны. Предварительно интервал обработки заполняют специальным обрабатывающим составом.

Режимы, мощность и темп акустической обработки ПЗП определяются импульсно-энергетическими показателями, типом и конструкцией преобразователя и излучателя. Влияние акустического поля на обрабатываемый состав, а также на жидкие и твердые загрязнения в ПЗП заключается в возникновении в нем знакопеременных, быстропотекающих во времени высоких градиентов давления, величина которых достаточна для разрушения колюматизирующих структур и пристенных анамальных слоев пластовых жидкостей в порах.

Данная технология в основном предназначена для восстановления продуктивности скважин, призабойная зона которых заколюматирована в результате многократных глушений скважин, отложений парафина и др.

В АО «Татнефть» технология успешно внедряется с 1996 года. Использование технологии комплексной стимуляции скважин на бездействующем (нерентабельном) фонде привело к устойчиво высокому режиму работы их с дебитами нефти 5–8 т/сут. Приемистость нагнетательных скважин возросла в 2–2,5 раза.

Большой вклад в разработку и развитие волновых, акустических, а также комбинированных способов воздействия на призабойную зону пласта внесли специалисты АО «Татнефтегеофизика» при непосредственной участии и руководстве главного инженера А. Г. Корженевского.

АО «Татнефтегеофизика» освоило и успешно применяет в практике эксплуатации скважин ряд таких технологий. К ним относится перфорационно-депресссионное воздействие, технология волнового воздействия,

включая ударно-кавитационное, электрогидроимпульсное воздействие (ЭГВ) и акустическое воздействие, термогазодепрессионное воздействие, импульсное воздействие пластоиспытателем, технология очистки скважин в ПЗП имплозионной желонкой с последующим освоением скважины свабированием. Все перечисленные технологии применяются с использованием геофизического кабеля и самоходного каротажного подъемника. Кратко остановимся на сущности и отличительных особенностях этих технологий.

*Б. М. Сучков Интенсификация работы скважин. Москва–Ижевск, 2006.*

### **АЛЕКПЕРОВ Вагит Юсуфович 01.09.1950.**

Академик РАЕН, академик Международной академии информатики и Академии горных наук. Президент ОАО «Лукойл». Специалист в области экономики и управления в нефтяной отрасли. К его научным интересам относятся проблемы управления и функционирования вертикально-интегрированных компаний в условиях перехода к рыночной экономике в России, повышение эффективности работы таких компаний.

*А. И. Мелуа. Энциклопедия. Российская академия естественных наук (под редакцией д.т.н., профессора О. Л. Кузнецова), 2002.*

**Алмазное бурение** – механическое вращательное бурение породоразрушающим инструментом, армированным алмазами. А.б. состоит из буровой алмазной коронки или долота, алмазного расширителя, сохраняющего диаметр скважины при износе коронки, кернорвательного устройства, колонковой трубы и колонны бурильных труб. Ресурс алмазных породоразрушающих инструментов в 8–10 раз больше по сравнению с другими инструментами. Высокая производительность алмазного бурения (в среднем проходка алмазного долота в 19 раз больше, чем шарошечного) достигается за счет применения больших частот вращения бурового снаряда (до 2000 об/мин и более). Наибольший эффект А.б. дает при использовании буровых коронок малого диаметра.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Анаэробы** (от греческого *ан* – не, *аег* – воздух) – организмы, живущие при отсутствии кислорода благодаря получению энергии за счет расщепления органических и неорганических веществ, например в процессе брожения.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Анизотропия горных пород** (от греческого – неравный и направление) – различное значение свойств (деформационных, электрических, тепловых, магнитных, оптических и др.) горных пород по разным направлениям. Анизотропия минералов и горных пород связана с микрослоистостью, упорядочной ориентировкой зерен и кристаллов и микротрещиноватостью. А. массивов горных пород определяется упорядоченным залеганием больших структурных элементов, разделенных тектоническими разрывами, слоистостью или упорядоченной микротрещиноватостью. При ведении горных работ, выборе способов разрушения наибольшие значения имеют А. деформационных свойств, определяемая как отношение пределов прочности (или модулей деформации) при сжатии и растяжении образцов перпендикулярно и параллельно направлению.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Аномальное высокое пластовое давление (АВДП)** – давление жидкости в пласте, превышающее гидростатическое. Наличие АВДП в разрезе отложений создает большие трудности при бурении скважин.

**Аномально вязкие нефти** – нефти, не подчиняющиеся в своем течении закону вязкого течения Ньютона. Характеризуются аномальной вязкостью при малых напряжениях сдвига, а также нарушением закона Дарси при фильтрации в пористой среде (подвижность нефти малых градиентов давления очень низка). Аномалии вязкости обусловлены появлением в аномально вязкой нефти пространственной структуры, образованной агрегатами высокомолекулярных углеводородов при снижении пластовой температуры ниже температуры насыщения нефти парафином либо асфальтенами. Прочность таких агрегатов зависит от состава нефти и растворенного в ней газа, температуры, давления, а также создаваемых напряжений сдвига. Содержание асфальтенов в пластовой нефти обычно увеличивается в зонах пласта, примыкающих к водонефтяному контакту. Соответственно увеличиваются и аномалии вязкости нефти. Разработка залежей А.в.н. осложняется образованием застойных зон, нефтеотдача при традиционных способах разработки низкая, вытеснение нефти водой приводит к быстрому обводнению добывающих скважин. Повышение нефтеотдачи залежи А.в.н. достигается термическим воздействием на пласт путем закачки растворителей, углекислоты, полимерных растворов, созданием повышенных градиентов давления, выравниванием профиля приеми-

стости. Для неглубоко залегающих залежей могут быть использованы карьерный, шахтный и шахтно-скважинный способы разработки. Для транспортировки по трубопроводам А.в.н. на перекачивающих станциях прогреваются, вводят в них диспергаторы парафина.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1994.*

**Аномальное пластовое давление** – давление, действующее на флюиды (воду, нефть, газ), содержащиеся в поровом пространстве, величина которого отличается от нормального (гидростатического). Пластовое давление, превышающее гидростатическое, называют аномально высоким, меньше гидростатического – аномально низким.

Аномальное пластовое давление существует в изолированных системах. По вопросу о генезисе нет единого мнения. Основной причиной образования А.п.д. считают уплотнение глинистых пород, процессы осмоса, катогенические преобразования пород и содержащегося в них органического вещества, процессы тектогенеза и геотермические условия земных недр. Каждый из этих факторов может преобладать в зависимости от геологического строения и истории развития региона. Однако, по мнению некоторых исследователей, важнейшим, по-видимому, является температурный фактор, т. к. коэффициент теплового расширения различных флюидов, заключенных в изолированном объеме пород, значительно больше, чем у минеральных компонентов горных пород.

А.п.д. установлены бурением многочисленных скважин на суше и акваториях при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых залежей в отложениях от плейстоцена до докембрия в широком интервале глубин. Более часто встречается АВПД. Особенно они широко развиты на больших глубинах (более 4 км). Обычно АВПД превышает гидростатическое давление в 1,3–1,8 раза, значительно реже в 2,0–2,2; при этом они обычно не достигают значений гидростатического давления, оказываемого весом вышележащих пород. Однако в единичных случаях на больших глубинах были зафиксированы АВПД, равные или превышающие значения геостатического давления, что, по-видимому, обусловлено действием дополнительных факторов (например, в результате проявления землетрясений, грязевого вулканизма, роста соляно-купольных структур).

Наличие АВПД благоприятно сказывается на коллекторских свойствах вмещающих пород, увеличивает время естественной эксплуатации

нефтяных и газовых месторождений без применения дорогостоящих вторичных методов, повышает удельные запасы газа и дебиты скважин, является благоприятным в отношении скопления углеводородов, свидетельствует о наличии в нефтегазовых бассейнах изолированных участков и зон. Зоны АВПД, развитые на больших глубинах, особенно там, где они пользуются региональным распространением, содержат значительные ресурсы метана, который находится в растворенном состоянии и перегретой (до 150–200 °С) воде. Метан можно извлекать, а также использовать гидравлическую и тепловую энергию. С другой стороны, АВПД является источником аварий в процессе бурения. Неожиданное вскрытие зон АВПД – причина многочисленных осложнений, ликвидация которых приводит к большим материальным затратам. При бурении в зонах АВПД буровой раствор для предупреждения выбросов из скважин утяжеляют. Но такой раствор могут поглощать пласты с гидростатическим давлением и АНПД. Поэтому перед вскрытием пород с АВПД вышезалегающие поглощающие пласты перекрывают колонной. Если распределение давлений в породах по глубине известно, то можно выбрать оптимальную конструкцию скважины, технологию бурения и цементирования и предупредить возможные осложнения и аварии. Наличие АВПД значительно увеличивает стоимость скважин. Для прогнозирования АВПД используются в основном сейсморазведка, данные бурения и различные виды каротажа (электрический, акустический, гамма-каротаж и др.).

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1994.*

**Аномальная пластовая температура** – резкоизмененные температуры в пределах локальных структур по сравнению с фоновой температурой, характерной для соответствующих пластов крупных структурно-тектонических элементов. Различают аномально высокую и аномально низкую пластовые температуры. Происхождение их всегда связано с природными факторами, но известно и ряд техногенных. К первым относятся литологические, гидрогеологические. Существенно влияет на установление А.п.т. резкое пространственное изменение теплопроводности пород и особенно пластовых флюидов, возникновение тепловых экранов и периодическая вулканическая активность. К техногенным факторам относят законтурное заводнение, закачку значительных объемов промышленных стоков, самовозгорание горючих полезных ископаемых и др. Обычно отклоне-

ние аномальных температур от фоновых составляет несколько десятков градусов.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

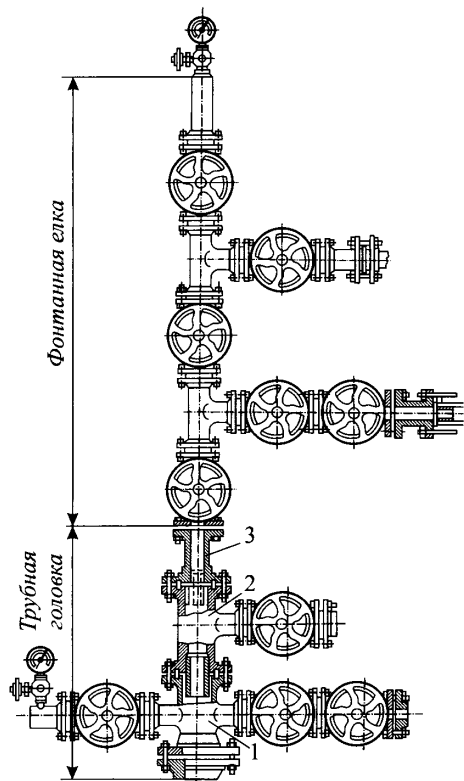


Рис. 1. Арматура фонтанная тройниково-  
вая: 1 – крестовик, 2,4 – переводные  
втулки, 3 – тройник, 5 – переводная  
катушка, 6 – центральная задвижка, 7 –  
задвижки, 8 – штуцеры, 9 – буферная  
задвижка, 10 – манометр, 11 – промежу-  
точная задвижка, 12 – задвижка, 13 –  
тройники, 14 – буферная задвижка

**Аргиллит** (от греческого слова – глина) – пелитовая осадочная горная порода, образовавшаяся в результате уплотнения, обезвоживания и цементации глин (с примесью частиц неглинистых минералов размером 0,01 мм); от последних отличаются большой твердостью и неспособностью размокать в воде. Применяются в качестве сырья при производстве цемента, керамзита.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия». 1984.*

**Арматура фонтанная тройниково-  
вая.** Арматуру фонтанную (рис. 1) собирают из различных тройников, крестовин и задвижек, которые соединяются между собой с помощью болтов. Соединения герметизируют с помощью металлических колец с овальным поперечным сечением, которые устанавливаются в выемке на фланцах, и затем стягиваются болтами.

Набор соединенных между собой деталей арматуры тройникового типа приведен в подрисуночной подписи.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

## Арматура фонтанная крестовиковая

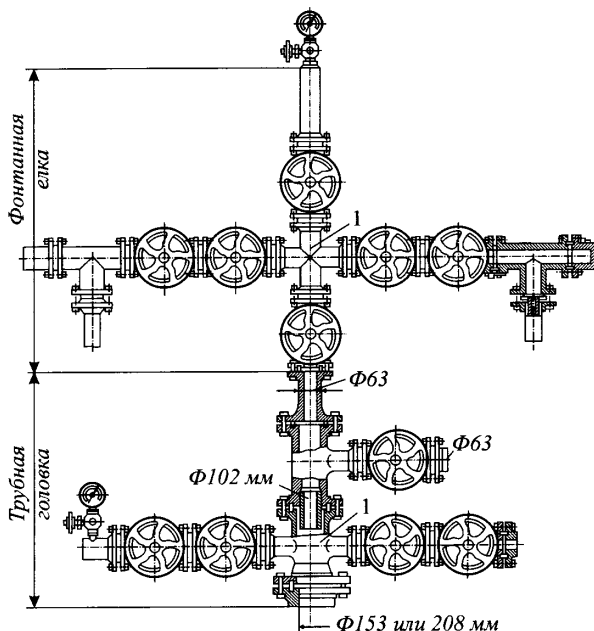


Рис. 1 Арматура фонтанная крестовиковая: 1 – манометры; 2 – крановые задвижки; 3, 6 – крестовик; 4 – катушка; 5 – патрубок; 7 – колонная головка; 8 – уплотнительное кольцо.

Арматуры фонтанные служат для:

- подвески насосно-компрессорных труб;
- герметизации устья скважины;
- контроля за межтрубном пространством;
- направления нефти и газа в выкидную линию;
- проведения геолого-технических операций при эксплуатации скважины;
- регулирования режима работы скважины;
- проведения исследования скважины;
- создания противодавления на забое и др.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва. «Недра», 1983.*

**Асфальтены** – асфальтеновые кислородные компоненты асфальтов, асфальтитов, нефтей, битумоидов, рассеянного органического вещества по-

род. Асфальтены растворимы в хлороформе, четыреххлористом углероде, бензоле; осаждаются из растворов легким петролейным эфиром.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «НЕДРА», 1983.)*

**Асфальто-смолистые вещества** – высокомолекулярные органические соединения (смолы, асфальтены и др.), в состав которых входят углеводород, водород, сера, азот и которые обладают высокой поверхностной активностью и усложняют условия фильтрации нефти в пластах.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «НЕДРА», 1983.)*



# Б

**Базовый дебит скважин** – дебит добывающих нефтяных скважин, при превышении которого происходит прорыв в нее воды (газа) в результате поднятия водного конуса.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), издательство «Недра», 1983.*

**БАИШИЕВ Булат Тагирович** – зав. лабораторией ВНИИнефть им. акад. А. П. Крылова. Д.т.н., профессор, почетный нефтяник, заслуженный деятель науки и техники РФ, заслуженный работник Минтопэнерго, награжден орденом Знак Почета и многими медалями.

*Научные интересы:* методы проектирования и регулирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений, гидродинамические методы повышения нефтеотдачи, горизонтальные скважины.

*А. И. Мелуа. Энциклопедия. Российская академия естественных наук (под редакцией д.т.н., профессора О. Л. Кузнецова), 2002.*

**БАЙБАКОВ Николай Константинович** – советский государственный деятель, организатор нефтяной промышленности СССР, ученый в области горной науки, доктор технических наук, Герой Социалистического труда.

*А. И. Мелуа. Энциклопедия. Российская академия естественных наук (под редакцией д.т.н. профессора О. Л. Кузнецова), 2002.*

**Балансовые запасы** – запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), издательство «Недра», 1983.*

**Барьерное заводнение** – вид воздействия на нефтегазовую или нефтегазо-конденсатную залежь – нагнетание воды в пласт через скважины ряда, расположенного в пределах газонефтяной зоны для разобщения нефтяной

и газовой (газоконденсатной) части залежи, с целью повышения эффективности выработки всех ее компонентов.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Бассейн водосборный (водосбор)** – территория, с которой в данную реку или озеро стекают поверхностные или подземные воды. Водосборный бассейн ограничен водоразделом.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**БАСНИЕВ Каплан Сафербиевич** – академик РАЕН, доктор технических наук, профессор; родился 10 марта 1935 г. в Краснодаре. В 1957 году окончил МНИ имени И. М. Губкина (ныне – РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина) по специальности «Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», в 1963 г. закончил аспирантуру того же ВУЗА.

С 1998 г. К. С. Басниев – заведующий кафедрой разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Автор более 200 научных работ, в том числе 15 монографий и учебников. Подготовил 25 кандидатов наук и был научным консультантом пяти докторских диссертаций.

Каплан Сафербиевич член специализированного совета РГУ нефти и газа и ВНИИгаза по защите докторских диссертаций по разработке нефтяных и газовых месторождений. Принимает активное участие в деятельности ряда международных и российских научных организаций. Избран в состав президиума РАЕН, является председателем Бюро секции нефти и газа РАЕН, членом совета Международного газового союза. С 1971 г. входит в редколлегию журнала «Газовая промышленность». Заслуженный деятель науки и техники Российской Федерации (1995); лауреат премии правительства российской Федерации (2002), лауреат премии имени академика И. М. Губкина (1983); Почетный работник газовой промышленности (1982); ветеран труда газовой промышленности (1995); отличник высшей школы (1968); заслуженный работник Минтопэнерго (1995). Награжден орденом Дружбы народов (1980), орденом Почета (2000) и тремя медалями.

*А. И. Мелуа. Энциклопедия. Российская академия естественных наук (под редакцией д.т.н. профессора О. Л. Кузнецова), 2002.*

**БАТУРИН Юрий Ефремович, 03.03.1936 г.** Д.т.н., профессор, академик РАЕН; разработал методологию проектирования разработки нефтяных

месторождений; автоматизированную систему проектирования разработки нефтяных месторождений. Исследовал факторы, влияющие на величину остаточной нефтенасыщенности. Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности России. Почётный нефтяник.

*А. И. Мелуа. Энциклопедия. Российская академия естественных наук (под редакцией д.т.н., профессора О. Л. Кузнецова), 2002.*

**Безводный дебит скважины** – дебит добывающей нефтяной скважины, при повышении которого происходит прорыв в неё воды (газа) в результате поднятия водяного (газового) конуса.

**Бездействующие скважины** – группа скважин эксплуатационного фонда – скважины, не давшие продукции в течение последнего месяца отчётного (планового) периода; включает две подгруппы скважин: остановленные в текущем году и бездействующие с прошлых лет, т. е. остановленные до 1 января текущего года и продолжающие простаивать в текущем году.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «ФИЛАЛОГИЯ ТРИ», Москва, 2002.*

**Безнапорная фильтрация (течение).** Безнапорным называется фильтрационное течение, при котором полный напор недостаточен для того, чтобы жидкость поднялась до кровли пласта, в результате чего фильтрационный поток ограничивается сверху свободной поверхностью – поверхностью раздела между грунтовыми водами и воздухом или между нефтью и газом. Аналогичное течение имеем в тех случаях, когда под слоем движущейся нефти располагается неподвижная подошвенная вода. В термине «свободная поверхность» пренебрегается тем обстоятельством, что переходная область между жидкостью и газом или между двумя жидкостями в пористой среде не является резкой границей типа границы вода – воздух в стакане, а обязательно размыта из-за действия капиллярных сил. Толщина капиллярного переходного слоя измеряется десятками сантиметров и метрами. Поэтому кратко рассматриваемая в этом параграфе теория оказывается тем более точной, чем больше характерные размеры потока.

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М., «Недра», 1984.*

**Бинарные углеводородные системы.** Двухкомпонентные или бинарные углеводородные системы представляют тот же интерес, что и однокомпонентные.

Нефть и связанные с нею газы являются смесью многих индивидуальных углеводородов. Более подробное рассмотрение свойств бинарных систем весьма поучительно, так как в этих простых смесях можно встретить практически все новые свойства сложных углеводородных жидкостей.

Прежде чем приступить к количественному рассмотрению физических или термодинамических свойств бинарной системы, необходимо уточнить состав смеси. Это относится не только к определению каждого из двух углеводородных компонентов, но и к относительному количеству каждого в сложной системе. Последнее можно выразить либо в весовых, либо в мольных концентрациях.

Мольную концентрацию каждого компонента можно представить как отношение числа молей данного компонента к общему числу молей всей системы.

Одной из важных характеристик бинарных систем является изменение их термодинамических свойств в зависимости от состава. Однако при изучении влияния основных переменных – давления и температуры – состав рассматриваемой бинарной системы должен быть уточнен и сохранен неизменным.

Более подробную информацию о бинарных углеводородных системах можно найти в книге М. Маскета «Физические основы технологии добычи нефти. – М.–Ижевск: ИКИ, 2004.

**Биологическая очистка сточных вод** – извлечение из сточных вод загрязнителей, в основном органических веществ, путём культивирования микроорганизмов, разлагающих эти вещества до минеральных или более простых, легко распадающихся органических соединений.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Биологический мониторинг** – биологический мониторинг, основанный на наблюдении за реакцией живых организмов на загрязнение окружающей среды.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Биосфера** – одна из оболочек Земли, состав и энергетика которой определены работой живого вещества. Термин введен в науку Э. Зюссом в 1875 г. В. И. Вернадский обозначил биосферой всю наружную область Земли, в которой не только существует жизнь, но которая в той или иной степени видоизменена и сформирована жизнью.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина, – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Биоценоз** – совокупность растений, грибов, микроорганизмов, животных, имеющая определенный состав и сложившийся характер взаимоотношений со средой обитания и между собой. Термин введен немецким биологом К. Мебиусом в 1877 г.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина, – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Битумы природные** – полезное ископаемое органического происхождения с первичной углеводородной основой, залегающее в недрах в твердом, вязком и вязкопластичном состояниях. С генетической точки зрения к Б.п. относят нефть, газы, природные горючие материалы, конденсат газовый, а также естественные производные нефти.

Битумные поды состоят из высокомолекулярных углеводородов и гетероатомных (кислородных, сернистых, азотистых, металлосодержащих) соединений. Физико-химические свойства Б.п.: консистенция – от вязкожидких до рыхлых; плотность соответственно от 965 до 1500 кг/м<sup>3</sup>; температура размягчения от 35 °С до неплавких; растворимость в хлороформе от 100% до нерастворимых. Классификационные границы для растворимых Б.п. определяют по содержанию масел.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Блоки талевые эксплуатационные** являются подвижным узлом талевой системы, предназначенной для спуска и подъема труб при ремонте скважин, расположенных в районах с умеренным, а также холодным климатом.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Блоковое заводнение** – разновидность внутриконтурного заводнения, предусматривающая «зарезание» нефтяной залежи (рядами нагнетатель-

ных скважин) на блоки оптимальных размеров, т. е. такие, которые исключают консервацию запасов нефти во внутренних зонах и позволяют разрабатывать залежь в один этап, без переноса фронта нагнетания.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Блочные автоматизированные групповые замерные устройства** предназначены для автоматического измерения дебита скважин при однотрубной системе сбора нефти и газа, для контроля за разработкой скважины по наличию подачи жидкости, а также для автоматической или по команде с диспетчерского пункта блокировки скважин или установки в целом при возникновении аварийных ситуаций.

На нефтяных месторождениях наиболее распространены блочные автоматизированные групповые замерные установки «Спутник А» и «Спутник Б».

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Блочные кусочные кустовые насосные станции (БКНС).** БКНС используются при осуществлении процесса заводнения залежей на разрабатываемых нефтяных месторождениях с целью поддержания пластового давления.

Блочные КНС изготавливаются индустриальным способом (в заводских условиях) и монтируются на месторождениях. В зависимости от числа установленных насосных блоков (насос + электродвигатель) БКНС имеют производительность 3600, 7200 и 10800 м<sup>3</sup>/сут.

В состав БКНС входят следующие технологические объекты: насосная, состоящая из насосных и аппаратурных блоков; камера переключения, состоящая из одного или двух блоков напорного коллектора (гребенки), распределительного устройства и металлического резервуара объемом 400 м<sup>3</sup>. Вагоны (кабины) обогреваются за счет тепла, выделяемого электродвигателями. БКНС комплексно автоматизированы и работают без обслуживающего персонала. Такие станции запроектированы для строительства на площадки с любыми грунтовыми условиями, нормативной нагрузкой 0,15 МПа, скоростным давлением ветра 350 Па и с расчетом на зимнюю температуру –55 °С.

В качестве основного насосного оборудования БКНС приняты насосы марки ЦН 150-150 с электродвигателями СТД-1250-2. Насосное и вспомогательное оборудование размещается в блоках (основаниях) вагонов (кабин), которые стыкуются между собой, образуя единое помещение.

Блочная кустовая насосная станция состоит из блоков централизованного (заводского) изготовления: НБ-1, НБ-2, А-1, А-2 и БГ-1. Каждый блок смонтирован на металлической раме или железобетонной плите (основании), на котором установлен вагон (кабина). Вагоны собираются из панелей, состоящих из металлического каркаса и минераловатных матов. Транспортируются блоки волоком на металлических санях.

*Справочная книга по добыче нефти (под редакцией Ш. К. Гиматудинова). Москва. «Недра», 1974.*

**Боковой горизонтальный ствол** – это горизонтальный ствол, пробуренный в вертикальной или наклонно направленной скважине на один или несколько продуктивных пропластков с невыработанными запасами нефти.

**Боковой каротаж** – метод геофизических исследований в скважинах, основанный на изучении удельного электрического сопротивления горных пород при помощи зонда, обеспечивающего распространение тока перпендикулярно стенке скважины.

При Б.к. ток от источника, расположенного на поверхности, подается в скважинный прибор, через токовые электроды-зонды поступает в скважину и окружающую ее горную породу. Управление полем зонда осуществляется при помощи экранных электродов, которые препятствуют растеканию тока основных электродов по скважине и направляют его в исследуемый пласт. Измеряется разность потенциалов между электродами и сила тока через основной токовый электрод. Кажущееся сопротивление регистрируется при помощи каротажной станции, расположенной на поверхности.

В зависимости от числа электродов и условия управления

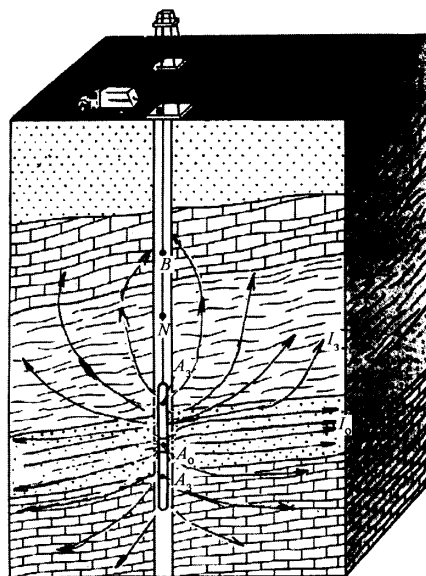


Рис. 1. Схема проведения трех-электродного бокового каротажа:  $A_0$  – основной токовый электрод;  $A_1$  – экранный электрод;  $B$  – обратный токовый электрод;  $H$  – обратный измерительный электрод;  $I_0$  – токовая линия основного токового электрода;  $I_1$  – токовая линия экранного электрода

полем различают трех- или многоэлектродные зонды Б.к. Трехэлектродный зонд – цилиндр, разделенный изоляционными промежутками на электроды: короткий основной и два симметричных по отношению к нему экранных. Через электроды пропускается ток, сила которого регулируется таким образом, чтобы потенциалы были равны, что обеспечивает распространение токовых линий по радиусу. Многоэлектродный зонд Б.к., кроме основного токового, состоит из двух пар измерительных электродов и нескольких пар экранных. Одновременные электроды расположены симметрично по обе стороны основного и попарно соединены накоротко друг с другом. Изменяя полярность электродов и размеры межэлектродных расстояний многоэлектродных зондов Б.к. можно регулировать радиус исследования.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Светская энциклопедия», 1984.*

**Боковое каротажное зондирование (БКЗ)** – каротаж сопротивления, предусматривающий использование набора однотипных зондов разной длины (в том числе электрического сопротивления пласта, близкое к истинному), а также параметры зоны проникновения промывочной жидкости (сопротивление и диаметр зоны), по величинам которых с использованием петрофизических связей выявляют в разрезе полезные ископаемые, оценивают пористость, проницаемость коллекторов, нефтегазосодержание и др.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Боковой микрокаротаж (БМК)** – детальное измерение кажущегося сопротивления прискважинной части разреза экранированными микрозондами с радиальной фокусировкой тока, что снижает влияние глинистой корки и позволяет использовать замеры для количественного изучения удельного сопротивления пород, непосредственно примыкающих к скважине.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Болото** – избыточно увлажнённый участок поверхности, характеризуется накоплением в верхних горизонтах мертвых неразложившихся растительных остатков, которые затем превращаются в торф.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*



**Борьба с промысловым парафином** – удаление парафиновых отложений из мест скопления или закрепления на нефтепромысловом оборудовании.

Эксплуатация нефтяных скважин, из которых добывается парафинистая нефть, обычно сопровождается осложнениями.

Парафины относятся к твердым предельным углеводородам. Их молекулы содержат от 18 до 35 атомов углерода. Чистый парафин – более воскообразное вещество без вкуса и запаха. Физические свойства парафина следующие: удельный вес от 0,880 до 0,915, температура плавления в пределах 42–55 °С, теплоемкость 0,5–0,6, скрытая теплота плавления 20–40 кал. Парафин, выделяющийся из нефти, бывает в той или иной мере загрязнен тяжелыми углеводородами и смолами, изменяющими его цвет от желтого до черного.

Не все нефти, содержащие парафин, вызывают затруднения при добыче. Все зависит от температуры, давления и состояния нефти в пласте. В пластовых условиях парафины растворены в нефти.

При отборе нефти из пласта давление в нем понижается. Во время эксплуатации количество легких углеводородов в пласте уменьшается и оставшаяся нефть не может удерживать в растворе первоначальное количество твердых углеводородов. Парафины выпадают в виде мельчайших кристаллов, которые могут оставаться во взвешенном состоянии и выноситься струей нефти на поверхность. Однако при некоторых условиях эти кристаллы откладываются на стенках каналов в призабойной зоне, в эксплуатационной колонне, подъемных трубах, выкидных трубопроводах, емкостях и хранилищах для нефти. Присутствие воды в нефти также способствует более интенсивному выпадению парафина. Содержание парафина в нефтях восточных районов составляет от 2 до 7,5%, в западноукраинских до 12%, в бакинских до 6%, в грозненских до 6,5%.

Наибольшие затруднения создает отложение парафина в призабойной зоне скважины. Кристаллы парафина забивают поры и каналы пласта и покрывают стенки скважины толстой коркой. В результате приток нефти в скважину уменьшается, дебит резко падает. Для депарафинизации нефтяных скважин и восстановления их нормальной производительности приходится прогревать призабойную зону пласта или прибегать к применению специальных ингибирующих растворов. Для прогрева призабойной зоны используют электрический забойный нагреватель или повышают температуру пород призабойной зоны специальными химическими смесями за счет экзотермической реакции при их взаимодействии.

Основную борьбу с отложениями парафина приходится вести в подъемных трубах и нефтепроводах. В большинстве случаев подъемные трубы покрываются парафином в верхней части на протяжении нескольких сот метров от устья скважины. В редких случаях отложения парафина могут покрыть всю колонну, а по сечению трубы практически весь канал насосно-компрессорной трубы. Толщина слоя парафина увеличивается в направлении от забоя скважины к устью.

Мероприятия по удалению парафина из подъемных труб и нефтепроводов можно разделить на несколько групп: а) механическое удаление парафина со стенок труб; б) растворение парафина химическими растворителями; в) расплавление парафина под действием повышенной температуры. Можно применять различные комбинации этих методов. В последнее время все большее применение находят методы предотвращения отложений парафина, основанные на применении труб со специальным покрытием (остеклованные трубы, трубы, покрытые бакелитовым лаком и др.), а также методы ингибирования самой нефти, поднимающейся по лифтовым трубам.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Борьба с промысловым парафином при помощи прогрева пара-ром.** Наиболее простым способом депарафинизации насосно-компрессорных труб является подъем их на поверхность и прогрев их паром. Этот способ достаточно прост, но мало экономичен. При интенсивной парафинизации подъем насосно-компрессорных труб приходится производить довольно часто. Поэтому применение его рекомендуется совмещать с подземными работами, когда насосно-компрессорные трубы приходится поднимать и по другим причинам.

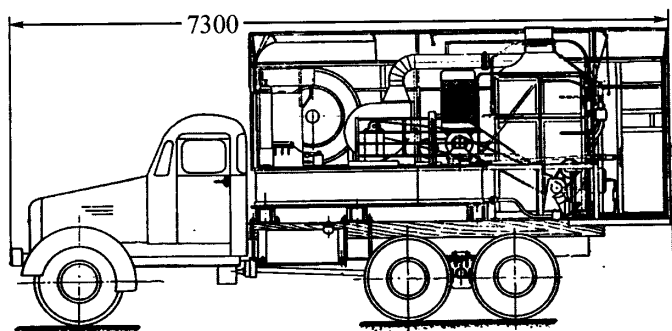


Рис. 1. Паровая передвижная установка

В настоящее время удаление парафина из труб производится без подъема их на поверхность, когда используются специальные агрегаты, генерирующие пар. Одним из таких агрегатов является ППУ – паровая передвижная установка (см. рис. 1) В последнее время все более часто она заменяется на более совершенную установку – АДП. На автомобиле устанавливается прямоточный паровой котел с максимальным давлением до 75 ат, рабочим давлением 50 ат, производительностью 1000 кг пара в час. Емкость водяного бака обеспечивает бесперебойную работу установки в течение 1,5–2 час.

Топливом служит соляровое масло. Пар, введенный в насосно-компрессорные трубы или в воздушную линию компрессорных скважин, обогревает подъемные трубы и плавит парафин. Периодичность выполнения работ зависит от интенсивности запарафинивания подъемных труб.

*А. И. Жуков, Б. С. Чернов, М. Н. Базлов «Эксплуатация нефтяных месторождений», 1962.*

**Бурение вращательное** – бурение, при котором разрушение горных пород осуществляется под воздействием двух усилий: крутящего момента, обеспечивающего вращение долота, и осевой нагрузки, направленной вдоль оси долота и обуславливающей внедрение его в породу.

Процесс разрушения породы при вращательном бурении является непрерывным. Поэтому для удаления с забоя обломков выбуренной породы в скважину по трубам закачивается промывочная жидкость, которая захватывает обломки выбуренной породы и выносит их на дневную поверхность.

Любая установка для вращательного бурения состоит из следующих агрегатов: механизма для подъема бурильных труб из скважины, механизма для вращения бурильных труб, насосов для прокачивания промывочной жидкости и двигателей для привода в движение всех этих агрегатов.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Бурение второго ствола** – буровые работы, в результате которых кроме основного ствола скважины бурится дополнительный (при этом основной и дополнительный стволы имеют общее устье) (ТСГБ, 1970) в целях вскрытия продуктивных отложений в соответствии с заданными координатами (в случае если первый ствол по техническим причинам эту задачу не выполнил) или перевода скважины на другую, менее дренированную часть пласта.

*(В. Г. Каналин, М. К. Капранова, 1981.)*

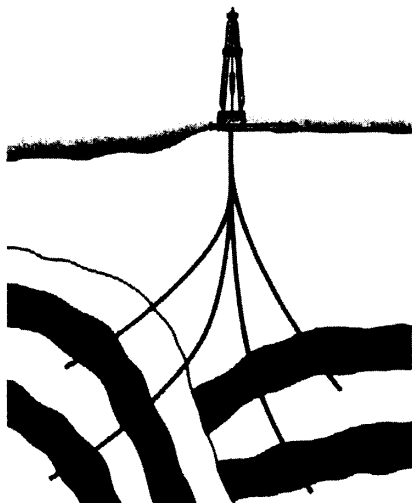


Рис. 1. Бурение многозабойное

**Бурение многозабойное** – вид наклонно направленного бурения, включающий проходку основного ствола с последующим забуриванием и проходкой в его нижней части дополнительных стволов, пересекающих геологическую структуру.

Бурение многозабойное (рис. 1) применяется с целью повышения эффективности буровых работ по разведке и добыче полезных ископаемых, достигаемой за счет увеличения доли полезной протяженности стволов скважин. Наиболее широкое применение многозабойное бурение получило используется при разведке твердых полезных ископаемых. При разработке нефтяных месторождений многозабойное бурение принято называть раз-

ветвленно-горизонтальным бурением. Впервые многозабойное бурение осуществлено в США (1930). Использование забойных двигателей впервые реализовано в СССР по предложению А. М. Григоряна, К. А. Царевича в 1949.

Многозабойное бурение целесообразно в сравнительно устойчивых продуктивных пластах мощностью до 20 м и более, например, в монолитных или с прослоями глин и сланцев, нефтеносных песчаниках, известняках и доломитах, при глубинах 1500–2500 м при отсутствии газовой шапки и аномально высоких пластовых давлениях. Многозабойное бурение сокращает число обычных скважин благодаря увеличению дренированной поверхности продуктивного пласта.

Для проводки многозабойных скважин используется комплекс технических средств и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающих проводку стволов в заданном направлении. Для искривления стволов применяются специальные снаряды, клинья, укороченные забойные двигатели с отклоняющими приспособлениями. Контроль пространственного положения ствола осуществляется с помощью инклинометра, дающего информацию об азимутальном и зенитном углах оси скважин. Дополнительные стволы имеют на участке набора кривизны резко искрив-

ленные профили. Положение оси ствола в призабойной части может быть почти горизонтальным.

В практике многозабойного бурения применяются две последовательности забуривания дополнительных стволов: «сверху-вниз» и «снизу-вверх». При забуривании «сверху-вниз» буровые работы идут в направлении от изученного объекта к неизученному. Такой порядок работ позволяет своевременно прекратить бурение, например, в случае выклинивания рудного тела и, наоборот, продолжить бурение ниже проектной глубины, например, в случае неожиданного обнаружения полезных ископаемых. Поэтому забуривание «сверху-вниз» применяется при поиске и разведке месторождений, имеющих сложное строение зон залегания полезных ископаемых: переменную мощность, крутое падение пласта, значительную протяженность по глубине, неравномерное содержание полезных ископаемых. Последовательность проходки дополнительных стволов «снизу-вверх» наиболее целесообразно использовать при проведении буровых работ по сгущению разведочной сети, например, при работах по уточнению категорийности запасов полезных ископаемых.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Бурение наклонное** – бурение наклонных скважин в заданном направлении, проводимое впервые в мире в СССР турбинным способом. Б.н. применяется при разработке прибрежных подводных нефтяных месторождений, при крутом, резко пересеченном рельефе, при бурении нескольких скважин из одной буровой, при бурении нескольких скважин из одного ствола, при разработке месторождений, тектоника которых осложнена сбросами, надвигами и т.п. При Б.н. применяются специальные приспособления для отклонения скважин, которые с помощью оригинальных методов строго ориентируются в заданном направлении. В процессе бурения наклонных скважин систематически ведут наблюдение за направлением (азимутом) и величиной отклонения скважин от вертикали при помощи специальных приборов – инклинометров.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Бурение под давлением** – бурение при герметически закрытом устье скважины, применяемое при проходке пластов с высоким относительным давлением содержащейся в них воды, нефти и газа, т. е. когда давление в пластах выше давления столба жидкости в скважине. Путем установки штуцеров на выкидной линии для глинистого раствора с помощью закры-

той системы циркуляции можно во время бурения создать противодействие на пласт, большее или меньшее чем пластовое давление, без опасности в последних случаях получить выброс или открытый фонтан. Б.п.д. ведется или на гладких безмуфтовых трубах, или же на обыкновенных бурильных трубах с замками. Для герметизации устья скважины применяются предохранители от выброса – привенторы с вращающимися и неподвижными сальниками, пропускающие при подъеме и спуске труб муфты без нарушения герметичности, а также привенторы с глухими плашками. При Б.н.д. иногда приходится прибегать к принудительному спуску и подъему труб из скважины.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Бурение разведочное** – совокупность работ по проведению буровых скважин для разведки полезных ископаемых. Б.р. может быть ручным и механическим, а по способу производства работы – вращательным и ударным. Ручное бурение применяют редко, как правило, только до глубины 15–20 м. Буровым инструментом при ручном ударном бурении служит долото, при вращательном – различной конструкции буры или сверла. При вращательном бурении порода из скважины извлекается вместе с буром при его подъеме. При ударном бурении порода дробится долотом и удаляется из скважины посредством специального инструмента – желонки. В неустойчивых породах стенки скважин закрепляются обсадными трубами.

*Горная энциклопедия, том 2. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Бурение скважин** – процесс строительства с поверхности в земной коре выработки круглого сечения при помощи механических приспособлений. Б.с. применяется для добычи нефти, газа, вод и рассолов; поисков и разведки твердых, жидких и газообразных полезных ископаемых; вентиляции, водоотлива, дегазации, канализации и прокладки трубопроводов в горном деле.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Бурение ударное** – способ разрушения горной породы при помощи ударного долота, совершающего упорядоченное возвратно-поступательное движение под действием балансира бурового станка, с головкой которого оно соединяется при помощи подъемных штанг или каната. Для увеличения силы удара над ним обычно устанавливается ударная штанга.

### Бурение ударно-контактное – способ бурения.

При ударном бурении (рис. 1) применяют буровой инструмент, который состоит из долота 1, ударной штанги 2, канатного замка 3. На бурящейся скважине устанавливается мачта 12, которая имеет в верхней части блок 5, оттяжной ролик балансира 6, вспомогательный ролик 8 и барабан бурового станка 11. Канат навинчивается на барабан 11 бурового станка. Буровой инструмент подвешивается на канате 4, который перекидывается через блок 5 мачты 12. При вращении шестерен 10 шатун 9, совершая возвратно-поступательное движение, приподнимает и опускает балансирующую раму 6. При опускании рамы оттяжной ролик 7 натягивает канат и поднимает буровой инструмент над забоем скважины. При подъеме рамы канат опускается. Долото падает на забой и разрушает породу. Цилиндричность скважины обеспечивается за счет поворота долота при его подъеме над забоем за счет раскручивания во время подъема и скручивания во время удара долота о породу. Для очистки забоя от разрушенной породы (шлама) поднимают буровой инструмент из скважины и опускают в нее желонку (удлиненный цилиндр с клапаном на дне). При погружении желонки в смесь, состоящую из разрушенной породы и жидкости, клапан в желонке открывается, и желонка заполняется этой смесью, затем желонка поднимается. При подъеме желонки клапан на дне закрывается, и смесь поднимается на поверхность. Желонка спускается в скважину до тех пор, пока забой не очистится полностью от разбуренной породы.

После очистки забоя от шлама в скважину вновь спускают буровой инструмент, и бурение скважины продолжается. В целях недопущения обрушения стенок скважины во время бурения в нее спускают обсадную колонну, состоящую из металлических обсадных труб, соединенных между собой с помощью резьбы или сварки.

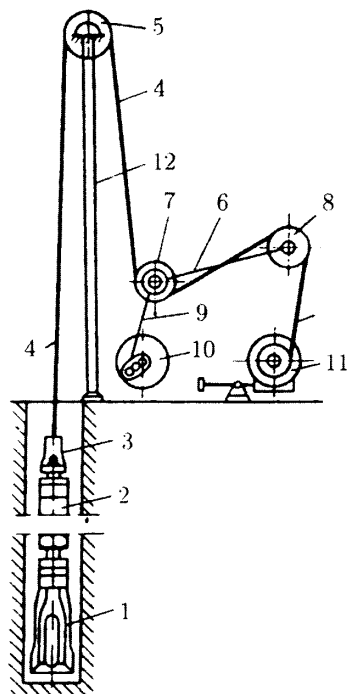


Рис. 1. Инструмент, применяемый при ударном бурении

Ударный способ бурения применяется на небольшие глубины при бурении водяных скважин, в угольной и горнорудной промышленности. В настоящее время ударный способ для бурения нефтяных и газовых скважин не применяется.

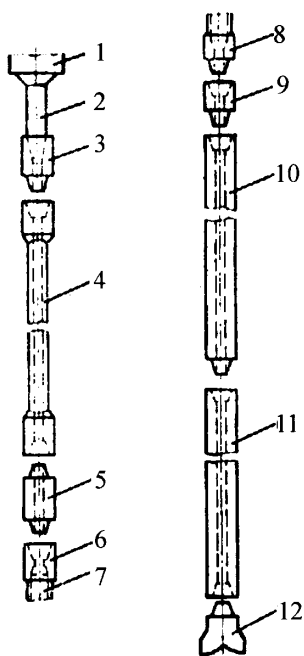


Рис. 1. Типовая компоновка буровой колонны: 1 – вертлюг; 2, 3 – ствол, переводник вертлюга; 4 – ведущая труба; 5 – переводник, ведущий трубы; 6 – муфта замка; 7 – буровая труба; 8 – nipple замка; 9 – переводник; 10 – верхняя утяжеленная буровая труба; 11 – нижняя утяжеленная буровая труба; 12 – долото

**Буровая колонна** – ступенчатый полый вал, соединяющий породоразрушающий инструмент (долото) с наземным оборудованием при бурении глубоких скважин (например, на нефть или газ). Б.к. используется для создания осевой нагрузки, передачи вращения долоту.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буровая свеча** – часть буровой колонны, неразъемная во время спуско-подъемных операций; состоит из двух, трех или четырех буровых труб, свинченных между собой. Использование Б.с. сокращает время на спуско-подъемные операции и уменьшает износ механизмов и инструмента, предназначенного для свинчивания и развинчивания Б.с. Длина Б.с. определяется высотой вышки буровой установки.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буровые трубы** – основная составная часть буровой колонны, предназначенная для спуска в буровую скважину и подъема породоразрушающего инструмента, передающая вращение, а также для создания осевой нагрузки

на инструмент, транспортирования бурового раствора к забою скважины. Б.т. изготавливаются бесшовными из углеродистой стали или легированных сталей, в основном с высадкой концов.



*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Бурильный замок** – соединительный элемент бурильных труб для свинчивания в колонну. Б.з. состоит из ниппеля и муфты, закрепленных на концах бурильной трубы конической резьбой или с помощью сварки.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буровой ключ АКБ-3М** – применяется для автоматического свинчивания и развинчивания замковых соединений бурильных труб. Ключ АКБ-3М (рис. 1) устанавливается между лебедкой и ротором на фундаменте.

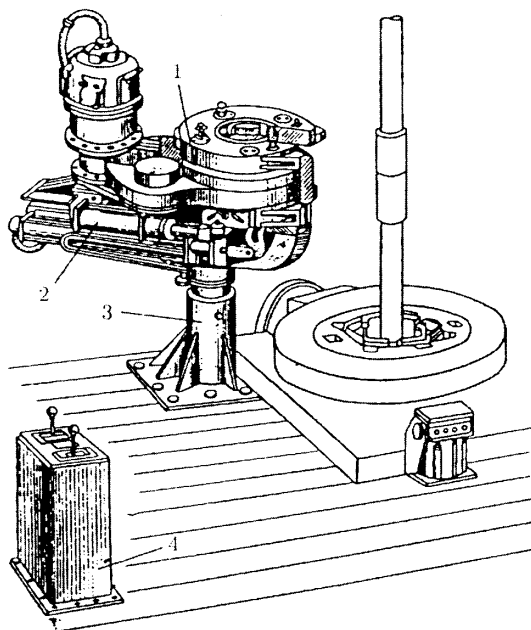


Рис. 1. Буровой ключ АКБ-3М: 1 – блок ключа; 2 – каретка с пневматическим цилиндром; 3 – стойка; 4 – пульт управления

Основными частями ключа являются: блок ключа 1, каретка с пневматическим цилиндром 2, стойка 3, пульт управления 4.

Свинчивание и развинчивание бурильных труб осуществляется с помощью блока ключа, монтируется на каретке, которая перемещается

при помощи двух пневматических цилиндров по направляющим: или к буровой трубе, установленной в роторе, или от нее. Зажимное устройство, как и механизм передвижения блока ключа, работает от пневматических цилиндров, включаемых с пульта управления 4. С этой целью в систему подается сжатый воздух от ресивера.

*В. И. Кудинов. Основы нефтепромыслового дела. – Москва–Ижевск, 2004.*

**Буровая скважина** – горная выработка примерно круглого сечения, образуемая в результате бурения. Б.с. разделяют на мелкие – глубиной до 2000 м, средние – до 4500 м, глубокие – до 6000 м. В буровой скважине выделяют устье, ствол и забой (дно). По положению оси ствола, конфигурации Б.с. разделяют на вертикальные, горизонтальные; наклонные; неразветвленные; разветвленные; одиночные и кустовые. По назначению различают исследовательские, предназначенные для исследования земной коры, эксплуатационные – для разработки месторождений полезных ископаемых, строительные – для строительства различных сооружений и др. По виду разрабатываемой залежи – на скважины нефтяной, газовой и водной залежи. По выполняемой функции – на добывающие, нагнетательные, оценочные, контрольные (пьезометрические, наблюдательные). По эксплуатационному состоянию – на действующие, ремонтируемые, бездействующие, законсервированные и ликвидированные. Б.с. делятся также на картировочные, структурно-поисковые, опорно-геологические, параметрические, поисковые и разведочные. Эксплуатационные буровые скважины по виду разрабатываемой залежи подразделяют на скважины нефтяной, газовой и водной залежи, по выполняемой функции – на добывающие, нагнетательные, оценочные, контрольные (пьезометрические, наблюдательные), по эксплуатационному состоянию – на действующие, ремонтируемые, бездействующие, законсервированные и ликвидированные.

В зависимости от глубины и назначения буровых скважин, условий бурения стенки скважин закрепляют или оставляют незакрепленными. Крепление ствола не производят для горнотехнических (например, взрывных) и др. скважин небольшой глубины (до 50 м), пройденных в устойчивых скальных массивах. Б.с., предназначенные для эксплуатации и исследований, в процессе сооружения крепят. Они имеют наиболее сложную конструкцию, которая определяется размерами частей ствола, обсадных колонн и цементного кольца в пространстве за обсадными колоннами; видом и количеством обсадных колонн; оборудованием обсадных колонн, устья и забоя буровой скважины. Обсадные колонны (направляющая, кондукторная, промежуточная и эксплуатационная) предназначены для крепления стенки частей ствола Б.с. и изоляции зон различных осложнений, а также продуктивной толщи от остальной части геологического разреза.

Обычно они свинчиваются (свариваются из стальных труб), в мелких скважинах применяют обсадные трубы из пластмассы и азбоцемента. Направляющая колонна (направление) – первая обсадная колонна (длиной до 30 м), которую опускают в верхнюю (направляющую) часть ствола, чтобы изолировать верхний наносной слой почвы и отвести восходящий поток бурового агента из ствола скважины в очистную систему, цементируется по всей длине. Кондукторная колонна (кондуктор) – вторая обсадная колонна спускается в ствол Б.с., предназначена для перекрытия верхних неустойчивых отложений, водоносных и поглощающих пластов, зон многолетнемерзлых пород и т. п. На нее устанавливают противовыбросовое оборудование; кольцевое пространство за колонной обычно цементируют по всей длине. Промежуточную обсадную колонну спускают в случае необходимости после кондукторной для крепления неустойчивых пород, разобщая зоны осложнений и водоносных горизонтов. Глубина спуска промежуточных и кондукторных колонн рассчитывается с учетом предотвращения разрыва пластов, устойчивости стенки ствола скважины, разделения зон применения различных буровых агентов. Количество промежуточных колонн зависит от глубины скважины и сложности геологического разреза. Последняя обсадная колонна предназначена для эксплуатации и изолирует продуктивные пласты. Для извлечения флюидов из продуктивных пластов в эксплуатационную колонну спускают насосно-компрессорные колонны в различных комбинациях в зависимости от количества разрабатываемых пластов и применяемого способа добычи. В промежуточную и эксплуатационную часть ствола скважины могут быть спущены на бурильных трубах обсадные колонны-хвостовики, верх которых крепится с помощью специальных подвесок. Колонну-хвостовик после окончания строительства скважины иногда наращивают до устья скважины колонной-надставкой.

Для облегчения спуска, цементирования обсадных колонн и повышения качества этих работ обсадные колонны оборудуются направляющими башмаками, различными клапанами, соединительными и разъединительными устройствами, турбулизаторами цементного раствора, пакерами, центраторами и скребками. При многоступенчатом цементировании в состав обсадной колонны входят цементировочные муфты.

По числу обсадных колонн, спускаемых в ствол скважины после кондукторной, различают одно-, двух-, трех- и многоколонные конструкции скважин; по виду оборудования призабойной зоны – буровая скважина с обсаженной и необсаженной призабойной зоной. Конструкция Б. с. с обсаженной призабойной зоной может быть получена либо при спуске сплошной эксплуатационной колонны с последующим ее цементированием и перфорированием колонны, цементного камня и продуктивного пласта, либо спуском в нее эксплуатационной колонны с хвостовой секцией,

имеющей круглые или щелевидные отверстия, размещенные против продуктивного пласта.

Конструкция газовой скважины отличается большей герметичностью обсадных колонн, которая достигается применением обсадных труб со специальными соединениями и смазками для них, подъемом цементного раствора за всеми колоннами до устья скважины и т. д. Устья разработанных нефтяных и газовых скважин оборудуют специальной арматурой. Конструкция скважин, предназначенных для поиска и разведки месторождений твердых полезных ископаемых значительно проще.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Бурильная установка** – комплекс машин и механизмов, предназначенных для бурения, крепления скважин. Буровые установки для разведки месторождений полезных ископаемых, разработки месторождений нефти, газа, подземных вод и глубоких геологических исследований по способу монтажа и виду транспортирования разделяются на разборные и неразборные. Разборные Б.у. (крупноблочные и мелкоблочные) предназначены для сооружения скважин глубиной 2000–10000 м. Крупноблочные Б.у. транспортируются на специальных несамоходных шасси (тяжеловозах). Мелкоблочные установки – на универсальном транспорте. Неразборные Б.у. разделяются на самоходные и несамоходные. Буровая установка для кустового бурения обеспечивает возможность сооружения большого числа скважин (до 50 и более) с одной площадки. В этом случае Б.у. перемещается с помощью гидроцилиндров с устья построенной скважины на новую скважино точку по рельсовому пути или на катках без разборки. По виду электроснабжения Б.у. делятся на установки с автономным и централизованным электроснабжением. При автономном электроснабжении в качестве первичного двигателя Б.у. могут использоваться двигатели внутреннего сгорания (бензиновые, дизельные, газовые турбины) или дизель-генераторные агрегаты. Централизованное электроснабжение осуществляется от промышленной электросети. Суммарная мощность Б.у. при строительстве скважин малой глубины (до 2000 м) достигает 800 кВт, средней глубины (до 4500 м) – 5000 кВт.

В зависимости от длины и диаметра ствола, вида бурения в Б.у. может входить различное по комплектации оборудование.

Один из вариантов комплектации оборудования буровой установки приведен на рис. 1.

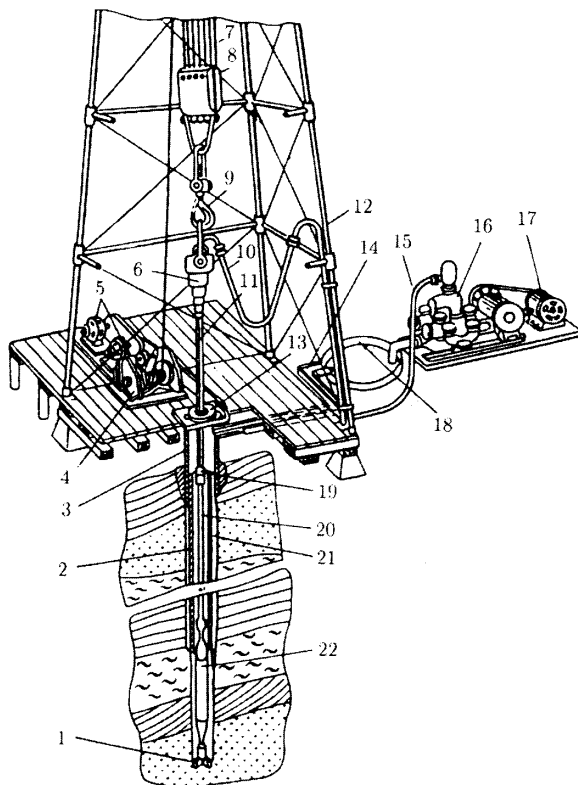


Рис 1. Оборудование буровой установки

Разрушение горных пород осуществляется с помощью долота 1, спускаемого на бурильных трубах 20 на забой. Вращательное движение долота передается забойным двигателем 22 или ротором 13 через колонну бурильных труб (роторное бурение). Ротор монтируется на устье скважины. Колонна бурильных труб состоит из ведущей трубы 11 квадратного сечения (в практике называется квадрат) и соединенных с ней переводником 19 бурильных труб 20. Колонна бурильных труб проходит через ротор и подвешивается на крюке 9 оснастки буровой установки. Вращательное движение колонны бурильных труб с долотом осуществляется через ротор. Ротор представляет собой конический редуктор с цепным приводом от дизельного или электрического двигателя. Во внутренней полости станины 1 ротора установлен на подшипники стол 2 с коническим зубчатым колесом, которое входит в зацепление с конической шестерней, насаженной на вал 6. На другой конец вала насажено цепное колесо, через ко-

торое передается вращение столу от двигателя. Стол ротора имеет в центре отверстие, диаметр которого зависит от максимального размера долота, пропускаемого через него при спуске или подъеме колонны бурильных труб. После спуска бурильных труб с долотом в отверстие стола ротора вставляют два вкладыша 4, внутрь их – два зажима 3, которые образуют отверстие квадратного сечения. В этом отверстии находится ведущая труба квадратного сечения (квадрат). Квадрат воспринимает вращающий момент от стола ротора и свободно перемещается вдоль оси ротора. Вращающийся стол ограждается кожухом 5. Спуско-подъемные операции и удержание на весу колонны бурильных труб осуществляется грузоподъемным механизмом. Грузоподъемный механизм состоит из буровой лебедки 4, электрического или дизельного двигателя (привода) 5, системы оснастки 7, талевого блока 8, кронблока, вертлюга 6 и крюка 9. Каркасом подъемника грузоподъемного механизма служит буровая вышка 12. Для уменьшения усилия на стальной канат 7 талевой системы применяется система полиспастов.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буровое долото** – основной элемент бурового инструмента для механического разрушения горных пород в процессе бурения скважины. Термин долото сохраняется от раннего периода развития техники бурения, когда единственным способом проходки скважин было ударное бурение, при котором Б.д. имело сходство с плотничным инструментом того же назначения. По назначению различают 3 класса Б.д.: для сплошного бурения (разрушение горных пород по всему забою скважины), колонковое бурение (разрушение горных пород по кольцу забоя скважины с оставлением в центральной части керна) и для специальных целей (зарезные долота, разрушители, фрезеры и др.). По характеру воздействия на горные породы Б.д. делятся на 4 класса: дробящие, дробяще-скалывающие, истирающе-режущие и режуще-скалывающие. По виду рабочей части выделяют шарошечные и лопастные Б.д.

Шарошечными Б.д. проходится большая часть объема бурения нефтяных, газовых и взрывных скважин. Шарошечные Б.д. (или бурильная головка для колонкового бурения) состоит из (одно, двух, трех, четырех или шести) конических, сферических или цилиндрических шарошек, смонтированных на подшипниках качения или скольжения (или их комбинации) на цапфах секций Б.д. Основная разновидность шарошечных долот для сплошного бурения – трёхшарошечное долото (рис. 1, а), при бурении глубоких скважин получило распространение также одношарошечное

Б.д. (рис. 1, б). В зависимости от конструкции корпуса шарошечные Б.д. разделяют на секционные и корпусные. В секционных корпус сваривается из отдельных секций, на цапфах которых монтируются шарошки; в корпусных – корпус литой. К нему привариваются лапы со смонтированными на их цапфах шарошками. Для присоединения Б.д. к бурильной колонне у секционных долот предусматривается наружная конусная резьба (ниппель), у корпусных – внутренняя конусная резьба.

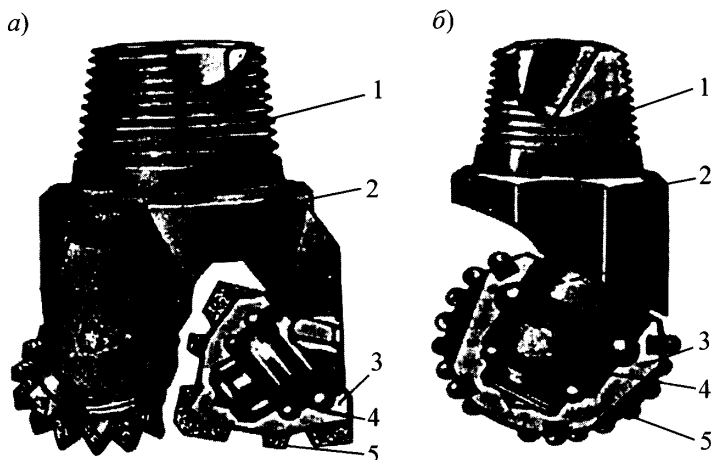


Рис. 1. Шарошечные долота: *а* – трехшарошечное; *б* – одношарошечное; 1 – наружная конусная присоединительная резьба (ниппель); 2 – секция (лапа) долота; 3 – шарошки; 4 – опора долота; 5 – зубья шарошек

На рис. 2 показаны наиболее известные схемы опор, которые применяют в шарошечных Б.д. В каждой опоре имеется замковый шариковый подшипник, удерживающий шарошку на цапфе и воспринимающий осевую составляющую нагрузки на долото. Число роликов и шариков в опоре шарошек и их размеры зависят от размеров долота, схема опоры от режима бурения.

В долотах с боковой промывкой (гидромониторные буровые долота, рис. 3, *а*) промывочная жидкость через сопла направляется между шарошками в периферийную зону скважины.

В буровых долотах с продувкой воздухом (рис. 3, *б*), газом или воздушно-водяной смесью одна часть потока через центральное отверстие в корпусе долота подается на шарошки, другая – по специальным каналам в лапах и их цапфах поступает в полость опор шарошек для их охлаждения и очищения от бурового шлама.

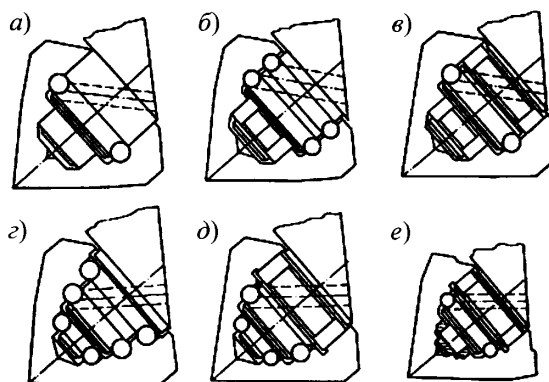


Рис. 2. Схема опор шарошечных долот: *а* – опора скольжения – шариковый подшипник – опора скольжения; *б* – двухрядный шариковый подшипник – роликовый подшипник; *в* – роликовый подшипник – шариковый подшипник – роликовый подшипник; *г* – трехрядный шариковый подшипник; *д* – роликовый подшипник – двухрядный шариковый подшипник; *е* – роликовый подшипник – шариковый подшипник – опора скольжения – упорная пята

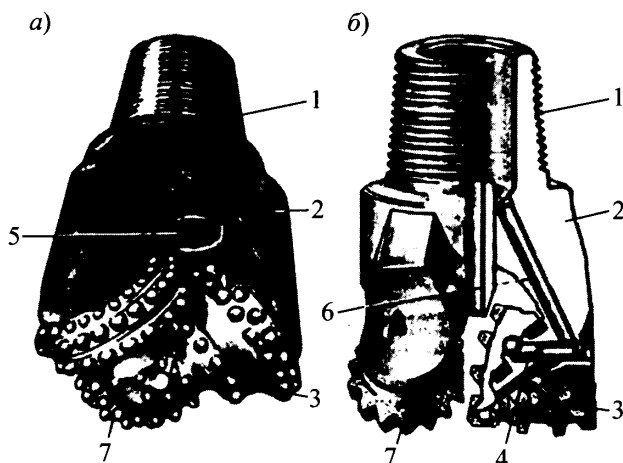


Рис. 3.

Лопастные буровые долота предназначены для бурения вращательным способом мягких и средней твердости пород. Лопастные буровые долота (рис. 4, *а*, *б*, *в*) состоят из кованого корпуса с присоединительной резьбой, к которому привариваются три и более лопастей. У двухлопастного долота корпус и лопасти отштамповываются как одно целое. Для по-



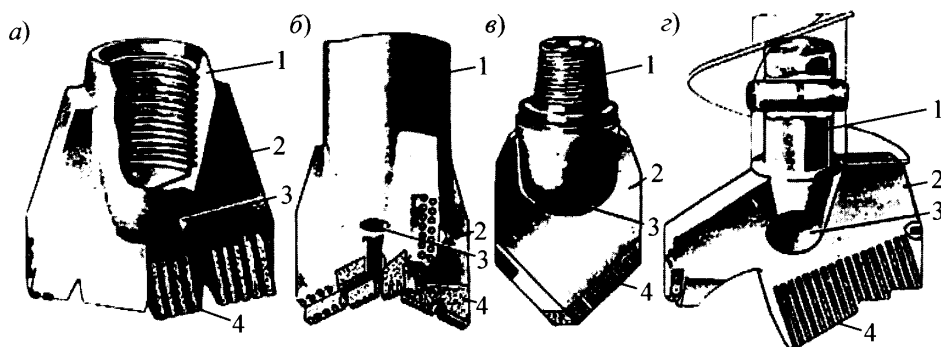


Рис. 4. Лопастные долота: а – двухлопастное; б – трехлопастное; в – пикообразное; з – шнековое; 1 – корпус; 2 – лопасть долота; 3 – промывочные каналы; 4 – армировка долот

вышения износостойкости долот лопасти армируются твердым сплавом. Пластины твердого сплава заплавляются на передней грани лопастей в специально профрезированные пазы. Боковые грани лопастей армируются цилиндрическими замками, запрессовываемыми в просверленные отверстия. Промежутки между зубцами наплавляются твердым сплавом.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буровые долота для ударного бурения** – долота, применяемые для ударно-канатного бурения.

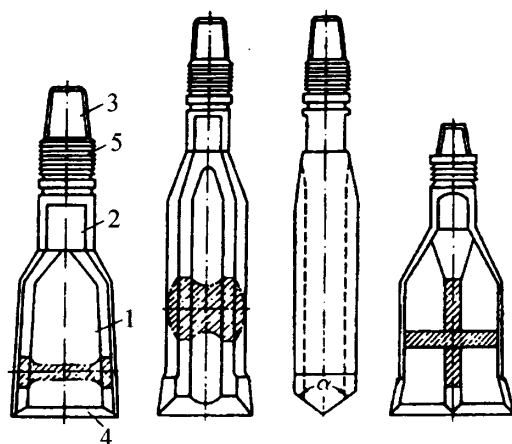


Рис. 1. Долота для ударного бурения: 1 – лопасть; 2 – шейка; 3 – резьбовая головка; 4 – угол заострения; 5 – резьба.

Производительность такого бурения в значительной степени зависит от правильного выбора долота в зависимости от твердости горных пород. Для бурения малопрочных и средней твердости пород используются долота, имеющие широкое и сравнительно тонкое лезвие с двутавровой формой боковых поверхностей лопасти долота (см. рис. 1, а). Для бурения в твердых породах используют зубильные тяжелые долота (рис. 1, б). При бурении в твердых трещиноватых породах применяют крестовые долота (рис. 1, в).

*В. И. Кудинов. Основы нефтепромыслового дела. – Москва–Ижевск, 2004.*

### **Буровые долота конструкции СП «УДОЛ» (удмуртское долото)**

#### ***Лопастные долота РДС***

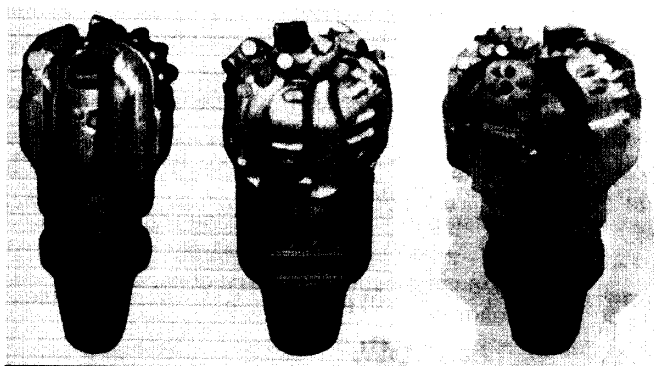


Рис. 1. Лопастное долото РДС

Обладает высокой износостойкостью и работоспособностью, лопастные долота РДС обеспечивают кратное увеличение проходки за долбление, повышая при этом механическую скорость бурения.

Простая, но достаточно прочная система крепления резца в сочетании с упрочнением поверхности наплавкой карбида вольфрама делают эти долота неповторимыми по эксплуатационным качествам и ремонтпригодности. Спиральная шлифующая поверхность улучшает качество очистки, уменьшает крутящий момент и сводит на нет завихрение долота. Наличие стабилизирующих элементов снижает вибрацию бурового инструмента, предотвращает излом резцов, улучшает технологичность управления по заданному курсу траектории ствола скважины.

Высокая работоспособность инструмента и технологичность управления траекторией ствола скважины позволяет буровикам решать важнейшую задачу по снижению стоимости метра проходки.

Ниже приведена техническая характеристика лопастного долота РДС.

Типоразмер долота	Район применения	Глубина бурения	Проходка	Время бурения	Механическая скорость	Экономический эффект
У 123 ST-45	Удмуртия	1470 м	234 м	78 ч	3,00 м/ч	1 день
У 123 ST-45	Лянтор	2500 м	1982 м	256 ч	7,74 м/ч	12 дней
У 144,4 ST-45	Удмуртия	1600 м	905 м	316 ч	2,86 м/ч	10 дней
У 163,5 ST-47	Саратовская обл.	5400 м	80 м	165 ч	0,49 м/ч	4 дня
У 215,9 ST-67	Нижевартовск	2000 м	1514 м	108 ч	14,02 м/ч	5 дней

### **Бицентричные долота «Speed Reamer»**

Конструкторы СП «УДОЛ» первыми в стране разработали уникальную конструкцию бицентричного долота, ставшего гордостью предприятия.

Долота позволяют бурить скважины большого диаметра, чем обычно возможно при данном диаметре ранее спущенной обсадной колонны.

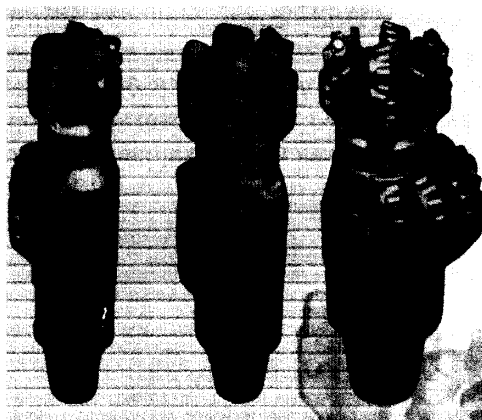


Рис. 2. Бицентричные долота «Speed Reamer»

Разработанное для бурения с одновременным расширением ствола скважины долото «Speed Reamer» отличается от подобных конструкций совершенной балансировкой сил, действующих на «пилот» и «расширитель» долота. Уникальные стабилизирующие элементы обеспечивают снижение крутящего момента и легкость управления долотом.

Основные преимущества бицентричных долот этой серии:

- возможность расширения скважин;
- усовершенствование операций цементирования обсадной колонны;

- улучшенный правильный фильтр;
- снижение затрат на бурение.

Применение бицентричных долот при бурении вертикальных, наклонно направленных или горизонтальных скважин является новым уровнем в развитии технического прогресса в области строительства скважин.

Техническая характеристика приведена ниже.

Типоразмер долота	Район применения	Глубина бурения	Проходка	Время бурения	Механическая скорость	Экономический эффект
У 114Х132 SR-544	Удмуртия	2090 м	378 м	288 ч	1,31 м/ч	1 день
У 120,6Х142,8 SR-544	Беларусь	2540 м	331 м	440 ч	0,75 м/ч	3 дня
У 120,6Х142,8 SR-544	Лянтор	2170 м	1575 м	644 ч	2,45 м/ч	10 дней
У 144Х160 SR-544	Удмуртия	1630 м	1545 м	443 ч	3,49 м/ч	8 дня
У 215,9Х240 SR-546	Саратовская обл.	500 м	437 м	81 ч	5,40 м/ч	2 дня

### *Долота «Speed Drill»*

Новое долото «Speed Drill» сочетает в себе преимущества долот серии «Speed Reamer» и уникальные свойства серии долот с пониженным крутящем моментом. Обладая повышенной работоспособностью и лучшей управляемостью, долото «Speed Drill» достигает рекордных показателей как по проходке за долбление, так и по механической скорости бурения.



Рис. 3. «Speed Drill»

Используемый в конструкции «Speed Drill» «пилот» является, по сути, традиционным РДС-долотом. Он позволяет высвободить напряжение,

существующее внутри разбуриваемой породы, для последующего бурения «расширителем». Как и в серии долот «Speed Reamer», применены две калибрующие поверхности для стабилизации долота, улучшения сопротивления вибрации и снижения завихрения долота в процессе бурения. Спиральная форма калибрующей поверхности как у «пилота», так и у «расширителя» увеличивает площадь контакта со стенками скважины, не снижая при этом очистительную способность долота в моменты скачков давления промывочной жидкости.

В результате уменьшился излом резцов, увеличилась скорость проходки и улучшился контроль направления долота.

### ***Твёрдосплавные долота РС***

Твёрдосплавные долота РС предназначены для разбуривания цементных стаканов, металлических деталей низа обсадной колонны и «хвостовиков», спускаемых в боковые горизонтальные стволы.

Высокая износостойкость режущих элементов, отсутствие слабого вращающегося звена в системе опоры, присущего шарошечным долотам, делают долота серии РС высокоэффективными как по проходке, так и по механической скорости бурения, снижая риск возникновения аварий.

Комбинированная система очистки с направленными на каждый резец промывочными отверстиями, улучшает качество промывки скважины и более эффективно охлаждает резцы долота.

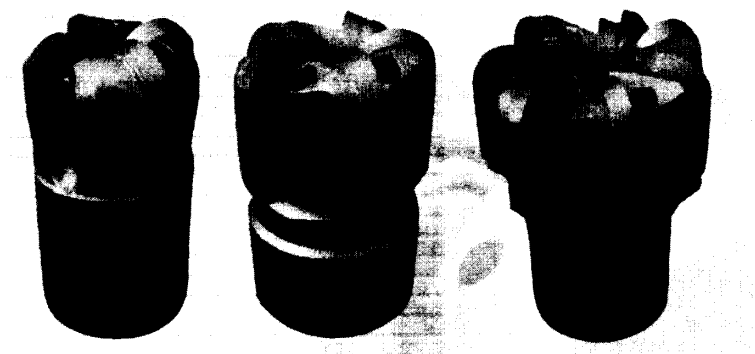


Рис. 4. Твёрдосплавные долота РС

Простая конструкция долот этой серии позволяет неоднократно производить восстановительный ремонт для дальнейшего использования при незначительных затратах.

### *Долота РДС для отбора керна*

СП «УДОЛ» предлагает большую гамму бурильных головок для бурения с отбором керна в породах различной твёрдости.

Конструкция внутренней калибрующей поверхности позволяет кернорвателю разместиться сразу за резцом, что приближает керноприёмное устройство к забою скважины, сохраняя керн до вхождения его в колонковую трубу. Конструктивные особенности промывочных отверстий предупреждают попадание жидкости в керноприёмную часть, сохраняя керн от размыва, обеспечивая при этом качественную очистку и охлаждение инструмента. А также 100% вынос керна.



Рис. 5. Долота РДС для отбора керна

Техническую характеристику смотрите ниже.

Типоразмер долота	Район применения	Глубина бурения	Проходка	Время бурения	Механическая скорость	Вынос керна
У 157,1/67 ST-47C	Астрахань	5240 м	38 м	30 ч	1,27 м/ч	88%
У 212,7/80 ST-45C	Самарская обл.	990 м	404 м	387 ч	1,04 м/ч	92%
У 212,7/80 ST-45C	Удмуртия, Татарстан	1800 м	182 м	80 ч	2,27 м/ч	88%
У 212,7/80 ST-45C	Сургут	2400 м	217 м	66 ч	3,30 м/ч	82%
У 212,7/100 ST-47C	Коми	845 м	178 м	132 ч	1,35 м/ч	96%

**Буровой инструмент** – общее название механизмов и приспособлений, применяемых при бурении шпуров, скважин и ликвидации аварий, возникающих в скважине. По назначению выделяют Б.и. технологический, вспомогательный, аварийный и специальный. В зависимости от области применения, способа и диаметра бурения номенклатура и конструктивные особенности Б.и. в каждой группе имеют специфические особенности.

Технологический буровой инструмент применяют для производства работ, связанных непосредственно с процессом бурения скважин. В него входит породоразрушающий буровой инструмент – резцы, буровые коронки, буровые долота и др., которые предназначены для механического разрушения горных пород на забое с целью образования шпура, скважины или выбуривания и отбора керна, а также расширители, калибраторы и др. для разрушения стенок скважины с целью придания ей требуемого диаметра и поперечного сечения. Кроме того, породоразрушающий бурильный инструмент применяют для проведения специальных работ в скважинах, например, разбуривание цементных мостов, металлических башмаков, остатков труб и т. д. К технологическим Б.д. относится также инструмент, предназначенный для механической и гидравлической связи породоразрушающего инструмента с наземным буровым оборудованием, спуско-подъемных операций, замены породоразрушающего инструмента и обеспечения его работы на забое. При бурении скважин на нефть и газ это – ведущие, утяжеленные бурильные трубы, центраторы и другие элементы бурильной колонны, геолого-разведочных скважин – также колонковые трубы для размещения керна и устройства отрыва керна от забоя, при бурении взрывных шпуров или скважин, состоящий из одной или нескольких бурильных штанг. В геолого-разведочном бурении набор технологических инструментов, соединенных в определенную последовательность, называемый буровым снарядом.

**Буровой насос** – гидравлическая машина для нагнетания промыточной жидкости в буровую скважину. Включает гидравлическую часть и привод. Гидравлическая часть состоит из двух или трех гидравлических коробок (в зависимости от числа гидравлических цилиндров насоса), которые объединены всасывающими и нагнетательными клапанами.

**Буровой раствор** – технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсионной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения. При циркуляции в скважине Б.р. очищает забой от выбуренной породы. Транспортирует выбуренную породу из скважины и удерживает ее во взвешенном состоянии при остановке циркуляции. Активизирует процесс разрушения горных пород долотом, предотвращает осыпи, обвалы и др., обеспечивает качественное вскрытие продуктивных горизонтов, оказывает смазывающее и антикоррозийное действие на буровой инструмент, вращает забойный двигатель. В практике бурения применяют Б.р. на водной основе (технологическая вода, растворы солей и гидрогели, полимерные,

полимерглинистые и глинистые растворы) и углеводородных (известково-битумный раствор, инвертная эмульсия) основах. При бурении в хемогенных отложениях используют соленащенные глинистые растворы, гидрорегели, в случаях возможных осыпей и обвалов стенок скважин – ингибирующие растворы. При воздействии высоких температур – термостойкие (термосолестойкие) глинистые растворы и растворы на углеводородной основе, которые эффективны также при вскрытии продуктивных горизонтов и при разбуhrивании терригенных и хемогенных неустойчивых пород. При бурении в условиях, характеризующихся аномально высокими давлениями, применяют утяжеленные буровые растворы, в неосложненных условиях – техническую воду, полимерные безглинистые и полимерглинистые растворы с низким содержанием твердой фазы. Эффективность применения буровых растворов зависит от их свойств, к которым относится плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига и др. Плотность бурового раствора измеряется буровым ареометром и составляет 900–2500 кг/м<sup>3</sup>. Условная вязкость определяется временем истечения заданного объема бурового раствора на стандартной воронке (ВП-5); эффективная вязкость, измеряемая ротационным вискозиметром, отражает соотношение между касательными напряжениями в потоке и действующим градиентом скорости и составляет 1–100 сП. Предельное статическое напряжение сдвига измеряется вискозиметром в пределах от 0 до 20 Па. Водоотдача бурового раствора характеризуется объемом фильтрата (от 2 до 10 см<sup>3</sup>), отделившегося из раствора через стандартную фильтрационную поверхность при перепаде давления примерно 100 кПа в течение 30 мин. Толщина осадка на фильтрате, образующегося при определении водоотдачи, измеряется в пределах 1–5 мм. Содержание твердой фазы в буровом растворе характеризует концентрацию глины (3–5%) и утяжелителя (20–60%).

Для обеспечения эффективности бурения (в зависимости от конкретных геолого-технических условий) свойства бурового раствора регулируют изменением соотношения содержания дисперсной фазы и дисперсионной среды и введением в них специальных материалов и химических реагентов. Для снижения водоотдачи, уменьшающей осложнения, набухания и потерю устойчивости горных пород, буровой раствор на водной основе обрабатывают понизителями водоотдачи: углещелочным реагентом, конденсированной сульфат-спиртовой бардой, карбоксиметилцеллюлозой, оксиэтилцеллюлозой, модифицированным крахмалом, акриловыми полимерами. Регулирование реологических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидравлических сопротивлений при циркуляции раствора, очистку забоя от выбуренной породы, уменьшение эрозии стенок



скважины, достигается вводом понизителей вязкости. Для предотвращения водонефтегазопроявлений при аномально высоких пластовых давлениях увеличивают плотность бурового раствора путем ввода специальных утяжелителей (например, мела до  $1500 \text{ кг/м}^3$ , барита и гематита до  $2500 \text{ кг/м}^3$  и более) или уменьшают ее до  $1000 \text{ кг/м}^3$  за счет азирования бурового раствора. Подавление гидратации и набухания горных пород при их взаимодействии фильтратом бурового раствора достигается обработкой его окисью кальция, гипсом, хлористым кальцием и калием, едким натром, жидким стеклом и др. Антифрикционные свойства раствора усиливают вводом смазывающих добавок (нефти, графита, окисленного петролатума, смеси гудронов и др.). Для сохранения реологических и фильтрационных свойств бурового раствора при высоких температурах применяют хроматы и бихроматы калия или натрия.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буровое судно** – плавучее сооружение для морского бурения скважин, оборудованное центральной прорезью в корпусе, над которой установлена буровая вышка, и системой для удержания судна над уровнем скважины. Впервые бурение с применением бурового судна начато в Атлантическом океане в 1968 (с американского судна «Гломар Челленджер»). Современное буровое судно (рис. 1), как правило, самоходное, с неограниченным районом плавания.

Водоизмещение бурового судна 6–30 тыс. т. Мощность энергетической установки, обеспечивающей буровые работы, позиционирование и ход судна, до 16 МВт, скорость хода до 15 узлов, автономность по запасам 3 месяца. На буровом судне применяются успокоители качки, позволяющие вести бурение скважин при волнении моря 5–6 баллов; при большем волнении бурение прекращается и судно находится в штормовом отстое со

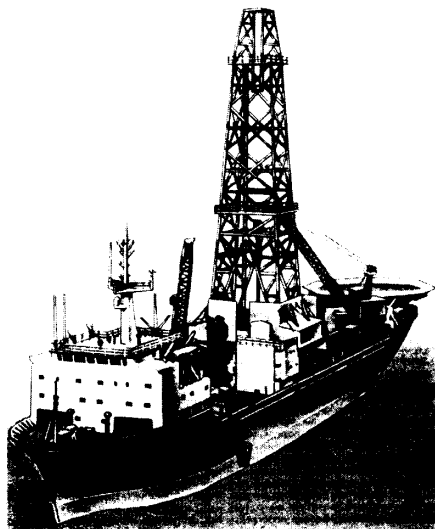


Рис. 1. Буровое судно

смещением от скважины (расстояние до 6–8% от глубины моря) или бурильная колонна отсоединяется от устья скважины.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Буферная жидкость** – используется при бурении, главным образом для предотвращения смешивания бурового и тампонажного раствора, и очистки стенок скважин. Различают следующие Б.ж: пресная вода; вода, насыщенная солями, диспергирующими агентами и др.; растворы кислот (например, соляной); дизельное топливо (нефть), смешанное с ПАВ. Б.ж. эффективно вытесняет буровые растворы в скважине. Смывает остатки буровых растворов со стенок скважины, каверн и желобов. Предотвращает загустевание буровых и тампонажных растворов. Повышает адгезию цементного камня к стенкам скважины и обсадной трубы. Предупреждает коррозию обсадных труб.

# В

## **ВАЛЕЕВ Марат Давлетович, 05.11.1943 г.**

Заместитель директора по научной работе БашНИПИнефть, д.т.н., профессор, заслуженный изобретатель РФ, заслуженный изобретатель Республики Башкортостан, отличник нефтяной промышленности, награжден серебряной медалью ВДНХ СССР.

*Научные интересы:* механика жидкости и газа в области добычи, сбора и подготовки нефти. Новые виды техники и технологии насосной добычи тяжелых высоковязких нефтей на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами нефти.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия).*

## **ВАХИТОВ Гадель Галяутдинович, 31.12.1928 г.**

Зав. отделом разработки нефтяных месторождений ООО НИЦ НК «ЛУКОЙЛ». Д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники ТАССР, лауреат премии Совета Министров СССР, лауреат Государственной премии Казахской ССР, Почетный нефтяник, Изобретатель СССР. Награжден орденом Трудового Красного Знамени, орденом Ленина, медалями, дважды лауреат премии им. акад. И.М. Губкина.

*Научные интересы:* научное обоснование технологии разработки, определение оптимального числа, расположения скважин в зависимости от геолого-физической характеристики месторождений. Гидродинамические основы искусственного воздействия на реальные неоднородные нефтегазовые пласты и регулирование режимов их работы с целью максимального вовлечения запасов в разработку.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия).*

## **ВЛАДИМИРОВ Альберт Ильич, 03.07.1939 г.**

Ректор ГАНГ им. И.М. Губкина, зав. кафедрой оборудования нефтегазопереработки. К.т.н., профессор, академик Российской инженерной академии, председатель УМО НТО РФ, член Правления МТЭА, награжден орденом Знак

Почета, лауреат премии им. акад. И.М. Губкина, лауреат премии Национального фонда Возрождения.

*Научные интересы:* процессы и аппараты, создание новых уточненных методов расчета процессов переработки нефти, подготовка инженерных кадров и специалистов высшей квалификации для нефтегазовых отраслей народного хозяйства.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия).*

**Вариант системы разработки** – одна из разновидностей проектируемых систем разработки эксплуатационного объекта (месторождения), характеризующаяся определенными технологическими решениями и технико-экономическими показателями.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

### **ВЕРНАДСКИЙ Владимир Иванович.**

К числу великих сынов Земли, сумевших первыми увидеть и осознать новые, неизвестные до этого явления в их историческом развитии, должно быть по праву отнесено и имя гражданина нашей страны Владимира Ивановича Вернадского.

Он родился через два года после отмены крепостного права в России. Пережил три революции в России и две мировые войны. Его называют Ломоносовым 20-го века. Он был основоположником геохимии, космохимии, биогеохимии, генетической минералогии, внес огромный вклад в кристаллографию, почвоведение, геохимию, метеоритику.

Идеи Вернадского легли в основу современного представления о строении силикатов, парогенезисе химических элементов в изоморфных рядах, геохимии редких и рассеянных элементов, формах нахождения и истории химических элементов на Земле и в космосе. Его учение о живом веществе и роли последнего в геохимических процессах впервые определило задачи биогеохимии. Сформулированное учение о биосфере и ее эволюции, о мощном воздействии на окружающую среду человека и преобразовании современной биосферы в ноосферу (сферу разума) – крупное философское обобщение. Развивая мысль о радиоактивном распаде как эталоне времени и энергетическом факторе земли, Вернадский положил начало радиогеологии. Предвидя большое будущее радия и урана, Вернадский первым в России проводил с 1910 года поиски их месторождений идеи Вернадского имеют фундаментальное значение для решения вопросов горной науки – разработки месторождений полезных ископаемых с помощью подземного выщелачивания, охраны среды в районах горнодо-

бывающих предприятий, комплексного использования минерального сырья и др. Вернадский – организатор многих научных учреждений.

*А. И. Мелуа Российская академия естественных наук (энциклопедия).*

**Вертикальные трещины** – трещины, расположенные перпендикулярно к напластованию пород.

**Вертлюг** – вращательный механизм, служащий промежуточным звеном между поступательно движущейся талевой системой и бурильными инструментами. Он служит своеобразной пятой, на которую передается вес колонны бурильных труб и дополнительное осевое усилие, возникающее во время подъема инструмента. Одновременно вертлюг предназначен для ввода промывочной жидкости в бурильные трубы. Поэтому конструкция вертлюга должна быть достаточно прочна и герметична, а также обладать необходимой грузоподъемностью.

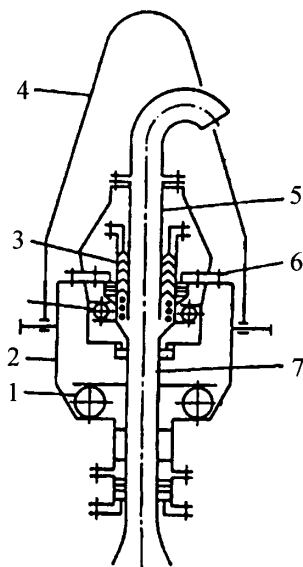


Рис. 1 Вертлюг: 1 – подшипники; 2 – корпус; 3 – сальники; 4 – штроп; 5 – напорная труба; 6 – крышка корпуса; 7 – стол

*В. И. Кудинов. Основы нефтепромыслового дела. Москва–Ижевск.*

**Верхние воды** – воды, приуроченные к водоносным горизонтам, залегающим выше продуктивных нефтегазоносных пластов. При этом нефтегазо-

носный и вышележащие водоносные пласты гидравлически изолированные и образуют автономные пластовые резервуары. В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо принимать меры по изоляции продуктивных пластов от верхней воды.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983).*

**Верхняя краевая вода** – вода, насыщающая головную часть нефтеносного пласта, выходящего на дневную поверхность в моноклиналих, разрушенных сводах антиклиналий (близк. : ГС, 1978).

**Взаимодействие скважин** – гидродинамическое взаимодействие добывающих и нагнетательных скважин во время разработки месторождения (залежи). Залежь разрабатывается многими скважинами. Во время совместной работы многих скважин все они взаимно влияют друг на друга; на работе каждой отдельно скважины в той или иной мере сказывается работа всех других скважин. Постоянное взаимное влияние всех скважин при установившейся работе их называется установившейся интерференцией. Взаимодействие скважин выражается в том, что дебит или забойное давление (или то и другое вместе) отдельных скважин и групп их под влиянием изменения режима работы отдельных скважин изменяется. В залежи, эксплуатируемой многими скважинами, дебит каждой из них под влиянием работы других скважин в той или иной мере уменьшается. Существуют специальные формулы интерференции, учитывающие совместную работу всех скважин на залежи и позволяющие определить дебиты скважины при заданных забойных давлениях или определить забойное давление при заданных дебитах.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Взрывное бурение** – способ сооружения скважин путем разрушения породы на забое последовательными взрывами зарядов ВВ и удалением продуктов разрушения после каждого взрыва. При патронном В.б. заряды ВВ подаются по трубам к забою потоком воды или сжатого воздуха с определенной частотой и скоростью. При ударе о забой они взрываются, разрушая породу, которая выносится из скважины потоком промывочного агрегата. При струйном В.б. по специальным трубам к дозирующим приспособлениям забойного взрывобура подают непрерывно две струи компонентов ВВ (горючее и окислитель), которые при подаче на забой смеси-

ваются и образуют плоский жидкий заряд, для инициирования заряда из специальной емкости с регулируемой частотой от 100 до 1500 импульсов в минуту подается инициатор (эвтектическая смесь калия и натрия). Разрушенная порода выносится газообразными продуктами взрыва и сжатым воздухом.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

### Виброобработка забоев скважин

Одним из средств повышения продуктивности нефтяных скважин и приемистости нагнетательных скважин является вибровоздействие на забой специальных гидравлических устройств – вибраторов, создающих колебания давления в скважине различной частоты и амплитуды, рис. 1.

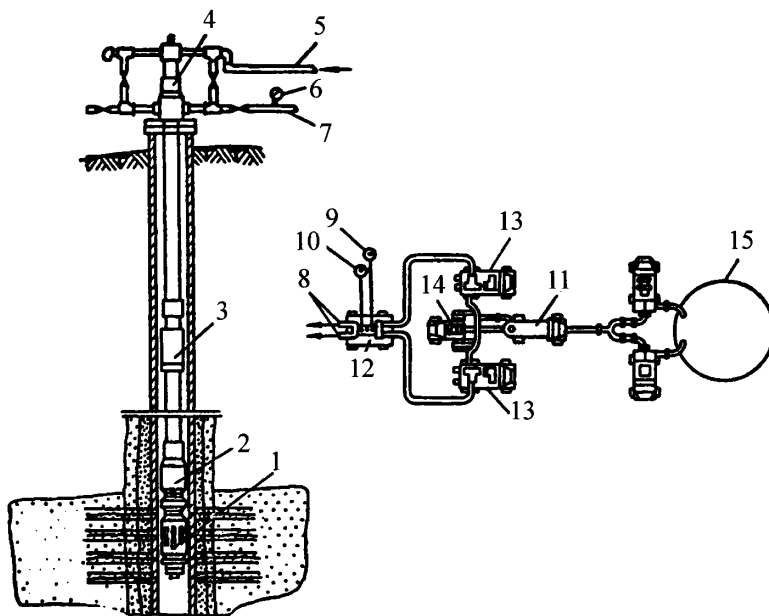


Рис. 1. Схема расположения оборудования при вибрационной обработке скважин: 1 – вибратор; 2 – фильтр; 3 – амортизатор; 4 – заливочная головка; 5, 7 – выходные линии; 6 – манометр; 8 – выходные линии коллекторов; 9 – регистрирующий расходомер; 10 – регистрирующий манометр; 11 – автоцистерна; 12 – лифт АУ-5; 13 – агрегат АН-700; 14 – агрегат СА-400; 15 – емкость

Во время работы вибратора в призабойной зоне возникают большие перепады давления, которые воздействуют на пласт и вызывают образова-

ние сетки микротрещин. Виброударные колебания одновременно воздействуют как на физико-механические свойства коллектора, так и на реологические, поверхностные, капиллярные и другие характеристики жидкостей и пластовой системы. Эффект вибровоздействия связан со снижением вязкости жидкости и поверхностного натяжения, с повышением проводимости пластовых систем под влиянием виброударных волн вследствие образования новых и расширения старых трещин и очистки призабойной зоны пласта.

Разработаны и испытаны технологические схемы использования виброударных волн с целью улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (виброобработка, виброударный гидравлический разрыв пласта, виброкислотная обработка). В отличие от обычных видов обработок жидкости при виброударном гидроразрыве или виброкислотном воздействии нагнетаются в пласт через гидравлический вибратор.

### ***Выбор объектов для вибровоздействия на призабойную зону***

Воздействие рекомендуется в скважинах с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны в процессе вскрытия пласта (т. е. в скважинах, пробуренных с промывкой забоя глинистыми растворами и утяжеленными жидкостями, а во время ремонтных работ водой или растворами поверхностно-активных веществ, а также в скважинах, пласт которых поглотил в процессе строительства глинистый и цементный растворы). Вибровоздействию также рекомендуется подвергать забои скважин, пласт в которых сложен низкопроницаемыми породами и содержит глинистые минералы.

Вибровоздействие на пласт целесообразно осуществлять также в скважинах, где намечено провести кислотную обработку, гидравлический разрыв пластов, обработку забоя ПАВ для интенсификации процесса.

Не рекомендуется проводить вибровоздействие в условиях скважин, технически неисправных (с нарушением фильтровой части, при наличии обрывов и смятия колонны и других повреждений.). Также не рекомендуется применять вибровоздействие в скважинах, расположенных вблизи водонефтяного контура, и в скважинах с сильным поглощением жидкости и низкими пластовыми давлениями.

### ***Исследования и подготовка скважин к вибровоздействию***

Вибровоздействие и технология его применения должны быть предварительно обоснованы анализом гидропромыслового и кернового материала и геофизических исследований. Для выбора наиболее эффективного метода воздействия нужно знать причины уменьшения продуктивности



скважины. Особое внимание должно быть уделено водочувствительным минералам, которые содержатся в продуктивном пласте. Такие минералы могут при контакте с водой разрушаться или набухать. Причинами ухудшения фильтрационных свойств пород могут быть также отложения в призабойной зоне солей, смоло-парафиновых отложений. Гидродинамические методы исследований могут быть полезны для выяснения состояния призабойной зоны скважины. Данные исследования используются при выборе рабочей жидкости для вибровоздействия.

Анализ данных практики свидетельствует о том, что все скважины, в которых осуществляется вибровоздействие, можно разделить на три категории.

1. Скважины с низким пластовым давлением, где статический уровень значительно ниже устья скважины. Обычно эта категория скважин при открытии фильтра промывается с поглощением, а при закачке рабочей жидкости через вибратор трубное давление колеблется в пределах 5,0–7,0 МПа. Это давление создается главным образом за счет гидравлических сопротивлений. При остановке агрегатов давление на устье падает до нуля. Для этой категории скважин применение вибровоздействия оказывается нерезультативным.

2. Скважины, в которых пластовые давления близки к гидростатическому. Эта категория скважин при открытии фильтра промывается с восстановлением циркуляции, и при закачке рабочей жидкости трубное давление колеблется в пределах 10,0 до 22,0 МПа, а затрубное – 8,0 до 25 МПа. По этим скважинам были получены положительные результаты, так как пластовые давления были достаточны для получения отражающих волн, сильных импульсов и резонансных явлений.

3. Скважины, характеризующиеся высоким пластовым давлением и низкой проницаемостью. При обработке таких скважин, в которых трубное давление доходит до 30–40 МПа, а затрубное – до 25 МПа, приемистость оказывается равной 5–8 л/с, что не обеспечивает оптимального режима работы вибратора, если рассчитывать на поглощение всей рабочей жидкости пластом. В скважинах этой категории (при закачке жидкости в процессе виброобработки в пласт) не представляется возможным формировать гидравлические импульсы высокого давления, а поэтому эффективность подобных виброобработок может быть низкой.

При выборе скважин, подлежащих виброобработке, дебит их является важным показателем. Если при рассмотрении истории эксплуатации скважин оказывается, что дебит подвержен резкому падению и это не связано с обводнением верхними или нижними водами или же быстрым снижением пластового давления, тогда скважина после виброобработки может восстановить свой первоначальный дебит. Темп падения дебита при

этом, как правило, гораздо меньше, чем до вибровоздействия. В неоднородных пластах с низкой проницаемостью призабойной зоны дебит скважины, подвергнутой вибровоздействию, может быть поднят до уровня дебита ближайших скважин, находящихся в зонах с более высокой проницаемостью пласта. Это происходит за счет образования сети микротрещин, очистки призабойной зоны от илистых материалов, отложений солей.

### ***Факторы, влияющие на эффективность вибровоздействия***

Эффективность вибровоздействия зависит от расхода жидкости и давления, при котором прокачивается жидкость через вибратор.

*Расход жидкости.* Возмущения в жидкостной среде, заключенной в затрубном пространстве, распространяются по законам волнообразного движения. В гидравлическом *забойном вибраторе* происходит формирование возмущения в виде гидравлического импульса. В частном случае это может быть возмущением давления, возникающим при быстром открытии щелевых прорезей золотникового устройства, соединяющего полость насосно-компрессорных труб с затрубным пространством, так и амплитуда колебаний давления зависит от расхода жидкости для вибратора данного типа. С увеличением расхода жидкости от 7 до 50 л/с амплитуда давления увеличивается с 1,1 до 18,0 МПа. Соответственно частота импульса изменяется от 60 до 500 Гц. Как видно, обеспечение заданного расхода жидкости имеет большое значение в формировании импульса удара, так как основное назначение импульса удара при вибровоздействии заключается в передаче перепада давления нефтяному коллектору.

*Давление закачки.* Волновой процесс возникает как под давлением возмущения давления, так и возмущения скорости движения жидкости. Для получения максимального абсолютного давления при гидравлическом ударе 17,0 МПа на глубине 1000 м необходимо на устье иметь давление 4,0 МПа, для получения абсолютного давления при гидравлическом ударе 22,0 МПа на устье необходимо иметь 20,0 МПа.

Следует подчеркнуть, что данные параметры осуществления гидравлического воздействия зависят от конструкции гидровибратора, а поэтому воспринимать их следует как ориентировочные.

### ***Технология проведения процесса вибровоздействия***

Гидравлический забойный механизм золотникового типа (или иной конструкции) спускается на насосно-компрессорных трубах и устанавливается против обрабатываемого интервала пласта. Рабочая жидкость прокачивается по насосно-компрессорным трубам через головку ГРП насосным агрегатом с поверхности. Далее жидкость, протекая через забойный гидравлический вибратор, генерирует серию гидравлических ударов.

На рис. В2 показана схема обвязки оборудования при вибровоздействии на призабойную зону скважины. При высоких давлениях закачки жидкости (40,0–50,0 МПа) для изоляции эксплуатационной колонны применяют пакеры различной конструкции.

*Государственная научно-техническая программа «Прогрессивные технологии комплексного освоения топливно-энергетических ресурсов недр России». Москва, 1993.*

### **Вибросейсмический метод воздействия на пласт и ПЗП**

Метод является одним из перспективных физико-химических методов воздействия на нефтяную залежь. Виброволновое воздействие осуще-

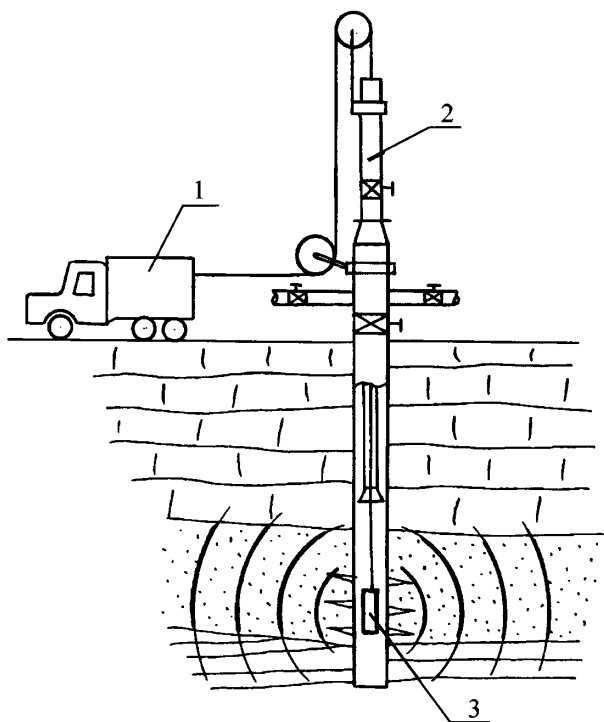


Рис. 1. Принципиальная схема осуществления вибросейсмического метода воздействия на ПЗП: 1 – геофизический подъемник с аппаратурой; 2 – лубрикат; 3 – скважинный излучатель

ствляется двумя способами: 1) через призабойную зону скважины скважинными виброисточниками (см. рис. 1) или поверхностными с передачей энергии на призабойную зону скважины через волновод.

Вибровоздействие передающее сейсмическую энергию на нефтяной пласт с земной поверхности через толщу вышележащих горных пород.

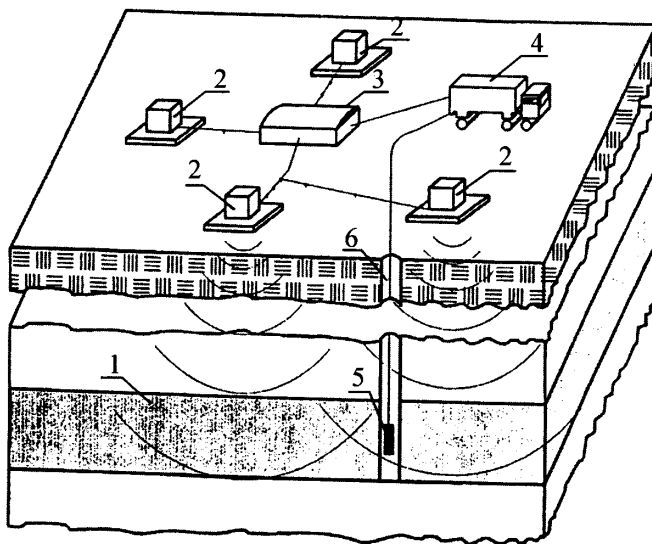


Рис. 2. Принципиальная схема виброволнового воздействия на ПЗП и продуктивный пласт с дневной поверхности. 1 – продуктивный пласт; 2 – мощный источник сейсмических колебаний; 3 – система управления (находится в отдельной кабине) 4 – система регистрации; 5 – зонд; 6 – измерительная скважина

Что касается первого вида вибрационного воздействия, то данную технологию принято называть технологией объемного вибросейсмического воздействия на пласт. По принципу действия виброисточники разделяются на электромеханические, гидравлические, гидроимпульсные, электрогидравлические, магнитострикционные, пьезокерамические, каждый из которых работает в определенном частотном диапазоне.

Для этой цели в СКБ прикладной геофизики СО РАН и АООТ «Юганскнефтегаз» разработаны мощные электромеханические виброисточники модельного типа с амплитудой силы до 10 кН и частотой в диапазоне 5–10 Гц. Серийное производство таких виброисточников освоено на «АО ЭЛСИБ» (г. Новосибирск). Промышленные испытания технологии проводились с 1987 по 1995 г. на месторождениях Абузы ПО «Краснодарнефтегаз», Мортумья-Тетеревское (ПО «Урайнефтегаз»), Мардово-Кармалинское (ПО «Татнефть»), Правдинское, Северо-Салымское (ПО «Юганскнефтегаз»). Из-за неоднозначности результатов промышленных испыта-

ний по обводненности и дополнительно добытой нефти в последующем, очевидно, испытания постепенно были прекращены. В этом, по всей вероятности, не последнюю роли сыграла значительная стоимость осуществления метода.

Второй вид вибровоздействия рассчитан на более глобальный охват обработкой, в которую входит не только призабойная обработка скважин, но и продуктивный пласт в целом.

Метод разработан Специальным Конструкторским Бюро прикладной геофизики СО РАН под руководством д.т.н. Б. Ф. Симонова. Целью проекта было создать экологически чистый комплекс воздействия с дневной поверхности на пласт для интенсификации добычи нефти в сложных геолого-физических условиях залегания.

Предлагаемая технология, по мнению авторов, может иметь самое широкое внедрение для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения на высоко- и среднеобводненных нефтяных пластах карбонатных, глинистых и песчаных коллекторов. Данное воздействие имеет объемный характер с радиусом действия до нескольких километров на уровне продуктивного пласта. Сочетание применения вибрационного воздействия с используемыми методами разработки создает виброволновую технологию.

### ***Основные параметры проекта***

В результате выполнения проекта должно быть создано два виброволновых технологических комплекса: один с амплитудой силы до 100 т с частотой в диапазоне 5–8 Гц и второй – с амплитудой силы до 50–60 т с частотой в диапазоне 15–20 Гц.

Технология была испытана и внедрена на месторождении Правдинское ПО «Юганскнефтегаз» и Мортумья-Тетеревское ПО «Уренгойгаз».

### ***Выбор объектов для вибровоздействия***

Вибровоздействие рекомендуется проводить в скважинах с ухудшенными коллекторскими свойствами призабойной зоны, произошедшими во время вскрытия пласта на глинистой основе, загрязненной цементным раствором во время крепления скважин или дополнительных изоляционных работ. Вибровоздействию также рекомендуется подвергать забой скважин, продуктивный пласт в которых сложен низкопроницаемыми породами. Более эффективное воздействие на гидропроводность пласта следует ожидать в коллекторах с высоким пластовым давлением, но низкой проницаемостью. Давление в скважине не должно превышать начало выделения свободного газа. Вибровоздействие рекомендуется применять

в скважинах, где намечено проведение кислотных обработок ГРП, обработку забоя поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Вибровоздействие не следует применять в условиях скважин с неисправными обсадными колоннами, фильтровой частью и другими механическими повреждениями. Также не желательно применять вибровоздействие в скважинах, расположенных вблизи водонефтяного контура, вблизи с подстилающей подошвенной водой, в скважинах с сильным поглощением жидкости и с низким пластовым давлением.

Вибрационное воздействие проводится так же, как и другие ГТМ, по утвержденному плану геологотехнических мероприятий с непременным включением всех необходимых исследований мер безопасности.

*Государственная научно-техническая программа «Прогрессивные технологии комплексного освоения топливно-энергетических ресурсов недр России». Москва, 1993.*

**Видимая мощность** – расстояние между кровлей и подошвой пласта (эксплуатационного объекта, горизонта, прослоя и др.).

**Виды заводнения** – разновидность метода заводнения, характеризующаяся определенным размещением нагнетательных скважин, соответствующим геолого-физическим особенностям эксплуатационного объекта. Виды заводнения – законтурное, приконтурное, внутриконтурное (в составе последнего – разрезание залежи, площадное избирательное, очаговое и др.).

**Виды пластовой энергии и механизм нефтеотдачи.** Общий режим нефтеносных подземных резервуаров определяется в значительной степени характером энергии, необходимой для перемещения нефти к забою скважин, и способом ее использования в процессе нефтедобычи. Эти контролируемые факторы определяются в свою очередь множеством других переменных, например, структурными условиями пласта, характером нефти, растворимостью газа в нефти, пропускной способностью породы, подвижностью воды в прилегающих пластах, если они только имеются, скоростью отбора нефти, газа и воды. На практике не часто встречаются условия, когда можно описать нефтяной пласт на протяжении всего процесса его разработки при помощи какого-либо одного резко очерченного типа механизма нефтеотдачи. Вместе с тем установление подобных механизмов необходимо для классификации основных факторов, влияющих отдельно или в комбинации на режим изучаемого пласта.

Основными типами энергии, участвующей в нефтеотдаче, являются:

- 1) сжимаемость нефти и воды внутри продуктивного слоя породы коллектора;
- 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях пласта по сравнению с энергией на его погружении;
- 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти (а также в воде) внутри продуктивного слоя или зонах свободного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью;
- 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром.

Освобождение этих видов энергии осуществляется в результате эксплуатации пробуренных скважин; энергия расходуется на действие сил или давлений в направлении областей с более низкими содержаниями энергии или давления. Эти силы необходимы для преодоления сопротивления породы течению жидкостей, перемещающихся к эксплуатационным скважинам. Работа, продельваемая этими силами, объясняет потерю энергии внутри пласта между начальным и конечным состояниями (у забоя скважины) жидкостей, участвующих в процессе нефтеотдачи.

Энергия сжатия нефти и воды внутри пласта проявляется в упругом расширении этих жидкостей, рассеянии давления, удерживающего жидкость в сжатом состоянии, и течения расширяющегося объема в скважины или выхода пласта с пониженным давлением. Гравитационная энергия действует массовой силой тяжести на различные фазы жидкости пропорционально их плотности, стремясь переместить их на более низкие уровни горизонта, а оттуда в работающие скважины. Различное действие сил тяжести на газовую и жидкие фазы вызывает относительную остаточную силу, направленную вверх, или «плавучесть» газовой фазы, а также стремление к разделению пластовых углеводородных жидкостей на две фазы.

Энергия газа, растворенного в нефти, проявляется в том, что газ освобождается из раствора и расширяется на месте или переходит в области с пониженным давлением, окружающие эксплуатационные скважины. Вследствие расширения объема газовой фазы этот процесс приводит непосредственно к выталкиванию равноценного объема нефти, которая течет сквозь породу к скважинам, сопровождая движущийся газ. Наконец, энергия сжатия воды в примыкающих пластах используется для перемещения нефти к скважине подобно упругой энергии самой нефти. Расширившийся объем жидкостей, самой воды или газа, выделившегося из воды в водяном резервуаре, переходит в нефтяной пласт и вытесняет оттуда соответствующий объем нефти.

Кроме перечисленных видов энергии, регулирующих режим работы подземного резервуара, необходимо отметить для полноты еще два вида

ее. Первый вид – это дифференциальная энергия внутренних поверхностей пористой среды для различных жидких фаз. При благоприятных условиях она может вызвать течение и изменение распределения жидкостей между различными областями коллектора даже в условиях, когда другие виды энергии не принимают активного участия в этом процессе. Например, если малопроницаемая плотная часть породы с высоким нефтенасыщением переходит в область с крупнозернистой структурой, но с высокой водонасыщенностью, то у воды обычно наблюдается тенденция перетекать в менее проницаемую породу независимо от действия гравитационных сил и давления. В этом случае предполагается, что порода смачивается предпочтительно водой. В большинстве практических задач нефтедобычи преобладают силы тяжести и давления. Однако в особых условиях, например, при длительных периодах консервации скважин, а также во время установления первоначального распределения жидкостей в пласте до его разработки капиллярные силы и поверхностная энергия могут иметь известное значение. Наконец, источником энергии, который в принципе может играть некоторую роль в нефтеотдаче, является упругое сжатие самой породы. После снижения пластового давления непосредственное изменение объема порового пространства или пористой среды, вызванное перераспределением зернистой структуры, в результате оседания или стабилизации залегающей поверх нефтяного пласта толщи пород накладывается на проявление других видов энергии. Однако не будем здесь рассматривать отдельно этого явления, так как нет доказательств в пользу его значимости в большей части естественных нефтеносных подземных резервуаров. Для пластов же с режимом вытеснения нефти водой влияние сжатия пород, если оно и наблюдается, можно формально объединить с эффектом, обусловленным сжимаемостью воды.

Среди перечисленных выше четырех основных источников энергии первый источник определенно мало важен. Сжимаемость самой нефти недостаточно велика, чтобы объяснить ею большую часть общей нефтеотдачи, получаемой на промыслах. Так, сжимаемость сырых пластовых нефтей составляет обычно величину порядка  $1,5 \cdot 10^{-4}$  на 1 ат. Отсюда, если нефть даже недонасыщена газом при 70 ат, она расширится лишь на 1%, пока не достигнет точки насыщения. Сжимаемость воды (порядка  $4,5 \cdot 10^{-5}$  на 1 ат) обуславливает еще меньший процент расширения связанной воды в нефтяном горизонте, если он также не насыщен газом полностью. Упругое расширение нефти и воды может явиться главным источником притока жидкостей в скважины на раннем этапе разработки месторождений с активной контурной водой. Однако закрытые пласты не представляли бы, очевидно, промышленной ценности, если бы нефтеотдача была обусловлена в них простым расширением содержащихся в пластах жидких фаз.



Если пластовая нефть первоначально не насыщена полностью газом, но содержит все же достаточное количество его для работы по выталкиванию нефти, при заметном снижении пластового давления, то залежь подвергнется процессу расширения жидкой фазы при нефтеотдаче, который необходимо учесть при рассмотрении общего режима разработки месторождения. Этот период отбора нефти характеризуется быстрым спадом пластового давления, но при нем может произойти основное замещение отобранной пластовой жидкости, если пласт на своих контурах имеет массу подвижной воды. По сравнению с ролью газа, растворенного в большинстве пластовых нефтей, или упругостью сжатой воды в примыкающих водяных пластах энергия расширения жидких фаз внутри нефтенасыщенной породы имеет с точки зрения нефтеотдачи второстепенное значение.

Сила тяжести всегда присутствует в подземных резервуарах, насыщенных жидкостями. Под ее влиянием наблюдается стремление к разделению по удельным весам между газовой и жидкой фазами, а также между нефтяной и водной фазами. Это распределение по удельным весам особенно характерно для возникновения «газовых шапок» или зон с относительно высоким газонасыщением на структурных гребнях нефтенасыщенного горизонта. Под действием силы тяжести может иметь место длительный приток нефти к эксплуатационным скважинам даже после того, как все давление растворенного газа в пласте истощилось.

Образование газовой шапки в процессе эксплуатации является обычным в пластах, работающих на режиме «растворенного газа» при заметном структурном рельефе и при умеренных режимах отбора нефти. Однако сила тяжести является второстепенным фактором в непосредственном механизме нефтеотдачи до тех пор, пока перепады давления по всему горизонту превышают эквивалентный напор нефтяного столба высотой, равной мощности нефтяного слоя.

Гравитационное дренирование имеет значение главным образом в условиях, где энергия, связанная с давлением жидкостей, сильно истощена, а продуктивный пласт имеет достаточную мощность и проницаемость, чтобы поддерживать текущие дебиты, обеспечивающие непрерывную насосную эксплуатацию. Действие силы тяжести, выражающееся в гравитационном разделении газа от нефти в пласте при расширении газовой шапки и в сопутствующем стекании нефти вниз по падению пласта, может иметь большое значение, так как определяет гораздо большую нефтеотдачу, чем при «режиме растворенного газа».

Во всех известных месторождениях пластовые нефти содержат растворенный газ. Во многих пластах имеется больше газа, чем это может содержаться в растворенном состоянии в нефти даже при начальном пла-

стовом давлении. Тогда избыток газа залегает поверх нефтенасыщенного горизонта, в газовой шапке или зоне свободного газа. В ряде нефтеносных пластов нефть просто насыщена газом без образования газовой шапки. И наконец, имеется много пластов, которые насыщены газом не полностью и в различной степени. В некоторых случаях давление точки насыщения может равняться, например, 7 ат, даже если первоначальное пластовое давление превышает 70 ат. В таких условиях энергия растворенного газа не проявляется до тех пор, пока пластовое давление не упадет до точки насыщения. Количество энергии в фазе свободного газа, заключенного в нефтяном пласте, пропорционально его объему, приведенному к обычным условиям, и логарифму давления. Если нефть недонасыщена газом на несколько десятков атмосфер, все же в пласте имеется достаточно энергии для вытеснения нефти. Однако сильный рост усадки нефти, связанный с возросшим количеством выделяющегося газа из раствора, может привести к заниженным количествам добытой нефти, приведенной к поверхностным условиям, по сравнению с условиями, когда нефть содержит относительно меньшие объемы растворенного газа.

Приведенный разбор показывает, что подземный резервуар с «газовым режимом» представляет пласт, в котором главный источник энергии, требуемой для создания течения нефти по направлению к эксплуатационным скважинам, связан с газом, растворенным в нефти, или скопившимся в зоне свободного газа, которая может залегать поверх слоя, насыщенного нефтью. Если в начальной стадии разработки в пласте нет газовой шапки, то механизм нефтеотдачи носит название «режима растворенного газа». Если же пласт содержит газовую шапку значительной величины, а нефтеотдача регулируется так, что газовая шапка расширяется, но без непосредственного рассеяния газа из последней, то механизм нефтеотдачи часто носит название «режим расширения газовой шапки» (или «газонапорного»). Чтобы получить значительную разницу в режиме работы пласта и нефтеотдаче, необходимо, однако, чтобы расширение газовой шапки сопровождалось активным проявлением силы тяжести, соответствующей стеканию нефти вниз по падению пласта. Имеются промышленные нефтяные месторождения, которые изолированы от взаимодействия с водоносными слоями. Однако большая часть разрабатываемых месторождений ограничена водоносными пластами и представляет с ними единую гидрологическую систему. Наличие законтурных водяных зон обычно устанавливается бурением специальных скважин, которые оконтуривают площадь нефтеносности. Если нефтеносный пласт имеет крутое падение, то плоскость контакта нефти с массой воды имеет ограниченные размеры; залежь имеет «контуры краевой воды» и соответствующий напор, который явля-

ется основным фактором вытеснения нефти из пласта. Для пологопадающих пластов плоскость контакта воды и нефти может залегать под значительной частью нефтяного горизонта. Тогда соответствующее количество эксплуатационных скважин может испытывать напор «подошвенной» воды при условии, что вода подвижна и затопляет нефтяной пласт с достаточной скоростью, чтобы заместить отбор нефти. В любых случаях водяной пласт содержит энергию упругого сжатия воды, которая освобождается при снижении давления в нефтеносном пласте, в результате отбора жидкости из него через эксплуатационные скважины. Вследствие меньшей сжимаемости воды расширение ее объема при снижении давления меньше, чем у нефти. Однако общая площадь водяной части пластов часто намного превышает площадь нефтяной залежи, которую они окаймляют так, что, несмотря на меньшую сжимаемость воды, общие объемы расширения ее могут превышать весь первоначальный объем пластовой нефти. Большая часть известных нефтяных месторождений имеет площади меньше 25 км<sup>2</sup>, водяные же системы площадью свыше 2500 км<sup>2</sup> не являются редкостью. Кроме того, в некоторых водяных пластах падение давления может сопровождаться выделением газа аналогично явлениям, происходящим в нефтяной зоне, что может вызвать большую эффективную сжимаемость, чем сжимаемость нефти в точке насыщения.

Расширение объема жидкости в водяном пласте в результате падения пластового давления сопровождается внедрением воды в прилегающую нефтяную залежь; при этом система может пополниться поверхностными водами через обнаженные выходы пластов на дневную поверхность. Однако участие поверхностных вод в процессе вытеснения нефти очень мало по сравнению с расширением объема первоначального содержания воды в водяных пластах и им можно свободно пренебречь.

### **Виды скважин**

По своему назначению скважины подразделяются на несколько видов, из которых основными и представляющими для нас интерес являются:

1. Разведочные.
2. Добывающие (нефть, газ, вода).
3. Нагнетательные (вода, газ, пар, воздух и т.д.).
4. Контрольные (пьезометрические).
5. Оценочные и др.

Добывающие и нагнетательные скважины составляют так называемый эксплуатационный фонд или эксплуатационные скважины.

Основным для каждого вида скважин является их конструкция. Под конструкцией скважины понимается совокупность обсадных труб (колонн)

и дополнительных забойных устройств (и их пространственное расположение), спускаемых в пробуренный ствол и закрепляемых в нем, изменяющаяся в зависимости от назначения скважины и отличающаяся как по размерам, так и по материалам для их изготовления. Таким образом, конструкция зависит от назначения скважины и определяется геологическими, техническими и технологическими факторами. Она должна обеспечивать длительную бесперебойную эксплуатацию и позволять проводить все известные и перспективные технологические процессы, исследовательские и ремонтные работы, а также использовать все виды погружного оборудования.

**Визуальный метод определения температуры насыщения.** Сущность этого метода определения температуры насыщения нефти парафином состоит в том, что при постепенном охлаждении предварительно нагретой исследуемой нефти, содержащей парафин в растворенном состоянии, достигается такая температура, при которой парафин начинает выкристаллизовываться из нефти. Появление кристаллов парафина в нефти можно наблюдать с помощью микроскопа. Кристаллы хорошо видны в проходящем поляризованном свете, что позволяет не только наблюдать их появление, но и измерять линейные размеры кристаллов, а также изучать кинетику процесса кристаллизации.

Для наблюдения за кристаллизацией парафина исследуемую нефть помещают в камеру высокого давления под микроскоп. Камера разработана Б. В. Ульянинским (ВНИИ). Устройство камеры таково, что позволяет производить эти наблюдения не только при атмосферном давлении, но и при пластовых условиях, когда в исследуемой нефти, находящейся под давлением, содержится растворенный газ.

Камера перед заполнением нефтью собирается так, чтобы смотровые стекла были плотно прижаты друг к другу. Заполнение камеры исследуемой нефтью производится через входной штуцер. Для нагрева, термостатирования и охлаждения камеры в ее теле имеется кольцевой паз, закрытой крышкой. По пазу циркулирует поступающая из термостата жидкость. Габариты камеры таковы, что она может устанавливаться на предметном столике микроскопа так, чтобы оптическая ось микроскопа совпадала с центром смотровых стекол.

При определении температуры насыщения нефти парафином этим методом можно находить линейные размеры выпавших кристаллов парафина, фотографировать их или производить микрокино съемку кинетики образования кристаллов и их увеличение.

Кроме названного метода определения температуры насыщения нефти парафином существуют еще ряд методов. К ним следует отнести: рефрактометрический метод, фотометрический метод, метод определения на приборе ПТП, ультразвуковой метод. Подробное описание этих методов можно найти в «Справочной книге по добыче нефти» под редакцией Ш. К. Гиматутдинова, Москва, «Недра», 1974.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматутдинова, 1974.*

**Винтовая насосная установка** – комплекс устройств для перемещения жидкости; состоит из винтового насоса и двигателя. В.н.у. применяется в нефтяной и нефтехимической промышленности для перекачивания нефтепродуктов (в том числе обводненной или газонасыщенной вязкой нефти), в угольной промышленности в гидравлических системах и для водоподъема. Наземная В.н.у. включает в основном многвинтовой насос с электродвигателем или двигателем внутреннего сгорания; скважинная В.н.у. – одновинтовой насос с погружным электродвигателем и системой токоподвода, аналогично применяемой в электроцентробежных насосных установках.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Винтовой забойный двигатель** – двигатель объемного типа, рабочие органы которого выполнены по схеме планетарного механизма, приводимого в действие за счет энергии промывочной жидкости. Первые винтовые забойные двигатели с высокой частотой вращения разработаны в США в 1962 г. Харрисоном на базе обращенного однозаходного генератора винтового насоса. Многозаходный винтовой двигатель с низкой частотой вращения создан в СССР в 1966–70 гг. С. С. Никоноровым, М. Т. Гусманом и др.

Многозаходный винтовой забойный двигатель (рис. 1) – генераторный планетарный механизм, стартер которого выполнен в виде стального цилиндра с привулканизированным к его внутренней поверхности многозаходным резиновым винтом. Ротор (однозаходный или многозаходный винт с числом заходов, на единицу меньшим, чем у винта статора) расположен внутри статора. Под давлением промывочной жидкости ротор, обкатываясь по внутренней поверхности статора, совершает планетарное движение, которое через универсальные шарниры передается валу шпинделя, вращающему породоразрушающий инструмент. Диаметр винтовых забойных двигателей 54–195 мм, частота вращения около 2–6 об/сек., вращающий момент 80–5000 Нм, перепад давления 4–6 МПа, расход промывочной жидкости 0,0015–0,036 м<sup>3</sup>/с и более.

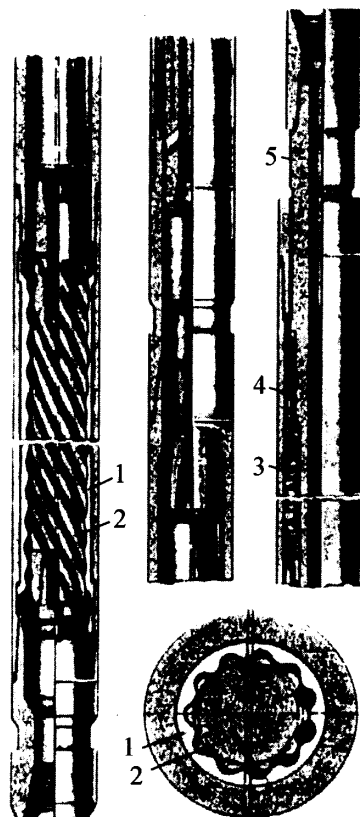


Рис. 1. Винтовой забойный двигатель: 1 – статор; 2 – ротор; 3 – упорный подшипник; 4 – радиальный подшипник; 5 – вал шпинделя

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

## Винтовые насосы

### *Основные положения*

Эти установки, известные как установки с насосом типа MOINEAU, представляют значительный интерес для эксплуатации скважин и получили определенное распространение в добыче нефти.

Винтовой насос представлен на рис. 1 и состоит из ротора (рис. 1 а) в виде простой спирали (винта) с шагом и статора (рис. 1 б) в виде двойной спирали с шагом в два раза превышающим шаг ротора.

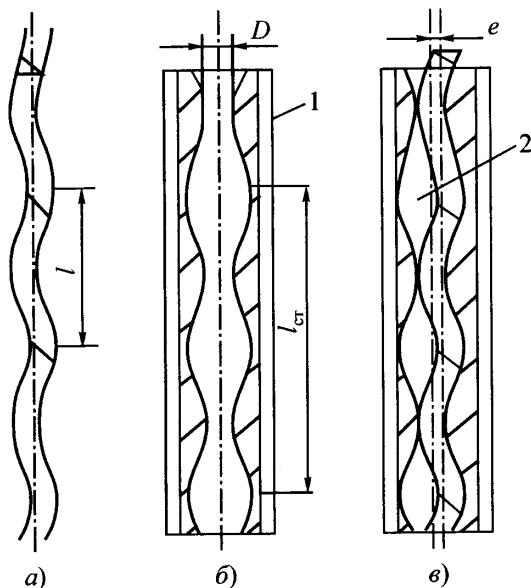


Рис. 1. Винтовой насос: *а* – ротор; *б* – статор; *в* – насос в сборе; 1 – корпус насоса; 2 – полость между статором и ротором

На рис. 1 *в* схематично показана часть винтового насоса в сборе. Основными параметрами винтового насоса являются диаметр ротора  $D$ , длина шага статора  $s$  и эксцентриситет  $e$ . Полости, сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости перемещаются как по радиусу, так и по оси. Перемещение полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

Ротор представляет собой однозаходный винт с плавной нарезкой и изготавливается из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза большим, чем шаг винта ротора, изготавливается из резины или пластического материала и устанавливается в корпусе насоса.

К материалу для статора предъявляются достаточно жесткие требования.

В любом поперечном сечении статора лежит круг, а центры этих кругов лежат на винтовой линии, ось которой является осью вращения ротора. В любом поперечном сечении ротора круговое сечение смещено от оси вращения на расстояние « $e$ », называемое эксцентриситетом. Попереч-

ные сечения внутренней полости статора вдоль оси одинаковы, но повернуты относительно друг друга; через расстояние, равное шагу статора, эти сечения совпадают. Сечение внутренней полости статора представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения ротора, центры которых (полуокружностей) раздвинуты на расстояние  $4e$ . При вращении ротора он вращается вокруг собственной оси; одновременно сама ось ротора совершает вращательное движение по окружности диаметром  $2e$  (см. рис. 2).

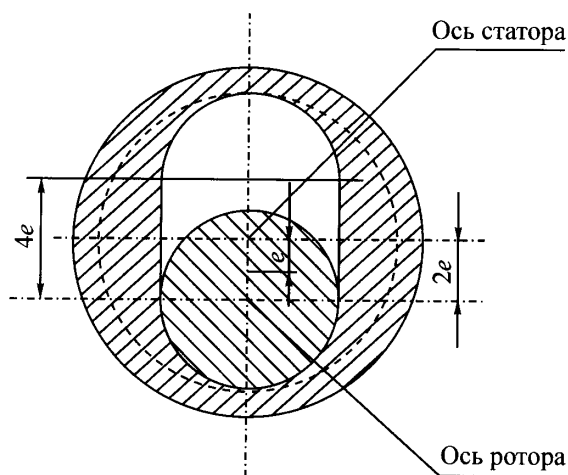


Рис. 2. Поперечное сечение статора и ротора винтового насоса

Спиральный гребень ротора по всей его длине находится в непрерывном контакте со статором; при этом между ротором и статором образуется полость, площадь сечения которой равна произведению диаметра ротора  $D$  на расстояние  $4e$ , а осевая длина этой полости равна шагу статора. Эта полость заполнена откачиваемой продукцией скважины, и при повороте ротора на один оборот продукция перемещается вдоль его оси на расстояние  $s$ .

Таким образом, фактическая суточная подача винтового насоса  $Q$  ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ) такова:

$Q = 4eDlcn$ ,  $Q = 60 - 244 eDlcn$  или  $Q = 11520 eDlnr$ , где  $e$  – эксцентриситет, м;  $D$  – диаметр ротора, м;  $l$ ,  $s$  – соответственно шаг статора и ротора, м;  $n$  – число оборотов ротора, 1/мин;  $T_1$  – коэффициент подачи установки, д. ед.

И. Т. Мищенко. *Скважинная добыча нефти.*, Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.



**Вискозиметр** – прибор для измерения вязкости жидкости – нефтяных продуктов, масел, лаков и др. Наиболее распространенные В. основаны на принципе истечения жидкости из капиллярных трубок. Вязкость определяется временем истечения точно отмеренного объема жидкости под давлением собственного его веса; жидкость вытекает из металлического бачка через трубку точных размеров в измерительную колбу. Результаты определения в этих В. выражаются в паузах, условных единицах (градусах), в секундах, либо в виде отношения времени истечения испытываемой и стандартной жидкостей. Имеются В., работа которых основана на измерении времени падения стального шарика определенного диаметра в трубке, заполненной испытываемой жидкостью. Существуют В., в которых вязкость измеряется по сопротивлению, оказываемому жидкостью вращению погруженного в нее цилиндра. Применяются В. для испытания нефтяных продуктов, смазочных масел, а также при исследовании синтетических смол, пластмасс и продуктов переработки целлюлозы.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Влияние вязкопластических свойств нефти на нефтеотдачу.** Оценка влияния реологических аномалий на процессы разработки пласта в частности, вытеснения нефти водой, – один из центральных вопросов, который приходится решать в том случае, если нефть обладает неньютоновскими реологическими свойствами (см. гл. III). Очевидно, что, если нефть обладает предельным напряжением сдвига (или вообще псевдопластична), в пласте образуются застойные зоны, которые будут обходиться потоком вытесняющей жидкости, превращаясь в так называемые целики остаточной нефти. Целики будут разрастаться с ростом предельного напряжения сдвига и с уменьшением интенсивности движения. Поэтому существенно заранее оценить возможные вредные последствия этого явления и принять меры к их предотвращению путем рационального выбора режима разработки.

Целики остаточной нефти. Предельное напряжение сдвига у нефти (предельный градиент давления при фильтрации нефти) приводит не только к снижению локального коэффициента вытеснения, но и к образованию областей невытесненной нефти – целиков. Оценить связанные с этим потери нефти достаточно сложно; значительного упрощения можно добиться, рассматривая лишь предельное состояние – т. е. наибольших размеров целики (так называемые предельно-равновесные целики) остаточной нефти, которые могут существовать в омывающем их фильтрационном потоке

воды сколь угодно долго, но равновесие нарушится, если допустить существование целика больших размеров.

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах – М.: «Недра», 1984.*

**Внешний контур газоносности** – проекция линии пересечения газонефтяного или газоводяного контакта с кровлей газосодержащего пласта (СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

**Внешний контур нефтеносности** – проекция линии пересечения с кровлей нефтесодержащего пласта (СГН, 1958; ГС, 1978).

**Внутренний контур газоносности** – проекция линии пересечения газонефтяного или газоводяного контакта с подошвой газосодержащего пласта (СГН, 1958; ГС, 1978 и др.).

**Внутренний контур нефтеносности** – проекция линии пересечения водонефтяного контакта с подошвой нефтесодержащего пласта (ГС, 1978, СГН, 1858 и др.).

**Внутриконтурное заводнение** – процесс поддержания пластового давления путем внутриконтурного заводнения. Наряду с трудностями, связанными с освоением внутриконтурных нагнетательных скважин и с ухудшением процесса вытеснения при контакте нагнетаемой пресной воды с пластовой нефтью, процесс внутриконтурного заводнения создает дополнительные возможности воздействия на внутренние участки залежи нефти. При правильном проведении процесса внутриконтурного заводнения исключается необходимость преждевременного отключения обводнившихся скважин и многоэтапность разработки. Эксплуатация при повышенных градиентах давления и охват воздействием большого количества пропластков неоднородного пласта позволяет иногда получить более высокую нефтеотдачу, чем при проведении внутриконтурного заводнения.

Увеличение конечной нефтеотдачи при внутриконтурном заводнении способствуют нагнетание пластовой воды с различными добавками ПАВ, полимеров,  $\text{CO}_2$  и др., а также нагнетание горячей воды или пара.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Внутрипластовое горение (ВГ)** – это физико-химический окислительный процесс, проходящий при определенных условиях с сопровождением хи-

мических превращений веществ с выделением больших количеств теплоты и образованием продуктов реакций.

**Основы процессов.** Углеводороды обладают способностью вступать в изотермические реакции с кислородом, что может быть использовано для получения тепла непосредственно в нефтяном пласте.

В основу метода внутрипластового горения положен процесс горения части нефти, содержащейся в пористой среде, для увеличения подвижности несгоревших фракций. Горение обычно инициируется с помощью специального оборудования, позволяющего создать в призабойной зоне необходимый температурный уровень; в дальнейшем процесс протекает в автономном режиме при постоянной подаче воздуха в одну или несколько скважин. Как правило, температура фронта горения превышает температуру насыщения водяного пара и находится в пределах от 400 до 600 °С.

Внутрипластовое горение применяется с пятидесятых годов, в основном на месторождениях тяжелой нефти. Чаще всего при этом нефть вытесняется от одной скважины к призабойной зоне другой, однако в ряде случаев этот метод используют и в качестве метода теплового воздействия на прискважинную область, причем периоды нефтедобычи чередуются с периодами горения (поддерживающегося при помощи нагнетания воздуха).

Выделение тепловой энергии внутри пласта позволяет снизить тепловые потери в скважинах. Теплота горения используется для повышения температуры не только нефти, но и коллектора; часть энергии рассеивается в окружающих породах. Совместное использование методов внутрипластового горения и нагнетания нагретой воды служит повышению к.п.д. всего процесса.

**Внутрипластовое горение как метод** – метод извлечения нефти из недр при использовании внутрипластовых окислительных процессов основан на идее подземной газификации угля, выдвинутой в 1888 г. Д. И. Менделеевым. В 30-х гг. текущего века советские ученые А. Б. Шейнман и К. К. Дубровой предложили извлекать нефть методом ее подземной газификации с созданием в пласте экзотермической окислительной реакции, переходящей в горение. Ими были сделаны первые попытки инициирования внутрипластового окисления нефти на одном из месторождений Краснодарского края. Однако в 30-х–50-х гг. внутрипластовое горение на практике не применяли вследствие его недостаточной изученности. В конце 50-х и в начале 60-х гг. возрос интерес к методу извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения. В СССР, США, ВНР, СРР,

Франции, Нидерландах и в ряде других стран были осуществлены опытно-промышленные работы, показавшие возможность промышленного извлечения нефти из недр путем осуществления внутрипластового горения. Были проведены многочисленные исследования, способствовавшие современному пониманию механизма внутрипластового горения и совершенствованию его технологии. Теоретически было доказано, что скорость тепловой конвекции меньше скорости движения фронта горения при закачке в пласт в качестве окислителя воздуха, и затем экспериментально и теоретически установлено, что ускорить перенос тепла в пласте можно путем осуществления влажного внутрипластового горения.

В СССР устойчивый процесс внутрипластового горения был осуществлен в 1967 г. на месторождении Павлова Гора в Краснодарском крае и на месторождении Сходница на Украине. В опытах, проведенных на этих месторождениях, были получены доказательства длительного существования и перемещения в пласте области, где происходит интенсивная окислительная реакция, «очага горения», а также возможности существенного дополнительного извлечения нефти при внутрипластовом горении. Метод извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения успешно применяют на нефтяных месторождениях СССР, СРР, ВНР, США. Исследования показали, что при развитии процесса внутрипластового горения в пористой среде пласта сгорает в основном тяжелый остаток нефти, получивший название кокса, так как более легкие фракции нефти испаряются перед областью горения в результате повышенной температуры и переносятся потоком газов вперед по пласту по направлению к добывающим скважинам.

В процессе разработки нефтяного месторождения методом внутрипластового горения в качестве окислителя применяют главным образом воздух, закачиваемый в пласт через специальные воздухонагнетательные скважины. Нефть отбирается из добывающих скважин вместе с продуктами горения и водой, которую также можно закачивать в пласт в те же воздухонагнетательные или в специальные водонагнетательные скважины.

Операцию создания в пласте внутрипластового горения начинают с его возбуждения, инициирования. Для этого в нагнетательную скважину, в которой предполагают начать процесс, опускают нагревательное устройство (глубинную горелку или электронагреватель) и нагнетают воздух. Воздух, обладая существенно меньшей вязкостью, чем насыщающие пласт нефть и вода, проскальзывает сквозь нефть и воду, частично вытесняя их из пласта, к забоям добывающих скважин. Так осуществляется сообщаемость (сбойка) воздуха на нагнетательных и добывающих скважинах; затем включают глубинное нагревательное устройство и вводят тепло в пласт.

В результате в нем повышается температура, скорость окисления нефти возрастает и окисление переходит в горение.

*Ю. П. Желтов. «Скважинная добыча нефти».*

**Внутрипластовое горение как способ** – способ разработки нефтяных месторождений, основанный на экзотермическом окислении, реакциях углеводородов, главным образом пластовой нефти, с закачиваемым в скважину окислителем (обычно кислородом воздуха); иногда в зону генерации тепла подается также углеводородный газ и вода. Сущность внутрипластового горения – создание перемещающейся по пласту зоны экзотермической реакции, позволяющей в процессе сжигания части пластовой нефти облегчить и увеличить извлечение остальной ее части. Изменение технологических характеристик нефти способствует ее вытеснению из пласта.

В.г. начинается с инициирования горения в окрестности забоя скважины-зажигательницы путем закачки в нее воздуха, реже другого газа. Воспламенение пластовой нефти происходит самопроизвольно или в результате дополнительного разогрева призабойной зоны скважины с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, химической смеси и др. Поддерживание процесса горения и перемещение зоны (фронта) горения по пласту обеспечивается непрерывной закачкой воздуха. Фронт горения и поток закачиваемого воздуха могут двигаться в одном направлении от скважины-зажигательницы к добывающей или навстречу друг другу. Последний способ практически не применяется.

При прямоточном внутрипластовом горении источником горения служит главным образом «нефтяной кокс» (теплотворная способность 29–42 МДж/кг, температура горения 350–370 °С и выше). Образуется из наиболее тяжелых фракций нефти, отделяющихся при ее нагревании впереди фронта горения; легкие фракции испаряются и вытесняются. Скорость перемещения фронта горения определяется концентрацией кокса (возрастает с увеличением плотности и вязкости нефти) и темпами закачки воздуха. При недостаточном содержании кокса в пласт вместе с воздухом закачивают углеводородное газообразное топливо (например, метан). Эффективность сухого В.г. относительно невысока в зоне перед фронтом горения, ввиду низкой теплоемкости воздуха, переносится менее 20% генерируемого тепла. Для улучшения процесса передачи тепла одновременно с воздухом в скважину закачивается вода. Последняя, испаряясь в выжженной зоне, попадает в область впереди фронта горения и образует там зоны насыщенного пара и сконденсированной горячей воды. При увеличении объема закачанной воды процесс горения прекращается. Однако кислород нагнетаемого воздуха в зоне насыщенного пара вступает с нефтью в экзо-

термические реакции. При этом скорость движения зоны генерации тепла определяется в основном темпами закачки воды и значительно выше скорости движения фронта горения при сухом и влажном внутрипластовом горении. Процесс внутрипластового преобразования при влажном и сверхвлажном горении способствует интенсификации теплового воздействия на пласт, приводит к сокращению затрат сжатого воздуха на добычу нефти.

Механизм теплового способа разработки в основе В.г., кроме вытеснения нефти водяным паром, горячими газами горения, водой, водогазовыми смесями и др., включает действие кислородосодержащих компонентов как поверхностно-активных веществ испаряющихся легких фракций нефти. На нефтеотдачу (в среднем 50–70%) могут влиять физико-химические превращения самой породы-коллектора.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Внутрипластовое полимерно-термическое воздействие.** С целью совершенствования технологии термополимерного воздействия и уменьшения расхода дорогостоящего химреагента (ПАА) создана новая технология воздействия на сложнопостроенную залежь с нефтями повышенной и высокой вязкости – ЦВПТВ. Технология ТПВ предусматривает создание в пласте оторочки горячего раствора полимера, нагретого на поверхности, с последующим ее продвижением по пласту закачкой необработанной холодной или горячей воды. Однако плохие коллекторские свойства (низкие проницаемость и пористость) многих месторождений Удмуртии и в связи с этим малая приемистость нагнетательных скважин при ограниченных температурах нагрева полимера (не более 100 °С) не всегда позволяют создавать в пласте оторочку горячего полимера нужной температуры. Отсутствие надежного термостойкого внутрискважинного оборудования и термоизолированных насосно-компрессорных труб приводит к большим потерям тепла нагретого полимерного раствора в процессе его закачки от устья до забоя.

С учетом вышеизложенного было обосновано, что целесообразно нагревать раствор полимера не в поверхностных условиях, а непосредственно в пласте, прогрев предварительно пласт нагнетаемым в него теплоносителем. Теплоноситель (горячая вода) не подвержен термодеструкции и его можно нагревать на поверхности до более высокой температуры, чем раствор полимера. Приемистость пласта для теплоносителя выше, чем для раствора полимера. Лабораторными исследованиями доказано, что эффективность процесса по вытеснению нефти из пласта будет выше, если теп-

лоносите́ль и холо́дный раство́р полиме́ра зака́чивать в пла́ст цикли́чески-ми оторо́чками. Данная технология разработки нефтяной залежи предусматривает закачку через нагнетательные скважины последовательно расчетного количества теплоносителя, раствора полимера и на завершающей стадии закачку не нагретой или горячей воды. Закачка теплоносителя и раствора полимера производится циклически чередующимися оторочками. Оторочку теплоносителя в каждом цикле закачивают перед оторочкой раствора полимера.

Механизм интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи с использованием технологии ЦВПТВ представляется следующим образом. При обычном полимерном воздействии закачиваемый раствор полиакриламида проникает, прежде всего, в наиболее проницаемые зоны пласта и приводит к их частичному закупориванию и повышению фильтрационного сопротивления. Закачиваемая в последующем вода обтекает закупоренные зоны и вытесняет нефть из менее проницаемых зон пласта. За счет этого увеличивается охват пласта процессом вытеснения и возрастает нефтеотдача. Изложенный механизм вытеснения нефти осуществляется на сравнительно небольшом (10–15 м) удалении от забоя нагнетательной скважины, поскольку закупоривание высокопроницаемых зон препятствует проникновению вязкого раствора (10–15 мПа·с) холодного полимера в более удаленные зоны пласта. При закачке теплоносителя (в технологии ЦВПТВ) в нагнетательные скважины в пласте создается нагретая зона. При последующей закачке холодного раствора ПАА он, проходя через нагретую зону, разогревается, вязкость его при этом снижается (до 2–3 мПа·с), за счет чего разогретый раствор ПАА проникает не только в высокопроницаемые зоны пласта, но и в менее проницаемые, вследствие чего происходит более полный охват пласта рабочим агентом, чем при обычном полимерном воздействии. Дальнейшее техническое развитие предусматривает использование водорастворимого полимера, не способного отвердевать в пластовых условиях. Чередование закачиваемых оторочек теплоносителя и раствора полимера предусматривает поочередное прогревание пласта и полимерного раствора за счет накопленного тепла в пласте. При этом происходит опережение фронта концентрации полимера, т. е. превышение радиуса фронта концентрации полимера в пласте по отношению к радиусу фронта температуры. За счет этого обеспечивается вытеснение нефти раствором полимера не только в прогретой зоне пласта, но и за пределами этой зоны. При продвижении раствора полимера по пласту он охлаждается за счет отбора тепла минеральным скелетом пласта, естественных теплопередач в кровлю и подошву пласта. Охлаждение раствора происходит не только в высокопроницаемых зонах пласта, но

и в менее проницаемых, поры которых он заполнил, будучи в нагретом состоянии. Охладившись, полимерный раствор временно теряет подвижность. Нагнетаемый во второй оторочке теплоноситель выполняет две функции: вытесняющего агента и теплоносителя. Поскольку прогрев пласта происходит во времени, то теплоноситель, имея значительно меньшую вязкость, чем даже нагретый раствор полимера, сначала встречает преграду в виде «набравшего» вязкость (остывшего) раствора полимера в заполненных им зонах, обходит эти зоны через низкопроницаемые участки, прогревая и вытесняя оттуда нефть. Однако по мере закачки теплоносителя в пласт постепенно нагревается и раствор полимера, снижается его вязкость, он приобретает подвижность и снова начинает продвигаться по пласту, высвобождая высокопроницаемые зоны для продвижения по ним нефти, притекающей из низкопроницаемых зон под действием теплоносителя. После промыва высокопроницаемых и низкопроницаемых зон возникает потребность в кольтатации промытых зон, для чего вновь закачивается раствор полимера и т. д. Значительная эффективность данного процесса достигается за счет того, что раствор полимера проходит не только по прогретой зоне, но и проникает в непрогретые участки пласта, где раствор полимера охлаждается. При этом наряду с вытеснением нефти из этих зон происходит как бы «запирание» потока рабочего агента. В прогретых участках пласта идет проникновение его в менее проницаемые области. Цикличности закачки в пласт рабочего раствора соответствует и цикличность нагрева или охлаждения полимерного раствора и, следовательно, многократное повторение описанных выше процессов. Таким образом, происходит благоприятное саморегулирование воздействий рабочих агентов по всему объему пласта, за счет чего обеспечивается интенсификация добычи нефти, увеличение нефтеотдачи пласта и снижение расхода ПАА на одну тонну добытой нефти.

Для получения наиболее результативных показателей необходимо строго выдерживать заданные (расчетные) технологические параметры процесса ЦВПТВ: температуру, темп нагнетания и продолжительность закачки теплоносителя и раствора полимера в каждом цикле. Температура прогретой зоны пласта не должна превышать температуры начала термодеструкции полимера (90 °C) и в то же время должна соответствовать эффективной температуре вытеснения нефти для данного месторождения.

Нагнетание теплоносителя (горячей воды) осуществляется по теплоизолированным насосно-компрессорным трубам, спущенным до середины интервала перфорации пласта. Для предупреждения резких температурных нагрузок по стволу скважины подача теплоносителя начинается с малых расходов (20–25 м<sup>3</sup>/сут.) и постепенно в течение суток доводится



до расчетных ( $65\text{--}75\text{ м}^3/\text{сут.}$ ). Перед началом закачки раствора полимера столб горячей жидкости в нагнетательной скважине задавливается в пласт буферной жидкостью (холодной водой), и только после этого приступают к закачке полимерного раствора. Это делается с целью предотвращения термодеструкции полимера.

Вода для приготовления раствора полиакриламида должна соответствовать следующим требованиям: содержание растворенных солей – не более 150 мг/л, ионов железа – не более 2 мг/л, растворенного кислорода – не более 2 мг/л, взвешенных частиц – не более 20 мг/л. Полиакриламид должен сохранять свои реологические свойства до температуры  $95\text{--}98\text{ }^\circ\text{C}$ . С целью предотвращения механической деструкции полимерного раствора желательно применять поршневые насосы для приготовления раствора заданной концентрации из порошкообразного полиакриламида импортного производства (Япония, PDA-1041). Следует отметить, что конструкция установки и технология приготовления раствора полиакриламида те же, что и при полимерном или термополимерном воздействии.

Процесс циклического внутрислоевого полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ) на пласт предусматривает следующие технологические операции:

- закачка теплоносителя (горячей воды) в течение расчетного времени для создания в пласте нагретой зоны, вследствие чего увеличивается проницаемость пласта перед закачкой оторочки раствора полимера. На этом этапе характерно отставание фронта прогрева пласта по сравнению с продвижением фронта остывшей воды;

- закачка холодного раствора полимера концентрации 0,5 %.

Скорость продвижения фронта полимерного раствора при этом выше скорости продвижения температурного фронта, поэтому вытеснение нефти вначале практически осуществляется полимерным раствором пластовой температуры.

Циклы закачки теплоносителя и полимерного раствора повторяются до тех пор, пока полимерный раствор не достигнет добывающих скважин. После чего переходят на непрерывную закачку холодной воды, продолжительность которой определяется экономически предельным уровнем обводненности добываемой продукции.

Таким образом, одновременно в пласте осуществляются три гидродинамических процесса:

- вытеснение нефти остывшей водой пластовой температуры;
- вытеснение нефти горячим и остывшим полимерным раствором;
- вытеснение нефти горячей водой (теплоносителем).

*В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самарское книжное издательство, 1998.*

**Внутрискважинный газлифт** – использование энергии газа, находящегося в самой нефтяной скважине для подъема нефти на поверхность.

Нередки случаи, когда наряду с нефтяным пластом ствол скважины проходит и газоносный пласт. Это позволяет использовать энергию газа для подъема жидкости на дневную поверхность (внутрискважинный газлифт). Известно много газонефтяных месторождений, где успешно может применяться внутрискважинный газлифт.

Бескомпрессорный газлифтный способ эксплуатации позволяет наиболее полно использовать энергию природного газа и требует принципиально нового подхода к решению технологических задач. К числу основных задач относятся:

- 1) совместное обустройство газовых и нефтяных скважин;
- 2) обеспечение бесперебойной подачи газа (с заданными объемами и давлением) в нефтяную скважину;
- 3) полная утилизация природного и попутного газа;
- 4) обеспечение очистки подаваемого газа от механических примесей;
- 5) обеспечение условий, предотвращающих образование гидратов.

Наиболее простые схемы внутрискважинного газлифта показаны на рис. 1.

По первой схеме газовый пласт расположен выше нефтяного. В скважину опускается один ряд труб. Между двумя горизонтами устанавливает-

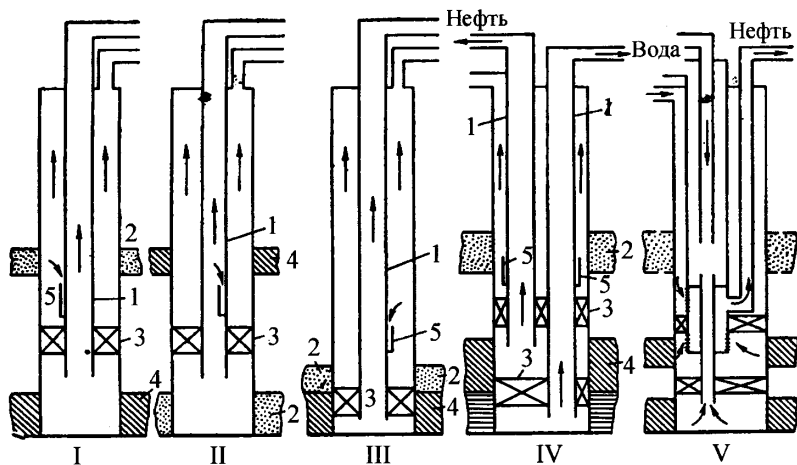


Рис. 1. Наиболее простые схемы внутрискважинного газлифта: 1 – насосно-компрессорные трубы; 2 – газовый пласт; 3 – пакер (разделитель); 4 – нефтяной пласт; 5 – впускной клапан

ся пакер. По центральной трубе поднимается нефть, а по кольцевому пространству – газ. Через клапан, установленный на насосно-компрессорных трубах, часть газа поступает в центральные трубы и осуществляет подъем нефти на дневную поверхность. Регулированием давления в кольцевом пространстве (у устья скважины) и настройкой клапана обеспечивают подачу заданного количества газа при необходимом давлении.

По второй схеме газовый пласт расположен ниже нефтяного. Нефть поднимается по затрубному пространству, а газ – по центральной трубе. Часть газа перепускается из центральных труб в кольцевое пространство через клапан.

Если в продуктивной толще имеется газонефтяной контакт (см. третью схему), то пакер устанавливается на уровне контакта и скважина эксплуатируется по первому варианту.

Рассмотренные схемы достаточно просты, и в этих случаях не встречаются затруднения при исследовании скважины и каждого горизонта в отдельности.

В четвертой схеме в скважину спускаются параллельно два ряда труб и устанавливаются два пакера. По одним трубам поднимается безводная нефть из верхней части продуктивной толщи, по другим – подошвенная вода. Подача газа из верхнего горизонта осуществляется через клапаны, установленные на трубах под верхним пакером.

Пятая схема предусматривает трёхколонную конструкцию. В трубы диаметром 62 мм спущены 25 мм трубы. К внешнему ряду труб прикрепляется параллельная колонна диаметром 25 мм или 32 мм. Газ поднимается через центральные трубы и поднимает жидкость по кольцевому пространству (между трубами диаметрами 62 и 25 мм). По обсадной колонне поднимается газ для подъема жидкости по параллельным трубам. На этих трубах установлены газлифтные клапаны, а на центральных – внутренние клапаны для стационарного течения газа. Жидкость нижнего горизонта поднимается по кольцевому пространству, а верхнего – по параллельным трубам. Максимальный отбор жидкости по 25 мм трубам составляет  $24 \text{ м}^3/\text{сут}$ , а по 32 мм трубам –  $36 \text{ м}^3/\text{сут}$ . По межтрубному пространству концентрических колонн производительность составляет  $11\text{--}55 \text{ м}^3/\text{сут}$  (в зависимости от коэффициентов продуктивности и величины давления на концах труб). В этой конструкции подъемника установлены два пакера. На уровне верхнего пакера на трубах монтируется специальный узел перекрестного течения.

Если над верхним нефтегазоносным горизонтом имеется газоносный пласт, то газ может поднимать жидкость верхнего нефтеносного горизонта по параллельным трубам. По этой схеме оборудования предусматривается

сочетание двух видов бескомпрессорной добычи: с подачи газа у устья скважины и внутрискважинного газлифта. Рассмотренная схема пригодна и для эксплуатации скважин компрессорным газлифтом.

*Справочная книга по добыче нефти (под редакцией доктора техн. наук Ш. К. Гиматутдинова), 1974.*

**Водка царская** – смесь одной части азотной кислоты  $\text{HNO}_3$  и двух-трех частей соляной кислоты  $\text{HCl}$ . Жидкость красно-коричневого цвета и характерного запаха, содержащая хлористый нитрозил, растворяет золото, платину и многие другие металлы, нерастворимые в каждой из этих кислот в отдельности. Сильный окислитель. Применяется при анализе в производстве платины.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983).*

**Водогрейный агрегат (водогрейный котел)** – агрегат для получения горячей воды с температурой 150–200 °С. Тепловая мощность водогрейного агрегата от 4,65 до 210 МВт, теплопроизводительность от  $16 \cdot 10^6$  до  $720 \cdot 10^6$  кДж/ч. Применяется для воздействия на продуктивный пласт горячей водой (ВГВ).

**Водонагнетательная скважина** – скважина, предназначенная для нагнетания в продуктивный пласт воды или различных видов растворов.

В зависимости от применяемых разновидностей заводнения водонагнетательная скважина может быть законтурной, приконтурной, внутриконтурной.

**Водонапорный режим** – режим залежи, при котором нефть или газ перемещаются в пласте к забоям скважин под действием гидростатического напора воды в условиях активного восполнения отбора жидкости или газа природной (природный режим) или нагнетаемой (искусственный режим) в пласт водой.

Режим пласта, когда нефть или газ вытесняются в скважины под действием напора краевой или подошвенной воды, окружающей нефтяную или газовую залежь.

*(В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949; близк.: М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952; М. А. Жданов, 1958; А. Н. Снарский, 1961 и др.)*

**Водонефтяная (газовая) залежь** – нефтяная (газовая) залежь, которая на всей площади контактирует с подстилающей ее водой.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983).*

**Водонефтяной контакт (ВНК)** – поверхность, отделяющая в пласте нефтяную залежь или нефтяную оторочку газовой (газокоденсатной) залежи от контактирующих с ним напорных пластовых вод. Граница между водой и нефтью не является резкой; в зоне ВНК существует переходная зона взаимного проникновения различной толщины (от долей метра до 10–14 м), зависящая от высоты капиллярного подъема воды, коллекторских свойств водоносных и нефтеносных отложений, а также от физических параметров воды и нефти.

Морфология поверхности ВНК сложна и лишь условно ее принимают за горизонтальную плоскость. Как правило, при наличии градиента напора пластовых вод ВНК наклонен в направлении снижения напора. Смещение залежи описывается формулой Рассела–Савченко.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Водонефтяной фактор** – отношение накопленной при разработке эксплуатационного объекта на любую дату отборов воды и нефти (определяемое в зависимости от решаемых задач в поверхностных и пластовых условиях) (М. М. Иванова).

**Водяной конус** – локальная обводная область пласта, образующаяся вокруг действующей нефтяной скважины в результате деформации поверхности водонефтяного контакта.

**Водоносный горизонт** – однородные или близкие по фильтрационно-литологическому составу и гидрогеологическим свойствам пласты водопроницаемых горных пород, пустоты (поры, трещины) которых заполнены гравитационными водами. По условиям залегания различают В.г.: в районах многолетней мерзлоты – надмерзлотные, межмерзлотные и подмерзлотные; в нефтегазовых районах – контурные, верхние, нижние и промежуточные.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Водоносный пласт** – пласт породы, содержащий гравитационную воду и являющийся частью водоносного горизонта (ГС, 1978).

**Водораздел** – граница между смежными водосборами. Примечание: различают поверхностный и подземный водоразделы. *ГОСТ 19279-73*.

**Водоснабжение при ППД заводнением.** Основным вопросом при реализации заводнения является вопрос источников водоснабжения. В качестве таких источников используются открытые водоемы (озера, реки, моря), грунтовые и подрусловые воды, глубинные воды, а также сточные промышленные и ливневые воды.

Система водоснабжения и объем добываемой воды зависят от источника и стадии разработки месторождения. Если система ППД применяется с самого начала разработки месторождения, то объемы добываемой воды велики и примерно равны объему добываемой нефти, приведенному к пластовым условиям (в предположении, что добывается безводная нефть). При обводнении продукции скважин появляется попутная вода, которая реализуется для закачки в пласт, а потребность в воде из внешних источников водоснабжения снижается. Это предопределяет определенную гибкость системы на различных этапах разработки месторождений с возможностью полной утилизации промышленных сточных вод, что диктуется экологическими требованиями. Важным вопросом при любой системе водоснабжения является подготовка воды до требуемых кондиций, при этом сточные воды требуют специальной очистки от нефти. Естественно, это делает систему более сложной и дорогой. Большое значение при закачке вод имеет их совместимость с пластовой водой; в противном случае в пласте могут образовываться и выпадать в осадок труднорастворимые соли. Общие требования к закачиваемой воде следующие:

- ограниченное содержание механических примесей (количество взвешенных частиц – КВЧ) и соединений железа;
- отсутствие сероводорода и уголекислоты с целью избежания коррозии оборудования;
- отсутствие органических примесей (бактерий, водорослей и т. п.);
- химическая совместимость с пластовой водой.

Практика показывает, что вышеперечисленным требованиям в большинстве случаев удовлетворяют воды закрытых источников: подрусловые, артезианские или воды глубинных водоносных горизонтов. Вода, используемая из открытых водоемов, подвергается следующим операциям:

- коагуляция – укрупнение мельчайших взвешенных в воде частиц добавлением в воду глинозема (сернокислого алюминия  $Al_2(SO_4)_3$ ) или

железного купороса ( $\text{FeSO}_4$ ), в результате чего взвешенные частицы осаждаются в виде хлопьев;

- фильтрация – очистка воды от взвешенных частиц после коагуляции в песчаных фильтрах;
- обезжелезивание – удаление из воды закисей или окисей железа;
- умягчение – подщелачивание гашеной известью с целью доведения рН воды до 7–8, что приводит к интенсивной коагуляции;
- хлорирование – угнетение бактерий и микроорганизмов;
- стабилизация – придание воде стабильности химического состава.

Параметрами качества воды для закачки в пласт являются: количество механических взвешенных частиц (КВЧ); нефти и нефтепродуктов; железа и его соединений, которые при окислении выпадают в виде нерастворимого осадка; сероводорода, существенно повышающего коррозионную активность воды; бактерий и микроорганизмов. Особую роль играет солевой состав воды. Несмотря на то что сегодня строго не регламентируется качественный состав закачиваемой воды, к существенному снижению затрат на заводнение это не приводит, а засорение призабойных зон нагнетательных скважин и снижение приемистости значительно.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. – Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Водоупор** – горные породы, практически не пропускающие через себя воду (глины, нетрещиноватые известняки, массивно-кристаллические породы, глинистые сланцы и др.).

**Возвратный эксплуатационный объект** – малопродуктивный объект, разработка которого самостоятельными скважинами экономически нецелесообразна и осуществляется скважинами ранее введенных объектов разработки, выполнившими по ним свое назначение.

**Воздействие на пласт** – искусственное внесение в нефтяной пласт (путем нагнетания рабочих агентов через специальные скважины) дополнительных видов энергии, при необходимости сочетаемое с процессами изменения свойств нефти и коллектора, в целях увеличения нефтеотдачи пласта и интенсификации разработки залежи.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра»), 1983.*

**Возраст геологический** – время, прошедшее от какого-либо геологического события (накопление пластов горных пород). Наступление моря,

излияние древних лав, внедрение интрузий и т. п. Различают абсолютный и относительный геологический возраст. Абсолютный геологический возраст – возраст, выраженный в абсолютных единицах времени (в годах, обычно млн лет). Относительный геологический возраст – время тех или иных событий в истории Земли по отношению ко времени других геологических событий. Устанавливается на основании взаимного положения слоев в разрезе. Исчисление ведется от современной эпохи в глубь геологического прошлого, т. е. в нисходящем порядке. Термин применяется в значительной мере условно. Т. к. радиометрические определения В.г. отражают не только истинное время образования горных пород, но и время различных последующих наложенных процессов (например, метаморфизм). Правильнее употреблять термины «изотопный возраст» или радиологический возраст.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Воронка депрессии** – зона резкого снижения давления вокруг действующей добывающей скважины, группы скважин или в зоне отбора в целом.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «НЕДРА»), 1983.*

**Восстановление циркуляции** – проведение в бурящейся скважине исследований по определению характеристики поглощающего пласта с учётом полученных результатов – ликвидация поглощения путем регулирования параметров жидкости, применения специальных добавок или использования тампонирующих материалов.

**Восстановление пластового давления в скважине** – изменение давления на забое скважины после прекращения отбора жидкости или газа из нее до значения динамического пластового давления.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Восстановление уровня жидкости в скважине** – подъем уровня жидкости в механизированной скважине до статического после прекращения отбора жидкости из нее.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*



**Вращательное бурение** – способ сооружения скважин путем разрушения горных пород за счет прижатого к забою породоразрушающего инструмента (долото-коронка). Основные разновидности вращательного бурения, используемые для сооружения исследовательских и эксплуатационных скважин, – РОТОРНОЕ БУРЕНИЕ (вращение передается инструменту через бурильную колонну ротором, установленным в буровой вышке). ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ (вращение инструмента двигателем-турбобуром непосредственно на забое), роторно-турбинное бурение (вращение инструмента турбобуром, установленным в забойном агрегате, вращаемом через колонну ротором), РЕАКТИВНО-ТУРБИННОЕ БУРЕНИЕ (вращение инструмента турбобуром, агрегат вращается от реактивных моментов), электробурение (вращение инструмента электромотором непосредственно на забое), бурение объемным двигателем (вращение инструмента винтовым гидравлическим двигателем на забое). В.б. в неглубоких скважинах осуществляется путем передачи вращательного момента через штангу от бурового станка к породоразрушающему инструменту либо шарошечного типа, либо лопастного с удалением пород по винтовым штангам-шнекам.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Вращательно-ударное бурение** – процесс разрушения породы при бурении шпуров и скважин прижатым к забою с большим осевым усилием и непрерывно вращающимся буровым инструментом, по которому непрерывно наносятся удары бойком. Породоразрушающий инструмент для вращательно-ударного бурения – коронки с режущими твердосплавными лезвиями с передним отрицательным углом, соединенные муфтами с круглыми стальными штангами, имеющими центральный промывочный канал.

Частота вращения инструмента при бурении до 300 об/мин, осевое усилие до 14 кН, частота удара 2000–4000 в мин, энергия единичного удара 20–40 Дж на 1 см диаметра инструмента.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Вскрытие продуктивного пласта нефтяной скважины** – завершающая операция при бурении скважины.

Основными факторами, от которых зависит метод вскрытия, является пластовое давление, степень насыщенности пласта нефтью и газом и степень дренированности пласта. С этой точки зрения все вскрываемые в процессе бурения пласты можно разделить на две категории: 1) пласты высоконасыщенные нефтью с большим пластовым давлением, т. е. те пла-

сты, которые обычно проявляются при вскрытии в виде фонтанов, и 2) пласты с малым пластовым давлением, дренированные и истощенные предыдущей эксплуатацией.

При вскрытии пластов с малым пластовым давлением могут возникать осложнения в виде засорения пласта глинистым раствором в призабойной зоне скважины, а иногда и уход глинистого раствора по трещинам.

В зависимости от проницаемости пласта, давления в нем, качества глинистого раствора и других факторов глинистый раствор может проникнуть из скважины в пласт на расстояние от ствола от нескольких миллиметров до 5–6 см. и более. При трещинах и нарушениях глинистый раствор может проникнуть в глубь пласта до десятков метров.

Одновременно с глинизацией пласта на стенках скважин образуется глинистая корка, толщина которой иногда достигает до нескольких десятков миллиметров. Хотя пуля при простреле хорошо пробивает глинистую корку, глина «заплывает», чем затрудняется сообщение с пластом. Раньше полагали, что глинистый раствор за обсадной колонной находится в полужидком состоянии долгое время. Исследования последних лет показали, что это справедливо для случая, когда глинистый раствор находится в соприкосновении с водными пластами. При соприкосновении же с нефтяными пластами происходит обезвоживание раствора, и глина со временем становится настолько твердой, что является почти непроницаемой для нефти и газа. Это может стать препятствием к нормальному притоку нефти из пласта в скважину.

Другой причиной снижения нефтепроницаемости является проникновение воды из глинистого раствора в нефтесодержащие породы. Под действием воды и под влиянием капиллярности происходит физическое изменение породы. Вода, проникая в породу, может вызвать разбухание глинистых частиц, что, естественно, снижает проницаемость.

Промысловая практика выработала ряд мероприятий по борьбе с глинизацией нефтяных пластов и инфильтрацией воды в пласт. Эти мероприятия можно разбить на две основные группы: 1) профилактические и 2) мероприятия, при помощи которых можно или устранить или ослабить глинизацию породы около стенок скважины.

К первой группе мероприятий относится вскрытие продуктивных пластов нефтью или раствором на нефтяной основе, заполнение скважины нефтью перед прострелом эксплуатационной колонны, вскрытие пласта ударным способом.

Ко второй группе мероприятий относятся: добавка к глинистому раствору различных примесей, применение химической обработки скважин, торпедирование.

При вскрытии нефтью скважину бурят с промывкой обычным глинистым раствором до кровли продуктивного пласта и после цементирования скважины при вхождении в продуктивный пласт заменяют глинистый раствор на нефть. Однако нефть по физическому составу не вполне отвечает требованиям, предъявляемым к промывочным жидкостям, так как имеет малый удельный вес. Кроме того, в случае прекращения циркуляции могут произойти большие потери нефти. Поэтому в настоящее время готовят различного вида глинистые растворы на нефтяной основе, например: глины 40%, извести 15% и нефти 45%.

Другим методом, предохраняющим от глинизации и проникновения воды в продуктивный пласт, является вскрытие пласта ударным способом. До вскрытия пласта скважину бурят вращательным или турбинным способом, а после спуска колонны и ее цементирования пласт вскрывают ударным способом.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Вскрытие пласта (общее понятие)** – комплекс мероприятий, обеспечивающий рациональную технологию бурения, перфорации и освоения скважин в целях предотвращения выброса, сохранения естественной проницаемости призабойной зоны, обеспечивая благоприятные условия притока нефти и газа в скважину, обеспечивая прочность и устойчивость призабойной части скважины и соблюдение правил охраны недр.

Пересечение продуктивного пласта скважиной в процессе ее бурения с обязательным принятием мер по улучшению качества промывочной жидкости и технологии бурения, таких как улучшение свойств глинистого раствора, путем обработки соответствующими химическими реагентами, применение жидкостей на нефтяной основе, газообразных агентов, двухфазных и трехфазных пен и др. для сохранения коллекторских свойств пласта.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Вторая группа месторождений (залежей)** – группа, к которой относят месторождения (залежи) сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью мощности и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) (КЗМ, 1970).

**Вторая стадия разработки** – стадия относительно устойчивого высокого уровня добычи нефти (с отклонением от максимального не более чем на 5%)

при разработке нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующаяся нарастанием обводнения продукции к концу периода, переводом части (при малой вязкости пластовой нефти) или практически всего фонда скважин (при повышенной вязкости нефти) на механизированную эксплуатацию и отбором к концу периода в зависимости от вязкости соответственно 50–60 и 30–40% извлекаемых запасов нефти (М. М. Иванова, 1976).

Стадия высокого, сравнительно стабильного уровня добычи нефти, в течение которого происходит нарастание обводнения продукции при сохранении в действии почти всего фонда пробуренных скважин (Т. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1970).

**Вторичные коллекторы** – коллекторы, пустотное пространство которых в постдиагенетические стадии увеличилось по сравнению с первичным или возникло вновь (А. К. Карпов и др., 1977).

**Вторичные методы добычи нефти (В.м.д.н.)** – методы воздействия на пласт в поздней стадии их разработки (с целью увеличения нефтеотдачи), когда в результате длительной предшествующей эксплуатации значительная часть запасов нефти уже отобрана.

Методы добычи остаточной нефти из нефтяных залежей истощенных или близких к истощению в результате первичной стадии их эксплуатации по принципу воздействия на нефтяную залежь В.м.д.н. можно разделить на: 1) связанные с частичным восстановлением утраченной пластовой энергии и 2) основанные на дальнейшем использовании остаточной пластовой энергии. К первой группе относятся методы нагнетания воды или газа в залежь через специальные нагнетательные скважины, размещенные равномерно на площади; таким путем осуществляется проталкивание остаточной нефти к эксплуатационным скважинам. Ко второй группе относится форсированный отбор жидкости из сильно обводнившейся залежи с целью частичного увеличения водой остаточной нефти.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

### **Вторичные методы добычи нефти (общие понятия)**

Вторичные методы добычи нефти заключаются в нагнетании газа, воздуха или воды в нефтяные пласты, которые в процессе разработки, по существу, достигли полного истощения первоначально содержащейся в них энергии, необходимой для вытеснения нефти из пористой среды, или дебиты которых достигли экономически низких пределов. С физической

стороны такие методы можно рассматривать как крайне запоздалую форму разработки месторождений с поддержанием давления. Обычная разработка месторождения с поддержанием давления заключается в задержке падения пластового давления при неполном замещении дренированного пространства коллектора, вызванного отбором жидкости при эксплуатации. При вторичных же методах с нагнетанием воды или газа в пласты наблюдается некоторое восстановление пластового давления. Это особенно заметно при нагнетании воды в пласт, когда заводнение проводится в большом масштабе и количество нагнетаемой воды превосходит отбираемый дебит. То же самое происходит при вторичной эксплуатации с нагнетанием газа в пласт или при так называемой «газовой репрессии». Основное физическое различие между вторичными методами и разработкой с поддержанием пластового давления заключается в начальных условиях процесса. В первом случае – это состояние возможно полного истощения пластового давления или природной энергии для вытеснения нефти из пористой среды; во втором же случае нагнетание воды или газа производится на протяжении всего периода первичной эксплуатации до истощения залежи. С этим различием связаны другие, еще более серьезные факторы, отличающиеся скорее степенью своего влияния на процесс нефтеотдачи, чем свойствами. К этим факторам относятся: понижение нефтенасыщенности в целом по пласту, повышение вязкости нефти, уменьшение коэффициента пластового объема нефти, повышение поверхностного натяжения нефти, снижение поверхностного натяжения на разделе нефть – вода и более резкая разность в распределении давления или насыщения с изменением характеристики породы коллектора. Эти факторы более сильно выражены на вторичном этапе эксплуатации. Пониженная нефтенасыщенность налагает условие повышенного насыщения пласта свободным газом.

Повышение вязкости нефти в результате снижения нефтенасыщенности ухудшает ее подвижность; уменьшение коэффициента пластового объема нефти увеличивает эквивалент товарной нефти на единицу уменьшения нефтенасыщенности порового пространства при нагнетании рабочего агента в пласт. Различие в насыщении и давлении в отдельных частях залежи способствует прорывам рабочего агента. Вторичные методы добычи нефти имеют преимущество в том отношении, что давления, требуемые для нагнетания воды или газа в пласты, в ряде случаев гораздо ниже применяемых при разработке месторождений с поддержанием давления. Это особенно справедливо при нагнетании газа. В принципе при заводнении нефтяных пластов с умеренной или высокой проницаемостью напор столба воды в скважинах является достаточным для обеспечения их высокой приемистости. Однако практически чаще применяются достаточно высо-

кие давления на устье скважин для увеличения нефтеотдачи и сокращения срока разработки месторождения. Нагнетание газа или воды в пласт до истощения последнего может оказаться невозможным из-за отсутствия рабочего агента или спроса на него для других нужд. Могут быть и другие причины задержки нагнетания газа или воды в пласт. Однако всегда следует иметь в виду, что практически отсутствует какое бы то ни было серьезное физическое доказательство о преимуществе вторичных методов эксплуатации по сравнению с нагнетанием газа или воды в пласт до того, как он подвергся полному истощению. Вторичные методы добычи нефти в чистом виде, без сомнения, будут терять свое практическое значение; однако в настоящее время они применяются на большом количестве объектов, а еще больше их находится в стадии проектирования.

*Морис Маскет. «Физические основы технологии добычи нефти».*

**Выбросы** – кратковременное или за определенное время поступление в окружающую среду любых загрязнений.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Вызов притока** – технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину. Освоение скважины – комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей по той или иной причине скважины в разряд действующих. Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости.

**Вызовы притока и освоения.** Можно дать следующую классификацию методов вызова притока и освоения скважин:

- I. Метод облегчения столба жидкости в скважине (жидкости глушения).
- II. Метод понижения уровня.
- III. Метод «мгновенной» депрессии.

*а) Общая характеристика и условия эффективного применения*

Общая характеристика методов вызова притока и освоения сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологические и организационные факторы с учетом известных критериев.

Рассмотрим все известные методы (рис. 1.).

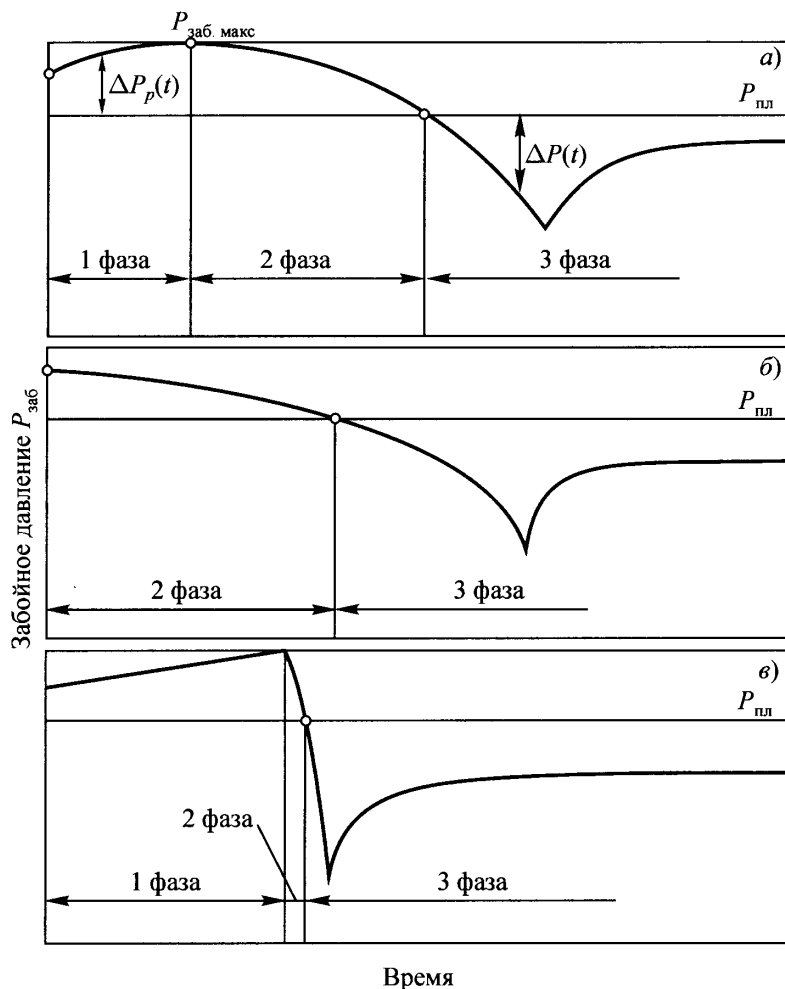


Рис. 1. Изменение забойного давления во времени: а – метод облегчения столба жидкости; б – метод понижения уровня; в – метод мгновенной депрессии

### **I. Метод облегчения столба жидкости в скважине (рис. 1. а)**

Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки. При промывке скважины в период времени  $0 - t_x$  (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает 1 фаза – фаза роста поглощения пластом жидкости глушения. Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик ПЗС. Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗС. В период времени  $t_1 - t_2$  (2 фаза снижения поглощения) объем поглощаемой пластом жидкости снижается. Таким образом, в период времени  $0 - t_2$  жидкость глушения поглощается пластом, а объем поглощенной жидкости  $V_{\text{пог}}$  в этот период можно рассчитать, зная коэффициент приемистости,  $K_{\text{пр}}$  – величину пластового давления  $P_{\text{пл}}$  и характер изменения забойного давления,  $P_{\text{заб}}(t)$  – то есть  $V_{\text{пог}} = f(K_{\text{пр}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{заб}}, t)$ .

В период времени  $t_1 > t_2$  реализуется 3 фаза – фаза притока жидкости из пласта за счет создания депрессии.

### **II. Метод понижения уровня (рис. 1 б)**

Особенностью данного метода является отсутствие первой фазы, что делает его предпочтительнее, благодаря меньшему «загрязнению» ПЗС в период вызова притока.

### **III. Метод «мгновенной» депрессии (рис. 1 в)**

Особенностью данного метода является кратковременность второй фазы.

#### *б). Способы вызова притока и освоения*

К первому методу относятся:

I. Промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями).

II. Закачка газообразного агента (газлифт).

III. Закачка пенных систем.

К методу понижения уровня относятся:

I. Тартание желонкой.

II. Свабирование.

Сваб представляет собой уплотнительные манжеты, наружный диаметр которых соизмерим с внутренним диаметром НКТ. В нижней части сваба имеется обратный клапан. Уплотнительные манжеты имеют чашеобразную форму, которые при подъеме сваба распираются за счет давления столба жидкости над свабом, уплотняя зазор между наружным диаметром манжет и внутренним диаметром НКТ. Сваб спускается внутрь НКТ на лебедке, а глубина его погружения под уровень жидкости определяется прочностью каната и мощностью привода лебедки.



### **III. Понижение уровня глубинным насосом**

К методу «мгновенной» депрессии относятся:

- I. Способ падающей пробки.
- II. Задавка жидкости глушения в пласт.

#### ***Рассмотрим некоторые из способов.***

Тартание желонкой – не только способ вызова притока и освоения, но и исторический способ эксплуатации скважин с очень низкими пластовыми давлениями. Осуществляется желонкой, представляющей собой отрезок толстостенной трубы (как правило, бурильной), в нижней части которой имеется обратный клапан. Спускается в скважину на канате с помощью лебедки. Так как объем желонки невелик, то процесс вызова притока тартанием достаточно медленный. Работа проводится при открытом устье, что представляет определенную опасность, особенно при фонтанных проявлениях. Спуск желонки, как правило, проводится в обсадную колонну.

Свабирование – способ понижения уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Сваб представляет собой трубу небольшого диаметра, на наружной поверхности которой укреплены эластичные элементы. Свабирование – более производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры (т. е. скважина герметизируется и выброс невозможен) со специальным лубрикаторм.

Способ падающей пробки. Суть его заключается в том, что колонна НКТ, спускаемая в скважину, в нижней части закрывается специальной пробкой, изготовленной из нефтерастворимого материала. Под действием собственного веса колонна НКТ спускается в скважину до определенной глубины, определяемой из равенства сил сопротивлений и собственного веса колонны. При необходимости увеличения глубины спуска колонны НКТ в нее с поверхности заливается определенное количество воды, удерживаемое в НКТ за счет пробки. При спуске колонны до расчетной глубины внутрь НКТ сбрасывается тяжелый предмет, который выбивает пробку. Так как столб воды в НКТ существенно меньше столба жидкости глушения в скважине, после падения пробки у башмака НКТ возникает достаточно большой перепад давлений, под действием которого жидкость глушения из скважины перетекает в НКТ, приводя к быстрому снижению забойного давления и вызову притока. Задавка жидкости глушения в пласт – при этом вся или большая часть жидкости глушения залавливается в пласт за счет подключения компрессора, давление которого воздействует на уровень жидкости глушения. Когда расчетный объем жидкости глушения поглощен пластом, компрессор отключается и давление в газонаполненной части скважины резко снижается (стравливание давления газа в атмосфе-

ру). При этом существенно снижается и забойное давление, провоцируя поступление флюидов из пласта в скважину. Совершенно очевидно, что каждому из перечисленных способов присущи свои условия рационального применения для соответствующих характеристик осваиваемых коллекторов. Например, метод «мгновенной» депрессии не может быть использован для освоения низкопроницаемых рыхлых коллекторов. Многочисленные способы метода облегчения столба жидкости, в частности промывки, требуют проведения значительного объема гидродинамических расчетов, связанных с использованием не только ньютоновских жидкостей.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Выклинивание пласта** – Постепенное уменьшение мощности пласта по площади со сближением его кровли и подошвы вплоть до слияния на границе выклинивания (З. Г. Борисенко, 1980).

**Выпадение асфальтенов** – возможное при разработке некоторых нефтяных месторождений выпадение асфальтенов в пласте при введении в него химических реагентов, растворителей и др., которое может привести к затуханию фильтрации в результате закупоривающего действия асфальтенов и гидрофобизации пористой среды.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра»), 1983.*

**Высокосернистая нефть** – нефть с содержанием серы более 2%.

**Выравнивание профиля притока** – выполнение операций, направленных на увеличение притока жидкости из низкопроницаемых коллекторов путем улучшения их проницаемости искусственным созданием каналов растворения в продуктивном пласте с помощью солянокислотной, термокислотной и глинокислотной обработок, очисткой пустотного пространства от илистых материалов, созданием искусственных или расширением естественных трещин в породах с помощью гидравлического разрыва пласта или взрыва торпед на забое, удалением парафина, солей и смол, осевших на стенках ствола скважины, снижением вязкости нефти методами термохимической обработки скважин и теплового воздействия на призабойную зону (также путем регулирования закачки воды по разрезу эксплуатационного объекта в ближайших нагнетательных скважинах).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра»), 1983).*

### Вытеснение нефти из пласта теплоциклическим воздействием.

Этот метод, используемый иногда наравне с методом непрерывного вытеснения нефти, включает три последовательные фазы, образующие цикл, который может быть повторен (рис. 1.).

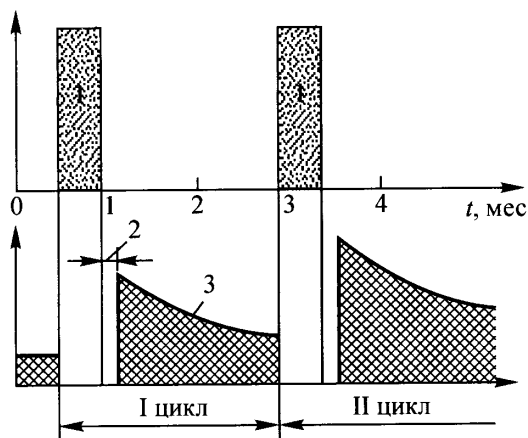


Рис. 1. Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину: 1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

*Фаза нагнетания.* Развитие процесса в этой фазе, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта, идентично развитию процесса вытеснения.

*Фаза ожидания.* В течение этой фазы скважина закрыта. Привнесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свое тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания.

*Фаза извлечения нефти.* Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды заметно превышает уровень ее добычи до нагнетания пара. В этот период (в отличие от процесса непрерывного вытеснения нефти) все текущие вещества – сначала сконденсировавшаяся вода, а затем нефть – нагреваются по мере приближения к нефтяной скважине. Часть поступившего к месторождению тепла возвращается обратно. Эффективность процесса зависит от существования в этой зоне повышенной температуры, максимум которой достигается в непосредственной близости от скважины, т. е. в области, где тепловые потери при нагнетании пара наиболее существенны.

Таким образом, при одинаковом давлении на забое скважины уровень добычи (вследствие снижения вязкости добываемой нефти) после

пароциклического воздействия превышает уровень добычи до него. Что касается других составляющих энергетического баланса, отметим полное преобразование механической энергии, подведенной к месторождению вместе с паром в процессе конденсации, в тепловую. При пароциклическом воздействии количество механической энергии слишком незначительно для повышения нефтедобычи. Механическая энергия для проталкивания нефти на каждой скважине обеспечивается соответствующими факторами (собственно тепловой энергией, нагнетанием и т. д.). Естественно предположить, что при повторениях такого цикла добыча нефти возрастет от цикла к циклу (если не рассматривать влияние очистки и засорения скважины) прежде всего вследствие постепенного повышения средней температуры в окрестности скважины, и лишь затем уровень добычи начинает снижаться в результате истощения месторождения. Однако такое положение, отчасти подтверждаемое некоторыми лабораторными исследованиями, не всегда согласуется с данными промысловых испытаний. В частности, это замечание относится к первым трем циклам, где необходимо учитывать влияние побочных эффектов.

*Ж. Бурже, П. Сурино, М. Комбарну. «Термические методы повышения нефтеотдачи пластов». – Москва: «Недра», 1988.*

### **Вытеснение нефти нагретой водой (физические процессы).**

Рассмотрим физические процессы, происходящие при простых, квазиодномерных течениях, при которых отсутствуют эффекты неустойчивости и не возникают проблемы вытеснения остаточной нефтенасыщенности. Эти условия реализуются при экспериментах на цилиндрических трубках малого диаметра с адиабатическими поверхностями, в которых эффективность вытеснения равна единице. В этих экспериментах изучаются в основном процессы, протекающие на расстояниях, сравнимых с размерами пор.

В настоящее время используются две экспериментальные методики вытеснения нефти водой при равных температурах нефти и воды и вытеснение холодной нефти горячей водой, что в большей степени соответствует реальным условиям. Представленные результаты верны только для пористых сред и при достаточно низких температурах, исключающих появление газовой фазы, т. е. испарение летучих фракций нефти. Повышение температуры нефти, воды и породы влечет за собой: снижение вязкости жидкостей; тепловое расширение твердого тела и жидкостей; изменение межфазного взаимодействия на границе нефть – вода, степени десорбции веществ, осаждающихся при определенных условиях на стенках коллектора; изменение смачиваемости. Как при изотермическом вытеснении нефти

водой в пористой среде, так и при различных температурах нефти и воды, влияние температуры на движение фронта и теплообмен заключается в снижении вязкостей и изменении отношения подвижностей нефти и воды; в изменении остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости; в тепловом расширении коллектора и заполняющих его жидкостей.

*Ж. Бурже, П. Сурино, М. Комбарну. «Термические методы повышения нефтеотдачи пластов». – Москва, «Недра», 1988.*

### Вышка ВМ-41

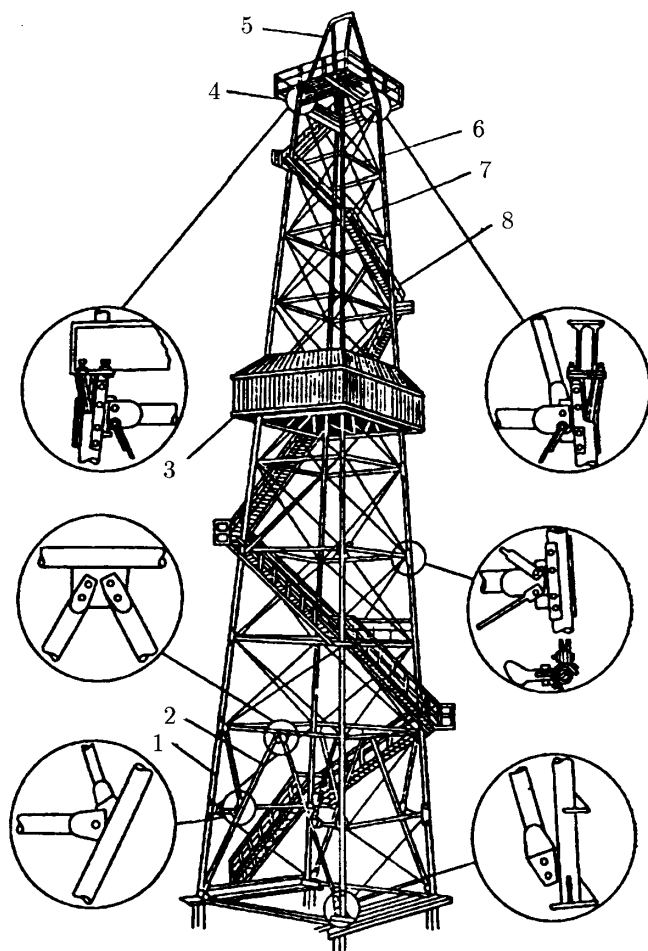


Рис. 1

Вышка ВМ-41 (рис. 1) представляет собой правильную усеченную четырехгранную металлическую пирамиду. Она состоит из четырех ног (опор) 1, ворот 2, балкона 3 верхнего рабочего, подкронбалочной площадки 4, козлов 5, поперечных поясов 6, стяжек 7 и маршевой лестницы 8.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Москва «Недра», 1983.*

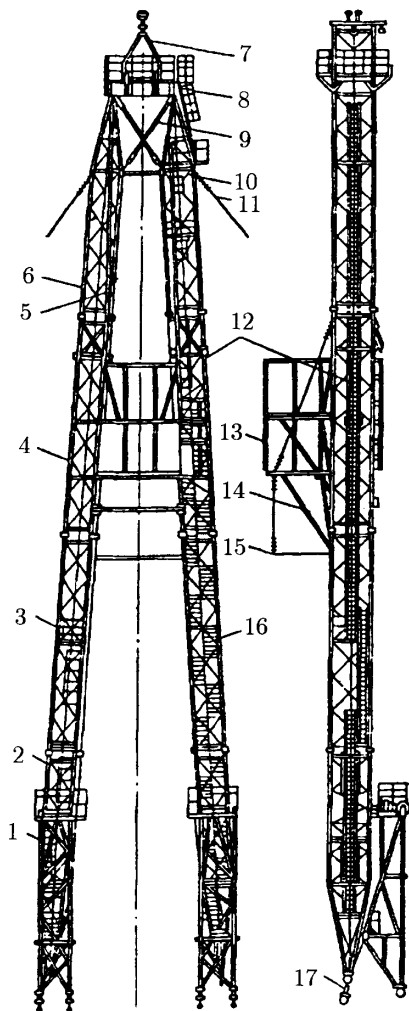


Рис. 1

### Вышка мачтовая А-образная.

Мачтовая А-образная вышка (рис. 1) состоит из подъемной стойки 2, секций мачты (2, 3, 4, 6), пожарной лестницы 5, монтажных козлов 7, подкронбалочной рамы 8, растяжек (9, 10, 14), оттяжек 11, тоннельных лестниц 12, балкона 13, верхнего рабочего предохранительного пояса 15, маршевых лестниц 16, шарнира 17.

Вышки выпускаются различных модификаций в зависимости от целевого назначения, высоты и грузоподъемности, а также емкости «магазинов» (место для свечей бурильных труб), размера нижнего и верхнего оснований, веса (массы вышки).

Грузоподъемность вышки – это максимальная предельно допустимая нагрузка на вышку в процессе бурения скважины.

Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины, от величины которой зависит продолжительность спуско-подъемных операций.

Для бурения на глубину 400 – 600 м применяется вышка высотой 16–18 м, на глубину 2000–3000 м – высотой 42 м, а на глубину от 4000

до 6500 м – 53 м. Более глубокие скважины бурятся при помощи специальных конструкций вышек.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Москва «Недра», 1983.*

**Вязкость** – свойство жидких и газообразных веществ оказывать сопротивление вязкостному перемещению соседних слоев (внутреннее трение). Согласно закону Ньютона, вязкость определяется как коэффициент пропорциональности между сопротивлением сдвига и градиентом скорости движения слоев, перпендикулярным направлению сдвига (поверхности слоя). Вязкость жидкостей в общем случае с повышением давления незначительно увеличивается, а с повышением температуры – уменьшается. Вязкость пластовых нефтей возрастает при давлениях ниже давления насыщения. Определяется воздействием двух факторов: выделением растворенного газа, что вызывает увеличение вязкости остаточной нефти, и объемным расширением нефти при снижении давления, что приводит к уменьшению вязкости. Первый фактор оказывает большее влияние. Вязкость газа заметно увеличивается как с повышением давления, так и температуры. Углеродосодержащие флюиды, насыщающие горные породы в природных условиях, в зависимости от плотности обладают вязкостью, отличающейся на много порядков – от сотых долей мПа·с (для газов) до сотен тыс. и даже до млн мПа·с (высоковязкие тяжелые нефти). Основная часть разрабатываемых традиционными методами нефтяных месторождений содержит в продуктивных пластах нефть с вязкостью в пределах 0,5–25 мПа·с, реже до 70 мПа·с. Вязкость разгазированных нефтей значительно выше. Месторождения с высокой вязкостью нефтей, в том числе структурной, разрабатываются с применением специальных методов добычи, основанных на использовании теплового воздействия, а также применения загущенных или химически активных вытесняющих агентов.

Вязкость вод, содержащихся в горных породах, изменяется в широких пределах в зависимости от минерализации, температуры пласта и внутрипластового давления. На небольших глубинах вязкость маломинерализованных вод около 1 мПа·с, в глубоководных пластах с высокой температурой (60–70 °С и выше) вязкость минерализованных вод уменьшается до десятков долей мПа·с.

Вязкость – одна из важнейших технических характеристик нефтей, продуктов ее переработки, газовых конденсатов и фракций; определяет характер процессов извлечения нефти, ее подъема на дневную поверхность, промыслового сбора и подготовки, условия перевозки и перекачки продуктов гидродинамического сопротивления при их транспортировании

по трубопроводам и др. Для некоторых видов топлив и масел вязкость служит нормирующим показателем. В процессе обогащения полезных ископаемых вязкость влияет на скорость относительного перемещения частиц в суспензии, является основным параметром в тяжелых средах. Вязкость зависит не только от плотности суспензии (соотношения твердого и жидкого), но и от крупности и гидрофильности частиц. Образование тиксотропных сеток – структур в суспензии приводит к резкому возрастанию ее вязкости за счет появления помимо обычной (неньютоновской) структурной составляющей вязкости. Последняя зависит от градиента скорости течения и обратимо разрушается при возникновении турбулентных потоков, вибрациях и механических воздействиях. На этом основаны методы интенсификации обогащения в тяжелых суспензиях.

В основу методов изменения вязкости и их классификации положены методы зависимости, описывающие различные виды течения сред. Замеры вязкости проводят вискозиметрами.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Вязкость газа** – сила внутреннего трения (вязкость), возникающая между двумя слоями газа, перемещающимися параллельно друг другу с различными по величине скоростями.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983.*

**Вязкость пластовой нефти** – сопротивление перемещению частиц пластовой нефти и наличие перепада давления, измеряемое обычно в виде динамической вязкости (в МПа·с), свойство нефти, определяющее степень ее подвижности в пластовых условиях и значительно влияющее на продуктивность и эффективность разработки залежей.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983.*



# Г

**ГАБРИЭЛЯНЦ Григорий Аркадьевич** – Президент научно-технической консультационной фирмы «Теосервис», председатель правления Сибирско-Техасского закрытого акционерного общества «Толойл».

Д.г.м.н., профессор, лауреат Государственной премии СССР, лауреат премии им. акад. И.М. Губкина, Почетный разведчик недр, Почетный работник газовой промышленности, первооткрыватель месторождений, награжден орденом Знак Почета, лауреат премии «Факел Бирмингема».

*Научные интересы:* создание оптимальных методов разведки месторождений нефти и газа.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук, издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**Газгольдер** – сооружение для приемки, хранения и отпуска в газопроводную сеть газа, поступающего с газовых заводов или с места его добычи. Газгольдеры бывают мокрые и сухие. Мокрый Г. представляет собой металлический колоколообразный резервуар, кромками опущенный в водяной бассейн. Этим самым создается водяной затвор, позволяющий изменяться объему газгольдера в зависимости от расхода газа при сохранении его давления постоянным. Через дно бассейна под колокол подходят две трубы: одна для нагнетания, другая – для отпуска газа. При нагнетании газа колокол поднимается, при убывании – опускается в воду.

В сухих Г. в резервуаре движется особый диск наподобие поршня в поршневых машинах. Газ подается под щит и поднимает его по мере наполнения газгольдера.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Газлифт** – способ добычи нефти при помощи сжатого в компрессорах нефтяного газа, подаваемого в скважину к нижнему концу подъемных труб, погруженных в жидкость. Нефть и газ из скважины поступают в трап, где происходит их разделение. Нефть транспортируется в резервуары, а газ – на отбензинивающую установку (газолиновый или газобензиновый завод).

Отбензиненный сухой газ сжимается в компрессорах до давления, нужного для работы газлифта, и через газораспределительные узлы или батареи распределяется по скважинам. В общую газосборную сеть добавляется также газ фонтанных скважин. Избытки из газосборной сети направляются к потребителям.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

### **Газлифтная эксплуатация скважин**

По мере истощения пластовой энергии фонтанирование скважин прекращается и возникает необходимость механизированной добычи нефти. Подъем продукции скважин на дневную поверхность с помощью потенциальной энергии газа называется газлифтным способом эксплуатации. Таким образом, в качестве рабочего агента используется газ, отбираемый, например, из газовой залежи (природный газ) или попутно-добываемый (нефтяной газ). Ранее в качестве рабочего агента использовали воздух (эрлифт). В настоящее время воздух не используется в качестве рабочего агента по следующим причинам:

- окисление нефти с потерей ее качества;
- образование стойкой водонефтяной эмульсии (при добыче обводненной нефти), разрушение которой в процессе подготовки нефти затруднено. Кислород воздуха за счет окислительных процессов образует на поверхности глобул воды прочные оболочки, которые препятствуют их коалесценции и укрупнению;
- при определенном содержании углеводородных газов с воздухом образуется взрывчатая смесь (гремучий газ), которая чрезвычайно опасна в пожарном отношении;
- компрессоры, используемые для компремирования воздуха, в случае нарушения системы смазки могут взрываться.

Впервые подъем нефти сжатым газом был осуществлен В.Г. Шуховым в 1897 г. в Баку. Сегодня газлифтная эксплуатация реализуется в двух модификациях:

- с использованием сжатого газа, получаемого на компрессорных станциях – компрессорный газлифт;
- с использованием сжатого газа, отбираемого из газовой залежи – бескомпрессорный газлифт.

Компрессорный газлифт относится к механизированному способу эксплуатации скважин; к механизированному способу относятся и все виды насосной эксплуатации скважин. Компрессорный газлифт обладает рядом преимуществ и недостатков в сравнении с насосной добычей.

К основным преимуществам относятся:

- возможность эксплуатации высокодебитных скважин;
- достаточно простое оборудование, спускаемое в скважину;
- легкое регулирование работы скважины.

Вместе с тем компрессорный газлифт обладает и существенными недостатками:

- относительно низкий КПД процесса подъема, особенно обводненной продукции, составляющий в ряде случаев всего несколько процентов;
- необходимость строительства компрессорной станции, что удорожает добычу нефти;
- как правило, высокие удельные затраты энергии на подъем единицы продукции.

В настоящее время разработка нефтяных месторождений России ведется с поддержанием пластового давления (хотя это и не всегда целесообразно), а основная добыча нефти осуществляется механизированным способом, в основном насосным, поэтому газлифтный способ не имеет широкого распространения. Это не означает, что газлифтная эксплуатация не имеет перспектив; этот способ может оказаться конкурентоспособным для разработки нефтяных оторочек газовых и газоконденсатных месторождений, а также для добычи нефти из шельфовых месторождений.

*И. Т. Миценко. Скважинная добыча нефти. – Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Газовая залежь** – залежь, в которой углеводороды находятся только в газовой фазе и при изотермическом давлении в пласте фазовое их состояние не меняется (А. К. Карпов, В. Н. Раабен, 1978).

**Газоводяной контакт (ГВК)** – поверхность, отделяющая газовую залежь от контактирующих с газом подземных вод (ГС, 1978).

**Газовый режим** – режим, при котором приток полезных ископаемых к забоям добывающих скважин обусловлен потенциальной энергией давления газа в продуктивном пласте. Газовый режим газоконденсатной залежи связан с некоторым уменьшением начального газонасыщенного объема (в результате выделения конденсата при снижении давления в пласте). Газовый режим газоконденсатных залежей характеризуется увеличением

начального газонасыщенного объема порового пространства. Газовый режим газоконденсатной залежи связан с некоторым уменьшением начального газонасыщенного объема в результате выпадения газоконденсата при снижении давления в пласте. Газовый режим в газогидратных залежах характеризуется увеличением начального газонасыщенного объема порового пространства за счет разложения в пласте кристаллогидратов. При газовом режиме достигается наибольший коэффициент газоотдачи для терригенных коллекторов 0,93; карбонатных 0,9.

*Горная энциклопедия. Москва Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газонапорный режим** – режим нефтяной залежи, когда нефть вытесняется из пласта под действием напора газа газовой шапки.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра»), 1983.*

**Газонефтяная залежь** – двухфазная залежь, содержащая нефть и газ, в которой запасы нефти преобладают над запасами газа.

**Газонефтяное месторождение** – месторождение, характеризующееся превышением суммарных геологических запасов нефти над запасами газа; наряду с газонефтяными залежами в разрезе месторождения могут быть встречены нефтяные, нефтегазовые, газовые, газоконденсатные залежи.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра»), 1983.*

**Газонефтяной контакт (ГНК)** – поверхность, разделяющая в газонефтяной (нефтегазовой) залежи нефть от газа.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Газовый сборный пункт** – комплекс сооружений, предназначенный для сбора и промысловой обработки (очистки и осушки) газа, поступающего от эксплуатационных скважин. Г.с.п. обеспечивает подготовку к транспортированию газа в однофазном состоянии и углеводородного конденсата, а также измерение добываемой продукции.

Характер технологических мероприятий, осуществляемых на газовых сборных пунктах, определяется системами сбора и промышленной обработки газа и конденсата. По централизованной системе, принятой для месторождений с годовым отбором до 20 млрд м<sup>3</sup>, на газосепараторном пункте производится лишь сбор и первичная сепарация газа. А окончательная обработка газа и конденсата – на головных сооружениях промысла. Оборудование газосепараторного пункта централизованной системы промышленной обработки газа включает: сепаратор первой ступени, предназначенной для отделения механических примесей и жидкой фазы, вынесенной из пласта и выделившейся при транспортировке газа от скважин до газосепарационного пункта; запорно-регулирующую арматуру; воздушные или водяные холодильники и сепаратор второй ступени. При централизованной системе полная обработка газа и конденсата осуществляется на газосепарационных пунктах, которые оборудованы установками комплексной подготовки газа; технология обработки газа определяется запасом устьевого давления и содержанием тяжелых углеводородов. Наиболее распространены: низкотемпературная сепарация, применяемая на газоконденсатных месторождениях с давлением на устье скважины в начальный период разработки, превышающим 12–14 МПа; абсорбционная осушка, осуществляемая на газовых месторождениях с содержанием тяжелых углеводородов менее 1 г/м<sup>3</sup>.

Кроме основных технологических линий, на Г.с.п. имеется измерительная линия для определения нагрузочных характеристик каждой из подключенных к Г.с.п. скважин по дебиту. Технологическая линия Г.с.п. оборудуется типовым автоматизированным блочным оборудованием производительностью 1,3,5 млн м<sup>3</sup>/сут. и более. Производительность Г.с.п. (до 10 млрд м<sup>3</sup>/год) зависит от запасов газа конфигурации месторождения, типа установленного технологического оборудования, а также дебита и количества, подключенных к нему скважин (в среднем 10–15, максимум до 30–35).

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газовый фактор** – содержание газа в продукции нефтяной скважины. Измеряется в м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, м<sup>3</sup>/т. Объем газа при этом приводится к давлению 1,01·10<sup>5</sup> Па и t 20°C. Различают первоначальный и текущий газовый фактор. Первоначальный характеризует нефтяную залежь в начале разработки, второй – на каждом ее этапе. В случае когда пластовое давление в залежи выше давления насыщения (т.е. нет выделения из нефти растворенного газа), газовый фактор остается постоянным и равным первоначальному газосодержанию пластовой нефти. На Г.ф. влияет также режим работы

залежи. При водонапорном режиме Г.ф. не меняется в течение всего периода разработки залежи, при газонапорном – в последней стадии разработки быстро возрастает, при режиме газированной жидкости – вначале быстро повышается, затем по мере истощения залежи интенсивно падает. Значения Г.ф. могут достигать нескольких тыс. м<sup>3</sup> газа на 1 т нефти.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газоконденсатная залежь** – единичное скопление в недрах газообразных углеводородов, в котором в газообразном состоянии находятся бензинокеросиновые и реже – более высокомолекулярные компоненты; часть из них при изотермическом снижении пластового давления выпадает в виде газового конденсата. К газовым залежам обычно относят залежи с содержанием конденсата не ниже 5–10 г/м<sup>3</sup>. Газоконденсатные залежи могут быть приурочены к любым ловушкам и коллекторам.

По источнику жидких углеводородов выделяют первичные газовые залежи, образованные на повышенных глубинах (свыше 3,5 тыс. м) без участия нефтяных скоплений, и вторичные – формирующиеся за счет обратного испарения части нефтяной смеси. По термобарическому состоянию различают насыщенные (пластовое давление равно давлению начала конденсации) и ненасыщенные (давление начала конденсации меньше пластового).

Образование Г.з. связано с ретроградными явлениями (обратным испарением и обратной конденсацией), основанными на способности жидких углеводородов при определенных термобарических условиях растворяться в сжатых газах и конденсироваться из последних при снижении давления. Г.з. характеризуется содержанием стабильного конденсата, давлением максимальной конденсации при различных температурах и давлением начала конденсации, составом пластового газа и конденсата, потенциальным содержанием жидких углеводородов и т. д. Обычно определяют выход конденсата в г/м<sup>3</sup> – количество жидкой фазы, выделяющейся из 1 м<sup>3</sup> газа при определенном давлении и температуре в промысловых условиях. Содержание стабильного конденсата, из которого удалены растворенные газы, для различных Г.з. колеблется от 5–10 до 500–1000 г/м<sup>3</sup>.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газонефтяное месторождение** – месторождение, характеризующееся повышением суммарных геологических запасов нефти над запасами газа; наряду с газонефтяными залежами в разрезе месторождения могут быть

встречены нефтяные, нефтегазовые, газовые, газоконденсатные залежи (В. Г. Васильев, 1966).

**Газоконденсатное месторождение** – одна или несколько газоконденсатных залежей, приуроченных к единой ловушке. Некоторые залежи могут сопровождаться небольшими нефтяными оторочками непромышленного значения. Г.м. подразделяют на однозалежные и многозалежные. В последних (обычно верхняя часть разреза) часто имеются скопления газа, практически не содержащие конденсата. Г.м. обнаружены в пределах нефтегазовых бассейнов платформенного типа и складчатых областей. Г.м. характеризуются: газовым состоянием системы в каждой залежи (отсутствие или наличие нефтяной оторочки, даже незначительной); изменением в пределах Г.м. количества газового конденсата ( $\text{г/м}^3$ ), выделяющегося при различных давлениях и температурах (изотермы и изобары конденсации), и т.д. Содержание стабильного конденсата, давление максимальной конденсации обычно возрастают сверху вниз по разрезу Г.м. по мере увеличения глубины залегания залежи и пластового давления. Для Г.м. максимальное давление в диапазоне 5–7,5 МПа, изредка превышает 10 МПа. Состав пластового газа колеблется в широких пределах. Основной компонент газов большинства Г.м. – метан (концентрация 70–95 мол.%; весьма редко встречаются Г.м., в которых жидкие углеводороды растворены в сжатом углекислом газе (75–90 мол.%); весьма редко встречаются Г.м., в которых жидкие углеводороды растворены в сжатом углекислом газе (75–90 мол.%). Содержание гомологов метана в пластовом газе 4–25 мол. %,  $\text{H}_2\text{S}$  0–30%. В конденсатах многопластовых месторождений сверху вниз по разрезу обычно снижается содержание метановых и возрастает концентрация ароматических углеводородов.

При разработке Г.м. возможны потери конденсата в пласте при снижении давления. Для снижения потерь конденсата эксплуатация Г.м. осуществляется с помощью САЙЛИНГ-ПРОЦЕССА. Но и в этом случае из-за несоответствия количества закачиваемого добываемого газа, неполного охвата пласта процессом вытеснения полностью предотвратить потери не удастся. В процессе разработки газового месторождения изменяется фазовое состояние пластовых смесей. Вследствие этого состав добываемого газа непрерывно меняется. Для измельчения конденсата из добываемого газа в промысловых условиях применяют низкотемпературные сепарационные и адсорбционные установки. Если в газе содержится мало конденсата или запасы его невелики, Г.м. разрабатываются как обычные газовые. Подавляющее большинство Г.м. мира принадлежит к месторождениям смешанного типа, т. е. наряду с газоконденсатными содержат газовые и нефтяные залежи или оторочки.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газоконденсатно-нефтяная залежь** – залежь, содержащая газоконденсатную шапку и нефтяную оторочку промышленного значения. Состоит из двух термодинамических равновесных фаз: газообразной (в данном состоянии находится некоторое количество бензинокеросиновых компонентов) и жидкой.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газонефтепроявление** – постоянное или периодическое поступление газа и (или) из недр на дневную поверхность или в подземные горные выработки.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газонефтяной контакт** – поверхность, разделяющая в нефтяной залежи нефть и газ, находящиеся в свободном состоянии в виде газовой шапки. Поверхность газового контакта условна, т. к. между газовой и нефтяной частью залежи имеется переходная зона смешанного нефтегазонасыщения, толщина которой обычно невелика. Во многих случаях поверхность газового контакта не горизонтальна, что обуславливается неоднородностью коллекторов продуктивного пласта, условиями формирования газонефтяной залежи или наличием регионального движения вод в пластовой водонапорной системе, к которой приурочена залежь. Для наблюдения за перемещением Г.к. в процессе эксплуатации залежи периодически строятся карты поверхности.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Газосепаратор** – применяется для предварительного отделения газовой фазы от нефти во время подъема ее на поверхность, тем самым улучшается эффективность работы насосной установки. Наибольшую актуальность применение газосепараторов приобретает при использовании электроцентробежных насосов (ЭЦН), так как при его работе в результате интенсивного перемешивания потока происходит интенсивное разгазирование газонефтяной смеси, что вызывает выделение газа в свободное состояние.

Это является одним из основных факторов, снижающих эффективность работу ЭЦН. Устранение его влияния связано с увеличением глубины погружения приема ЭЦН, т.е. с увеличением давления на приеме ЭЦН.



Этот метод является достаточно простым, но в ряде случаев не может быть применен, например тогда, когда забойное давление ниже давления насыщения. Кроме того, увеличение глубины спуска УЭЦН приводит к снижению КПД установки за счет роста электрических потерь в кабеле и гидравлических потерь в НКТ. Нетрудно получить условие по глубине спуска ЭЦН, при котором повышение КПД установки за счет ликвидации вредного влияния свободного газа компенсируется его снижением за счет роста гидравлических и электрических потерь, т. е. нулевой технологический эффект; но при этом увеличиваются капитальные затраты (НКТ, кабель), длительность и стоимость подземного ремонта, т. е. отрицательный экономический эффект. Поэтому наиболее предпочтительным является такое решение, при котором снижение вредного влияния свободного газа не приводило бы к снижению КПД установки за счет роста потерь энергии, связанных с глубиной спуска установки. К такому решению относится создание и применение газосепаратора с погружным центробежным электронасосом.

В течение последних 50 лет работы по созданию эффективного газосепаратора к УЭЦН велись в различных странах, но особенно крупные исследования выполнены в СССР (России), в результате которых создана гамма газосепараторов, отвечающих самым жестким требованиям нефтепромысловой практики. Не останавливаясь на длительной истории разработки газосепараторов, отметим, что наилучшим газосепаратором к УЭЦН является газосепаратор, разработанный Российским государственным университетом нефти и газа им. И. М. Губкина, который по своим характеристикам превосходит известные лучшие мировые образцы и имеет следующий шифр: МН-ГСЛ-модуль насосный газосепаратор (П. Д. Ляпков – доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа

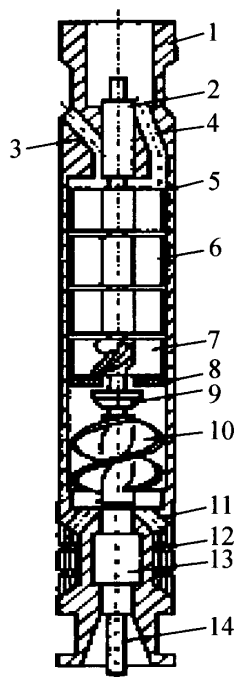


Рис. 1 Газосепаратор МНТСЛ: 1 – головка; 2 – узел верхнего подшипника; 3 – канал отвода газа; 4 – канал отвода жидкости; 5 – корпус; 6 – сепаратор; 7 – рабочее колесо; 8 – решетка; 9 – отбойник; 10 – шнек; 11 – каналы поступления продукции скважины; 12 – приемная сетка; 13 – узел

им. И. М. Губкина, создавший первый отечественный газосепаратор центробежного типа к УЭЦН и принимавший участие в разработке газосепаратора МН-ГС).

Схема газосепаратора МН-ГСЛ представлена на рисунке.

Сепаратор состоит из следующих основных элементов: корпуса 5 с головкой 1, каналов отвода газа 3 и жидкости 4, сепарирующего узла 6, рабочего колеса «суперкавитирующего» типа 7, решетки 8, отбойника 9, шнека 10, каналов подвода продукции 11, приемной сетки 12. Вал сепаратора 14 имеет узел верхнего подшипника 2 и узел нижнего подшипника 13. Сепаратор работает следующим образом. Продукция 14 скважины через приемную сетку 12 и каналы подвода 11 поступает на шнек 10. В шнеке происходит предварительное разделение продукции на жидкую и газовую фазы: жидкая фаза отбрасывается на периферию шнека, а газовая занимает центральную часть. Часть жидкости, содержащаяся в газовой фазе, отбивается отбойником 9. Разделенная на фазы продукция, пройдя решетку 8, попадает в рабочее колесо 7, в котором происходит дополнительное деление фаз. На выходе из рабочего колеса смесь попадает в сепарирующий узел 6, где происходит окончательное отделение газа от жидкости. Жидкость с небольшим количеством свободного газа через канал 4 подводится к входу центробежного насоса, а основная часть свободного газа через канал 3 сбрасывается в затрубное пространство. Таким образом, жидкая фаза с небольшим количеством свободного газа, не влияющим на эффективность работы центробежного насоса, откачивается насосом на поверхность. Свободный газ, сброшенный в затрубное пространство, приводит к подъему определенного количества жидкости из затрубного пространства на поверхность (фонтанирование скважины по затрубному пространству): суммарная подача установки возрастает, что является положительным фактором. В то же самое время большое количество свободного газа в затрубном пространстве при определенных условиях может привести к образованию гидратных или парафино гидратных пробок, перекрывающих затрубное пространство и создающих условия для резкого ухудшения работы сепаратора и установки в целом, вплоть до срыва подачи. Указанное явление полностью исключается, если использовать газосепаратор в tandemных установках, описанных ранее. В этом случае газ, сбрасываемый сепаратором в затрубное пространство, поступает в приемную камеру струйного насоса, смешивается с откачиваемой жидкостью и поступает в НКТ. При этом образуется газожидкостная смесь эмульсионной структуры, весь свободный газ используется в процессе подъема жидкости и существенно возрастает КПД системы в целом. Совершенно очевидно, что такие погружные установки являются чрезвычайно перспективными и об-

ладают максимально возможным КПД процесса механизированной добычи нефти.

*И. Т. Мищенко, «Скважинная добычи нефти». Горный институт нефти и газа им. И. М. Губкина.*

**Газосодержание пластовой нефти** – количество газа, растворенного в единице массы или объема пластовой нефти, сохраняющейся постоянным при пластовом давлении, равном давлению насыщения или превышающем его, и уменьшается в процессе разработки залежи при снижении пластового давления ниже давления насыщения.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Гамма-гамма-каротаж** – метод исследования разрезов буровых скважин, основанный на изменении рассеянного  $\gamma$ -излучения, возникающего при облучении горных пород  $\gamma$ -квантами средней энергии (до 1–2 МэВ).

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гамма-каротаж** – метод исследования буровых скважин, основанный на регистрации естественного  $\gamma$ -излучения горных пород. Естественное излучение пород обусловлено присутствием в них U и Th, продуктов их распада Bi, Tl и др., а также изотопов K  $\gamma$ -излучения пропорционально количеству радиоактивных ядер, поэтому Г.к. позволяет дифференцировать горные породы по содержанию природных радиоактивных элементов.

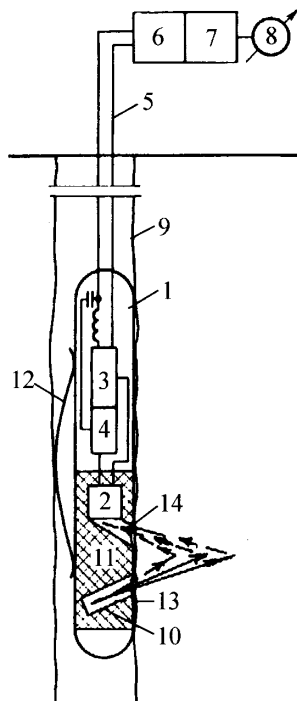


Рис. 1. Схема проведения гамма-гамма-каротажа с коллимированным зондом: 1 – скважинный прибор; 2 – детектор; 3 – высоковольтный блок питания детекторов; 4 – усилитель; 5 – кабель; 6 – амплитудный анализатор импульсов; 7 – измеритель скорости счета импульсов; 8 – регистрирующий прибор; 9 – скважина; 10 – радиоизотопный источник  $\gamma$ -лучей; 11 – экран; 12 – рессора; 13, 14 – коллиматоры

Для проведения Г.к. используется интегральная или спектрометрическая сцинтилляционная аппаратура, счетчики которой располагаются в скважине в герметичной гильзе, соединенной кабелем с регистрирующим блоком на поверхности.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гамма-нейтронный каротаж** – метод исследования буровых скважин, основанный на регистрации нейтронного излучения, образующегося в результате облучения горных пород источником  $\gamma$  - квантов высоких энергий. Г.-н. к. применяют при поисках, разведке и разработке месторождений бериллиевого сырья.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гамма-плотнометрия** – один из методов исследования состава плотности смеси в стволе скважины, основанный на регистрации интенсивности проходящего через скважинную среду излучения от импульсного изотопного гамма-источника, используемого в сочетании с другими геофизическими методами для выявления интервала и источников обводнения, интервалов притока в скважину нефти, газа, воды, соотношения фаз в потоке скважины, установления места отложения парафина на стенках скважины, а также получения данных о скважине для выбора оптимального режима работы оборудования.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геодезия** – наука, занимающаяся определением вида и величины как всей Земли, так и отдельных частей ее поверхности и изысканием способов изображения их на бумаге в данном уменьшении (масштабе). Геодезию подразделяют на высшую и низшую. К области высшей геодезии относятся все теоретические и практические вопросы, в которых принимается во внимание выпуклость Земли; к области низшей геодезии – все теоретические и практические вопросы, в которых данная часть земной поверхности может быть принята за поверхность. Исходя из этого чисто условного подразделения определяют научные и технические задачи высшей и низшей геодезии.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Геология** – наука, изучающая строение и состав земной коры, процессы, происходящие в ней и ведущие к изменению ее состава и строения, и, наконец, историю земной коры. Как самостоятельная наука Г. возникла в конце 18-го и начале 19-го веков. В процессе своего развития Г. разделилась на ряд отдельных самостоятельных дисциплин. Различают: 1) динамическую геологию, в задачу которой входит изучение современных геологических процессов и причин, их вызывающих; одни процессы зависят от сил, заложенных во внутренних частях Земного шара (эндогенные процессы), другие обуславливаются деятельностью атмосферы, воды и организмов (экзогенные процессы); 2) стратиграфию, изучающую форму залегания и напластование горных пород и взаимоотношения отдельных слоев друг с другом; 3) историческую геологию, ставящую своей задачей на основе данных предыдущих разделов геологии восстановление истории Земли и выявление причинной зависимости в этой истории; существенную помощь в этом оказывает биологическая наука палеонтология, позволяющая по ископаемым останками животных судить об относительной давности слоев; 4) инженерную геологию, изучающую горные породы как надежные основания различных сооружений, определяющих влияние геологических процессов на прочность и долговечность инженерных сооружений; 5) гидрогеологию, изучающую происхождение подземных вод, их состав, режим движения, их запасы, условия нахождения в земной коре и методику поисков и разведки; 6) экономическую геологию, задача которой состоит в изучении месторождений полезных ископаемых.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геолого-промысловые исследования при разработке месторождений** – наблюдение при освоении и дальнейшей разработке эксплуатационного объекта, включающее контроль за бурением всех категорий скважин; детальное изучение геологического строения эксплуатационного объекта; уточнение емкостно-фильтрационных параметров пластов прямыми методами; уточнение при необходимости запасов нефти и газа; контроль за всеми показателями работы скважин и объекта в целом, за изменением термодинамических условий залежи и физико-химических свойств нефти, воды и газа в пластовых и поверхностных условиях; контроль за обводнением скважин и пластов с целью комплексного обобщения на детальной геологической основе результатов всех видов исследований по контролю за извлечением запасов, оценки состояния разработки залежей и обоснования рекомендаций по ее совершенствованию.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Геологические запасы** – сумма балансовых и забалансовых запасов залежи месторождений всех категорий.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Геологический контроль бурения скважин** – комплекс наблюдений в процессе бурения скважин, включающий: получение информации для составления геологического разреза (контроль за отбором керна, шлама, грунтов, их визуальное и общее определение, выполненное в лаборатории, увязка с данными каротажа); выявление признаков нефтегазонасыщенности; контроль за качеством промывочной жидкости для обеспечения рациональной технологии бурения, предотвращение осложнений, качественного вскрытия продуктивного пласта; анализ данных инклинометрии с целью вскрытия продуктивных пластов в заданных координатах; отбор и изучение проб нефти, газа, воды; контроль за процессом спуска эксплуатационных колонн, качеством их цементирования; проверка скважины на герметичность; планирование и контроль работ по перфорации и освоению скважины; контроль за соблюдением правил охраны недр и окружающей среды.

**Геологический профиль** – графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном вертикальном сечении, показывающее весь вскрытый скважинами разрез пород, либо строение лишь части разреза, включающее продуктивные пласты.

*(М. А. Жданов, Е. В. Городецкий и др.).*

**Геологический разрез месторождения** – составляемый для месторождения в определенном масштабе глубин усредненный разрез отложений, представленный в виде нескольких колонок, показывающих чередования пород разного литологического состава (в условных обозначениях), характер границ между ними, местоположение нефтегазонасыщенных интервалов; геологический возраст пород от крупных стратиграфических подразделений до пластов; данные о глубине залегания и мощности пород; характерные кривые каротажа; описание литологии пород, ископаемых остатков, характера нефтегазоводонасыщенности; некоторые другие данные (сокр.: М. И. Максимов, 1075).

**Геологический разрез скважины** – графическое изображение разреза, вскрытого скважиной, на котором в масштабе показана глубина, стратиграфическая колонка, литологический состав пород, интервалы нефтегазо-

насыщенности, наиболее информативные кривые каротажа, сведения об осложнениях и процессе бурения, интервалы отбора и фактического выноса керна и др.

– Графическое изображение и геологическое описание последовательности напластований пройденных скважиной пород (М. А. Жданов, 1978).

– Графическое изображение показателей, фиксируемых при бурении и определяющих характер проходимых пород (М. Я. Искандеров, 1966).

**Геотермический градиент (1)** – изменение температуры в недрах в °С на каждые 100 м глубины.

– Число градусов, на которое повышается температура пород при углублении внутрь земли на каждые 100 м.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Геотермический градиент (2) (как величина)** – величина, на которую повышается температура с увеличением глубины недр (на 1 м или 100 м). В среднем на каждые 100 м температура в недрах Земли возрастает на 3 °С. Г.г. зависит от геологического строения, теплопроводности горных пород, циркуляции подземных вод, близости вулканических очагов и т.п. Например, при сверхглубоком бурении на Кольском полуострове обнаружено, что Г.г. первоначально увеличивается на 1 °С в верхних горизонтах до 2,5 °С на глубине 5 км, а затем уменьшается до 1,6 °С на глубине 11 км.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геостатическое давление 1** – давление, оказываемое на пласт весом вышележащей толщи горных пород, величина которого зависит от мощности и плотности пород.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Геостатическое давление** – давление, обусловленное весом столба горных пород над данной точкой пласта; используется в инженерных расчетах как косвенная мера напряженного состояния горных пород.

**Геотермия (геотермика)** – изучает тепловое состояние, распределение температуры и ее источников в недрах и тепловую историю Земли. Вопрос о распределении температур тесно связан с распределением источников

тепла в глубинах Земли, что имеет фундаментальное значение в любых гипотезах о строении и эволюции планеты.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геотермическая ступень** – число метров глубины недр, соответствующее изменению температуры в 1 °С.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Геотермический градиент** – вектор, характеризующий прирост температуры горных пород в °С на каждые 100 м углубления от зоны постоянных температур. Геотермический градиент в среднем составляет 3 °С на 100 м.

**Гетерогенная термодинамическая система** – термодинамическая система, состоящая из отдельных частей, разграниченных поверхностями раздела. При переходе через раздел хотя бы одно термодинамическое свойство вещества изменяется скачкообразно.

**Геофизика** – физика Земного шара. Геофизика является отделом физики, занимающимся изменением явлений, происходящих в твердой (земная кора), жидкой (моря и океаны) и газообразных оболочках Земли. К геофизике относятся: аэрология, гидрология, гравиметрия, метеорология, сейсмология и др. отделы Г. Все они имеют большое народнохозяйственное значение, в том числе для авиации, сельского хозяйства, горного дела и др.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геофизические исследования** – группа методов, основанных на изучении естественно и искусственно создаваемых физических полей (электрических, акустических и др.), физических свойств горных пород, пластовых флюидов, содержания и состава различных газов в буровом растворе. Применяется для изучения геологического разреза скважин и массива горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, контроля технического состояния скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геофизический репер** – наиболее характерный, легко обнаруживаемый участок на каротажной диаграмме, мало изменяющейся от скважины



к скважине, обычно соответствующий какому-либо опорному горизонту, используемый для сопоставления разрезов скважин по каротажным кривым (СГН, 1958).

**Геохимия (1)** – наука, изучающая историю и состояние химических элементов земной коры. Она возникла в начале нынешнего столетия и создана трудами крупнейших русских ученых – академиком В. И. Вернадским и его учеником А. Е. Ферсманом. Геохимия изучает законы распределения и перемещения химических элементов в земной коре, их рассеяние и местную концентрацию, законы сочетания различных элементов в разных частях литосферы и их миграцию при изменении термодинамических условий. Геохимия имеет большое практическое значение для изучения месторождений полезных ископаемых. Она позволяет рационально вести разведочные работы, и ее законы дают возможность предвидеть характер рудного комплекса с глубиной.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геохимия (2)** – наука о распространенности и распределении, сочетании и миграции химических элементов в геосферах Земли. По определению В. И. Вернадского, Г. – наука, изучающая «историю химических элементов планеты». Многочисленные исследования о химическом составе природных объектов были накоплены в конце 19-го в. в результате исследований целой группы ученых различных стран.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Геохимии (3)** – научная дисциплина, исследующая химический состав Земли, закономерности распределения и миграции в ней химических элементов. Термин введен К. Шенбейном в 1838 г.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Гидравлический градиент** – величина (безразмерная) потеря напора на единице длины пути движения жидкости. Отражает степень сопротивления среды при движении воды. В динамике подземных вод Г.г. (пьезометрический уклон) пропорционален скорости фильтрации и в зависимости

от геологического строения и состава пород изменяется в основном от сотых до тысячных долей единицы.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидравлический разрыв пласта (1)** – формирование трещин в массивах газо-, нефте-, водонасыщенных и др. Производится гидравлический разрыв пласта для повышения продуктивности скважин, их приемистости при заводнении нефтяных пластов или закачке промысловых стоков.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра»), 1983.*

## **Гидравлический разрыв пласта (2)**

### ***Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта***

Гидравлический разрыв пласта – формирование трещин в массивных газо-, нефте-, водонасыщенных и др. горных породах по действием подаваемой в них под давлением жидкости. Производят гидравлический разрыв пласта для повышения продуктивности скважин (увеличения дебита или снижения депрессии), их приемистости при заводнении нефтяных пластов или закачке растворов полимеров, ВУЗ (вязкоупругих составов) и др. В однородных (изотропных) по толщине пластах, как правило, создается одна трещина значительной длины. На многопластовых большой толщины залежах, представленных гидродинамически слабосвязанными геологическими формациями, осуществляется поинтервальный гидравлический разрыв пласта.

Рабочая жидкость, применяемая для гидравлического разрыва пласта, нагнетается в пласт через лифтовую колонну труб. Если давление разрыва превышает допустимое рабочее давление для эксплуатационной колонны и устьевой запорной арматуры, то последняя меняется на специальную головку для ГРП. На нижнем конце лифтовой колонны труб устанавливается пакер, межтрубное пространство выше него заполняется жидкостью с большой плотностью. Монтируется также клапан, служащий для заполнения жидкостью межтрубного пространства или для удаления ее после окончания ГРП. Процесс производится при открытой задвижке на затрубном манифольде. В качестве рабочей жидкости применяют техническую пластовую воду, солянокислотные растворы (для карбонатных коллекторов), сырую нефть и др. Для снижения потерь давления (до 75%) в них добавляют высокомолекулярные полимеры. В раскрывшиеся трещины

с целью увеличения их проводимости вместе с рабочей жидкостью вводится расклинивающий материал – главным образом кварцевый песок, реже стеклянные и металлические шарики, окатанная скорлупа орехов и др. механические материалы фракции 0,5–1,5 мм. Для снижения давления разрыва и инициирования трещин на участке пласта, подвергаемого гидравлическому разрыву, производится гидropескоструйная перфорация скважины и дополнительная перфорация (пулевая или кумулятивная). При поинтервальных ГРП эти операции осуществляют, изолируя обрабатываемый интервал с помощью пакера, песчано-глинистой пробки, специальных жидкостей и др.

*Б. М. Сучков. Интенсификация работы скважин, 2006 г*

### **Гидравлический разрыв пласта (направленный).**

Для повышения эффективности процесса ГРП важным является обеспечение заданного направления и пространственной конфигурации создаваемых в пласте трещин. В результате теоретических исследований отмечается, что, для того чтобы в нефтенасыщенном пласте под действием фильтрующейся жидкости начала образовываться горизонтальная трещина, необходимо преодолеть вертикальное горное давление. Для того же, чтобы начала образовываться вертикальная трещина, необходимо, чтобы давление жидкости превзошло боковую составляющую горного давления. Давление начала образования горизонтальной трещины не зависит от величины пластового давления, в то время как давление начала образования вертикальной трещины зависит от величины пластового давления. Однако на сегодняшний день нет надежной технологии, обеспечивающей заданную пространственную конфигурацию расположения трещин при осуществлении процесса ГРП.

В связи с этим в научно-техническом кооперативном центре «Нефтегазтехнология» при бывшем МИНГе проведены исследования по созданию технологии процесса ГРП с обеспечением заданного направления и пространственной ориентации образующейся трещины.

Суть предлагаемого способа заключается в создании в прискважинной зоне пласта выработки определенных размеров и пространственного положения, что обеспечивает в дальнейшем заданную ориентацию образующейся трещины при осуществлении процесса ГРП в материале коллектора.

Метод заключается в осуществлении гидроразрыва пласта с проведением предварительной вертикальной щелевой разгрузки пласта тем или иным доступным в данных условиях методом. Метод может применяться

для интенсификации притока пластовых флюидов к скважине. Возможно применение метода как самостоятельно, так и в сочетании с другими методами улучшения фильтрационных свойств породы-коллектора в при-скважинной зоне пласта.

Особенно эффективно применение метода на объектах, где, по данным промысловой практики, другие методы интенсификации притока не дают возможности значительно увеличить продуктивность скважин.

*Б. М. Сучков. Интенсификация работы скважин, 2005 г.*

### **Гидравлический разрыв пласта (глубокопроникающий).**

Применение гидроразрыва как элемента системы разработки низкопроницаемых коллекторов требует нового подхода к технологии его проведения и прежде всего к проектированию. В этом случае необходимо осуществление глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта (ГГРП), который существенно отличается от обычного ГРП.

Наибольшее распространение этот метод нашел на месторождениях США, сложенных низкопроницаемыми коллекторами. На таких месторождениях 20–30% запасов вырабатывают с применением ГГРП. При этом в год проводят 4–6 тыс. операций. Еще большее количество таких гидроразрывов проводят в Канаде, где в год осуществляют до 5–6 тыс. операций.

Широкомасштабное применение ГГРП в Северной Америке позволило за 35 лет прирастить более 1 млрд т промышленных запасов.

В отечественной практике применение ГГРП долгое время сдерживалось отсутствием высокопроизводительного оборудования на давление 70 и более МПа. В настоящее время, когда отечественная промышленность наладила выпуск этого оборудования, да и в связи с созданием многочисленных совместных предприятий, оснащенных зарубежным оборудованием, эта проблема снята с повестки дня.

Проведенная оценка суммарных балансовых запасов, разработка которых была бы эффективной с применением ГГРП, составляет по отрасли более 50% запасов, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам.

В этой связи во ВНИИнефть идут исследования на математических моделях влияния трещин гидроразрыва на показатели разработки нефтяных месторождений. На примере одной системы заводнения рассмотрено влияние вертикальных трещин гидроразрыва в нагнетательных скважинах на характеристики вытеснения нефти водой. Для расчета технологических показателей разработки использована программа ВНИИ DISWEL, реализующая метод конечных разностей для расчета двумерной двухфазной фильтрации. Результаты расчетов при заданных размерных и других ха-

рактических залежи показали обнадеживающие результаты, что указывает на значительное повышение коэффициента нефтеотдачи.

Были проведены также расчеты влияния на показатели разработки длины и азимута трещин. Установлено, что для заданных параметров пласта увеличение полудлины трещины более 50 м практически не влияет на нефтеизвлечение, т.е. эта длина является предельной и дальнейший ее рост нецелесообразен. Таким образом, проведенные расчеты позволили внести определенные коррективы в технологию проведения глубокопроникающего гидроразрыва пласта.

*Б. М. Сучков. Интенсификация работы скважин, 2005 г.*

### **Гидравлический разрыв пласта (поинтервальный).**

Сущность поинтервального гидроразрыва пласта заключается в том, что в многопластовой скважине все пласты поочередно подвергаются однократному или многократному гидравлическому разрыву пласта (ГРП).

При поинтервальном ГРП в многопластовые залежи, залегающие выше и ниже интервала разрыва, разобщаются, т.е. изолируются от нагнетаемой жидкости разрыва. Распределение нагнетаемого потока жидкости разрыва между продуктивными пластами в обсаженной скважине может быть осуществлено по-разному, с помощью различных приемов, устройств, жидкостей и т. д.

Определены следующие основные требования, которым должна удовлетворять каждая технологическая схема поинтервального ГРП.

1. Учитывать индивидуальные особенности конструкции и характеристики скважин (диаметр эксплуатационной колонны, количество вскрытых пластов, их мощность и коллекторские свойства, расстояния между пластами, тип перфорации, состояние цементного кольца за колонной в зоне фильтра скважины, глубина искусственного забоя и т.д.).
2. Обеспечить необходимое распределение нагнетаемого в скважину потока жидкости между эксплуатационными пластами.
3. Не нарушать герметизации цементного кольца за колонной между пластами.
4. Быть простой по устройству и нетрудоемкой по выполнению, позволять за один спуск подземного оборудования производить ГРП во всех пластах в любой последовательности.
5. Обеспечивать проведение глубинных измерений по определению точности установки подземного оборудования, качества разобщения пластов и параметров ГРП.

*П. С. Васильев, А. Д. Голиков, Н. С. Горохов, И. В. Кривоносов. «Технологии, поинтервального гидравлического разрыва пласта, «Недра». 1964.*

**Гидравлический удар** – резкое изменение давления жидкости в трубопроводе. Г.у. иногда возникает в магистральных нефтепроводах при внезапной остановке насосов на промежуточной насосной станции, а также в системах питания механизированных крепей горных выработок при внезапном перемещении больших масс горных пород, удерживаемых крепью. Перед закрытием задвижки (клапаном) происходит повышение давления, распространяющееся в жидкости со скоростью звука в направлении, противоположном ее течению. Зона пониженного давления, возникающая за задвижкой магистрального нефтепровода, распространяется по течению потока.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидрогеологическая карта** – отображает условия залегания, закономерности распределения и формирования подземных вод, их качественные и количественные показатели. Составляется в результате гидрогеологической съемки, анализа имеющегося геологического архивного материала.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидрогеологическая скважина** – используется для определения фильтрационных свойств горных пород, наблюдения за режимом подземных вод, проведения геофизических исследований.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидрогеологический разрез** – графическое изображение в вертикальном разрезе геологической структуры водоносных горизонтов и водоносных пластов с показом уровней и напоров подземных вод, их химического и газового состава, режы фильтрационных свойств горных пород, дебитов скважин. Обычно Г.р. совмещается с геологическим разрезом и является составной частью плана развития горных работ.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидрогеология** (от греч. вода и ГЕОЛОГИЯ) – наука о подземных водах, изучающая их состав, свойства, формирование, распространение, движение и взаимодействие с окружающей средой (горн. породами и поверхностными водами).

*Горная энциклопедия, том 2. Москва, «Советская энциклопедия», 1986 г.*

**Гидродинамическая связь пластов** – взаимодействие пластов-коллекторов, выражающееся в явлениях перетока жидкости и газа между ними и в соответствующем изменении давления в процессе разработки месторождения в связи с наличием зон слияния пластов (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

### **Гидродинамические методы исследования скважин и пластов**

В настоящее время известно много различных методов исследования скважин, но только гидродинамические исследования выполняются силами нефтедобывающих предприятий и являются неотъемлемой частью процессов регулирования выработки запасов углеводородов. Под гидродинамическими исследованиями скважин и пластов будем понимать совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, дебит, время и др.) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию. Зачастую при этом отбираются пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории. Исследования проводятся специальными бригадами с использованием соответствующей техники и измерительных приборов.

К гидродинамическим исследованиям будем относить термодинамические и дебитометрические исследования скважин.

#### **1. Цели исследований**

Цели гидродинамических, термодинамических и дебитометрических исследований скважин и пластов многочисленны, но к основным из них относятся:

1. Выделение продуктивных горизонтов с их качественной и количественной характеристиками.
2. Определение параметров призабойной зоны скважины и пласта, насыщенных флюидами:
  - проницаемость системы;
  - послойная и зональная неоднородность;
  - глинистость, песчанистость и др.;
  - насыщенность.
3. Определение по отбираемым пробам свойств насыщающих залежь флюидов:
  - физические свойства (плотность, вязкость, коэффициент сжимаемости и др.);
  - химический состав флюидов (нефти, газа и воды);

- давление и температура;
  - давление насыщения;
  - газонасыщенность и др.
4. Определение комплексных параметров, характеризующих систему «коллектор–флюид»:
    - коэффициент проводимости (гидропроводности);
    - коэффициент подвижности;
    - коэффициент упругоёмкости;
    - коэффициент пьезопроводности.
  5. Получение сведений о режиме дренирования:
    - однофазная или многофазная фильтрация;
    - наличие газовой шапки;
    - расположение ВНК и ГНК.
  6. Получение сведений о темпе падения пластового давления (или о его изменении).
  7. Получение информации о термодинамических явлениях в призабойной зоне скважины и проявлении эффекта Джоуля–Томсона при течи продукции из пласта в скважину.
  8. Контроль процесса выработки запасов углеводородов и прогноз этого процесса во времени.
  9. Получение сведений о притоке (приемистости) скважины по толщине продуктивного горизонта (дебитометрические исследования).
  10. Оценка необходимости применения искусственного воздействия на залежь в целом или на призабойную зону скважины.
  11. Определение основных характеристик скважин:
    - коэффициент продуктивности (приемистости);
    - приведенный радиус скважины;
    - максимально возможный и рациональный дебиты скважины;
    - коэффициенты обобщенного уравнения притока.
  12. Получение необходимой информации для выбора рационального способа эксплуатации скважин.
  13. Получение необходимой информации об энергетическом состоянии разрабатываемой системы и его изменении во времени.
- Можно было бы еще перечислять цели исследований, но уже из того, что отмечено, становится совершенно ясным значение гидродинамических исследований в процессе разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин. Различают два метода гидродинамических исследований скважин:
1. Исследование на стационарных режимах работы.
  2. Исследование на нестационарном режиме.



Эти методы пригодны для исследования любых скважин, независимо от их назначения и способа эксплуатации; изменяется только техника и технология проведения исследований. Основным методом исследования пластов является метод гидропрослушивания, сущность которого заключается в прослеживании влияния изменения режима работы одной из скважин (возмущающей) на характер изменения давления в других скважинах (реагирующих). Изменение режима работы возмущающей скважины может быть достигнуто одним из следующих способов: остановка ее или пуск в работу с постоянным дебитом (если скважина простаивала); изменение забойного давления (дебита) скважины. Метод гидропрослушивания базируется на изучении особенностей распространения возмущения в пласте от возмущающей скважины до реагирующих, зависящих не только от самого возмущения, но и от параметров пласта. Точность определения параметров пласта зависит от того, происходят ли какие-либо изменения режима работы скважин, соседних с реагирующими скважинами в процессе исследования, а также от используемой измерительной аппаратуры.

**Гидродинамические исследования скважин и пластов** – методы определения некоторых гидродинамических характеристик пластов и скважин по данным измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившемся и неустановившемся процессах фильтрации жидкости и газов в пласте.

Задачами гидродинамических исследований являются определение гидродинамических и фильтрационных характеристик пласта при известных изменениях давления и скорости фильтрации жидкости в некоторых точках пласта или методы исследования скважин, решающие исследуемого его участка.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

### **Гидродинамически несовершенная скважина**

Среди гидродинамически несовершенных скважин выделяют:

1. Несовершенные по степени вскрытия – НСВ.
2. Несовершенные по характеру вскрытия – НХВ.
3. Несовершенные по степени и характеру вскрытия – НСХВ.

Для таких скважин в призабойной зоне возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, определяемые видом несовершенства.

1. Для скважин, несовершенных по степени вскрытия: несовершенными по степени вскрытия называются скважины, которые вскрывают продуктивный горизонт не на всю толщину.

2. Для скважин, несовершенных по характеру вскрытия: несовершенными по характеру вскрытия называются скважины, которые вскрывают пласт на всю толщину, но скважина обсажена и перфорирована.
3. Для скважин, несовершенных по степени и характеру вскрытия: в этом случае на фильтрационную картину течения продукции к несовершенной по степени вскрытия скважине накладывается фильтрационная картина течения продукции к перфорированным отверстиям и перфорационным каналам.

**Гидродинамически совершенная скважина** – скважина, в которой пласт вскрыт на всю мощность и забой открыт, так что жидкость может свободно протекать через всю поверхность ее стенок.

Под гидродинамически совершенной будем понимать такую скважину, которая вскрыла продуктивный горизонт на всю его толщину  $L$  и в которой отсутствуют любые элементы крепи (обсадная колонна, цементный камень, забойные устройства), т. е. скважина с открытым забоем. При течении продукции в такую скважину фильтрационные сопротивления обусловлены только характеристикой продуктивного горизонта и являются минимально возможными. Большинство реальных скважин относятся к гидродинамически несовершенным.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Гидропроводность** – способность пласта-коллектора пропускать через себя жидкость, насыщающую его поры. Изменяется от десятков до десятков тысяч  $\text{м}^3 / \text{Н.с.Г.}$  – комплексная характеристика пласта. Вычисляется по формуле.

– Комплексный параметр, характеризующий фильтрационные свойства продуктивности пласта в скважине, – отношение произведения абсолютной проницаемости и эффективной мощности пласта к вязкости пластовой жидкости.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидропрослушивание** – как метод исследования пласта. Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами. Для этого в одной из скважин, называемой возмущающей скважиной, изменяют режим работы; это может быть остановка скважины, ее пуск в работу

с постоянным дебитом или изменением забойного давления и дебита. После создания импульса в возмущающей скважине наблюдают за изменением давления в соседних реагирующих скважинах. Совершенно очевидно, что изменение давления в реагирующих скважинах обусловлено как импульсом в возмущающей скважине, так и параметрами пласта в направлении каждой реагирующей скважины. Методы гидропрослушивания обладают большой разрешающей способностью и позволяют, кроме гидропроводности, определить в явном виде и пьезопроводность области реагирования. В настоящее время методы гидропрослушивания применяются не только для оценки взаимодействия (интерференции) скважин, но и для определения непроницаемых границ и положений водонефтегазовых контактов, для определения мест локальных и площадных перетоков между пластами и др. Известно несколько методов гидропрослушивания, отличающихся различными способами создания возмущающего импульса:

- изменением дебита возмущающей скважины на постоянную величину;
- созданием фильтрационных гармонических волн давления; а также разными способами обработки кривых изменения забойного давления в реагирующих скважинах:
- с использованием эталонной кривой;
- дифференциальный и интегральный;
- по характерным точкам кривых реагирования;
- по экстремуму кривой реагирования.

Отметим, что точность определения параметров пласта по данным гидропрослушивания зависит не только от качества используемой измерительной аппаратуры, но и от того, что происходит в соседних от возмущающей скважинах, т.е. от общего гидродинамического фона в исследуемой области залежи (месторождения). Поэтому для получения качественной информации необходимо по возможности стабилизировать режимы работы всех скважин, находящихся в исследуемой области.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.*

**Гидростатический градиент** – характерное для инфильтрационных водонапорных систем пластовое давление в пласте-коллекторе, создаваемое в результате гидростатической нагрузки пластовых вод, перемещающихся в сторону регионального погружения пласта, и возрастающее пропорционально глубине (градиент давления около 0,01 МПа на 1 м глубины).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

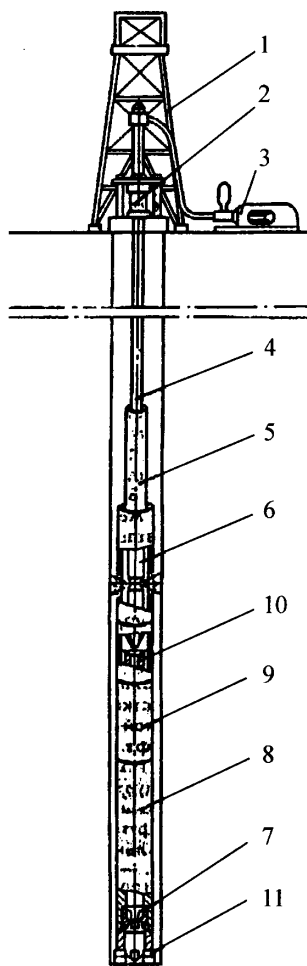


Рис. 1. Схема расположения оборудования и инструмента при гидроударном бурении: 1 – вышка (мачта); 2 – станок; 3 – насос; 4 – бурильные трубы; 6 – гидроударник; 7 – кернорватель; 8 – колонковая труба; 9 – закрытая шламовая труба; 10 – эжектор (при ударно-эжекторном бурении); 11 – коронка (твердосплавная или алмазная)

**Гидростатическое давление** – давление столба воды над условным уровнем (сокр.: ГС, 1978).

**Гидроударное бурение** – способ проходки скважин, при котором разрушение породы на забое осуществляется погружными гидроударными машинами (гидроударниками). Впервые применено в России для бурения скважин на нефть польским инженером В. Вольским в 1905–07 г. В СССР гидроударное бурение стали широко использовать в с 70-х гг. для бурения геолого-разведочных скважин глубиной 2000–1200 м. Объемы гидроударного бурения 1,5–1 млн м в год.

Гидроударное бурение основано на суммарном воздействии на горную породу осевой нагрузки и крутящего момента, передаваемых с поверхности от бурового станка по колонне бурильных труб, и ударных импульсов, возбуждаемых гидроударником. Буровой агрегат и инструмент при гидроударном бурении (рисунок) те же, что и при вращательном бурении.

Для гидроударного бурения применяются коронки диаметром 59–93 мм. Различают гидроударное бурение, вращательно-ударное с алмазными и твердосплавными коронками, ударно-вращательное со специальными твердосплавными коронками и гидроударно-эжекторное.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Гидрофильная порода** – горная порода, поверхность частиц которой смачивается водой избирательно лучше, чем нефтью.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Гидрофильность** – способность вещества (материала) смачиваться водой. Гидрофильность – частный случай лиофильности.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

– Свойство поверхности частиц породы-коллектора избирательно смачиваться водой лучше, чем нефтью (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970).

– Свойство поверхности твердого тела (породы) лучше смачиваться водой в присутствии углеводородной жидкости (ВНИИ, 1973).

**Гидрофильность породы-коллектора** – свойство поверхности твердого тела (породы) лучше смачиваться водой в присутствии углеводородной жидкости. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы остается гидрофильной (по Ш. Х. Гиматудинову).

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974*

**Гидрофобность** – неспособность вещества (материала) смачиваться водой. Гидрофобность – частный случай лиофобности.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Гидрофобность породы-коллектора** – свойство поверхности частиц породы-коллектора избирательно смачиваться нефтью лучше, чем водой (С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1979).

**Глинистая корка** – образующаяся в пустотном пространстве пород, стенок скважины и на их поверхности фильтрационная корка, обеспечивающая уменьшение проницаемости стенок скважины, усиление связности

слабосцементированных пород, уменьшения трения бурильных и обсадных труб о стенки скважины.

**Глинистый раствор** – жидкость, представляющая собой суспензию, в которой жидкость является дисперсной фазой, а вода – дисперсной средой.

– Наиболее распространенный вид промывочной жидкости при бурении – специально приготовленный раствор глины в воде с добавлением различных реагентов и утяжелителей, характеризующихся определенной плотностью, вязкостью, водоотдачей, содержанием песка, концентрацией растворенных солей и т. п.

– Наиболее распространенный вид промывочной жидкости при бурении, представляющий собой раствор глины в воде с определенными структурно-механическими свойствами, который в зависимости от количества и качества глины и методов ее химической обработки может быть приготовлен с разными величинами плотности, вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига и т. д., исходя из геологических условий бурения.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Глубинно-насосная добыча** – механизированный подъем жидкости (как правило, нефти с попутной водой) из глубоких скважин при эксплуатации месторождений. Для глубинно-насосной добычи широко применяются штанговые, электроцентробежные и гидропоршневые насосные установки.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Глубинные исследования** – комплекс методов для определения основных параметров нефтегазоносных пластов и скважин с помощью глубинных приборов; передача информации осуществляется по глубинному каналу связи. Цель глубинных исследований – получение данных для составления проектов, контроль за разработкой месторождений. Различают геофизические, гидродинамические, газодинамические методы, также дебитометрию, шумометрию и др. При гидродинамических Г.и. определяют параметры, характеризующие сравнительно большие участки исследуемых пластов-коллекторов, а также технологические характеристики скважин (проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность пласта, коэффициент продуктивности скважин), уточняют геологическое строение пласта-коллектора, определяют гидродинамическую связь между пластами и сква-

жинами и др. При помощи дебитометрии в работающих нагнетательных и добывающих скважинах выделяют интервалы потоков флюидов к забою скважины. Определяют дебиты отдельных пропластков, проницаемость, пьезопроводность, контролируют состояние обсадной колонны, затрубного пространства скважин и др. При Г.и. применяют манометры, термометры, расходомеры, шумомеры, комплексные глубинные приборы для измерения давления, температуры, дебита, водосодержания флюида (например, «Поток-5»). При гидродинамических Г.и. используется автоматическая электронная лаборатория (напр., АПЭЛ).

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

### **Глубинные манометры**

Глубинные манометры применяются:

- 1) для измерения забойных давлений при различных отборах жидкости;
- 2) для измерения пластового давления;
- 3) для измерения давления по стволу скважины и в подъемных трубах;
- 4) для снятия кривых нарастания давления (от динамического до пластового) на забое после остановки скважины;
- 5) для систематического измерения пластового давления в наблюдательных и пьезометрических скважинах при изучении динамики пластовых давлений.

Глубинные манометры по принципу действия можно разделить на два основных вида: основанные на применении манометрической пружины и на свойствах тел изменять свой объем при увеличении давления и температуры.

По характеру измерения давления применяются глубинные манометры для разового определения давления в заданном месте и манометры с непрерывной записью показаний.

Манометры первой группы не имеют часовых механизмов и записывают только наибольшую величину давления из всего замеряемого интервала давлений и поэтому называются максимальными. Максимальные глубинные манометры получили ограниченное распространение на промыслах главным образом потому, что не рассчитаны на запись изменения давления на забое остановленной скважины во времени, а также вследствие некоторых конструктивных особенностей.

Манометры второй группы снабжены часовыми механизмами, обеспечивающими непрерывную запись давлений; они называются регистрирующими. Регистрирующие глубинные манометры получили широкое распространение на промыслах, так как они дают большую точность измерения по сравнению с манометрами других конструкций.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

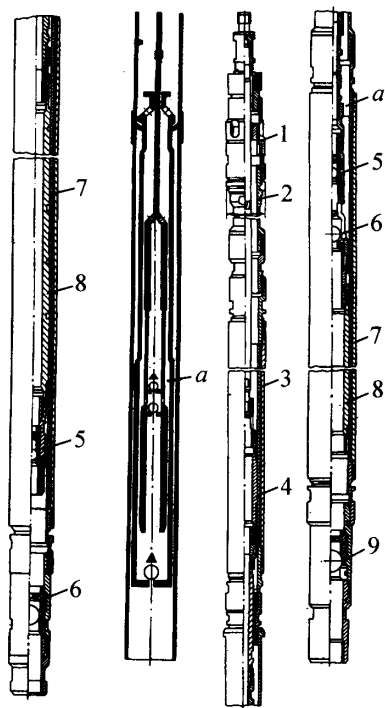


Рис. 1. Глубинные штанговые насосы: а) – НСВГ-38/55; б) – НСВГ-55/43; в) – НСВД; 1 – противопесочный клапан; 2 – замок; 3 – верхний цилиндр; 4 – верхний плунжер; 5 – нагнетательный клапан; 6 и 9 – всасывающие клапаны; 7 – нижний цилиндр; 8 – нижний плунжер

### Глубинные штанговые насосы

В промышленной практике применяются невставные и вставные штанговые насосы.

В невставных насосах основные узлы спускаются в скважину раздельно. Вначале в скважину на насосно-компрессорных трубах спускается цилиндр насоса, а затем в НКТ на штангах в цилиндр насоса спускается плунжер и всасывающий клапан. Поднимают невставной штанговый насос также раздельно. Сначала поднимают штанги с плунжеров, а затем насосно-компрессорные трубы с цилиндром насоса.

Невставные штанговые насосы спускают в скважину в собранном виде. Устанавливают и закрепляют с помощью специального замкового приспособления, заранее спускаемого в скважину на трубах.

Для смены вставного насоса, вышедшего из строя по тем или иным причинам, поднимают на поверхность только штанги, а насосно-компрессорные трубы



остаются в скважине, и их извлекают только тогда, когда необходимо заменить или отремонтировать замковое приспособление.

На рис. 1 представлены конструкции глубинных штанговых насосов, подробное описание которых можно найти в «Справочнике по нефтепромысловому оборудованию под редакцией Е. И. Бухаленко, «Недра», 1983.

В данном источнике приводится лишь принципиальная схема их устройства.

На рис. 2 приведена схема работы глубинного штангового насоса, принцип которой распространяется практически для каждого насоса.

При движении плунжера вверх (рис. 2, а) нижний всасывающий клапан под давлением столба жидкости в затрубном кольцевом пространстве открывается, и нефть (жидкость) поступает в цилиндр насоса. В это время верхний нагнетательный клапан закрыт, так как на него действует давление столба жидкости, находящегося в насосно-компрессорных трубах.

При движении плунжера вниз (рис. 2, б) нижний всасывающий клапан под давлением нефти (жидкости, находящейся под плунжером), закрывается. А нагнетательный клапан открывается, и жидкость из цилиндра насоса перетекает в подъемные трубы. При непосредственной работе насоса нефть поступает в насосно-компрессорные трубы, поднимается до устья скважины и через тройник устьевой арматуры поступает в выкидную линию.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти, Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

Глубинные штанговые насосы – делятся на невставные (трубные) и вставные. В трубных насосах цилиндр спускают и поднимают в скважину на трубах, а плунжер отдельно на штангах. Вставные насосы спускают

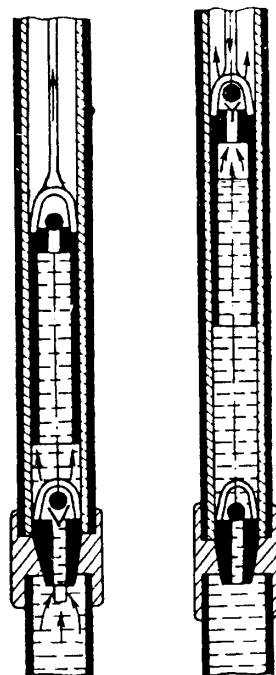


Рис. 2 Схема работы глубинного штангового насоса

и извлекают из скважины на штангах, а насосные трубы остаются стационарно подвешенными в скважине. Невставные (трубные) насосы изготавливаются трех типов: НГН-1, НГН-2 и НГН-2РБ, а вставные насосы двух типов: НГВ-1 и НГВ-2Т. В зависимости от величины зазора между плунжером и цилиндром, т. е. от плотности посадки плунжера в цилиндр, насосы делятся на три группы: 1) с зазором 20–70 микрон; 2) 70–120 микрон; 3) 120–170 микрон.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Глубинный пикнометр** – прибор, предназначенный для определения измерения прямым методом плотности пластовой нефти и воды. Корпус пикнометра выполнен из стальной трубы относительно небольшого диаметра, допускающего спуск его в 63-мм насосно-компрессорные трубы, внутри корпуса все рабочие узлы прибора.

Прибор позволяет получить данные о плотности непосредственно у скважины без транспортировки проб в лабораторию и не требует вспомогательной аппаратуры высокого давления. Принцип его действия состоит в том, что пробу пластовой жидкости на заданной глубине скважины помещают в специальную пикнометрическую капсулу известного объема, которую после извлечения прибора из скважины взвешивают на рычажных весах. При этом отпадает необходимость в лабораторной имитации пластовых условий: скважина сама обеспечивает заполнение камеры пробой нефти при пластовых давлении и температуре.

Основным узлом глубинного пикнометра является пикнометрическая капсула, снабженная системой поршней, обеспечивающих доступ пластовой нефти в полость капсулы и герметизацию пластовой пробы. Взаимодействие системы поршней регулируется пьезоприводом – гидравлическим силовым реле времени.

Характерной особенностью пикнометрической капсулы является отсутствие в ней постоянно фиксируемого объема. Перед заполнением капсулы пробой объем ее равен нулю (в это время оба поршня плотно прижаты торцами друг к другу). Под действием пьезопривода поршни начинают медленно расходиться, наращивается объем капсулы, который по мере образования заполняется пробой. Когда поршни окажутся в крайних положениях, весь объем капсулы будет заполнен пробой. Такое заполнение исключает опасность разгазирования пробы и обеспечивает ее представительность. После завершения отбора глубинных проб прибор поднимается на поверхность. Капсулы взвешиваются и освобождаются от проб. Разрядка капсулы производится с помощью специальной разрядной камеры, пре-

дусмотренной в комплекте прибора. Окончательные измерения параметров проб производятся на поверхности.

*(Более подробное описание глубинного пикнометра и метода измерения смотри в Справочной книге по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974 г.)*

**Глубинные пробоотборники** – служит для отбора проб нефти или жидкости с забоя скважин, исследования осуществляются глубинным пробоотборником. Исследование пластовой нефти необходимо для определения давления насыщения, коэффициента растворимости газа в нефти, объемного изменения нефти в пластовых условиях и усадки нефти. Для отбора проб нефти из пластов с низким давлением насыщения применяются одноклапанные пробоотборники, спускаемые в скважину при закрытой камере, которая открывается только на заданной глубине. При давлении насыщения, близком к пластовому, применяют двухклапанные циркуляционные пробоотборники.

Глубинные пробоотборники спускают в скважину так же, как глубинные манометры. Обычно пробы нефти берут с забоя, поэтому пробоотборники спускают до середины отверстий фильтра или до башмака подъемных труб. Перед взятием пробы скважину останавливают или же переводят на сутки на режим эксплуатации, обеспечивающий минимально возможный дебит. При малом дебите нефть по содержанию в ней растворенного газа будет близка пластовой.

Для взятия проб пластовой нефти применяют двухклапанные пробоотборники с принудительным закрытием клапана конструкции М. М. Иванова, модернизированные ПД-2, ППГ-3 и с часовым механизмом ПД-3 и ПД-4.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Глубинные термометры** – служат для измерения температуры на забое и по стволу скважины применяют глубинные термометры. Знание температуры пласта необходимо для исследования проб пластовой нефти и введения температурных поправок при измерении давления.

Глубинные термометры разделяются на максимальные и регистрирующие. Максимальный ртутно-стеклянный термометр является составной частью глубинного манометра; обычно их спускают одновременно. Помещается он в специальной камере в оправе и амортизируется пружиной и резиновыми кольцами. Максимальный термометр фиксирует максимальную температуру в скважине.

Для определения глубин выпадения парафина и выделения свободного газа, температурных поправок при измерении давления по стволу скважины и температурного градиента необходимо иметь непрерывную запись на диаграмме изменения температуры по глубине скважины. Эта запись осуществляется глубинным самопишущим термометром, который спускают в скважину через устьевой сальник при помощи аппарата Яковлева или лебедки для глубинных измерений на стальной проволоке диаметром 1,6–2 мм.

В глубинных термометрах различных конструкций основной частью являются термоэлементы. В качестве термоэлементов применяются жидкость, ртуть, биметаллы.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Глубинный самопишущий термометр ТГБ-1** состоит из четырех основных узлов: термоэлемента, изготовляемого из термобиметаллической ленты по форме многовитковой пружины (геликса) с пишущей иглой; каретки с ходовым винтом; часового механизма и подвески.

С целью уменьшения тепловой инерции термоэлемент непосредственно омывается измеряемой средой.

При повышении температуры окружающей среды термоэлемент раскручивается на некоторый угол пропорционально изменению температуры, проворачивая скрепленную с ним ось. Укрепленная на оси пишущая игла прочерчивает линию температуры на металлическом бланке (фольге), вставленном в каретку. Каретка движется поступательно от часового механизма при помощи фрикционной передачи и ходового винта.

Для герметичности резьбовые соединения прибора уплотняются резиновыми кольцами.

Термометр ТГБ-1 рассчитан на допустимое рабочее давление 400 ат и измеряет температуру в диапазоне от 20 до 170°. Масштаб записи времени 4 мин/мм; масштаб записи температуры 2,63° С/мм.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Глушение скважин** – прекращение фонтанирования пластового флюида из скважины путем закачки в нее специальной жидкости. Связано с искусственным повышением забойного давления до величины, превышающей пластовое давление. Обеспечивает возможность проведения текущего, капитального ремонта скважин, прекращение аварийных выбросов пластового флюида. Основные вопросы, решаемый при Г.с.: выбор рабочей жидкости и режим ее закачки в скважину. Требования, предъявляемые к ним

в конкретных горнотехнических условиях: обеспечение минимума проникновения фильтрата и твердых частиц из рабочей жидкости в призабойную зону пласта-коллектора, стабильность жидкости при контактировании с пластовой водой, сравнительно легкое удаление фильтрата и твердых частиц, проникающих в призабойную зону; недопущение взаимодействия фильтрата с глинистыми материалами в пласте-коллекторе; предотвращение образования нерастворимых осадков в поровом пространстве пласта; соответствие давления закачки рабочей жидкости прочности фонтанной арматуры и обсадных колонн. В качестве жидкости для Г.с. используют нефть, воду, буровые растворы на водной и углеводородной основах. Последние наиболее эффективны, однако отличаются относительно высокой стоимостью, опасны с точки зрения загрязнения окружающей среды, возгорания и др. Из буровых растворов на водной основе наиболее перспективны минеральные с полимерными добавками, которые не содержат глинистых частиц и не допускают повышения плотности добавления мела, удаляемого затем солянокислотной обработкой. В условиях, когда пластовое давление ниже гидростатического (при заполнении скважины нефтью), в качестве рабочей жидкости используются специальные двух- и трехфазные пены.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Головная нефтеперекачивающая станция** – комплекс сооружений, расположенный в начале магистрального нефтепровода или его отдельных эксплуатационных участков и предназначенный для накопления и перекачки по трубопроводу нефти и нефтепродуктов. В состав Г.н.с. входят: насосные станции (основная и подпорная), резервуарный парк, сеть технологических трубопроводов, электроподстанция, котельная, объекты водоснабжения и канализации, подсобные и административные здания, культурно-бытовые объекты и др.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**ГОРБУНОВ Андрей Тимофеевич.** Директор центра новых технологий добычи нефти Всероссийского нефтегазового НИИ им. академика А.П. Крылова. Д.т.н., профессор, член бюро Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений, директор центра новых третичных технологий добычи нефти при Минтопэнерго РФ, заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ, Почетный нефтяник, лауреат премии Миннефтепрома, медаль «За доблестный труд», медали ВДНХ.

*Научные интересы:* геология нефти и газа; разработка нефтяных и газовых месторождений.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук, издательство «Гуманистика».— Москва—Санкт-Петербург, 2000.*

**Горение внутрипластовое** – способность вступать в экзотермические реакции с кислородом, что может быть использовано для получения тепла непосредственно в нефтяном пласте. В основу метода внутрипластового горения положен процесс горения части нефти, содержащейся в пористой среде, для увеличения подвижности несгоревших фракций. Горение обычно инициируется с помощью специального оборудования, позволяющего создать в призабойной зоне необходимый температурный уровень; в дальнейшем процесс протекает в автономном режиме при постоянной подаче воздуха в одну или несколько скважин. Как правило, температура фронта горения превышает температуру насыщения водяного пара и находится в пределах от 400 до 600 °С.

Внутрипластовое горение применяется с пятидесятых годов, в основном на месторождениях тяжелой нефти. Чаще всего при этом нефть вытесняется от одной скважины к призабойной зоне другой, однако в ряде случаев этот метод используют и в качестве метода теплового воздействия на прискважинную область, причем периоды нефтедобычи чередуются с периодами горения (поддерживающегося при помощи нагнетания воздуха). Выделение тепловой энергии внутри пласта позволяет снизить тепловые потери в скважинах. Теплота горения используется для повышения температуры не только нефти, но и коллектора; часть энергии рассеивается в окружающих породах. Совместное использование методов внутрипластового горения и нагнетания нагретой воды служит повышению КПД всего процесса.

Рассмотрим основы различных методик для одномерных процессов, протекающих в однородных средах, т.е. в пренебрежении теплопереносом через боковые поверхности.

При установившемся режиме распространения воздуха в нефтяной залежи направление перемещения фронта горения зависит от места его образования. Действительно, если температура призабойной зоны вокруг нагнетательной скважины поднята до необходимого уровня, горение инициируется именно в этой области и его фронт перемещается в направлении эксплуатационных скважин, т. е. в направлении вытеснения нефти; в этом случае процесс называют прямоточным горением. Если же повышают температуру призабойной зоны эксплуатационной скважины и воспламенение происходит в ее окрестностях, то фронт горения распространяется

к нагнетательной скважине, т. е. в направлении, противоположном направлению вытеснения нефти; такой процесс называют противоточным горением. Область применения противоточного горения более ограничена, чем прямоточного.

*Ж. П. Бурже, М. Сурино, М. Комбарну. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов.*

**Горизонт** – в промысловой геологии один значительный по мощности (толщине) пласт, в основном представленный коллектором, или группа пластов-коллекторов, обычно в той или иной степени гидродинамически связанных.

– Однородно-литологический пласт или небольшой мощности толщина пластов, отличающихся однородным составом пород или содержащих в значительном количестве один и тот же род или даже вид фауны (СГН, 1958).

– Слой или пачка слоёв (без географического названия), выделяемый внутри подсвиты, свиты или яруса на основании каких-либо характерных маркирующих особенностей (литологических или полеонтологических), – обозначения свободного пользования (ГС, 1978).

– Любой определенный интервал стратиграфической колонки (схемы) объединяющей в пределах в данной осадочной серии пласты приблизительно одного и того же возраста (*Ф. Х. Лахи, 1966*).

**Горизонтальная неоднородность** – неоднородность пласта (прослая) по его простиранию, проявляющаяся в значительных изменениях толщины, в пористости коллекторов, связанной с фациальными замещениями и выклиниванием, а также в изменчивости физических свойств коллекторов; количество характеризуется коэффициентом распространения коллекторов по площади, коэффициентом замещения пласта по площади, коэффициентом сложности и др.

– Неоднородность пластов, которая проявляется в разном изменении литологических свойств пород, выклинивании свойств пластов перемежаемости зон, сложенных песчаниками, алевролитами, аргелитами по всей площади залежи (*Е. Я. Дмитриев, В. С. Мелик-Пашаев, 1963*).

**Горизонтальные скважины** – это скважины, которые заканчиваются горизонтальной частью ствола.

**Горное давление** – напряжение, возникающее в массе горных пород вблизи стенок выработок, скважин, в целиках, на поверхности контакта породы –

крепь в результате действия главным образом гравитационных сил, а также тектонических сил и изменения температуры в верхних слоях земной коры.

Наиболее общей формой проявления Г.д. является деформирование горных пород, которое приводит к потере ими устойчивости, формированию нагрузки на крепь, динамическим явлениям (горным ударам, внезапным выбросам).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Горные породы** – минеральные образования, агрегаты, состоящие из одного или нескольких минералов и занимающие значительные участки земной коры. Являются геологическими самостоятельными телами. Они характеризуются определенными условиями залегания. Различают три группы горных пород: изверженные, осадочные и метаморфические.

Изверженные, или магматические, горные породы образовались в результате затвердевания магматической массы – магмы, поднявшейся из глубоких частей земли, не дошедшей до земной поверхности, а иногда выливающейся на поверхность при вулканических извержениях и быстро затвердевающей. Условия затвердевания определяют строение (структуру) магматических пород.

Осадочные горные породы образовались путем осаждения главным образом в водоемах минеральных частиц, получающихся при выветривании магматических и других горных пород и переносимых затем водой или ветром. Основной признак осадочных пород – слоистость и наличие в них остатков животных и растений. Осадочные породы разделяются на: а) обломочные: пески, песчаники, гравий, щебень, глина; б) химические осадки, образующиеся при выпадении из растворов различных солей, – каменная соль, карнолит, гипс, кальцит и др. в) органические осадки – известняки, трепел, уголь ископаемый, фосфориты, горючие сланцы и др.

Метаморфические горные породы произошли из магматических или осадочных пород при воздействии на них высоких температур и давлений на больших глубинах. Они отличаются полосчатым или сланцеватым сложением и кристаллическим строением. Сюда относятся гнейсы, слюдяные сланцы, филлиты и др.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*



**Горизонтальная скважина** – скважина, пробуренная по простиранию продуктивного пласта-коллектора. В продуктивных пластах, расположенных горизонтально, ствол ГС располагается под углом  $90^\circ$ .

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Горизонтальные скважины** (основные правила проводки сильно искривленных скважин)

**Правило 1.**

*Из четырех указанных далее диапазонов наклона ствола скважины (см. Классификация скважин....) наибольшую опасность представляет средний ( $30^\circ - 60^\circ$ ).*

Скопившийся шлам сползает или лавиной устремляется в направлении, противоположном движению раствора, особенно при углах наклона ствола от  $35$  до  $55^\circ$ .

**Правило 2.**

*Верхняя и нижняя границы каждого диапазона углов наклона ствола скважины может изменяться в результате воздействия факторов, влияющих на степень устойчивости осевшего шлама. К числу этих факторов относятся: шлам (вид, форма, размер частиц), буровой раствор (тип, реологические и тиксотропные свойства), а также характер поверхности ствола скважины.*

Установленные границы каждого диапазона углов наклона ствола скважины носят общий характер и могут включать в себя более широкий круг факторов, влияющих на устойчивость осевшего шлама. Следует иметь в виду, что нет четкого разграничения характера поведения шлама в различных интервалах углов наклона ствола.

**Правило 3.**

*Осаждение «Бойкотта» может ускорить осаждение шлама, особенно в скважинах с углом наклона  $40^\circ - 50^\circ$ .*

Напоминаем, что открытие этого явления приписывается физику А. Е. Бойкотту.

Частицы выбуренной породы в наклонно направленных скважинах, а также на отдельных участках ствола горизонтальных скважин могут осаждаться гораздо быстрее, чем в вертикальных. Увеличение скорости осаждения наиболее очевидна при углах наклона ствола от  $40^\circ$  до  $50^\circ$  – в этом же диапазоне происходит наиболее интенсивное скольжение шлама.

Во многих случаях циркуляция раствора усиливает эффект Бойкотта. В результате этого шлам осаждается гораздо быстрее в динамических условиях. Увеличение скорости циркуляции, вязкости и прочности геля может уменьшить, но не устранить усиленное динамическими условиями осаждение Бойкотта.

#### Правило 4.

*Технологический регламент бурения, оптимальный для одного интервала скважин, может быть непригодным для бурения других интервалов той же скважины.*

Несмотря на то что эффективный вынос шлама ориентирован на конкретный угол наклона ствола скважины, следует иметь в виду, что в одной и той же скважине могут встречаться все четыре диапазона углов наклона. Это особенно характерно при бурении горизонтальных скважин и при бурении боковых горизонтальных стволов.

#### Правило 5.

*Скопление шлама происходит в интервалах с пониженной скоростью восходящего потока; при остановке циркуляции может произойти оползание шлама, если угол наклона ствола меньше 50°.*

Исследования показали, что скопление шлама в интервалах размыва ствола скважины происходит в результате уменьшения скорости движения раствора в затрубном пространстве.

#### Правило 6.

*При бурении сильно искривленных скважин необходимо использовать модифицированные варианты тех растворов, которые успешно использовались при бурении соседних вертикальных или близких к вертикальным скважинам той же площади.*

Выбор бурового раствора с оптимальными для сильно искривленной скважины или для горизонтальной скважины определяется геологическими, экологическими и экономическими факторами. К геологическим факторам следует прежде всего отнести наличие гидратируемых сланцев, пластических солей, слабосцементированных песчаников, зон поглощения и др.

#### Правило 7.

*Буровые растворы с аналогичными реологическими свойствами обеспечивают сравнительно одинаковую эффективность очистки ствола от шлама при условии, что свойства шлама остаются неизменными.*

Правило 8.

*Применение ингибирующих буровых растворов повышает эффективность очистки ствола при бурении химически активных пород.*

Исследование буровых растворов, содержащих мелкодисперсные частицы, показали, что межчастичные силы сцепления с осаждением шлама затрудняют удаление шлама на поверхность. Необходимы высокие скорости движения раствора в затрубном пространстве.

Осаждение шлама наблюдается при промывке растворами как на водной, так и на углеводородной основе при всех углах наклона скважины, за исключением углов, близких к вертикальному.

Правило 9.

*Шлам легко осаждается, но трудно удаляется.*

Ввиду того что осаждение является причиной многих осложнений, связанных с некачественной промывкой ствола, необходимо применение таких буровых растворов и технологических режимов бурения, которые бы максимально уменьшали его осаждение.

Правило 10.

*Улучшение удерживающей способности бурового раствора уменьшает осаждение шлама.*

Улучшение удерживающей способности бурового раствора достигается повышением прочности геля и вязкости.

Правило 11.

*Неравномерное распределение скорости ламинарного потока, обусловленное эксцентричностью буровой колонны при промывке высоковязкими жидкостями, способствует эффективному выносу шлама.*

В концентричном затрубном пространстве скорость движения раствора равномерно распределена вокруг буровой колонны. Смещение буровой колонны к нижней стенке скважины приводит к смещению скорости верхней скважины.

Правило 12.

*Значительное смещение профиля скорости требует максимального уменьшения осаждения шлама на нижней стенке скважины.*

Недостаток энергии раствора у нижней стенке скважины значительно затрудняет удаление осевшего шлама, поэтому при бурении сильно искривленных участков скважин необходимо максимально уменьшить осаждение шлама.

Правило 13.

*Расслоение по плотности утяжеленных буровых растворов усиливает смещение профиля скважины.*

Во время циркуляции раствора в наклонном стволе скважины происходит расслоение бурового раствора по плотности в направлении от верхней стенки ствола к нижней.

Динамическое расслоение по плотности также приводит к возникновению градиента вязкости, при котором менее вязкий и легкий раствор занимает верхнюю часть наклонного ствола, а более тяжелый и вязкий раствор – нижнюю часть ствола. Это явление усиливает смещение профиля скорости.

Правило 14.

*Увеличение скорости восходящего потока бурового раствора повышает эффективность выноса шлама независимо от режима промывки.*

Правило 15.

*При больших углах наклона ствола скважины толщина осевшего шлама обратно пропорциональна скорости восходящего потока.*

Правило 16.

*Механизм выноса шлама в значительной степени определяется скоростью движения раствора в затрубном пространстве.*

Правило 17.

*При бурении пород, склонных к размыву, предпочтительно применение ламинарного режима промывки скважин.*

Если при бурении скважины существует вероятность размыва стенок скважины, то применение турбулентного режима нецелесообразно. Ниже критического уровня скорость осаждения шлама может стать особенно интенсивной. Применение ламинарного режима может быть также предпочтительно, если в буровой раствор необходимо ввести большое количество добавок с целью увеличения его вязкости. При более высоких значениях вязкости достижение турбулентного режима затруднительно. Поддержание оптимальных свойств бурового раствора особенно важно при ламинарном режиме промывки скважин.

Правило 18.

*Применение турбулентного режима обеспечивает эффективный вынос шлама при бурении сильно искривленных скважин малого диаметра в устойчивых породах.*

Турбулентный режим промывки повышает эффективность очистки ствола, однако его применение ограничено определенными условиями. Прежде всего, это конфигурация ствола скважины, свойства бурового раствора, а также гидравлическая возможность оборудования. Кроме того,

породы должны быть достаточно устойчивыми и химически инертными, чтобы противостоять размыву.

Ввиду того что для обеспечения турбулентного режима значение вязкости обычно поддерживается на низком уровне, удерживающая способность бурового раствора может быть недостаточной. При остановке циркуляции во всех интервалах ствола может происходить быстрое осаждение шлама. При высоких углах наклона ствола скважины осевший шлам сохраняет неподвижность. При меньших углах наклона может происходить оползание шлама. Эти обстоятельства должны учитываться при любом бурении наклонных скважин, и особенно при бурении горизонтальных стволов.

#### Правило 19.

*Эффективность очистки ствола скважины при ламинарном режиме повышается с увеличением вязкости при небольших скоростях сдвига и прочности геля.*

#### Правило 20.

*Задание реологических свойств легче достигается в определенных системах буровых растворов.*

Повышенное значение вязкости и прочности геля при небольших скоростях сдвига труднее достигается в утяжеленных буровых растворах или в растворах с введением большого количества добавок.

#### Правило 21.

*В очищенном буровом растворе легче поддерживать заданные реологические свойства.*

#### Правило 22.

*Как правило, закачивание пачек бурового раствора повышенной вязкости с небольшой скоростью не дает нужного эффекта при бурении интервалов с большим углом наклона, если не вращать и не расхаживать буровую колонну.*

Целесообразность закачивания порций бурового раствора повышенной вязкости очевидна, однако она дает эффект только в том случае, если шлам находится во взвешенном состоянии; в том случае, если шлам выпал в осадок, закачивание пачек вязкого раствора может быть эффективным только при расхаживании и вращении бурильной колонны с целью его разрыхления.

**Правило 23.**

*Эффективность очистки ствола скважины повышается, если закачивать пакки бурового раствора повышенной вязкости в достаточном объеме, с высокой скоростью и в турбулентном режиме.*

Турбулентный поток может эффективно размывать образовавшийся осадок шлама, однако если объем закачиваемого бурового раствора повышенной вязкости недостаточен, то шлам, переместившись на небольшое расстояние, снова осядет на нижней стенке скважины. Во избежание этого после закачивания пакки бурового раствора повышенной вязкости в турбулентном режиме в скважину закачивают порцию вязкого бурового раствора.

**Правило 24.**

*Вращение буровой колонны более эффективно в вязких буровых растворах.*

**Правило 25.**

*Вращение и расхаживание бурильной колонны улучшает качество очистки ствола.*

**Правило 26.**

*Увеличение плотности бурового раствора улучшает его способность удерживать шлам на плаву и повышает качество очистки ствола скважины.*

Скорость осаждения шлама зависит от разности плотностей бурового раствора и шлама. При небольшой разности плотностей скорость осаждения шлама небольшая, а качество очистки ствола скважины более высокое.

**Правило 27.**

*При бурении интервалов с большим углом наклона утяжелитель может выпасть в осадок вместе с буровым шламом.*

Несмотря на то что буровые растворы с высокой плотностью до сих пор применялись при бурении немногих горизонтальных скважин, число таких скважин стремительно растет. Бурение же сильно искривленных скважин неизменно требует применения утяжеленных буровых растворов.

**Правило 28.**

*Повышение устойчивости стенок скважины и улучшение качества промывки лучше всего достигается изменением плотности бурового раствора.*

*Анализ автором зарубежной литературы.*

**Гравитационный режим** – режим нефтяной залежи, при которой нефть вытесняется в скважины под действием силы тяжести самой нефти.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 198?.*

**Гравийные фильтры обсадных колонн** – специальные устройства, предназначенные для гидродинамического сообщения продуктивного пласта со скважиной.

Несмотря на разнообразие конструкций гравийных фильтров, их можно свести к двум основным типам: 1) фильтры с уплотнением гравия в скважине; 2) фильтры с уплотнением гравия на поверхности.

В первом случае в скважину спускают колонну обсадных труб, а затем пространство между колонной и стенками скважины заполняют гравием, закачиваемым вместе с жидкостью с поверхности. Во втором случае в скважину спускают эксплуатационную колонну обсадных труб вместе с уплотненным на поверхности гравийным фильтром.

Гравийный фильтр с уплотнением гравия в скважине создает значительно меньше сопротивления движению нефти, чем предварительно уплотненный гравийный фильтр. Несмотря на это преимущество, ввиду сложности работ по уплотнению гравия на забое отдают предпочтение предварительно уплотненным фильтрам.

Гравий, идущий на уплотнение гравийных фильтров, должен иметь округлую форму и достаточно высокую механическую прочность и быть стойким против истирания и разъедающего действия кислот и щелочей. Лучше применять закругленный кварцевый гравий с возможно минимальным количеством полевого шпата и других минералов.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Градиент давления** – перепад давления на единице длины пути, необходимый для преодоления сопротивления при движении нефти через пористую среду (А. Н. Снарский, 1961 и др.).

**Гранулометрический анализ** – характеризует распределение частиц, составляющих породу, по размерам. Основная масса нефтесодержащих пород сложена зернистыми и колоидно-дисперсными минералами (диаметр частиц зернистой части от 1 до 0,01 мм). Гранулометрический состав определяют ситовым и седиментационным анализами. Гранулометрический (или механический) состав относится к одной из основных характеристик пород. Наиболее распространенными методами определения механического

состава пород является ситовый и седиментационный. При ситовом анализе применяется стандартный набор из 15 сит с размерами ячеек (по стороне квадратного отверстия) от 1,0 до 0,04 мм.

Перед анализом после экстрагирования образцы слегка растирают в ступке пальцами или пестиком с резиновым наконечником до разъединения на отдельные зерна. Подготовленную породу загружают в прибор, где и производится анализ. Автоматическое встряхивание сит производится при помощи привода от электродвигателя.

Ситовый метод обычно применяется для анализа состава фракции песка размером до 0,05 мм. Содержание частиц меньшего размера определяется методами седиментации.

Иногда для ситового анализа применяют несколько отличный от предыдущего способ подготовки образца породы. В этом случае проэкстрагированный образец массой 40–50 г растирают резиновым песком, обрабатывают 10%-ным раствором HCl для удаления карбонатов и после промывки водой высушивают. Рассев проводится в течение 15 мин. с помощью набора сит. Для этого рекомендуется применять сита с размером ячеек, согласующихся с десятичной системой классификации осадочных пород.

Метод седиментационного анализа основан на различной скорости осаждения частиц разного размера в вязкой жидкости. Скорость и продолжительность оседания частиц различного размера на заданную глубину определяется по формуле Стокса.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Гранулометрический состав** – распределение зерен (кусков) по крупности в массивах горных пород, почве или искусственном продукте, характеризующее выходом в процентах от массы или количества зерен. Г.с. – важный показатель физических свойств и структуры материала. Общепринятой классификации по данным Г.с. не существует, что связано с различием целей и объектов, для которых производится определение Г.с. по геологии (литологии), в горном деле, обогащении полезных ископаемых, грунтоведении, почвоведении, технологии строительных материалов и др. областях техники применяют различные классификации и шкалы классов (фракций) крупности.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

Содержание в обломочных породах фракций различного диаметра (псефиты более 1–2 мм, пламмиты от 1–2 до 0,1 мм, алевроиты от 0,1



до 0,01 мм, пелиты менее 0,01 мм) определяют разновидность пород и оказывают существенное влияние на их коллекторские свойства (обобщ.: Ф. И. Котяхов, 1956; СЕГ, 1958; ГС, 1978; О. А. Черников, 1981 и др.).

*Количественное содержание в породах частиц различной величины (Ф. И. Котяхов, 1956).*

**Грунтовые воды (1)** – гравитационные подземные воды первого от поверхности Земли постоянного водоносного горизонта. Образуются главным образом за счет инфильтрации (просачивания) атмосферных осадков и вод, рек, озер, водохранилищ, оросительных каналов и шахтных водоотводных каналов. Поверхность Г.в. – свободная, не напорная; при вскрытии Г.в. скважинами или колодцами их уровень устанавливается на той глубине, где они были встречены. Области питания и распространения Г.в. совпадают в зависимости от выпадающих атмосферных осадков. Поверхность Г.в. испытывает серьезные колебания (в сухое время года она понижается; во влажное – повышается), изменяется также дебит, химический состав и температура грунтовых вод.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Грунтовые воды (2)** – воды, которые содержатся в грунтовых образованиях и которые, как правило, могут быть извлечены из них. СТ ИСО 610/1-86.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

# Д

**Давление гидравлического разрыва пласта** – давление, создаваемое на забое скважины, при котором происходит образование трещин в обрабатываемом пласте, фиксируемое резким увеличением приемистости скважины (и иногда резким снижением давления).

Г. К. Максимович, 1954; Ю. П. Желтов, С. А. Христианович, 1955. *Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Давление насыщения нефти газом (1)** – давление, при котором газ начинает переходить из растворенного в нефти состояния в свободное (возрастающее с увеличением соотношения объемов растворенного газа и нефти, а также с ростом температуры, молекулярной массы нефти и количества компонентов газа, плохо растворимых в нефти, особенно азота).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Давление насыщения нефти газом (2)** – давление газа, находящегося в термодинамическом равновесии с пластовой нефтью. Величина давления насыщения нефти газом зависит от количества растворенного газа, состава нефти, газа, пластовой температуры. С уменьшением температуры давление насыщения падает (для разных нефтей от 0,01 до 0,08 МПа на 1 °С).

Давление насыщения определяют по результатам исследования забойных проб нефти. Опыт проводится путем построения зависимости объема  $V$  пробы от давления  $p$ . В точке выделения свободного газа из нефти наблюдается излом графика  $V - p$ . При ультразвуковом методе определения давления насыщения регистрируется амплитуда ультразвукового сигнала, происходящего через пробу нефти, в зависимости от давления. В точке, соответствующей давлению насыщения нефти газом, наблюдается излом этой зависимости.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Давление насыщения (нефти газом)** – давление газа, находящегося в термодинамическом равновесии с пластовой нефтью. Величина этого давления зависит от количества растворенного газа, состава нефти и газа, температуры. Из нефти начинает выделяться растворенный в ней газ при снижении давления ниже давления насыщения или при увеличении температуры.

**Давление начала конденсации** – пластовое давление, при котором конденсат залежи начинает переходить из парообразного состояния в жидкое, что приводит к превращению однофазной системы в двухфазную.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Давление поглощения жидкости** – давление в скважине, при котором жидкость, преодолев сопротивление пластового давления (пласта), из скважины уходит в пласт. Такое давление создается давлением столба жидкости в скважине и избыточным давлением на устье скважины. Обязательным условием поглощения жидкости является превышение давления поглощения над пластовым давлением на величину  $\Delta P$ , которая зависит от физико-геологических свойств, вязкости жидкости и др.:

$$P_{\text{погл}} = P_{\text{пл}} + \Delta P.$$

Величина  $\Delta P$  играет большую роль при бурении скважин, т. к., зная эту величину, можно избежать поглощения, а также открытого выброса (проявления) жидкости из скважины.

Избыточное давление – физическая величина, равная разности между давлением жидкости или газа  $P$  и давлением окружающей среды  $P_0$ .

**Двухфазное течение в пористых средах.** Формирование залежей происходит путем оттеснения из пластов-коллекторов первоначально находившейся там воды. Поэтому вместе с нефтью и газом в коллекторах всегда содержится некоторое количество (обычно 10–30%, иногда до 70 % порового объема) так называемой погребенной воды. Кроме того, многие продуктивные пласты заполнены нефтью и газом лишь в верхней, купольной зоне, а нижележащие зоны заполнены краевой водой. Самые верхние части нефтяных залежей содержат газ, образующий так называемые газовые шапки. Таким образом, даже в ненарушенном состоянии в природных пластах может находиться несколько отдельных подвижных фаз. Двух- или

трехфазное течение возникает практически во всех случаях разработки нефтяных месторождений, поскольку движущие нефть силы возникают вследствие упругости или гидравлического напора газа или воды.

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: «Недра», 1984.*

**Дебит (1)** – объем жидкости (воды, нефти) или газа, поступающей в единицу времени из естественного или искусственного источника (колдца, скважины); измеряется в л., м<sup>3</sup>, т. (в секунду, час, сутки). Для водо-заборных скважин также используют термин «уд. Д. скважины» – основной показатель промышленной ценности водоносных горизонтов и нефтегазовых залежей. Д. скважин одного и того же месторождения изменяется в 50–100 раз, а Д. скважин, расположенных на разных участках одной и той же залежи, – в 5–10 раз. Наибольший дебит скважин наблюдается при вскрытии высоконапорных водоносных горизонтов или продуктивных пластов нефти и газа с повышенной водо- нефтегазоотдачей горных пород, а также при больших запасах; он зависит также от диаметра эксплуатационной скважины. Д. скважины при откачке воды варьирует от нескольких м<sup>3</sup>/сут до тысячи м<sup>3</sup>/сут и более. А при фонтанировании скважины достигает 4000–5000 т/сут, при добыче газа – до десятков тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Дебит скважин на воду определяется коэффициентом фильтрации водоносных пород, их мощностью, величиной понижения уровня (напора) воды в скважине, запасами воды в скважине, запасами воды в водоносном горизонте, а также конструкцией фильтра. Д. скважин на нефтяных промыслах прямо пропорционален депрессии на пласт, толщине пласта и его проницаемости и обратно пропорционален вязкости нефти. Основные факторы, определяющие Д. скважины, поддаются регулированию (например, депрессия на пласт, варьирующая на разных месторождениях от 0,2 до 20 мПа). С целью увеличения дебита скважины проводится повышение или поддержание пластового давления в залежах путем нагнетания в них под давлением воды или газа. Снижение забойных давлений в добывающих скважинах достигается увеличением диаметра штуцера или спуском в скважину насоса пониженной производительности. Высокая вязкость нефти снижается прогревом пласта горячей водой. Д. скважины определяется дебитометрами различных конструкций. Д. скважин – величина непостоянная во времени. Различают установившийся и неустойчивый Д. скважины; при наличии в нефти или воде большого количества рас-

творенного газа вначале получают завышенные значения  $D$ . Начальный дебит скважины характеризует возможность добычи продукта из неистощенного пласта. Он сохраняется длительное время (до 3 лет), но по мере извлечения запасов нефти, обводнении добываемой продукции или истощения пластовой энергии начальный  $D$  скважины снижается до предела экономической рентабельности эксплуатации скважины. По результатам наблюдений за изменением  $D$  строят кривые его зависимости от времени, по которым с помощью математических расчетов устанавливают коэффициент падения  $D$  скважины, используемый при подсчете запасов.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Дебит (2)** – объем жидкости (воды, нефти) или газа, поступающей в единицу времени из естественного или искусственного источника (колодца, скважины); измеряется в л., м<sup>3</sup>, т. (в секунду, час, сутки).

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Дебитометр** – прибор для замера количества добываемой из нефтяной скважины жидкости (нефти и воды). На нефтяных промыслах в основном применялся ранее дебитометр системы инженера В. П. Яковлева, монтируемый на крыше замерной емкости. С помощью несложного поплавкового приспособления с самописцем дебитометр автоматически записывает на бумаге кривую наполнения замерной емкости в процессе работы скважины.

В настоящее время существуют автоматизированные системы замера жидкости, в том числе нефти, воды и газа. Данные автоматизированные системы-установки нашли широкое применение практически на всех нефтепромыслах.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Государственная академия нефти и газа им. И. М. Губкина.*

### **Дебитометрические исследования скважин.**

Практика разработки огромного количества нефтяных месторождений показала, что наши многие теоретические представления о поведении такой сложной системы, каковой является нефтяное месторождение, оказываются не совсем точными (а в ряде случаев совсем неточными). Чтобы

рационально разрабатывать нефтяное месторождение и эксплуатировать скважины, необходимо точно знать работающие интервалы и их долю от общей толщины пласта; поглощающие интервалы и их количественную характеристику в нагнетательных скважинах; распределение нагнетаемого агента по интервалам; распределение интенсивности притока или поглощения вдоль вскрытого перфорацией интервала; состав продукции, поступающей в скважину из каждого интервала; выработанность запасов из каждого пропластка, а также степень компенсации закачкой отобранной нефти; необходимость воздействия на призабойную зону для интенсификации притока или приемистости, а также результаты воздействия; доле-вое участие различных интервалов в суммарной продукции скважины; конкретный вид искусственного воздействия на призабойную зону скважины, имея в виду селективное воздействие на тот или иной пропласток; параметры отдельных пропластков и их потенциал.

Вышеперечисленная информация может быть получена при дебитометрических исследованиях скважин. Этот вид исследований проводится специальными приборами: в добывающих скважинах – дебитомерами, в нагнетательных – расходомерами. Перемещение указанных глубинных приборов вдоль исследуемого перфорированного интервала скважины позволяет получить информацию о распределении по интервалам интенсивности притока или поглощения и о доле работающих интервалов от общей толщины пласта. Простейшим глубинным дебитомером-расходомером является прибор, фиксирующим элементом которого служит турбинка, скорость вращения которой пропорциональна дебиту (расходу). Число оборотов турбинки преобразуется, например, в электрические импульсы с частотой «и», передаваемые на поверхность измерительному комплексу по электрическому кабелю, на котором дебитомер-расходомер спускается в скважину.

В измерительном комплексе, например, промысловой автоматической исследовательской станции «АИСТ» электрические импульсы фиксируются счетчиком импульсов и запоминаются. Одновременно на поверхности фиксируется и перемещение глубинного прибора. Зависимость интенсивности притока (дебита) или поглощения (расхода) от глубины нахождения прибора в скважине называется дебитограммой. Различные виды дебитограмм представлены на рис. 1.

На дебитограммах 1 *а* отображен случай притока из однородного пласта (1), а также случай, когда единый пласт представлен четырьмя пропластками (2), один из которых (второй сверху) не работает.

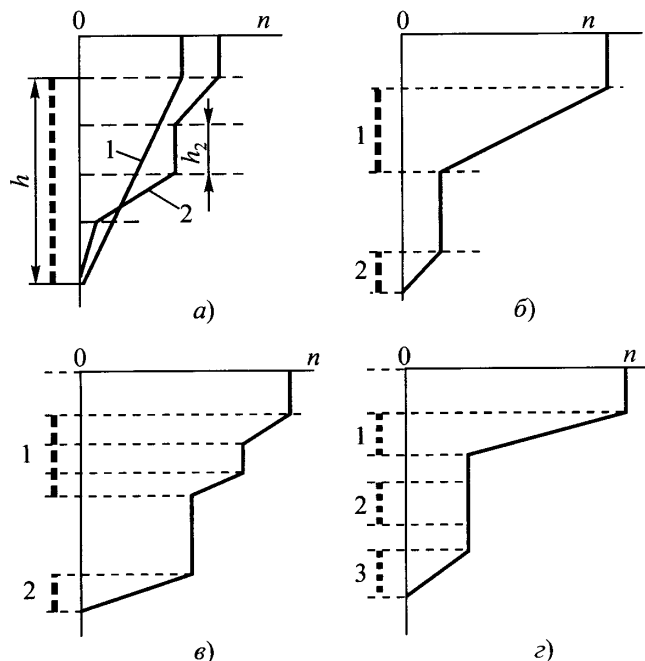


Рис.1. Дебитограммы различных скважин: а – единый пласт; б – пласт с двумя пропластками, верхний из которых имеет неработающую часть; в – пласт с тремя пропластками, средний из которых не работает; 1 – пласт практически однороден, приток равномерен по всей толщине; 2 – средний пласт с четырьмя разными пропластками, один из которых с толщиной  $h_2$  не работает (второй сверху)

В этом случае легко определяется неработающая доля толщины пласта 3 (коэффициент охвата по толщине):

$$\beta = \frac{h_2}{h},$$

где  $h_2$ ,  $h$  – соответственно толщина неработающего пропластка и общая толщина пласта, м.

Если объект разработки многопластовый, то с помощью дебитометрии можно исследовать каждый пласт как на стационарном, так и на нестационарном режимах работы скважины, получая объективную информацию о процессах в такой сложной системе.

В настоящее время созданы комплексные приборы для дебитометрических исследований скважин, измеряющие и регистрирующие следующие параметры: дебит (расход), давление, температура, содержание

в потоке воды, а также местоположение нарушения сплошности колонны труб, например, глубину башмака НКТ. Как правило, глубинные дебитомеры оборудованы специальными легкими пакерами зонтичного типа, которые управляются электрическими импульсами с поверхности и в открытом положении перекрывают кольцевой зазор затрубного пространства (зазор между наружным диаметром дебитомера и внутренним диаметром обсадной колонны). К таким многофункциональным дистанционно управляемым с пакерующим устройством комплексным глубинным приборам относится прибор «Поток».

Таким образом, современные глубинные приборы позволяют комплексовать различные виды и методы исследования скважин и получать необходимую и достоверную информацию.

*И. Т. Мищенко, Скважинная добыча нефти, Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Девонская система (период)** – четвертая система полиазойской эратемы, соответствующая четвертому периоду палеозойской эры геологической истории Земли; в стратиграфической шкале следует за СИЛУРИЙСКОЙ СИСТЕМОЙ (ПЕРИОДОМ) и предшествует КАМЕННОУГОЛЬНОЙ СИСТЕМЕ (ПЕРИОДУ). Время, в течение которого образовались горные породы, составляющие девонскую систему, определяется радиометрическим методом от 410 до 350 млн лет тому назад; общая продолжительность периода до 60 млн лет.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Дегазатор буровой** – устройство для дегазации бурового раствора с целью восстановления их плотности. Различают вакуумные (циклические или непрерывного действия), центробежно-вакуумные и атмосферные Д.б.

Вакуумный Д.б. циклического действия (напр., ДВС-3) – автоматическая установка, состоящая из двухкамерной герметичной емкости, вакуум в которой создается вакуум-насосом. Камеры включаются в работу попеременно с помощью золотникового устройства. Производительность по раствору достигает 25–60 л/с, мощность 30 кВт, давление в камере 0.02 МПа. Вакуумный Д.б. непрерывного действия представляет собой горизонтальную и цилиндрическую емкость с помещенными в ее верхней части наклонными пластинами. Аэрированный буровой раствор поступает в камеру под действием вакуума, создаваемого вакуум-насосом, и дегазируется, растекаясь тонким слоем по пластинам.

Центробежно-вакуумный Д.б. состоит из цилиндрического вертикального корпуса, на стенках которого специальной крыльчаткой разбрыз-



гивается буровой раствор, поступающий в подводящий трубопровод под действием вакуума. Производительность Д.б. 50,5 л/с, давление в камере 0,032 МПа. Потребляемая мощность 15 кВт.

Атмосферный Д.б. состоит из цилиндрической вертикальной камеры, в центральной части которой буровой раствор разбрызгивается радиально на стенки корпуса с помощью кольцевого пружинного дросселя. Выделившийся в результате удара и распыления газ уходит в атмосферу или отсасывается воздухоудвкой низкого давления. Производительность Д.б. 38 л/с, давление в камере 0,087 МПа. Потребляемая мощность 6,5 кВт. Д.б. этого типа недостаточно эффективны при обработке ее растворов с повышенными структурно-механическими показателями.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. И. Скобко, Ю. К. Молоканов, А. И. Владимиров, В. А. Щелкунов. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. – 1998.*

**Дегазированная нефть** – нефть, из которой в пластовых условиях или на поверхности вследствие снижения пластового давления выделен газ.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Действующие добывающие скважины** – основная группа эксплуатационного фонда скважин – добывающие скважины, которые давали продукцию в последнем месяце отчётного периода.

Основная группа эксплуатационного фонда скважин – добывающие скважины, дававшие продукцию на конец последнего дня, отчётного периода, а также находящиеся в простое или ремонте, давшие продукцию в последнем месяце этого периода.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филалогия три», Москва, 2002.*

**Действующие нагнетательные скважины** – подгруппа фонда нагнетательных скважин – скважины, которые принимали рабочий агент в последний отчетный период, а также простаивающие в последний день, но работающие в последнем месяце отчётного периода.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Дело скважины** – техническая и геолого-промысловая документация скважины, включающая основные документы, составленные при её буре-

нии (буровой журнал, каротажные кривые, геологический разрез скважины), и документацию, отражающую всю историю эксплуатации, – паспорт скважины, карточку годовых показателей работы, эксплуатационный журнал с регистрацией суточных операций и показателей, карточку с результатами исследований скважины и другие документы.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Депарафинизация** – проводится с целью снижения содержания в нефтяных фракциях высших (начиная с  $C_8$ ) алифатических предельных углеводородов, преимущественно нормального строения. При этом достигается улучшение эксплуатационных свойств нефтепродуктов (понижение вязкости и температуры застывания). Промышленное применение получили следующие методы Д.: низкотемпературная кристаллизация в селективных или избирательных бинарных растворителях, карбомидная и адсорбционная. Д. вязких нефтепродуктов осуществляется в основном низкотемпературной кристаллизацией в селективных растворителях (ацетон, метилэтилкетон, метилизобутилкетон, сжиженный пропан) или бинарных растворителях (смесь метилэтилкетона или ацетона с толуолом или бензолом), плохо растворяющих парафины и хорошо – остальные компоненты нефтяного сырья. Твердые углеводороды отделяются фильтрованием или центрифугированием, растворитель из них удаляют отгонкой.

*Б. М. Сучков. «Добыча нефти из карбонатных коллекторов». Москва–Ижевск», 2005.*

**Депрессия** – в геоморфологии любое понижение земной поверхности; в узком смысле впадина или котловина, лежащая ниже уровня моря.

Д. газового пласта – разность между пластовым давлением в районе скважины и ее забойным давлением, вызывающая движение газа из пласта к забою скважины. С увеличением Д. возрастает дебит скважины. При этом важным является понятие допустимый Д. (устанавливается в результате исследования скважины), повышение которой вызывает подтягивание языков пластовой воды, разрушение призабойной зоны скважины, образование гидратов природного газа на забое или в пласте, смятие эксплуатационной колонны и т. п. Оптимальная величина Д. определяется технико-экономическими расчетами.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Дезэмульгаторы** – поверхностно-активные вещества, способствующие разрушению нефтяных эмульсий. При введении Д. в эмульсии адсорбируются на поверхностном слое частиц дисперсной фазы (т. н. водных глобул), разрушая при этом защитный слой природных стабилизаторов (ЭМУЛЬГАТОРОВ) нефтяных эмульсий (асфальтены, парафины, смолы и др.). Образовавшийся вокруг глобул новый слой (из молекул Д.) практически не обладают механической прочностью. Благодаря этому при столкновении глобул воды облегчается их слияние и, следовательно, разрушение эмульсии. По строению и химическому составу Д. весьма разнообразны. При деэмульсации нефти применяют в основном неионогенные вещества, синтезированные на основе окиси этилена и пропилена.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», том 2, 1986.*

**Дезэмульсация** – отделение нефти от пластовой воды. При эксплуатации обводненных нефтяных скважин пластовая вода, смешиваясь с нефтью, образует трудно делимую механическую смесь нефти с водой – нефтяную эмульсию. Для разрушения нефтяной эмульсии с последующим удалением воды в канализацию на нефтяных промыслах и нефтеперерабатывающих заводах строятся специальные деэмульсационные установки. Существует два основных способа деэмульсации нефти: термохимический и электрический.

При термохимическом методе деэмульсации разбивка эмульсии производится подогревом ее до 55–60 °С с одновременным добавлением в эмульсию специальных реагентов – дезэмульгаторов. Назначение дезэмульгатора – снизить поверхностное натяжение пленки нефти, обволакивающей капельки воды, и разрушить эту пленку. При этом отдельные капельки воды соединяются и вода, имеющая больший удельный вес, чем нефть, оседает в нижней части емкости. Подогрев эмульсии способствует ускорению процесса деэмульсации. В качестве дезэмульгаторов в настоящее время нашли применение целый ряд отечественных и зарубежных эмульгаторов.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Динамика обводнения скважин** – кривая, характеризующая изменение обводнения продукции скважины во времени (или в зависимости от накопленной по ней добычи нефти и газа), дающая косвенную, но важную информацию о режиме залежи, об источнике обводнения (подъем ВНК или ГНК, перемещение нагнетаемой в пласт воды, конусообразование, чужая

вода), о характере нефтегазонасыщенности пласта, об эффективности изоляционных работ, воздействия на призабойную зону, форсированного отбора жидкости, о целесообразности продолжения эксплуатации скважины и др.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Динамическая вязкость нефти** – определяется силой, которую испытывает единица поверхности одного из взаимодействующих слоев со стороны другого слоя; если градиент скорости между слоями равен единице, размерность – Па·с.

**Динамограмма** – график изменения нагрузки в точке подвеса насосных штанг в зависимости от их перемещения при глубинно-насосной эксплуатации нефтяных скважин. Теоретически Д. нормальной работы насоса имеет форму параллелограмма. По отклонению фактической Д. от теоретической выявляют дефекты работы глубинно-насосной установки (попадания газа в насос, утечки в нагнетательном и всасывающем клапане, заклинивание плунжера насоса в цилиндре и др.); определяют вес жидкости, штанг. Силу трения, упругую деформацию штанг и насосно-компрессорных труб. Регистрируют Д. переносным динамографом или дистанционно телединамической системой диспетчерского контроля. В нефтяной промышленности используют в основном гидравлические динамографы, устанавливаемые в зажимах контактной подвески колонны штанг. Пределы измерения динамографа от 20 до 100 кН.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Динамограф** – контрольный прибор работы глубинных насосов при эксплуатации нефтяных скважин. Динамограф регистрирует изменение нагрузки на глубинно-насосные штанги в точке их подвески за каждое качание станка-качалки. Эти изменения нагрузки записываются прибором на бумаге. Записанная диаграмма называется динамограммой работы глубинного насоса.

На нефтяных промыслах наибольшее применение получили Д. гидравлические и механические. В гидравлическом Д. измерение нагрузок на верхнюю часть глубинно-насосных штанг основано на принципе действия гидравлического пресса, в котором усилия, действующие на поршень месдозы, передаются к манометрической пружине, соединенной с пером регистратора.

На рисунке изображен гидравлический динамограф ГДМ-3. Этот динамограф в настоящее время вытеснил все известные конструкции динамографов и находит широкое распространение на промыслах.

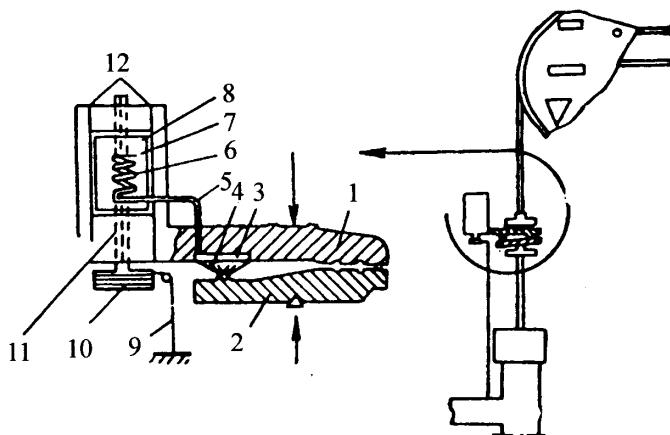


Рис. 1. Схема устройства карманного динамометра ГДМ-3: 1 – масдоза; 2 – рычаг; 3 – полость масдозы; 4 – поршень; 5 – капиллярная трубка; 6 – манометрическая геликоидальная пружина; 7 – перо; 8 – столик самописца; 9 – нить; 10 – шкив; 11 – ходовой винт; 12 – направляющие

Гидравлический динамограф представляет собой прибор, в котором силоизмерительная часть (масдоза) и самописец соединены в одно целое. Силоизмерительная часть включается между траверсами канатной подвески штанг и измеряет усилия. Эти усилия преобразуются в давление жидкости, находящейся под мембраной в полости масдозы; давление передается по капиллярной трубке геликсной манометрической пружины самописца. При изменении давления геликсная пружина разворачивается и прикрепленной к ней перо прочерчивает на бланке самописца линии величины нагрузки.

При работе станка-качалки динамограф перемещается вместе с полированным штоком. При ходе вверх, с помощью прикрепленной к салнику нити приводится во вращение ролик и вместе с ним ходовой винт, по которому ходовая гайка вместе со столиком движется по направляющей вверх. В это время возвратная пружина заводится. При ходе вниз возвратная пружина раскручивается и возвращает столик в первоначальное положение. Так производится измерение усилий при ходе вверх и вниз.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Динамический уровень скважины** – уровень пластовой жидкости, который устанавливается в затрубном пространстве буровой скважины в процессе ее работы. Используется для подсчета глубины установки насосного оборудования (насос, насосно-компрессорные трубы, штанги, кабель), установка пусковых и рабочих клапанов в газлифтных скважинах, а также обработки результатов исследований пластов и скважин. Определяется с помощью эхолота.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Динамическое пластовое давление** – пластовое давление в продуктивном пласте на определенную длину, устанавливающееся при стационарном режиме работы практически всего фонда скважин и освещаемое замерами в поочередно или выборочно останавливаемых скважинах относительно равномерно размещенных по площади.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Динамометрирование** – метод оперативного контроля и анализа работы подземного оборудования в скважинах, оснащенных станками-качалками. Включает интерпретацию по динамограмме причин, вызывающих снижение или прекращение подачи насоса, назначение нужного вида ремонта, а также проверку качества его проведения. Производится по установленному графику и в случаях нарушения режима работы скважины. Находит применение дистанционное Д. с передачей показаний датчиков на диспетчерский пункт.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Диспергатор буровой** – устройство для измельчения частиц твердой фазы буровых и тампонажных растворов. В основном используются механические Д. б., реже гидромеханические и гидравлические. К механическим Д. б. относится фрезерноструйная мельница, которая состоит из ротора, приемного бункера, предохранительной шарнирной плиты, диспергирующей рифлёной плиты и лотка для отвода готовой продукции. Измельчение материала происходит при его перемещении с водой ротором вдоль диспергирующей плиты. Производительность механического Д. б. 60 м<sup>3</sup>/час. Скорость вращения ротора 500 об/мин.

В гидравлическом Д. б. тонкое измельчение происходит за счет соударения высоконапорных встречных струй в камере ограниченного объе-

ма; производительность Д. б. 15–20 м<sup>3</sup>/час, перепад давления в насадках 10–12 МПа, диаметр насадок 9–14 мм, объем камеры 0,004 м<sup>3</sup>. Основные недостатки гидравлических Д. б. – низкий КПД и необходимость поддержания высоких давлений.

Гидромеханические Д. б. измельчают материал ударом струи о стенку препятствия, перпендикулярную потоку. Жидкость под давлением подается в трубу и проходит через отверстия каскада дисков, ударяясь о поверхность каждого последующего диска. Производительность гидромеханического Д. б. 30–40 м<sup>3</sup>/ч, перепад давления до 12 МПа, диаметр отверстий 8–12 мм, объем камеры 0,007 м<sup>3</sup>.

Применение Д.б. позволяет увеличить выход бурового глинистого раствора и ускорить процесс приготовления буровых растворов, сократить расход хим. реагентов при их приготовлении, улучшить свойства буровых и тампонажных растворов.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Диспергирование нефти** – явление, имеющее место при разработке нефтяных залежей, когда в результате увеличения насыщенности коллектора смачивающей фазой (водой) нефть (несмачивающая фаза теряет свою непрерывность, распадается на отдельные капли, устремляющиеся в крупные поры, и находится там в состоянии дискретной (островной) насыщенности.

– Явление разрыва сплошности вытесняемой нефти, при котором она находится в зоне вытеснения в виде свободных линз, окружённых водой, или линз, обволакивающих отдельные агрегаты, в виде капель прилипших к твёрдой поверхности зёрен породы, или капель, взвешенных в воде, а также в виде тонкой плёнки, покрывающей поверхность породы (плёночная нефть). *С. Т. Овнатанов, К. А. Каранетов, 1970.*

**Дисперсность** – характеристика размеров частиц механических примесей. Различают грубодисперсные механические примеси с размером частиц от 0,0001 до 0,01 м и тонкодисперсные с меньшим размером частиц.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол. - минер. наук М. М. Ивановой).*

**Дифференциальный манометр.** Дифференциальный манометр представляет U-образную трубку, заполняемую водой, ртутью или какой-либо другой жидкостью; оба конца трубки присоединяются к патрубкам фланцев кольцевой камеры или замерных фланцев. Для измерения небольших количеств газа при невысоком избыточном давлении применяют стеклянные

дифференциальные манометры. Для измерения количества газа высокого давления применяют дифференциальные манометры с толстостенными стеклянными трубками, которые сверху и внизу входят в стальные камеры с уплотняющими сальниками и вентильной головкой.

Высокое статическое давление замеряют образцовым пружинным манометром со стороны «до диафрагмы». Низкое давление, т. е. давление в пределах высоты столба рабочей жидкости дифференциального манометра или меньше его, замеряют путем отсоединения одного конца манометра за диафрагмой.

Дифференциальный манометр дает показания перепада давления в каждый данный момент, поэтому он применяется для неотчетливых и ориентировочных замеров и замеров газа на объектах с постоянным расходом или отбором газа.

При изменяющемся перепаде давления отсчеты записываются через равные промежутки времени, например через 10, 20 или 30 сек. Продолжительность измерения зависит от количества циклов колебаний перепада и устанавливается в соответствии с полным их учетом.

Средний перепад давления рассчитывается таким же образом, как и при замере шайбным измерителем.

*И. Т. Миценко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Диффузия** – перенос вещества, обусловленный выравниванием его концентрации в первоначально неоднородной системе. Д. – одна из стадий многочисленных технологических процессов (адсорбции, сушки, экстрагирования и др.). Д. имеет место в газах, жидкостях и твердых телах. Механизм Д. в этих веществах существенно различен. Д. происходит вследствие теплового движения атомов, молекул (т. н. молекулярная Д.) или более крупных частиц вещества. Диффундировать могут как частицы посторонних веществ (примесей), неравномерно распределенных в какой-либо среде. В последнем случае процесс сводится к направленному движению частиц вследствие хаотичного теплового движения и называется самодиффузией. Д. может возникать также при наличии градиента температуры в объеме тела (термодиффузия), градиента давления или под действием гравитационного поля (бародиффузия).

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*



**ДИЯРОВ Ирик Нурмухаметович** – заведующий кафедрой Казанского государственного университета. Д.т.н, профессор.

*Научные интересы:* теоретические основы и технология переработки высоковязких нефтей и природных битумов – синтез и испытания химических реагентов для нефтяной промышленности.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва – Санкт-Петербург, 2000.*

**ДИЯШЕВ Расим Нагимович** – зам. директора по науке института «ТатНИПИнефть» АО «Татнефть». Д.т.н, профессор, ученый секретарь Волго-Камского регионального отделения РАЕН, заслуженный деятель науки и техники РФ и республики Татарстан, лауреат премии им. академика И.М. Губкина, член Американской ассоциации инженеров-нефтяников (8PE) и нефтяных геологов (ААРО), Отличник нефтяной промышленности.

*Научные интересы:* контроль, совершенствование и повышение эффективности разработки многопластовых нефтяных месторождений; вовлечение в активную разработку малопродуктивных нефтенасыщенных коллекторов; разработка месторождений тяжелых нефтей и битумов, комплексная переработка сернистых и металлосодержащих нефтей и битумов на месте их добычи.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**ДМИТРИЕВСКИЙ Анатолий Николаевич**

Директор института проблем нефти и газа РАН и Госкомобразования РФ, зав. кафедрой литологии и системных исследований литосферы ГАНГ им. И. М. Губкина, президент Союза научных и инженерных организаций РФ. Д-г.-м.н, профессор, академик РАН, Почетный работник газовой промышленности, награжден медалью «За доблестный труд», лауреат Государственной премии, лауреат премии им. акад. И.М. Губкина, награжден 1-й премией Минвуза СССР.

*Научные интересы:* геология нефти и газа, охрана окружающей среды.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**Добывающая скважина** – скважина предназначена для добычи нефти (газа).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Добыча нефти из карбонатных коллекторов с применением оксидата**

Успешное проведение обработок карбонатных коллекторов продуктами жидкофазного окисления легких углеводородов ( $C_3-C_{12}$ ), полученных непосредственно в пласте, и достигаемая при этом высокая эффективность позволили провести теоретические и экспериментальные исследования и обосновать новый метод повышения степени нефтеизвлечения на месторождениях с карбонатными коллекторами, суть которого заключается в следующем.

В пласт последовательно закачивают расчетное количество оксидата, образующего оторочку вытеснения, затем нефтерастворимые легкие углеводороды, вновь оксидат и, наконец, воду. Следует отметить, что в настоящее время известен способ, когда в нефтенасыщенный пласт в качестве вытесняющего агента закачивают легкие углеводороды (П. И. Забродин, Н. Л. Раковский). Недостатком данного метода является то, что из-за высокой подвижности легких углеводородов и больших вязкостных различий происходит быстрый прорыв вытесняющего агента к добывающим скважинам, в результате чего не достигается высокий охват пласта воздействием, что в конечном итоге не дает желаемого результата по нефтеизвлечению. Кроме того, закачанные в пласт легкие углеводороды не могут быть в последующем полностью извлечены существующими методами, что приводит к потере дорогостоящего продукта.

В разработанном способе перечисленных недостатков удастся избежать. Основным преимуществом его является то, что закачиваемая оторочка оксидата оказывает комплексное воздействие на коллектор и насыщающую его нефть. Процесс вытеснения нефти осуществляется в следующей последовательности. Вначале в пласт закачивается первая порция оксидата. Роль ее заключается в разрушении пограничного слоя пленочной нефти на поверхности пород и переводе ее в подвижное состояние. Одновременно с этим карбоновые кислоты, входящие в состав оксидата, реагируют с карбонатным коллектором, освобожденным от блокирующей поверхность пород нефтяной пленки. В результате этого улучшаются условия реакции кислот с породой и, как следствие, гидродинамическая характеристика пласта (пористость, проницаемость). Другим немаловажным фактором при этом является снижение вязкости нефти и повышение ее подвижности. Последнее происходит за счет нагрева нефти от протекающей реакции оксидата с породой и растворения в ней выделившегося при этом  $CO_2$ . Вместе с тем водный раствор оксидата с нейтрализованной кислотной группой представляет собой высоковязкую систему (10–15 мПа·с), обладающую поверхностно-активными свойствами.

Таким образом, в процессе перемещения по пласту оторочка оксидата меняет свои физико-химические свойства в соответствии с заданными режимами вытеснения, что приводит к многофакторному воздействию на залежь нефти. Все это не только улучшает вытеснение нефти из пористой среды, но и существенно увеличивает охват пласта воздействием. Закачиваемая затем порция нефтерастворителя (легких углеводородов) вследствие взаимного растворения с пластовой нефтью способствует вымыванию остаточной нефти.

Следующая порция оксидата, действуя по выше описанной схеме, вытесняет из пористой среды смесь легких углеводородов и растворенной в них остаточной нефти, обладающую малой вязкостью и высокой подвижностью. Таким образом, воздействие второй порции оксидата, обеспечивая многофакторное комплексное вытеснение, позволяет практически извлечь оставшиеся в пласте легкие углеводороды и нефть. Так как оксидат неограниченно растворим в воде, последующая закачка воды приводит не только к продвижению оторочки, но и к полному вымыванию оставшегося оксидата из пласта.

При соблюдении режимов осуществления данной технологии можно достичь коэффициента нефтеизвлечения 0,65 и выше.

*Б. М. Сучков. «Добыча нефти из карбонатных коллекторов». Москва—Ижевск», 2005.*

### **Достижения удмуртских нефтяников.**

С момента основания объединения «Удмуртнефть» ее специалистам приходилось работать в тяжелых условиях – сложные в геологическом отношении месторождения, нефть с повышенной и высокой вязкостью, полностью механизированная добыча. Положение осложнялось отсутствием в стране опыта разработки таких месторождений. Выходом из этой ситуации стало создание собственного кадрового потенциала и принципиально новых технологий разработки месторождений со сложным геологическим строением и высоковязкими нефтями. Сегодня удмуртские нефтяники по праву считаются «законодателями мод» в разработке карбонатных коллекторов. Созданы принципиально новые технологии тепловых и термополимерных методов воздействия на пласт, позволяющие значительно снизить себестоимость добычи и значительно повысить коэффициент нефтеизвлечения в сравнении с традиционными технологиями. Освоены методы горизонтального бурения скважин и бурения боковых горизонтальных стволов. С использованием высокого технологического и кадрового потенциала республики налажен выпуск необходимого нефтепромыслового оборудования, не уступающего по качеству лучшим мировым образцам.

***Удмуртские ноу-хау в области тепловых и термополимерных методов***

Многолетние комплексные научно-исследовательские и опытно-промышленные работы коллектива ОАО «Удмуртнефть» совместно с учеными отраслевых институтов по совершенствованию систем и способов разработки сложнопостроенных нефтяных месторождений увенчались успехом. Созданы и промышленно освоены принципиально новые высокоэффективные, энерго- и ресурсосберегающие технологии увеличения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти из карбонатных коллекторов, не имеющие аналогов в мировой нефтяной практике. Технологии успешно прошли промысловые испытания и получили широкое промышленное внедрение. В основу технологий положено тепловое воздействие на пласт, заключающееся в циклическом попеременном вводе в пласт теплоносителя и холодной воды (с формированием волнового теплового фронта) в строго расчетных пропорциях с созданием в пласте «эффективной температуры». При многократном повторении расчетных циклов «пар-холодная вода» активизируется вытеснение нефти из поровых блоков (матриц) трещиновато-пористого пласта, что в целом приводит к увеличению нефтеизвлечения из залежи. Этот метод получил название импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ). Другое не менее важное преимущество импульсно-дозированного теплового воздействия заключается в его энергосбережении, достигаемом за счет ограничения объема, вводимого в пласт теплоносителя уровнем прогрева пласта до эффективной температуры. При использовании метода ИДТВ в периоды нагнетания холодной воды теплогенерирующие установки используются для теплового воздействия на других элементах залежи, что дает возможность не только уменьшить число парогенераторных установок, но и интенсифицировать охват пласта тепловым воздействием.

Практический опыт разработки Гремихинского нефтяного месторождения показал, что себестоимость добычи нефти при достижении конечного коэффициента нефтеизвлечения и использовании технологии ИДТВ ниже, чем при естественном режиме и заводнении, в результате чего стало возможным рентабельное применение теплового метода воздействия на залежь даже при существующих ценах на нефть.

На основе совершенствования метода ИДТВ разработан ряд тепловых технологий, отличающихся режимом воздействия теплоносителя на нефтяную залежь. Так, например, импульсно-дозированная технология с паузой ИДТВ(П), обладая всеми положительными свойствами ИДТВ, имеет несколько отличающийся механизм увеличения нефтеизвлечения из неоднородных коллекторов.

В другой технологии – теплоциклического воздействия на пласт (ТЦВП) – создан и внедрен единый технологический процесс комплексного теплового воздействия на пласт через систему нагнетательных и добывающих скважин. Технология разработана применительно к площадным системам размещения скважин.

Разработаны и внедрены новые высокоэффективные технологии термополимерного воздействия на залежи вязкой нефти (ТПВ), при которых механизм увеличения нефтеотдачи определяется комплексным влиянием различных факторов: снижением вязкости нефти, интенсификацией капиллярной пропитки, увеличением охвата пласта вытесняющим агентом и др. Для повышения сопротивляемости полимерного раствора деструкции добавляется химреагент (метацид), который также способствует более глубокому проникновению рабочего раствора в пласт. Кроме того, эта технология позволяет сократить расход дорогостоящего полимера (полиакриламида). На основе термополимерного метода разработаны и другие способы воздействия на пласт.

Как показала практика, в условиях разработки сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти новые технологии воздействия на карбонатный пласт дают значительно больший эффект в комплексе с технологиями обработки призабойных зон (ОПЗ) пласта. В этой связи созданы и внедрены в производство новые патентозащищенные технологии повышения производительности скважин:

- технология обработки призабойной зоны на основе жидкофазного окисления легких углеводородов;
- метод щелевой разгрузки пород призабойной зоны скважины;
- технология солянокислотного воздействия на призабойную зону пласта в динамическом режиме;
- технология повышения продуктивности скважин, осложненных отложениями высокомолекулярных углеводородных соединений;
- способ термохимического воздействия с образованием в призабойной зоне высокореактивной смеси.

Комплексное решение проблемы обеспечения нормальной работы системы «пласт-скважина» особенно важно в условиях трудноразрабатываемых месторождений. Одновременное совокупное воздействие на пласт и призабойную зону оказывает благотворное влияние на увеличение текущей добычи нефти и конечную нефтеотдачу разрабатываемых месторождений.

Широкое внедрение разработанных технологий повышения нефтеотдачи пластов не могло бы дать хороших результатов без соответствующего технического обеспечения. С самого начала внедрения тепловых и термополимерных технологий остро встал вопрос о необходимости создания и орга-

низации выпуска отечественного нефтепромыслового оборудования с высокими технико-экономическими показателями. В этой связи в ОАО «Удмуртнефть» построены и введены в эксплуатацию цех по производству супертонкого базальтового волокна, необходимого для термоизоляции паропроводов и нефтепромыслового оборудования, цех по выпуску термоизолированных насосно-компрессорных труб с использованием технологии глубокой вакуумной изоляции. По своим технологическим характеристикам эти трубы не уступают зарубежным аналогам, а стоимость их значительно ниже. Совместно с заводами оборонного комплекса города Ижевска освоен выпуск высококачественных термостойких пакеров. Для термополимерных технологий разработана, изготовлена и внедрена принципиально новая установка по приготовлению полимерного раствора высокого качества. Совместно с Воткинским машиностроительным заводом и фирмой N-Fab (США) создано совместное предприятие по выпуску парогенераторов. По своим техническим характеристикам новые парогенераторы не уступают зарубежным аналогам.

Широкомасштабное промышленное внедрение новых технологий проводилось на следующих месторождениях Удмуртии:

- термоциклических – на Гремихинском месторождении;
- термополимерных – на Мишкинском, Лиственском и Северо-Ижевском месторождениях;
- повышение производительности скважин на основе новых технологий обработки призабойной зоны – на всех 22-х разрабатываемых месторождениях.

Суммарная дополнительная добыча нефти за счет внедрения этих технологий по состоянию на январь 1999 года составила более 10 млн т.

### ***Горизонтальные скважины***

Разработка месторождений с применением горизонтальных скважин (ГС) ведется в ОАО «Удмуртнефть» с 1992 года. Первая горизонтальная скважина в Удмуртии пробурена на Мишкинском месторождении. Сразу же был получен дебит в 4 раза выше соседних вертикальных скважин. Плановое опытно-промышленное бурение ГС начато в 1994 году. В настоящее время пробурено и работает 62 ГС. Наибольшая эффективность была достигнута на Мишкинском месторождении, где коллекторами являются карбонатные породы, характеризующиеся высокой послойной и зональной неоднородностью и сравнительно низкими коллекторскими свойствами. Пористость в среднем составляет 16%, проницаемость 0,213 мкм<sup>2</sup>. Средняя нефтенасыщенная толщина – 7,5 м – изменяется по площади от 1 до 24 м. Коллекторы насыщены высоковязкой нефтью.

Выполненными технико-экономическими расчетами подтверждена высокая технологическая и экономическая эффективность горизонтально-го бурения на Мишкинском месторождении. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1,5 млн тонн, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) – на 2,9%. Анализ работы пробуренных скважин показал устойчивость дебита и отсутствие их прогрессирующего обводнения. Начальный дебит по горизонтальным скважинам оказался более чем в 7 раз выше по сравнению с вертикальными.

В значительно худших геологических условиях бурились горизонтальные скважины на Южно-Киенгопском месторождении. Верейский горизонт представлен чередованием терригенных и карбонатных коллекторов. Продуктивные нефтенасыщенные пласты имеют небольшие эффективные толщины (в среднем 2,9 м). Проницаемость составляет 0,128 мкм<sup>2</sup>, пористость – 0,17, нефтенасыщенность – 0,734, плотность нефти – 836 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – 3,8 мПа·с. Средний дебит по горизонтальным скважинам составил 15 т/сут, что на 10–12 тонн выше, чем в вертикальных скважинах. В условиях данного месторождения была доказана возможность получения достаточно больших технико-экономических эффектов бурения ГС на продуктивные пласты малой толщины (2–3 м).

Неплохие результаты были получены при бурении ГС и на Гремixinском месторождении, залежи нефти которого характеризуются вязкими и высоковязкими нефтями. Продуктивность ГС в 2–4 раза выше продуктивности работающих соседних вертикальных скважин. Положительные результаты были получены и на других месторождениях Удмуртии (Чу-тырско-Киенгопском, Ончугинском, Кезском).

Анализ результатов бурения всех ГС показал, что их продуктивность значительно выше, а обводненность ниже, чем у вертикальных скважин в аналогичных геологических условиях. Кроме того, отмечено увеличение периода стабильной работы скважин с начальным дебитом. Средний дебит по всем пробуренным ГС на месторождениях Удмуртии составил 13,5 т/сут, в то время как по всему действующему фонду скважин в ОАО «Удмурт-нефть» этот показатель составляет всего лишь 3,8 т/сут. Следует также отметить, что преимущества бурения ГС не исчерпываются лишь дополнительно добытой нефтью. Необходимо также иметь в виду, что при этом значительно снижается техногенное воздействие на окружающую среду. Для добычи одного и того же объема нефти в 2–4 раза снижается количество скважин, а значит, сокращается сеть нефтепромысловых коммуникаций и, следовательно, возможное число порывов; обеспечивается сохранность полей, лесов и водоемов; открывается возможность вести разработку месторождений, залегающих под реками, озерами, заповедниками и т. д.

В ОАО «Удмуртнефть» намечена большая программа не только по значительному увеличению объема бурения горизонтальных скважин, но и по совершенствованию технологии их проводки, сокращению затрат на их строительство. Реализации этой программы будет предшествовать целый комплекс исследовательских работ, направленных на уточнение геологического строения продуктивных горизонтов, их выработанности, выявлению невыработанных нефтенасыщенных целиков и т. д.

### ***Боковые горизонтальные стволы скважин***

Одной из проблем поздней стадии разработки нефтяных месторождений является высокая обводненность добываемой продукции в результате воздействия целого комплекса факторов за длительный период эксплуатации скважин. К основным из них можно отнести систему разработки с использованием различных вариантов заводнения, коллекторские свойства пластов, высокие депрессии на пласт при насосной добыче нефти и т. д. По этим причинам многие скважины достигли предельной степени обводненности, когда дальнейшая добыча нефти из них становится нерентабельной.

Кроме того, залежи нефти в Удмуртии, как правило, сложнопостроенные, разбиты на несколько пропластков и имеют разную характеристику по проницаемости.

В этой связи, несмотря на проведение ряда геолого-технических мероприятий (поинтервальные кислотные обработки, дополнительная перфорация слабопроницаемых пропластков и т. д.) на поздней стадии разработки в отдельных пропластках остаются значительные неизвлеченные запасы нефти. Сегодня в действующем фонде «Удмуртнефти» находятся почти 4 тысячи скважин, из которых более 25% относятся к высокообводненным (обводненность более 90%). Кроме того, по причине низкого дебита нефти в сочетании с высоким содержанием воды в бездействующем фонде и консервации находятся 350 скважин. Для перевода этих скважин в категорию рентабельных проводится ряд геологотехнических мероприятий – ремонтно-изоляционные работы, обработка призабойной зоны пласта, щадящие режимы депрессий на призабойную зону пласта и т. д. Как показал опыт, одним из наиболее радикальных методов повышения продуктивности таких скважин с одновременным снижением обводненности продукции, а главное с целью доизвлечения остаточной нефти из невыработанных пропластков является зарезка боковых горизонтальных стволов (БГС). Такой метод при предварительном изучении околоскважинного пространства пласта и правильном выборе направления горизонтальной части ствола скважины не только значительно снижает обводненность



нефти за счет отхода забоя бокового ГС от конуса обводнения, но и, как правило, восстанавливает первоначальный дебит, что практически равноценно бурению новой вертикальной скважины. Затраты же на такие работы значительно меньше, поскольку горизонтальная часть бурится с уже ранее пробуренного вертикального ствола скважины.

Результаты бурения боковых горизонтальных стволов показали, что дебиты скважин в них становятся равными первоначальным (при вводе скважин после бурения с вертикальным стволом), а в ряде скважин превосходят их в 1,5–2 раза. Средний срок окупаемости затрат на проведенную операцию составляет около 2 лет.

Говоря о достигнутых положительных результатах разработки месторождений с применением горизонтальных скважин, следует обратить внимание на неиспользованные потенциальные возможности этого метода. На пути к еще большему успеху лежат нерешенные проблемы как научного плана, так и технического оснащения буровых бригад современным оборудованием и целым комплексом навигационных приборов. Необходимо более глубокое изучение нефтенасыщенных залежей с использованием последних достижений промысловой геофизики – например, трехмерной сейсморазведки – и создание по их результатам геологических и геолого-математических моделей разработки месторождений. Отсутствие современной геофизической аппаратуры для исследования горизонтальных участков ствола скважины, основанных на методах БК, ЯМК, АК, импульсно-нейтронных методах, не позволяет получить достоверную информацию по стволу скважины. Для проведения качественных промысловых исследований в горизонтальной части ствола скважины, таких как определение интервалов притока жидкости, источников обводнения, замер давления в различных точках горизонтального участка, состава жидкости по профилю притока, требуется специальное аппаратное оснащение.

### *Техническое перевооружение*

Широкомасштабное внедрение горизонтального бурения поставило проблему технического перевооружения буровых бригад ОАО «Удмуртнефть». Учитывая большую потребность в новом современном оборудовании, а также с учетом высокой стоимости зарубежного оборудования для бурения горизонтальных скважин, целесообразным было признано создание специализированных совместных предприятий с использованием иностранных технологий. С российской стороны были привлечены оборонные заводы Удмуртской Республики с их высокой технической оснащенностью и кадровым потенциалом.

Первое совместное российско-американское предприятие было зарегистрировано в ноябре 1996 года с известной американской компанией «SWACO». Продукция СП – высокопроизводительные и малогабаритные системы очистки бурового раствора, гидравлические забойные двигатели с изменяемой геометрией. Кроме того, данное предприятие оказывает сервисные услуги по ремонту и технической поддержке выпускаемого оборудования. Производство оборудования размещено на Воткинском машиностроительном заводе.

В декабре 1996 года было зарегистрировано совместное российско-американское предприятие по выпуску буровых долот с алмазным оснащением рабочей части. Учредителями его выступили ОАО «Удмуртнефть», государственное производственное объединение «Воткинский машиностроительный завод», а также американская фирма «Diamond Products International».

Первая партия долот изготовлена в мае 1997 года. На сегодняшний день освоены и выпущены долота нескольких типоразмеров и диаметров. Результаты испытания алмазных долот на месторождениях ОАО «Удмуртии» показали их высокую эффективность. Если проходка на 3-шарошечное отечественное долото составляет 35–45 м, то на долото СП «УДОЛ» – 850–900 м.

В апреле 1997 года в республике зарегистрировано совместное российско-канадское предприятие по выпуску нефтепромыслового оборудования. С российской стороны учредители остались те же, с канадской – фирма по производству нефтяного оборудования «DRECO». Совместным предприятием намечен выпуск мобильных буровых установок грузоподъемностью 160 и 200 тонн. Отличительной особенностью буровых установок является простота сборки, небольшие габариты и маневренность при большой грузоподъемности. Сама буровая мачта представлена двумя секциями с телескопическим выходом и размещена на подвижной платформе. Применение отечественных квадратных профилей вместо трубных позволяет значительно уменьшить вес конструкций, а значит, значительно экономить металл без снижения прочностных характеристик. Конструкция предусматривает существенное улучшение условий работы буровых бригад в самых суровых климатических условиях. Она обладает высокой проходимостью в условиях бездорожья и по сыпучему грунту.

Буровые насосы, выпускаемые этим же СП, также отвечают всем требованиям мирового машиностроения. Они могут применяться для нагнетания тампонажных смесей при цементировании скважин, гидравлическом разрыве пластов, гидроструйной перфорации, при бурении горизонтальных скважин и т. д.

Выпускаемое буровое оборудование изготавливается в основном из отечественного высококачественного материала и отвечает всем требованиям мировых стандартов.

После выхода совместных предприятий на проектную мощность ОАО «Удмуртнефть» сможет не только полностью обеспечить свои потребности по оснащению буровых бригад и цеха по повышению нефтеотдачи, но и выйти на внутренний рынок сбыта.

Организация новых масштабных производств нефтепромыслового оборудования решает не только актуальные задачи нефтедобывающей отрасли, но и в не меньшей мере социальные вопросы Удмуртской Республики, основными из которых является сохранение рабочих мест в незагруженных производством заводах оборонного комплекса, а также поступление в бюджет республики дополнительных финансовых средств.

Созданные удмуртскими нефтяниками новые технологии и отечественное оборудование при их масштабах внедрения позволят добывать сотни миллионов тонн нефти на уже обустроенных разрабатываемых месторождениях России.

*Б. М. Сучков. «Добыча нефти из карбонатных коллекторов». Москва-Ижевск», 2005.*

## Ж

**ЖДАНОВ Станислав Анатольевич** – Первый заместитель генерального директора Всероссийского нефтегазового НИИ им. академика А. П. Крылова, д.т.н., профессор, член ЦК по разработке нефтяных месторождений Минтопэнерго РФ, член экспертного Совета ВАК, заслуженный работник нефтегазовой промышленности России.

*Научные интересы:* разработка нефтяных месторождений с применением методов увеличения нефтеотдачи, доработка заводненных нефтяных пластов, новые процессы нефтеизвлечения.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**ЖЕЛТОВ Юрий Петрович** – Заведующий лабораторией научных основ повышения нефтеотдачи ИПНГ РАН и Госкомобразования РФ, д.т.н, профессор, член ЦК по разработке нефтяных и газовых месторождений Минтопэнерго, член Российского Национального комитета по мировым нефтяным конгрессам, почетный нефтяник, лауреат премии Совета Министров СССР.

*Научные интересы:* системы разработки нефтяных месторождений; гидравлический разрыв пласта и деформации горных пород; новые технологии извлечения нефти; проблемы подземной нефтегазовой гидромеханики.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

# 3

**Забалансовые запасы** – запасы полезных ископаемых, использование которых в настоящее время экономически нецелесообразно или технически или технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Забойное давление (1)** – давление в пласте у забоя действующей скважины при установившемся режиме ее работы.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Забойное давление (2)** – давление флюида на забое эксплуатируемой скважины; характеризует энергию, обуславливающую подъем жидкости или газа в стволе скважины. Рассчитывается по формуле. Забойное давление работающей скважины называется динамическим, остановленной – статическим (давление длительно простаивающей скважины называется пластовым).

В связи с тем что продуктивные пласты залегают не только горизонтально, З. д. в гидродинамических расчетах обычно приводят к какой-либо горизонтальной плоскости, учитывая давление столба пластовой жидкости между этой плоскостью и забоем. В соответствии с этим различают истинное и приведенное З.д. З.д. измеряют в основном глубинным манометром.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

## **Заводнение пластов при разработке месторождений**

Заводнение нефтяных месторождений применяют с целью вытеснения нефти водой из пластов и поддержания при этом пластового давления на заданном уровне.

В настоящее время заводнение – самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В СССР свыше 90% всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В США из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти. Наиболее часто применяемые виды заводнения: внутриконтурное при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и законтурное. Используют также очаговое и избирательное заводнение. Технологически заводнение осуществляется следующим образом. Очищенную от примесей воду с помощью насосов высокого давления, установленных на насосной станции, закачивают в нагнетательные скважины, располагаемые на площади нефтеносности (внутриконтурное заводнение) или вне ее (законтурное заводнение). Воду нагнетают одновременно в несколько скважин (куст). Поэтому и насосные станции, применяемые с целью осуществления заводнения нефтяных пластов, называют кустовыми насосными станциями. К качеству воды, закачиваемой в пласт, предъявляют следующие требования. В среднем принято, что количество взвешенных частиц в ней не должно превышать 5 мг/л для низкопроницаемых и 20 мг/л для высокопроницаемых пластов. Давление на устье нагнетательных скважин в процессе заводнения пластов поддерживают обычно на уровне 5–10 МПа, а в ряде случаев – 15–20 МПа. Так как проницаемости в призабойных зонах отдельных скважин неодинаковы при одном и том же давлении на устье, расход закачиваемой в различные скважины воды различный. Теория заводнения нефтяных пластов показывает, что расход воды, закачиваемой в нагнетательную скважину, согласно закону Дарси, должен быть пропорциональным перепаду давления. Однако фактически, согласно опытным данным, он нелинейно зависит от перепада давления, причем при незначительных его значениях зависимость близка к линейной (рис. 1), но при

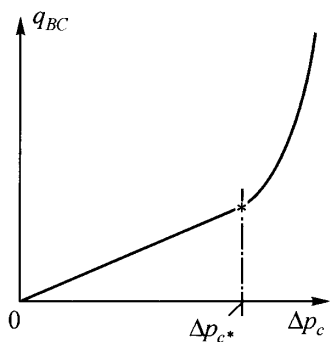


Рис. 1. Зависимость расхода воды, закачиваемой в скважину, от перепада давления

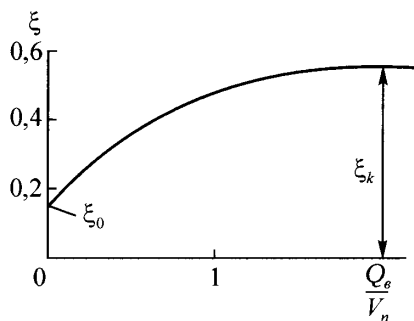


Рис. 2. Зависимость текущей нефтеотдачи от удельной закачки воды

некотором перепаде давления  $\Delta p_c$  расход  $q_{вс}$  начинает резко увеличиваться. Это происходит по той причине, что при перепаде давления в призабойной зоне скважины раскрываются трещины, и эффективная проницаемость пласта в этой зоне резко возрастает. При разработке нефтяных месторождений с применением заводнения из добывающих скважин вначале получают практически чистую нефть, т. е. безводную продукцию, а затем, по мере роста объема закачанной в пласт воды, начинают вместе с нефтью добывать воду.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Загрязнение (биологическое)** – привнесение в экосистему чуждых ей видов организмов.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Загрязнение почвы** – накопление в почве веществ и организмов в результате антропогенной деятельности в таких количествах, которые понижают технологическую, питательную и гигиеническую ценность выращиваемых культур и качество других природных объектов.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Заиливание** – отложение приносимых водой наносов в оросительных каналах, водохранилищах и др. водных объектах со стоячей и медленно текущей водой;

– отложения в речной пойме паводковых наносов или овражного аллювия.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Закачка газа в пласт.** Необходимыми условиями успешного осуществления процесса закачки газа в пласты с целью повышения нефтеотдачи яв-

ляются те же, что и при заводнении, а именно: непрерывность и однородность продуктивного коллектора и достаточно высокое остаточное нефтенасыщение. Однако выразить эти условия количественным путем не представляется возможным. С экономической стороны однородность пласта при нагнетании газа не является уже столь необходимым условием эффективности процесса, как при заводнении. Пролет газа в эксплуатационные скважины сопровождается малым количеством вытесняемой нефти, а между тем снабжение и компримирование газа стоит довольно дорого.

Эксплуатационные расходы, которые возрастают при каналообразовании в пласте для процесса заводнения, увеличиваются и при пролете газа через пласт. Однако при заводнении пласта, когда вода прорывается в эксплуатационные скважины, расходы по извлечению жидкости из скважины возрастают, а при пролете газа повышенные газонефтяные факторы не отражаются на эксплуатационных расходах. Высокая насыщенность пласта связанной водой и низкая его нефтенасыщенность могут также явиться благоприятными факторами при выборе процесса нагнетания газа по сравнению с закачкой воды. Остаточная нефтенасыщенность пласта при закачке газа имеет несколько отличное значение, чем при процессе заводнения. В последнем случае это есть разница между остаточным нефтенасыщением в начале закачки воды в пласт и величиной его — примерно 25–30%, которая может иметь место после затопления последнего, учитывая при этом эффективность заводнения. Полученная величина определяет собой ожидаемую суммарную добычу нефти от закачки воды. При закачке газа остаточная нефтенасыщенность определяет рост газонасыщения перед тем, как газонефтяные факторы становятся слишком велики для получения дальнейшей нефтеотдачи. Так, рост газонасыщения с 30 до 40% соответствует одинаковой суммарной нефтеотдаче пласта: при начальном нефтесодержании 35% и водонасыщенности 35% или же при начальной нефтенасыщенности 50% и водонасыщенности 20% для одинаковой пористости в обоих случаях. Закачка газа может оказаться вполне успешной при первых условиях нефте- и водонасыщенности и оказаться неудачной, если газ закачивать в породу с той же остаточной нефтенасыщенностью 35% и водонасыщенностью 20%. Как показывает рассмотрение теории в параграфе 9.7, газовые факторы при установившемся состоянии прохождения газа через пласт растут экспоненциально с ростом насыщения пласта свободным газом. Однако при высокой водонасыщенности пласта (45% или выше) низкое нефтенасыщение, сохранившееся в пласте в результате механизма вытеснения при режиме растворенного газа, не дает дополнительной нефтеотдачи при закачке газа в пласт ввиду плохой подвижности нефти в пластовых условиях. Когда водонасыщенность пласта



мала, то возможная суммарная нефтеотдача при заводнении обычно выше по сравнению с закачкой газа. Но с практической стороны нагнетание газа в пласт и в этом случае обладает некоторыми экономическими преимуществами при достаточном газоснабжении, так как закачку газа можно проводить в старых скважинах при скромных расходах на ремонт, с небольшим риском и малыми капиталовложениями. Закачку газа в пласт обычно проводят, не прибегая к специальным сеткам размещения скважин. Прирост суммарной добычи в результате закачки газа в пласт даже при успешных результатах бывает значительно меньшим по сравнению с результатами, получающимися при заводнении пластов. Начальная реакция пласта на закачку газа отмечается обычно спустя 1–6 мес. после начала работ по нагнетанию, а пик нефтедобычи наблюдается на второй год. Получающийся пик не превосходит двойной величины начального дебита пласта до производства работ по закачке при атмосферном давлении.

Высокие давления при нагнетании газа интенсифицируют нефтеотдачу. Однако можно ожидать, что количество вытесняемой нефти из пласта на единицу объема газа в стандартных условиях будет в этом случае меньше по сравнению с закачкой газа при низких давлениях. Недостатки, связанные с применением низких давлений, компенсируются повышенной суммарной нефтеотдачей. Если же эффективность местного вытеснения нефти из пористой среды возрастает, как показывают лабораторные опыты, при повышенных градиентах давления, то дополнительная добыча от закачки газа при высоком давлении будет еще выше. Имеются данные, указывающие на рост нефтеотдачи в естественных условиях от применения высоких градиентов давления.

*М. Маскет. Физические основы технологии добычи нефти. Институт компьютерных технологий, 2004.*

**Закон Дарси** – линейный закон фильтрации, по которому скорость фильтрации жидкости при ламинарном режиме потока пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости пластовой жидкости.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Законтурное заводнение** – способ разработки нефтяных месторождений, при котором поддержание или восстановление баланса пластового давления осуществляется закачкой воды в нагнетательные скважины, расположенные за внешним контуром нефтеносности (по периметру залежи). Расположение нагнетательных скважин относительно последнего определяется крутизной залегания выдержанного продуктивного пласта; расстоянием

между нагнетательными скважинами в линии нагнетания, между внешним и внутренним контурами нефтеносности и первым рядом добывающих скважин; соотношением вязкости нефти и воды. Кроме того, необходимо обеспечивать относительно равномерное продвижение воды к центру залежи с целью уменьшения возможности прорыва нагнетаемой воды в отдельные участки залежи. Наиболее эффективно применение З. з. на относительно небольших месторождениях, пласты которых сложены однородными породами с хорошей проницаемостью, не осложнены нарушениями и содержат маловязкую нефть. Типичный пример З. з. – эксплуатация Бавлинского месторождения в Татарстане, где этот процесс был осуществлен полностью. З. з. применяют также в сочетании с другими видами заводнения.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Залежь (углеводородов)** – естественное скопление нефти, газа, газоконденсата в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывной из непроницаемых пород (ГС, 1978).

**Запасы категории А** – запасы залежи или его части. Подсчитываемые в процессе ее разработки, изученные с детальностью, обеспечивающей полное определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности продуктивных пластов, качественного и количественного составов нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов и других параметров, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки: режим работы залежи, давление, гидро- и пьезопроводность, коэффициент продуктивности залежи и др.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Запасы категории В** – запасы залежи (или ее части), характеризующиеся следующим: нефтегазонасыщенность установлена на основании получения промышленных притоков нефти или горючих газов в скважинах на различных гипсометрических отметках и наличие благоприятных промыслово-геофизических данных и керна; форма и размеры залежи, эффективная нефтегазонасыщенная мощность, характер изменения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенность продуктивных пластов. Основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены прибли-

женно, но в степени, достаточной для проектирования разработки залежи; горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов в пластовых и поверхностных условиях изучены детально; по нефтяной залежи проведена пробная эксплуатация отдельных скважин; по газовой залежи установлено отсутствие нефтяной оторочки или определена ее повышенная ценность.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Запасы категории  $C_1$**  – запасы залежи, характеризующиеся следующим: нефтегазоносность установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или горючих газов в отдельных скважинах (часть скважин может быть опробована испытателем пластов) и благоприятных промыслово-геофизических данных в ряде других скважин (также запасы части залежи, тектонического блока, примыкающих к площадям с запасами более высоких категорий); условия залегания нефти или горючих газов установлены проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, коллекторские свойства продуктивных пластов и другие параметры изучены по отдельным скважинам или приняты по аналогии с более изученной частью залежи и соседними разведочными месторождениями.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой)*

**Запасы категории  $C_2$**  – запасы нефти и горючих газов, наличие которых предполагается на основании благоприятных геологических и геофизических данных в отдельных неразведанных полях, тектонических блоках и пластах изученных месторождений, а также запасы в новых структурах, оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований в пределах нефтегазоносных районов.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Запасы полезных ископаемых** – количество полезных ископаемых в недрах Земли, установленных по данным геолого-разведочных работ или в процессе разработки месторождений.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Запасы разведанные** – балансовые и забалансовые запасы категорий А+В+С<sub>1</sub>, апробированные ЦКЗ отраслевых министерств или утвержденные ГКЗ, находящейся в разработке или подготовленной для промышленного освоения.

Балансовые и забалансовые запасы, которые в той или иной степени достоверно выявлены в результате проводимых исследований и геологических работ в основном подготовлены для последующей их разработки и доразведки.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Запорные устройства** – предназначены для перекрытия проходных отверстий в фонтанной арматуре и устьевом оборудовании, делятся на:

- проходные пробковые краны типа КППС с уплотнительной смазкой;
- прямоточные задвижки с однопластинчатым (типа ЗМС1) и двухпластинчатым (типа ЗМАД) шиберными затворами с принудительной или автоматической подачей смазки, пневматическим дистанционным или автоматическим управлением.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Зарезка второго ствола** – начало бурения в имеющемся стволе скважины второго наклонно направленного ствола.

**Затрубное давление** – давление жидкости (газа) в кольцевом пространстве эксплуатационной скважины между обсадной и подъемной колоннами насосно-компрессорных труб, в процессе бурения – давление между открытым стволом скважины и наружным диаметром колонны буровых труб. Характеризует динамический уровень скважины (нефтяной или водяной). Измеряется с помощью манометра.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Защита среды** – комплекс международных, государственных, региональных и локальных административных, правовых, технологических, экономических, плановых, управленческих, социальных, политических и общественных мероприятий, направленных на охрану окружающей человека среды в целом или природной среды обитания людей.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Земля** – важнейшая часть окружающей природной среды, характеризующаяся пространством, рельефом, климатом, почвенным покровом, растительностью, недрами, водами, являющаяся главным средством производства в сельском и лесном хозяйстве, а также пространственным базисом для размещения предприятий и организаций всех отраслей народного хозяйства.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Зона кольтатации** – прилегающая к скважине часть пласта, в поры которого проникли частицы дисперсной фазы промывочной жидкости;

– заполнение микротрещин и пор коллекторов в призабойной зоне скважины глинистым или цементным раствором, а также утяжелителями.

*Б. М. Сучков. Энциклопедический сборник статей и терминов по нефтепромысловому делу.*

**Зона отбора жидкости** – часть площади эксплуатационного объекта, разрабатываемого в условиях естественного напора краевых вод, законтурного заводнения или «разрезания» на блоки или площади, которая ограничена линиями, проходящими за пределами внешних рядов добывающих скважин на расстоянии, равном принятому расстоянию между скважинами.

*(Близк.: И. Г. Пермяков. 1959; М. А. Жданов и др. 1970).*

**Зона отсутствия влияния закачки** – участки пласта, в пределах которых влияние закачки практически не наблюдается и при механизированной добыче происходит постоянное снижение пластового давления и дебитов скважин (в связи с полным экранированием участков, удалённостью от нагнетательных скважин или недостаточным объёмом нагнетаемой воды) *(И. П. Чаловский. 1977).*

# И

**ИВАНОВА Минадора Макаровна** – профессор кафедры ГАНГ им. И. М. Губкина, д-г.-м.н, лауреат Ленинской премии, заслуженный геолог РСФСР, почетный нефтяник, заслуженный работник газовой промышленности. Награждена 2-мя орденами Трудового Красного Знамени, орденом Знак Почета, 5-ю медалями, лауреат премии им. акад. И.М. Губкина.

*Научные интересы:* промыслово-геологическое изучение залежей нефти по данным разведки и в процессе разработки для эффективного использования недр.

*Горная энциклопедия. Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**ИГРЕВСКИЙ Валерий Иванович** – Советник вице-президента Российской Академии наук (РАН), главный специалист АОЗТ «РОСПАНИнтернешнл», главный научный сотрудник НТЦ РАН, заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР, Почетный разведчик недр, Почетный работник нефтяной и газовой промышленности, изобретатель СССР, Почетный работник газовой промышленности, награжден 6-ю правительственными орденами и 5-ю медалями, тремя золотыми медалями ВДНХ СССР.

*Научные интересы:* промышленные геолого-разведочные работы на нефть и газ, геофизика, разработка новой техники и технологии, ликвидация аварийных нефтегазовых фонтанов.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика» – Москва – Санкт-Петербург, 2000.*

**Идеальные газы** – газы, более или менее точно подчиняющиеся законам Бойля–Мариотта и Гей–Люсака, которые полностью справедливы лишь при достаточном разрежении газа, когда частицы его настолько удалены одна от другой, что можно пренебрегать силами их взаимодействия и занимаемой ими части объема.

Газы, характеризующиеся отсутствием межмолекулярных сил взаимного притяжения и бесконечно малым объемом самих молекул.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Избирательное заводнение** – разновидность внутриконтурного заводнения, предусматривающая целенаправленный выбор местоположения нагнетательных скважин с учетом деталей геологического строения продуктивного горизонта для обеспечения максимальной интенсификации разработки при минимальном влиянии зональной неоднородности на нефтеотдачу.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Избыточное пластовое давление** – разница между значениями пластового давления в нефтяной или газовой залежи над гидростатическим давлением при той же абсолютной отметке.

– Превышение пластового давления над пластовым водяным давлением на данной отметке в нефтяной или газовой залежи (ГС, 1978).

– Пластовое давление, значение которого лежит в интервале между нормальным гидростатическим и нижним пределом аномально высокого давления (В. М. Добрынин, В. А. Серебряков, 1978).

**Извлекаемые запасы** – запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и региональном использовании современной техники и технологии.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Измерение физических параметров при исследовании скважин.** Основные задачи глубинных измерений:

- измерение значения физической величины на определенной глубине в данный момент времени (исследования при установившихся процессах фильтрации);
- регистрация изменения величины во времени (исследования при неуставившихся режимах фильтрации);
- регистрация изменения величины по стволу скважины по глубине (определение геотермического градиента и температурных аномалий, послойное исследование и др.).

Скважинные приборы по способу выдачи сигнала измерительной информации разделяются на две категории:

- автономные, в которых сигналы регистрируются (запоминаются) непосредственно в скважинном приборе;
- дистанционные, обеспечивающие передачу сигнала по кабелю на поверхность и регистрацию показаний в наземной аппаратуре.

Автономные скважинные приборы широко применяют при измерении и регистрации давления и температуры во времени, а также при опробовании скважин с помощью испытателей пластов. Дистанционные измерительные устройства используют в основном для измерения расходов, температуры, состава жидкости, а также для одновременного измерения нескольких параметров, связанных с регистрацией их изменения по стволу скважины.

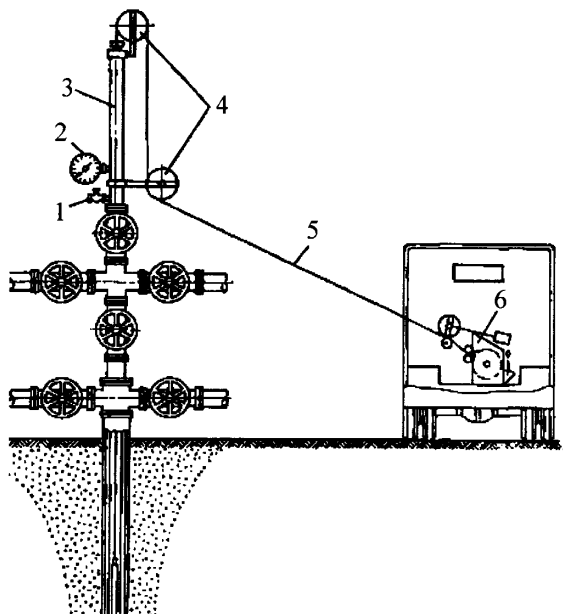


Рис. 1. Оборудование устья фонтанной скважины для проведения глубинных измерений: 1 – кран; 2 – манометр; 3 – лубрикатор; 4 – ролик; 5 – проволока; 6 – лебедка; 7 – прибор

Автономные приборы содержат измерительные преобразователи и регистрирующие устройства. Показания регистрируются пишущим пером на диаграммном бланке, перемещаемом с помощью специальных часовых приводов разных типов или усиленных часовых приводов. Записи на диаграммных бланках обрабатывают с помощью различных приспособлений



для линейных измерений: микроскопов, компараторов и отсчетных столиков. Наиболее широко применяют полевые компараторы типа К-7, предназначенные для обработки диаграмм автономных приборов класса 0,4. При градуировке приборов диаграммы записи обрабатывают на универсальных микроскопах или лабораторных компараторах. Полевые компараторы снабжены лупами часового типа с четырех- или десятикратным увеличением.

Для спуска приборов в скважины с избыточным давлением на устье применяют специальные устройства-лубликаторы, устанавливаемые на фонтанной арматуре (см. рис. 1).

Лубликатор обычно представляет собой трубу, имеющую на одном конце сальник для уплотнения проволоки или кабеля, на котором прибор спускается в скважину. Перед началом спуска прибор помещают в лубликатор, а затем открывают буферную задвижку и начинают спуск.

Для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с повреждением брони кабеля или образованием узлов на проволоке, применяют устройства, устанавливаемые между лубликатором и фонтанной арматурой. Это устройство УЛА-1 (см. рис. 2) состоит из корпуса, гидроцилиндров 2, поршней 3 с обратными клапанами 4 и каналами 5, эластичных уплотнителей 6 и металлических вкладышей 7. На штоке одного из поршней 3 установлена пружина 8. Корпус снабжен отводным каналом 9 с иглой 10. В рабочие полости гидроцилиндров 2 подается давление, под действием которого поршни 3 начинают сближаться. При соприкосновении торцов эластичных уплотнителей 6 обратные клапаны 4 открываются и рабочая жидкость через каналы 5 поступает в зазор между торцами поршней и эластичным уплотнителем, кото-

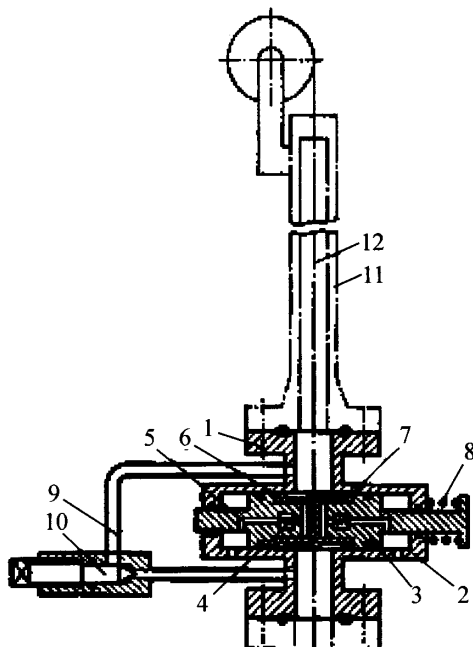


Рис. 2. Устройство УЛА-1

рый надежно зажимает проволоку или кабель 12 и обеспечивает герметизацию полости лубрикатора 11. С помощью этого устройства можно также проводить ловильные работы в скважине, не прибегая к ее глушению. Ловильный инструмент вместе с пойманной проволокой (кабелем) подтягивают до упора в лубрикатор. Затем, уплотнив оставшуюся часть проволоки, снижают давление в лубрикаторе до атмосферного и продолжают подъем проволоки (кабеля), устранив предварительно причины аварийных ситуаций.

*И. Т. Миценко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2003.*

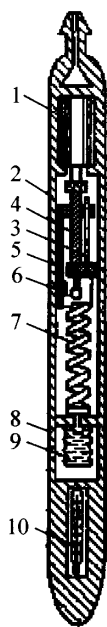


Рис. 1. Схема геликсного манометра: 1 – часовой привод; 2 – каретка; 3 – направляющая; 4 – ходовой винт; 5 – бланк; 6 – пишущее перо; 7 – геликс; 8 – корпус прибора; 9 – сильфон; 10 – термометр

**Измерение давления в скважине.** Для прямых измерений давления применяют скважинные манометры геликсного и пружинно-поршневого типов, а также газонаполненные дифманометры.

Автономные манометры геликсного типа (рис. 1) применяют для измерения высоких давлений (до 150 МПа) при повышенных температурах в скважине (160–400 °С). В настоящее время для исследования скважин выпускают нормальный ряд геликсных манометров типа МГН-2, а также манометры МГИ-1М и МГИ-3, предназначенные для опробования скважин с помощью трубных испытателей пластов. Принципиальная схема манометра приведена на рис. 1. Измеряемое давление в скважине передается через разделительный сильфон 9 жидкости, заполняющей внутреннюю 3 полость системы – сильфон – геликс. Под действием этого давления свободный конец геликса 7 поворачивается на угол, пропорциональный измеряемому давлению. Угол поворота конца пружины регистрируется на бланке, вставленном в каретку 2, которая перемещается поступательно по ходовому винту 4, вращаемому часовым приводом.

Манометры МГН-2 снабжены двумя сменными ходовыми винтами с разным шагом и редуктором, что обеспечивает получение четырех масштабов записи времени без смены часового привода.

Манометры МГИ-1М и МГИ-3 снабжены гидровыключателями, предназначенными для включения часовых приводов после спуска испытателя пластов на заданную глубину. Поэтому во время продолжительного спуска испытателя пластов давление во времени может не регистрироваться.

В манометрах МГН-1 (см. рис. 2) и МПМ-4 (см. рис. 3) вращение поршня осуществляется электродвигателем, питаемым от батарей сухих

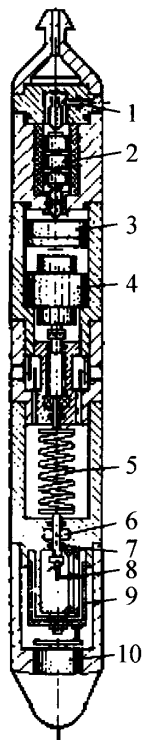


Рис. 2. Автономный манометр МГН-1 с вращающимся поршнем: 1 – гидровыключатель; 2 – блок питания; 3 – электронный прерыватель; 4 – электродвигатель; 5 – цилиндрическая пружина; 6 – поршень; 7 – уплотнительное кольцо; 8 – пишущее перо; 9 – барабан с диаграммным бланком; 10 – часовой привод



Рис. 3. Автономный манометр МПМ-4 с вращающимся поршнем

элементов. Поршень манометра МСО-5, предназначенный для бросаемых опробователей пластов, приводят во вращение усиленным часовым приводом 211-ЧП.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Измерение расходов жидкости и газа в скважине.** Одной из основных задач при исследовании многопластовых объектов, является получение информации о распределении притоков жидкости и газа по каждому вскрытому пласту и построение по этим данным профилей притоков или поглощения нефти и воды. Послойные исследования проводят с помощью скважинных расходомеров (дебитометров), влагомеров и плотномеров. С их помощью оценивают гидродинамические характеристики каждого из пластов, совершенство их вскрытия, а также долю участия пласта в общей добыче нефти по месторождению и величину их текущей и конечной нефтеотдачи. Наибольшее распространение получили измерительные устройства с дистанционной передачей показаний. Различают беспакерные и пакерные приборы. Беспакерные расходомеры применяют для исследований высокодебитных скважин, а также нагнетательных скважин при сравнительно больших расходах воды. Пакерные приборы снабжены специальными пакерующими устройствами, предназначенными для направления всего или некоторой части потока через канал, в котором размещен чувствительный элемент. Пакерные расходомеры обладают более высокой чувствительностью и обеспечивают возможность измерения небольших расходов (2–5 м/сут).

Метрологические характеристики пакерных расходомеров зависят в большой степени от значения и стабильности коэффициента пакеровки  $k_n$ , определяемого соотношением:

$$k_n = \frac{Q_n}{Q_n + Q_a},$$

где  $Q_n$  – расход жидкости, проходящей через калиброванный канал прибора;  $Q_a$  – расход жидкости, протекающей вне канала.

Чем больше коэффициент  $k_n$ , тем больше точность и чувствительность расходомера. Чувствительность всего расходомера прямо пропорциональна чувствительности первичного преобразователя и коэффициенту пакеровки. Вместе с тем чем больше коэффициент пакеровки, тем меньше максимальный расход, измеряемый прибором, так как одновременно уве-

личивается перепад давления и выталкивающая сила, действующая на прибор. В скважинных расходомерах применяют управляемые пакеры зонтичного и фонарного типов, раскрываемых с помощью двигателей, а также пакеры, раскрываемые с помощью насосов (абсолютные пакеры).

Для измерения расходов жидкости и газа широко применяют дистанционные расходомеры с тахеометрическими преобразователями, которые обладают рядом положительных качеств: большим диапазоном измеряемых расходов (1:10), простой конструкцией преобразователя скорости вращения чувствительного элемента в электрический сигнал и сравнительно небольшим влиянием параметров среды (плотность, вязкость) на показания прибора. Измерительный преобразователь скважинного расходомера РГД-2М состоит (см. рисунок) из турбинки 8, на оси которой укреплен магнит 7, и магнитоуправляемого контакта (прерывателя), размещенного в герметичной камере. При вращении турбинки контакт замыкает и размыкает электрическую цепь питания скважинного преобразователя с частотой, пропорциональной скорости ее вращения, а следовательно, и объемному расходу жидкости или газа.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти, Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Изобарный процесс** – термодинамический процесс, протекающий при постоянном давлении в системе (образова-

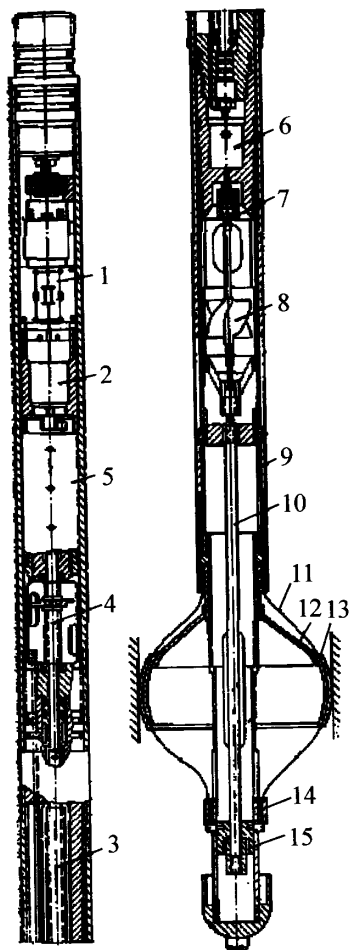


Рис. 1. Скважинный расходомер РГД-2М: 1 – электронный блок; 2 – электродвигатель; 3 – редуктор; 4 – промежуточный ходовой винт; 5 – основной ходовой винт; 6 – прерыватель; 7 – магнитная муфта; 8 – турбина; 9 – труба; 10 – тяга; 11 – пружины пакера; 12 – диафрагма; 13 – манжета; 14 – подвижная втулка; 15 – крестовина

ние пара в паровом котле, подогрев воздуха в паровоздушном калорифере и многие процессы в химической и других отраслях промышленности).

**Изогипсы** – линии, соединяющие на карте точки определенной подземной поверхности, расположенные на одинаковом вертикальном расстоянии от уровня моря (сокр. М. А. Жданов).

**Изопахиты** – изолинии мощности (толщины) геологических отложений какого-либо возраста или состава на карте.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Изотермы** – изолинии температуры (воздуха, воды, нефти) на карте.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Изохоры** – изолинии вертикальных расстояний между двумя поверхностями подземного рельефа.

– Линии, соединяющие точки с равными вертикальными расстояниями между ранее установленным опорным горизонтом и тем горизонтом, по которому требуется построить структурную карту (СГН, 1958).

**Изотермический процесс (изотермный)** – термодинамический процесс, который протекает при постоянной температуре системы (кипение) химически однородной жидкости и химически однородного кристаллически твердого тела, при постоянном внешнем давлении.

**Имплозионное воздействие испытателем пласта на трубах ИПТ.** Основано на использовании энергии пласта (депрессии) и гидростатической энергии столба жидкости в скважине (репрессии) при использовании ИПТ в импульсном режиме. Эффективность метода в сочетании с кислотной обработкой достигает 80%. А при уплотнении перфорации и разогрева с помощью ТХГВ до 90%.

Работы с помощью кабельных технологий комплексного воздействия на продуктивные пласты выполняются геофизическими предприятиями. Подготовка скважины осуществляется в соответствии с действующими положениями и техническими инструкциями. Для производства работ требуется каротажный подъемник с геофизическим кабелем, лаборатория перфорационной станции, устройства для волнового воздействия, свабы и устьевое оборудование с сальниковым устройством.

Ниже приводится один из вариантов использования трубного пластоиспытателя для ОПЗ скважин (см. рис. 1.).

Принцип воздействия на призабойную зону скважины заключается в следующем. Осуществляют пакерование скважины в интервале перфорации. Затем через впускной клапан пластоиспытателя сообщают надпакерную (межтрубную) полость с пустыми трубами. Скважинную надпакерную жидкость через перфорационные каналы, находящиеся выше пакера, продавливают через породы призабойной зоны пласта за пакером и перфорационные каналы ниже пакера к фильтру компоновки пластоиспытателя. Заполняют трубы, на которых спущен пластоиспытатель в скважину. Одновременно с продавливанием скважинной жидкости в подпакерную зону из пласта за счет пластовой энергии эжекционных эффектов пластовый флюид интенсивно отбирается из призабойной зоны. Таким образом, происходит расформирование зоны проникновения фильтрата бурового раствора и восстановление гидродинамической связи пласта со скважиной. Способ испытан и применен на месторождениях Татарстана.

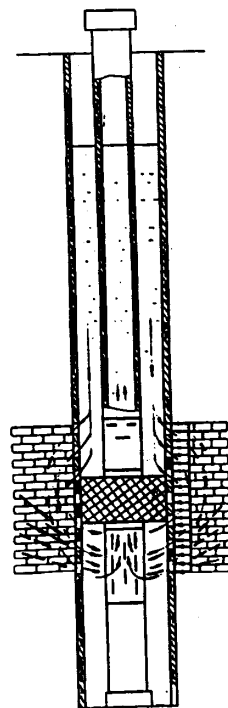


Рис. 1

*Способ очистки призабойной зоны пласта от загрязнений путем свабиrowания.*

Технология свабиrowания предусматривает работы по понижению уровня столба жидкости в эксплуатационной колонне до получения пластового флюида. Технология реализуется за счет использования специального свабирующего устройства с самопакерующим элементом, спускаемого в скважину на тросе или каротажном кабеле.

В качестве свабы могут быть использованы различные конструкции. На месторождениях Татарстана и Удмуртии подразделением ПО «Татнефтегеофизика» использованы свабы конструкции канадской фирмы Габерсон, а также свабами, изготовленными ГГП «Удмуртгеология».

В качестве тартального устройства используется каротажный подъемник. Свабиrowание осуществляется через лифт насосно-компрессорных

труб диаметром 2,5", фонтанную арматуру и лубрикатор. Работы выполнены на месторождениях Татарстана и Удмуртии. На скважинах отбиралось по 10–15 куб. метров жидкости в течение 15 часов. Коэффициент свабирования составляет от 0.6 до 0.7.

*Б. М. Сучков. Интенсификация работы скважин. – Москва–Ижевск, 2005.*

**Инвертная эмульсия** – буровой раствор, в котором дисперсионной средой является нефть, дизельное топливо, мазут и др., дисперсионной фазой – водные растворы солей (хлорида натрия, кальция и магния). И.э. применяют при бурении в сложных горно-геологических условиях (высокие температуры, неустойчивые породы), а также при первичном вскрытии продуктивных пластов с целью сохранения их естественной проницаемости. Образование и.э. происходит благодаря присутствию в системе поверхностно-активных веществ (ПАВ), эмульгаторов (эфиров, амидов, металлических мыл, оксиэтилированных продуктов и др.). В зависимости от температурных условий бурения различают: высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР термостойкий до 100 °С, в состав которого входят раствор хлористого кальция (52–56%), дизельное топливо (40%), эмульгатор (эмульта, 1–2%) и структурообразователь (смад, 2–4%; бентонит 1–2%); термостойкий (до 180 °С). Следует отметить, что инвертные эмульсии бывают различного состава в зависимости от целевых назначений. Готовят И. э. путем интенсивного перемешивания входящих в состав ингредиентов.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Ингибирование (биологическое)** – подавление роста и развития биоты под действием биотических и абиотических факторов.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Ингибирование** – процесс подавления, торможения химической реакции. При бурении скважин И. проводится для повышения стабильности технологических свойств буровых растворов в условиях агрессивного воздействия на них температуры, минерализованных пластовых вод и легко набухающих горных пород, а также для сохранения устойчивости стенок скважин, сложенных водочувствительными глинами. Технология И. включает



многокомпонентную химическую обработку бурового раствора путем введения коагулирующих агентов, хлорида кальция или калия (гипса, извести), регуляторов pH (едких натра или калия), понизителей вязкости (лигносульфатов или нитролигнина), понизителей водоотдачи (карбоксилметилцеллолозы или конденсированной сульфатно-спиртовой барды). В зависимости от горно-геологических условий бурения применяют различного типа ингибированные буровые растворы. Для бурения в набухающих пластичных глинах при температуре до 100 °С. повышающих вязкость растворов, используют известковый раствор (известь 0,5–1%, каустическая сода 0,2–0,3% и понизитель вязкости до 1%), при температуре 150–180 °С – гипсовый раствор (гипс до 1%, понизитель вязкости – 1% и понизитель водоотдачи 1–2%). Бурение в глинистых сланцах, аргиллитах, склонных к осыпаниям и обвалам при увлажнении фильтратов бурового раствора, проводят с применением хлоркальциевого раствора (хлористый кальций 1–1,5% или хлористый калий 3–6%, едкий натр, понизитель вязкости 0,5–1%, понизитель водоотдачи 2–3%). При добыче нефти и газа И. используется для замедления коррозии, гидратообразования, соле-и парафиноотложения в скважине.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Ингибирование гидратообразования** – вещества, предотвращающие гидратообразование углеводородных газов при их добыче, транспорте и подземном хранении, а также в процессе первичной обработки нефти и газа. Введение И.г. в поток влажного газа изменяет энергию взаимодействия между молекулами воды, вследствие этого снижается давление паров воды над ее поверхностью, что приводит к уменьшению равновесной температуры гидратообразования. Воздействуя непосредственно на отложения гидратов, И.г. также снижают давление паров воды над ними и вызывает постепенное разложение гидратов. В качестве И.г. применяют спирты (метанол, моно- и триэтиленгликоли) и ограниченно водные растворы хлористого кальция. Ингибиторы вводятся в поток газа перед участком возможного гидратообразования. Ввод осуществляется централизованно – от одной установки на сборном пункте в группу скважин, промысловые коммуникации и технологические аппараты (с помощью дозировочного насоса) или индивидуально – в каждый объект (насосом либо самотеком). Максимальный эффект достигается при постоянном поступлении ингибиторов (независимо от схемы ввода) с помощью форсунок (в распыленном состоянии). Регенерация отработанных И.г. проводится методом ректификации (для метанола и гликолей) или упариванием (для раствора хлористо-

го кальция). Перспективно использование в качестве И.г. продуктов нефтехимического производства (полипропиленгликоль), а также применение комплексных ингибиторов. Последние предназначены для предупреждения гидратообразования и коррозии, а также солеотложения.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Ингибитор** – вещество, замедляющее протекание химических реакций или прекращающее их, а также вещество, тормозящее биологические процессы. *ГОСТ21507-81/ПС.*

**Индукционный каротаж** – геофизический метод исследования в скважинах, основанный на измерении магнитного поля вихревых токов индукционных в горных породах. Скважинный снаряд для индукционного каротажа включает генераторную, фокусирующие и приемную катушки. Расположенные коаксиально. Переменный электрический ток частотой 10–20 кГц, пропускаемый по генераторной катушки, создает магнитное поле, которое индуцирует вихревые токи в горных породах, окружающих скважину. Под действием магнитного поля этих токов (вторичное поле) в приемной катушке возникает Э.Д.С., величина которой зависит от удельной электрической проводимости горных пород. Для устранения влияния магнитного поля генераторной катушки на приемную применяют компенсирующие элементы (например, катушки, магнитное поле которых противоположно полю генераторной катушки). Полезный сигнал с приемной катушки поступает на усилитель, расположенный в скважине, затем по кабелю на поверхность, где регистрируется.

И.к. используется для изучения удельного электрического сопротивления горных пород, выявления в разрезе нефтенасыщенных пластов, исследования тонкослоистых разрезов. Преимущество И.к. по сравнению с другими видами электрического каротажа в том, что питающее и приемное устройства не требуют непосредственного контакта с буровым раствором и стенкой скважины, это позволяет применять его в сухих или не проводящих буровой раствор скважинах (например, на нефтяной основе, пресной воде).

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Инжектор** – струйный насос для нагнетания газов, паров и жидкостей в различные аппараты, резервуары и трубопроводы, а также сжатия паров и газов. Принцип работы И. основан на преобразовании кинетической

и тепловой энергии рабочего потока в потенциальную энергию смешанного (рабочего и инжектируемого) потока. Достоинство И. – отсутствие движущихся частей, возможность повышения давления инжектируемого потока без непосредственной затраты механической энергии, простота конструкции и обслуживания, а также надежность его работы. Первый И. для питания водой паровых котлов изобретен французским конструктором А. Жиффаром в 1858. В зависимости от агрегатного состояния взаимодействующих сред различают И. равнофазные (газо-, паро-, водоструйные), разнофазные (газоводяные, водогазовые) и изменяющейся фазности (пароводяные, водопарагазовые). И. состоит из рабочего сопла, приемной и смесительной камер и диффузора. Приемная и смесительная камера соединяются при помощи конфузора. Поток рабочей среды с большой скоростью поступает из сопла в приемную камеру, где за счет разности давлений и поверхностного трения всасывает и увлекает за собой инжектируемую среду низкого давления. В смесительной камере происходит выравнивание скоростей потока сред, сопровождающееся, как правило, повышением давления. Смешанный поток направляется в диффузор, где происходит дальнейший рост давления и преобразование кинетической энергии потока в потенциальную, необходимую для нагнетания или транспортирования смеси по трубопроводу. Давление смешанного потока на выходе из диффузора имеет промежуточное значение между давлением рабочего и инжектируемого потоков.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Инжекция** – процесс непрерывного смешения двух потоков веществ и передача энергии инжектируемого (рабочего) потока инжектируемому с целью его нагнетания в различные аппараты, резервуары и трубопроводы.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Инженерная геодезия** – раздел ГЕОДЕЗИИ, в котором рассматриваются методы, техника и организация геофизических работ для решения народно-хозяйственных и инженерных задач. Часто вместо «инженерная геодезия» употребляют термин «прикладная геодезия». Основные задачи И.г.: создание научно-обоснованных программ и схем построения опорных геодезических сетей. Разработка методов и приборов для изыскания. Разбивки и наблюдения за устойчивостью инженерных сооружений.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Инженерно-геологические изыскания** – проводятся с целью разработки технически обоснованных и экономически целесообразных решений при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов с учетом требований по рациональному использованию геологической среды. И.-г.и. являются составной частью инженерных изысканий, которые обеспечивают взаимную увязку проектных решений с геологическими условиями местности и предшествуют всем видам строительства.

Программа изыскательных работ составляется на основании технического задания, выдаваемое проектировщикам.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984*

**Инженерно-геологические исследования** – комплекс работ, направленных на изучение взаимодействия разных видов инженерной деятельности с геологической средой. И.г.и. выполняются в соответствии с теоретическими положениями и общей методологией ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ.

В задачу И.г.и. входит изучение строения толщ пород подземных вод, параметров геофизических полей (гравитационного, геотермического и электромагнитных и др.), механических свойств пород, характера и интенсивности геологических процессов. Исследования включают инженерно-геологические съемки разных масштабов, геофизические работы, проходку скважин и горных выработок с определением пород и подземных вод, полевые опытные работы по изучению механических свойств пород (различные виды, статические нагрузки и др).

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Инклинометр** – прибор для определения зенитного угла и азимута искривления буровой скважины с целью контроля ее пространственного положения. По методам измерений И. делятся на две группы: непосредственных измерений, основанных на действии силы тяжести, геомагнитного поля, гироскопического эффекта или на применении телезондирования; косвенных измерений – на использовании методов ориентирования с поверхности, сейсмических, радиолокационных, магнитометрических методов и др. Непосредственное измерение азимута осуществляют в основном приборами с магнитной стрелкой, с индукционной bussолью или гироскопическим И. Косвенное измерение производят электромагнитными или электрическими приборами, опускаемыми в скважину только ориентированно относительно поверхности. Замеры регистрируются непосредственно И.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Инклинометрия** – определение пространственного положения ствола буровой скважины путем непрерывного измерения инклинометрами. По данным замеров угла и азимута скважины, а также глубины ствола в точке замера строится план (инклинограмма) – проекция оси скважины на горизонтальную плоскость и профиль – вертикальная проекция на плоскости магнитного меридиана, геологического разреза по месторождению, проходящего через исследуемую скважину.

Наличие фактических координат бурящихся скважин дает основание судить о качестве проводки скважин и точно определять точки пересечения скважиной различных участков геологического разреза, т. е. установить правильность бурения в заданном направлении, что позволяет правильно оценить запасы месторождений по данным буровой разведки и выбрать рациональную систему их разработки.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Интенсивность загрязнения** – общий уровень содержания или скорость поступления загрязнителей в среду.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Испарение** – парообразование, происходящее на свободной поверхности жидкости и твердого тела.

Испытание пластоиспытателем на трубах – оценка нефтегазоносности пластов в процессе бурения скважин путем их поинтервального исследования с помощью комплекса испытательных инструментов (КИИ), спускаемого на трубах, с установкой пакера в кровле испытываемого объекта, позволяющего выполнить: возбуждение притока жидкости и газа, отбор пластовых проб, проведение гидродинамических исследований для определения пластового давления, коэффициентов продуктивности, гидропроводности, пьезопроводности, температуры и др.

**Использование сточных вод для поддержания пластового давления.** Сточные воды состоят из пластовых (около 83%); пресных – порядка 12% и ливневых вод (около 5%).

На всех нефтяных месторождениях нефтяной отрасли пластовых вод извлекается примерно столько же, сколько добывается нефти. Поэтому решение проблемы использования пластовых вод позволяет:

- 1) сократить расход пресной воды;
- 2) предотвратить загрязнение водоемов;
- 3) сохранить проницаемость продуктивных пластов, содержащих глинистые частицы и алевролиты, так как эти породы, имеющие в своем составе соли, при контакте с водой практически не разбухают;
- 4) увеличить коэффициент нефтеотдачи за счет лучшей отмывающей способности сточных вод, содержащих деэмульгаторы.

Однако утилизация сточных вод связана с целым рядом затруднений:

- 1) необходимостью достижений определенной степени очистки сточных вод, предназначенных для нагнетания в продуктивные пласты;
- 2) необходимостью строительства сложных и дорогих очистных сооружений;
- 3) возникновением интенсивной коррозии и эрозией на стенках трубопроводов и оборудования, установленного в системе заводнения.

Для предотвращения и развития коррозии применяются различного рода ингибиторы, а также лакокрасочные покрытия (лаки, эпоксидные смолы) внутренних поверхностей водоводов и оборудования, что увеличивает срок их службы до 3–5 лет вместо 6–8 месяцев без покрытия.

Физико-химическая характеристика сточных вод во многом зависит от принятой системы разработки месторождения. Если принята схема поддержания пластового давления путем нагнетания пресной воды в пласт, сточные воды постепенно опресняются, в результате изменяется физико-химическая характеристика их и, в частности, изменяется показатель pH.

Основными коррозионными агентами пластовой воды являются растворенные в ней соли различного состава: кислород, сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  и двуокись углерода  $\text{CO}_2$ .

Скорость коррозии металла в контакте с агрессивными водами может характеризоваться двумя показателями: или мм/год или потерей массы, выраженной в г/(ч·м<sup>2</sup>). Следует отметить, что в пластовых водах часто содержатся различные микроорганизмы (сульфат-восстанавливающие бактерии, железобактерии и др.), способствующие образованию сероводородных соединений, отлагающихся на стенках труб и уменьшающих пропускную способность.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Искривление скважин** – отклонение скважин в процессе бурения от заданного направления, вызываемого геологическими условиями (сланцевость, трещиноватость, анизотропия горных пород, разнородные геологические условия, пустоты и др.), особенностями технологии бурения (способ и режим бурения, частота вращения породоразрушающего инструмента, режим промывки и качество промывочного раствора и др.) и техническими условиями (применение бурильных компоновок неоптимальных размеров, плохого качества и др.). Величина И.с. определяется с помощью инклинометров и достигает нескольких метров.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Истинное пластовое давление** – давление, замеренное в различных по площади точках залежи в середине пласта или у поверхности, проходящей посередине пласта.

**Историческая геология** – наука, изучающая историю и закономерности геологического развития Земли. Задачами И.г. является реконструкция и систематизация естественных этапов развития земной коры и биосферы, выяснение общих закономерностей развития Земли и движущих сил историко-геологического процесса. И.г. опирается на данные стратиграфии, палеонтологии, литологии, петрологии, геохимии, тектоники, региональной геологии и геофизики.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**История развития мировой нефтедобычи.** Воспроизведение ежегодных статистических сведений за прошедшие почти полтора столетия было бы очень громоздким; поэтому ограничимся сообщением только выборочных статистических данных, но для понимания вопроса и их пришлось привести немало. Обоснование выбора лет, по которым приводятся сведения в таблице 1, станет понятным при анализе этой таблицы.

В таблице 1 приводятся сведения о мировой нефтедобыче в сопоставлении с данными по двум странам: США и России (потом и СССР). За прошедшие 100 лет США занимали по годовым уровням добычи нефти первое место в течение большей части этого времени. Россия с самого начала занимала второе место, затем, в самом конце XIX века, на короткий срок – см. далее – вышла на первое место. В особо тяжелые для нашей страны периоды гражданской войны, первые годы после революции, в годы Отечественной войны и в первые годы после ее окончания Россия, а затем СССР опускались по уровням добычи нефти на третье место в ми-

Таблица 1

**Добыча нефти в мире в млн. т. Добыча в США и в России (потом в СССР) приведена в % к величинам мировой нефтедобычи**

Годы	Добыча нефти в мире в млн т	Добыча нефти в % к мировой добыче	
		в России	в США
1859	0,001	—	100
1860	0,069	—	98,0
1861	0,292	—	97,9
1862	0,423	—	97,8
1863	0,379	1,6	92,9
1864	0,315	2,8	90,5
1865	0,372	2,5	90,6
1870	0,794	4,2	89,3
1880	4,11	9,3	86,2
1890	10,5	36,8	58,8
1895	14,2	48,8	50,2
1896	15,6	45,6	52,7
1897	16,7	45,3	48,8
1898	17,1	50,0	43,6
1899	18,0	51,5	42,7
1900	19,8	54,0	43,3
1901	22,9	52,3	40,8
1902	24,9	46,7	48,0
1903	26,7	41,6	50,7
1910	44,9	25,1	68,9
1916	62,7	17,3	64,7
1917	68,9	12,8	65,6
1918	69,0	6,0	69,5
1919	76,1	5,8	67,0
1920	94,3	4,1	63,3
1921	105	3,6	60,6
1922	118	3,9	63,7
1929	204	6,7	66,6
1930	193	9,6	62,7
1931	188	11,9	59,4
1937	279	10,2	61,8
1938	272	11,1	60,2
1939	286	10,6	59,6



Продолжение табл. 1

Годы	Добыча нефти в мире в млн т	Добыча нефти в % к мировой добыче	
		в России	в США
1940	294	10,6	62,0
1941	304	10,9	62,2
1942	287	7,7	65,1
1943	309	5,8	65,7
1944	355	5,1	63,7
1945	356	5,5	64,9
1946	376	5,8	62,2
1950	521	7,3	51,1
1960	1051	14,1	33,0
1965	1515	16,0	25,3
1970	2290	15,4	20,7
1975	2654	18,5	15,5
1978	2999	19,0	14,3
1979	3122 max (относит.)	18,8	13,5
1980	2975	20,3	14,3
1982	2660	23,0	16,0
1983	2648 min (относит.)	23,3	16,1
1985	2683	22,2	16,4
1988	2934	21,3	13,7
1989	2980	20,4	12,6

ре. Однако начиная с 50-х годов темпы развития нефтедобычи в нашей стране были более высокими не только чем в среднем по миру, но и чем в большинстве стран.

В зарубежных статистических справочниках о *мировой* добыче нефти, принималось, что 1 т нефти соответствует ее объем, равный 7,3 барреля в 1975 г. – и на первое место по уровням добычи всех жидких углеводородов (ЖУВ). Это первенство СССР удерживал более 15 лет.

Последние сведения отвечают на вопросы: почему в таблице 1 годовые уровни добычи нефти в мире сопоставляются с уровнями добычи только в двух странах – США и России (потом СССР) и почему выборочно подбирались именно эти годы.

Статистические данные для табл. 1 собирались в лаборатории по изучению и обобщению зарубежного опыта нефтедобычи (ЛИОЗО), организованной в Московском нефтяном институте имени академика И. М. Губ-

кина в 1965 г. (при содействии бывшего Председателя Госплана СССР Н. К. Байбакова) и продолжающей работать в настоящее время в том же институте, реорганизованном и переименованном ныне в Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. Такая лаборатория, проработавшая уже 36 лет, является единственной в нашей стране и по тематике, и по названию работы. Статистические сведения о мировой нефтедобыче заимствовались автором данной книги (инициатором создания лаборатории и ее бессменным научным руководителем до сего дня) и его сотрудниками из публиковавшихся данных об уровнях годовой добычи нефти и ее запасах в мире и по странам в справочниках и во многих номерах журналов. Основные сведения по России и по СССР брались в основном из различных выпусков справочника.

В таблице 1 величины мировой добычи нефти приведены в тоннах, а добычи нефти в России (потом СССР) и в США, также подсчитанные в тоннах, приводятся только в процентах по отношению к мировой добыче нефти. Конечно, если читатель данной книги пожелает получить сведения за любой год о добыче нефти в России (потом в СССР) и в США именно в тоннах, то он может легко определить эти сведения, пользуясь той же таблицей 1, в которой указаны соответствующие данные по России и США в процентах, но именно по отношению к указанным в той же таблице данным о мировой добыче в тоннах.

Проанализируем таблицу 1. В таблице все величины выражены с помощью не более трехзначных цифр и с точностью не более 0,001 млн т. Так, например, добыча нефти в мире в 1859 г. указана в таблице равной как раз 0,001 млн., т. е. 1 тыс. т. На самом же деле она была несколько меньшей, но при округлении величину добычи пришлось принять равной 1 тыс. т. Так как в указанных выше использованных в данной работе справочниках годовая добыча нефти в России в 1859–1862 гг. указывалась значительно меньше 1 тыс. т, то в соответствующие годы в таблице пришлось поставить прочерки. Кроме России и США небольшая добыча нефти в первые из рассмотренных в таблице годов была, конечно, и в других странах (например, в Румынии, Польше, Мексике), но сведения о них в табл. 1 непосредственно не отражены (т. к. соответствующие величины очень малы). Судя по величине 98-процентной добычи нефти в США, указанной в таблице, можно утверждать, что до этого года добыча нефти в России и в других странах не могла быть более 2 % от всей мировой добычи. Так как, например, в 1880 г. суммарная добыча нефти в России и США составляла 95,5 %, причем на долю России приходилось 9,3 %, то очевидно, что уже в 1898 г. никакая страна, кроме России, не могла занимать второе место по добыче нефти в мире. Прослеживая по табл. 1 после-

дующие годы, можно увидеть, что уже в 1898 г. Россия по уровню добычи нефти обогнала США, т. е. переместилась со второго места на первое. Это место Россия удерживала 4 года — вплоть до 1901 г. включительно. В США в начале XX века было открыто крупное нефтяное месторождение «Спиндлитоп» с фонтанирующими скважинами. Множество предпринимателей, работавших на этом месторождении, быстро его разбурили, что и вызвало быстрый рост добычи нефти в США, вновь занявшей с 1902 г. первое место в мире по уровням добычи нефти.

По табл. 1 хорошо видно, что особенно интенсивное падение добычи нефти в России началось с 1917 г. и продолжалось до 1922 г.; это объясняется начавшейся в стране революцией, сопровождавшейся гражданской войной. Только с начала двадцатых годов в России приступили к восстановительным работам и к внедрению плановой социалистической системы хозяйствования. С этого времени доля России в мировой нефтедобыче непрерывно повышалась (за исключением кратковременного периода Великой Отечественной войны) вплоть до конца 80-х годов. Проследивая по табл. 1 за непрерывно возрастающими с середины 60-х годов уровнями мировой нефтедобычи, нетрудно заметить происшедший после 1929 г. кратковременный ее спад. Этому способствовал разразившийся с 1930 г. экономический кризис. Его развитию в значительной степени способствовало открытие в 1930 г. крупнейшего в США нефтяного месторождения Восточный Техас, которое сразу же начали быстро эксплуатировать, что вызвало перепроизводство нефти в стране и ее сильное обесценивание. Отмеченные выше особенности развития мировой нефтедобычи в самый начальный период, в конце первого и в начале второго десятилетия XX века, в начале 30-х, в 70-е и 80-е годы достаточно хорошо поясняют выборочность из стопятидесятилетнего периода развития мировой нефтедобывающей промышленности именно тех лет, приведенных в табл. 1, с которыми связаны наиболее заметные особенности ее развития.

*Примечание.* Заметим, что с 1900 по 1970 гг. прошло 7 таких десятилетий, за пять из которых мировая добыча нефти возрастала вдвое или более чем вдвое, а за каждое из двух остальных — только несколько более чем в полтора раза. Поэтому есть основание допустить, что в течение указанных 70 лет мировая добыча нефти практически возрастала в геометрической прогрессии со знаменателем 2. Действительно, если принять такое допущение, то мировая добыча нефти — 19,8 млн т в 1900 г. — должна была бы вырасти к 1970 г. до 2534 млн т, что только на 10,7 % превосходит фактически достигнутый к 1970 г. уровень добычи в 2290 млн т. Объяснить такое преувеличение роста добычи нефти по закону геометрической прогрессии (со знаменателем 2) над фактическим ростом можно именно тем,

что, во-первых, за десятилетие с 1930 по 1940 гг. добыча выросла не вдвое, а только в 1,52 раза (из-за уже отмеченного выше экономического кризиса в тридцатых годах); во-вторых, с 1940 по 1950 гг. добыча выросла также не вдвое, а только в 1,53 раза.

Судя по табл. 1, уровень в 100 млн. т в мировой нефтедобыче был впервые достигнут в 1921 г., т. е. в 1921 г. мировая нефтедобыча была даже еще меньше добычи, достигнутой (максимальной) в 1975 г. только одним объединением в РФ — «Татнефтью».

Уровень в 1 млрд. т был впервые превзойден в мировой нефтедобыче в начале 60-х годов, а в 70-е годы добыча нефти в мире превзошла уже 3 млрд. т. Отмеченный бурный период развития мировой нефтедобычи за столетие, начиная с 1870 г., закончился в 70-е годы XX века. Для подтверждения этого приведем факты. А именно: за пятилетний период с 1965 по 1970 гг. мировая добыча нефти увеличилась в 1,51 раза, а за последующий пятилетний период с 1970 по 1975 гг. — только в 1,16 раза. За десятилетний период с 1960 по 1970 гг. мировая добыча нефти увеличилась в 2,17 раза, а в последующий десятилетний период, с 1970 по 1980 гг., — лишь в 1,30 раза. Начавшееся с 70-х годов замедление в росте мировой нефтедобычи указывало на возможное приближение ее величины к максимальной.

И действительно, относительный максимум годовой мировой нефтедобычи был зафиксирован в 1979 г. на отметке 3,122 млрд т — см. табл. 1. Последующее снижение годового уровня мировой нефтедобычи продолжалось только до 1983 г., когда был зафиксирован относительный минимум ее величины — 2,648 млрд т. После этого годовые уровни мировой нефтедобычи почти непрерывно (но не монотонно) поднимались и приблизились примерно к 3,4 млрд т к началу 2001 г. Так как до 1970 г. мировая нефтедобыча росла бурно, а с 1970 г. рост был медленным и после достижения относительного максимума в 1979 г. наступило четырехлетие падения мировой нефтедобычи, то автор данной работы (почти 20 лет тому назад) счел возможным разделить развитие мировой нефтедобычи на 2 периода: первый — с самого начала (с 1859 г.) до 1970 г.; второй — с 1970 г.

*Прогнозы в 70-х годах XX века дальнейшего развития мировой нефтедобычи*

Заметив явное замедление темпов роста мировой нефтедобычи, многие научные организации, фирмы, банки и отдельные специалисты опубликовали в 70-е годы прогнозы дальнейшего развития мировой нефтедобычи. Эти мало отличавшиеся друг от друга прогнозы сводились к тому, что после достигнутой в 1979 г. относительно максимальной добычи неф-

ти (3,122 млрд т) можно ожидать во все последующие годы увеличения мировой нефтедобычи не более чем на 15%. Т. е. из этих прогнозов следовало, что в конце XX – начале XXI века мировая добыча нефти может достигнуть своего абсолютного максимума, не превышающего 3,6 млрд. т.

Необходимо подчеркнуть, что запрогнозированная величина 3,6 млрд. т относится к годовой мировой добыче (в тоннах) только нефти, а не всех жидких углеводородов (ЖУВ). Смысл этого примечания станет понятен из дальнейших пояснений и из сопоставления табл. 1 и 4. Сказанное не противоречит, конечно, тому, что величина 3,6 млрд т и даже большие величины зафиксированы в табл. 4, но для добычи нефти – в млрд м<sup>3</sup>, а не в млрд т, и для добычи ЖУВ не только в млрд. м<sup>3</sup>, но и в млрд т, начиная с 1997 г.

Итак, пока, т. е. к началу XXI века, мировая добыча нефти, достигнув величины около 3,4 млрд т, превзошла относительный максимум нефтедобычи (3,122 млрд т в 1979 г.) на 8,9%.

Следовательно, спустя 20 лет после вышеупомянутых объявленных результатов прогнозирования роста *мировой* нефтедобычи, оказался вполне правдоподобными (мировая нефтедобыча уже через столь значительный срок пока еще не превзошла относительного максимума на 15%). Мировая добыча нефти продолжает расти, но сможет ли она превзойти (и когда) запрогнозированную величину 3,6 млрд т – по этому поводу теперь высказываются различные мнения, причем они пока настолько различны, что воспроизводить их нецелесообразно.

*В. Н. Щелкачев. Отечественная и мировая нефтедобыча (история развития, современное состояние и прогнозы). Москва, 2001.*

**Источник загрязнения** – хозяйственный или природный объект, производящий загрязняющее вещество.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Истощение нефтяной залежи** – уменьшение начальных запасов нефти в продуктивном пласте, связанное с ее добычей, сопровождается уменьшением пластовой энергии. Различают следующие разновидности режима И.н.з.: упруговодонапорный, газированной жидкости (режим растворенного газа), гравитационный и газонапорный. При упруговодонапорном режиме нефть извлекается из пласта за счет проявления энергии упруго сжатых пород и насыщающих их жидкостей, а также энергии напора краевых

вод пласта. Режим газированной жидкости возникает вслед за упруговодонапорным режимом при снижении пластового давления в залежи ниже давления насыщения нефти газом. А также в залежах, изолированных от окружающей пластовой системы. Приток нефти в этом случае обусловлен энергией расширения выделяющего из нефти газа. Гравитационный режим характеризуется вытеканием нефти из пласта под действием силы тяжести. Возникает обычно после разработки залежи в режиме газированной жидкости. Газонапорный режим наблюдается в залежах с естественной начальной или вторичной газовой шапкой. При благоприятных условиях (вязкость нефти 1–5 мПа·с, незначительная неоднородность пласта) в случае упругонапорного режима из пласта извлекается 50–70% содержащейся в нем нефти, при режиме газированной жидкости – 25–35%, гравитационном – 50–60%. Разработка месторождений в режимах истощения в основном неэкономична. Для повышения нефтеотдачи пласта и экономических показателей разработки месторождений применяют различные виды воздействия на нефтяные пласты, предотвращающих развитие их в залежах.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

# К

**Кавернозность** – наличие в горной породе каверн, сообщающихся между собой благодаря присутствию узких каналов (трещин и др.).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Каверны** – разновидность пустот в горных породах, преимущественно в карбонатных: ячейки, полости неправильной, иногда удлиненной формы, диаметром от долей мм до 2–3 см и более, имеющие преимущественно вторичное происхождение, реже образовавшиеся в процессе отложения пород (коллекторы рифовых массивов); в геолого-промысловой практике подразделяются на микрокаверны (поры растворения) и макрокаверны.

– Пустоты в горной породе неправильной или округлой формы размером более 1 мм, т.е. крупнее пор и мельче пещер, возникающие главным образом в результате растворения (карст), но могущие быть и другого происхождения.

– Пустоты в твердом теле, характеризующиеся размерами, при которых могут возникнуть очень малые капиллярные давления (обычно к кавернам относятся пустоты со средним радиусом более 1 мм).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Каверномер** – прибор для измерения поперечного размера скважины. К. состоит из скважинного прибора, спускаемого в скважину на каротажном кабеле, и наземной аппаратуры (каротажная станция). Применяется в основном с рычажным измерительным устройством, резисторными преобразователями линейных перемещений в электрический сигнал. В нефтяных и газовых скважинах в основном используются четырехрычажные К. Эти рычажки связаны с движками переменных резисторов. При спуске прибора в скважину рычажки сложены и зафиксированы защелкой, отпираемой электромагнитом, который управляется с поверхности импульсом тока от выпрямителя. При перемещении прибора вверх по стволу скважины нижние концы рычагов прижимаются к ее стенкам, а верхние переме-

щают движки резисторов, изменяя их сопротивления пропорционально отклонению нижних концов от оси прибора. Резисторы, связанные с противоположными рычагами, включены последовательно, и их суммарное сопротивление разделяется, детектируется и преобразуется в напряжения, пропорциональные измеряемым хордам. Запись этих напряжений в функции глубины скважины представляет собой две ее профилограммы, а их полусуммы кавернограмму. Диапазон измерения К., используемых при бурении нефтяных и газовых скважин. 100–760 мм, термобаростойкость 150 °С, 100 МПа, для геолого-разведочных – соответственно 70–350 мм., 80 °С, 24 МПа.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Кавернометрия** – метод геофизического исследования скважин, основанный на измерении поперечного размера скважин для оценки его объема при цементировании, выявление изменений сечения ствола и т. п. В общем случае сечение скважины не является круглым, поэтому при К. за его поперечный размер (условный диаметр) принимается диаметр круга, площадь которого равна площади сечения скважины плоскостью, перпендикулярной к ее оси. К. проводят с помощью КАВЕРНОМЕРОВ, спускаемых в скважину на каротажном кабеле.

Разновидностью К. является профилометрия, осуществляемая профилометрами. Эти приборы в отличие от каверномеров, снабжены двумя или несколькими независимыми друг от друга устройствами, позволяющими измерять соответственно две или несколько хорд сечения скважины, что дает возможность оценить не только размеры сечения, но и особенности его формы (например, наличие желобов).

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Кавитационный метод ОПЗ пласта.** Кавитационный метод воздействия на призабойную зону пласта, а также нефтяной пласт в целом давно привлекал внимание исследователей в этой области. При всей привлекательности кавитационных эффектов в силу больших энергий, выделяющихся в результате взрыва (калапса) газовых пузырьков при определенных условиях, метод сдерживался именно сложностью создания таких условий в призабойной зоне пласта.

В конце 90-х годов в печати все-таки появилась некоторая информация о кавитационных методах ОПЗ. Одной из них является статья Л. Х. Ибрагимова (ГАНГ им. И.М. Губкина) под названием «Интенсифи-



кация добычи нефти с применением генераторов затопленных турбулентных струй и адиабатных двухфазных потоков».

Сущность нового способа возбуждения разнообразных по величине ударных импульсом и колебаний давлений в широком диапазоне их частот состоит в том, что на основе образования газовой фазы в жидкостных системах с помощью специального устройства – кавитатора (пульсатора) на забое и призабойной зоне скважины последовательно создаются многочисленные газовые полости различного размера, «захлопывающиеся» под давлением. При «захлопывании» газовых пузырей происходит процесс интерференции многообразных по величине и частоте ударных импульсов давления, что способствует увеличению глубины и интенсивности обработки призабойной зоны скважины и пласта ударными волнами.

Не вдаваясь в дальнейшие подробности данного метода, следует отметить, что дальше теоретических аспектов возможности осуществления процесса кавитации и, возможно, стендовых испытаний некоторых конструкций кавитаторов дело не пошло. Было бы приятной неожиданностью и, безусловно, большим успехом узнать о результатах промыслового внедрения или хотя бы производственных испытаний метода в условиях скважин. В упомянутом источнике информации об этом ничего не сказано. В то же время следует отметить, что в других областях науки и техники дело обстоит гораздо успешней. Так, в производстве новых технологий получения многокомпонентных сред (эмульсий, суспензий, комбинированных систем, таких как воднобензиновых и др.) кавитационные технологии нашли более успешное применение. Применение кавитаций, позволяет достигать достаточно существенных положительных результатов в строительстве, теплоэнергетике и других отраслях науки и техники. Наиболее простым и успешным следует считать использование технологии упрочнения цементных смесей в строительстве для крепления буровых скважин, т. е. цементирования обсадных колонн. Увеличение удельной поверхности цемента в водной среде с помощью кавитационного диспергирования позволяет полнее использовать его потенциальные свойства – повышать прочность цементного камня крепи. Кавитация разрушает малопрочную первичную алюминатную крупнозернистую структуру цементного камня и увеличивает прочность цемента в 2–3 раза по сравнению с приготовленным раствором в обычных смесителях.

Что касается самих устройств кавитаторов, то по данным В. А. Кулагина, при его непосредственном участии созданы новые суперкавитационные технологические аппараты для использования в различных производствах, позволяющие снизить капитальные и эксплуатационные затраты и интенсифицировать производство в различных отраслях примерно на 30%.

(См. В. А. Кулагин «Методы и средства технологической обработки многокомпонентных сред с использованием эффектов кавитации». Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Красноярск, 2004 г.)

Технологическое применение эффектов кавитации, а также описание различного оборудования отражено в работах А. М. Балабышко, С. А. Есикова, А. К. Звездина, В. М. Ивченко, Л. И. Ивченко, Л. И. Мальцева и др.

*Б. М. Сучков. Интенсификация работы скважин. – 2005.*

**КАГАН Яков Михайлович** – вице-президент АО НТК «Славнефть», д.т.н., профессор, лауреат Государственной премии и премии Совета Министров СССР, заслуженный деятель науки и техники России, Почетный нефтяник.

*Научные интересы:* технология сбора, подготовки транспорта, продукции скважин на внутрипромысловых объектах; комплексные методы проектирования и индустриализации сооружения промысловых систем и коммуникаций.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**Кадастр** – систематизированный свод сведений, составляемых периодически или путем непрерывных наблюдений над соответствующим объектом о его количественных и качественных характеристиках.

*Различают земельный, водный, лесной, промысловый кадастры и др.*

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Капиллярная пропитка.** В неоднородных пластах возможны ситуации, когда при вытеснении несмешивающихся жидкостей влияние капиллярных сил на процесс вытеснения оказывается доминирующим. Важнейшим процессом подобного рода является капиллярная пропитка – самопроизвольное впитывание более смачивающей фазы в пористую среду, насыщенную другой фазой, без внешнего воздействия на какую-либо из жидкостей. Так обстоит дело, когда малопроницаемый блок породы, насыщенный нефтью, оказывается окруженным со всех сторон водой, продвигающейся по высокопроницаемым участкам. Тогда извлечение нефти из этого блока возможно лишь за счет капиллярной пропитки.

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: «Недра», 1984.*

**Капиллярное давление** – разность фазовых давлений, обусловленная различием в смачиваемости пористой среды фильтрующимися жидкостями.

– Разность давлений в капиллярном канале между обеими сторонами кривой контактной поверхности (мениска), разделяющей две жидкости и газ.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Капиллярные силы** – это разность давлений в несмачивающей (нефти) и смачивающей (воде) фазах, разделенных в поре мениском. Капиллярные силы – основная сила, удерживающая нефть в неоднородной пористой среде.

**Капитальный ремонт скважин** – особо сложные ремонтные работы в скважинах, связанные с выполнением смятых колонн, цементировкой забоя скважины с целью изоляции водных притоков или возврата на вышележащие горизонты, разбуриванием плотной слежавшейся пробки, ликвидацией сложных аварий и пр. (В. М. Муравьев, А. П. Крылов. 1949).

**Карбонатность пород** – наличие в обломочных породах-коллекторах больших или меньших количеств карбонатов натрия, калия, кальция, магния, железа и др. Кроме определения целесообразности проведения кислотных обработок, величина карбонатности используется для корреляции пластов, сопоставления различных пород по пористости, проницаемости, водонасыщенности.

Карбонатность пород определяется титрованием раствора  $\text{HCl}$  при взаимодействии его с карбонатами, а также по массе или объему выделившейся углекислоты.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Карбонатные коллектора** – коллектора, представленные карбонатными породами (разновидностями известняков, доломитов и промежуточными образованиями) с большим разнообразием пустот и их сочетаний, обладающие способностью к значительному улучшению фильтрационных и ёмкостных свойств при искусственном воздействии соляной кислотой и другими реагентами.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Каротаж**, основанный на определении упругих свойств горных пород по данным наблюдений за распространением в них упругих волн различных частот, позволяющий решать следующие задачи: литологическое расчленение и корреляцию разрезов скважин, стратиграфическую привязку отложений, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценку пористости пород, определение положения водо-нефтяного и газожидкостных контактов.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Каротажная станция** – установка для проведения полного комплекса геофизических исследований эксплуатационных и исследовательских буровых скважин. К.с. предназначена для спуска и подъема в скважины (глубиной 300–10000 м) на каротажном кабеле электрически и механически соединенного скважинного прибора, измерения параметров, характеризующих физические свойства горных пород (удельное электрическое сопротивление, радиоактивность, магнитные свойства и др.) и техническое состояние скважин. А также регистрации этой информации в функции глубины скважины. В каротажной станции с бортовой ЭВМ производится оперативная обработка данных в процессе или после каротажа.

К.с. подразделяют на самоходные, установленные в одном или двух транспортных средствах (автомобиле, вездеходе), и несамоходные (смонтированные в контейнерах). Аппаратура К.с. (лаборатории) состоит из силового трансформатора, источников питания аппаратуры скважинных приборов, различного набора из пультов электрического, радиоактивного, акустического методов геофизических исследований скважин, регистраторов, пульта управления и пульта контроля каротажа с датчиками глубины, напряжения и магнитных меток кабеля. По форме регистрации информации и системе управления К.с. подразделяют на аналоговые, цифровые и программно-управляемые от бортовой ЭВМ. Подъемник состоит из спуско-подъемного агрегата, на барабане лебедки которого намотан кабель (одно-, трех- или семижильный), кабеля укладчика и системы роликов для спуска кабеля в скважины. Спуско-подъемный агрегат приводится в движение от двигателя транспортного средства (в несамоходных К.с. – от дизеля или электродвигателя). В комплект К.с. входит также смоточное устройство для электрического соединения с промысловой сетью и датчиками и проявочное устройство (при использовании фоторегистраторов). Применяемые К.с. имеют от 2 до 8 каналов аналоговой регистрации и 6–16 – цифровой регистрации, мощность источников питания до 500 ВА, скорость подъема кабеля 10–10000 м/ч.

*Горная энциклопедия. Москва Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Карта изобар** – карта, представляющая собой нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий с равными значениями давлений и иллюстрирующая изменение по площади продуктивного пласта приведенного или истинного динамического давления на определенную дату и соответственно направление движения жидкости в каждой ее точке.

- Карта равных пластовых давлений.
- Нанесенная на план залежи система линий, соединяющих точки пласта с одинаковыми значениями давлений, приведенных к какой-либо определенной поверхности.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Карта мощности** – карта, показывающая закономерность изменения мощности определенного геологического подразделения (прослая, пласта, горизонта, эксплуатационного объекта).

- Карта, демонстрирующая распространение геологического подразделения в трёх измерениях и в зависимости от целей исследования составляемая в виде карты общей, эффективной, нефте(газо) насыщенной мощности (близк.: В. А. Долицкий, 1966).

**Карта разработки** – карта, иллюстрирующая текущее состояние разработки эксплуатационного объекта или отдельного его пласта на определенную дату с показом на ней начальных и текущих контуров нефтеносности и в условных знаках – сведения о состоянии запроектированного фонда скважин, а также в условиях и характерных показателях работы каждой из действующих скважин (способ эксплуатации, дебит жидкости, обводненность продукции, газовый фактор, приемистость и др.).

- Структурная карта, которая отображает состояние разработанности нефтяного горизонта.
- Структурная карта по кровле данного пласта, на которой при помощи условных обозначений показаны на определенную дату следующие скважины: находящиеся в эксплуатации и дающие чистую нефть и нефть с водой; выбывшие из эксплуатации вследствие перехода на газ; выбывшие из эксплуатации вследствие истощения; давшие при испытании воду; давшие при испытании газ; оказавшиеся при испытании непродуктивными вследствие ухудшения коллекторских свойств; нагнетательные; пьезометрические, наблюдательные и др.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Карта расчлененности** – карта, показывающая изменение по площади характера расчлененности неоднородного продуктивного горизонта (пласта) или многопластового объекта, на которой разграничиваются и дифференцируются условными обозначениями участки с разным количеством и сочетанием нефтегазонасыщенных пластов (прослоев) (М. М. Иванова, В. А. Тимофеев, 1981).

**Карта эффективной мощности расчлененного пласта (горизонта).** Карта суммарной мощности проницаемых прослоев, полученная в результате суммирования карт мощности коллектора каждого из прослоев (И. Х. Абрикосов, И. С. Гутману, 1970).

**Катодная защита** – метод электрохимической защиты металлических сооружений от морской и подземной коррозии. Основан на катодной поляризации металла, осуществляемой внешним источником тока. При К.з. электродный потенциал сдвигают в отрицательную сторону от его стационарного значения и поддерживают между величинами минимального защитного и максимально допустимого потенциала. В результате на поверхности металла протекают катодные процессы, обуславливающие коррозию, переносятся на вспомогательные электроды (анодное заземление). Установка катодной защиты состоит из преобразователя – КАТОДНАЯ СТАНЦИЯ (источник постоянного тока), анодного заземления (анод) и соединительных кабелей. В горном деле К.з. обеспечивает защиту подземных трубопроводов (газо-, нефте- и конденсатопроводов), обсадных колонн скважин, резервуаров (металлических и железобетонных), нефтегазопромысловых сооружений, морских плавучих платформ и др.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Керн** – часть горной породы, выбуренной специальным буровым долотом и извлеченной на поверхность с целью определения продуктивности данной залежи.

**Кинематическая вязкость** – это отношение коэффициента динамической вязкости к плотности нефти при температуре определения; размерность –  $\text{м}^2/\text{с}$ .

**Кислотовоз КП-6,5** – предназначен для перевозки раствора ингибированной соляной кислоты (концентрацией 8–21%) и подачи ее на прием насосной установки или в другие емкости. Состоит из цистерны, центробежного

насоса вакуумной системы, манифольда и трансмиссии, смонтированных на автомашине КраЗ-255Б, комплектуется гуммированной с поплавковым указателем уровня цистерной емкостью  $6 \text{ м}^3$  на прицепе ЦПК-6, а также центробежным насосом №Х-98-351 с подачей  $29 - 60 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором до  $0,35 \text{ МПа}$ , приводимого от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

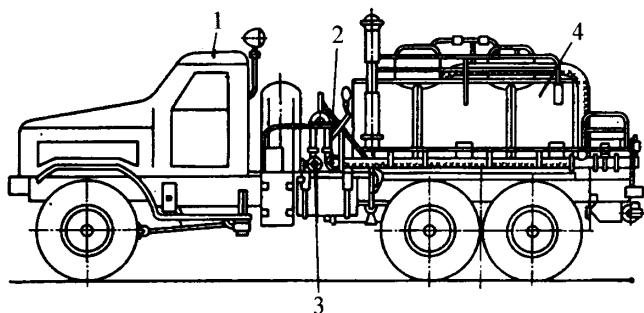


Рис. 1. Кислотовоз КП-6,5: 1 – автошасси; 2 – центробежный насос; 3 – манифольд; 4 – цистерна

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию. – Москва: «Недра», 1983.*

## Кислоты, применяемые при обработке ПЗП

### *Неорганические кислоты*

#### **Соляная кислота (HCl).**

**Соляная кислота** – раствор, имеющий плотность  $1,639 \text{ кг/м}^3$ , точку кипения  $84,9^\circ\text{C}$ , хорошо растворимый в воде. Один объем воды растворяет при  $20^\circ\text{C}$  450 объемов HCl, а при  $0^\circ\text{C}$  – около 500 объемов. Процесс растворения кислоты в воде сопровождается выделением тепла в количестве  $72,8 \text{ кДж/моль}$ .

Из-за высокой растворимости HCl в воде при контакте газообразной соляной кислоты с парами атмосферы образуются мелкие капли в виде тумана. Водные растворы HCl имеют большую плотность, чем вода. Для приближенного определения концентрации раствора по его плотности существуют таблицы, а также эмпирические соотношения между плотностью и массовым содержанием HCl в растворе. Промысловым работникам, занятым проведением ОПЗ, следует запомнить, что содержание HCl в воде

приближенно равно произведению десятых долей числа, соответствующего плотности, на два, например:

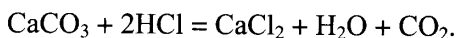
$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	1,060	1,124	1,160	1,190	1,212
Массовое содержание HCl, %	12,2	24,8	31,5	37,2	42,9

Для промышленного использования обычно поставляется 28 и 36%-ной концентрации раствор соляной кислоты, что соответствует плотности 1140 и 1180 кг/м<sup>3</sup> при 200 °С. При низких температурах HCl может образовывать кристаллогидраты кислоты, стабильные только на холоде. В воде они сильно диссоциируют. Соляная кислота обладает высокой коррозионной активностью, поражает все металлы, за исключением платины и золота. Коррозионные процессы сопровождаются образованием солей (хлоридов). Например,



Вследствие высокой коррозионной активности концентрированные растворы соляной кислоты не могут транспортироваться или храниться в металлических сосудах без добавления ингибиторов коррозии (формальдегид, гексаметиленetetрамин, амин и т. д.). Обычно для хранения используются резиновые емкости или сосуды из стекла, пластических масс, полистирола, армированных стекловолокном. В промышленных условиях кислота должна храниться в гуммированных емкостях.

В основе использования соляной кислоты для обработки скважин лежит характерная реакция между HCl и CaCO<sub>3</sub>:



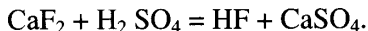
Известно, что 1 м<sup>3</sup> раствора 15 %-ой HCl растворяет 220 кг известняка; при этом образуется 245 кг CaCl<sub>2</sub>, 0,040 м<sup>3</sup> воды и 49 м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>. Истощенный (прореагированный) кислотный раствор представляет собой раствор 29%-го CaCl<sub>2</sub>. При использовании 1 м<sup>3</sup> 28%-го раствора HCl растворяется 440 кг известняка. Истощенный кислотный раствор представляет собой 28% раствор CaCl<sub>2</sub>. Из приведенных примеров видно практическое преимущество использования более концентрированных растворов. Поэтому при решении некоторых проблемных вопросов (предотвращение коррозии, изменение скорости реакции и т. д.) имеется перспектива использования кислот большей концентрации для очистки ПЗП от загрязнений, кавернообразования и других технологических операций.



### *Плавиковая кислота (HF)*

**Плавиковая кислота** – это раствор бесцветного газа, имеющий острый запах. Промышленный кислотный раствор чаще всего содержит 40% и имеет плотность 1130 кг/м<sup>3</sup>. Эта кислота дымится на воздухе. Растворение плавиковой кислоты в воде сопровождается выделением тепла.

Фтористоводородная кислота получается путем обработки фтористого кальция серной кислотой:



Кислота в виде раствора реагирует со всеми металлами, кроме серебра, золота, платины, иридия, родия. Хранят и транспортируют кислоту в полиэтиленовых сосудах. Фтористоводородная кислота в газообразном виде и в растворе реагирует со стеклом и двуокисью кремния.

Для кислотных обработок терригенных пластов применяют плавиковую кислоту в смеси с соляной. Известно, что 1 м<sup>3</sup> 3%-ой HF и 12%-й HCl растворяет 60 кг глинозема и 650 кг CaCO<sub>3</sub>.

Фтористоводородная кислота используется для ОПЗ не иначе как в смеси с HCl. Это обусловлено ее высокой стоимостью, а также вероятностью осаждения фтористого кальция. Плавиковая кислота может применяться и в смеси с органическими кислотами такими, как муравьиная и уксусная. Эти растворы менее агрессивные, чем смесь с соляной кислотой. HF более активно действует на карбонатные породы, чем на глины, и еще менее активно на силикаты SiO<sub>2</sub>. При реакции с CaCO<sub>3</sub> образуется нерастворимый фтористый кальций CaF<sub>2</sub>, который может снизить проницаемость породы. Однако в породах с умеренным содержанием известняка нет опасности закупоривания пор фтористым кальцием.

Высокая активность плавиковой кислоты требует осторожного обращения с ней. В газообразном виде или в виде водных растворов вызывает труднозаживляемые ожоги, является раздражителем для глаз и дыхательных путей. Поэтому с растворами HF необходимо работать в защитном снаряжении: очки, рукавицы, фартук, сапоги. Не применяются жирные мази для защиты кожи, так как они способствуют проникновению кислоты в организм. Эффективны покрытия, содержащие окись кальция, молочно-кислую соль или глюконат кальция, которые нейтрализуют плавиковую кислоту.

К неорганическим кислотам относятся также фосфорная кислота H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>, серная кислота H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> и др. Для кислотных обработок призабойной зоны пласта они не нашли широкого применения, а поэтому не будем останавливаться на их характеристике.

### *Органические кислоты*

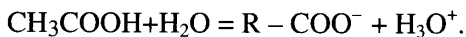
Органические кислоты менее активны при воздействии на породы по сравнению с HCl и HF. Применение их предпочтительнее при проведении геолого-технических мероприятий в условиях повышенных температур в ПЗП, так как они вызывают значительно меньшую коррозию оборудования и могут легко ингибироваться. Применяют их и в операциях, требующих продолжительного контакта кислоты с металлом труб, например, при перфорации, при наличии в составе подземного оборудования алюминиевых и хромированных деталей. Для этой цели могут быть использованы различные органические кислоты, но наибольшее применение нашли лишь две кислоты: уксусная и муравьиная.

#### *Уксусная кислота*

Пищевую уксусную кислоту 3–5% концентрации получают при окислительной ферментации растворов, разбавленных алкоголем. Для промышленных целей она малоприменяема из-за малой концентрации и высокой стоимости. Промышленную уксусную кислоту 75–80% концентрации получают при сухой дистилляции древесины (древесный уксус). Есть и другой способ получения уксусной кислоты путем синтетического производства, при котором получают 97% уксусную кислоту, которую называют ледяной уксусной кислотой в связи с тем, что она затвердевает уже при 16 °C.

Уксусная кислота смешивается с водой в любых пропорциях и применяется в больших количествах при кислотных обработках скважин. Наиболее часто используют 10% уксусную кислоту. При реакции с породой пласта продукты реакции (уксуснокальциевые или уксусномагниево-соли) растворимы в отработанном кислотном растворе. Применение уксусной кислоты является более дорогостоящим, поэтому ее используют в смеси с другими кислотами для стабилизации рабочей жидкости и замедления скорости реакции кислотного раствора с породой пласта. Последнее требуется для более глубокой обработки ПЗП.

В водных растворах уксусная кислота слабо диссоциирует, имея при 25 °C константу ионизации  $K = 1,75 \cdot 10^{-5}$ :



Поэтому она реагирует не полностью, сохраняя равновесие между продуктами реакции и системой реагентов. Это свойство уксусной кислоты (как и других органических кислот) и позволяет использовать ее в качестве замедлителей реакции при кислотных обработках.

### **Муравьиная кислота**

Среди органических кислот имеет самую малую молекулярную массу. В водных растворах диссоциирует сильнее уксусной и слабее соляной кислот. По сравнению с уксусной кислотой труднее ингибируется для предотвращения коррозии. При кислотных обработках песчаных отложений применяется в смеси с HCl или HF. Эта смесь менее коррозионно-активная, чем HCl + HF, особенно при высоких температурах.

*В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. Методы повышения производительности скважин. Самарское книжное издательство, 1996.*

**Классификация нефти по химическому составу.** Для последующей ориентации в основных параметрах физико-химических свойств добываемых нефтей и отнесения их к той или иной группе (виду, классу) ниже приведем технологическую классификацию по следующим параметрам.

Содержание серы:

- 1 класс до 0,5% – малосернистые;
- 2 класс – 0,51 – 2% – сернистые;
- 3 класс – более 2% – высокосернистые.

Содержание парафинов:

- вид: – П1 – до 1,5% – малопарафинистые;
- П2 – 1,5 – 6,0 – парафинистые;
- П3 – более 6% – высокопарафинистые.

**Классификация горных пород по механическим свойствам.** Практический смысл классификации горных пород по механическим свойствам состоит в том, что в какой-то степени она дает возможность нормировать выбор средств для разрушения горных пород в процессе проведения горных выработок и, в частности, при бурении скважин. Поэтому разработке и выбору соответствующей классификации горных пород на протяжении многих десятилетий уделялось большое внимание.

Как отмечалось выше, первой попыткой решения этой задачи была классификация пород по крепости, предложенная вначале Б. И. Бокий, затем М. М. Протодьяконовым (старшим) и др. Л. А. Шрейнер с сотрудниками посвятил классификации горных пород по механическим свойствам целый раздел книги.

В связи с тем что ни один показатель механических свойств горных пород не является всеобъемлющим для характеристики их сопротивляе-

мости разрушению, Л. А. Шрейнер с сотрудниками в общую классификацию пород по механическим свойствам включил классификации их по твердости, по пределу текучести, по модулю Юнга, по коэффициенту пластичности и по удельной контактной работе. Согласно этой классификации горные породы разделяют на 12 категорий по твердости и пределу текучести, на восемь категорий по удельной контактной работе и модулю Юнга и на шесть категорий по коэффициенту пластичности. При твердости и пределе текучести менее  $100 \text{ кгс/см}^2$  горные породы относят к мягким, при твердости и пределе текучести  $100\text{--}400 \text{ кгс/см}^2$  – к средним и при величине этих показателей более  $400 \text{ кгс/см}^2$  – к твердым. Весь диапазон напряжений, которыми характеризуются горные породы по твердости и пределу текучести в этой классификации, укладывается в пределы  $10\text{--}700 \text{ кгс/см}^2$ . По пределу текучести к группе пород с напряжением до  $100 \text{ кгс/см}^2$  относятся глинистые песчаники, алевролиты, известняки и сульфатные породы.

### **Классификация нефти по физическим параметрам.**

Вязкость:

- незначительная – менее  $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;
- маловязкие – от 1 до  $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;
- повышенная – от  $5,1$  до  $25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ;
- высоковязкие – более  $25 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Плотность:

- легкие – до  $0,850 \text{ г/см}^3$ ,
- средней плотности – до  $0,9 \text{ г/см}^3$ ;
- тяжелые – до  $1,0 \text{ г/см}^3$ ;
- битумы – более  $1 \text{ г/см}^3$ .

Следует отметить, что физико-химические показатели нефти не только для месторождений, но и одной залежи могут значительно отличаться как во времени, так и в пространстве. Однако для многих залежей эти различия невелики. Для крупных месторождений, как правило, наблюдается четкая закономерность различия свойств нефти по площади и глубине. Так, на Ромашкинском месторождении выявлена четкая закономерность изменения свойств нефти в пластовых условиях от центра залежи к периферии. Коэффициент растворимости газа в нефти в центральной части близок к  $0,58$ , а в направлении на запад и восток уменьшается до  $0,47$ .

Плотность дегазированной нефти в центральной части минимальная, а к контуру залежи увеличивается, закономерно изменяется и состав

растворенного газа: в центральной части газ богат метаном и характеризуется наименьшей плотностью, а к периферии в нем увеличивается содержание гомологов метана. Отмечается и изменение по различным площадям разработки температуры насыщения нефти парафином от 21 до 28 °С.

Ниже приведем вариант классификации нефти и вязкости, предлагаемой на XI Международном нефтяном конгрессе. По одной из классификаций были использованы такие названия нефтей:

легкая – при удельном весе менее 870 г/л;

средняя – при удельном весе от 870 до 920 г/л;

тяжелая – при удельном весе от 920 до 1000 г/л;

сверхтяжелая – при удельном весе более 1000 г/л.

По другой классификации тяжелыми называли нефти с удельным весом от 930 до 960 г/л и при вязкости от 1000 до 20000 мПа·с.

Конечно, сохраняя те же названия нефтей и те же присвоенные им числовые величины удельных весов, можно было бы говорить о плотностях нефтей, выраженных в соответствующих размерностях.

**Ключи механические.** Ключ автоматический АШК-Г предназначен для механизированного свинчивания и развинчивания насосных штанг в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин.

Представляет собой корпус, в котором размещены редуктор и ведомая шестерня с автоматическим захватывающим устройством со сменными элементами, рассчитанными на захват штанг диаметром 16, 19, 22 и 25 мм.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Коллекторские свойства горных пород** – способность горных пород пропускать через себя жидкие и газообразные флюиды и аккумулировать их в пустотном пространстве. Основные параметры: проницаемость, ёмкость, флюидонасыщенность. **ПРОНИЦАЕМОСТЬ** горных пород – наиболее важный параметр коллектора, определяющий потенциальную возможность извлечения из породы нефти и газа. Породы, способные при гидростатических давлениях пропускать жидкие и газообразные флюиды через сообщающиеся пустоты, называются проницаемыми. Скорость и направление течения флюида связаны с особенностями геометрии порового пространства коллектора, с интенсивностью, ориентировкой, сообщаемостью трещин, а также физико-химическими свойствами флюида. Проницае-

мость существенно зависит от размеров, извилистости поровых каналов и трещиноватости пород. Проницаемость пористой среды для многофазных систем ниже, чем для однофазных. Процесс движения жидкостей или газов в трещинно-пористых средах подчиняется линейному закону фильтрации Дарси, где проницаемость горных пород выражается через коэффициент пропорциональности  $K$  ( $\text{м}^2$  или Д).

Различают абсолютную, эффективную и относительную проницаемости. Абсолютная (физическая)  $K_a$  – проницаемость при фильтрации однородной жидкости или газа; определяется геометрией порового пространства и характеризует физические свойства породы. Эффективная  $K_{эф}$  – способность породы пропускать флюид в присутствии других насыщающих пласт флюидов; зависит от сложности структуры порового пространства, поверхностных свойств, наличия глинистых частиц. Относительная  $K_{эф}/K_a$  возрастает с увеличением насыщенности породы флюидом и достигает максимального значения при полном насыщении; для нефти, газа, воды колеблется от нуля при низкой насыщенности до единицы при 100%-ном насыщении.

Общую емкость пород-коллекторов составляют пустоты трёх основных типов, различающихся по генезису, морфологии, условиям аккумуляции и фильтрации нефти и газа. Общая ёмкость горных пород характеризуется суммарным объёмом пор, каверн, трещин. Определяют три вида *ПОРИСТОСТИ* горных пород: общую, открытую, эффективную. Общая пористость – объём сообщающихся и изолированных пор; открытая – объём сообщающихся между собой пор, заполняющихся флюидом при насыщении породы под вакуумом, она меньше общей на объём изолированных пор; эффективная – характеризует объём, занятый подвижным флюидом; она меньше открытой на объём остаточных флюидов. Величина пористости оценивается отношением объёма пор к объёму породы и выражается в процентах или в долях единицы.

*ТРЕЩИНОВАТОСТЬ* горных пород значительно повышает их фильтрационные свойства; ёмкость трещин 0,1–0,5%, в карбонатных породах за счет растворения и выщелачивания существенно увеличивается – 1,5–2,5%.

Кавернозность – вторичная пустотность, образовавшаяся в растворимых карбонатных породах. По генезису и значимости для запасов выделяют унаследованную и вновь образованную кавернозность. Унаследованная кавернозность развивается в пористопроницаемых разностях с благо-

приятной структурой пор; вновь образованная кавернозность – в первичноплотных породах (см. *КАРСТ, КАВЕРНОМЕТРИЯ*).

Остаточная водонефтенасыщенность характеризует неизвлекаемую часть флюидов. Остаточные флюиды занимают в породе микропоры и снижают величину полезной ёмкости коллектора.

Количество и характер распределения остаточной (связанной, погребённой) воды зависит от сложности строения пористой среды, величины удельной поверхности, а также от поверхностных свойств породы (гидрофильности и гидрофобности). Количество остаточной воды в породах различного литологического состава изменяется от 5 до 70–100%. В песчано-алевритовых породах содержание остаточной воды увеличивается при наличии большой глинистости. Заполнение и вытеснение флюидов в пластах зависят от особенностей строения ёмкостного пространства горных пород (т. к. размер, форма, сообщаемость различных видов пустот определяют режим фильтрации жидкостей и газов), от степени проявления капиллярных сил, от характера распределения остаточных флюидов. Поровые каналы характеризуются преобладанием капиллярных сил над гравитационными, каверны — преобладающим воздействием гравитационных сил, в трещинах одновременно проявляется действие капиллярных и гравитационных сил. Проявление тех или других сил обуславливает величины эффективной пористости, проницаемости и сохранение части остаточной воды в коллекторах. К. с. г. п. – важный количественный параметр для оценки запасов месторождений нефти, газа, водных ресурсов, для выбора режима эксплуатации месторождений.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*К. И. Багринцева.*

**Коллекторы нефти и газа** – горные породы, способные вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений. Критериями принадлежности пород к К. н. и г. служат величины проницаемости и ёмкости, обусловленные развитием пористости, трещиноватости, кавернозности. Величина полезной для нефти и газа ёмкости зависит от содержания остаточной водонефтенасыщенности. Нижние пределы проницаемости и полезной ёмкости определяют промышленную оценку пластов, она зависит от состава флюида и типа коллектора.

Долевое участие пор, каверн и трещин в фильтрации и ёмкости определяет тип К. н. и г.: поровый, трещинный или смешанный. Коллектора-

ми являются породы различного вещественного состава и генезиса: терригенные, карбонатные, глинисто-кремнисто-битуминозные, вулканогенно-осадочные и другие. Коллекторские свойства терригенных пород зависят от гранулометрического состава, сортированности, окатанности и упаковки обломочных зёрен скелета, количества, состава и типа цемента. Эти параметры обуславливают геометрию порового пространства, определяют величины эффективной пористости, проницаемости, принадлежность пород к различным классам порового типа коллекторов. Минеральный состав глинистой примеси, характер распределения и количество её влияют на фильтрационную способность терригенных пород; увеличение глинистости сопровождается снижением проницаемости.

Коллекторские свойства карбонатных пород определяются первичными условиями седиментации, интенсивностью и направленностью постседиментационных преобразований, за счёт влияния которых развиваются поры, каверны, трещины и крупные полости выщелачивания. Особенности карбонатных пород – ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию обусловили большое разнообразие морфологии и генезиса пустот; они проявились в развитии широкого спектра типов К. н. и г. Наиболее значительные запасы углеводородов сосредоточены в каверново-поровом и поровом типах.

Вулканогенные и вулканогенно-осадочные К. н. и г. отличаются характером пустотного пространства, большой ролью трещиноватости, резкой изменчивостью свойств в пределах месторождения. Особенность коллекторов заключается в несоответствии между сравнительно низкими величинами ёмкости, проницаемости и высокими дебитами скважин, вскрывающих залежи в этих породах. Наиболее часто встречаются трещинный и порово-трещинный типы коллекторов.

Глинисто-кремнисто-битуминозные породы отличаются значительной изменчивостью состава, неодинаковой обогащённостью органическими веществами; микрослоистость, развитие субкапиллярных пор и микротрещиноватость обуславливают относительно низкие фильтрационно-ёмкостные свойства. В некоторых разностях пористость достигает 15% при проницаемости в доли миллиарси.

Преобладают трещинные и порово-трещинные К. н. и г. Промышленная нефтеносность глинисто-кремнисто-битуминозных пород установлена в баженовской (Зап. Сибирь) и пиленгской (Сахалин) свитах.

Наиболее значительные запасы углеводородов приурочены к песчаным и карбонатным рифогенным образованиям. Выявление К. н. и г. проводится комплексом *ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ* скважин и ана-



лизом лабораторных данных с учётом всей геологической информации по месторождению. При изучении карбонатных К. н. и г., кроме традиционных литологических и промыслово-геофизических методов, используют фотокаротаж, ультразвуковой, капиллярное насыщение пород люминофорами и др. методы.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*К. И. Багринцева.*

**Колокола КС и К** – представляют собой ловильный инструмент врезного типа. Предназначены для захвата и извлечения оставшейся в скважине колонны труб. Захват происходит путем врезания навинчиванием на их наружную поверхность. По назначению колокола подразделяются на сквозные типа КС и несквозные типа К.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Колонна насосно-компрессорных труб** – колонна труб, спускаемых в эксплуатационную колонну и служащих каналом подъема жидкости из пласта скважины на поверхность.

**Колонковое бурение** – бурение, при котором разрушение породы осуществляется по периферийной части забоя, с сохранением колонки породы (керн). Исследование керна даёт характеристику проходимых бурением пород. К. б. предложено швейцарцем Ж. Лешо в 1862. Применяется в породах любой твёрдости при бурении на нефть и газ, поисках и разведке месторождений твёрдых полезных ископаемых, геолого-съёмочных и картировочных работах, гидрогеологических исследованиях.

При К. б. очистка забоя осуществляется с помощью бурового насоса или компрессора путём нагнетания через колонну бурильных труб воды, глинистого раствора, эмульсии, полимерных жидкостей, пены, азрированного раствора или сжатого воздуха. КERN из скважины извлекается путём подъёма колонны бурильных труб, съёмными и кернаприёмниками или путём непрерывной транспортировки керна через двойную или одинарную колонну труб обратным потоком промывочной жидкости в процессе бурения (см. *ГИДРОТРАНСПОРТ КЕРНА*). Диаметры применяемых коронок для геолого-разведочного бурения 36–151 мм, для эксплуатации месторождений нефти и газа – до 305 мм. Максимальная глубина К. б. достигнута при бурении *КОЛЬСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ* (св. 12 км).

В зависимости от твёрдости и абразивных свойств горных пород для бурения используют *БУРОВЫЕ КОРОНКИ* и *БУРОВЫЕ ДОЛОТА* колонковые. Частота вращения породоразрушающего инструмента при геолого-разведочном бурении от 100 до 300 об/мин, при эксплуатации месторождений на нефть и газ – от 60 при роторном бурении до 800–900 об/мин при турбинном бурении. К. б. проходят вертикальные, наклонные, восстающие, многозабойные скважины в породах с разнообразными физико-механическими свойствами.

Перспективно К. б., исключаяющее подъём бурильной колонны для извлечения керна, получает распространение плавное регулирование частоты вращения инструмента и автоматизация регулирования режимных параметров бурения.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Воздвиженский Б. И., Волков С. А., Волков А. С. Колонковое бурение. – М., 1982.*

**Колонная оснастка** – часть технологической оснастки обсадных колонн для облегчения их спуска, обеспечения цементирования, разделения бурового и тампонажного раствора и т. д. Элементы К. о.: колонные башмаки, обратные клапаны, разделительные цементировочные пробки, муфты, хвостовики.

Колонными башмаками оборудуют низ обсадных колонн для направления их по стволу скважины и защиты от повреждения при спуске. Они представляют собой короткие толстостенные стальные патрубки, которые одним концом присоединяют к низу обсадной колонны с помощью резьбы или сварки, другой конец оборудуют направляющей насадкой из чугуна, алюминия, бетона или дерева (полусферической или конусообразной формы с гладкой или ребристой поверхностью).

Обратные клапаны применяют для предотвращения перетока бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну. Обратный клапан монтируется или в башмаке колонны, или на 10–20 м выше него.

Разделительные цементировочные пробки используются для разделения тампонажного и бурового растворов при цементировании обсадных колонн, а также для получения сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора. По назначению пробки подразделяются на нижние (типа ПЦН) и верхние (ПВЦ и ПП). При цементировании хвостовиков и секций обсадных колонн, спускаемых на бурильных трубах,

применяют верхние двухсекционные пробки СП, состоящие из нижней и верхней частей.

Муфты ступенчатого цементированья используют для подъёма тампонажного раствора в заколонном пространстве на большую высоту в два (или более) приёма. Муфта устанавливается на определённой (расчётной или геологически обоснованной) глубине, составляя одно целое с обсадной колонной. Вначале цементируется участок заколонного пространства до муфты. После затвердения цементного раствора открываются отверстия муфты, и цементный раствор прокачивается в заколонное пространство выше муфты.

Хвостовики и секции обсадных колонн опускают в скважины на бурильных трубах, которые соединяются с обсадными с помощью разъединителей, предназначенных для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб. При разгрузке хвостовиков или секций обсадных колонн на забой скважины или друг на друга происходит изгиб колонны с различной интенсивностью. Для предотвращения изгиба хвостовики или секции обсадных колонн подвешивают в стволе скважины. Технические средства, с помощью которых проводят глубинную подвеску хвостовиков и секций обсадной колонны, носят названия подвесных устройств. При креплении скважины секциями обсадной колонны применяют различные приспособления (соединители) для глубинного соединения (стыковки) секций между собой. Для герметизации верхней, части зацементированных хвостовиков или секций обсадной колонны используют герметизирующие устройства, перекрывающие заколонное пространство.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*А. И. Булатов.*

**Кольматация** – процесс естественного проникновения или искусственного внесения мелких (главным образом коллоидных, глинистых и пылеватых) частиц и микроорганизмов в поры и трещины горных пород, в фильтры очистных сооружений и дренажных выработок, а также осаждение в них химических веществ, способствующее уменьшению их водо- или газопроницаемости. Носителем кольматационного материала (кольматанта) могут служить жидкости и газы. Различают К. механическую, химическую, термическую и биологическую.

В естественных условиях механической и химической К. подвергаются слагающие русло рек породы в результате вымывания в них взвешенных в открытом потоке частиц.

В искусственных условиях (при строительстве и эксплуатации инженерных сооружений) К. играет двоякую роль – положительную и отрицательную. В первом случае её используют, а во втором – ведут с ней борьбу. Например, в гидротехнике, мелиорации и горном деле механическая К. служит для предотвращения фильтрации воды из каналов, канав, прудов-осветлителей путём заиления их дна и откосов малоконцентрированными глинистыми растворами, в нефтепромысловой практике – для заиления призабойной зоны нагнетательных скважин при вторичных методах добычи нефти и т. д. Наиболее интенсивно К. происходит при отношении диаметра пор кольматируемой породы к размеру взвешенных кольматирующих частиц около 5–6, содержанию этих частиц в суспензии до 1% и при слабоминерализованной воде. В горной практике химическую К. используют для снижения степени выщелачиваемости растворимых пород, ликвидации проникновения воды и водопритоков в шахты осаждением гипса и каменной соли при взаимодействии насыщенного раствора хлоридов кальция и натрия, подаваемого через скважины в карстовые полости, заполненные раствором хлорида и сульфата магния.

Разрабатываются пути термической К. пористых и трещиноватых пород охлаждением растворов солей хлоридов, а также биологической К. для создания барражных завес внесением отдельных видов микроорганизмов, создания оптимальной среды для их активной деятельности и накопления продуктов метаболизма (обмена).

Отрицательное влияние К. проявляется в заилении песчаных фильтров водоочистных сооружений, а также в заилении и зарастании карбонатами и гидроксидами железа зафильтровывания песчано-гравийной засыпки фильтров водозаборных и дренажных скважин. При поверхностном способе ДРЕНАЖА на шахтах и карьерах механическая и химическая К. приводит к резкому снижению водопроницаемости фильтров и пород прифильтровых зон и соответственно к снижению дебита скважин, что требует применения различных методов интенсификации дренажа обводнённых пород и «оживления» фильтров скважин.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Шехтман Ю. М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий. – М., 1961; Короткевич Г.В. Соляной карст, Л., 1970.*

**Компенсация отбора закачкой** – соотношение (выраженное в процентах или долях единицы) объёмов закачанной в пласт отобранной из него жидкости, пересчитанных на пластовые условия.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Комплексное проектирование разработки залежей.** Под разработкой нефтяной залежи понимается комплекс мероприятий, связанных с добычей нефти, включая разбуривание залежи и процесс управления движением жидкости и газа в пласте путем надлежащего размещения скважин, установления режима их работы и регулирования баланса пластовой энергии.

Проектирование процесса разработки месторождения опирается на следующие отрасли науки: региональная геология и гидрогеология. Промысловая геофизика. Физика пласта, подземная гидравлика, технология и техника нефтедобычи, отраслевая экономика.

На одной и той же залежи в зависимости от расположения, числа, порядка ввода в эксплуатацию и режима работы эксплуатационных скважин, а также в зависимости от применения закачки рабочего агента в пласт и системы нагнетания можно воспроизвести различные процессы эксплуатации залежи с различными показателями ее разработки.

Поскольку основным требованием, предъявляемым к нефтедобывающей промышленности, является удовлетворение текущих и перспективных потребностей страны в нефти, то только те сочетания систем разработки будут приемлемыми, которые в целом обеспечивают запланированный по стране размер добычи нефти. Построение системы разработки для отдельной залежи должно производиться в соответствии с общими требованиями, предъявляемыми к нефтедобывающему району по размерам добычи нефти и с учетом извлечения возможно большего запаса нефти при наименьших суммарных затратах.

При установлении системы разработки необходимо решить:

- 1) следует ли нагнетать в пласт воду или газ, чтобы полнее, в более короткий срок и меньшими издержками извлечь из пласта промышленные запасы нефти;
- 2) какой должна быть схема расположения эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- 3) какое нужно количество эксплуатационных и нагнетательных скважин и каковы должны быть режимы их работы;
- 4) каким должен быть порядок разбуривания залежи.

В зависимости от применения той или иной системы разработки, т. е. в зависимости от решения перечисленных вопросов, следует установить:

- 1) дебиты скважин и продолжительность их эксплуатации;
- 2) экономическую эффективность процесса разработки залежи.

Проектирование заключается в подборе такого варианта, который являлся бы наиболее рациональным.

Исходя из этого задачу установления рациональной системы разработки следует разбить на последовательно прорабатываемые вопросы:

- а) определение исходных геолого-физических данных;
- б) установление технологических показателей при различных системах разработки пласта (дебиты, объемы нагнетаемого агента, продолжительность эксплуатации);
- в) оценка экономической эффективности различных вариантов разработки;
- г) выбор рационального варианта разработки на основе сопоставления геолого-технологических и экономических показателей.

В результате геологического изучения пласта должны быть установлены следующие данные, характеризующие месторождения.

1. Геометрия пласта т.е. его структура, мощность, расчленение пласта на отдельные пропластки, связь пропластков между собой контуры нефтеносности. Для выявления строения пласта необходимо составление структурных карт. На структурной карте подошвы пласта должен быть нанесен внутренний контур нефтеносности; на структурной карте кровле пласта – внешний контур нефтеносности. Кроме того, должна быть карта, на которой нанесены все водонефтяные и газонефтяные контуры для выявления взаимного расположения площадей нефтяных, водонефтяных, газонефтяных и чисто газовых. По каротажным данным строят карты изопакит или равных мощностей для всей толщины пласта, эффективные мощности пласта (мощности песчаников) и для нефтенасыщенной мощности песчаников. По тем же исходным данным строят геологические профили, на которых выявляется схема расчленения пласта и взаимная связь пропластков.

2. Энергетическая характеристика пласта определяется сопоставлением начального давления в пласте с давлением насыщения, а также выявления размеров всей водонапорной системы, взаимной связи отдельных участков системы, наличие области питания и степени ее активности.

3. Начальное пластовое давление и допустимые давления в эксплуатационных скважинах, обуславливаемые давлением насыщения, минимальным давлением фонтанирования, а также техническими причинами.

Допустимый отбор жидкости и газа, лимитирующийся устойчивостью коллектора в призабойной зоне и близостью к скважине подошвенных и контурных вод или газовой шапки.

4. Физические свойства породы – проницаемость, пористость, упругость и механический состав. По керновому материалу, геофизическим данным и результатам обработки данных исследования скважин следует построить карты пористости, проницаемости и гидропроводности пласта.

5. Физические свойства жидкости и газа – плотность, вязкость, объемный коэффициент, коэффициент растворимости газа в нефти – в зависимости от их давления, коэффициент сжимаемости нефти и воды, давление насыщения нефти газом, химический состав нефти, воды и газа, товарная характеристика нефти.

6. Насыщенность породы нефтью, количество погребенной воды и коэффициент отдачи при различных условиях вытеснения нефти из породы.

7. Температура пласта.

Приведенные выше физико-геологические данные используются для подсчета запасов нефти и служат основой для расстановки скважин и получения технологических показателей системы разработки. Полноценность проектирования системы разработки в целом зависит от полноты и точности геологического изучения объекта.

Недостаточность изучения исходных материалов, препятствующая построению карт равных мощностей, пористости, проницаемости и гидропроводности, заставляет осреднять эти данные при гидродинамических расчетах.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Компрессорная станция КС-550/4-64.** Автономная компрессорная станция КС-550 предназначена для компримирования нефтяного и природного газа в системах сбора и транспорта газа, газлифтной эксплуатации газа, закачки газа в пласт, а также на предприятиях газовой, нефтеперерабатывающей и химической промышленности.

Компрессорная станция модификации КС-550/4-64 для газлифтной эксплуатации скважин состоит из блоков газомоторокомпрессора, радиаторно-вентиляторной установки, сепараторов компримируемого газа, масляных фильтров, воздухоочистителя и глушителя.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Компрессорная эксплуатация газового месторождения** – разработка месторождения с применением дожимных компрессорных станций. Начинается, когда пластовое давление становится недостаточным для подачи газа в магистральный газопровод (снижается до 5,5 МПа). В этом случае вводят в эксплуатацию одну, а со временем и несколько дожимных компрессорных станций (ДКС). Режим работы ДКС (см. *КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ*) характеризуется непрерывным снижением давления на приёме компрессорных агрегатов, в связи с этим мощность ДКС обычно нарастается в несколько ступеней. Это позволяет добывать газ из пласта при низких устьевых давлениях на скважинах (0,15–0,2 МПа).

Ввод ДКС ухудшает экономические показатели добычи газа. К. э. заканчивается, когда компримирование газа с целью подачи его в МГ становится нерентабельным.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991. С. Н. Закиров.*

**Конвекция** – распространение теплоты в среде с неоднородным распределением температуры, осуществляемое макроскопическими элементами жидкости при ее перемещении; может происходить только в жидкостях и газах, частицы которых легко перемещаются в пространстве. Распределение теплоты конвекцией всегда сопровождается теплопроводностью, т. е. молекулярным переносом теплоты.

**Конденсат** – углеводороды  $C_5$  и  $C_6$  и выше, находящиеся в газоконденсатной залежи в газообразном состоянии и в процессе разработки залежи выпадающие в виде жидкости при снижении пластового давления до давления начала конденсации и ниже его.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Конденсатные пласты.** Из конденсатных пластов добывают жидкую углеводородную фазу, которая обычно называется «конденсатом» или «дестиллятом». Обычно эта жидкость бесцветна или имеет соломенный цвет и плотность  $0,786 \text{ г/см}^3$  и ниже. По сравнению с добычей нефти она связана с высокими газовыми факторами – порядка  $2000 \text{ м}^3/\text{м}^3$  или выше. С физической стороны наиболее важной характеристикой конденсата является тот факт, что в пласте, из которого он извлекается, конденсат не является жидкостью.



В большинстве пластовых условий конденсат представлен углеводородной смесью в единой газовой фазе. Исключая поправку на проницаемость для влажного газа вследствие присутствия в пласте связанной воды установлено, что в основе динамики конденсатных пластов лежит теория движения однофазной жидкости в пористой среде при условии, что давление в нем поддерживается «циркуляцией» газа. Представление об однородной жидкости даже при истощении пластового давления должно создать с практической точки зрения удовлетворительное приближение к состоянию пласта.

Темная окраска, иногда наблюдаемая в конденсатных жидкостях, в большинстве случаев связана с примесью небольших количеств нефти или тонкодисперсного битуминозного материала, захваченного жидкостями из пластовой породы в процессе их прохождения к забоям эксплуатационных скважин. Такое фазовое превращение может происходить внутри пласта в результате падения давления при изотермической ретроградной конденсации. Жидкость, образовавшаяся таким путем в пласте, обычно остается заключенной в недрах и составляет лишь незначительную часть жидкого продукта, извлекаемого на поверхность. Большая часть конденсата, фактически извлекаемого на поверхность, получается из газа путем более общих превращений ретроградной фазы при одновременном падении пластового давления и температуры в процессе подъема пластовой жидкости по фонтанным трубам.

*М. Маскет. Физические основы технологии добычи нефти. Институт компьютерных технологий, 2004.*

**Конденсатогазовый фактор** – содержание газового конденсата в продукции газоконденсатных скважин. Измеряется в  $\text{см}^3/\text{м}^3$ , объём газа при этом приводится к давлению  $1,01 \cdot 10^3$  и температуре  $+20^\circ\text{C}$ . Определяют К. ф. по насыщенному (сырому) и стабилизированному конденсату на начало разработки залежи (начальный К. ф. находится в результате исследований скважины на газоконденсатность) и на каждом её этапе (текущий К. ф. определяется по результатам исследования процесса дифференциальной конденсации). На К. ф. влияет режим работы газоконденсатной залежи. В случае когда пластовое давление превышает давление начала конденсации газоконденсатной смеси (т.е. не происходит выделения газового конденсата из пластового газа), К. ф. остаётся постоянным при падении пластового давления в процессе разработки залежи. Если давление начала конденсации равно начальному пластовому давлению, К. ф. уменьшается при сни-

жении пластового давления до величины давления максимальной конденсации, затем стабилизируется и далее несколько возрастает. В случае разработки залежи с поддержанием пластового давления К. ф. не меняется. Значения К. ф. зависят от содержания в пластовом газе высококипящих углеводородов ( $C_{5+}$ высшие) и могут достигать  $1000 \text{ см}^3/\text{м}^3$ .

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Г. Р. Гуревич.*

**Кондуктор** – кондукторная колонна – колонна обсадных труб, предназначенная для крепления верхнего интервала скважин с целью перекрытия горных пород, склонных к обрушению или поглощению промывочной жидкости.

К. представляет собой набор стальных труб, соединённых между собой, как правило, конической резьбой посредством муфт. С целью беспрепятственного спуска К. в скважину его нижнюю часть оборудуют специальным башмаком с направляющей пробкой обтекаемой формы. Через башмак и канал в направляющей пробке осуществляется циркуляция бурового и цементного растворов. Длина К. нефтяных, газовых и геолого-разведочных скважин обычно 100–500 м. При проводке уникальных сверхглубоких скважин в изверженных (магматических) горных породах длина К. может превышать 2000 м. Диаметр труб и соединяющих их муфт определяет выбор диаметра долота для бурения. Кольцевой технологический зазор между К. и стенкой ствола скважины выбирается из условия беспрепятственного спуска К. и его качественного цементирования. На К. устанавливают противовыбросовое оборудование; кольцевое пространство за К. обычно цементируют по всей длине.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*В. С. Будянский.*

**Консервация скважин** – герметизация устья скважины на определенный период времени с целью сохранения её ствола в процессе бурения либо после окончания бурения. К. с. проводится на непродолжительный срок (несколько месяцев) в процессе бурения при появлении в разрезе осложняющих горно-геологических условий, при кустовом бурении до окончания сооружения всех скважин в кусте, при освоении месторождений – до обустройства промысла либо на длительные сроки – после отработки месторождения. К. с., подготовленных к эксплуатации, заключается в уста-

новлении полного комплекта устьевого арматуры, после чего для пуска скважины необходимо лишь присоединить её напорную линию к нефте- или газопроводу. Для сохранения пробурённого ствола отдельные интервалы скважины, сложенные неустойчивыми породами, на период консервации закрепляют цементным раствором (цементными мостами) или др. вяжущими материалами (например, смолами). При возобновлении работ в скважине эти интервалы разбуривают. При К. с. на продолжительный период времени устьевая арматура скважины покрывается антикоррозионным покрытием.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Конструкция скважины** – сочетание основных конструктивных решений при строительстве скважины: ее диаметра на разных интервалах бурения, взаимного расположения обсадных колонн, из толщины и материалов, из которого они изготовлены, высоты подъема цемента, оборудования скважин в пределах продуктивной части разреза и т. п., обосновываемое в зависимости от глубины скважины, ее назначения, геологических условий проходки, характера нефтегазонасыщения разреза, давления и температуры в недрах, ожидаемой продуктивности скважины, способа проводки скважины, уровня применяемой техники и технологии бурения и др. – таким образом, чтобы обеспечить условия для предупреждения и быстрой ликвидации возможных осложнений во время бурения и для эффективной длительной эксплуатации скважины при должной охране недр и экономичности технологических решений.

– Система устройства скважины, в которой предусматривается изменение ее диаметра и глубины, диаметра и длина обсадных колонн, высота цементного раствора в затрубном пространстве. Оборудование забоя, диаметр и глубина спуска фонтанных (эксплуатационных труб), а также комплекс оборудования, включающий пакеры, забойные и приустьевые колонны.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Конструкция фильтров скважин** – фильтры по способу изготовления делятся на две группы: 1) изготавливаемые на поверхности, затем спускаемые в скважину в готовом виде и 2) изготавливаемые непосредственно в скважине.

Наиболее простым фильтром первой группы является обыкновенная обсадная труба с круглыми отверстиями диаметром от 16 до 19 мм, про-

сверленными в шахматном порядке равномерно по всей поверхности трубы в количестве от 25 до 1200 на 1 погонный метр в зависимости от диаметра трубы и размера отверстий. Основным преимуществом фильтров является их большая пропускная способность; однако такие фильтры не могут препятствовать поступлению песка внутрь колонны. При извлечении вместе с нефтью большого количества песка разъедается арматура скважины при фонтанной и компрессорной эксплуатации и сильно стираются части глубинного насоса. Оборудование скважины приходится часто ремонтировать, что отражается на добыче.

Благодаря дешевизне изготовления и большой пропускной способности обычные фильтры с круглыми отверстиями можно рекомендовать для условий, когда нефтяные пласты сложены устойчивыми породами, не склонными к образованию песчаных пробок и дающие при эксплуатации такое количество песка, которое практически не действует на наземное и подземное оборудование. Для пластов, сложенных рыхлыми породами, лучше всего употреблять фильтры со щелевыми отверстиями, предназначенные пропускать вместе с нефтью определенное количество песка, а основную массу удерживать за фильтром. При этом крупные фракции песка образуют за фильтром как бы второй песчаный фильтр, свободный от мелких фракций, так как последние благодаря большим скоростям потока жидкости будут увлечены в скважину. По конструкции фильтры разделяются на два основных типа: 1) трубы со щелевидными отверстиями, расположенными по длине или поперек тела трубы и 2) труба с отверстиями, обмотанная специальной проволокой или снабженная пробками с защитными сетками.

Щелевидный фильтр, в котором прорезы расположены вдоль или поперек трубы, имеют трапециевидальное сечение большим основанием внутрь трубы. Это делается для того, чтобы песчинки, попавшие внутрь щели, не застревали в ней и не засоряли фильтра. Прорезь делают длиной 26, 38 и 51 мм; угол наклона плоскости прорези равен 6°. Ширина щели колеблется от 0,75 до 3 мм и зависит от размера зерен песка. К недостаткам щелевидных фильтров нужно отнести их высокую стоимость.

*Проволочный фильтр.* На трубе с отверстиями протянуты в продольном направлении проволоки квадратного сечения 3,8×3,8 мм, намотанные с расстоянием 13–19 мм между нитями. Поверх продольных проволок намотана тонкая проволока с расстоянием между нитями 0,2 мм и больше в зависимости от зернистости песка. В четырех-пяти местах вдоль трубы поперечная проволока припарена для придания большей устойчивости фильтру. Положительными качествами проволочных фильтров являются способность их благодаря малому расстоянию между проволо-

ками препятствовать поступлению внутрь трубы мелкозернистого песка и сравнительно большая открытая поверхность на единицу длины фильтра. Недостатками этих фильтров являются легкая засоряемость глинистыми частицами и необходимость немедленной замены в случае проедания части сетки, так как при этом и остальная часть сетки быстро приходит в негодность.

В кнопочных фильтрах перфорированная труба имеет ряд круглых пластинок. Эти пластинки или сетчатые пробки можно вставлять в отверстия труб и затем расчеканивать их или изготовлять на резьбе. Сетки с щелями делают различной ширины. Недостатком этих фильтров является довольно быстрое разрушение и выпадение пластинок.

Наилучшей конструкцией фильтра нужно считать такую, в которой струя жидкости будет входить прямо внутрь колонны без изменения направления. Такой фильтр будет иметь высокую пропускную способность на единицу площади и довольно большую открытую поверхность на единицу длины. Наиболее соответствуют этим условиям фильтры со щелевидными отверстиями.

*Кольцевой фильтр.* Вдоль перфорированной трубы приваривают несколько установочных планок, поверх которых на трубу надевают точенные стальные кольца высотой до 40 мм. Нижнее кольцо приваривают к трубе. Для получения просветов между кольцами вставляют тонкие калиброванные стальные пластинки нужной толщины и всю систему колец зажимают верхней муфтой.

В результате многих опытов было найдено, что при ширине щели больше двойного диаметра песчинки весь песок проходит через фильтр вместе с нефтью. При ширине меньше двойного диаметра песчинки сначала проходит немного песка, а затем образуется песчаный мост и песок больше не проходит. При смешивании 50% крупнозернистого и 50% тонкозернистого песка при ширине щели, не превосходящей двойного диаметра зерен крупнозернистого песка, также получались довольно благоприятные результаты.

Поэтому, если количество крупнозернистого песка небольшое, ширину прорези фильтра можно увеличить.

При неотсортированном песке, какой имеется в естественных условиях, сводообразующими являются зерна такого диаметра, при котором сумма всех более крупных фракций составляет около 10% по весу от всей массы песка. По этому размеру и следует подбирать отверстия фильтра. Помимо механического состава песка, на выбор отверстия влияет еще и степень сцементированности песка, и ряд других факторов. При сцементированных песках ширину щели можно увеличить в расчете на образование сводов не отдельными зернами песка, а сцементированными крупными агрегатами их.

При вязких нефтях можно также увеличить ширину щели. Кроме перечисленных факторов, при подборе щели нужно принимать во внимание температуру, давление на забое и количество газа, поступающего с нефтью в скважину.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Контроль за процессом разработки месторождений.** При вводе месторождения в промышленную эксплуатацию необходимо проводить наблюдения за изменением показателей разработки.

По отдельным скважинам систематически измеряются: дебит нефти; дебит воды; дебит жидкости; процент обводнения; забойное давление; пластовое давление на участке работающей скважины и измеряемое давление после остановки скважины и восстановления в ней давления, а также газовый фактор.

При исследовании работы скважины на различных режимах определяются коэффициенты продуктивности скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта. Для всего месторождения систематически определяется: дебит нефти, дебит воды, дебит жидкости, процент обводненности, объем нагнетаемого рабочего агента воды или газа.

На основании результатов исследований скважин строятся графики, характеризующие динамику изменения основных показателей разработки во времени.

Если при исследовании скважин наблюдается изменение коэффициентов продуктивности, то следует выяснить причину этого изменения (выделение газа в пластовых условиях, изменение проницаемости призабойной зоны, зависимость коэффициента продуктивности от градиента давления и т. д.). В случае ухудшения процесса в призабойной зоне необходимо заняться интенсификацией притока на забой эксплуатационной скважины (или восстановления приемистости в нагнетательной скважине).

На основании исследований гидропроводности и пьезопроводности пласта как в самих скважинах, так и по условиям их взаимодействия строятся карты гидропроводности и пьезопроводности пластов. Эти карты служат для регулирования процесса разработки месторождения. По замеренным давлениям в скважинах строятся карты изобар. В большинстве случаев при построении карты изобар используется интерполяция пластовых давлений, измеренных в скважинах после их остановки.

Карта изобар позволяет контролировать изменения давления на отдельных участках залежи и в среднем по всему пласту. На основании карты изобар регулируются отборы жидкости из пласта, объем нагнетаемого рабочего агента и характер перемещения контура нефтеносности.

С помощью карты изобар можно проанализировать равномерность вытеснения нефти и воды. Для этого на участках, выделенных перпендикулярно изобарам, следует сопоставить количество отобранной нефти и количество вторгшейся в пласт воды. Последнее определяется по начальному и текущему положению контура нефтеносности. При охвате пласта процессом вытеснения по всей мощности должен соблюдаться баланс отобранной нефти и вторгшейся в пласт воды. Если количество отобранной нефти меньше видимого объема вторгшейся в пласт воды, то, следовательно, процесс вытеснения произошел по отдельным пропласткам и требуется принять меры для увеличения коэффициента охвата.

При осуществлении процесса поддержания давления необходимо контролировать зону между эксплуатационными и нагнетательными скважинами. Если эта зона широка, то на нее нужно запроектировать бурение контрольных скважин. Контрольные скважины уточняют физические свойства пласта, осветят степень взаимосвязи между эксплуатационными нагнетательными скважинами. Помимо этого, контрольные скважины служат для наблюдения за скоростью перемещения водонефтяного контакта и за изменением нефтеотдачи в процессе вытеснения.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филалагия три». Москва, 2002.*

**Контроль за перемещением контуров нефтеносности.** Регулирование процесса эксплуатации залежи должно осуществляться как при нагнетании рабочего агента в пласт, так и без мероприятий по поддержанию пластового давления. Целью регулирования является правильное перемещение водонефтяных и газонефтяных контуров. При правильном перемещении контур нефтеносности движется от изогипсы к изогипсе с градиентом давления, обеспечивающим наибольшую нефтеотдачу.

Регулировать перемещение контура нефтеносности можно изменением отбора на различных участках пласта, а при нагнетании в пласт — изменением темпов нагнетания воды. Регулирование нагнетаемой и отбираемой жидкости осуществляется путем различной расстановки скважин на разных участках пласта и изменением режима их работы.

Для установления режима работы эксплуатационных и нагнетательных скважин необходимо иметь: а) карту пористости; б) карту гидропроводности; в) карту пьезопроводности пласта с нанесенными контурами нефтеносности. Необходимо систематически строить карты изобар, по которым видно изменение градиентов давления на разных участках пласта.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974 г.*

**Контрольная скважина** – скважина, предназначенная для наблюдения за положением уровня подземных вод, а также изменением пластового давления, температуры, нефтегазоводонасыщенности пласта, перемещением водо- и газонефтяного контактов и др. Данные К. с. используют для контроля и регулирования процесса разработки нефтяной залежи. К. с. оснащаются контрольно-измерительными приборами или обслуживаются передвижными замерными установками. В зависимости от задачи контроля роль К. с. могут выполнять пьезометрические, наблюдательные, добычающие, нагнетательные и др. скважины.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Контрольные скважины** – специально пробуренные или переведённые из других групп фонда скважины, предназначенные для контроля за процессами, протекающими в пласте при разработке залежей нефти и газа независимо от их состояния.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Контур питания.** Под контуром питания обычно понимается внешняя граница области фильтрации, через которую проникает жидкость. На этом контуре давление можно считать неизменным. С известным приближением понятие контура питания применимо к случаю, когда пласт имеет выход в какой-либо водоем, водохранилище, реку, море. Для нефтеносных пластов в качестве контура питания часто принимается граница внешней водоносной зоны с нефтеносной – водонефтяной контакт. Такая схематизация обоснована в случае, если проводимость водоносной зоны много больше, чем нефтяной. В качестве контура питания в стационарном течении может также быть принята произвольная эквипотенциальная поверхность. Обычно положение контура питания по геологическим данным известно лишь грубо приближенно.

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: Недра, 1984.*

**Концентрация предельно допустимая (ПДК)** – норматив – количество вредного вещества в окружающей среде, при постоянном контакте или при воздействии за определённый промежуток времени практически не влияю-



щее на здоровье человека и не вызывающее неблагоприятных последствий у его потомства, а также у животных, растений, грибов, микроорганизмов и на природные сообщества в целом.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Коррозия среды** – разрушение поверхности металла, вызываемое химическими или электрохимическими процессами. Термином К. обозначаются как самый процесс разрушения металла, так и результаты этого процесса. Обычно чистый металл активен к всевозможным химическим воздействиям со стороны коррозионной среды (активное состояние поверхности металла). Наоборот, если поверхность металла подвергалась окислению, образуемая на ней оксидная пленка сообщает металлу свойства пассивности относительно.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Коэффициент абсолютной вязкости** – величина, равная напряжению внутреннего трения, когда относительная скорость двух плоскостей потока, находящихся друг от друга на расстоянии 1 м, равна 1 м/с; размерность – мПа·с.

**Коэффициент анизотропии** – величина, выраженная квадратным корнем из частного от деления значения проницаемости пласта в горизонтальном направлении на проницаемость его по вертикали.

*(Д. А. Эфрос, Р. Г. Аллахвердиева, 1968; А. К. Курбанов, П. Б. Садчиков, 1962; М. И. Максимов, 1975 и др.).*

**Коэффициент водонасыщенности** – отношение объема связанной (остаточной) воды к объёму порового пространства в нефтегазонасыщенной части пласта *(М. А. Жданов, 1970; ГС, 1978).*

**Коэффициент водонасыщенности пласта** – отношение содержащейся в пласте воды к суммарному объёму пор или количество воды, содержащееся в единице объёма пор.

*Основы физики нефтяного пласта (Ф. И. Котяхов), Москва, 1956 год.*

**Коэффициент вытеснения** – отношение объема нефти, вытесненной агентом воздействия, к начальному объему нефти. Определяется по данным исследования кернов и на основании фактических данных по выработанным зонам пласта.

**Коэффициент глинистости** – отношение суммарной массы глинистых минералов горной породы к её общей массе (ВНИИ, 1973).

**Коэффициент заводнения** – отношение объема пустотного пространства, занятого вытесняющим агентом на какую-то определенную дату или на момент достижения установленной по экономическим соображениям предельной обводненности, к объему пустот того же пространства, которое может быть занято вытесняющим агентом при интенсивной длительной промывке (до 100% обводненности).

**Коэффициент замещения коллекторов** – для отдельного пласта (прослоя) – отношение площади зон отсутствия коллекторов к общей площади во внешнем контуре нефтеносности (газоносности); для объекта разработки (горизонта) – отношение суммы коэффициентов замещения по всем пластам (прослоям) к общему числу пластов.

– Разница между единицей и коэффициентом распространения пород-коллекторов по площади эксплуатационного объекта в целом (или отдельного пласта или многопластового горизонта).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент замещения коллекторов по объему** – отношение объема непроницаемых пород в границах залежи (эксплуатационного объекта) к общему объему залежи (эксплуатационного объекта).

Разница между единицей и коэффициентом распространения коллекторов по объему залежи (эксплуатационного объекта).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент изменения добычи из скважины** – показатель, используемый при планировании добычи по переходящему фонду скважин и характеризующий изменение среднесуточного дебита за последующий и предыдущие месяцы.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент кавернзности** – отношение суммарного объёма каверн к соответствующему видимому объёму горной породы.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент карбонатности пород** – отношение суммарной массы карбонатных минералов породы к ее общей массе.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент использования фонда скважин** – отношение числа скважин действующего фонда к числу скважин эксплуатационного фонда на определенную дату.

– Отношение суммарного времени эксплуатации скважин к календарному времени работы скважин эксплуатационного фонда.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент нефтенасыщенности (газонасыщенности)** – отношение объёма нефти, содержащейся в порах (пустотах) нефтяного (газового) пласта в пластовых условиях.

(СГН, 1958; М. А. Жданов, 1962; ГС).

**Коэффициент нефтеотдачи** – это отношение добытой из пласта нефти к начальным геологическим запасам.

**Коэффициент нефтеотдачи (2).** С практической точки зрения коэффициент нефтеотдачи, т. е. извлекаемая часть нефти, заключенной в недрах, имеет большое значение. Если этот коэффициент недостаточно высок, чтобы окупить расходы на бурение и эксплуатацию скважин, то все соображения относительно режима пласта и его разработки не представляют интереса. Суммарная добыча нефти из пласта определяется предельным значением дебита к моменту забрасывания месторождения и поэтому зависит от механизма нефтеотдачи и процесса эксплуатации. Установление

коэффициента нефтеотдачи до полной разработки залежи и проведения её эксплуатации является с научной точки зрения чистым умозрением. Однако уже на ранней стадии разработки необходимо провести некоторый расчет ожидаемой добычи, чтобы экономически обосновать бурение. С получением первых скважин надлежит производить вычисления содержания нефти и газа в пласте и выяснение вероятного механизма нефтеотдачи. Следует приложить к подсчетам коэффициент нефтеотдачи, полученный в других пластах с тождественными свойствами коллектора и жидкостей, при том же механизме нефтеотдачи. Этот коэффициент может видоизменяться в связи с теоретическими вычислениями вероятного режима пласта и суммарной добычи.

*М. Маскет. Физические основы технологии добычи нефти, институт компьютерных технологий, 2004.*

**Коэффициент нефтеотдачи при оценке прогнозных ресурсов** – коэффициент нефтеотдачи, определяемый для выявления залежей рассматриваемого литолого-стратиграфического комплекса в пределах эталонного участка путем взвешивания его значений по величине геологических запасов залежи с последующим переносом средневзвешенного значения на расчетный участок прогнозной территории.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент нефтеотдачи в заводненном объеме пласта** – отношение добытого на определенную дату количества нефти за счет заводненной части пласта к начальным балансовым запасам нефти в этом объеме.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент открытой пустотности** – отношение объёма пустот, слагающих открытую пустотность коллектора, к соответствующему видимому объёму коллектора.

– Отношение объёма взаимосвязанных пор (пустот), в которое возможно проникновение нейтрального, наименее вязкого флюида (азота, керосина), к общему объёму породы (А. И. Кринари, 1959).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент относительной проницаемости** – отношение коэффициента эффективности или фазовой проницаемости к коэффициенту абсолютной проницаемости.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент охвата** – отношение выработанной части пласта ко всему объему залежи.

**Коэффициент песчанистости** (для скважин) – отношение эффективной толщины продуктивного пласта (горизонта, эксплуатационного объекта) к его общей мощности в стратиграфических границах; для горизонта в целом – среднее арифметическое значение К.п. по всем имеющимся скважинам.

– Отношение эффективной мощности продуктивного пласта или эксплуатационного объекта к его общей мощности (ВНИИ, 1973).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент пористости** – отношение объема межзерновых пор коллектора к соответствующему видимому объему породы, характеризующее пористость коллектора порового типа.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент приёмистости скважины** – отношение суточной закачки воды в нагнетательную скважину к перепаду между забойным и пластовым давлением, при котором обеспечен данный объем закачки, – величина, обычно численно отличающаяся от коэффициента продуктивности той же скважины и возрастающая с увеличением забойного давления.

– Приращение объема закачки нагнетательной скважины при увеличении перепада между забойным и пластовым давлением.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент продуктивности скважин** – коэффициент, характеризующий добычные возможности скважины – отношение ее дебита к соответствующему перепаду между пластовым и забойным давлением, – величина обычно постоянная (независящая от забойного давления) при установив-

шейся фильтрации однофазной жидкости и переменная (зависящая от давления на забое скважины) при фильтрации газа или жидкости и газа.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент проницаемости** – числовое выражение абсолютной, эффективной (или фазовой) проницаемости, обычно определяемое при линейном законе фильтрации.

– Коэффициент проницаемости в линейном законе фильтрации Дарси, за единицу которого принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации, через образец которой площадью в  $1\text{ м}^2$ , длиной 1 м и перепада давления 0,1 МПа расход жидкости вязкостью 1 мПа·с составляет 1  $\text{м}^3/\text{с}$ . Физический смысл размерности К.п. заключается в том, что проницаемость характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент пьезопроводности** – коэффициент, характеризующий темпы перераспределения пластового давления в условиях упругого режима, равный отношению коэффициента проницаемости пласта к произведению вязкости жидкости на коэффициент упругоёмкости (В. Н. Щелкачев).

Коэффициент, характеризующий скорость распространения давления в упругой пористой среде.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент разгазирования нефти** – количество газа, выделяющегося из единицы массы или объёма нефти при снижении давления на единицу, обычно увеличивающееся по мере снижения давления, но возрастающее в области очень высоких температур и давлений в связи с явлениями обратного испарения (Ф. И. Котяхов, 1956; Ш. К. Гиматудинов, 1963 и др.).

**Коэффициент распространения коллекторов по объёму залежи (эксплуатационного объекта)** – отношение эффективного объёма залежи (эксплуатационного объекта) к общему объёму залежи (эксплуатационного объекта).

– Отношение объема продуктивной части пласта к объему всего пласта, что близко к коэффициенту песчанистости и может быть вычислено только после построения соответствующих карт.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент распространения коллекторов по площади залежи (эксплуатационного объекта)** – для отдельного пласта (прослоя) – отношение площади нефтеносности (газоносности) коллекторов к общей площади пласта в пределах залежи.

– Отношение суммы площадей распространения коллекторов всех продуктивных прослоев в пределах выбранной постоянной площади к произведению числа прослоев на выбранную площадь.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент растворимости газа в нефти** – показатель, характеризующий способность природного углеводородного газа растворяться в нефти, – количество газа, растворяющегося в единице массы или объема нефти при увеличении давления 0.1 МПа.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент расчлененности** – отношение числа пластов (прослоев)-коллекторов продуктивного пласта, суммированных по всем скважинам к общему числу скважин.

Один из показателей вертикальной неоднородности, среднее число пластов-коллекторов в границах залежи.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент сжимаемости воды** – показатель изменения единицы объема пластовой воды при изменении давления на 0.1 МПа. Имеет значения в пределах  $(2,7-5) \cdot 10^{-5}$  1/МПа.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент сжимаемости газа** – коэффициент, используемый при изучении объема пластового газа в зависимости от пластового давления.

Отношение объемов реального пластового и идеального газов при одних и тех же давлении, температуре.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент сжимаемости нефти** – показатель изменения единицы объема пластовой нефти при изменении давления на 0,1 МПа, возрастающий с увеличением легких фракций нефти, количества растворенного газа, повышением температуры, снижением давления и имеющий значения в пределах  $(6-140) \cdot 10^{-6} 1/\text{МПа}$ . Для большинства пластовых нефтей  $(6-18) \cdot 10^{-6} 1/\text{МПа}$ .

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983 г.*

**Коэффициент сжимаемости породы** – изменение единицы объема породы при изменении давления на 0,1 МПа. В. Н. Щелкачёв, 1946; Ф.И. Котяхов, 1956.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983 г.*

**Коэффициент слияния** – характеризует степень слияния пластов (прослоев) - коллекторов между собой и, следовательно, степень их гидродинамической связи и оценивающий в зависимости от поставленной задачи слияние конкретного пласта с соседним пластом (нижележащим или вышележащим) или всех пластов горизонта (эксплуатационного объекта) между собой.

– Для отдельного пласта – отношение суммарной площади зон слияния пласта с выше- или нижележащим пластом к площади распространения коллекторов рассматриваемого пласта.

– Для многопластового объекта разработки – отношение суммы всех коэффициентов слияния по пластам или прослоям коллекторов (определяемых сверху вниз) к числу пластов или прослоев без одного.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983 г.*

**Коэффициент сложности** – отношение протяженности границ между породой-коллектором и породой-неколлектором, расположенных внутринефтеносной (газоносной) площади, периметру этой площади.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983 г.*



**Коэффициент совершенства скважины** – коэффициент, который показывает, какую долю дебита гидродинамически совершенной скважины составляет дебит несовершенной скважины при том же перепаде давления и при всех прочих равных условиях.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Коэффициент теплового расширения нефти** – коэффициент, показывающий, на какую часть своего первоначального объема изменяется объем нефти при изменении температуры на 1 °С.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент теплового расширения пластовой воды** – изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1 °С, колеблется в пластовых условиях от  $18 \cdot 10^{-5}$  до  $90 \cdot 10^{-5}$  1/°С.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент трещиноватости** – отношение объема трещин к объему породы, заключающей в себе эти трещины, или отношение суммарной площади трещин в шлифе породы к площади шлифа.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент упругости пласта** – комплексный коэффициент, учитывающий одновременно емкость и упругость пласта и упругость насыщающих его жидкостей и показывающий, какую долю от выделенного элемента объема пласта составляет объем жидкости, вытекшей из этого элемента при снижении пластового давления в нем на 0,1 МПа (численно равен сумме произведения коэффициента пористости на коэффициент сжимаемости пористой среды).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Коэффициент эксплуатации скважин** – отношение суммарного времени работы скважин действующего фонда к суммарному календарному времени нахождения скважин в действующем фонде за рассматриваемый период.

– Отношение числа скважино-месяцев, числившихся по действующему фонду скважин.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Краевой угол смачивания** – показатель, характеризующий соотношение поверхностных натяжных сред и избирательную смачиваемость породы жидкостями при совместном контактировании воды, нефти и породы – угол между поверхностью породы и касательной к капле воды, проведенной из крайней точки ее соприкосновения с породой, который отсчитывается от касательной в сторону воды-жидкости, имеющей большую плотность.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Краевая вода** – вода, находящаяся в том же пласте, что и залежь, либо покрывающая её сверху (верхняя краевая), либо подпирающая снизу (нижняя краевая) (близк.: М. И. Максимов, 1975; М. А. Жданов, 1981).

**Крепление скважины** – цикл работ по разобщению горизонтов в скважине, предусматривающий последовательные спуск и цементирование обсадных колонн направления, кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонны.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Крепление скважин** – процесс укрепления стенок буровых скважин обсадными трубами и тампонажным раствором. Наиболее распространено К. с. последовательным спуском и цементированием направляющей колонны, кондуктора, промежуточной и эксплуатационной колонн. Промежуточная и эксплуатационная колонны могут быть спущены целиком, секциями и в виде потайных обсадных колонн, которые, как правило, входят в башмак предыдущей колонны и в процессе проводки скважины могут быть наращены до устья.

Перед спуском обсадной колонны производят комплекс геофизических работ, среди которых важное место занимают кавернометрия и профилометрия, что позволяет определить количество тампонажного цемента и др. Для выбора числа обсадных колонн (зон крепления) используется совмещённый график изменения пластового давления, давления гидрораз-

рыва пород и гидростатического давления столба бурового раствора, построенный на основании исходных данных в прямоугольных координатах «глубина — эквивалент градиента давления». Под эквивалентом градиента давления понимают плотность жидкости, столб которой в скважине в точке замера создаёт давление, равное пластовому (поровому) или давлению гидроразрыва.

Подготовку обсадных труб к спуску в скважину осуществляют централизованно на трубных базах или непосредственно на буровых. Обсадные трубы должны иметь заводские сертификаты и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов. Все обсадные трубы, предназначенные для крепления скважины, на буровой подвергаются гидравлическому испытанию труб на внутреннее давление для определения их пригодности и внешнему осмотру.

Расчёт обсадных колонн (эксплуатационных и промежуточных) производится по нескольким методикам. Для эксплуатационных колонн определяется наружное и внутреннее давление и проводится расчёт обсадных колонн на растяжение, для промежуточных колонн учитывается их износ. Существуют особенности расчёта колонн применительно к многолетнемерзлым породам, соляным залежам и т. д.

Обсадные колонны, собираемые с помощью муфтовых соединений или на сварке, спускают обычно в один приём. При спуске труба, находящаяся у буровой, с помощью элеватора поднимается на талевой системе лебёдкой, нижним концом свинчивается с муфтой, уже спущенной и висящей на роторном столе обсадной трубой, затем опускается вся колонна обсадных труб. Процесс повторяется до спуска всех труб. После спуска обсадной колонны скважина промывается и цементируется.

Процесс цементирования начинается с приготовления цементного раствора с помощью цементно-смесительных машин и цементировочных агрегатов, потом закачивается в обсадную колонну и вытесняется в заколонное пространство. Цементирование (тампонирование) скважин повышает герметичность обсадной колонны и предотвращает сообщение между пластами, дневной поверхностью или зоной перфорации. Герметичность скважины обеспечивается контактированием колонны обсадных труб и стенки скважины с тампонажным раствором низкой водоотдачи, затвердевающим в безугадочный камень. Для осуществления процесса крепления и цементирования применяются заколонная оснастка и колонная оснастка.

При обоснованном времени загустевания тампонажного раствора определяющим фактором обеспечения герметичности заколонного пространства скважин является высокая степень вытеснения бурового раствора из интервала цементирования. Полнота вытеснения бурового раствора

из заколонного пространства тампонажным раствором (величина статистического характера) определяется реологическими свойствами жидкостей, эксцентриситетом обсадной колонны, временем контакта тампонажного раствора и буферной жидкости со стенками скважины, коэффициентом турбулентного переноса, степенью отклонения формы ствола скважины от идеальной, коэффициентом Рейнольдса и др. Лучший случай обеспечения герметичности крепи наблюдается, когда тампонажный раствор, вытеснив буровой, занял все каверны и контактирует с породой и обсадной колонной. Степень вытеснения бурового раствора тампонажным характеризуется коэффициентом вытеснения, под которым понимается отношение объёма вытесненного бурового раствора к полному объёму скважины на высоте подъёма тампонажного раствора.

Разработаны количественные требования к ряду технологических параметров К. с., изготавливаются устройства для центрирования (центраторы) обсадной колонны, турбулизации (турбулизаторы) потока тампонажного раствора. Подобраны составы буферных жидкостей, разделяющие буровой и тампонажный растворы, устраняющие их смешивание и способствующие более полному вытеснению бурового раствора тампонажным. В среднем расход цементного раствора  $0,07 \text{ м}^3$  на 1 м проходки, для глубоких скважин –  $0,03\text{--}0,2 \text{ м}^3$  в зависимости от их конструкции.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Измайлов Л. Б., Булатов А. И. Крепление нефтяных и газовых скважин, М., 1976; Булатов А. И., Измайлов Л. Б., Лебедев О. А., Проектирование конструкций скважин. – М., 1979; Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин, 2 изд. – М., 1981; Булатов А. И., Тампонажные материалы и технология цементирования скважин, 3 изд. – М., 1982.*

*А. И. Булатов.*

**Крепление горизонтальных скважин.** В настоящее время большинство горизонтальных скважин заканчиваются без цементирования. Горизонтальный участок зачастую укрепляется прорезным хвостовиком, заранее перфорированным, или хвостовиком перфорированным, но с заглушенными магниевыми пробками перфорационными отверстиями, которые впоследствии растворяются кислотным раствором. Только в редких случаях (в устойчивых к разрушению горных породах) горизонтальные скважины не требуют дополнительного крепления.

Иногда в сильно искривлённом пласте промежуточная колонна (обсадка) укреплялась высококачественным цементированием. Это необходимо для защиты промежуточной колонны от воздействия пластовых

флюидов и для создания изоляции между верхними водоносными обсаженными зонами и нижними продуктивными интервалами. Однако зачастую появляются обстоятельства, при добыче и заканчивании горизонтальных скважин, вынуждающие производить обсадку с целью обеспечения изоляции пластов. Ниже приводятся случаи, когда применяется обсадка в горизонтальных скважинах:

- 1) при планировании обсадки ствола многоцикловой стимуляции притока;
- 2) при прогнозировании последствий «газо и водоконусообразования», вызванных пересечением скважиной газовой шапки или пластовой воды, а также прохождением скважины в непосредственной близости от них. Это может явиться результатом потери контроля направления проводки ствола, что приводит к неконтролируемому отклонению ствола или пересечению стволом газовой шапки до вступления в зону нефтеотдачи;
- 3) когда продуктивные интервалы могут потребовать ремонтного цементирования с целью предотвращения нежелательного прорыва воды или газа.

Примером типичного заканчивания таких скважин является технологическая схема, представленная на рис. 1.

Имеются достаточно справедливые аргументы того, что короткие (до 2 м) пакеры легче цементировать и что они обеспечивают более надежную изоляцию, нежели стандартные более длинные пакеры.

Зарубежными учеными предложено три варианта технологии для улучшения стабильности цементного раствора в зависимости от скважинной температуры:

1. Использование диспегаторов для обеспечения образования материала, связывающего вместе цементные зерна.
2. Превращение воды затворения в более вязкую жидкость при помощи латоксных эмульсий.
3. Смешивание твердых инертных элементов по размеру в 10–100 раз меньших, чем цементные зерна, для заполнения промежуточных зазоров между зернами и для предотвращения отделения свободной воды.

Другими важными ингредиентами для обеспечения успешного цементирования в горизонтальных скважинах является легко вытесняемый буровой раствор, особенно с низким предельным статическим напряжением сдвига. Движение обсадной трубы в стволе скважины является средством, обеспечивающим уменьшение величины этого напряжения сдвига, причем вращение трубы оказалось более эффективным для этой цели, чем ее расхаживание. Для этой цели были разработаны специальные подвески, снабженные опорными подшипниками.

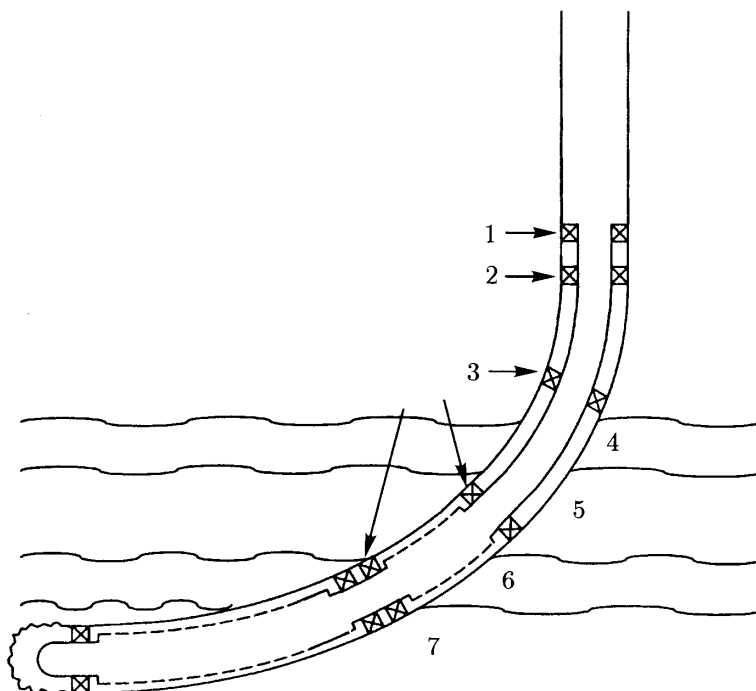


Рис. 1. Заканчивание горизонтального участка прорезным хвостовиком и затрубными пакерами: 1 – эксплуатационный пакер; 2 – подвесное устройство для хвостовика; 3 – заполненные цементом пакера; 4 – газовая шапка; 5 – верхняя нефтяная зона; 6 – глина; 7 – нижняя нефтяная зона

Расхаживание представляет собою движение в пределах от 3 до 6 м ежеминутно и вращение – движение со скоростью 10–20 оборотов в минуту. Оба приема используются до тех пор, пока цементировочная пробка не встает на концевой клапан. Вращение, кроме того, способствует продвижению цемента вокруг обсадной колонны и повышает степень вытеснения бурового раствора на узкой стороне затрубного пространства. В горизонтальных скважинах движение хвостовика может предотвратить воздействие на него усилий крутящего момента и волочение, для чего были разработаны теоретические модели воздействия волочения для прогнозирования момента, когда может оказаться невозможным перемещение хвостовика в горизонтальном стволе.

Цемент следует вытеснять на скорости продавки, сохраняющей стабильную границу раздела флюида между цементным раствором. Это требует применения реологически стабильного цементного раствора

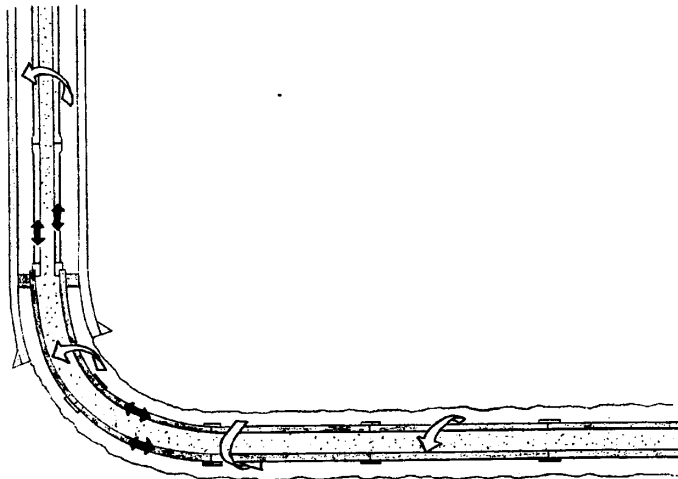


Рис. 2. Одновременное вращение и возвратно-поступательное движение хвостовика во время цементирования. Это помогает уменьшить предельное статистическое напряжение сдвига бурового раствора, облегчая эффективное вытеснение цемента

с низким пределом текучести, низкой пластовой вязкостью и надежным контролем флюида, т. е. теми свойствами, которых можно добиться путем применения добавок на латексной основе.

Наконец, следует уделить особое внимание надежности оборудования с обратным клапаном на конце хвостовика, которое предотвращает обратный переток в колонну цемента. Обратный переток может стать проблемой в горизонтальных скважинах.

Цементирование очень важно для создания в затрубном пространстве направленных путей поступления флюида и пласта в скважину. Если обсадная труба не цементирована, буровой раствор «застрянет» между ней и нижней образующей скважины. Из-за разности путей пластового флюида в скважине не существует режима потока при соответствующей скорости его движения, который может сдвинуть «застоявшийся» в затрубье буровой раствор. Промысловый опыт показывает, что необходимо смещение обсадной колонны (от центра) минимум на 65–70% для обеспечения наилучшего удаления бурового раствора из суженной части затрубного пространства между колонной и стенкой скважины. Это в большей мере подтверждалось исследованиями Уилсона и Сэбинса (188), который в лабораторных условиях наблюдали осаждение бурового раствора и слабую эффективность вытеснения, когда эксцентриситет достигал величины, менее,

чем 60% от стандарта АНИ (Американский институт нефти), который имел место, несмотря на тщательный контроль за буровым раствором. Трудность поддержания турбулентного потока вокруг эксцентричного расположения обсадной трубы графически изображена на рис. 3.

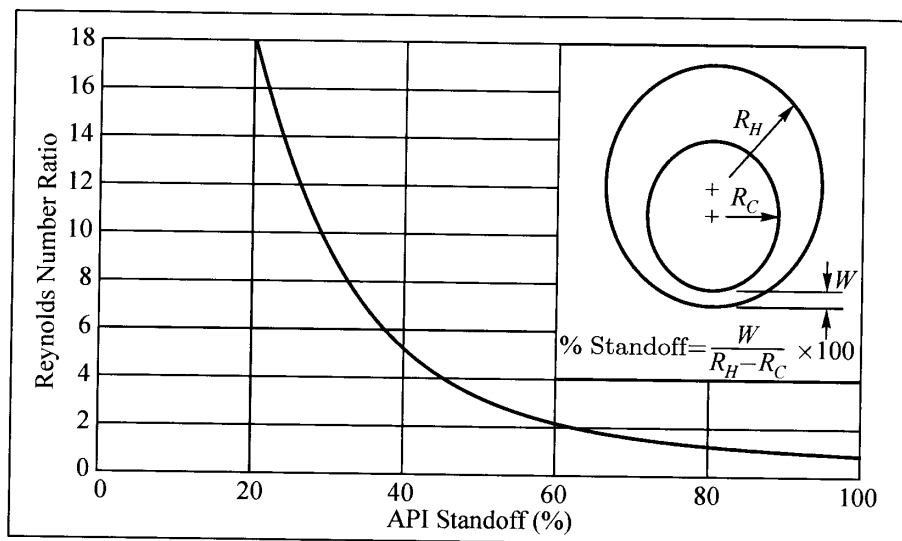


Рис. 3. Относительное изменение усредненного критического числа Рейнольдса как функция эксцентрирования: 1 – по вертикальной оси обозначены числа Рейнольдса; 2 – по горизонтальной – цифровые значения стандарта по данным института АНИ (% смещения); 3 – под эллипсным рисунком фактическое смещение в %, рассчитанное по формуле

Коэффициент расхода зависит от отношения скоростей потоков, протекающих между верхней и нижней сторонами хвостовика во время вытеснения бурового раствора, от величины смещения хвостовика от оси скважины. Если хвостовик лежит на нижней образующей скважины или почти прилегает к ней, то скорость потока на нижней стороне может упасть до нуля. Если хвостовик хорошо центрирован, то коэффициент расхода равен единице, а вытеснение имеет оптимальный характер.

Цементировать обсадную трубу особенно трудно, когда угол отклонения скважины от вертикали достаточно велик из-за возрастающей нагрузки на центраторы. Чтобы поддерживать максимально центрированное положение колонны, эмпирическим правилом должно стать поддержание постоянным расстояния между центраторами в пределах не менее 6 метров. Рекомендуется использовать жесткие стержневые (полосовые)



центраторы. Можно использовать также центраторы из сваренных стальных прутьев особенно на участках размыва ствола скважины. Центраторы должны содержать несущую муфту, позволяющую трубе вращаться и двигаться возвратно-поступательно, не прибегая к снятию центраторов. Требуемое количество и расположение центраторов можно точно определить путем компьютерного моделирования. При планировании программы расчета установки центраторов следует также учитывать влияние плавучести трубы и разности плотностей бурового и тампонажного растворов. Применение цементного раствора высокой плотности при буровом растворе низкой плотности в стволе может привести к плохому цементированию колонны, так как более тяжелый цемент может вызвать смятие или вдавливание центраторов.

**Кривая восстановления забойного давления** – кривая восстановления в скважине давления до пластового (наклон ее зависит от дебита скважины, с которым она эксплуатировалась до остановки, гидропроводности и пьезопроводности пласта, величины приведенного радиуса скважины), на основании анализа которой можно определить некоторые гидродинамические характеристики скважины и пласта в ее районе.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М.Ивановой).*

**Критическое давление** – предельное давление, при котором газ не переходит в жидкое состояние, как бы ни была низка температура;

– давление, соответствующее критической точке, выше которого в однокомпонентной системе жидкая и газовая фазы данного вещества не могут равновесно существовать.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Критическая температура** – температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении, т.е. не может находиться в двухфазном состоянии.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой).*

**Кронблок** – система неподвижных блоков, собранных на твердом основании из сварных двутавровых балок. Кронблок крепится на самой высокой площадке буровой установки. Через систему неподвижного блока пропускается талевый канат, при помощи которого производится спуско-подъемные операции труб и другого оборудования при бурении скважины.

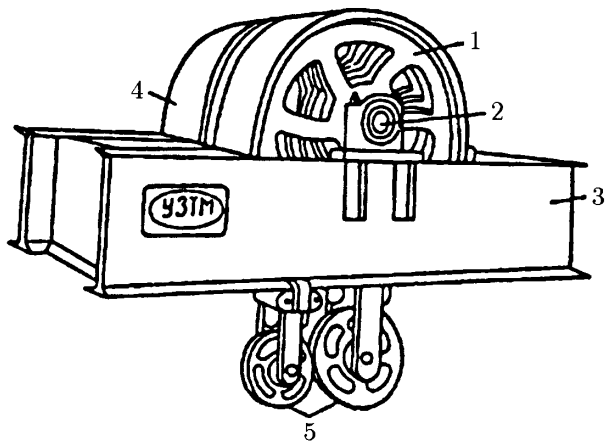


Рис. 1. Кронблок: 1 – блоки (шкивы); 2 – ось; 3 – рама; 4 – предохранительный кожух; 5 – вспомогательные блоки (шкивы)

*И. Т. Миценко. Скважинная добыча нефти. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**КРЫЛОВ Александр Петрович** – советский учёный в области горной науки, академик АН СССР (1968; чл.-корр. 1953). По окончании ЛГИ (1926) работал на бакинских нефтепромыслах и в геолого-разведочных организациях Донбасса и Сахалина. С 1932 в Государственном исследовательском нефтяном институте, в 1935–56 в Московском нефтяном институте, с 1953 во Всесоюзном нефтегазовом НИИ (в 1957–71 директор). С 1972 председатель Научного совета АН СССР по проблемам разработки нефтяных месторождений. Крылов – один из создателей научных основ разработки нефтяных месторождений. Создал теорию и методы расчёта фонтанного и компрессорного способов добычи нефти, предложил и руководил внедрением искусств, методов воздействия на нефтяной пласт (законтурное и внутриконтурное заводнение). Ленинская премия (1962) – за новую систему разработки нефтяных месторождений с применением внутриконтурного заводнения и за её осуществление на крупнейшем в СССР Ромашкинском нефтяном месторождении; Государственная премия СССР (1949) – за труд «Научные основы разработки нефтяных месторождений».

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманитика». – Москва – Санкт-Петербург, 2000.*

*Основные принципы разработки нефтяных месторождений в СССР. – М., 1955.*

**КРЫСИН Николай Иванович** – член-корреспондент РАЕН. Специалист в области буровых растворов. Автор многочисленных статей по бурению и экологии окружающей среды.

*Научные интересы:* физикохимия буровых растворов.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва – Санкт-Петербург, 2000.*

**Крюки эксплуатационные** – предназначены для подвешивания штанговых и трубных элеваторов, а также вертлюгов при текущем и капитальном ремонте скважин, расположенных в районах с умеренным и холодным климатом.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**КУДИНОВ Валентин Иванович** – председатель Совета директоров ОАО «Удмуртнефть», зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Удмуртского Государственного университета.

Д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники РСФСР, заслуженный нефтяник Удмуртской Республики, Почетный работник высшего образования России, Почетный нефтяник, Отличник народного образования РФ, Отличник здравоохранения, награжден орденом Ленина, 2 орденами Трудового Красного Знамени, орденом Знак Почета, медалью «За доблестный труд», лауреат премии им. акад. ИМ. Губкина, лауреат премии Миннефтепрома, академик Академии технологических наук, Международной Академии информации, Российской инженерной академии наук, лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники (1998 г.).

*Научные интересы:* разработка нефтяных месторождений, содержащих нефть повышенной и высокой вязкости в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». – Москва – Санкт-Петербург, 2000.*

**КУЗНЕЦОВ Олег Леонидович** – директор Государственного научного центра ВНИИгеоинформсистем, Президент Российской Академии естественных наук, ректор Международного университета «Дубна», д.т.н., профессор, лауреат Государственной премии СССР, 1983 г., заслуженный деятель науки и техники России, Почетный разведчик недр СССР, член Нью-

Йоркской Академии наук, Международной академии наук, член Американского общества инженеров-нефтяников.

*Научные интересы:* геофизика (прежде всего сейсмоакустика), нефтяная геофизика и разработка месторождений нефти и газа, нелинейная геофизика, геоинформатика, системный анализ в науках о Земле; глобальные геоинформационные системы; энергетический и информационный обмен во внутренних и внешних оболочках Земли.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия), издательство «Гуманистика». Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**Кумулятивный заряд** – заряд ВВ с конической или сферической выемкой на одном конце, действие которого основано на **КУМУЛЯТИВНОМ ЭФФЕКТЕ**. К. з. изготавливают из высокобризантиных ВВ (гексогена, тротила или их смеси), облицовку заряда – из мягкой стали, алюминия, меди, латуни и др. пластичных металлов. Форма зарядов цилиндрическая и полусферическая, соответственно с конической и полусферической выемкой (см. рисунок). Для увеличения местного действия К. з. в направлении оси выемки её поверхность покрывают тонким (1–2 мм) слоем металла. В горном деле применяют в основном К. з. полусферической формы массой 0,4 кг с полусферической стальной оболочкой толщиной ок. 1 мм.

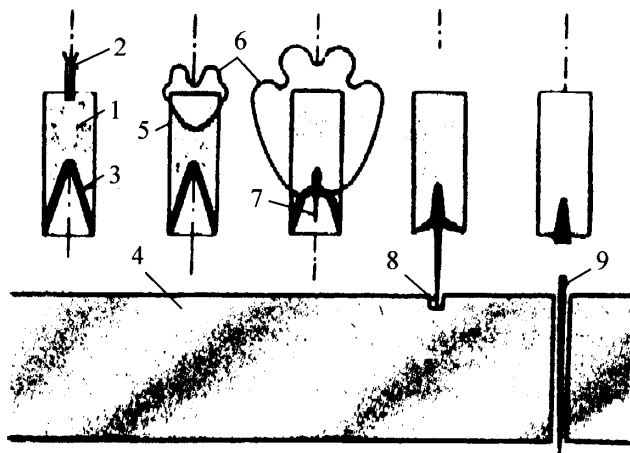


Рис. 1. Этапы взрыва кумулятивного заряда: 1 – заряд; 2 – детонатор; 3 – облицовка; 4 – пробиваемая преграда; 5 – фронт детанационной волны; 6 – продукты детонации; 7 – начало формирования кумулятивной струи; 8 – струя перебивает преграду; 9 – струя оторвалась и перебивает преграду

**Кумулятивный перфоратор** – устройство для перфорационных работ в скважине, действие которого основано на кумулятивном эффекте. Основное назначение — создание канала (проходящего через обсадную колонну и цементное кольцо) в породе, соединяющего скважину с пластом для притока в ствол жидкости или газа. Канал создаётся действием кумулятивной струи, образующейся при взрыве заряда. Глубина и диаметр пробиваемого канала определяются свойствами преград, характеристиками заряда, типом и массой ВВ, конструкцией кумулятивной воронки и др.

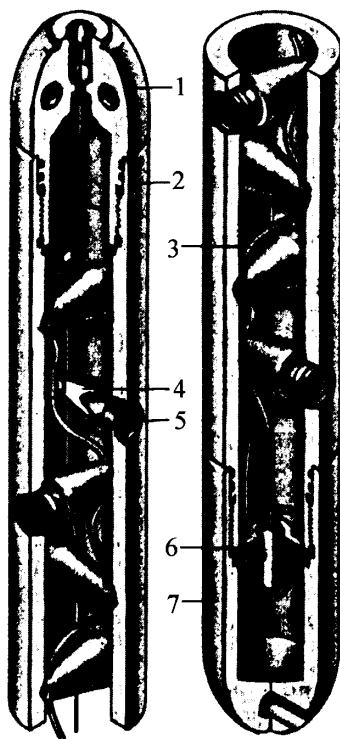


Рис. 1. Корпусный кумулятивный перфоратор многократного использования: 1 – головка; 2 – корпус; 3 – детонирующий шнур; 4 – кумулятивный заряд; 5 – герметизирующее уплотнение; 6 – взрывной патрон; 7 – наконечник

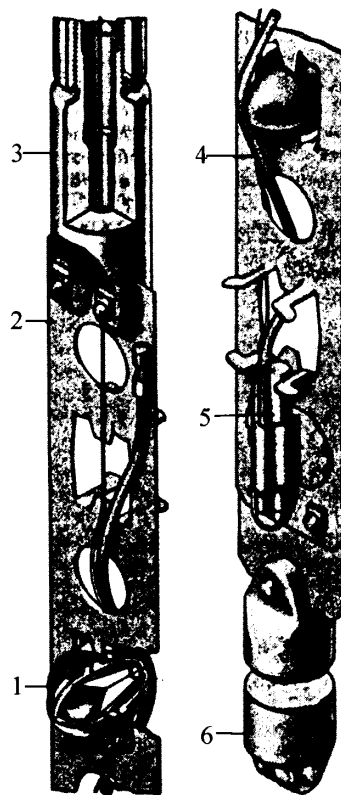


Рис. 2. Бескорпусной кумулятивный перфоратор: 1 – кумулятивный заряд в стеклянной и ситаловой оболочках; 2 – лента; 3 – головка; 4 – детонирующий шнур; 5 – взрывной патрон; 6 – груз

К. п. применяется для вскрытия продуктивных пластов в обсаженных нефтяных, газовых, нагнетательных и др. скважинах, когда требуется достаточная глубина перфорационных каналов и допускается повышенное механическое воздействие на обсадную колонну. Различают корпусные (рис. 1) и бескорпусные (рис. 2).

У первых заряды размещены в общем герметичном корпусе с плотностью заряжания (отношение массы ВВ к объёму) около 1/30.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская эксплуатация», 1984.*

Корпусные К. п. бывают многократного и одноразового использования. К. п. многократного использования имеют прочный, толстостенный, рассчитанный на 40–50 залпов, корпус с отверстиями, размещёнными против зарядов и перекрываемыми герметизирующими пробками. Заряды невелики, и плотность заряжания небольшая, что снижает опасность повреждения колонны и цементного кольца при перфорации. Для возбуждения взрыва у перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле, применяются взрывные патроны предохраняющего действия, не срабатывающие при попадании жидкости в перфоратор. Корпусные К. п. одноразового использования представляют собой прочную герметизированную трубу, где размещены заряды и средства взрывания. Такие К. п. в сравнении с К. п. многократного применения несут больший заряд, обеспечивая лучшую пробивную способность выстрела. К. п. одноразового использования, корпус которых усилен стальными втулками, применяют при давлениях до 150 МПа в сверхглубоких скважинах. Особый тип – перфоратор, спускаемый на насосно-компрессорных трубах. Такие К. п. дают возможность проводить вскрытие пласта на депрессии, поскольку оборудование позволяет заменить при перфорации раствор на более лёгкую жидкость – воду или нефть, исключив при этом опасность возникновения фонтана благодаря герметизации устья и засорению пласта частицами глинистого раствора.

Бескорпусные К. п. различаются по каркасам – извлекаемому или неизвлекаемому. Заряды, по величине равные зарядам корпусных К. п. одноразового применения одинакового диаметра, у бескорпусных К. п. размещаются в индивидуальных оболочках из стекла, ситалла, керамики, пластмассы, сплавов алюминия и др. Бескорпусные К. п. высокопроизводительны, позволяют опускать в скважину до нескольких сотен зарядов, хорошо проходят в искривлённых скважинах. К недостаткам, кроме сильного фугасного действия, можно отнести большое количество осколков оболочек зарядов (например, из сплава алюминия), засоряющих ствол после взрыва. К. п. различаются также размерами, величиной и конструкцией

заряда и каркаса, давлением и температурой применения, которая определяет термостойкость ВВ и средств взрывания.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*С. А. Ловля.*

**Кустовое бурение** – сооружение скважин (в основном наклонно направленных), устья которых группируются на близком расстоянии друг от друга на общей ограниченной площадке (основании). Применяется при разработке месторождений под застроенными участками, при разработке нефтяных и газовых месторождений в определённых климатических условиях (например, в зимний период, когда наблюдается большой снеговой покров, или весной во время распутицы и значительных паводков), на территории с сильно пересечённым рельефом местности или в пределах акваторий.

Площадку для К. б., на которой размещается буровая установка и устьевое оборудование, обычно располагают там, где по условиям рельефа местности затраты времени и средств будут минимальными. Бурение скважин производится различным количеством одновременно действующих буровых установок различной мощности в зависимости от количества скважин и их глубины. В процессе разбуривания куста скважин передвигают с точки на точку только вышки и насосную группу, а вспомогательные службы (площадки под буровой инструмент, склады, котельные и т. д.) размещают стационарно.

При бурении скважин кустами с близким расположением устьев наиболее сложным, с точки зрения безопасности ведения работ, является бурение вертикальных участков близко расположенных скважин. Бурят скважины в кусте, начиная с первой, при наличии проекта проводки всех скважин куста. Контроль за положением ствола наклонной скважины в кусте осуществляется *ИНКЛИНОМЕТРАМИ*. Количество скважин в кусте в зависимости от условий бурения изменяется от 2 до нескольких десятков, максимальное отклонение забоев скважин от вертикали может превышать 2000 м.

Применение К. б. даёт возможность значительно сократить строительно-монтажные работы, уменьшить объём вспомогательных работ, упростить обслуживание эксплуатируемых скважин и сократить объём перевозок и затраты на оборудование промысла, упростить автоматизацию процесса добычи и обслуживания, а также способствует охране окружающей среды.

*Бронзов А. С. Кустовое строительство скважин на нефтяных и газовых промыслах. – М., 1962; Калинин А. Г. Искривление скважин. – М., 1974; Разработка нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами, под ред. Р. С. Пермякова. – М., 1986.*

*Горная энциклопедия. Москва Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*



# Л

**Ламинарное течение (1)** – упорядоченное течение жидкости или газа, при котором жидкость (газ) перемещается как бы слоями, параллельными направлению течения. Л. т. наблюдается у очень вязких жидкостей или при течениях, происходящих с достаточно малыми скоростями, а также при медленном обтекании очень вязкой жидкостью тел малых размеров. С увеличением скорости движения данной жидкости (газа) Л. т. переходит в **ТУРБУЛЕНТНОЕ ТЕЧЕНИЕ**. Режим течения жидкости характеризуется числом Рейнольдса  $Re = \rho v l / \mu$ , где  $\rho$  – плотность,  $\mu$  – коэффициент вязкости,  $v$  – характерная скорость течения жидкости (газа),  $l$  – характерный размер. Л. т. жидкости (газа) имеет место при  $Re$  меньше критического числа  $Re_{кр}$ . Например, для течения в круглой трубе, если  $v$  – средняя по течению скорость, а  $l = d$  ( $d$  – диаметр трубы),  $Re_{кр} = 2200$ .

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. М. Тарг.*

**Ламинарное течение (2)** – течение жидкости (газа) в виде отдельных очень тонких слоев или параллельных струй, не перемешивающихся друг с другом, происходящее до определенной (критической) скорости.

*(А. А. Маккавеев, 1971, близк.: ГС, 1978).*

**Ландшафт** – территориальный комплекс, состоящий из взаимодействующих природных или природных и антропогенных компонентов и комплексов более низкого таксономического ранга. *ГОСТ 26463-85.*

**«Лёгкая нефть»** – нефть с относительно низкой плотностью, что обусловлено как химическим ее характером – преимущественно содержанием метановых углеводородов, так и фракционным составом – высоким содержанием бензина (СГН, 1958).

**Ликвидированные скважины** – скважины, ликвидированные в установленном порядке и с выполнением требований охраны недр, по которым выполнены работы по их ликвидации после эксплуатации, бурения или в процессе бурения – в связи с выполнением ими своего назначения, по геологическим или техническим причинам.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой), 1983 г.*

**Линза** – ограниченный участок породы-коллектора прерывистого пласта (прослоя), окружённый непроницаемыми породами и не подверженный искусственному воздействию.

– Участок распространения пласта-коллектора, окружённый в пределах залежи нефти и газа со всех сторон непроницаемыми породами.

*(Ю. П. Борисов, В. В. Воинов, З. К. Рябинина, 1970).*

**Лиофильность** – хорошее (часто полное) смачивание, малое межфазное натяжение, устойчивость поверхностей к взаимному слипанию.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Лиофобность** – противоположное понятие лиофильности.

**Литосфера** – верхняя «твёрдая» оболочка Земли. Включает земную кору и верхнюю подстилающую ее мантию земли (50–200 км).

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Лифтовая колонна** – подъёмная колонна (а. lift column; н. Liftstrang; ф. colonne de production; и. tuberia para fluidos, columna de tubos para fluidos), – колонна труб, используемая для подъёма пластовых флюидов (нефти, газа, воды) на поверхность при освоении, фонтанной и газлифтной эксплуатации скважин. В качестве Л. к. используются насосно-компрессорные трубы диаметром до 114 мм, в скважинах большого диаметра – обсадные трубы. Л. к. спускают в скважины до верха отверстий перфорации или кровли продуктивного пласта. Применяют в основном однорядные, реже многорядные Л. к. с концентричной и эксцентричной подвеской параллельно

расположенных колонн. Многорядные Л. к. подразделяются на полутораядные (внутренняя колонна короче внешней), двухрядные (при негерметичной обсадной колонне или в гидрогеологических скважинах большого диаметра), трёх и более при *ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН*. Подъём жидкости или нагнетание может производиться по внутренней или наружной колонне. Л. к. защищает эксплуатационную колонну от воздействия пластовой среды и позволяет осваивать скважины путём последовательного уменьшения плотности заполняющей жидкости (замещением глинистого раствора на воду, нефть), аэрацией жидкости, а также глушить фонтанирующую скважину закачкой жидкости высокой плотности (воды, глинистого раствора).

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. Р. Каплан*

**Лицензия** – в природопользовании документ, удостоверяющий право его владельца на использование в фиксированный период определенного ресурса (диких зверей, птиц, лекарственного сырья, рыбы, выброс вредных веществ в окружающую среду, использование природных ресурсов, пользование недрами и т. п.). Выдается специально уполномоченными на то органами, как правило, за определенную плату.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Ловильный инструмент** – приспособления и механизмы, используемые для извлечения из скважины прихваченной бурильной колонны, её отдельных элементов, забойных двигателей или посторонних предметов. По назначению Л. и. условно делят на основной (ловители, овершоты, метчики, колокола, магнитные фрезеры и др.), применяемый для непосредственного соединения с аварийным объектом и последующего его удаления из скважины, и вспомогательный, служащий для изучения аварийного объекта и подготовки к ликвидации аварии.

Ловитель (рис. 1) и метчик (рис. 2) используют для извлечения оставшейся в скважине части бурильной колонны путём соединения с её верхним концом посредством захвата снаружи трубы или замка. Ловитель состоит из корпуса, в котором установлены подвижные в осевом направ-

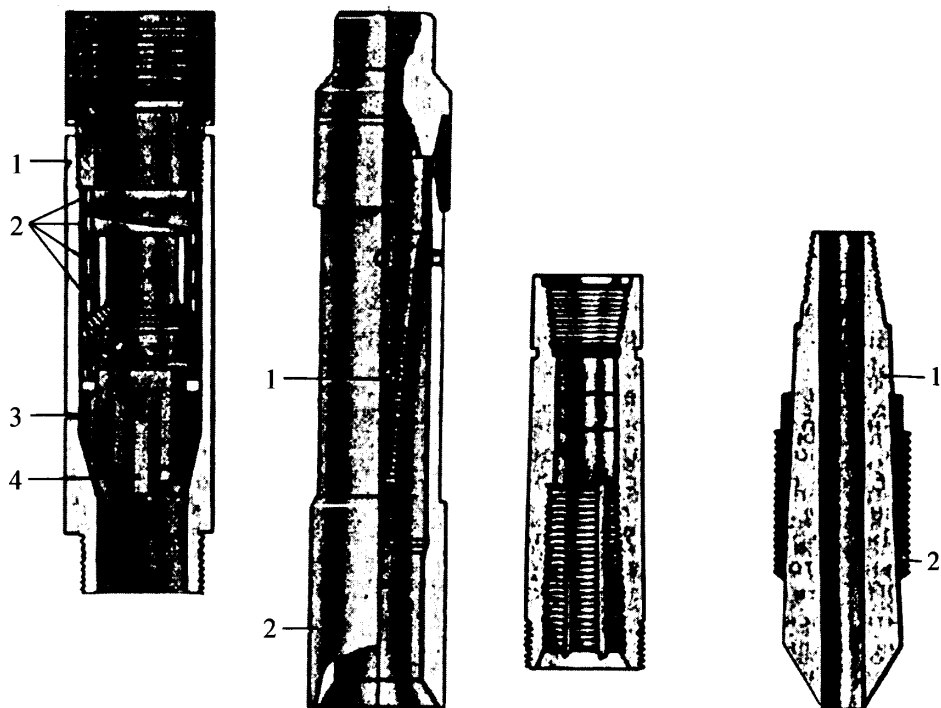


Рис. 1. Ловитель: 1 – корпус; 2 – плоская спиральная пружина; 3 – плашка; 4 – шпонка

Рис. 2. Метчик с центральным приспособлением: 1 – метчик; 2 – воронка

лении плашки, фиксируемые шпонками от проворота относительно корпуса. В нижней части ловитель соединяется на резьбе с направляющей воронкой, в верхней – с переходником или трубой. На плашках по их внутренней поверхности выполнена левая винтовая нарезка. Контактные поверхности корпуса и плашек выполнены коническими, что обеспечивает надёжный захват верхнего конца аварийной трубы.

Извлечение аварийной буровой колонны (дл. до 400 м) путём захвата её верхнего конца под замок производится овершотом. Овершот состоит из корпуса, внутри которого установлены пружинные пластины, захватывающие замок буровой трубы.

Полностью пропустив замок, пластины устанавливаются своими верхними торцами против опорного торца замка, что обеспечивает захват трубы при подъёме овершота.

Если верхний конец аварийной колонны оканчивается внутренней резьбой, то для проведения ловильных работ используют метчики. Метчики с правой резьбой применяются для извлечения оставшейся колонны целиком, с левой – для отвинчивания и извлечения колонны по частям. Часто метчики используют с центрирующим приспособлением (рис. 2), что повышает точность его попадания в отверстие аварийной колонны.

Сигналом, свидетельствующим о правильном попадании метчика в отверстие, служит скачок давления на насосе, подающем промывочную жидкость. В случаях, когда для ликвидации аварии требуются большие крутящие моменты и осевые усилия, применяют колокола (рис. 3), соединяющиеся с аварийной трубой по её наружной поверхности, или труболовки (рис. 4), использующиеся при больших глубинах и малых кольцевых зазорах между стенкой скважины и аварийной трубой. Ловильная втулка труболовки выполняется продольно разрезанной с конической внутренней поверхностью (угол уклона около  $2^\circ$ ).

Такой же угол имеет контактирующая с ней поверхность корпуса труболовки. С помощью направляющего конуса, выполненного на конце корпуса, труболовку вводят в аварийную трубу. При опускании ловильная втулка сначала упирается в торец трубы и перемещается в верхнее положение, где под действием части массы рабочей колонны и благодаря наличию разреза сжимается и заходит внутрь трубы.

В дальнейшем при натяжении рабочей колонны ловильная втулка распирается вследствие взаимодействия с корпусом по конической поверхности и врезается в тело аварийной трубы, обеспечивая надёжный захват. Конструкция труболовки исключает деформацию трубы при её захвате. Для очистки забоя скважины от посторонних металлических предметов применяется магнитный фрезер (рис 5), состоящий из переходника, корпуса, верхних и нижних полюсов, втулки, магнита и коронки.

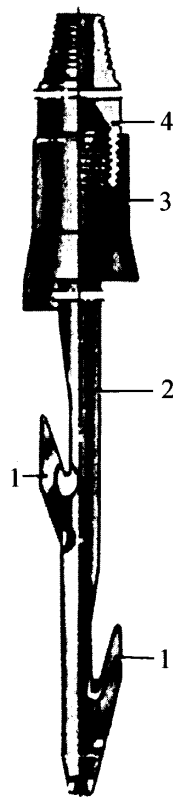


Рис. 3. Колокол для бурильных труб

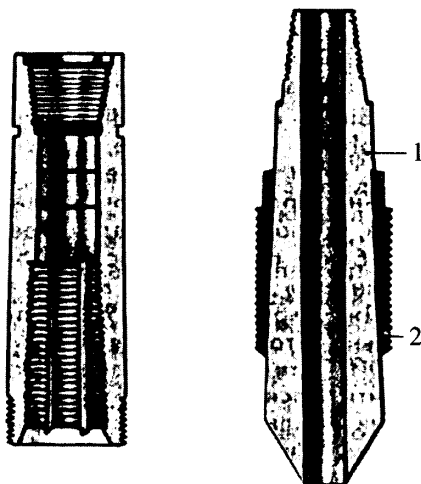


Рис. 4. Труболовка: 1 – корпус; 2 – ловильная втулка

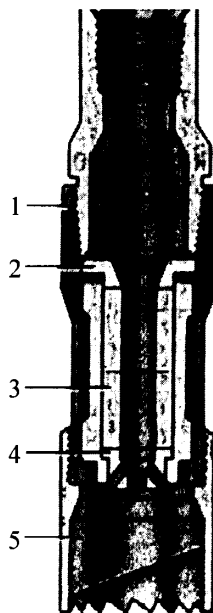


Рис. 5. Магнитный фрезер: 1 – корпус; 2 – верхний полюс; 3 – магнит; 4 – нижний полюс; 5 – колонка

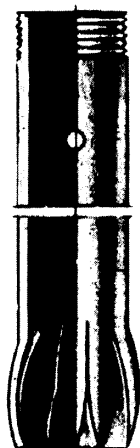


Рис. 6. Паук

Для очистки забоя скважины от посторонних металлических предметов путём их измельчения используют забойные фрезеры. Как вспомогательный Л. и. применяется башмачный фрезер, с помощью которого производится подготовка концов аварийных колонн и разрушение г. п. и металлических предметов в кольцевом пространстве между аварийной трубой и стенкой скважины. Для извлечения посторонних предметов из забоя используются также т. н. пауки (рис. 6.).

Оставленные в скважине канат или каротажный кабель извлекают с помощью т. н. ерша.

Над крючками ерша размещается воронка, служащая для фиксации извлекаемого каната и предотвращения его заклинивания в скважине. Если для освобождения от прихвата бурильной или обсадной колонны грузоподъёмность вышки и талевой системы недостаточна, то для этой цели иногда применяют гидравлические домкраты. В случаях когда не удаётся освободить прихваченную колонну или она имеет сложные контуры излома, используют Л. и., с помощью которого производят разрезку колонны с целью последующего извлечения из скважины по частям. Разрезку трубы снаружи производят наружной труборезкой (рис. 7).

Для разрезки трубы изнутри применяют внутренние труборезки. Расчленение аварийной колонны производят также с помощью торпед, для определения места размещения которых в скважине используется магнитный локатор (рис. 8.). С помощью локатора регистрируют местонахождение муфтовых и замковых соединений.

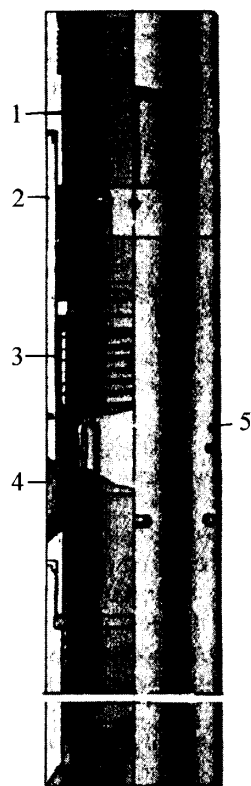


Рис. 7. Наружная труборезка; 1 – плоская пружина; 2 – корпус; 3 – спиральная пружина; 4 – резец; 5 – штифты

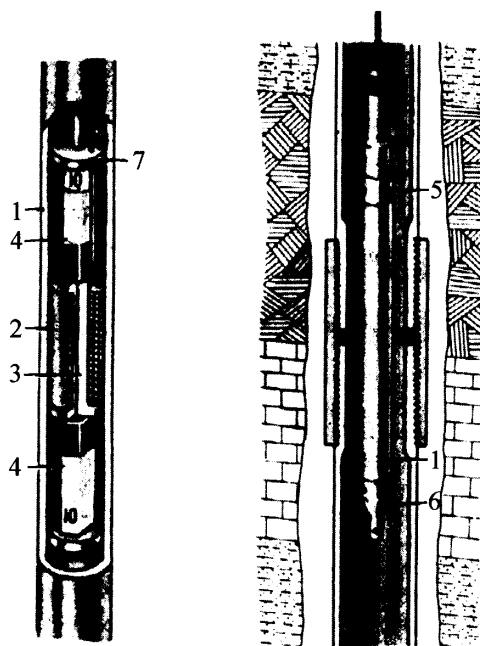


Рис. 8. Магнитный локатор: 1 – корпус; 2 – катушка; 3 – железный сердечник; 4 – постоянные магниты; 5 – мост для свечей; 6 – заглушка; 7 – наконечник; А – фрагмент локатора

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Ловители.** Ловитель комбинированный ЛКШ-114 предназначен для ловли в эксплуатационной колонне и извлечения (целиком или по частям) насосных штанг за тело или муфту, а также недеформированных насосно-компрессорных труб диаметром до 48 мм.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Лубрикатор в нефтегазодобыче** – герметизирующее устройство, используемое при спуске (подъёме) глубинных приборов в скважину с избыточным устьевым давлением (от 0,5 до 60 МПа). Представляет цилиндр (диаметром 0,05 или 0,062 м), нижняя часть которого соединяется с фонтанной арматурой скважины; в верхней части располагается сальник, обеспечивающий герметизацию при прохождении проволоки или кабеля



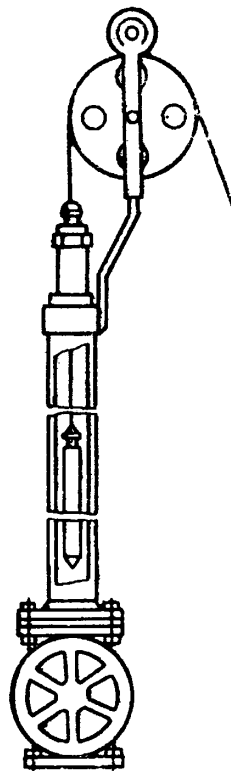
с глубинными приборами через Л. Различают Л. для спуска глубинных приборов с местной или дистанционной регистрацией измеряемых параметров (спуск осуществляется соответственно на проволоке диаметром 1,6–2,5 мм или на бронированном одно- или трёхжильном кабеле диаметром 2,8–9 мм). Размеры Л. выбираются исходя из конструкции фонтанной арматуры и спускаемого прибора, а также устьевого давления скважины.

*Горная энциклопедия. Москва Издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**ЛЫСЕНКО Владимир Дмитриевич** – исполнительный директор Научно-производственного центра проектирования и совершенствования систем разработки нефтяных месторождений Российской инновационной топливно-энергетической компании («РИТЭК»), д.т.н., профессор, член Комиссии по разработке нефтяных месторождений Минтопэнерго, член Совета по разработке нефтяных месторождений АН СССР, Отличник нефтяной промышленности, награжден медалью «За трудовую доблесть», медалями ВДНХ.

*Научные интересы:* оптимизация технологии и системы разработки нефтяных месторождений; уравнения разработки нефтяной залежи; критерии рациональности; адаптивная система разработки нефтяных месторождений; новые способы разработки нефтяных месторождений.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия).*



Устьевой сальник-лубрикатор

# М

**Магний, Mg** – хим. элемент II группы периодической системы Менделеева, ат. н. 12, ат. м. 24,312. Природный М. состоит из смеси стабильных изотопов  $^{24}\text{Mg}$  (78,6%),  $^{25}\text{Mg}$  (10,11%) и  $^{26}\text{Mg}$  (11,29%). Известно пять радиоактивных изотопов. Открыт английским химиком Г. Дэви в 1808.

М. – блестящий серебристый металл. Кристаллическая решётка гексагональная ( $a = 0,32028$  нм,  $c = 0,51998$  нм). Плотность  $1793 \text{ кг/м}^3$  при 293 К, в жидком состоянии  $1540 \text{ кг/м}^3$  при 973 К;  $t_{\text{пл}}$  650 С,  $t_{\text{кип}}$  1095 С. Удельная теплоёмкость (293–373 К)  $1,04 \cdot 10^3 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ , теплопроводность (293 К)  $1,55 \cdot 10^2 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ , температурный коэффициент линейного расширения (298 К)  $26 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}$ , удельное электрическое сопротивление (293 К)  $4,47 \cdot 10^{-8} \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Твёрдость по Бринеллю  $29,43 \cdot 10^{-7} \text{ Па}$  (в литом состоянии) и  $35,32 \cdot 10^{-7} \text{ Па}$  (в деформированном состоянии). Предел текучести  $2,47 \cdot 10^{-7}$  и  $8,83 \cdot 10^{-7} \text{ Па}$ , предел прочности на растяжение  $11,28 \cdot 10^{-7}$  и  $19,62 \cdot 10^{-7} \text{ Па}$  относительное удлинение 8 и 11,5% (в литом и деформированном состоянии соответственно).

Степень окисления +2. Окисляется на воздухе, образуя плёнку  $\text{MgO}$ . Растворяется в водных растворах большинства минеральных кислот. Стоек по отношению к плавиковой кислоте, концентрированной серной и смеси её с азотной кислотой. Вытесняет большинство металлов из водных растворов их солей. При нагревании реагирует с галогенами, углеводородами; образует силициды, фосфиды. Сильный восстановитель. Образует металлорганические соединения.

М. – характерный элемент мантии Земли, роль которого уменьшается при переходе в верх, горизонты литосферы. Кларк М. в Земле 11,25% (по массе), Кларк М. в земной коре 1,87%, в ультраосновных породах 25,9%, основных – 4,50%, средних – 2,18%, кислых – 0,56%, осадочных – 1,34%, каменных метеоритах 14%, в морской воде 0,13%, в живом веществе 0,04%, в почве 0,63%, в растениях 0,1%. М. в свободном состоянии в природе не встречается. Входит в состав силикатов, хлоридов, карбонатов, сульфатов. Резкое падение содержания М. при переходе от ультраосновных пород к кислым свидетельствует о большей активности М. на ран-

них стадиях кристаллизации. М. входит в состав оливинов, пироксенов, образует изоморфные ряды, замещая железо, кальций, марганец. В процессе геохимического круговорота М. поступает в основном в океан. Концентраты М. – некоторые водоросли (до 3% Mg), фораминиферы (до 3,5%), известковые губки (до 4%). Основные магниевые минералы: *ОЛИВИН*, ромбический *ПИРОКСЕН*, шпинель, *ТАЛЬК*, *ФЛОГОПИТ*, *КАРНАЛЛИТ*, *БИШОФИТ*, *МАГНЕЗИТ*, *ЭПСОМИТ*, *КИЗЕРИТ*. Основные типы месторождений и схемы обогащения см. в ст. *МАГНИЕВЫЕ РУДЫ*.

Металлический М. получают электролитическим или термическим способами. Сырьём служит  $MgCl_2$  или обезвоженный карналлит. В основном М. применяют для производства магниевых сплавов, а также для легирования сплавов алюминия. Используется также в качестве раскислителя в производстве высокопрочного чугуна и стали, для получения трудно восстанавливаемых металлов (Ti, V, Zr, U, Cr) вытеснением их из соединений. *Находит применение в пиротехнике, фотографии, военной технике, медицине.*

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989. И. Ф. Кравчук.*

**Магнитный каротаж** – метод геофизического исследования в скважине, основанный на изучении магнитной восприимчивости горных пород. При проведении М. к. наиболее простым датчиком служит катушка индуктивности с ферромагнитным сердечником, при передвижении которой её индуктивное сопротивление меняется пропорционально магнитной восприимчивости пород. Регистрация ведётся на поверхности синхронно передвижению датчика. М. к. применяют для уточнения глубины залегания и мощности залежей железных руд (в основном магнетитового состава), определения в них содержания железа, а также для интерпретации данных магниторазведки. Перспективы развития М. к. связаны с увеличением чувствительности аппаратуры.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия» 1991, В. В. Пономарёв.*

**МАВЛЮТОВ Мидхат Рахматуллич** – зав. кафедрой бурения Уфимского нефтяного института, д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники РСФСР, лауреат премии им. акад. И. М. Губкина, Почетный нефтяник, Отличник высшей школы, заслуженный нефтяник Башкирской АССР, Отличник Министерства газовой промышленности, награжден орденом Знак Почета, медалью «За доблестный труд».

*Научные интересы:* новые технологии бурения с управляемой кольматацией; применение волновых технологий при строительстве и эксплуатации скважин; совершенствование способов разрушения горных пород при бурении; физикохимия буровых и тампонажных растворов; экологические проблемы бурения.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия), 1986.*

**МАКСУТОВ Рафхат Ахметович** – советник Президента ОАО РМНТК «Нефтеотдача», д.т.н., профессор, член секции разработки нефтяных и газовых месторождений НТС Минтопэнерго РФ, заслуженный нефтяник, заслуженный работник газовой промышленности, заслуженный изобретатель РСФСР, Изобретатель СССР, лауреат Государственной Премии, лауреат премии Совета Министров СССР, награжден орденом Трудового Красного Знамени, медалями «Трудовое отличие», «За доблестный труд».

*Научные интересы:* техника и технология добычи нефти; экологически чистые энергосберегающие технологии для добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов, экономия энергоресурсов на собственные нужды.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия) 1986.*

**Малопарафинистая нефть** – нефть с содержанием парафина 1–2%. (СНГ, 1971; М. А. Жданов, 1970; М. А. Жданов, Е. В. Гординский, М. Г. Ованесов, 1975).

*Син.: малопарафиновая нефть.*

**Малосернистая нефть** – нефть с содержанием серы до 0,5%. (ОСТ 38.01197-80).

**Маркирующий горизонт** – слой в толщах горных пород, хорошо выдержанный по простирацию и выделяющийся по одному признаку или их набору (составу, окраске, зернистости, наличию включений, прослоев, комплексу органических остатков). Является важнейшим элементом при геологическом картировании и корреляции разрезов.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1986.*

**Массивная залежь** – залежь углеводородов в ловушке, образованной мощным выступом однородных или различных по составу, но проницаемых для нефти (газа) пород, чаще карбонатных; в кровле такая залежь ограничивается непроницаемыми породами, а в нижней части – водой, заполняющей большую часть природного резервуара, при этом водонефтяной или газоводяной контакт сечет массив по всей площади залежи независимо от характера напластования пород (обобщ.: И. О. Брод, 1943; СГН, 1958).

**Масс-спектрометрия** – метод определения химического, фазового состава и молекулярной структуры вещества, основанный на регистрации спектра масс ионов, образованных в результате ионизации атомов и (или) молекул пробы. Ионизацию осуществляют действием пучка электронов или ионов, лазерного излучения и т. п. Жидкие вещества перед ионизацией часто испаряют. Ионы разделяют в вакууме по массам (точнее, в соответствии с отношением их массы  $m$  к заряду  $e$ ) под действием электрических и магнитных полей, по времени пролёта и т. д. и регистрируют детектором. По спектру масс (совокупность значений  $m/e$  и относительных содержаний соответствующих ионов) определяют относительное содержание элементов, изотопов определённого элемента, концентрацию и структуру химических соединений в пробе. М.-с. относится к наиболее информативным методам и отличается высокими аналитическими характеристиками, позволяет проводить анализ твёрдых, жидких и газообразных веществ (прямой или с предварительной химической обработкой). Число одновременно определяемых элементов в сложных по составу природных объектах до 40; одновременно с элементным составом (с точностью до 1% при наличии стандартных образцов и до 30% при безэталоном анализе) определяется изотопный состав (с точностью до  $10^{-1} - 10^{-2} \%$ ) вещества. Пределы обнаружения: относительный  $10^{-4} - 10^{-8} \%$ , абсолютный  $10^{-10} - 10^{-19}$  г. Возможно исследование небольших количеств вещества ( $10^{-5} - 10^{-13}$  г), а также изучение распределения примесей с локальностью до 1 мкм по поверхности и до 3 нм по глубине. Метод позволяет анализировать сложные смеси органических соединений и расшифровывать структуру молекул. В геологии, геохимии, космохимии используют три основных направления М.-с: изотопный, молекулярный и элементный анализы.

Изотопный анализ (измерение распространённости изотопов различных элементов в земных и космических объектах и их вариаций) позволяет получать информацию о первичном изотопном составе элементов,

связанном с процессами, происходившими во время формирования Солнечной системы или в предшествовавший период (процессы нуклеосинтеза); измерять распространённость т.н. радиогенных изотопов (например,  $^{40}\text{Ag}$ ,  $^{206}\text{Pb}$ ), образовавшихся в результате ядерных реакций в течение эволюции Земли и космических объектов; определять абсолютный возраст пород, минералов и рудных тел; измерять вариации распространённости стабильных изотопов в результате различных физико-химических процессов, происходивших в земной коре, её недрах и космических объектах с целью изучения этих процессов и разработки изотопных методов поиска полезных ископаемых; исследовать возникновение и развитие жизни на Земле (на основании изотопного состава Н, С, Н, О, S), роль биосферы в процессах формирования месторождений горючих п. и. (угля, нефти и газа).

Молекулярный анализ (анализ сложных смесей органических соединений и определение их структуры) используется для определения состава органических соединений (в частности, кислородсодержащих, азотистых) в почвах, регистрации органических загрязнений вод, для изучения состава нефтей и их фракций с целью оптимизации процессов их переработки.

Элементный анализ позволяет определять примесный состав пород, минералов и рудных образований и исследовать распределение элементов в микрообъёмах природных объектов, связанное с магматическими и осадочными процессами.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Совесткая энциклопедия», 1986.*

*Рафальсон А. Э., Шерешевский А. М. Масс-спектрометрические приборы, М., 1968; Джейрам Р. – Масс-спектрометрия. Теория и приложения, пер. с англ. – М., 1969; Масс-спектрометрический метод определения следов, пер. с англ. М., 1975; Сысоев А. А., Чупахин М. С., Введение в масс-спектрометрию. – М., 1977.*

**Мачта буровая** – сооружение, используемое для спуска и подъёма бурового инструмента, забойных двигателей, обсадных труб при бурении скважин главным образом глубиной до 2 км. Состоит из ствола с кронблоком и основания, которое может быть продолжением ствола или представлять собой портал. Различают М. б. одностоечные из труб, плоскостные (А- или П-образные) из труб или швеллеров, а также пространственной конструкции (решётчатые призматические, пирамидальные) из труб или уголков, с решётчатой или открытой передней гранью. Высота М. б. 4,5–

25 м. Транспортируют М. б. в собранном виде. В самоходных буровых установках для уменьшения продольных размеров применяют складывающиеся или телескопические конструкции М. б. Для подъема и укладки ствола в положение транспортировки используются гидроцилиндры, лебёдки и др. вспомогательные механизмы. В отличие от *БУРОВЫХ ВЫШЕК* М. б. имеют не четыре, а одну или две опоры, выполняют также функции свечеприёмника и направляющей в установках с подвижным вращателем и позволяют бурить наклонные скважины за счёт отклонения мачты от вертикальной оси.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1986 г.*

*В. Г. Кардыш, Г. Д. Поляков.*

**Межзерновая пористость** – это пористость, образующаяся между зёрнами осадочной (терригенной, карбонатной) породы, морфология и объём которой определяются взаиморасположением слагающихся пород зёрен и цемента. Величина межзерновой пористости находится в пределах 10–20%, она определяет основной объём коллектора как вместилища нефти.

**Межпластовые перетоки** – образующиеся в процессе эксплуатации при разности давлений между пластами перетоки жидкости из пласта с большим давлением в пласт с меньшим давлением, интенсивность которых зависит от степени гидродинамической связи и перепада давления (*М. И. Максимов, 1975*).

**Месторождение (углеводородов)** – одна или несколько залежей, приуроченные территориально к одной площади, связанные или с благоприятной тектонической структурой, или с другого типа ловушками (СГН, 1958).

**Методы воздействия на пласт** – методы искусственного преобразования режима залежей в целях интенсификации их разработки и увеличения использования недр, определяемые видом нагнетаемых в пласт вытесняющего и рабочего агентов и характером создаваемых процессов вытеснения углеводородов (метод заводнения, методы теплофизического воздействия, термохимического воздействия, смешивающего вытеснения, предусматривающие продвижение оторочки рабочим агентом, и др.).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Метод заводнения** – нагнетание в пласт воды или водного раствора того или иного химического реагента (для улучшения моющих и вытесняющих свойств воды) в целях вытеснения нефти и поддержания пластового давления.

– Нагнетание в пласт воды с целью преобразования малоэффективного природного режима залежи в искусственный водонапорный (близк.: М. М. Глаговский, В. С. Орлов, 1959; А. П. Крылов, 1949, 1962), применяемое в различных видах (законтурное, приконтурное) с использованием обычной воды или воды с добавкой химических реагентов.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Метод материального баланса** – метод, применяемый для подсчёта геологических запасов нефти по залежам со сложной структурой пустотного пространства в условиях падения пластового давления, основанный на изучении изменения физических параметров жидкости и газа, содержащихся в пласте, в зависимости от изменения давления в процессе разработки залежей, путем составления одного из уровней материального баланса между первоначально содержащимся в недрах объемом углеводородов, добытых и оставшихся в недрах, или равенства между объёмом отобранных углеводородов и объемом, восполненным в пласте в результате происшедших в нем изменений (М. А. Жданов, 1970).

**Метод падения пластового давления** – метод подсчета запасов свободного газа газовой (газоконденсатной) залежи, основанный на постоянстве в период работы залежи на газовом режиме добычи газа при снижении пластового давления на 0,1 МПа и экстраполяции этой величины до завершения разработки залежи (И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970).

**Метод плавного запуска скважин.** Кроме ограничения отбора жидкости, налаживание режима работы песочных скважин осуществляется методом плавного запуска, заключающегося в постепенном плавном переходе от начального пониженного отбора жидкости к повышенному. Обычно вначале устанавливается минимальный отбор жидкости, которому соответствует незначительная депрессия, не вызывающая поступления песка в скважину. Затем для увеличения отбора жидкости неоднократно изменяют параметры глубиннонасосной установки (увеличивают длину хода и число качаний). На каждом новом режиме скважина работает бесперебойно некоторое время, в течение которого ведутся наблюдения за процентным содержанием песка в откачиваемой жидкости. Таким образом, путем



постепенного увеличения параметров глубиннонасосной установки доводят минимальный отбор жидкости до определенной величины.

Наряду с плавным запуском широкое распространение на промыслах получил технологический процесс откачки нефти из малodeбитных песчаных скважин с подливом жидкости в затрубное пространство. После очистки забоя от песчаной пробки глубинный насос или же находящийся под приемом насоса хвостовик опускают в зону фильтра скважины. Во время работы насоса производится подкачка освобожденной от песка нефти или жидкости в затрубное пространство скважины. Путем регулирования количества подкачиваемой жидкости устанавливают заданный отбор жидкости из скважины и нужные скорости движения ее на всем пути от забоя до устья скважины, благодаря чему обеспечивается вынос песка на поверхность и предотвращается прихват труб или насоса песком. Чтобы предотвратить повышение объемной концентрации песка в жидкости, под приемом насоса и в насосных трубах, необходимо установить скорость восходящего потока жидкости в трубах, как это установил А. Н. Адонин, не менее удвоенной скорости осаждения песка в откачиваемой жидкости. Поэтому для эксплуатации малodeбитных скважин со значительным количеством песка применяют малогабаритные насосы диаметром 28 и 32 мм, спускаемые на 1½" насосных трубах. На промыслах применяют следующие методы подлива жидкости в затрубное пространство: самоподлив, централизованный подлив, спаренный подлив и подлив специальными дозаторными насосами. Успешное применение любого метода подлива жидкости в затрубное пространство возможно только при тщательном регулировании процесса и непрерывном контроле за работой скважин.

При плавном запуске скважин рекомендуется осуществлять плавное регулирование длины хода сальникового штока и быстрое многоступенчатое изменение числа качаний в минуту. В станках-качалках всех типов для регулирования числа качаний предусмотрены унифицированные быстро-сменные шкивы различных диаметров.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Метод подсчёта запасов растворенного газа** – метод подсчета, при котором балансовые и извлекаемые запасы растворенного газа определяют как произведение соответственно балансовых и извлекаемых запасов нефти на величину начального газосодержания, установленную по глубинным пробам при однофазном состоянии нефти.

**Методы разработки нефтяных залежей** – применяемые при разработке эксплуатационных объектов методы вытеснения нефти из продуктивных пластов – методы с использованием природных видов энергии (при различных естественных режимах залежей) и методы искусственного воздействия: заводнение (стационарное или циклическое), с нагнетанием обычной воды или воды с растворами химреагентов, теплофизического воздействия (нагнетание горячей воды, пара), термохимического воздействия (различные виды внутрипластового горения, жидкофазное окисление), смешивающегося вытеснения (нагнетание в пласт газа под высоким давлением, растворителей, обогащенных газов и т. п.), шахтные, карьерные и др.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Методы смешивающегося вытеснения нефти** – методы воздействия на пласт, основанные на взаимной растворимости нагнетаемого агента и нефти на фронте вытеснения и обеспечивающие увеличение нефтеотдачи благодаря уменьшению действия капиллярных сил.

*(Н. Л. Раковский, 1961; А. Ю. Намиот, 1963; В. Г. Огаджанянц, 1963 и др.).*

**Методы теплофизического воздействия на пласт** – методы вытеснения из пластов нефти нагнетаемыми теплоносителями (паром, горячей водой), способствующие увеличению нефтеотдачи благодаря улучшению подвижности нефти, а также гидрофобизации пористой среды.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983.*

**Методы термохимического воздействия на пласт** – методы вытеснения нефти из пласта за счет перемещения зоны активных термохимических процессов, основанных на генерировании тепла непосредственно в пласте путем сжигания наиболее тяжелых компонентов нефти под воздействием нагнетаемого окислителя.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

*(А. Б. Шейнман, А. А. Боксерман, Ю. П. Желтов и др., 1977).*

**Метод установившихся отборов** – гидродинамический метод исследования, основанный на изучении установившейся фильтрации жидкостей, газов и газожидкостных смесей и предусматривающий определение по

скважине дебита и депрессии на нескольких, минимум двух, режимах работы скважины (в том числе может быть режим с нулевым дебитом, т. е. режим остановки) (С. Г. Каменецкий, Б. С. Кузьмин, В. П. Степанов, 1974).

– Метод выявления зависимости между дебитами скважин (при многопластовой продукции по отдельным компонентам) и величинами забойных давлений, предусматривающий последовательную эксплуатацию скважины на нескольких установившихся режимах и построение по полученным данным индикаторной диаграммы.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

(В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).

– Метод, заключающийся в последовательном изменении режима эксплуатации скважины с одновременным замером дебита и забойного давления после того, как в скважине устанавливается приток при каждом новом режиме ее работы, что позволяет определить зависимость дебита от забойного давления.

(И. Г. Пермьяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

*Синоним: метод пробных откачек.*

### **Методы и технологические приёмы очистки воды и грунта от нефтяных загрязнений (применительно к условиям Удмуртии).**

В последнее время в связи с резким ухудшением экологической обстановки на всей Земле решение проблем защиты растительного и животного мира от техногенного воздействия становится настоящей необходимостью. Подтверждением этому является огромное число конференций, симпозиумов, семинаров и рабочих совещаний, проводимых и в нашей стране, и за рубежом, посвященных решению экологических проблем. Одной из существенных проблем нефтяной Удмуртии является сохранение экологической безопасности территории от техногенного воздействия процессов разработки нефтяных месторождений. Немаловажной составляющей этой большой проблемы является ликвидация последствий разлива нефти в результате порывов трубопроводов, геолого-технических мероприятий и последующая рекультивация земель.

Основные методы и технологические приемы очистки водной поверхности и грунта от нефтяных загрязнений заключаются в следующем:

- механический сбор нефти и нефтепродуктов с водной поверхности с помощью насосных установок и скиммеров;
- механический сбор и вывоз загрязненной почвы в пункты утилизации или консервации в амбарах-накопителях. На место выве-

- зенной насыпают слой незагрязненной почвы и вносят удобрения;
- вариант метода – очистка почвы на месте пропусканием ее через специальные установки;
  - использование сорбентов для поглощения и связывания нефтепродуктов. В составе сорбентов возможно присутствие аборигенов микрофлоры;
  - рекультивация земель с помощью агромероприятий и микрофлоры;
  - комбинирование вышеперечисленных методов и технологий.

**Анализ существующих методов ликвидации загрязнений.** Для ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с водной поверхности в настоящее время, на наш взгляд, наиболее предпочтительны скиммерные установки американской компании «ELASTEC».

Барабанные скиммерные установки могут быть использованы в любых водоемах – на мелководье, в колодцах, болотах, озерах и реках. Например, для использования плавучего бота-скиммера минимальная глубина водоема может составлять 8 см. Диапазон вязкости собираемого нефтепродукта составляет от 200 до 13000 мПа·с. В состав барабанной скиммерной установки входит плавучий бот с непосредственно барабанным скиммером, каркас-резервуар для собранной нефти и помпа для перекачки.

Широко рекламируются разнообразные зарубежные технологии по очистке грунтов и водной поверхности от нефтяных загрязнений с использованием сорбентов.

Для более углубленной очистки грунта, включая и его рекультивацию, предлагаются растительные сорбенты, в том числе и с применением разнообразных биопрепаратов.

Во всем мире существует около 190 продуктов-сорбентов. Их можно разбить на три категории в зависимости от материала, из которого они изготовлены: неорганические, природные органические, синтетические или полимерные.

### ***Неорганические сорбенты***

Самыми доступными неорганическими сорбентами являются глина и песок. На основе глины разработан целый ряд сорбентов, включающих как чистую гранулированную глину, так и сложные химические системы. Поглощающая способность глины по сырой нефти составляет 1,21 т на тонну сорбента.

Вырабатываемые «минеральные ваты», например, базальтовое волокно, поглощают до 8 т нефтепродуктов на тонну сорбента.

К недостаткам неорганических сорбентов относится:

- а) после использования неорганические сорбенты выпускают нефть;
- б) не содействуют биоразложению абсорбированного загрязнения;
- в) тяжелы и требуют больших расходов.

### ***Природные органические сорбенты***

Наиболее часто применяемыми в настоящее время природными органическими сорбентами являются древесная щепа, древесные опилки, пробка, высушенное зерно, шерсть, вторичная бумага, торфы и мхи. Данные сорбенты используются как в чистом, так и в переработанном виде или модифицированном.

Древесные опилки проявляют достаточно высокую сорбционную емкость, достигающую 7 т нефти на тонну сорбента. Однако они выпускают нефтепродукты назад, вызывая дальнейшее загрязнение.

Термообработанная гранулированная пробка поглощает количество нефти, примерно в 8 раз превышающее ее собственный вес. Пробка обладает реакцией поглощения от медленной до быстрой, в зависимости от вязкости углеводородного вещества. Этот продукт нетоксичен и его можно сжигать. Однако он является биоразложимым и по юрисдикции некоторых стран является неприемлемым для выгрузки на мусорные свалки.

Абсорбенты, полученные из вторичной бумаги, имеются в достаточных количествах в некоторых странах, осуществляющих широкие программы по переработке бумажных отходов. Они в три раза лучше абсорбенты по сравнению с глиной. Сорбционная емкость их достигает 4 т на тонну сорбента. Существенным недостатком абсорбентов, полученных из вторбумаги, является то, что, помимо прочего, они абсорбируют и воду при контакте с ней и, следовательно, не годятся для устранения разливов на воде или мокрых поверхностях. Поскольку они выпускают абсорбированную жидкость, то не подлежат удалению на мусорные свалки. Ликвидируют их только сжиганием.

На рынке сорбентов имеется ряд продуктов модифицированного торфа. Четыре продукта являются продуктами канадского происхождения, один шотландского и один финского. Канадские продукты фирмы «Klop Ink», производимые на предприятии «Peat Sorb Ink» и зарегистрированные под торговой маркой «Peat Sorb», достаточно исследованы.

В России один из них известен под маркой «Пит Сорб». Сорбционная емкость канадского «Пит Сорб» достигает 7 т на тонну сорбента.

«Пит Сорб» – это модифицированный торфяной мох-сфагнум с ячеистой структурой и ионообменной способностью. Действуя как губка, он полностью впитывает углеводороды. Попадая внутрь ячеек, углеводороды не вытекают назад.

В зависимости от характера нефтяного продукта углеводороды, запертые внутри «Пит Сорб», полностью биоразложимы за счет природных микроорганизмов и гуминовых кислот в течение 6–18 месяцев. В этом, как нам кажется, заключается основное преимущество данного продукта.

### ***Синтетические материалы***

Наиболее часто синтетические сорбенты изготавливают из полипропилена. В качестве сорбента используется также полиуретан в гранулированном или губчатом состоянии. Известно применение в качестве сорбентов капрона и лавсана.

Синтетические сорбенты обычно продаются в виде гранул, прокладок или тюфяков. На американский рынок поставляется формованный полиэтилен с полимерными наполнителями.

Синтетические сорбенты обладают очень высокой абсорбционной емкостью к углеводородам. Их реакция – от немедленной до быстрой. Они не абсорбируют большого количества воды.

При использовании синтетических сорбентов используется в основном ручной труд. Физический подъем таких сорбентов сопровождается стеканием и просачиванием нефти из сорбентов. Синтетические прокладки при насыщении нефтью очень загрязнены. Преимуществом является возможность рекуперации некоторого количества отработанной нефти.

Использование синтетических материалов в виде тонких порошков невозможно из-за канцерогенных свойств пыли при попадании в легкие человека.

Отечественные сорбенты, особенно на основе торфа, как правило, по своей эффективности не уступают зарубежным, даже часто превосходят их, но в силу специфики обстоятельств хуже рекламируются и малоизвестны широкому потребителю.

Известны отечественные гидрофобные органоминеральные сорбенты «СОРБОЙЛ» для ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. Сорбенты разработаны акционерным обществом «Экосорбент АЕН» под патронажем Центра Исследований Проблем Использования Недр Российской Академии Естественных наук. Сорбенты выпускаются ТОО «Престор» в г. Кирово-Чепецке Кировской области.

Сорбент представляет собой темно-коричневый порошок. Производится из органоминерального сырья (торф, опилки, отходы переработки зерновых культур, хлопка, сопропель) без применения химических реагентов. Сорбционная емкость – до 8 т поглощенного нефтепродукта на тонну веса. Разработан также магнитный сорбент.

Технология его применения заключается в следующем. Сорбент разбрасывают над загрязненной поверхностью пневматическим или механическим способом. Взаимодействуя с нефтью за 30–60 с образует липкий конгломерат, который собирают шламовыми насосами, мелкими сетками, дисковыми или барабанными адгезионными сборщиками и отделяют на сетчатых фильтрах от остатков воды. Магнитный сорбент собирают магнитными ловушками или магнитными сепараторами.

### **Очистка и рекультивация земель с помощью агромероприятий.**

Очистка и рекультивация загрязненных земель проводится в два основных этапа. Первый – удаление разлившегося нефтепродукта с поверхности почвы. Второй – удаление нефтепродукта, впитавшегося за время с момента аварии до сбора основной жидкой фракции. Естественно, чем быстрее проведен будет сбор разлившегося нефтепродукта, тем меньше будет концентрация нефтепродукта в земле.

Удаление нефтепродукта проводится известными механическими способами и нет смысла останавливаться подробно на этом.

Рекультивация земель согласно «Инструкции по рекультивации земель, загрязненных нефтью» (РД 39-0147103-365-86, ВНИИСПТнефть) осуществляется в несколько этапов:

- на первом этапе происходит процесс выветривания нефти, испарение легких фракций, фотоокисление нефтяных компонентов на поверхности почвы, восстановление микробиологических сообществ, развитие нефтеокисляющих микроорганизмов и почвенных животных;
- рыхление, вспашка почвы для активизации процессов естественного окисления нефтепродуктов и развития аборигенной микрофлоры, внесение удобрений;
- посев однолетних и многолетних трав с внесением удобрений.

При загрязнении почвы минерализованными пластовыми водами проводится дополнительное внесение некоторых химических реагентов, например, раскислителей для поддержания естественного pH почвы.

Процесс рекультивации земель с помощью специально подобранного комплекса агротехнических, агрохимических и биологических мероприятий (аборигенная микрофлора) может быть осуществлен только при слабом загрязнении в течение 3–4 лет, а при среднем загрязнении – за 5–6 лет.

### **Биологические методы очистки почвы от нефтяных загрязнений.**

Наиболее перспективной, на наш взгляд, технологией очистки почвы от нефтяных загрязнений является комплексная технология, включающая использование природных органических сорбентов и биопрепаратов

в сочетании с комплексом агротехнических и агрохимических мероприятий. Главной и основной составляющей процесса очистки почвы от нефтяных загрязнений является биodeградация нефти углеводородокисляющими бактериями.

Осуществление технологии базируется на следующих предпосылках:

- а) биопрепараты представляют собой выращенную ассоциацию природных углеводородокисляющих микроорганизмов и активизирующих процесс добавок и предназначены для биodeградации нефти и нефтепродуктов при загрязнении почв, водоемов, поверхностей акваторий, а также любых внутренних поверхностей резервуаров;
- б) препараты способны действовать в широком диапазоне кислотности среды (рН 3–8,5) и температур – от 5 до 40 °С;
- в) биопрепараты адаптированы к средам с соленостью до 150 мг/л и могут очищать почву с загрязненностью свыше 20 г/кг и воду, содержащую более 5% нефти;
- г) после применения препаратов остается легко разлагающийся бактериальный белок и экологически чистые нейтральные продукты разложения углеводородов нефти;
- д) все виды микроорганизмов, входящих в состав препаратов не обладают токсигенностью, а сами препараты в процессе применения не вызывают раздражения и не проникают через кожу.

В Удмуртии биологические методы удаления нефтяных загрязнений исследовались в УдмуртНИПИнефть.

Целью этих работ явилась необходимость сравнительного изучения возможности использования биопрепаратов и сорбентов как отечественного, так и импортного производства («Пит Сорб») для очистки воды и грунта применительно к условиям Удмуртии.

Для достижения указанной цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Проверка активности биопрепарата «Родер» при очистке моделей грунта и воды, загрязненных нефтью Ельниковского месторождения при концентрации загрязняющего агента 5% (50000 мг/кг) и 0,1% (100 мг/л) соответственно и сравнение ее с активностью аборигенной микрофлоры.

2. Проверка эффективности очистки моделей грунта и воды, загрязненных нефтью Ельниковского месторождения в тех же концентрациях биопрепаратом «Родер» в присутствии сорбентов «Пит Сорб» и активированного местного торфа в сравнении с аборигенной микрофлорой.



### *Материалы и методы*

В экспериментах использовалась нефть Ельниковского месторождения, содержащая % вес: асфальтены – 5,19; смолы – 20,82; парафины – 3,37; серу – 2,64; с вязкостью при 20 °С – 54,80 мПа·с, плотностью 0,8964 г/см<sup>3</sup> и температурой застывания минус 8 °С.

В качестве модели грунта использовался песок с размером зерен до 100 мкм. Одна порция песка, с целью определения примесей и среды, была промыта дистиллированной водой в соотношении 1:1, в которой после фильтрования были определены: рН = 6,92; ионы, (мг/л): =23,87; =23,18; Ca<sup>+2</sup>=1,43; Mg<sup>+2</sup> = 1,45; (K+Na)<sup>+1</sup> = 22,13; Cl<sup>-1</sup>=9,79; общая минерализация – 0,082 г/л.

В качестве модели воды, а также для увлажнения модели грунта, для приготовления раствора солей – источников дополнительного питания для бактерий из биопрепарата и для аборигенной микрофлоры, – использовалась водопроводная вода, содержащая ионы (мг/л): = 21,40; = 39,08; Cl<sup>-1</sup> =18,27; Ca<sup>+2</sup> = 31,4; Mg<sup>+2</sup> = 10,99; (K+Na)<sup>+1</sup> = 17,59; с общей минерализацией 0,24 г/л; рН = 7,19; плотность 1,000 г/см<sup>3</sup>.

Биопрепарат «Родер», используемый в эксперименте, является смесью двух штаммов *Rhodococcus* sp (№ 1418 и 1715), разрешенных Министерством охраны окружающей среды и природных ресурсов Российской Федерации (Сводное заключение № 11-27/203 от 5 мая 1994 г.) к экспериментальной проверке в полупромышленных условиях. Препарат представляет собой сметанообразную массу из живых, сконцентрированных методом ультрафильтрации, клеток двух штаммов родококков с титром 1·10<sup>9</sup> кл/мл.

Препарат перед применением разводился таким образом, чтобы число живых клеток не превышало в почве 1·10<sup>6-8</sup> кл/мл; в воде 1·10<sup>4</sup> кл/мл в соответствии с ПДК, установленным для препарата Комитетом Российской Федерации по рыболовству (письмо № 12-04-11 от 17.01.1995 г.).

Для интенсификации процессов жизнедеятельности бактерий биопрепарата «Родер» в рабочую суспензию препарата перед его применением добавлялся раствор солей в качестве дополнительных источников азота, фосфора, калия. Точно такой же раствор солей и в той же концентрации добавлялся в контрольные сосуды для питания аборигенных бактерий, причем концентрация солей в моделях воды была в 10 раз ниже, чем в моделях грунта, как в контроле, так и в опыте.

«Пит Сорб» – специально приготовленный сорбент на основе канадского мха.

Торф, используемый в эксперименте, взят с месторождения «Сокол» (Удмуртия) и предварительно обработан по специально разработанной методике УдмуртНИПИнефть.

Модели грунта (навески по 500 г) помещались в стеклянные кристаллизаторы, куда затем добавлялась нефть в количестве 5% от массы грунта (5% загрязнителя – очень высокий уровень загрязнения по классификации Министерства охраны окружающей среды и природных ресурсов).

В вариантах с сорбентами вносились определенные навески «Пит Сорб» или торфа в сосуды с загрязненной моделью песка или воды. Затем в контрольные сосуды добавлялись или водопроводная вода для увлажнения модели грунта, или раствор солей для активизации аборигенной микрофлоры. В опытные сосуды в таком же объеме добавлялся препарат вместе с раствором солей. Все тщательно перемешивалось до однородного состояния, и отбирались из всех вариантов, в том числе контрольных, пробы грунта в количестве 3 г для фиксирования нулевой точки (исходного уровня) загрязнения.

Отбор проб грунтов для анализа нефтяного загрязнения производился из каждого кристаллизатора в трех-пяти точках шприцом емкостью 5 см<sup>3</sup> с отрезанным носиком. Шприц вертикально вводился в грунт, далее отбирались образцы объемом 2 см<sup>3</sup>, которые переносились в бюкс емкостью 20–25 мл и тщательно перемешивались. Если анализ не проводился сразу, то бюкс закрывался крышкой и помещался в морозильную камеру.

Модель воды (водопроводная вода) – разливалась по 400 мл в стеклянные стаканы емкостью 800–1000 мл, в которые добавлялась нефть в количестве 0,5 мл, т. е. 0,1% (0,1% – уровень загрязнения соответствует 1000 мг/л – низкий уровень). В варианты с сорбентами добавлялись нужные концентрации «Пит Сорб» или активированного торфа. Дозировался также, где это требуется по условиям опыта, раствор солей без или с биопрепаратом «Родер». Поставлены три параллельных опыта. Нулевая проба на содержание загрязняющего агента была взята также и из стаканов, в которые были внесены сорбенты, чтобы проконтролировать изменение ионного состава в воде из-за внесения «Пит Сорб» и торфа.

Эксперименты на моделях загрязненного грунта и воды проводились при комнатной температуре и естественном освещении. Для поддержания моделей грунта во всех вариантах опыта в слегка увлажненном состоянии осуществлялся полив из лейки несколько раз (2–4 раза) в неделю в зависимости от температуры окружающего воздуха. После полива модель грунта тщательно перемешивалась, начиная с контрольных вариантов, для того чтобы увлажнение было равномерным. В емкости с водой подливали водопроводную воду по мере испарения, ориентируясь на отметку уровня воды (первоначальный объем) в каждом сосуде.

Анализ исходного уровня загрязнения и дальнейший мониторинг процесса очистки модели грунта и воды от нефтяного загрязнения проводился в соответствии с общепринятыми методами. Для сохранения пробы в течение нескольких дней в неизменном виде она хранилась в плотно закрывающейся емкости в морозильной камере. Перед анализом образцы выдерживали при комнатной температуре в течение 2–3 часов, не вынимая из емкости. Затем проба грунта в открытом бюксе помещалась в сушильный шкаф и выдерживалась при 105 °С в течение 60 мин. При этом происходит испарение легких фракций углеводородов. Затем из бюкса брали на аналитических весах навеску в 3 г, заворачивали в фильтровальную бумагу, делая пакетик как для аптечных порошков, и экстрагировали в аппарате «Сокслета» хлороформом или четыреххлористым углеродом до тех пор, пока растворитель, капающий с пакетика, не становился бесцветным. Экстракция велась при нагревании на водяной бане или закрытой плитке при температуре кипения растворителя. Далее анализ велся так же, как описано для арбитражного метода анализа воды, загрязненной нефтью или нефтепродуктами. Хлороформ, так же как и четыреххлористый углерод, извлекает при экстракции из грунтов кроме углеводородов всю имеющуюся в грунте органику, что может искажать результаты анализа, если не учитывать эту органику. Поэтому обязательно берется холостая проба (0-й вариант) из того же грунта без загрязнения, проводятся все ступени анализа и получившийся остаток от упаривания хлороформа после экстракции в аппарате «Сокслета» вычитается из хлороформенного остатка, доведенного до постоянного веса опытного образца. Проба модели воды (весь объем 400 мл) анализируется также по общепринятой методике. Определяется гравиметрическим методом: 1) общее содержание веществ, экстрагируемых хлороформом; 2) содержание нефтепродуктов; 3) содержание нафтеновых кислот.

Микробиологический контроль эксперимента состоит в учете числа жизнеспособных клеток в биопрепарате, в контрольных и опытных сосудах на питательных средах: мясопептонный агар (МПА), мясопептонный бульон (МПБ) и среда «Раймонда» (для углеводородокисляющих бактерий) методом предельных разведений.

Осуществлялся визуальный контроль за состоянием моделей грунта и воды в процессе очистки. Пробы на химический и микробиологический анализы помимо «нулевой точки» отбирались через каждые 18 суток.

#### ***Варианты опыта с очисткой грунтов от нефтяного загрязнения***

0. Контроль – модель грунта + вода

1. Контроль – модель грунта + вода + нефть

2. Контроль – модель грунта + вода + нефть + соли (аборигены)
3. Опыт – модель грунта + вода + нефть + соли + «Родер»
4. Контроль – модель грунта + вода + нефть + соли + «Пит Сорб» (аборигены)
5. Опыт – модель грунта + вода + нефть + соли + «Пит Сорб» + «Родер»
6. Контроль – модель грунта + вода + нефть + соли + торф (аборигены)
7. Опыт – модель грунта + вода + нефть + соли + торф + «Родер»

***Варианты опыта с очисткой воды  
от нефтяного загрязнения***

0. Контроль – вода без загрязнения
1. Контроль – вода + нефть
2. Контроль – вода + нефть + соли (аборигены)
3. Опыт – вода + нефть + соли + «Родер»
4. Контроль – вода + нефть + соли + «Пит Сорб» (аборигены)
5. Опыт – вода + нефть + соли + «Пит Сорб» + «Родер»
6. Контроль – вода + нефть + соли + торф (аборигены)
7. Опыт – вода + нефть + соли + торф + «Родер»

***Результаты эксперимента на модели грунта***

Результаты анализа начального уровня загрязнения во всех вариантах опытов представлены в таблице 1. Как видно из представленных данных, в исходной модели грунта присутствуют углеводороды в количестве 2,3 г/кг. В опыт было взято нефтяное загрязнение, соответствующее 50 г/кг. Только в двух случаях (вар. 4 и 7) анализ показал хорошую сходимость с расчетным уровнем загрязняющего агента (нефть Ельниковского месторождения). В остальных случаях получены заниженные данные. Одна из целей анализа «нулевой» точки эксперимента – выявить возможные искажения, которые может вносить в анализы присутствие солей, биопрепарата «Родер», адсорбентов («Пит Сорб», торф). Однако полученные данные (табл. 26.1) убеждают в том, что больших искажений вышеперечисленные компоненты не вносят.

Численность внесенных с биопрепаратом клеток родококков равнялась  $1 \cdot 10^7$  кл/мл, численность аборигенных бактерий составляла  $1 \cdot 10^{6-7}$  кл/мл. По видовому составу – это главным образом «псевдомонады».

Через 18 дней от начала эксперимента до повторного внесения раствора солей без или вместе с биопрепаратом был проведен визуальный контроль сосудов. Влажность модели грунта, загрязненного нефтью, была удовлетворительной (полив осуществлялся 2 раза в неделю). Модель грун-

Таблица 1

№ п/п	Мониторинг, сутки	Вариант модели грунта	Сумма органических веществ		Углеводороды		Нафты		Степень очистки, %		Титр микро- организмов, кл/мл
			г/кг	%	г/кг	%	г/кг	%	углеводородов	Нафенов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0	Песок	4,30	—	2,33	—	0,63	—	—	—	$2,1 \times 10^9$
	18		—	—	—	—	—	—	—	—	$3,5 \times 10^7$
	36		—	—	—	—	—	—	—	—	$1,3 \times 10^8$
	90		—	—	—	—	—	—	—	—	$4,3 \times 10^6$
1	0	Песок нефть	41,52	100	24,21	100	1,08	100	0	0	$2,1 \times 10^8$
	18		39,17	94,3	22,24	91,8	1,08	100	8,2	0	$2,2 \times 10^7$
	36		37,07	89,3	21,14	87,3	1,10	100	12,7	0	$3,1 \times 10^7$
	90		35,07	84,5	19,33	79,8	1,10	100	17,3	0	$1,9 \times 10^7$
2	0	Песок нефть	35,84	100	25,80	100	1,08	100	0	0	$1,8 \times 10^8$
	18		35,13	98,0	23,36	90,5	0,93	86,1	9,5	13,9	$1,0 \times 10^7$
	36		32,92	91,8	18,56	71,9	0,66	61,1	28,1	38,9	$1,6 \times 10^8$
	90		30,71	85,7	16,24	62,9	0,49	52,9	37,1	47,1	$1,7 \times 10^7$
3	0	Песок нефть соль «Родер»	44,15	100	39,43	100	1,08	100	0	0	$1,6 \times 10^8$
	18		41,18	93,3	18,31	46,4	0,62	57,4	53,6	42,6	$1,3 \times 10^8$
	36		35,15	79,6	17,44	44,2	0,52	48,1	55,8	51,9	$7,9 \times 10^8$
	90		34,86	79,0	16,57	42,0	0,22	20,4	58,0	79,6	$7,9 \times 10^8$

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	0	Песок	72,14	100	50,04	100	1,08	100	0	0	$4,9 \times 10^6$
	18	нефть	37,99	52,7	16,90	33,9	0,90	83,3	66,1	16,7	$1,9 \times 10^9$
	36	соли	33,70	46,7	15,30	31,4	0,64	59,2	68,6	40,7	$1,4 \times 10^8$
	90		33,15	45,9	14,20	29,0	0,42	38,9	71,0	61,1	$3,0 \times 10^7$
5	0	Песок	47,87	100	29,99	100	1,07	100	0	0	$2,1 \times 10^8$
	18	нефть	34,88	72,8	19,95	66,5	0,81	75,7	33,5	24,3	$6,9 \times 10^8$
	36	«Пит	34,71	72,5	17,82	59,4	0,60	59,8	40,6	40,2	$7,8 \times 10^8$
	90	Сорб» «Родер» соли	33,70	70,4	13,62	45,4	0,30	29,0	54,6	71,0	$7,5 \times 10^8$
6	0	Песок	50,57	100	38,62	100	1,08	100	0	0	$4,1 \times 10^7$
	18	нефть	41,55	82,2	22,88	59,2	0,91	84,3	40,8	15,7	$2,2 \times 10^7$
	36	соли	38,12	75,4	20,01	51,8	0,80	74,1	48,2	25,9	$2,1 \times 10^8$
	90	торф	33,80	66,8	17,71	45,9	0,30	27,8	54,1	72,2	$1,6 \times 10^8$
7	0	Песок	43,14	100	41,44	100	1,10	100	0	0	$7,9 \times 10^8$
	18	нефть	41,20	95,5	19,12	46,1	0,70	63,0	53,9	29,5	$1,8 \times 10^8$
	36	торф	38,74	89,8	13,66	33,9	0,60	53,8	67,1	46,3	$1,6 \times 10^8$
	90	«Родер» соли	36,44	84,5	8,20	19,8	0,50	42,6	80,2	57,4	$6,6 \times 10^8$

та, не загрязненная нефтью, была на вид очень сухой. Модели загрязненного грунта с «Пит Сорб» визуально были чуть светлее по цвету, чем остальные варианты. Из каждого опытного сосуда отбирались пробы на анализ уровня загрязнения, на микробиологический контроль и контроль величины pH. Микробиологический контроль предполагал отбор 1 г модели грунта в стерильную пробирку. Туда же добавлялись 9 мл 0,5% раствора NaCl и 1–2 капли твина 80 (0,01% раствор), чтобы смыть клетки с песчинок и пленки нефти. Все тщательно, в течение 3-х минут, встряхивалось. После отстаивания в течение 15 мин отбирался 1 мл надостаточной жидкости, делались разведения и затем рассев на МПА, МПБ и среду Раймонда. Оставшаяся жидкость использовалась для определения pH и водорастворимых микробных метаболитов.

Ф. А. Каменщиков, Б. М. Сучков.

**Метчики** представляют собой ловильный инструмент врезного неосвобождающегося типа и предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающейся вверх муфтой или высаженной частью труб.

Захват происходит ввинчиванием во внутреннюю поверхность тела аварийной трубы или муфты, при этом метчики универсальные МЭУ врезаются ввинчиванием в тело трубы, метчики специальные – ввинчиванием в резьбу муфты.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Метчики МЭУ и МЭС.** Представляют собой ловильный инструмент врезного неосвобождающегося типа и предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающиеся вверх муфтой или высаженной частью трубы.

Захват происходит ввинчиванием во внутреннюю поверхность тела аварийной трубы или муфты, при этом метчики универсальные МЭУ врезаются ввинчиванием в тело трубы, метчики специальные – ввинчиванием в резьбу муфты.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Механический каротаж** – основан на измерении и регистрации времени бурения определённого интервала ствола скважины (1,0; 0,5; 0,2 м). М. к.

характеризует процесс разрушения горных пород (при неизменной технологии бурения).

Приборы (например, глубиномер-преобразователь) для определения продолжительности проходки интервала скважины устанавливают в газокаротажных станциях или станциях геолого-технологических исследований. Регистрация ведётся автоматически аналоговыми или цифровыми регистраторами. М. к. используется для контроля режима проводки скважин по буримости пород, степени отработки долота, для прогнозирования зон аномального пластового давления и оптимизации процесса бурения. В комплексе с др. методами исследований в процессе бурения скважин (газовый каротаж, исследование шлама и др.) применяется для изучения геологического разреза скважин.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская эксплуатация», 1991.*

*Молчанов А. А. Измерение геофизических и технологических параметров в процессе бурения скважин. – М., 1983. А. А. Молчанов.*

**Мешалки** – обычно используют для перемешивания жидкостей малой вязкости. Область их применения – получение эмульсий или суспензий с небольшим (до 10%) содержанием твердых частиц размером менее 250 мкм. В мешалках больших размеров следует установить несколько самостоятельных пропеллеров. При необходимости обеспечить перемешивание жидкости большой вязкости, применяют перемешивающие устройства якорного или рамного типов с лопастями, повторяющими по своим очертаниям профиль корпуса. Аппараты для механического перемешивания называются *мешалками*, основными узлами которых являются корпус, привод и перемешивающее устройство. Для охлаждения или подогрева перемешиваемых сред корпус мешалки может иметь наружную рубашку (гладкостенную или из полутруб), а внутри мешалки может быть размещен трубчатый змеевик. Для герметизации вывода вала из корпуса мешалки применяют гидрозатворы, сальниковые и торцовые уплотнения. В качестве привода мешалки используют электродвигатель с зубчатым редуктором или ременной передачей или специальный мотор-редуктор.

На рисунке представлены различные конструкции перемешивающих устройств, применяемые в зависимости от конкретного назначения и условий перемешивания. В нефтяной промышленности мешалки применяются для приготовления суспензионных растворов для бурения скважин, приготовления нефтекислотных эмульсий, применяемых для обработки призабойной зоны, сложенной карбонатными коллекторами и др.



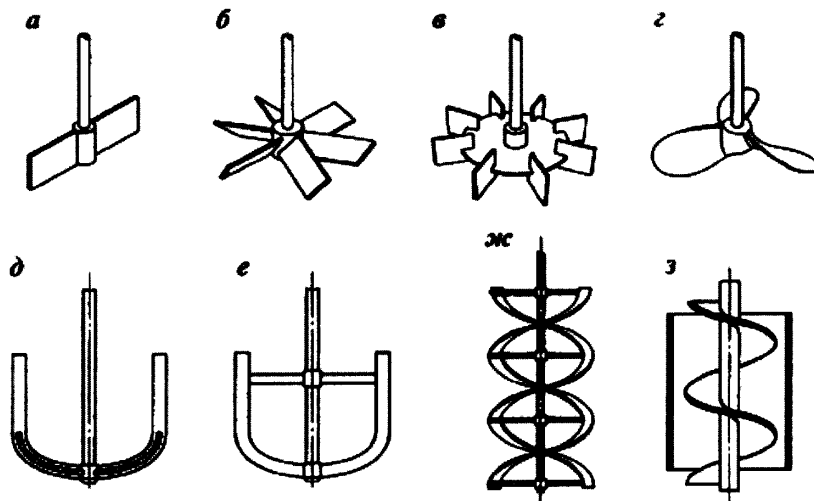


Рис. 1. Перемешивающие устройства: а – з – быстроходные; д – з – тихоходные; а – лопастное; б – шестилопастное с наклонными лопастями; в – турбинное открытого типа; з – пропеллерное; д – якорное; е – рамное; ж – ленточное; з – шнековое

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Миграция нефти и газа** – перемещение нефти и газа в земной коре под действием природных сил. Сопровождается физико-химическим взаимодействием минеральной среды и флюидов, а также фазовыми превращениями последних вследствие изменчивости геологической и термодинамической обстановки недр. Различают первичную миграцию – отжатие углеводородов совместно со связанными водами из тонкозернистых, слабопроницаемых нефтематеринских пород в коллекторские толщи и вторичную – передвижение нефти, газа в водонасыщенных пластах (коллекторах), результатом которой является дифференциация этих флюидов и образование залежей, а также их последующее переформирование. Механизмы М. н. и г. зависят от физико-химического состояния флюидов; сил, вызывающих их перемещение в определённых термобарических условиях, и путей миграции. Из механизмов М. н. и г. известны: фильтрация в проницаемых горных породах при наличии перепада давления; всплывание нефти и газа в воде, содержащейся в коллекторах; перенос их потоком

подземных вод; отжатое нефти и газа при уплотнении или деформации горных пород; перемещение их под действием капиллярных и сорбционных сил; прорывы газа или нефти через глинистые пластичные слои; диффузия их в горных породах и водах при наличии разницы концентраций. Основными движущими силами М. н. и г. являются гравитационные, гидравлические и молекулярного взаимодействия. Наиболее дискуссионными в теории миграции являются представления о физико-химическом состоянии мигрирующих углеводородов. Большинство исследователей признаёт возможность миграции в виде отдельных молекул и мицелл; истинных и коллоидных водных растворов; единой газовой фазы (жидкие углеводороды растворены в сжатом газе); струй жидких углеводородов. При этом роль значения отдельных видов М. н. и г. для разных глубин и стадий преобразования органических вещества оценивается неоднозначно.

Пути М. н. и г. являются: вся масса слабопроницаемых пород и пород коллекторов; локализованные каналы – разломы, растяжения, трещины и зоны повышенной трещиноватости, плоскости напластования и несогласного залегания пород и др. В связи с неоднородностью слоев М. н. и г. может быть рассеянной (особенно в плохопроницаемых породах), потоковой (непрерывная фаза в проницаемом пласте), плоскоструйной (по разлому) или узкоструйной (в цепи антиклиналей). По направлению движения выделяют М. н. и г. латеральную (боковую, внутрирезервуарную) в пределах проницаемого пласта и вертикальную (межрезервуарную) по стратиграфическому разрезу. По масштабам движения углеводородов различают локальную миграцию – в пределах маленького участка, структуры и региональную – формирующую нефтегазоносные зоны.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991*

*Хант. Геохимия и геология нефти и газа, пер. с англ., 1982; Справочник по геологии нефти и газа, под ред. Н. А. Еременко. – М., 1984.*

*В. Н. Корценштейн.*

**Миграция подземных вод** – перемещение подземных вод в земной коре, обуславливающее изменение их состава и свойств. Наибольшее значение имеет гидрогеохимическая М. п. в., реже рассматривается гидрогеотермическая М. п. в. Гидрогеохимическая миграция происходит в результате массопереноса химических и биологических компонентов вод, их обмена ме-

жду жидкой и твёрдой фазой, физико-биохимическом превращении в водном растворе. Исследования гидрогеохимической М. п. в. проводят главным образом при изучении техногенного загрязнения вод и управлении качеством подземных вод, а также для изучения формирования состава подземных вод в естественных условиях, для поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, интерпретации полевых индикаторных опробований. Гидрогеотермическая миграция происходит путём теплопереноса и теплообмена в системе вода–порода и с окружающей средой. Исследования гидрогеотермической М. п. в. проводятся при изучении формирования геотермического поля, обосновании гидрогеотермических методов изучения динамики вод, для прогноза теплового режима подземных вод, используемых для водоснабжения и теплоснабжения.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Миграция химических элементов в подземных водах. М., 1974; Лукнер Л., Шестаков В. М. Моделирование миграции подземных вод. – М., 1986.*

*В. М. Шестаков.*

**Микрокаротаж** – метод геофизических исследований в скважинах, применяемый для детального изучения разреза скважины зондами малого размера. Микрозонды подразделяют на обычные (градиент- и потенциал-зонды) и фокусированные, являющиеся аналогами зондов БОКОВОГО КАРОТАЖА. Электроды микрозонда располагаются на основании (башмаке) из изоляционного материала. При помощи рессорного или управляемого рычажного устройства башмак с электродами прижимается к стенке скважины. Между электродами микрозонда и породой находится плёнка глинистого раствора, в проницаемых пластах – также глинистая корка, которая оказывает влияние на показания. Поэтому М. используют в основном для качественной характеристики разреза – выделения проницаемых пластов и определения их мощностей, а также удельного сопротивления промытой зоны пласта (боковой М.).

Развитие М. связано со снижением влияния скважины и промежуточного слоя, а также с комплексированием нескольких микрозондов с разным радиусом исследования и с зондами бокового каротажа.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. – М., 1973; Померанц Л. И., Чукин В. Т. – Аппаратура и оборудование для геофизических методов исследования скважин. – М., 1978.*

*М. Бондаренко.*

**Микроэлементы нефти** – химические элементы, которые имеются в нефтях в небольших количествах (в тысячных и сотых долях процента) и выделяются в золе, получаемой после перегонки нефти (сера, кислород, азот, ванадий, фосфор, никель, йод, кремний, кальций, железо, магний, натрий, алюминий, марганец, свинец, серебро, медь, титан, уран, олово, мышьяк и др.).

**Микроэмульсии** – высокодисперсные системы, образуемые двумя взаимно нерастворимыми жидкостями. Диаметр капелек дисперсной фазы от 10 до 200 нм, объёмная доля может достигать 50% и более. Основные типы М. такие же, как у обычных эмульсий: прямые (типа «масло в воде») и обратные («вода в масле»). Благодаря малым размерам капель М., в отличие от обычных эмульсий, устойчивы и, как правило, прозрачны. Для образования М. в систему вводят поверхностно-активные вещества (обладающие большими и сбалансированными по величине энергиями взаимодействия липофильных групп молекул с углеводородом масляной фазы и гидрофильных групп с водой), а также др. добавки. М. применяются при изготовлении моющих средств, смазочных материалов, покрытий и др. В связи с тем что при образовании М. резко снижается (до сотых и тысячных долей мН/м) поверхностное натяжение на границе раздела двух жидких фаз (водной и углеводородной), их используют для повышения эффективности вытеснения нефти при заводнении нефтяных пластов, а также для обработки призабойной зоны пласта с целью повышения его проницаемости.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Солюбилизация и микроэмульсии, пер. с англ. – М., 1980. Мицеллообразование.*

*И. А. Сидоров.*

**Минералогия** – наука о минералах; изучает состав, свойства, морфологию, особенности структуры, процессы образования и изменения минералов, закономерности их совместного нахождения в природе, а также условия и методы искусственного получения (синтеза) и практического ис-

пользования. Главные задачи: разработка научной классификации минералов, выявление связей между вариациями их состава, строения, свойств и условиями образования и нахождения в природе; создание научных основ для поисков и оценки месторождений минерального сырья, совершенствования технологии его переработки, вовлечения новых видов минерального сырья в промышленное использование; разработка методов искусственного выращивания и облагораживания кристаллов ценных минералов.

М. – древнейшая из наук геологического цикла. Термин «М» введён в 1636 г итальянским натуралистом Б. Цезием. Постепенная дифференциация М. в ходе развития наук привела к отделению от неё геологии и кристаллографии (XVIII в.), петрографии (XIX в.), учения о полезных ископаемых, геохимии и металлогении (кон. XIX–нач. XX вв.), учения о каустобиолитах (XX в.), кристаллохимии (сер. XX в.). В своём развитии М. наиболее тесно связана с физикой твёрдого тела и химией; методы и теоретическая концепция этих наук особенно интенсивно внедряются в современную М. с 50-х гг. XX в. Объекты исследования в М. – минеральные индивидуиды, агрегаты, парагенезисы и ассоциации.

Современная М. включает ряд основных направлений. Описательная М. охватывает весь круг вопросов, относящихся к характеристике отдельных минералов: их конституции, физических свойств, морфологии выделений. Описательная М. занимается также вопросами систематики и классификации минералов, устанавливает вариации их химического состава, изучает зависимости между физическими свойствами минералов и особенностями их состава или кристаллической структуры. Самостоятельный раздел описательной М. – физика минералов, использующая методы физики твёрдого тела при исследовании реальных кристаллов минералов. Особый раздел описательной М. – минераграфия, занимающаяся изучением рудных минералов с применением специфических методов исследования (оптики отражённого света, микрохимических реакций и др.).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Минералография** – раздел МИНЕРАЛОГИИ, изучающий рудные минералы в полированных шлифах под поляризационным микроскопом в отражённом свете. Основные задачи М.: диагностика и изучение свойств и состава минералов, слагающих различные типы руд месторождений полезных ископаемых; изучение взаимоотношений минералов (т. н. струк-

турно-текстурный анализ, характеризующий особенности строения минералов и руд).

Методы изучения свойств включают: измерение отражения минерала в диапазоне видимого ближнего УФ и ближнего ИК спектров (240–1100 нм) и построение спектральных дисперсионных кривых, характеризующих цвет минералов; изучение дисперсии поглощения и преломления, внутренних рефлексов, явления поляризации, измерение микротвёрдости и др. физических свойств. Для изучения кристаллической структуры минералов применяются методы микрорентгеновского анализа. Изучение состава проводится различными микрометодами от капельного микрохимического до лазерного спектрографического и микрорентгеноспектрального (микронного) анализов. Структурно-текстурными исследованиями выявляются условия образования минералов и последовательность их выделения в руде; с их помощью определяют взаимосвязь между слагающими руды минералами, этапы и стадии минерализации.

Минераграфические исследования позволяют определять минеральный состав руд, типоморфные особенности минералов и минеральных парагенезисов как для определения генетических типов месторождений, так и для различных этапов (стадий) их формирования. Эти исследования применяются на всех стадиях геолого-разведочных работ при изучении вещественного состава твёрдых полезных ископаемых, их обогатимости и технологических свойств руд и продуктов их переработки.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Юшко С. А. Методы лабораторного исследования руд, 5 изд. – М., 1984.*

**Минерализация** – 1) в рудной геологии и металлогении – процессы отложения рудного вещества минералобразующими агентами (рудоносными растворами, флюидами, газами, расплавами) с образованием различных минералов в виде вкрапленности, прожилков и др. выделений в минерализованных породах; сами минералы (рудные, жильные, породообразующие) – продукты этих процессов. Проявление М. – участок развития минерализованных пород (обычно мелкое рудопроявление). 2) В гидрохимии и гидрогеохимии – общее весовое содержание в воде растворённых минеральных веществ. Величина, или степень, М. воды измеряется экспериментально определённым сухим (плотным) остатком или суммой ионов, суммой растворённых минеральных веществ (ионов и недиссоциирован-

ных соединений, например,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{H}_2\text{SiO}_4$  и др.) или вычисленным по данным анализа сухим остатком (сумма ионов за вычетом половинного количества гидрокарбонат-иона  $\text{HCO}_3^-$ ); последний способ наиболее целесообразен. Характер М. определяется химическим типом воды. 3) М. органических веществ – процессы преобразования сложных органических веществ в более простые минеральные ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ,  $\text{NH}_3$ , фосфаты, нитраты и др.), протекающие в ходе осадконакопления или при диагенезе осадков; обычно носят характер бактериального разложения.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Л. Г. Фельдман.*

**Минеральные ресурсы** – совокупность полезных ископаемых, выявленных в недрах отдельных регионов, стран, континентов, дна океанов или Земли в целом, доступных и пригодных для промышленного использования и, как правило, количественно оценённых геологическими исследованиями и геологической разведкой. М. р. являются невозобновляемыми **ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ**. Подготовленную к освоению часть М. р. называют минерально-сырьевой базой.

Понятие М. р. имеет несколько аспектов. В горно-геологическом аспекте М. р. являются совокупностью выявленных в недрах скоплений (месторождений) различных полезных ископаемых, в которых химические элементы и образуемые ими минералы находятся в резко повышенной концентрации по сравнению с кларковыми содержаниями в земной коре, обеспечивающей возможность их промышленного использования. В экономическом аспекте М. р. служат сырьевой основой для развития важнейших отраслей промышленного производства (энергетика, топливная промышленность, чёрная и цветная металлургия, химическая промышленность, строительство), а также возможным объектом международного сотрудничества. В условиях капиталистического общества М. р. могут быть одной из причин международных конфликтов, вызываемых борьбой капиталистических государств за захват наиболее богатых источников **МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ**.

По областям использования М. р. подразделяются на топливно-энергетические (нефть, природный газ, угли, горючие сланцы, торф, урановые руды); руды чёрных металлов (железные, марганцевые, хромовые и др.); руды цветных и легирующих металлов (алюминия, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, вольфрама, молибдена, олова, сурьмы, ртути

и др.); руды редких и благородных металлов; горнохимические (фосфориты, апатиты, каменная, калийная и магнезиальная соли, сера и её соединения, борные руды, бром и йодсодержащие растворы, барит, флюорит и др.); драгоценные и поделочные камни; нерудное промышленное сырьё (слюда, графит, асбест, тальк, кварц и др.); нерудные строительные материалы (цементное и стекольное сырьё, мраморы, шиферные сланцы, глины, туфы, базальт, гранит); гидроминеральные (подземные пресные и минерализованные воды, в т. ч. бальнеологические, термальные и др.). Приведённая классификация является условной, т. к. области промышленного применения некоторых полезных ископаемых могут быть многообразными, например, нефть и газ являются также сырьём для химической промышленности, известняк и др. карбонатные породы – сырьём для металлургического производства, химической промышленности и промышленности строительных материалов.

Понятие М. р. изменяется во времени и зависит от уровня развития общества, от потребностей производства, а также от уровня техники и возможностей экономики. Природные минеральные вещества становятся М. р. только после того, когда в них появляется потребность и появляются способы их практического использования. Чем выше техническая вооружённость, тем шире ассортимент полезных ископаемых и большее число новых видов минерального сырья вовлекается в промышленное производство. Например, каменный уголь стал полезным ископаемым, имеющим промышленное значение, только с конца XVII в., нефть – с середины XIX в.; руды алюминия, магния, хрома и редких элементов, калийные соли и др. – с конца XIX – начала XX вв.; урановые руды – с середины XX в.

Пространственное распределение М. р. в недрах Земли в целом, а также отдельных континентов и стран характеризуется неравномерностью. Свыше 80% разведанных запасов угля промышленно развитых и развивающихся стран сосредоточено в недрах пяти капиталистических стран – США, ФРГ, Великобритании, Австралии и ЮАР, 87% марганцевых руд – в ЮАР и Австралии, 86% калийных солей – в Канаде. Значительная часть М. р. важнейших видов полезных ископаемых сосредоточена в недрах развивающихся стран.

Как правило, М. р. количественно оцениваются *ЗАПАСАМИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ* и *ПРОГНОЗНЫМИ РЕСУРСАМИ*. В минерально-сырьевом балансе мира, а также в балансе отдельных стран свыше 70–80% запасов каждого вида полезных ископаемых приходится на сравнительно небольшое число крупных месторождений и месторождений-гигантов, остальные сосредоточены в средних и многочисленных мелких месторож-



дениях. По промышленному значению и размерам запасов полезных ископаемых условно различают уникальные месторождения, имеющие большое значение в мировых запасах планеты в целом, крупные – в запасах больших по территории и обеспеченных М. р. стран, средние – в запасах сравнительно небольших стран или отдельных регионов крупных стран, небольшие и мелкие – в запасах небольших стран или отдельных районов и предприятий.

Промышленное освоение М. р. включает их оценку (научно-исследовательские, поисковые и геолого-разведочные работы) и собственно освоение (добыча, обогащение и переработка), масштабы и интенсивность которого определяются особенностями промышленного и социально-экономического развития общества, ролью минерально-сырьевого сектора хозяйства в экономике страны. Невозобновляемость М. р. обуславливает необходимость их рационального использования, сокращения потерь при добыче, переработке и транспортировке, а также утилизации вторичного сырья и соблюдения эколого-экономического подхода при эксплуатации М. р.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Быховер Н. А. Экономика минерального сырья, [т. 1–3]. – М., 1967–1971; Мирлин Г. А. – Минеральные ресурсы на рубеже XX и XXI столетий. – «Изв. АН СССР, сер. Геол.», 1983, № 9.*

Г. А. Мирлин.

**Мицеллярные растворы** – растворы поверхностно-активных веществ, в которых крупные молекулярные (ионные) ассоциаты (мицеллы) находятся в термодинамическом равновесии с неассоциированными молекулами (ионами). Такие мицеллы существуют в определённом для каждого ПАВ интервале температур и концентраций. М. р. – лиофильные коллоидные системы. В М. р. с высокополярной, обычно водной, растворяющей (дисперсионной) средой внутренняя часть мицелл образует гидрофобные, а внешний слой – гидрофильные группы, в случае неполярных углеводородных сред внутри мицелл сосредоточены гидрофильные группы, снаружи – гидрофобные. Одно из важнейших свойств М. р. – способность сольюбилизировать (коллоидно растворять) вещества, практически не растворимые в жидкой среде, содержащей мицеллы. Так, неполярные углеводороды и жиры сольюбилизируются водными растворами мыл и белков, а вода – углеводородными растворами ПАВ. При этом сольюбилизируемое вещество проникает в мицеллы, вызывая увеличение их объёма и изменение структуры; само же вещество может менять свои химические и физиче-

ские свойства. Насыщенный солюбилизатором М. р. иногда называют микроэмульсией. В промышленном производстве используют многокомпонентные М. р., содержащие помимо мицеллообразующих ПАВ вспомогательные ПАВ, не образующие мицелл самостоятельно, различные растворённые или солюбилизированные органические и неорганические вещества. М. р. применяют в технологии полимеров, при обогащении полезных ископаемых, изготовлении смазочно-охлаждающих жидкостей и др. В нефтедобывающей промышленности М. р. (главным образом на основе нефтяных сульфонатов) используют при заводнении продуктивных пластов для повышения их нефтеотдачи. Нагнетаемый в пласт М. р. улучшает избирательное смачивание нефтесодержащей породы водой, способствуя вытеснению остаточной нефти.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Совесткая энциклопедия», 1991.*

*Сургучев М. Л., Шевцов В. А., Сурина В. В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. – М., 1977; Мицеллообразование, солюбилизация и микроэмульсии, пер. с англ. – М., 1980.*

*Л. А. Шиц.*

**Многозабойное бурение** – вид наклонно направленного бурения, включающий проходку основного ствола с последующим забуриванием и проходкой в его нижней части дополнительных стволов, пересекающих геологическую структуру.

М. б. применяется с целью повышения эффективности буровых работ при разведке и добыче полезных ископаемых, достигаемой за счёт увеличения доли полезной протяжённости стволов скважин. Наиболее широко М. б. используется при разведке твёрдых полезных ископаемых. При разработке нефтяных месторождений М. б. принято называть разветвлённо-горизонтальным бурением. Впервые М. б. осуществлено в США (1930). Использование забойных двигателей при М. б. впервые реализовано в СССР по предложению А. М. Григоряна, З. А. Брагина, К. А. Царевича в 1949 г.

М. б. целесообразно в сравнительно устойчивых продуктивных пластах мощностью 20 м и более, например, в монолитных или с прослоями глин и сланцев, нефтеносных песчаниках, известняках и доломитах, при глубинах 1500–2500 м при отсутствии газовой шапки и аномально высоких пластовых давлений. М. б. сокращает число обычных скважин

благодаря увеличению дренированной поверхности продуктивного пласта.

Для проводки многозабойной скважины используется комплекс технических средств и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающих проводку стволов в заданном направлении. Для искривления стволов применяются специальные снаряды, клинья, укороченные забойные двигатели с отклоняющими приспособлениями. Контроль пространств, положения ствола осуществляется с помощью инклинометра, дающего информацию об азимутальном и зенитном углах оси скважин. Дополнительные стволы имеют на участке набора кривизны резко искривлённые профили. Положение оси ствола в призабойной части может быть почти горизонтальным.

В практике М. б. применяется две последовательности забуривания дополнительных стволов: «сверху – вниз» и «снизу – вверх». При забуривании «сверху – вниз» буровые работы идут в направлении от изученного объекта к неизвестному. Такой порядок работ позволяет своевременно прекратить бурение, например, в случае выклинивания рудного тела и, наоборот, продолжить бурение ниже проектной глубины, например, в случае неожиданного обнаружения полезных ископаемых. Поэтому забуривание «сверху – вниз» применяется при поисках и разведке месторождений, имеющих сложное строение зон залегания полезных ископаемых: переменную мощность, крутое падение пласта, значит, протяжённость по глубине, неравномерное содержание полезных ископаемых. Последовательность проходки дополнительных стволов «снизу – вверх» наиболее целесообразно использовать при проведении буровых работ по сгущению разведочной сети, например, при работах по уточнению категоричности запасов полезных ископаемых.

М. б. при разведке твёрдых полезных ископаемых обеспечивает получение максимальной и наиболее точной информации при минимальной её стоимости на 1 м проходки скважины. Экономия при этом образуется в основном за счёт сокращения затрат времени и средств, связанных с проходкой и креплением верхней части ствола скважины, монтажно-демонтажными работами при перемещении буровой установки (станка) на новое место бурения.

Вскрытие нефтяных пластов многозабойными скважинами позволяет увеличить дебиты нефтяных скважин за счёт увеличения поверхности фильтрации; увеличить нефтеотдачу пласта; ввести в промышленную разработку малодебитные месторождения с низкой проницаемостью коллектора или высоковязкой нефтью; повысить приёмистость нагнетательных скважин, повысить точность проводки противofонтанных скважин за счёт

перебуривания только нижних её интервалов в случае непопадания первым стволом. В нефтедобывающих районах эксплуатируются скважины с 5–10 ответвляющимися стволами длиной по 150–300 м каждый. Благодаря этому приток нефти на первом этапе эксплуатации в несколько раз больше, чем из обычных скважин.

В настоящее время М. б. успешно проведены десятки скважин на нефть, разрабатывается и испытывается М. б. глубоких горизонтальных скважин большой протяжённости (неск. км).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Морозов Ю. Т., Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра. – Л., 1976; Костин Ю. С. Современные методы направленного бурения скважин. – М., 1981; Разработка нефтяных месторождений наклонно направленными скважинами, под ред. Ю. М. Маркова. – М., 1986.*

*В. С. Будянский.*

**Многофазная фильтрация** – совместное течение в пористой среде газа и нескольких жидкостей или растворов и эмульсий. Скорость фильтрации каждой фазы зависит (согласно обобщённому закону Дарси) от фазовой проницаемости, вязкости фазы и градиента давления; компонентное содержание определяется фазовым состоянием (последнее часто принимается равновесным вследствие малых скоростей фильтрации и большой поверхности раздела фаз в пористой среде). Наиболее простой пример М. ф. – совместная фильтрация в горных породах газа, нефти и воды; возникает в основном при разработке нефтегазовых месторождений с применением ЗАВОДНЕНИЯ. Более сложный – совместная фильтрация смеси углеводородных газов с двуокисью углерода и жидкостей (вода с растворённой в ней двуокисью углерода, раствор двуокиси углерода в лёгких фракциях нефти, а также тяжёлые фракции нефти). Последняя возникает при разработке нефтегазоконденсатных месторождений, у которых в газе газовой шапки содержится двуокись углерода, в условиях заводнения, а также при вытеснении нефти из пластов двуокисью углерода, а затем водой. Расчёты многофазной фильтрации проводятся, как правило, с использованием ЭВМ.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Совесткая энциклопедия», 1991.*

*Розенберг М. Д., Кундин С. А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М., 1976.*

*Ю. П. Желтов.*

**Моделирование скважин.** Корректный учет взаимодействия пласта и скважины является одним из основополагающих элементов моделирования процессов разработки. Контур скважины является границей пласта, на которой должны быть заданы соответствующие граничные условия. Учитывая размеры этой границы, скважины часто рассматривают как точечные источники или стоки в двумерных моделях или линейные источники или стоки при трехмерном моделировании. В сеточных моделях, где местоположение скважины внутри сеточного блока не может быть уточнено, рассматривают распределенные по объему блока источники или стоки, которые учитываются в уравнении сохранения массы. В прискважинной зоне, размеры которой могут быть значительно меньше, чем используемые при моделировании размеры сеточных блоков, происходят существенные изменения давления и насыщенности, поэтому среднее давление в блоке, как и средняя насыщенность, отличается от соответствующего значения вблизи скважины. Для учета этого явления требуется использование специальных моделей скважины, которые должны быть сопряжены с моделями пласта. В модели скважины учитываются ее геометрические характеристики (радиус, степень и характер вскрытия пласта, инклинометрия, местоположение внутри сеточного блока) и свойства призабойной зоны пласта (распределение проницаемости, насыщенности и т. д.). Если внутри сеточного блока находится несколько скважин, учитывается их взаимодействие и в модели пласта используется модель укрупненной скважины. Если скважина проходит через несколько сеточных блоков, то учитывается взаимодействие этих блоков через скважину. Возможно задание ограничений на технологические показатели работы скважин (дебиты, давления, обводненность, газовый фактор и т. д.). В данной главе рассматриваются общепринятые подходы к решению этих проблем.

#### ***Учет скважины в сеточной модели пласта***

Метод учета скважин в численных моделях фильтрации основан на допущении того, что вблизи скважины течение описывается аналитическим решением, граничные условия для которого определяются из численного решения задачи для пласта. Этот подход впервые предложен Д. Писманом. Рассматривается плоское установившееся течение однородной несжимаемой жидкости и предполагается, что в окрестности скважи-

ны, ось которой параллельна оси  $z$ , характер течения близок к радиальному. Тогда приток  $Q$  к участку скважины определенной длины описывается формулой Дюпюи.

### ***Исходная информация для моделирования***

При построении математической модели участка, пласта или месторождения в целом используется очень большой объем информации о пласте, насыщающих его флюидах, работе скважин. Основные свойства пластовых флюидов (вязкости, плотности, объемные коэффициенты, растворимости) изменяются в зависимости от давления и температуры. Обычно они определяются в ходе лабораторных исследований проб пластовых жидкостей. Результаты представляются либо в виде таблиц, либо в виде функциональных зависимостей известного вида, например, полиномов, степенных функций и т. п. В последнем случае задаются полученные в результате экспериментов коэффициенты и показатели степени, определяющие конкретный вид зависимостей. При задании исходных данных в виде таблиц в ходе моделирования необходимые значения параметров отыскиваются путем интерполяции по табличным значениям. При моделировании крупных или многопластовых объектов свойства жидкостей могут изменяться в пределах моделируемой области. Тогда модель объекта разбивается на отдельные зоны, для каждой из которых свойства флюидов задаются отдельно. Поскольку модель объекта представляет собой совокупность сеточных блоков, каждому из которых приписывается то или иное значение каждой переменной, для выделения зон вводится дополнительный целочисленный параметр, значение которого для каждого блока соответствует номеру зоны. Показатели работы скважин постоянно регистрируются и вносятся в специальную базу данных, которая используется при моделировании. Записывается тип скважины (добывающая или нагнетательная), состояние (работает или не работает), дебит или расход каждой фазы, забойное и пластовое давление. Часть этих данных учитывается при моделировании в качестве граничных условий, а остальные служат для проверки адекватности построенной модели. Обычно изменяющиеся во времени граничные условия задаются с определенным шагом (например, один год), тогда перед вводом в модель эти показатели осредняются по времени. Наиболее серьезную проблему представляет задание свойств пласта, поскольку исходная информация об этих параметрах всегда очень ограничена. После построения трехмерной геометрической модели резервуара на основе интерпретации сейсмики эта модель наполняется информацией о распределении основных геолого-физических характеристик пласта (пористости, проницаемости, насыщенности и др.) по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин и изучения керна

с использованием детерминистических или геолого-статистических методов. Масштаб керна определяется сантиметрами. Геофизические измерения в скважинах, как правило, имеют радиус проникновения в пласт порядка нескольких метров. О строении и свойствах межскважинного пространства можно судить только по данным отраженных сейсмических волн и вертикального сейсмического профилирования, а также по результатам гидродинамических исследований пласта. Однако по данным сейсмики не могут быть непосредственно определены свойства породы и пласта. Результаты закачки трассеров, гидропрослушивания и т. п. позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения фильтрационно-емкостных параметров, но не могут дать детальной картины распределения свойств. Поэтому при задании свойств пласта для каждого расчетного блока, площадь сечения которого в горизонтальной плоскости определяется сотнями квадратных метров при толщине в несколько метров, необходимо, во-первых, решать проблему интерполяции и экстраполяции данных измерений по скважинам на межскважинное пространство, а во-вторых, проблему усреднения или масштабирования данных, полученных на масштабах керна и геофизических исследований, на масштаб расчетного блока.

### ***Определение геометрических размеров пласта***

Наиболее современные методы построения геометрической модели залежи основаны на обработке результатов трехмерной сейсмики. Эти данные увязываются с результатами бурения и геофизических исследований скважин. В результате определяется местоположение отдельных структурных образований, формирующих пласт, границ залежей, тектонических нарушений. В модель вводятся абсолютные отметки кровли и подошвы пласта и отдельных слоев, соответствующие общие и эффективные толщины, песчанистость — отношение эффективной толщины к общей толщине пласта. Эффективная толщина представляет собой толщину коллектора, содержащего и фильтрующего пластовые жидкости, в отличие от общей толщины, включающей в себя также глинистые прослои. При подсчете запасов вводится также эффективная нефтенасыщенная толщина. Все эти данные задаются в виде числовых массивов. Размерность массивов определяется количеством сеточных блоков. Каждому блоку расчетной модели приписываются любые два из трех параметров: отметка кровли, отметка подошвы или толщина. Если моделируемые слои не разделены перемычками, то кровля нижележащего слоя может совпадать с подошвой вышележащего. Кроме того, для каждого блока задается значение коэффициента песчанистости. Этот параметр подобно пористости ограничивает поровый объем блока.

### *Данные о пористости*

Для определения пористости используют в основном геофизические данные и результаты лабораторного исследования керна. Для оценки пористости применяются такие геофизические методы, как метод сопротивлений, акустический и нейтронный. Методом сопротивлений пористость определяется по отношению удельного электрического сопротивления водонасыщенного пласта к удельному сопротивлению насыщающей его воды. При использовании акустического метода регистрируется время прохождения звука через породу, которое зависит от содержания флюидов в поровом пространстве. При измерении пористости в лаборатории обычно определяют любые два из трех параметров: общий объем образца, объем пор образца и объем зерен породы. Полная пористость образца может быть на 5–6% выше открытой пористости, которая характеризует отношение суммарного объема открытых сообщающихся пор к общему объему образца. Открытая пористость коллекторов нефти и газа может достигать 35%, составляя по большинству залежей 12–25%.

Важным параметром для определения порового объема при моделировании динамических процессов является коэффициент сжимаемости породы, который характеризует изменение пористости в зависимости от давления. Этот коэффициент обычно определяют при лабораторном исследовании керна или используют известные из литературы зависимости сжимаемости от пористости или от вертикального горного давления. Особенно актуальным учет сжимаемости породы становится при моделировании трещиноватых или трещиновато-поровых коллекторов, т. к. сжимаемость трещин может превышать сжимаемость пор на один-два порядка. При определении пористости пласта можно руководствоваться также корреляционными соотношениями, связывающими пористость с глубиной залегания пласта для различных типов породы и обусловленными естественным уплотнением породы.

Источниками информации о насыщенности пласта являются исследования керна и геофизические исследования, в частности, результаты электрометрии скважин. По керну начальная нефтенасыщенность и насыщенность связанной водой могут быть определены путем взвешивания насыщенного и экстрагированного образца при известной пористости и плотностях флюидов. Но основным лабораторным методом является измерение капиллярного давления на образцах, отобранных при вскрытии раствором на нефтяной основе, с тем чтобы минимизировать ошибки, свя-



занные с изменением смачиваемости. Данные капиллярного давления увязываются с результатами электрометрии скважин, когда по замерам электрического сопротивления определяется характер насыщения пласта.

В модель обычно вводятся абсолютные отметки газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Предполагается, что на поверхности контакта соответствующее капиллярное давление равно нулю. Часто при моделировании пренебрегают переходной зоной и задают водонасыщенность выше ВНК, равной насыщенности связанной водой. Аналогично выше ГНК нефтенасыщенность задается равной остаточной. Если переходная зона учитывается, то важно качественно определить функцию капиллярного давления, т. к. в этом случае по виду этой зависимости определяется начальное распределение насыщенности по толщине пласта из условия капиллярно-гравитационного равновесия. В некоторых случаях при задании начальной насыщенности руководствуются корреляционными зависимостями между пористостью, насыщенностью и кривыми капиллярного давления, между абсолютной проницаемостью и насыщенностью связанной водой и т. п., учитывая при этом результаты независимых определений пористости и проницаемости. Данные о капиллярном давлении обычно вводят в виде таблиц в зависимости от насыщенности, причем при численном моделировании задают конечное значение капиллярного давления на границе нефть–вода при насыщенности связанной водой и на границе нефть–газ при остаточной нефтенасыщенности.

*Р. Д. Каневская. «Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов». – Москва–Ижевск, 2002.*

**Моделирование процессов извлечения нефти и газа.** Одним из основных инструментов для обоснованного принятия стратегических и тактических решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа. Каждое месторождение уникально, неправильное применение тех или иных методов воздействия на пласт может привести к непоправимым последствиям для разработки, поэтому оценку эффективности различных технологий с учетом особенностей конкретного объекта и прогнозирование поведения этого объекта целесообразно осуществлять с помощью предварительного моделирования.

Процесс моделирования представляет собой воспроизведение поведения объекта с помощью модели. Важно отметить, что моделирование ни в коей мере не заменяет непосредственного изучения объекта, которое и является основным источником информации об объекте, используемой

при моделировании. Модели, как правило, бывают двух видов: физические и математические. В большинстве случаев физические модели имеют ту же физическую природу, что и изучаемый объект. Эксперименты на физических моделях проводят для исследования закономерностей изучаемого явления. *Масштабные* модели строятся с соблюдением принципов подобия. Необходимыми условиями такого моделирования являются геометрическое и физическое подобие модели и натуры: значения переменных величин, характеризующих явление для модели и для натуры в сходственные моменты времени в сходственных точках пространства, должны быть пропорциональны. Результаты экспериментов, поставленных на масштабной модели, могут быть перенесены на изучаемый объект путем пересчета, т. е. умножения каждой из определяемых величин на постоянный для всех величин данной размерности множитель – коэффициент подобия. Однако изготовить полностью подобные модели пластов не представляется возможным, поэтому этот метод моделирования не получил широкого распространения при прогнозировании месторождений углеводородов. *Элементарные* модели обычно используют для проведения лабораторных экспериментов по изучению свойств пород и насыщающих их флюидов. В этих экспериментах, как правило, используют реальные или смоделированные пластовые породы и жидкости. Результаты лабораторных исследований являются важным источником информации о пласте. Среди физических моделей отдельную группу составляют *аналоговые* модели, которые воспроизводят процесс физически подобный оригиналу, но подчиняющийся другой группе физических законов. Например, аналогия между характеристиками гидродинамических и электротехнических процессов использовалась в резистивно-емкостных сетях – электроинтеграторах, применяемых для создания электрических моделей нефтяных пластов. В таких моделях перепад давления моделировался электрическим напряжением, дебит жидкости – силой тока, проводимость – электрической проводимостью, объем флюидов – электрической емкостью и т. д. Аналогия между фильтрацией флюидов в пористой среде и потоком ионов в электрическом потенциальном поле использовалась в электролитических моделях пластов. Аналоговые модели обычно были очень громоздкими. Перестройка модели была сопряжена со значительными сложностями. Поэтому с появлением компьютеров и развитием вычислительной техники аналоговые модели были практически полностью вытеснены компьютерными математическими моделями. Математическая модель представляет собой приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов. Процесс математического моделирования – изучение

объекта с помощью математической модели – можно условно подразделить на четыре взаимосвязанных этапа:

- 1) формулирование в математических терминах законов, описывающих поведение объекта;
- 2) решение прямой задачи, т. е. получение путем исследования модели выходных данных для дальнейшего сопоставления с результатами наблюдений за объектом моделирования;
- 3) адаптация модели по результатам наблюдения, решение обратных задач, т. е. определение характеристик модели, которые оставались неопределенными;
- 4) анализ модели, ее модернизация по мере накопления новой информации об изучаемом объекте, постепенный переход к новой более совершенной модели.

Первый этап моделирования требует глубоких знаний об изучаемом объекте. Для создания модели пластовой системы используются обширные сведения из геологии и геофизики, гидромеханики и теории упругости, физики пласта и химии, теории и практики разработки месторождений, математики, численных методов и программирования. На этом этапе формулируются основные уравнения, описывающие процесс фильтрационно-го переноса жидкостей и газов в пористой среде и выражающие законы сохранения массы, энергии, закон движения, уравнение состояния. Определяются совокупности начальных и граничных условий, для которых будет решаться сформулированная система дифференциальных уравнений в частных производных. Количество и тип уравнений зависят от особенностей рассматриваемой задачи: геологического строения пласта, свойств фильтрующихся флюидов, моделируемого процесса добычи. Затем разрабатываются численные методы и алгоритмы для решения поставленной задачи. Создается математическая модель фильтрации – компьютерная программа, которая решает уравнения тепло- и массопереноса с заданными начальными и граничными условиями. На втором этапе осуществляется решение прямой задачи для конкретного объекта разработки, т. е. для заданного набора входных данных. Формирование набора входных данных является самостоятельной сложной проблемой. На этом этапе информация о строении и свойствах пласта и насыщающих его жидкостей, о режимах и показателях работы скважин преобразуется к виду, требуемому для ввода в модель фильтрации. Важнейшим элементом моделирования является построение трехмерной геометрической модели пласта на основе интерпретации сейсмических исследований с последующим насыщением этой модели информацией о распределении основных геолого-физических

характеристик пласта (пористости, проницаемости, насыщенности и др.) по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин и изучения керна с использованием детерминистических или геолого-статистических методов. Объем пласта рассматривается как упорядоченная совокупность блоков, каждому из которых приписывается по одному значению каждого параметра. Ввод свойств породы и флюидов для каждого расчетного блока, площадь сечения которого в горизонтальной плоскости определяется сотнями квадратных метров при толщине в несколько метров, является очень сложной и трудоемкой задачей. Масштаб керна определяется сантиметрами. Геофизические измерения в скважинах, как правило, имеют радиус проникновения в пласт порядка нескольких метров. О строении и свойствах межскважинного пространства можно судить только по данным отраженных сейсмических волн и вертикального сейсмического профилирования, а также по результатам гидродинамических исследований пласта, в частности, пьезометрии (гидропрослушивания). Однако по данным сейсмики не могут быть непосредственно определены свойства породы и пласта. Результаты закачки трассеров, гидропрослушивания и т. п. позволяют лишь косвенно оценивать осредненные значения фильтрационно-емкостных параметров, но не могут дать детальной картины распределения свойств. Поэтому при заполнении массивов данных о свойствах породы и жидкостей необходимо, во-первых, решать проблему интерполяции и экстраполяции данных измерений по скважинам на межскважинное пространство, а во-вторых, проблему усреднения или масштабирования данных, полученных на масштабах керна и геофизических исследований, на масштаб расчетных блоков. Проблема усреднения проницаемости, и особенно относительных фазовых проницаемостей, является очень сложной и до сих пор остается областью активных научных исследований. Перечисленные факторы в совокупности с ошибками измерений и низким качеством исходных данных, которое иногда имеет место, приводят к неопределенности в описании коллектора. Задача последующего моделирования – по возможности уменьшить эту неопределенность. В результате решения прямой задачи, т. е. проведения гидродинамических расчетов для заданного набора входных данных, определяются выходные характеристики модели – распределения потоков и давлений в пласте во времени, дебиты скважин и т. п. Эти результаты могут быть сопоставлены с данными наблюдений – замерами давлений и дебитов, показателями работы скважин. На третьем этапе моделирования осуществляется адаптация математической модели по данным наблюдений. Путем воспро-

изведения истории разработки месторождения осуществляется уточнение основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Чаще всего корректируются абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин. Обратная задача решается итерационно до тех пор, пока модель фильтрации не воспроизведет распределение давления и насыщенных, которое возникает в результате приложенного воздействия – заданных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин. Этот этап моделирования, очень трудоемкий и требующий большого опыта и знаний, является необходимым для достоверного прогнозирования поведения пласта и оценки технологических показателей вариантов разработки.

Построенная таким образом модель объекта разработки используется затем для прогнозирования и планирования добычи, оценки запасов, комплексной оптимизации пласта. На четвертом этапе моделирования по мере накопления информации об объекте модель пласта уточняется, совершенствуется, отражает новую информацию о пласте, технологические решения, применяемые на месторождении, и может использоваться для дальнейшего управления процессом разработки. В этом случае можно говорить о постояннодействующей геолого-технологической модели месторождения.

Математическое моделирование применяется не только для решения проблем прогнозирования, контроля и управления процессом разработки пласта, хотя именно в этом состоит основное коммерческое использование моделей и соответствующих программных продуктов. Важнейшими сферами применения математического моделирования являются: решение так называемых обратных задач по уточнению строения и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки, по обработке результатов исследования скважин, по изучению процессов вытеснения на керне и определению фазовых проницаемостей, решение исследовательских задач теории фильтрации и многих других. Особое место занимают аналитические решения, полученные в рамках достаточно простых моделей, но важные для понимания механизмов фильтрационных процессов. Кроме того, аналитические решения применяются для тестирования компьютерных моделей фильтрации. Основными элементами пакета программ для моделирования пласта являются предпроцессор, постпроцессор и собственно модели фильтрации. На стадии предпроцессора осуществляется ввод данных о строении и свойствах пласта и пластовых жидкостей, в том числе построение и оцифровка разностной сетки, задание скважин, обработка баз

данных с информацией о работе скважин, соединение и согласование информации из различных источников, выбор модели фильтрации, характеристик разностной сетки, методов решения системы уравнений. Постпроцессор осуществляет визуализацию результатов расчетов: построение различных карт, графиков, таблиц, анимацию результатов моделирования фильтрационных процессов в пласте. Развитый пакет программ включает в себя несколько моделей фильтрации, которые можно использовать по выбору в зависимости от моделируемого объекта и процесса:

- модели двух- и трехфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (модель нелетучей нефти),
- модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель),
- модель неизотермической фильтрации,
- модели физико-химических методов воздействия на пласт (полимерного заводнения, закачки поверхностно-активных веществ, углекислого газа и т. п.),
- модели фильтрации в среде с двойной пористостью и с двойной проницаемостью для моделирования процессов в трещиноватопоровых коллекторах.

На разных стадиях моделирования пласта используются специальные опции, такие как

- масштабирование сеток при переходе от геологической модели к гидродинамической (осреднения данных геологической модели при построении и оцифровке более грубой сетки для моделирования фильтрации), построение сеток различных типов (блочнцентрированной, с распределенными узлами, с геометрией угловой точки, прямоугольной, цилиндрической, криволинейной, гибкой, с локальным измельчением),
- выбор методов аппроксимации и решения уравнений (явный или неявный, прямой или итерационный, упорядочение и решение систем линейных уравнений, контроль за сходимостью),
- инициализация (моделирование начального равновесного распределения флюидов в пласте),
- расчет эффективных фазовых проницаемостей и капиллярного давления,
- контроль за работой скважин (задание дебитов, забойных давлений, ограничений для групп скважин).

Широкие возможности для комплексного анализа различных факторов, доступность, способность быстро обрабатывать большие объемы информации делают математическое моделирование незаменимым средст-

вом для изучения и управления процессами, происходящими в нефтяных и газовых пластах.

*Р. Д. Каневская. «Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов». – Москва–Ижевск, 2002.*

### **Моделирование теплового воздействия на пласт.**

К основной задаче моделирования относится качественная оценка зависимости динамики нефтеотдачи от методов воздействия на нефтяной пласт. При нагнетании нагретых жидкостей моделирование усложняется вследствие необходимости учета гидродинамических, тепловых и физико-химических процессов. Существуют два метода моделирования реальных процессов – математическое моделирование и построение физических моделей. В настоящее время более распространен первый метод. Однако помимо неопределенности в описании геометрии месторождений математическая модель, как бы хорошо она ни была разработана, не учитывает должным образом различные явления и процессы, причем многие закономерности или не принимаются во внимание вовсе, или рассматриваются в условиях, не соответствующих реальности. Основным методом проверки правильности подобных моделей являются промысловые испытания. Математические модели классифицируют в зависимости от их сложности.

К простым моделям вытеснения нефти относится поршневая модель или модель, построенная на основе теории Баклея–Левверетта. Эти модели позволяют правильно оценить количество тепла, потребляемого при вытеснении нефти, что является основной задачей при оценке эффективности использования нагнетания нагретых жидкостей для повышения нефтеотдачи пласта. Ряд простых моделей был разработан для описания вытеснения нефти при использовании в качестве теплоносителя водяного пара. В более сложных математических моделях учитывают те же процессы, но с большей их детализацией или же дополнительные эффекты. Они требуют численного решения системы уравнений в частных производных. Не следует забывать, что каждый класс математических моделей имеет свою конкретную область применения. Для исследования возможности использования нагнетания нагретых жидкостей на перспективных месторождениях предпочтительно пользоваться простыми методами, в которых учтено ограниченное число параметров, играющих наиболее заметную и легко поддающуюся оценке роль. Если же требуется оценить эффективность нагнетания нагретых жидкостей на хорошо известном месторождении, то лучше пользоваться более сложными моделями, так как можно учесть большее число определяющих параметров. Метод построения физических моделей позволяет использовать результаты исследований на про-

мысловых испытаниях. С помощью физических моделей можно проводить:

- проверки различных методов и сравнения результатов;
- исследования влияния различных факторов на показатели процесса;
- контроль применимости математических моделей для хорошо известных месторождений. Однако реализация этого метода весьма трудоемка и дорогостояща.

**МОЛОКОВИЧ Юрий Матвеевич** – профессор кафедры аэрогидромеханики Казанского государственного университета, д. ф. - м. н. , профессор, заслуженный деятель науки республики Татарстан.

*Научные интересы:* теория фильтрации жидкостей в однородных и трещиновато-пористых средах в условиях проявления релаксационных и нелинейных эффектов, а также приложение этой теории к разработке нефтяных и газовых месторождений.

**Мониторинг** – инструментальный контроль за состоянием живых и неживых объектов, какие-либо изменения которого свидетельствуют о динамике экосистемы под воздействием антропогенного фактора. В зависимости от пространственных параметров рассматриваемых (контролируемых) экосистем следует различать *глобальный, региональный и локальный мониторинг*.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Мониторинг окружающей (человека) среды** – слежение за состоянием окружающей человека природной среды и предупреждение о создающихся критических ситуациях, вредных или опасных для здоровья людей и др. живых организмов.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И.А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Мониторинг экологический** – система регулярных длительных наблюдений в пространстве и времени, дающая информацию о состоянии окружающей среды.



*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Морские нефтегазовые промыслы** – технологические комплексы, предназначенные для добычи и сбора нефти, газа и конденсата из морских месторождений углеводородов, а также для подготовки продукции к дальнейшей транспортировке. Разрабатываются главным образом нефтяные месторождения, добыча осуществляется преимущественно фонтанным способом (в т. ч. с поддержанием пластового давления методами заводнения) с последующим переходом на газлифтный и др. механизированные способы добычи. Нефтяной газ, добываемый при этом, используется для внутреннего энергопотребления, в газлифтном цикле (см. *ГАЗЛИФТ*) и др. Газовые месторождения разрабатывают в случае сообщения с береговым потребителем подводным газопроводом. Отличие М. н. п. от промысла на суше – необходимость размещения основного (в том числе устьев скважин) и вспомогательного оборудования на морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружениях (искусственных островах, дамбах, эстакадах, стационарных платформах) или на специализированных плавучих установках (в последнем случае устья скважин располагаются ниже уровня воды, главным образом на дне моря, так называемые скважины подводного заканчивания). Технологические схемы М. н. п. зависят от глубины моря, возможности появления (и толщины) ледовых образований, высоты волн, скорости ветра и др. природно-климатических условий (эксплуатация осуществляется главным образом на незамерзающих акваториях до глубины 300 м), а также от физико-химических характеристик добываемых флюидов, их запасов, дебита скважин и др. При глубинах моря до 25–30 м располагаются М. н. п. преимущественно на *ИСКУССТВЕННЫХ ОСТРОВАХ* и дамбах (до 5–10 м), эстакадах и др. свайных сооружениях. На глубине свыше 25–30 м для обустройства морских месторождений применяют в основном стационарные платформы, состоящие из металлических или железобетонной опорной части и палубы, на которой размещают устья скважин и промысловое оборудование. До глубины 60–80 м используют главным образом однофункциональные платформы: с добывающими скважинами или технологическим оборудованием (для сбора и подготовки продукции), энергетическими объектами, компрессорными станциями, жилыми помещениями и др. Глубоководные стационарные

платформы (глубиной свыше 80 м), как правило, являются многофункциональными, причём каждая платформа может являться самостоятельным нефтегазопромыслом. Количество платформ определяется объёмом дренирования и равняется обычно 2–4. Верхнее строения платформы для удобства монтажа выполняют в виде крупных блок-модулей, например, добычные блок-модули (содержат фонтанную арматуру с системой управления, а также комплексы оборудования для сбора продукции скважин и выполнения различных технологических операций), блок-модули подготовки продукции скважин для транспортировки её на берег и подготовки воды для закачки в пласт; кроме того, в состав строений входят энергетический блок-модуль, жилой модуль с расположенной на нём вертолётной площадкой, буровая вышка для капитального и текущего ремонта скважин, причальные сооружения и крановое оборудование, вышки или мачты и др. Реже применяются стационарные платформы гравитационного типа, которые оснащаются оборудованием на берегу в процессе строительства, а затем транспортируются по морю и устанавливаются на заранее подготовленную площадку на морском дне (использование гравитационных платформ ограничивается прочностью грунтов морского дна). В основании такой платформы располагаются ёмкости, которые при транспортировке обеспечивают плавучесть сооружения, а при эксплуатации применяются в качестве нефтехранилищ. Стоимость обустройства глубоководных М. н. п. велика, например, стоимость обустройства месторождений Статфьорд в норвежском секторе Северного моря, где на глубине 145 м установлены три железобетонные стационарные платформы гравитационного типа, свыше 6 млрд долл. На М. н. п., обустроенных стационарными платформами, в качестве вспомогательных применяются скважины подводного заканчивания (СПЗ) для дренирования периферийных участков месторождения, находящихся вне досягаемости наклонных скважин для разработки нефтяных оторочек, ввода в эксплуатацию разведочных скважин, контурного и внутриконтурного заводнения и др. При глубине моря свыше 60 м весь фонд скважин М. н. п. составляют СПЗ, а нефтегазопромысловое оборудование размещается на плавучих установках (переоборудованных полупогружных *БУРОВЫХ ПЛАТФОРМАХ*, танкерах). Наиболее простая схема (система ускоренного обустройства) состоит из 1–2 СПЗ, которые при помощи *ВОДООТДЕЛЯЮЩЕЙ КОЛОННЫ* через плавучий точечный танкерный причал или непосредственно соединены с переоборудованным танкером, снабжённым блоком подготовки нефти и факелом для сжигания попутного газа. Система применяется для опытно-промышленной экс-

плуатации месторождения или для ускоренного ввода в эксплуатацию отдельных участков вновь открытых крупных месторождений, а также для разработки мелких месторождений, освоение которых другими способами нерентабельно.

Перспективы освоения глубоководных месторождений углеводородов (до глубины 600–900 м) связаны с использованием платформ на тяжёлых опорах (ПНО), которые крепятся к забитым в дно моря сваям при помощи пучков труб (цепей или тросов), а также др. плавучих носителей нефтепромыслового оборудования (весь фонд скважин представлен СПЗ). В этом случае, в отличие от стационарных гидротехнических сооружений, стоимость обустройства морского месторождения почти не зависит от глубины моря, сейсмостойкость сооружения повышается, а кроме того, представляется возможность в короткие сроки ввести М. н. п. в эксплуатацию, т. к. фонд СПЗ может быть заранее пробурен с буровых платформ; произвести быструю смену промыслового оборудования, например, при переходе от фонтанного к газифтному способу добычи; переместить ПНО с одного месторождения на другое, расположенное на иной глубине моря; осуществлять сезонную разработку месторождений, расположенных в районах с неблагоприятными гидрометеорологическими условиями, например, в морях, где в определённые сезоны существует вероятность появления айсбергов, ледовых полей и др.; произвести заблаговременную эвакуацию М. н. п. при возникновении чрезвычайных обстоятельств. Для добычи газа с морских месторождений перспективным является создание плавучих заводов по производству сжиженного природного газа (с последующей транспортировкой его на берег специальными танкерами). Освоение арктических и антарктических месторождений углеводородов связано с созданием М. н. п. на базе различных конструкций лёдостойких стационарных платформ, а также полностью подводных М. н. п. (всё оборудование размещается на дне моря) или «шахтно-топливного» М. н. п. (устья скважин и нефтепромысловое оборудование устанавливаются в тоннелях, проложенных под дном моря).

Для обеспечения безопасности мореплавания, рыболовства и охраны природной среды после завершения разработки морского месторождения углеводородов выполняют работы по его ликвидации, которые включают ликвидацию фонда скважин, демонтаж всех надводных и подводных сооружений и оборудования, а также очистку морского дна в районе М. н. п. В ряде стран (Великобритания, Норвегия) ликвидация М. н. п. регламентирована специальным законодательством.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Ю. Я. Эстрин.*

**Морское бурение** – разновидность буровых работ, выполняемых на акваториях Мирового океана и внутренних морей с целью поиска, разведки и разработки нефти, газа и др. полезных ископаемых, а также инженерно-геологических изысканий и научных исследований.

По глубине скважин М. б. подразделяют на морское неглубокое бурение (до 500 м ниже уровня дна моря) для поиска твёрдых полезных ископаемых, инженерно-геологических и структурно-картировочных изысканий, научных исследований и т.д. и морское *ГЛУБОКОВОДНОЕ БУРЕНИЕ* преимущественно для поиска и освоения нефтегазовых ресурсов Мирового океана. М. б., выполняемое с целью изучения строения земной коры, может относиться к обоим видам.

М. б. осуществляется со стационарных гидротехнических сооружений и плавучих буровых установок. К стационарным гидротехническим сооружениям относятся эстакадные площадки, дамбы, искусственные грунтовые острова, сооружаемые на мелководье (глубина воды до 30 м.), и стационарные платформы, устанавливаемые на больших глубинах. Самая глубоководная стационарная платформа сооружена в 1980 г на месторождении Коньяк в Мексиканском заливе (глубина воды 312 м). Разработаны проекты глубоководных стационарных платформ для глубин воды 450–600 м.

На шельфах арктических морей (например, м. Бофорта) для бурения поисково-разведочных скважин сооружают также искусственные ледовые острова двух типов: плавучие и опирающиеся на дно. Ледовые острова строят путём налива или набрызгивания морской воды на естественный лёд.

По технологии заканчивания скважин различают М. б. с надводным или подводным расположением устья скважины. Бурение с надводным расположением устья ведут со стационарных гидротехнических сооружений и с самоподъёмных буровых установок. Технология бурения, заканчивания и испытания морских скважин с надводным расположением устья аналогична подобным работам на суше.

Бурение морских скважин с подводным расположением устья производится с буровых судов, полупогружных и самоподъёмных буровых установок, а также с плавучих искусственных ледовых островов. Самоподъёмные платформы с консольным расположением вышечного блока могут бурить скважины как с подводным, так и с надводным расположением устья, причём в последнем варианте устье располагается на отдельной стационарной платформе.

Техника и технология бурения скважин с подводным расположением устья имеют ряд отличий от техники и технологии бурения на суше.

После забивки в морское дно направления, играющего роль свай, на нём устанавливают донную плиту, на которой с помощью водолазов или направляющих канатов монтируют подводный устьевой буровой комплекс массой 90–175 т и высотой до 12 м. Комплекс соединён с плавучей буровой платформой водоотделяющей колонной, на которой снаружи закреплены линии манифольда и выкида. Для натяжения водоизолирующей колонны применяют специальные системы натяжения, а в случае длинных колонн для уменьшения веса к ним крепят специальные поплавки. Подводный устьевой комплекс включает: блок дивертора и переходный блок с системами управления; блок превенторов (превенторы с трубными, глухими и срезающими плашками, а также универсальные превенторы); аварийную акустическую систему управления противовыбросовым оборудованием и др. Над верхним универсальным превентором может располагаться узел шарнирного соединения, допускающий изгиб водоотделяющей колонны в пределах до  $10^\circ$  в любом направлении.

На полупогружных буровых установках и буровых судах над вертлюгом размещают компенсатор вертикальных перемещений, позволяющий сохранять постоянную нагрузку на буровой инструмент при вертикальных перемещениях судна, вызванных волнением моря. Аналогичную технику применяют при бурении с искусственных плавучих ледовых островов.

При бурении с бурового судна с водоотделяющей колонной и подводным устьевым буровым комплексом максимальная глубина воды 2074 м, без водоотделяющей колонны (с выносом шлама на дно океана) – 6 100 м.

Стоимость морского бурения выше, чем на суше: стоимость поисково-разведочной скважины (глубиной около 500 м) составляет 3–6 млн долл. для условий Мексиканского залива, 15–20 млн долл. для условий Северного моря и до 50 млн. долл. на шельфе арктических морей.

Бурение разведочных скважин на незамерзающем шельфе проводится почти исключительно с буровых установок погружного, полупогружного, самоподъёмного типов и буровых судов. Бурение эксплуатационных скважин ведётся со стационарных буровых платформ одним или двумя буровыми станками. Куст морских скважин на стационарной платформе может содержать от 12 до 96 скважин. Наметилась тенденция к росту числа эксплуатационных скважин с подводным заканчиванием устья, бурение которых ведётся с самоподъёмных или полупогружных платформ.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Архангельский И. В., Морское бурение инженерно-геологических скважин, 2 изд. – Л., 1980.*

**МУСЛИМОВ Ренат Халиуллович, 31.10.1934** – советник Президента Республики Татарстан, д.т.н, профессор, академик Академии горных наук, чл.-корр. академии наук Татарстана, Президент Волго-Камского регионального отделения РАЕН, лауреат Государственной премии, дважды лауреат премии им. акад. ИМ. Губкина, дважды лауреат премии Миннефтепрома СССР, Отличник нефтяной промышленности, Почетный нефтяник, Почетный член Хьюстонского геологического общества.

*Научные интересы:* поиск, разведка и разработки нефтяных и газовых месторождений, нефтепоисковые работы, промысловая геология, совершенствование процессов разработки нефтяных месторождений, применение передовых методов контроля и регулирования выработки пластов, применение вторичных и третичных методов разработки, повышение эффективности эксплуатации трудноизвлекаемых запасов нефти, освоение месторождений природных битумов.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия).*

**МУХАРСКИЙ Энвер Давыдович, 06.08.1928** – заместитель Генерального директора ОАО «РИТЭК», д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники Татарстана.

*Научные интересы:* инновации в области рациональной разработки нефтяных месторождений.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (энциклопедия).*

# Н

**Наблюдательная скважина** – гидрогеологическая скважина, предназначенная для наблюдения за режимом подземных вод. Сооружают с целью изучения изменений уровня, температуры и химического состава грунтовых и напорных вод, определения влияния инженерной деятельности на подземные воды, выявления взаимосвязи различных водоносных горизонтов, а также подземных вод с поверхностными и т. д. Н. с. размещают таким образом, чтобы наиболее полно охарактеризовать изучаемую территорию, наблюдаемый процесс или явление, а также обеспечить возможность экстраполяции и интерполяции наблюдений во времени и пространстве и надёжность результатов расчётов и прогнозных оценок. Глубина Н. с. изменяется от нескольких м. до тысячи м. Конструкция их зависит от изучаемых параметров, используемого специального оборудования, количества и глубины залегания водоносных горизонтов. Вышезалегающие горизонты изолируют от наблюдаемых пластов трубами и цементными мостами. Минимальный диаметр (89–109 мм) позволяет оборудовать Н. с. необходимыми приборами, а также производить её чистку или прокачку при засорении. При изучении нескольких водоносных горизонтов в одной точке обычно бурится куст Н. с. Состав и объём наблюдений определяются конкретными задачами, в зависимости от которых создаётся постоянная или временная, региональная или местная сеть скважин.

При ведении горных работ применение сети Н. с. позволяет определять характеристики подземных вод, положение их уровня по отношению к горным выработкам и величину напора воды на кровлю и почву выработок на любой заданный момент времени, а также оценивать степень истощения и загрязнения поверхностных и подземных вод при водопонижении, прогнозировать проявления возможных гидродинамических явлений в выработках, изменение гидрогеологических и экологических условий в районе ведения работ.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Р. Г. Джамалов.*

**Набухание и размокание горных пород.** Как отмечалось выше, прочность горных пород в значительной мере зависит от их влажности (водонасыщенности).

Многие глинистые породы при взаимодействии с водой набухают, увеличивают свою влажность и объем. Большую набухаемость глинистые породы обнаруживают в нарушенном и меньшую в ненарушенном состоянии, приближающемся к естественным условиям залегания. Это обстоятельство имеет большое значение при исследовании глин.

Способность глин к набуханию можно характеризовать:

- 1) увеличением объема образца в процентах к первоначальному объему;
- 2) влажностью набухшего образца, или влажностью набухания;
- 3) величиной давления, развиваемого набухшим образцом.

Все эти характеристики зависят от состояния исследуемого образца и химического состава воды. При исследовании набухаемости глинистых пород, встречающихся при бурении скважин, наиболее приемлемой и распространенной характеристикой является увеличение объема образца в процентах к первоначальному объему. При такой характеристике набухаемости глинистых пород из керна вырезают образец кубической формы размером  $2 \times 2 \times 2$  см, помещают на пластинку с ручкой и погружают в воду, в водный раствор или какую-либо другую жидкость. Для получения численных значений набухаемости образец измеряют штангенциркулем до помещения в жидкость и по истечении некоторого времени после пребывания в ней. Иногда при этом следят за изменением размеров исследуемого образца во времени. Одновременно с проведением этих опытов можно определять изменение прочности образца путем измерения сопротивления вдавливанию в него стержня или конуса до и после набухания. Следует иметь в виду, что первоначальное состояние образца влияет на величину набухания. Образец породы может быть с нарушенной или ненарушенной структурой, с естественной влажностью или подсушенный, поэтому для получения объективных данных желательно проводить исследования с образцами, сохранившими полностью естественное состояние. Для выяснения набухаемости глин в различных жидкостях обычно используют дистиллированную, пластовую, соленую, щелочную воды и керосин. При подобном проведении исследований изучается одновременно и размокаемость глин, являющаяся разновидностью набухания и вызываемая в значительной мере теми же факторами. Размокаемость образцов в той или



иной среде характеризуется главным образом временем размокания и характером разрушения.

**Нагнетательная скважина** – предназначена для закачки в продуктивные пласты воды, газа, теплоносителей, а также воздушной или парокислородно-воздушной смеси и др. Используются Н. с. при разработке нефтяных (нефтегазовых) месторождений (см. *ЗАВОДНЕНИЕ*) и газоконденсатных (см. *САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС*) с целью поддержания пластового давления и регулирования темпов отбора полезных ископаемых; посредством Н. с. осуществляется подача в нефтяные пласты рабочих агентов, способствующих более полному вытеснению нефти, обеспечивающих внутрипластовое горение и др. Н. с. применяются также при подземном хранении газа (см. *ГАЗОВОЕ ХРАНИЛИЩЕ*), разработке угольных месторождений способом подземной газификации (см. *ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ*), осушении обводнённых месторождений твёрдых полезных ископаемых с целью интенсификации дренажа водоносных пород (см. *ДРЕНАЖ, ОСУШЕНИЕ*), определении *ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ* горных пород. Конструкция Н. с. выбирается в зависимости от назначения скважины, глубины и др. В устойчивых горных породах забой скважины оставляют необсаженным, в неустойчивых – спускают обсадную колонну (призабойную зону перфорируют). Устье скважины оборудуют задвижками и манометром, в скважину опускают насосно-компрессорные трубы (до кровли поглощающего пласта). Герметичность Н. с. обеспечивается цементацией заколонного пространства от забоя до устья, а в случае необходимости – применением пакеров. Основная рабочая характеристика Н. с. – *ПРИЁМИСТОСТЬ СКВАЖИНЫ*. Контроль работы, а также техническое состояние Н. с. осуществляется методами термометрии, расходомерии, шумомерии и др.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Т. А. Султанов.*

**Нагнетание воды в один пласт.** При закачке воды в пласт применяется преимущественно одноканальная система нагнетания воды по колонне подъемных труб и распределение расходов по пластам при помощи скважинных регуляторов или дросселей.

Промышленность выпускает оборудование для нагнетания воды в один и два пласта. Установки УВК-Р и УВК-НР предназначены для нагнетания воды в один пласт скважины (см. рисунок).

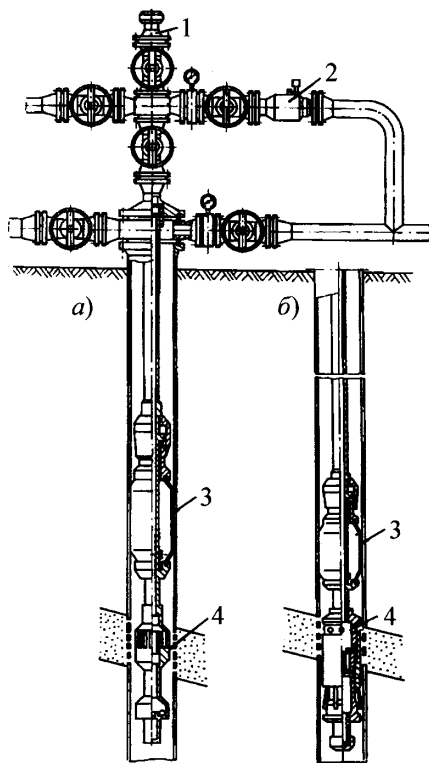


Рис. 1. Схема установки для нагнетания воды в один пласт: а – УБК-Р; б – УБК-НР; 1 – арматура АВК-65-210; 2 – регулятор расхода жидкости 1РА-1600 (или РАР-1000); 3 – пакер ПД-Г; 4 – циркуляционный клапан

Установка УБК-НР отличается от установки УБК-Р конструкцией циркуляционного клапана и материалом деталей. Нагнетание сточных и промышленных вод через установку осуществляется без регулирования режима. Детали скважинного оборудования выполнены из специального сероводородостойкого материала или со специальными покрытиями. Циркуляционный клапан состоит из седла, кольца и дифференциального золотника с цангой.

В шифре нагнетательной арматуры АВК-65-210 приняты следующие обозначения: А – арматура; В – для нагнетания воды; К – с концентричной подвеской колонны подъемных труб; 65 – условный диаметр проходов ствола и боковых выкидов (в мм); 210 – рабочее давление.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию под редакцией Е. И. Бухаленко.*

**Нагнетание воды в два пласта.** Схема установок для раздельного нагнетания воды в два пласта представлена на рисунке.

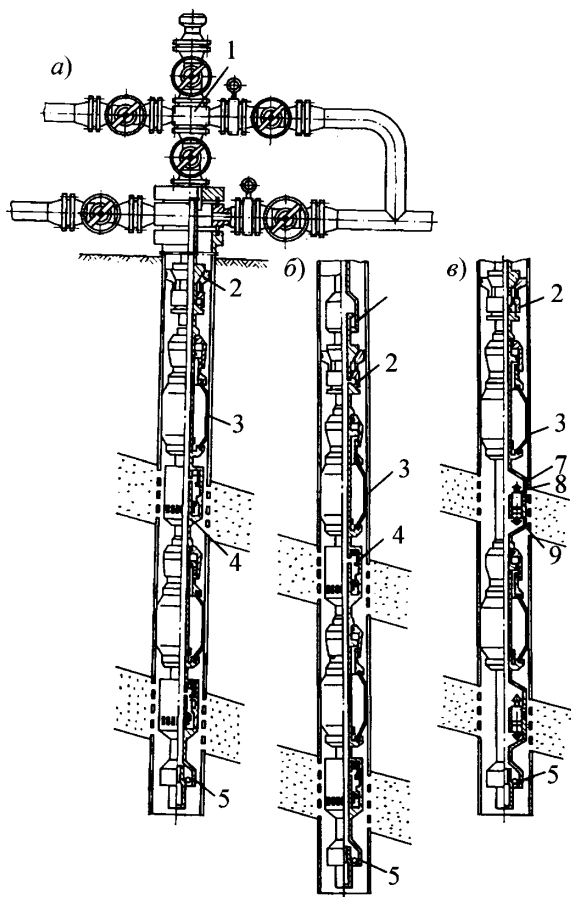


Рис. 2. Установки для раздельного нагнетания воды в два пласта

Арматура состоит из стволовой части, включающей крестовину, две задвижки типа ЗМС-65-21ОН и переводную катушку, на которой подвешивается колонна подъемных труб. Вода нагнетается по верхним боковым выкидам, обратная промывка осуществляется через нижние боковые выкиды. Для контроля за давлением нагнетания и промывкой на боковых выкидах и стволе установлены манометры с разделителями сред.

Установка УВКС-2Р (рис. а) состоит из наземного и скважинного оборудования. Через арматуру АВК-65-210 осуществляется нагнетание

воды в подъемные трубы, подвешенные в переводной катушке арматуры. Скважинное оборудование включает якорь типа ЯГ, препятствующий перемещению колонны подъемных труб со скважинным оборудованием, два пакера типа ПД-Г, два скважинных регулятора типа РТ и клапан. Верхний пакер защищает эксплуатационную колонну труб от воздействия нагнетаемой среды, нижний пакер разобщает верхний и нижний пласты. Объем нагнетания в каждый пласт регулируется специальными регуляторами, настроенными на заданный режим, поддерживаемый автоматически независимо от колебаний давления в трубопроводе и изменения приемистости пласта. Промывка скважины осуществляется через клапан, при этом пакеры освобождаются.

Установка УВГК-2Р (рис. 1, б) применяется для нагнетания горячей воды и отличается от УВКС-2Р наличием компенсатора (для компенсации изменения длины колонны труб).

Установка типа УВК-2СР (рис. 1, в) оснащена съемными регуляторами типа РВР с кулачковыми фиксаторами ФК-38, которые фиксируются в скважинных камерах при помощи инструментов канатной техники.

В комплект поставки входит арматура АВК-65-210, якорь ЯГ, два пакера ПД-Г, две скважинные камеры К-60А-210.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию под редакцией Е. И. Бухаленко.*

**Наклонно направленное бурение** – способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Н. н. б. применяется как при бурении скважин на нефть и газ, так и при разведке твердых полезных ископаемых. Наиболее эффективная область использования Н. н. б. – при разработке месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересечённых местностях и в случаях, когда строительство буровых может нарушить условия охраны окружающей среды. Н. н. б. применяют также при бурении вспомогательных скважин для глушения открытых фонтанов, при многоствольном бурении или отклонении нижней части ствола вдоль продуктивного горизонта с целью увеличения дренажа.

Н. н. б. нефтяных и газовых скважин осуществляется по специальным профилям. Профили скважин могут варьироваться, но при этом верхний интервал ствола наклонной скважины должен быть вертикальным, с последующим отклонением в запроектированном азимуте.

При геолого-разведочных работах на твердые полезные ископаемые Н. н. б. осуществляется шпindelными буровыми станками с земной по-

верхности или из подземных горных выработок. Бурение таких скважин отличается тем, что вначале они имеют прямолинейное направление, заданное шпинделем бурового станка, а затем в силу анизотропии разбуриваемых пород отклоняются от прямолинейного направления.

Существуют два способа Н. н. б. на нефть и газ. Первый (распространён в США) представляет собой прерывистый процесс проводки скважин с использованием роторного бурения (применяется с начала XX в.). При этом способе с забоя скважины долотом меньшего диаметра, чем диаметр ствола скважин, забуривается углубление под углом к оси скважины на длину бурильной трубы (рис. 1) с помощью съёмного или несъёмного клинового либо шарнирного устройства (рис. 2, 3). Полученное таким образом направление углубляется и расширяется. Дальнейшее бурение ведётся долотом нормального диаметра с сохранением направления с помощью компоновки низа бурильной колонны, оснащённой стабилизаторами.

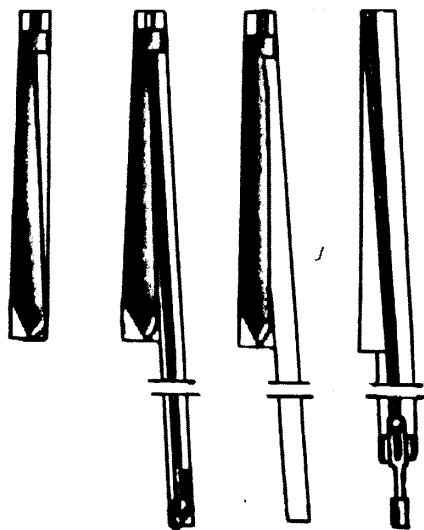


Рис. 1. Схема бурения с клиновым устройством

Второй способ, предложенный Р. А. Иоаннесяном, П. П. Шумиловым, Э. И. Тагиевым и М. Т. Гусманом в начале 40-х гг. XX в., основан на использовании турбобура либо др. забойного двигателя. Этот способ представляет собой непрерывный процесс набора искривления и углубления скважины долотом нормального диаметра. При этом способе для набора искривления используется такая компоновка низа бурильной колонны, при

которой на долото в процессе бурения действует сила, перпендикулярная его оси (отклоняющая сила). В этом случае весь процесс Н.-н. б. сводится к управлению отклоняющей силой в нужном азимуте. Создание отклоняющей силы может осуществляться различными путями. Если турбобур односекционный, то для получения необходимой отклоняющей силы достаточно иметь над турбобуром переводник с перекошенными резьбами, либо искривлённую бурильную трубу (рис. 4). При пропуске турбобура в скважину изогнутая часть компоновки над турбобуром за счёт упругих деформаций стремится выпрямиться, а в сечении изгиба возникает момент силы. Отклоняющая сила в этом случае равняется моменту силы, разделённо-му на расстояние от сечения изгиба до долота. Интенсивность набора угла ис-



Рис. 2. Клиновой отклонитель



Рис. 3. Шарнирный отклонитель



Рис. 4. Трубный отклонитель с искривленной буровой трубой

искривления при описанной выше компоновке будет невысокой, а предельный угол искривления – менее  $30^\circ$ . Для более интенсивного набора искривления сечение изгиба, где возникает момент упругих сил, переносят ближе к долоту. Для этой цели применяются специальные шпиндели и турбобуры. Так как при таких шпинделях резко увеличивается отклоняющая сила, то интенсивность набора угла искривления и предельная величина искривления существенно увеличиваются.

На интенсивность набора угла искривления влияет также частота вращения долота и скорость подачи бурильной колонны в процессе бурения. Чем выше частота вращения долота и чем меньше скорость подачи бурильной колонны, тем интенсивнее, под действием отклоняющей силы, происходит фрезерование стенки скважины и тем интенсивнее искривление. Наибольшая интенсивность искривления может быть получена при применении в нижней части турбобура эксцентричного ниппеля, который позволяет выводить ствол скважины в горизонтальное положение.

Прямолинейные наклонные участки ствола скважины бурятся с компоновками, оснащёнными стабилизаторами. Ориентирование отклоняющей силы в нужном азимуте может осуществляться визирным спуском бурильной колонны либо с помощью инклинометра при установке над турбобуром диамагнитной трубы и магнитным устройством, расположенным в плоскости действия отклоняющей силы. Указанные методы ориентирования отклоняющей силы должны учитывать угол закручивания бурильной колонны, возникающий из-за реактивного момента турбобура, что в некоторой степени отражается на точности ориентирования.

В 80-х гг. распространяются системы телеконтроля, позволяющие в процессе бурения контролировать направление действия отклоняющей силы.

За рубежом при Н. н. б. интервалы набора искривления и выправления кривизны осуществляются в основном турбобурами либо объёмными двигателями, прямолинейные интервалы ствола бурятся роторным способом.

*Горная энциклопедия, Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Иоаннесян Р. А. Основы теории и техника турбинного бурения. – М., 1953; Григорян Н. А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. – М., 1974.*

**Нарушение циркуляции** – осложнение при бурении – частичное или полное поглощение промывочной жидкости из-за большой разницы давлений в скважине – при вскрытии пористых, трещиноватых, кавернозных пород, дренированных пластов, а также в связи с явлениями гидроразрыва (СГН, 1958).

**Насосная установка УН-1-630 на 700А (4АН-700)** – предназначена для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пласта, гидропескоструйной перфорации и других продавочно-промывочных работах, проводимых в нефтяных и газовых скважинах.

Установка (рис. 1) состоит из закрепленных на общей монтажной раме силового агрегата, коробки передач ЗКПМ, насоса, трубопровода, обвязки насоса и системы управления.

Силовой агрегат на базе дизеля В2-800ТК-СЗ оборудован системами водяного охлаждения, смазки, питания, многодисковой фрикционной муфтой сцепления постоянно замкнутого типа, контрольно-измерительными приборами, электросистемой с аккумуляторной батареей, обеспечивающей запуск дизеля электростартером.

Для обеспечения работы во всём диапазоне давления и подач трех-плунжерный насос 4Р-700 укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров. Приемная линия насоса оборудована выводами с обеих сторон установки, напорная линия – предохранительным клапаном. Управление установкой централизованное, с поста управления, расположенного в кабине автомобиля.

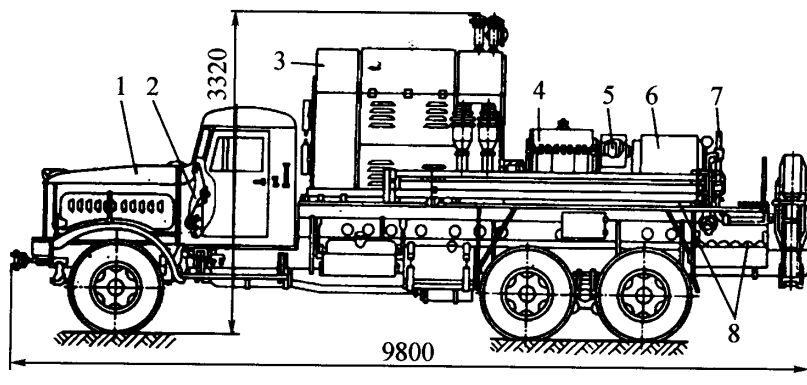


Рис. 1. Насосная установка УН-1-630 на 700А: 1 – автошасси КрАЗ-257; 2 – пост управления; 3 – силовой агрегат; 4 – коробка передач ЗКПМ; 5 – зубчатая муфта; 6 – насос 4Р-700; 7 – напорный трубопровод; 8 – вспомогательный трубопровод

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию. – Москва, «Недра», 1983.*

**Насосная установка УН1 Т-100 на 200** – пост управления расположен в кабине трактора. Вместо агрегата Азинмаш-32М укомплектована более совершенной установкой УН1Т-100 на 200 (см. рисунок), которая в отли-



чие от агрегата Азинмаш-32М имеет систему обогрева и продувки гидравлической части насоса и нагнетательного манифольда выхлопными газами тягового двигателя трактора. Установка рассчитана на работу в холодном климате.

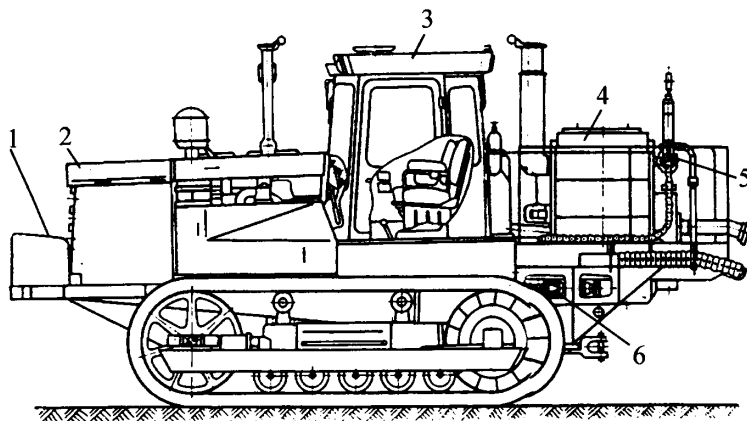


Рис. 2. Насосная установка УН1Т-100 на 200: 1 – вспомогательный трубопровод; 2 – монтажная база – трактор Т-130; 3 – кабина с постом управления; 4 – насос НП-100ХЛ1; 5 – манифольд; 6 – трансмиссия

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию. – Москва: «Недра» 1983.*

**Насосная установка Азинмаш-35Б** – предназначена для перекачки различных жидкостей и смесей под давлением. Монтируется на автошасси

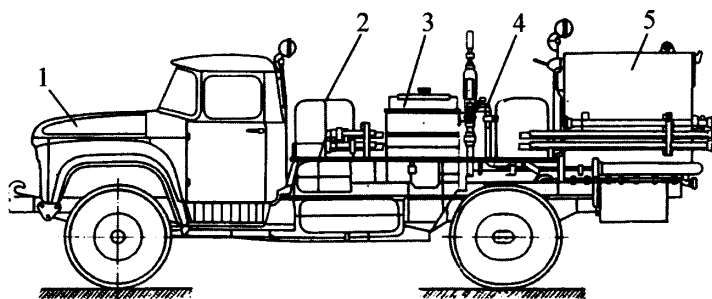


Рис. 3. Насосная установка Азинмаш -35Б: 1 – монтажная база – автомобиль ЗИЛ - 130; 2 – ограждение; 3 – насос трехплунжерный 2НП-160; 4 – манифольд; 5 – мерный бак

автомобиля ЗИЛ-130 и включает насос, коробку отбора мощности, карданный вал, манифольд, вспомогательный трубопровод (см. рисунок).

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию. – Москва: «Недра», 1983.*

**Насосно-компрессорная колонна** – предназначена для транспортирования нефти и газа из продуктивного пласта; составляется из насосно-компрессорных труб путём их последовательного свинчивания. Насосно-компрессорные трубы обычно изготавливаются из стали с двумя нарезными концами и навинченной муфтой на одном конце (иногда безмуфтовые с раструбным концом). Резьба на трубах выполняется как треугольного, так и трапецеидального профиля. Диаметр труб с треугольной резьбой 33–114 мм; с трапецеидальной резьбой 60–114 мм. Толщина стенок труб 3,5–7,0 мм, длина 5,5–10 м. По механическим свойствам трубы выпускаются 6-ти групп прочности: Д, К, Е, Л, М, Р, с пределом текучести от 379 до 930 МПа. На каждую трубу наносится маркировка с указанием диаметра, группы прочности, толщины стенки, номера трубы и даты выпуска. Трубы транспортируются в пакетах, резьбовые концы труб защищаются предохранительными ниппелями и кольцами.

Длина Н.-к. к. достигает 3000 м, масса – 50 т. Н.-к. к. бывают однорядными или двухрядными. Однорядные колонны обычно применяются при насосном способе эксплуатации, двухрядные – при фонтанном и компрессорном, когда необходимо понизить давление в колонне, чтобы обеспечить приток нефти и газа из пласта. При одновременной эксплуатации нескольких продуктивных пластов Н.-к. к. устанавливаются в скважине параллельно или концентрично. В зависимости от способа эксплуатации Н.-к. к. снабжается специальным оборудованием – газовыми сепараторами, пусковыми клапанами, скважинными насосами и др. При фонтанном способе эксплуатации кольцевое пространство между *ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ* и Н.-к. к. обычно герметизируют путём установки в нижней части колонны пакера, позволяющего разгружать обсадную колонну от пластового давления. На Н.-к. к. действуют различные нагрузки: внутреннее и наружное давление нефти и газа, собственная масса труб, осевые нагрузки, связанные с установкой пакета, переменные нагрузки, обусловленные работой скважинного насоса, изгибающие напряжения на изогнутых участках скважины и др.

Н.-к. к. теряет устойчивость прямолинейной формы равновесия под влиянием скорости движения нефти и газа по колонне и работы скважин-

ного насоса. Механический износ Н.-к. к. связан с периодическим подъёмом и спуском колонны в процессе текущего и капитального ремонта скважин, а также с работой насосных штанг в колонне.

Н.-к. к. подвергается коррозии под влиянием различных факторов, действующих в процессе эксплуатации скважины (кислорода, углекислого газа, сероводорода и др.). Для предохранения Н.-к. к. от коррозии применяют специальные материалы для изготовления труб и ингибиторы коррозии.

Н.-к. к. подвешивается на фонтанной арматуре или пьедестале, закреплённом на устье скважины. Спуск и подъём Н.-к. к. проводят обычно с помощью передвижных подъёмников и агрегатов.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство, 2 изд. – М., 1976; Сароян А., Субботин М., Эксплуатация колонн насосно-компрессорных труб. – М., 1985.*

*А. Е. Сароян, С. А. Ширинзаде.*

**Насосно-компрессорные трубы.** Насосно-компрессорные трубы при работе в глубоких фонтанных и компрессорных скважинах испытывают нагрузку на растяжение от собственного веса и высокое внутреннее давление. В глубинно-насосных скважинах на трубы дополнительно действует нагрузка от веса жидкости, а при обрыве штанг – их вес. Для того чтобы выдержать такие нагрузки, трубы должны быть весьма прочными, поэтому они изготавливаются бесшовными, т. е. цельнотянутыми из мартеновской литой и прокатной стали марок С, D, E<sub>м</sub> и E. Сталь трубных марок E<sub>м</sub> и E по химическому составу аналогичны конструкционной стали марки 36Г2С. Из стали соответствующей марки изготавливаются и муфты к ним.

Механические свойства стали марок С, D, E<sub>м</sub> и E и величины испытательного давления для насосно-компрессорных труб приведены в таблице.

Насосно-компрессорные трубы изготавливаются неравнопрочными и равнопрочными; у равнопрочных труб нарезанные концы имеют одинаковую с телом трубы прочность на разрыв. Заводы-изготовители поставляют на промыслы трубы следующих типов:

- 1) гладкие по всей длине – неравнопрочные;
- 2) с высаженными наружу концами – равнопрочные;
- 3) с приваренным раструбом и с нарезанным ниппельным концом – неравнопрочные;
- 4) с приваренным раструбом и с термообработанным и нарезанным ниппельным концом – равнопрочные.

Таблица

Показатели	Марка стали			
	С	D	Е <sub>М</sub> (36Г2С)	Е
Предел прочности на растяжение, $\text{кг/мм}^2$ (не менее)	55	65	70	75
Предел текучести, $\text{кг/мм}^2$ (не менее)	32	38	50	55
Давления испытания для труб, ат:				
от 1 до 3"	200	200	300	300
3½"	190	200	300	300
4"	180	200	200	200

На промыслах в основном применяются гладкие насосно-компрессорные трубы марок С, D и 36Г2С, реже с высаженными наружу концами и с приваренными раструбами.

Трубы имеют одинаковую резьбу с обеих сторон. На одну сторону навинчивается муфта на муфтонаверточном станке. На трубах с гладкими концами диаметром 1½", 2", 2½" и 3" число ниток на 1" составляет 10, а для труб диаметром 3½" и 4" – 8 ниток. На трубах с высаженными концами диаметром 1", 1¼", 1½" число ниток на 1" составляет 10, а для диаметров 2", 2½", 3", 3½" и 4" – 8.

Нормальная длина труб 6,5; 7,5; 8,5 и 9,5 м с допускаемым отклонением для каждого размера  $\pm 0,5$  м.

Допустимая (предельная) глубина спуска одноразмерной колонны труб определяется по формулам:

для фонтанно-компрессорного способа добычи нефти

$$h = \frac{Q}{kq};$$

для глубинно-насосного способа

$$h = \frac{Q}{k(q + q_{шт} + q_{ж})},$$

где  $h$  – допустимая (предельная) глубина спуска труб в м;  $Q$  – нагрузка (страгивающая для неравнопрочных труб или соответствующая пределу текучести для равнопрочных труб) в  $\text{кг}$ ;  $k$  – коэффициент запаса прочности;  $q$  – вес погонного метра трубы в  $\text{кг}$ ;  $q_{шт}$  – вес погонного метра штанг в  $\text{кг}$ ;  $q_{ж}$  – вес метра столба жидкости, заключенного в кольцевом пространстве между штангой и трубой в  $\text{кг}$ .

Подсчет допустимых (предельных) глубин спуска двухступенчатых и трехступенчатых колонн труб производится из условия прочности в верхней, наиболее нагруженной части каждой ступени колонны.

Бережное обращение с трубами при работе увеличивает срок их службы. При перевозке труб необходимо предохранять резьбу, навинчивая на концы труб предохранительные кольца и ввинчивая в муфты предохранительные ниппели. Подъем труб с мостков производится при навинченном на ниппельный конец предохранительном кольце.

Нельзя допускать свинчивания насосно-компрессорных труб без смазки во избежание преждевременного износа резьбы. Для резьбы следует применять графитную смазку.

Если известно, что трубы будут долго лежать без употребления, следует в целях лучшей сохранности уложить их на стеллажи, резьбовые концы смазать антикоррозийной смазкой и защитить предохранительными кольцами и ниппелями.

Средний срок службы насосно-компрессорных труб равен 8–10 годам.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Насосные штанги.** Насосные штанги являются передаточным звеном от станка-качалки к глубинному насосу. Изготавливаются штанги из целых стальных заготовок круглого сечения. В специальных станках круглая заготовка прокатывается до нужного диаметра и затем оба конца штанг высаживаются в специальные утолщенные головки с резьбой на концах и квадратной шейкой для захвата их ключом при свинчивании или развинчивании.

Насосные штанги изготавливаются диаметрами 16, 19, 22 и 25 мм длиной 8000 мм.

Основные размеры и вес штанг с муфтами приведены в таблице.

*Таблица*

Условный размер штанги, мм	Длина штанги, мм	Длина муфты, мм	Наружный диаметр муфты, мм	Вес штанги с муфтой, мм
16	8000	70	34	13,3
19	8000	80	42	18,8
22	8000	80	46	25,1
25	8000	100	55	32,8

Для регулирования длины колонны штанг, кроме обычных, изготавливаются укороченные штанги таких же диаметров, но длиной 500, 1000, 1500, 2000 и 2500 мм.

Штанги изготавливаются из стали: а) углеродистой марки 40У; б) среднемарганцовистой марки 36Г1; в) хромоникелевой марки 20ХН; г) никелево-молибденовой марки 15НМ. Штанговые соединительные и переводные муфты изготавливаются из стали марки 40 и по заказу – из легированной стали. Штанги подвергаются термической обработке, обеспечивающей равнопрочность по всей их длине.

Штанги, изготавливаемые из углеродистой стали 40У, подвергаются нормализации, а штанги из легированных сталей (15НМ и 20ХН) – нормализации и закалке с высоким отпускком. Штанги, прошедшие эти операции, имеют высокие механические свойства по сравнению со штангами, подвергшимися только нормализации. Так, для штанг, прошедших только нормализацию, изготовленных из сталей различных марок, предел текучести при растяжении составляет не менее: 15НМ –  $40 \text{ кг/мм}^2$ , 20ХН –  $39 \text{ кг/мм}^2$  и 36Г1 –  $40 \text{ кг/мм}^2$ , а после нормализации, закалки и отпуска соответственно 52, 55 и  $50 \text{ кг/мм}^2$ .

Для упрочнения штанг поверхность их наклепывают дробью или закаляя токами высокой частоты.

Термически обработанные в коррозионной среде штанги работают непродолжительное время, так как коррозии в первую очередь подвергается поверхностный слой, работающий при наибольшем напряжении.

Для защиты штанг от коррозии разрабатывается способ термодиффузионного покрытия их цинком.

Продолжительность работы штанг зависит не только от условий их работы, но в большой степени от правильного обращения с ними при хранении и транспортировке. Перевозить штанги следует с навинченными муфтами и так, чтобы штанги не волочились по земле и не гнулись. Штанга, погнутая и затем выпрямленная, имеет меньшую прочность и может явиться причиной аварии. Лучше всего перевозить насосные штанги в пакетах по 12 штук, скрепленных железно-деревянными хомутами, что предохраняет их от повреждения поверхности, искривления и загрязнения. Штанги нужно укладывать на специальные стеллажи. Если они лежат долгое время без употребления, резьбу их следует покрывать смазкой и защищать колпачком для предохранения от ржавчины. Перед спуском новые штанги необходимо тщательно осматривать. Погнутые, смятые, а также с наружными пороками, смятиями или порезами штанги бракуются.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Насос вставной штанговый** – предназначен для откачки нефти из глубинно-насосных эксплуатационных скважин.

*Вставные насосы обозначаются НСВ (насос скважинный вставной).*

Вставные насосы чаще всего применяются для эксплуатации скважин с глубиной подвески до 2500 м (см. рис. 1); вставной насос состоит из трех основных узлов: цилиндра, плунжера и замковой опоры цилиндра.

Цилиндр насоса 5 на нижнем конце имеет всасывающий клапан 8, закрепленный наглухо, а на верхнем конце – конус 3, который входит в замковую опору 4 и герметизирует насосно-компрессорные трубы 7. Плунжер 6 подвешивается к концу штанг с помощью штока 1 так, чтобы

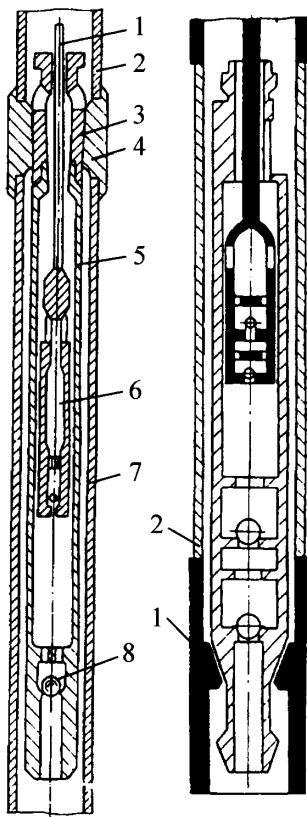


Рис. 1. Вставной насос

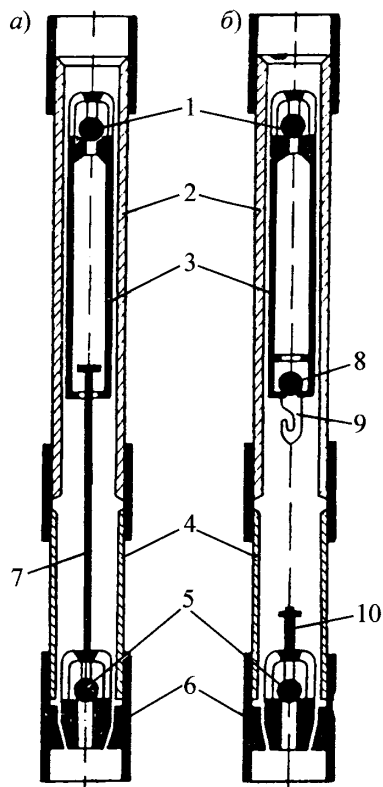


Рис. 2 Насос глубинный штанговый невставной

при ходе вниз он не доходил до всасывающего клапана. А при ходе вверх не доходил до ниппеля 2. Ниппель устанавливается на верхнем конусе и служит для направления штока 1.

**Насос глубинный штанговый невставной** – насос НГН-1 (рис. 2) вертикальный плунжерный, невставной, одинарного действия, с двумя шаровыми клапанами – всасывающим и нагнетательным и с захватным штоком. Число втулок в цилиндре в зависимости от длины хода плунжера и исполнения цилиндра может быть от 2 до 7. Эти насосы комплектуются с гладким или с канавочным плунжером.

Насосы НГН-1 с патрубком-удлинителем и с удлиненным переводником цилиндра собираются из чугунных втулок и выпускаются диаметрами 43, 55, и 68 мм; 28 и 32-мм насосы имеют цилиндры, собранные из стальных втулок.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Нафтеновые кислоты** – часть кислородных соединений нефти- карбоксильные производные нафтенов, характеризующиеся высоким поверхностным натяжением и потому усложняющие условия фильтрации нефти в пластах (СГН, 1958; Ш. К. Гиматудинов, 1971).

**Начальное пластовое давление** – величина давления в продуктивном пласте до начала его разработки.

*Син.: статическое пластовое давление.*

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Начальные геологические потенциальные ресурсы нефти и газа (оцениваемого региона)** – сумма начальных геологических запасов (все категории) на известных месторождениях до начала их разработки, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и газа региона (на дату оценки последних).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Начальные извлекаемые запасы** – извлекаемые запасы залежи (или месторождения) до начала разработки.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

*(Ф. А. Гришин, 1975).*



**Начальные потенциальные ресурсы нефти и газа (оцениваемого региона)** – сумма начальных извлекаемых балансовых запасов всех категорий на известных месторождениях до начала разработки, перспективных и прогнозных извлекаемых ресурсов нефти и газа региона (на дату оценки последних).

– Общее количество промышленных запасов нефти и газа, содержащееся до начала разработки в известных месторождениях, а также перспективные запасы и количественная оценка прогноза нефтегазоносности, т. е. сумма уже извлеченных запасов (накопленная добыча), разведанных (категории  $A+B+C_1$ ), перспективных (категория  $C_2$ ) запасов и количественной оценки прогноза нефтегазоносности (D).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.- минер. наук М. М. Ивановой).*

**Недра** – природный объект, составная часть природной среды, охватывающая глубину земной поверхности от нижней части почвенного слоя до пределов проникновения технических средств человека, а также поверхность Земли, если она содержит полезные ископаемые.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с*

**Недра** (юридич.) – природная среда в пределах территории России, расположенная под земной поверхностью, а также выходы месторождений полезных ископаемых на земную поверхность. В широком смысле Н. – условно выделяемая верхняя часть земной коры, располагающаяся под поверхностью суши и дном Мирового океана и простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения современными техническими средствами.

Обеспечение научно обоснованного рационального комплексного использования Н. регулируется Основами законодательства РФ и союзных республик о недрах и др. актами горного законодательства. Право исключительной государственной собственности на Н. означает, что государству принадлежат все Н. страны: разведанные и неизученные; доступные и ещё технически недоступные; ценные в экономическом отношении и малозначительные для современного народного хозяйства; используемые и ещё не

используемые; эксплуатируемые организациями и гражданами; предназначенные для горного промысла и отведённые для достижения иных государственных или общественных целей.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Нейтрон-нейтронный каротаж**, ННК – метод исследований скважин, основанный на облучении горных пород потоком быстрых нейтронов и регистрации многократно рассеянных медленных (надтепловых или тепловых) нейтронов. Разработан в СССР и применяется с изотопными источниками с 1951, с импульсными – с 1959 (Г. Н. Флёров, Ф. А. Алексеев, Ю. С. Шимелевич, Б. Г. Ерозолимский, Ю. А. Гулин, Д. Ф. Беспалов и др.).

**Нейтронный гамма-каротаж**, НГК – метод исследований скважин, основанный на облучении горных пород быстрыми нейтронами и регистрации гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых нейтронов в горной породе. Предложен Б. М. Понтекорво в 1940 г. с изотопным источником нейтронов, с импульсным – Г. Н. Флёровым, Ю. С. Шимелевичем и др. в 1956 г. Скважинный прибор состоит из источника быстрых нейтронов (т. н. изотопного с постоянным потоком нейтронов или импульсного) и удалённого от него на расстояние 40–80 см одного или нескольких детекторов гамма-излучения (газоразрядного, сцинтилляционного, полупроводникового).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Д. А. Кожевников.*

**Нейтронный гамма-метод** – метод экспрессного количественного анализа химического состава горных пород, руд и продуктов обогащения, основанный на измерении характеристик гамма-излучения, возникающего при неупругом рассеянии и поглощении нейтронов в породах при облучении их внешним источником нейтронов.

Для изучения состава горных пород в условиях естественного залегания измерения проводятся в скважинах непрерывно перемещающимся прибором, содержащим стационарный или импульсный источник нейтронов (см. **НЕЙТРОННЫЙ ГАММА-КАРОТАЖ**). В лабораторных условиях

применяется исключительно в спектрометрической модификации с использованием сцинтилляционных и полупроводниковых гамма-спектрометров высокого разрешения. Выбор энергетических интервалов для регистрации гамма-излучения определяется набором элементов, концентрации которых подлежат количественному определению. Метод широко применяется для элементного анализа образцов горных пород, руд, пластовых флюидов, продуктов переработки и обогащения минерального сырья.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Д. А. Кожевников.*

**Нейтронный каротаж** – общее название нейтронных методов изучения разреза и контроля технического состояния скважин при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых (нефти, газа, угля, руд железа, хрома и др.). Н. к. предложен в 1941 Б. М. Понтекорво, в СССР начал разрабатываться в конце 40-х гг. по инициативе И. В. Курчатова и Н. К. Байбакова под научным руководством Г. Н. Флёрова. При проведении Н. к. в измерительный скважинный прибор помещается источник с постоянным или импульсным потоком быстрых нейтронов (энергия нейтронов  $E \geq 10^6$  эВ) и на некотором фиксированном расстоянии от него – один или нескольких детекторов медленных (тепловых) нейтронов или гамма-излучения, возбуждённого в горных породах нейтронами.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Неньютоновские жидкости.** Аномальными или неньютоновскими называются жидкости, не следующие классической модели вязкой жидкости. Чтобы исследовать проявления неньютоновских эффектов при движении в пористой среде, необходимо, прежде всего, установить вид закона фильтрации для неньютоновской жидкости. Из-за большого разнообразия аномальных жидкостей единого ответа на этот вопрос не существует.

Наиболее просто обстоит дело для нелинейно-вязких жидкостей. Для них связь между характеристиками течения в пористой среде и стандартной реологией жидкости удастся с удовлетворительной точностью получить, моделируя пористую среду системой капилляров, подсчитывая среднюю скорость сдвига и напряжение на стенке капилляра и считая, что

эти две величины связаны между собой кривой течения для данного материала.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**К вопросу о полимерных растворах.** Полимерные растворы, наряду с эффектами вязкоупругости, проявляют при движении в пористой среде и аномалии, обусловленные их микрогетерогенностью и способностью сорбироваться в скелете пористой среды, изменяя ее гидравлическое сопротивление. Это приводит к ряду медленных нестационарных явлений, интенсивно исследуемых в настоящее время.

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.*

**Неоднородность пласта в нефтегазопромысловой геологии** – характеризуется пространственной изменчивостью его литолого-физических свойств. Выделяют Н. п. по вещественному составу, пористости, проницаемости, удельному электрическому сопротивлению и др. свойствам. Н. п. может характеризоваться различными показателями: коэффициентом относительной песчанистости, коэффициентом расчленённости и др. В зависимости от масштаба проявления различают микронеоднородность и макронеоднородность. Под микронеоднородностью понимают изменчивость породы одного литологического типа, её структурных характеристик и зависящих от них физических и коллекторских параметров. Макронеоднородность выражается преимущественно в смене пород различных литологических типов (например, прослои и линзы глин в песчаном пласте). Она отражается на каротажных диаграммах, а также на профильных геолого-литологических разрезах, картах мощностей коллекторов, расчленённости, прерывистости и др. По форме проявления и по направлению различают зональную Н. п., связанную, например, с выклиниванием или литологическим замещением пород в латеральном направлении, слоистую Н. п., обусловленную переслаиванием пород одного литологического типа с отличающимися физическими свойствами или пород различных типов. По генезису Н. п. может быть «первичной», т. е. проявившейся в процессе седиментогенеза, и «вторичной», возникающей при диагенезе и эпигенезе (например, трещиноватость).

В нефтегазопромысловой геологии наиболее важное значение имеет неоднородность по фильтрационно-ёмкостным свойствам, прежде всего по

проницаемости, поскольку она определяет соотношение притоков нефти и газа к забоям скважин, а следовательно, влияет на систему разработки залежи. Н. п. обуславливает неравномерность отработки нефтяных пластов и продвижение воды при эксплуатации залежи. Н. п. изучается всей совокупностью геологических, геофизических и газогидродинамических методов. Первостепенное значение – для познания неоднородности имеет детальная поплавовая корреляция геолого-геофизических разрезов скважин. При обработке и интерпретации данных этих методов исследования широко используется математическая статистика.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Стасенков В. В., Климушин И. М., Бреев В. А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. – М., 1972. А. Колосов.*

**Неоднородность продуктивных пластов** – изменчивость формы залегания и физических свойств коллекторов в пределах рассматриваемого продуктивного (горизонта, эксплуатационного объекта), оказывающая существенное влияние на распределение запасов нефти и газа при разработке, на обоснование технологических решений по разработке залежи.

– Изменчивость литолого-физических свойств пород эксплуатационного объекта (Е. И. Семин, 1962).

– Изменчивость литологического состава одноимённых пластов по площади, характер и степень чередования по разрезу нефтяного (газового) горизонта проницаемых пластов с непроницаемыми, а также изменчивость физических свойств коллекторов, обусловленная их вещественным составом, структурой и текстурой порового пространства (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

– Изменчивость параметров пласта, соизмеримых с размерами фильтрационного поля (с расстояниями между скважинами) (М. М. Сатаров, И. А. Кузилов, 1967).

**Неустойчивость пород-коллекторов** – разрушаемость пород в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины вследствие ослабления механических связей между частицами породы в результате размывающего действия фильтрующейся жидкости газа, приводящей иногда к образованию каверны в продуктивном пласте, обрушению вышележащих глинистых пород, которые в свою очередь могут приводить к нарушению це-

ментного кольца скважины, а иногда к смятию обсадной колонны (СГН, 1958).

**Нефтегазовая залежь** – нефтяная залежь с газовой шапкой; отличается превышением объёма нефтяной части единой залежи над газовой. В отличие от *НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ* газовая часть Н. з. практически не содержит жидких углеводородов в состоянии обратного испарения. *ГАЗОВЫЕ ШАПКИ* в Н. з. бывают первичными и вторичными. Последние образуются за счёт выделения газа в свободную фазу в процессе разработки нефтяных залежей в режиме растворённого газа, когда пластовое давление ( $P_{пл}$ ) становится ниже давления насыщения нефти ( $P_{нас}$ ). Газовая часть Н. з. характеризуется термобарическими параметрами и составом газа, который отличается от растворённого газа контактирующей с ней нефтяной части залежи большим содержанием метана и меньшей концентрацией его гомологов. Основные параметры нефтяной части залежи – давление насыщения, свойства пластовой нефти, газовый фактор и др. Газовые шапки в зависимости от размеров подразделяют на промышленные или непромышленные. В первом случае Н. з. разрабатывается с учётом взаимодействия газовых и нефтяных частей. Пластовая энергия, заключённая в сжатом газе газовой шапки, играет большую роль на первой стадии разработки нефтяной части Н. з. (газонапорный режим разработки). Если газовая шапка непромышленная, залежь разрабатывается как нефтяная с растворённым газом.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. А. Старобинец.*

**Нефтегазовый сепаратор** – предназначен для отделения нефтяного газа от нефти на нефтяном промысле. Н. с. различаются геометрической формой (цилиндрическая, сферическая) и положением в пространстве (вертикальные, горизонтальные), характером проявления основных сил (гравитационные, инерционные и центробежные – так называемые гидроциклонные), величиной рабочего давления (низкого давления до 0,6 МПа, среднего – 0,6–2,5 МПа и высокого – более 2,5 МПа) и количеством разделяемых фаз (двух- и трёхфазные, в последнем случае кроме разделения нефти и газа происходит также отделение от нефти свободной пластовой воды, которая добывается попутно с нефтью). Перспективно применение Н. с. трубчатого исполнения, преимуществом которых является возможность изго-

товления их в промысловых условиях. Н. с. в зависимости от назначения, конструкции и объёма, а также физико-химических свойств продукции скважин имеют пропускную способность в основном от 500 до 20 тыс. м<sup>3</sup>/сут (по жидкости).

Применяются главным образом горизонтальные сепараторы гравитационного типа (см. рисунок).

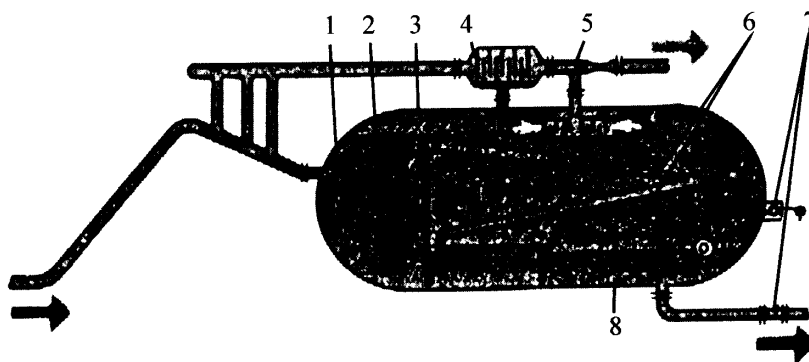


Рис. 1. Нефтегазовый сепаратор: 1 – корпус сепаратора; 2 – основная сепарационная секция; 3 – осадительная секция; 4 – каплеуловитель; 5 – эжектор; 6 – сливные полки; 7 – регулятор уровня жидкости; 8 – секция сбора нефти

Н. с. имеют четыре секции: основную сепарационную, где происходит отделение свободного газа от нефти; осадительную, в которой осуществляется частичное выделение растворённого газа, а также выделение из нефти мелких пузырьков свободного (так называемого оклюдированного) газа, увлечённых нефтью из сепарационной секции (для более интенсивного выделения растворённого и оклюдированного газа нефть направляют тонким слоем по наклонным плоскостям – полкам); секцию, предназначенную для сбора и вывода нефти из сепараторов, и каплеуловительную – служит для улавливания мельчайших капель жидкости, уносимых потоком газа. Для повышения пропускной способности перед входом в Н. с. устанавливают специальные устройства предварительного отбора свободного газа из нефти (депульсаторы). Эффективность сепарации нефти характеризуется количеством капельной жидкости, уносимой потоком газа из сепаратора, и количеством газа, уносимого потоком нефти. Качество сепарации улучшается при перемешивании нефти, повышении её температуры, снижении давления сепарации, кроме того, эффективной является отдувка

(барботаж) нефти газом (поступающим обычно с предыдущей ступени сепарации). На концевой ступени сепарации содержание капельной нефти в газе (в среднем)  $0,05 \text{ кг/м}^3$ , газа в нефти  $0,5 \text{ м}^3/\text{т}$ .

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. А. Кашистанов.*

**Нефтегазовая залежь** – двухфазная залежь, состоящая из газовой части (газовая шапка), превышающей по объему подстилающую нефтяную часть системы.

*(К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976; И. В. Высоцкий, 1979). Син.: газовая залежь с нефтяной оторочкой.*

**Нефтегазовое месторождение** – месторождение, характеризующееся преобладанием суммарных запасов газа над геологическими запасами нефти; наряду с нефтегазовыми в разрезе месторождения могут быть встречены газонефтяные, нефтяные, газоконденсатногазовые залежи.

*(В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).*

**Нефтегазоконденсатная залежь** – нефтегазовая залежь, газовая часть которой содержит в газообразном состоянии значительное количество углеводородов  $\text{C}_5$ +высш.

*(В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).*

*Син.: газоконденсатная (конденсатная) залежь с нефтяной оторочкой.*

**Нефтегазоконденсатное месторождение** – месторождение, содержащее в своем составе либо одновременно самостоятельные газонефтяные (нефтегазовые) и газоконденсатные (конденсатные) залежи, либо хотя бы одну нефтегазоконденсатную (газоконденсатную) залежь; наряду с ними в разрезе месторождения могут быть встречены газоконденсатнонефтяные, газовые, нефтяные, газоконденсатногазовые залежи.

*(В. Г. Васильев, Н. Ерофеев, Э. Л. Рожков и др., 1966).*

**Нефтегазопромысловая гидрогеология** – прикладная отрасль гидрогеологии, занимающаяся изучением гидродинамических, гидрохимических, газогеохимических и гидрогеотермических условий нефтяных и газовых месторождений при их разведке и разработке, направленным на наиболее полное извлечение углеводородов из недр *(по С. Б. Вагину, 1981).*



– О отрасль гидрогеологии нефтяных и газовых месторождений, занимающаяся изучением закономерностей распространения и движения подземных вод, условий их формирования в пределах отдельных нефтегазоносных структур, вопросами влияния залежей нефти и газа на состав вод и исследованием гидрогеологических условий разработки месторождений.

(А. М. Никаноров, 1977).

**Нефтегазоконденсатная залежь** – нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой. Отличается превышением объёма нефтяной части единой залежи над газовой частью и наличием в последней в состоянии обратного (ретроградного) испарения определённого количества бензиново-керосиновых (реже масляных) фракций углеводородов. Газоконденсатная часть Н. з. характеризуется: пластовыми термобарическими условиями ( $P_{пл}$ ,  $T_{пл}$ ), содержанием стабильного конденсата, давлением максимальной конденсации ( $P_{мк}$ ) при различных температурах, давлением начала конденсации ( $P_{нк}$ ), коэффициентом конденсатоотдачи, составом пластового газа и конденсата и т. д.; нефтяная часть Н. з. – давлением насыщения, свойствами пластовой нефти, газовым фактором и др. параметрами. Содержание стабильного конденсата в газовой части Н. з. колеблется от десятков г/м<sup>3</sup> до 1000 и более г/м<sup>3</sup> (оно выше при близких термобарических условиях, чем в газоконденсатных залежах без нефтяных оторочек) и возрастает с повышением  $P_{пл}$ ; параллельно увеличивается плотность конденсата, содержание ароматических углеводородов и др. Разработка Н. з. производится с учётом наличия двухфазной системы и растворённых жидких углеводородов в газовой её части.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. С. Старобинец.*

**Нефтегазоносная провинция (НГП)** – территория, объединяющая совокупность **НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ**, приуроченных к одному или группе крупнейших геоструктурных элементов (синеклизе, антеклизе, краевому прогибу и др.). НГП имеют региональный стратиграфический диапазон нефтегазоносности, близкие геохимические, литологофациальные и гидрогеологические условия, значит, возможности генерации и аккумуляции нефти и газа. Они ограничены бесперспективными или ма-

лоперспективными территориями, крупными разломами или зонами резкой смены возраста осадочного чехла. По тектоническим признакам выделяют НГП платформенных областей, подвижных поясов и переходных областей; по возрасту регионально нефтегазоносных комплексов – мезозойского нефтегазонакопления (например, Западно-сибирская), вендкембрийского нефтегазонакопления (например, Лено-Тунгусская) и др. НГП могут отличаться возрастом консолидации складчатого фундамента (на платформах), возрастом формирования складчатости, возрастом и мощностью основных мегациклов осадконакопления, фазовым состоянием углеводородов и др. Площади НГП варьируют в пределах 350–2800 тыс. км<sup>2</sup>. На территории СНГ разные исследователи выделяют 12 и более НГП (Западно-сибирская, Волгоуральская, Тиманопечорская, Прикаспийская и др.). За рубежом выделено свыше 70 НГП.

Многие НГП имеют подводное продолжение (Западно-сибирская и др.). Известны морские НГП.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Г. Е. Рябухин.*

**Нефтегазоносная свита** – мощная толща переслаивающихся пород регионального или ареального распространения, содержащая нефтяные и (или) газовые пласты. Мощность Н. с. измеряется сотнями м, реже больше. Свита включает коллекторы, флюидоупоры и часто нефтегазоматеринские породы. По литологическому составу Н. с. может быть терригенной, карбонатной или состоять из переслаивания терригенных и карбонатных пород, включать вулканогенные и др. породы. Свита может соответствовать ярусу, отделу, системе или охватывать части этих стратиграфических подразделений. Н. с. получают названия по месту их нахождения, особенностям состава, палеонтологической характеристике и др. признакам. Примеры Н. с.: Майкопская песчаноглинистая, мощностью до 2500 м (ниж. миоцен – олигоцен), продуктивная в нефтегазоносных районах Предкавказья, Закавказья и Причерноморья; Усольская соленосно-карбонатная (Ленский ярус кембрия), продуктивная в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции; Устричная свита (ниж. турней) Ферганской нефтегазоносной области.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. В. Высоцкий.*

**Нефтегазоносный пласт** – слой или массив пористых горных пород коллектора, насыщенный нефтью с растворённым газом. Слой (массив) может быть полностью (от кровли до подошвы) насыщен нефтью или частично, подстилаясь водонасыщенной частью (см. *НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ*). Н. п. литологически представлены преимущественно (около 70%) песчаниками и алевролитами, различными по структуре известняками и доломитами, реже (в массивах) чередованием карбонатных и терригенных пород, а также метаморфическими и др. породами. Мощность Н. п. меняется от нескольких метров до нескольких десятков (реже сотен) метров. Наиболее распространены Н. п. мощностью от 10 до 20 м; нефтегазоносные массивы карбонатных пород, в частности рифовых, или терригенно-карбонатных пород эрозионных выступов имеют иногда мощности, превышающие сотни м. В разрезе нефтяных месторождений может находиться несколько десятков Н. п. В скважинах Н. п. устанавливаются по керну, а также различными каротажными исследованиями.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Нефтегазопромысловая геология** – отрасль *НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ*, занимающаяся детальным изучением открытых и разрабатываемых залежей и месторождений углеводородов с целью максимального извлечения из них нефти и газа.

К основным вопросам Н. г. относят: методику разведки нефтяных и газовых месторождений, детальное изучение вещественного состава и типов пород продуктивных отложений, детальное расчленение и корреляцию геологических разрезов, определение физических свойств коллекторов, изучение физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов; изучение энергетического состояния залежей углеводородов, условий залегания нефти и газа, изучение неоднородности продуктивных пластов, определение параметров залежей, подсчёт запасов нефти и газа, классификацию запасов углеводородов, обоснование коэффициента извлечения нефти и газа по данным разведочных работ и разработки месторождений, охрану недр и окружающей среды, организацию геологического обслуживания разработки нефтяных и газовых месторождений.

Нефтегазопромысловое геологическое исследование залежей и месторождений осуществляется непрерывно в процессе разведки, освоения, эксплуатационного разбуривания и разработки, вплоть до полного исто-

щения залежей. Этапными целями в исследовании являются: подсчёт запасов нефти и газа по промышленным категориям (этап разведки), подготовка геологической основы для технологической схемы и проекта разработки (этап проектирования), геолого-промысловый анализ разработки, направленный на максимальное извлечение запасов (этап разработки).

Н. г. впервые оформилась как самостоятельная в начале 30-х гг. Её зарождение и развитие связано с именами М. В. Абрамовича, В. В. Билибина, И. М. Губкина, М. Ф. Мирчинка и др. Особое значение приобрела в связи с внедрением современных научно обоснованных систем разведки и разработки месторождений и переходом на новые физико-химические методы извлечения нефти, освоение которых потребовало детальной информации о геологическом строении продуктивных пластов, их макро- и микронеоднородности, литолого-минералогическом составе пород, изменчивости коллекторов по разрезу, физико-химических характеристиках пластовых флюидов, природном энергетическом режиме залежи и т. д. В Н. г. широко используют промыслово-геофизические, гидродинамические, геохимические методы исследований; широко применяют математические методы и ЭВМ.

Разработка проблем Н. г. ведётся в отраслевых научно-исследовательских институтах, ведущими из которых являются Всесоюзный нефтегазовый научно-исследовательский институт (ВНИИ), ныне РГУ нефти и газа, Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов (ВНИИГаз), а также на специализированных кафедрах вузов.

*Горная энциклопедия, том 5. Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Мирчинк М. Ф. Нефтепромысловая геология, М.–Л., 1946; Жданов М. А., Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа, 2 изд. – М., 1981.*

*Э. М. Халимов.*

**Нефтегазопроявления** – следы нефти и продуктов её превращения, выходы горючего газа, наблюдаемые на поверхности Земли или при бурении скважин. Различают макро- и микронефтегазопроявления. Макропроявления фиксируются визуально, микропроявления – специальной аппаратурой (см. *ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОИСКИ И РАЗВЕДКА*). К поверхностным макропроявлениям относятся: струйные истечения нефти (обычно с водой), плёнки нефти на поверхности воды источников, озёр, болот; выходы коренных пород, насыщенных нефтью или вязкими и твёрдыми

битумами, скопления различных форм залегания асфальта (озёра, натёки, «лепёшки»), озокерита и др.; выходы горючего газа (грязевые вулканы, сальзы, грифоны; известны также газизирующие источники). Наибольшее количество поверхностных Н. приурочено к предгорным, межгорным и горным сооружениям и отражает процессы разрушения скоплений нефти и газа, в меньшей степени – процессы генерации газа (метан в болотах).

Н. в скважинах фиксируются по разгазированию бурового раствора, появлению плёнок нефти на его поверхности, присутствию в керне пород твёрдого битума или нефти. Эти Н. указывают на пересечение стволом скважины битумсодержащих пород.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. В. Высоцкий.*

**Нефтенасыщенная мощность** – суммарная толщина нефтенасыщенных прослоев, обладающих эффективной пористостью. Н. м. в однородном пласте-коллекторе, полностью нефтенасыщенном, определяется произведением разности глубин залегания кровли и подошвы коллектора на косинус его угла падения; в однородном пласте-коллекторе, нефтенасыщенном только в верхней части, – разностью между отметками кровли коллектора и положения ВНК. При наличии между кровлей коллектора и ВНК прослоев, не обладающих эффективной пористостью, их суммарная мощность вычитается. В случае газовой шапки Н. м. – суммарная мощность нефтенасыщенных прослоев между ГВК и ВНК. Н. м. продуктивных пластов определяется по данным методов каротажа буровых скважин (электрические, радиоактивные, акустические и др.), подтверждается опробованием продуктивных участков коллектора.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. М. Хитров.*

**Нефтенасыщенность пласта** – содержание нефти в породе-коллекторе. Выражается в долях или процентах от объёма порового пространства (неполное насыщение нефтью всего порового пространства обусловлено наличием в нём так называемой остаточной, или связанной, воды и газа в свободном состоянии). Для подавляющего числа пород коллекторов начальная Н. (определяется до начала разработки месторождений) зависит от проницаемости горных пород (чем меньше проницаемость, тем мень-

ше Н.). В дальнейшем (в процессе разработки месторождения) различают Н. среднюю для пласта-коллектора, а также Н. в зонах активного дренирования (подвергаемых непосредственно воздействию нагнетаемых рабочих агентов, например, в обводнённых зонах при заводнении нефтяных пластов) или в зонах, из которых нефть вытеснялась при естественных режимах истощения. Значение первой всегда выше при малых значениях коэффициента охвата (см. *НЕФТЕОТДАЧА*) из-за наличия целиков нефти, неистощённых зон и пропластков (особенно при значительной прерывистости пласта), в которых нефтенасыщенность породы коллектора на всех стадиях разработки остаётся практически неизменной. Н. в зонах активного дренирования определяется эффективностью или полнотой вытеснения нефти рабочим агентом, т. е. величиной коэффициента.

На практике Н. определяется по данным геофизических и гидродинамических исследований скважин, а также на основе анализа керна. Результаты определения Н. используются для подсчёта запасов и контроля за разработкой месторождения, а также при проведении различных мероприятий по увеличению нефтеотдачи пласта.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. Г. Ковалев.*

**Нефтеотдача (а) нефтяного пласта** – характеризует степень извлечения нефти из продуктивных пластов в процессе разработки месторождения. Для количественной оценки Н. используют коэффициент Н. – отношение добытого количества нефти к начальным запасам (величины приводятся к стандартным или пластовым условиям); выражается в долях единицы или в процентах. Н. определяется степенью (полнотой) извлечения нефти из объёмов продуктивного пласта (объекта), участвующих в процессе разработки (так называемый коэффициент вытеснения), и долей этих объёмов в суммарном объёме нефтенасыщения пород пласта (коэффициент охвата). Иногда при проведении прогнозных расчётов Н. вводят дополнительный коэффициент, позволяющий учитывать неблагоприятное влияние др. факторов. Различают текущую Н. (определяемую в процессе разработки месторождения), конечную (на момент завершения разработки, осуществляемой при естественных режимах истощения залежи), дополнительную (достигается применением методов повышения Н. пласта), а также безводную (определяется к моменту прорыва воды в добывающие скважины). Наибольшее влияние на Н. оказывают вязкость извлекаемой нефти (чем

больше вязкость, тем меньше Н.), геологическое строение месторождения и пластово-водонапорной системы (чем больше в продуктивном интервале выделяется пластов и пропластков, характеризующихся прерывистостью простираания, неоднородностью коллекторских свойств и т. д., тем меньше Н.), а также система разработки месторождения и вид пластовой энергии, обуславливающей приток нефти к добывающим скважинам. При естественных режимах истощения нефтяной залежи и благоприятных геолого-геохимических условиях (вязкость нефти – 1,25–5 мПа·с, незначительная неоднородность пласта) коэффициент Н. составляет: при упруговодонапорном режиме 50–70%; режиме газированной жидкости (растворённого газа) 25–35%; гравитационном – 30–40%; газонапорном – 35–40%. Наибольшая нефтеотдача (65–70%) при современных системах разработки нефтяных месторождений достигается нагнетанием в пласт рабочих агентов, вязкость которых в пластовых условиях не намного меньше вязкости нефти (в этом случае исключаются ранние прорывы вытесняющего агента в добывающие скважины, резко уменьшающие эффективность процесса вытеснения). Наиболее широко при этом используют воды (см. *ЗАВОДНЕНИЕ*) различных источников (реки, озёра, моря), а также пластовые, сточные и др. Перспективным является применение следующих способов увеличения Н.: закачка в пласт воды с добавками поверхностно-активных веществ, что приводит к резкому снижению поверхностного натяжения на границе нефти с водой или нефти с породой (см. также *МИКРОЭМУЛЬСИИ* и *МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ*), а также загустителей, повышающих вязкость закачиваемого раствора и изменяющих его реологические свойства, кроме того, в качестве вытесняющих агентов используют газоводяные смеси, смешивающиеся с нефтью в пластовых условиях (углеводородные растворители, а также смеси углеводородных газов и  $\text{CO}_2$ ). При извлечении высоковязкой нефти эффективными являются тепловые методы воздействия на пласт, предусматривающие закачку в пласт теплоносителя или генерирование тепла непосредственно в пласте (см. *ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ*).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. Г. Ковалев.*

**Нефтеотмывающие свойства воды** – свойства воды, нагнетаемой в продуктивные пласты, способствующий отмывке углеводородов от минералов, улучшению смачиваемости, уменьшению поверхностного натяжения на

границе с нефтью и другими поверхностями, разрушению суспензий и эмульсий.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

*(Ш. К. Гиматудинов, 1974).*

**Нефтяная геология** – раздел геологии, изучающий формы скоплений нефти и газа в недрах Земли, условия их возникновения, преобразования, разрушения и закономерности размещения. Научные и практические цели Н. г.: разработка теории нефтеобразования, а также методов поисков и разведки месторождений нефти и газа; перспективная оценка выявленных нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных объектов различного ранга.

Н. г. тесно связана с тектоникой, структурной, исторической и региональной геологией, литологией, геохимией, геофизикой и гидрогеологией. Изучение состава и происхождения нефти и газа базируется на науках химического и биохимического профиля; закономерностей перемещения этих полезных ископаемых в земной коре – на науках физического и физико-химического профиля. Кроме традиционных геологических, геохимических и геофизических методов исследования, современная Н. г. широко использует методы моделирования, всё более эффективно применяет математический аппарат и электронно-вычислительную технику.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Нефтяная залежь** – естественное единичное скопление нефти в ловушке, образованной пластом-коллектором и крышкой, контролируемое единым водонефтяным контактом. Граница между смежными залежами в одном пласте проводится по изменению положения ВНК. Н. з. обычно подстилается водой: законтурной (за внешним контуром нефтегазоносности) или подошвенной (находящейся под залежью нефти); реже бывает ограничена со всех сторон непроницаемыми породами и не имеет контакта с водой (песчаная линза). Основные параметры Н. з.: площадь, эффективная мощность, пористость, проницаемость и нефтенасыщенность коллектора, пластовая температура, давление, высотное положение ВНК. По запасам Н. з. подразделяют на уникальные (св. 300 млн т), гигантские (от 100 до 300 млн т), крупные (от 30 до 100 млн т), средние (от 10 до 30 млн т), мелкие (до 10 млн. т) и непромышленные. Кроме того, Н. з. характеризуют по



строению коллектора в ловушке (пластовые, массивные); по типу коллектора (поровый, трещинный, кавернозный, смешанный); по типу экрана в ловушке (сводовые, литологически, стратиграфически, тектонически, гидродинамически экранированные и др.); по качеству нефти, плотности, вязкости, структурно-групповому её составу; количеству и составу растворимого в ней газа и др. компонентов. Режимы работ Н. з. при эксплуатации определяются характером проявления движущих сил, обуславливающих приток нефти к эксплуатирующимся скважинам; зависят от геологического строения и физико-химических свойств пласта и нефти, а также от искусственно создаваемых условий разработки. Совокупность залежей, приуроченных к общему участку земной поверхности и подчинённых единой тектонической структуре, образует нефтяное месторождение.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. П. Максимов.*

**Нефтяная оторочка** – нефтяная часть газонефтяной или газоконденсатно-нефтяной залежи, размеры и геологические запасы которой намного меньше газовой (газоконденсатной) части двухфазной залежи. В зависимости от размеров Н. о. разделяют на промышленные и непромышленные. По условиям залегания относительно газовой части залежи выделяют подстилающие и окаймляющие Н. о.

Н. о. газоконденсатных залежей могут иметь разное происхождение. Конденсационные Н. о. формируются в пластовых условиях за счёт ретроградной конденсации из сжатых газов значительной части растворённых жидких углеводородов; обычно отличаются низкой плотностью нефти ( $800\text{--}830\text{ кг/м}^3$ ), высоким выходом бензинокеросиновых фракций (до 90% небольшой концентрацией смол (до 2%) и твёрдых н-алканов (б. ч. до 2%). Остаточные Н. о. образуются в результате обратного испарения определённого количества бензинокеросиновых и масляных компонентов нефтей: имеют повышенные значения плотности (до  $880\text{--}900\text{ кг/м}^3$ ), содержания смолистых веществ (св. 10–15%), твёрдых углеводородов (до 12–15%); выход бензиновых фракций до 15%. Н. о. смешанного генезиса образуются в газоконденсатнонефтяных залежах в результате частичной конденсации из газовой части дополнительного количества жидких углеводородов. Вопрос о критериях диагностики генетического типа Н. о. газоконденсатных залежей остаётся дискуссионным.

Залежи с Н. о. разрабатываются как газовые (газоконденсатные) залежи, если оторочка имеет непромышленное значение; как газонефтяные – в случае её оценки в качестве промышленной.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. С. Старобинец.*

**Нефтяная скважина** – служит для вскрытия нефтяной залежи и добычи из неё нефти и попутного газа. Н. с. подразделяются на добывающие, *НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, ОЦЕНОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ*, пьезометрические и наблюдательные (см. *КОНТРОЛЬНАЯ СКВАЖИНА*). Конструкция Н. с. выбирается исходя из особенностей геологического строения месторождения, глубины местонахождения залежи, назначения скважины и др. факторов. Конструкция и оборудование добывающих скважин, кроме того, зависят от способа добычи нефти (см. также *ГАЗЛИФТ, ГЛУБИННО-НАСОСНАЯ ДОБЫЧА, ФОНТАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ*). Количество и размещение Н. с. на площади нефтяной залежи определяется при составлении проекта её разработки в зависимости от геологического строения залежи, свойств пород-коллекторов и пластовой нефти, а также от принятой для данных условий системы разработки.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Т. А. Султанов.*

**Нефтяная эмульсия** – система нефть – вода, в которой одна из жидкостей диспергирована в другой в виде мелких капель (глобул). Образуется при добыче обводнённых нефтей в скважинах, промысловых трубопроводах, а также в аппаратах обессоливания нефти вследствие интенсивного турбулентного перемешивания нефтеводяной смеси. При этом на поверхностях раздела фаз происходит накопление эмульгаторов (поверхностно-активных веществ), содержащихся в добываемой жидкости (асфальтены, нафтены, смолы, парафин, соли и др.). В результате поверхностное натяжение на границах раздела нефть–вода понижается, что способствует диспергированию капель воды (нефти). Основные типы Н. э. – эмульсии первого рода, или прямые, когда нефть диспергирована в воде (типа «масло в воде»), и второго рода, или обратные, когда вода диспергирована в нефти («вода в масле»). Н. э., образующиеся при добыче и обессоливании нефти, относятся в основном ко второму типу. По содержанию дисперсной фазы Н. э. подразделяют на разбавленные (до 0,2% по объёму), концентрированные

(до 74%) и высококонцентрированные (св. 74%). Основные физико-химические свойства Н. э.: дисперсность, вязкость, плотность, а также устойчивость к разрушению. Образование Н. э. приводит к потерям нефти при её добыче, транспортировании и подготовке к переработке. Разрушение эмульсий (**ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ**) является одним из важнейших процессов промышленной подготовки нефти.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Лутощкин Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – 2 изд. – М., 1979; Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М., 1982.*

*В. А. Хорошилов.*

**Нефтяное месторождение** – совокупность залежей нефти, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади. Границы смежных Н. м. проводятся по контурам смежных залежей соседних площадей. Большинство предложенных классификаций Н. м. базируется на тектонических представлениях. Н. м. приурочены к следующим основным тектоническим элементам: платформам с докембрийским (дорифейским или частично байкальским) складчатым основанием; молодым платформам с палеозойским и частично байкальским складчатым основанием; краевым прогибам перед складчатыми сооружениями герцинского, мезозойского, альпийского возраста; эпигеосинклинальным орогенным областям; эпиплатформенным орогенным областям.

Основные параметры, характеризующие Н. м.: геологическое строение площади месторождения, расположение локальной структуры относительно структур более высокого порядка, наличие различных структурных планов, характеристика продуктивных горизонтов и флюидоупоров, типы и количество ловушек и залежей, фазовое состояние углеводородов в залежах, запасы, их плотность по площади и др. Н. м. может объединять несколько структурных этажей, что очень усложняет его разведку и разработку и требует изучения соотношений в плане контуров залежей между собой и с контурами структур. По числу залежей Н. м. могут быть однозалежными или многозалежными, по фазовому содержанию углеводородов – нефтяные, газонефтяные, газоконденсатно-нефтяные. По запасам выделяют супергигантские (более 500 млн т извлекаемой нефти), гигантские (от

100 до 500 млн т), крупные (от 30 до 100 млн т), средние (от 10 до 30 млн т), мелкие (меньше 10 млн т) и непромышленные Н. м.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. П. Максимов.*

**Нефтяной газ, нефтяной попутный газ** – газ, растворённый в нефти при пластовых условиях; выделяется при эксплуатации нефтяных залежей в результате снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти. Содержание Н. г. ( $\text{м}^3/\text{т}$ ) в нефтях (газовый фактор) колеблется от 3–5 в самых верхних горизонтах до 200–250 и более в глубокозалегающих пластах при хорошей сохранности залежей. Состав Н. г., как и газовый фактор, зависит от состава нефти, в которой он растворён, условий залегания и формирования залежей, определяющих устойчивость природных нефтегазовых систем и возможность их естественной дегазации. По составу Н. г. подразделяют на преимущественно углеводородные (углеводородов 95–100%), углеводородные с примесью углекислого газа ( $\text{CO}_2$  4–20%), углеводородные с примесью азота ( $\text{N}_2$  3–15%), углеводородно-азотные ( $\text{N}_2$  до 50%); по соотношению метана и его гомологов – на сухие ( $\text{CH}_4$  свыше 85%,  $\text{C}_2\text{H}_6$  + высшие 10–15%) и жирные ( $\text{CH}_4$  60–85%,  $\text{C}_2\text{H}_6$  + высшие 20–35%). Для установления количества и состава Н. г. подвергают дегазации пробы нефти, отобранные на устье скважины или в пластовых условиях глубинным пробоотборником. Благодаря частичной дегазации нефтей в призабойной зоне и подъёмных трубах Н. г., отобранный на устье скважины, содержит больше метана и меньше его гомологов, чем газ из глубинных проб нефтей. Н. г. используется как топливо (получают «жидкий» пропан-бутановый газ и газовый бензин) и в нефтехимической промышленности (производство полимерных изделий и др.).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. С. Старобиниц.*

**Нефтяной промысел** – технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора нефти на месторождении, а также обработки продукции скважин (нефти, нефтяного газа, пластовой воды) с целью подготовки её к дальнейшему транспортированию потребителям (нефте- и газоперерабатывающим заводам и др.). Сооружения и коммуникации Н. п. подразделяются на основные (эксплуатационные нагнетательные и контрольные скважины, трубопроводы, насосные и газокompрессорные станции, уста-

новки подготовки нефти и воды, резервуарные парки и др.) и вспомогательные (объекты энерго- и водоснабжения, канализации и связи, механические мастерские, транспортная сеть и др.). Количество нефтяных скважин зависит в основном от размеров месторождения, схемы его разработки и изменяется от нескольких десятков до нескольких сотен и тысяч. На площади месторождения эксплуатационные скважины располагаются кустами из 3–12 (иногда до 50–80) скважин, нагнетательные скважины – в зависимости от выбранной системы *ЗАВОДНЕНИЯ*. Фонд скважин на месторождении непостоянен, его увеличивают по мере разработки залежи. Начальные дебиты эксплуатационных скважин изменяются примерно от 1 до 200 т в сутки. Эффективность работы Н. п. определяется главным образом выбранной при обустройстве месторождения технологической схемой внутринефтепромыслового сбора продукции скважин. Применяется несколько схем, характеризующихся полной герметизацией процесса сбора нефти от каждой скважины до промыслового пункта сбора продукции всех скважин, т. е. центрального пункта сбора нефти и газа (ЦПС), что сводит к минимуму потери продукции и исключает загрязнение окружающей среды.

Продукция скважин по трубопроводу поступает на групповую замерную установку (ГЗУ), где по каждой скважине периодически замеряют количество поступающей из неё нефти, определяют содержание в последней воды и нефтяного газа (по замерам подсчитывают суточный дебит каждой скважины по нефти и по газу). Затем нефть направляется в зависимости от размеров месторождения на дожимную насосную станцию (ДНС) или ЦПС. ДНС применяются при значительной удалённости ГЗУ от центрального пункта сбора и предназначаются для создания дополнительного напора в системе внутринефтепромыслового транспорта (до ЦПС). Кроме того, здесь осуществляется первая ступень сепарации нефти (производится в основном при давлениях 0,2–1,0 МПа, давление сепарации выбирается из расчёта бескомпрессорного транспорта газа, выделившегося на ДНС, до компрессорной станции, газоперерабатывающего завода или др. потребителей), где выделяется до 90% растворённого нефтяного газа. После ДНС частично разгазированная нефть и газ поступают на ЦПС (газ по газопроводу за счёт давления, создаваемого в нефтегазовом сепараторе, нефть перекачивается насосами по напорному нефтепроводу). В случае близкого расположения ГЗУ и ЦПС первая ступень сепарации нефти осуществляется на последнем (см. *НЕФТЯНОЙ СБОРНЫЙ ПУНКТ*). На ЦПС располагаются также установки подготовки нефти, на которых производится её обезвоживание и обессоливание. На ЦПС осуществляется также окончательное разгазирование нефти на конечных сепарационных уста-

новках, а в некоторых нефтедобывающих районах (Татарстан, Башкортостан, Самарская обл.) проводится глубокая дегазация (стабилизация) нефти в ректификационных колоннах. На Н. п. осуществляется также контроль за разработкой нефтяного месторождения, проводятся мероприятия по повышению *НЕФТЕОТДАЧИ* пластов и др.

Современные Н. п. характеризуется высоким уровнем автоматизации и телемеханизации, позволяющим осуществлять контроль и управление режимами эксплуатации нефтяных скважин, систем сбора и подготовки нефти, газокompрессорными, нефтяными и водонасосными станциями. Свыше 80% нефти добывается на комплексно-автоматизированных промыслах.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. А. Каиштанов.*

**Нефтяной сборный пункт** – предназначен для сбора и промысловой обработки продукции нефтяных скважин. Н. с. п. обеспечивает подготовку нефти и газа к транспортированию, а также хранение нефти и очистку пластовой воды. Количество Н. с. п. на нефтяном месторождении различно: на крупных месторождениях создают несколько Н. с. п., на средних – по одному, на мелких – один сборный пункт обслуживает группу месторождений. В состав Н. с. п. входят установки сепарации, обезвоживания и обессоливания нефти, очистки пластовых вод, осушки и очистки газа, резервуарные парки, насосные станции, газокompрессорные станции, система технологических трубопроводов, факельная система, объекты энерго- и водоснабжения и др.

Технологическая схема пункта: продукция скважин по внутрипромысловым нефтегазосборным трубопроводам поступает в сепараторы первой ступени (давление 0,5–1,0 МПа, в случае высокой обводнённости поступающей нефти на первой ступени сепарации осуществляется также предварительный сброс пластовой воды; в зависимости от величины газового фактора применяют также сепараторы второй и третьей ступени), затем направляется на установку по обезвоживанию и обессоливанию нефти (см. также *ОБЕЗВОЖИВАНИЕ*, *ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ*, *ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ*), после которой содержание воды в ней снижается до 0,5–1,0%, а хлористых солей – до 40 мг/л. Для окончательного разгазирования нефть подаётся на установку концевой сепарации, где давление насыщенных

паров нефти снижается до 66,7 кПа (500 мл. рт. ст. и менее), после чего нефть перекачивается в товарные резервуары или на головные сооружения магистрального нефтепровода. Вода, выделенная из нефти при её обезвоживании (пластовая) и обессоливании (смесь пластовой и пресной промышленной), направляется на установки по очистке воды, где остаточное содержание в ней нефти и механических примесей снижается до 40–50 мг/л. Затем вода подаётся к кустовым насосным станциям, с помощью которых закачивается в продуктивные горизонты для поддержания пластового давления. Осушенный нефтяной газ поступает на приём компрессорной станции, откуда направляется на газоперерабатывающий завод. На Н. с. п. осуществляется также контроль качества подготовки нефти и очистки пластовых вод. Мощность Н. с. п. изменяется в основном от 2 до 10 млн т в год (по нефти). С целью сокращения продолжительности строительства объектов Н. с. п. и уменьшения территории застройки сооружаются блочно-комплектные Н. с. п. В ряде случаев технологическое оборудование размещается в отапливаемых и вентилируемых укрытиях, что особенно важно для районов с низкими температурами.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*А. А. Каушанов.*

**НИГМАТУЛИН Роберт Искандерович, 17.06.1940** – президент Академии наук республики Башкортостан, председатель Президиума Уфимского научного центра РАН, д.ф.-м.н., профессор, академик РАН, лауреат премии Ленинского комсомола, лауреат Государственной премии СССР, депутат Государственной думы (2000). Разработал теорию движения многофазных сред с физико-химическими превращениями. Выявил закономерности распространения ударных и взрывных волн в пузырьковых жидкостях, газовзвесьях и твердых телах при наличии фазовых переходов, обнаружил ряд новых эффектов. Совместно с американскими коллегами им проведены перспективные исследования по суперсжатию газа в пузырьках с целью реализации управляемого термоядерного синтеза и высокотемпературных химических реакторов на основе концепции «термоядра».

*Научные интересы:* разработка концепции новейших технологий в нефтяной, нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук. Издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**Нефть сильносмолистая** – нефть с содержанием смол более 28% (СГН, 1971).

**Нижняя вода** – вода, приуроченная к чисто водоносному горизонту, залегающему ниже данного эксплуатационного объекта. (близк.: СГН, 1958).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983.*

**НИКОЛАЕВСКИЙ Виктор Николаевич, 12.02.1935** – зав. лабораторией прикладной геомеханики Института физики Земли РАН, д.т.н., профессор.

*Научные интересы:* математические модели природных сред и процессов на основе обобщенных континуальных теорий.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук. Издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*



# О

**Обводненность месторождения** – насыщенность массива горных пород подземными водами, которая определяет величину ожидаемого притока воды в выработки и осложняет ведение горных работ. О. м. определяется совокупностью гидрогеологических и инженерно-геологических факторов. К гидрогеологическим факторам относятся: количество вскрываемых выработками (или развивающимися над ними трещинами) водоносных горизонтов (иногда до 5–7), условия их питания, мощность (до нескольких десятков м) и напор (до нескольких сотен м), коэффициенты фильтрации (до десятков м/сут), уровни – или пьезопроводности, или водоотдачи. Основные инженерно-геологические факторы: набухание, пластичность, липкость, размокаемость, коэффициент размягчения при испытаниях горных пород на прочность при сжатии, растяжении, вдавливании и сдвиге. О. м. приводит к ухудшению условий труда рабочих и эксплуатации техники. Подземная разработка обводнённых месторождений может сопровождаться **ВНЕЗАПНЫМИ ПРОРЫВАМИ** воды и плывунов, пучением почвы, обрушением кровли, открытая разработка – оползнями, оплыванием, суффозией и т. д. О. м. оценивается на стадии геологической разведки месторождений на основе определения параметров гидрогеологических и инженерно-геологических факторов, а также на основе прогноза ожидаемых притоков воды в выработки и поведения горных пород при их обводнении. Критерием оценки степени О. м. является тип месторождения по обводнённости. Существуют общие и отраслевые типизации месторождений по степени их обводнённости. Общие типизации учитывают ограниченное число гидрогеологических и инженерно-геологических факторов, представленных в основном качественными показателями (например, генетический тип месторождений, преобладающий состав горных пород, коэффициент фильтрации и т. д.). Отраслевые типизации, относящиеся обычно к месторождениям одного вида полезных ископаемых, учитывают в основном количественные показатели по большему числу факторов. Наиболее представительными и детальными являются отраслевые типизации для угольных, железорудных, нефтяных и газовых месторождений. Для каждого из выделенных типов месторождений по степени обводнённости разра-

ботаны методы расчёта водоприток в выработки, инженерного мероприятия по защите их от воды и снижению степени отрицательного влияния подземных и поверхностных вод на условия ведения горных работ. Например, для месторождений с простыми гидрогеологическими условиями (неразмокающие скальные и полускальные горные породы – гранит, песчаник, алевролит; небольшие водоприток) предусматривается, как правило, только водоотлив, а для месторождений с весьма сложными условиями (слабые песчано-глинистые горные породы, водоприток до нескольких тыс. м<sup>3</sup>/ч) используют сложные системы из дренажных или барражных устройств.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Осушение месторождений при строительстве железорудных предприятий. – М., 1977.*

*В. И. Костенко, М. С. Газизов.*

**Обезвоживание** – процесс отделения жидкой фазы (обычно воды) от полезного ископаемого или полученных из него продуктов переработки.

*Горная энциклопедия, Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Обезвоживающая установка** – сооружения и аппараты для отделения воды от полезного ископаемого. Выбор О. у. зависит от крупности обезвоживаемого продукта. Для материала более 3–5 мм используют О. у. для дренирования в штабелях, *ГРОХОТЫ*, *ЭЛЕВАТОРЫ* и *КЛАССИФИКАТОРЫ*. Обезвоживание в штабелях осуществляется на дренажных складах, выполненных из железобетона с вертикальными или наклонными стенками с пологим дном. В дне имеются дренажные канавы. Иногда используется дренирующий слой из крупного щебня. Концентрат грейферами укладывается в штабеля. Вода уходит в дренажную канаву. Применяют вибрационные, резонансные и самобалансные грохоты. Для обводнённых продуктов используют дуговые грохоты, где 75% воды удаляется за счёт центробежных сил. Обезвоживание на элеваторах осуществляется дренированием в процессе транспортирования ковшами. Для среднезернистых материалов используются спиральные и речные классификаторы (угол установки до 16°). Обезвоживание и транспортирование продукта осуществляются при вращении спирали или движении гребковой рамы.

При крупности обезвоживаемого продукта в пределах 0–0,5 мм применяют магнитные дешламаторы, *СГУСТИТЕЛИ*, гидросепараторы, *ГИДРОЦИКЛОНЫ*, *ЦЕНТРИФУГИ* и магнитные сепараторы. Магнитные дешламаторы используются для магнитных продуктов. Радиальные сгустители применяют при крупности материала 0,03–5 мм. Удельная производительность по твёрдому компоненту для рудных пульп зависит от плотности твёрдой фазы, крупности сгущаемого продукта, а также плотности и крупности сгущённого продукта. Радиальные сгустители различаются по конструкции приводного механизма гребков, используются с центральным и периферическим приводами, могут иметь несколько ярусов по высоте, по диаметру имеют ряд типоразмеров. Гидросепараторы для пульп, содержащих быстроосаждающуюся твёрдую фазу, представляют собой невысокий сгуститель с центральным приводом. При обогащении магнетитовых руд иногда используют магнитные сепараторы. Содержание твёрдого компонента в сгущённом продукте достигает 70%. Термическая осушка продуктов обогащения осуществляется в основном в барабанных сушилках, иногда в конвейерных сушилках, печах кипящего слоя, трубах-сушилках и др.

*Процессы и оборудование для обезвоживания руд.* – М., 1977; *Справочник по обогащению руд. Специальные и вспомогательные процессы.* 2 изд. – М., 1983.

П. Е. Остапенко, А. А. Гонгаренко.

**Обессоливание нефти** – процесс удаления из продукции нефтяных скважин минеральных (в основном хлористых) солей. Последние содержатся в растворённом состоянии в пластовой воде, входящей в состав водонефтяной эмульсии (обводнённая продукция скважин), реже в самой нефти – незначительное количество солей в кристаллическом состоянии. О. н. осуществляется в связи с тем, что высокое содержание солей способствует коррозии оборудования трубопроводов при перекачке нефти, приводит к закупориванию теплообменной аппаратуры и коррозии оборудования при её дальнейшей переработке на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) и др. Первично О. н. проводится на нефтяных промыслах (попутно с обезвоживанием) перед сдачей нефти потребителю (на экспорт или на НПЗ). Содержание солей в товарной нефти согласно ГОСТу не должно превышать (соответственно группе качества I, II, III) 40, 300 или 1800 мг/л; в продукции, поступающей на экспорт, – не более 40 мг/л. На НПЗ перед переработкой нефть подвергается вторичному, более глубокому обессоливанию

на электрообессоливающих установках (ЭЛОУ) в две, реже в три ступени. Содержание солей в нефти после установок ЭЛОУ снижается до 3–5 мг/л. В процессе О. н. предварительно обезвоженную (до 0,5% от объёма пластовой воды) нефть тщательно перемешивают (промыывают) с определённым количеством пресной воды (расход пресной промывочной воды колеблется в зависимости от качества исходной нефти от 3 до 10%). При этом происходит слияние (коалесценция) мелких капель минерализованной пластовой воды с каплями промывочной пресной воды. Перспективным технологическим приёмом является распылённый ввод промывочной воды – впрыскивание её под давлением через специальные насадки или каким-либо др. методом. Затем осуществляется *ДЕЭМУЛЬСАЦИЯ* полученной водонефтяной эмульсии главным образом термохимическим или электрическим методами (см. также *ДЕЭМУЛЬГАТОРЫ*, *ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ*). На промыслах, как правило, применяется более простой термохимический метод О. н. (электродегидраторы используют в случае подготовки товарной нефти к экспорту).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*А. А. Каиштанов, Г. Н. Позднышев.*

**Область питания** – область, где создается давление, которое обуславливает движение пластовых вод; в инфильтрационной природной водонапорной системе – часть ее, которая выходит на дневную поверхность на наиболее высоких гипсометрических отметках, где происходит инфильтрация в проницаемые пласты атмосферных и поверхностных вод и где создается гидростатическое давление, в водонапорной системе – часть ее, приуроченная к наиболее погруженной зоне, где создается избыточное давление, откуда начинается движение вод.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983.*

**Оборудование нагнетательных скважин.** При выборе конструкции нагнетательных скважин для закачки воды должна быть предусмотрена возможность закачки заданного количества воды при минимальных потерях давления.

Для быстрой обработки нагнетательных скважин в случае резкого уменьшении приемистости и для проведения специальных обработок забоев в нагнетательные скважины спускают насосно-компрессорные трубы. При законтурном заводнении иногда приходится закачивать до 2–3 тыс. м<sup>3</sup> воды в сутки в каждую скважину, вследствие чего при спуске труб малого диаметра создаются очень большие потери напора. Поэтому, если нет необходимости в частой отработке скважин, что может быть доказано практическими данными, насосно-компрессорные трубы можно не спускать.

Для законтурного заводнения наиболее рационален диаметр эксплуатационной колонны 6"; иногда применяются колонны меньшего диаметра. При достаточно плотных породах, слагающих продуктивный пласт, забой лучше оставлять не закрепленным трубами, что повышает поглотельную способность скважин. Число отверстий фильтра рекомендуется делать не меньше 15–20 на 1 пог. м продуктивной части пласта.

На забое нагнетательной скважины следует создавать зумпф глубиной 10–20 м, в котором могут осаждаться во время остановки скважин содержащиеся в нагнетаемом агенте механические примеси.

Если в качестве нагнетательной скважины выбрана скважина, у которой фильтр объединяет несколько пластов или пропластков, а рабочий агент надо закачивать в один из них, то остальные пропластки предварительно изолируют, для чего проводят специальные ремонтные работы.

Все сказанное относительно водяных нагнетательных скважин в равной мере относится и к газовым нагнетательным скважинам, но только при нагнетании газа в скважину необходимо обязательно спускать 2½ " трубы.

На устье нагнетательных скважин (газовых или водяных) устанавливают обычную фонтанно-компрессорную арматуру или арматуру несколько облегченного типа, если давления нагнетания незначительны.

**Оборудование устьевое.** Предназначено для герметизации устья, подвешивания колонны подъемных труб на муфтовой подвеске, контроля и регулирования режима эксплуатации и проведения некоторых технологических операций на скважинах, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Оборудование устья фонтанных скважин.** В скважину, из которой ожидается фонтан, спускают перед ее освоением фонтанные трубы. Их подвешивают и укрепляют на устье скважины таким образом, чтобы струя жид-

кости поднималась по фонтанным трубам. Для этого необходимо закрыть межтрубное пространство между фонтанными трубами и эксплуатационной колонной. Для наилучшего использования пластовой энергии устье скважины оборудуется так, чтобы на выкиде можно было создать желаемое противодавление, вплоть до полного закрытия фонтанирующей скважины. Вместе с тем оборудование на устье должно давать возможность производить замеры давления как в затрубном пространстве, так и на выкиде, производить выпуск и впуск газа при освоении скважины.

Изготавливаемое нашими отечественными заводами оборудование для фонтанирующих скважин удовлетворяет всем перечисленным условиям.

Условия, при которых приходится работать фонтанной арматуре во время фонтанирования скважины, определяются: 1) давлением, которое оказывают на арматуру сжатый газ и газонефтяная смесь; 2) количеством песка и скоростью его движения в арматуре;

3) характером фонтанирования.

Основным фактором, влияющим на тип применяемой арматуры, является давление газонефтяной среды.

Применительно к различным условиям фонтанирования фонтанную арматуру изготавливают нескольких типов. Выпускаемая промышленностью арматура различается: 1) рабочим давлением – на 40, 75, 125, 200 и 300 *ат* (на 75, 150, 250, 400 и 600 *ат* пробного давления); пробное (или испытательное) давление обычно берут в два раза больше, чем рабочее давление; 2) типом соединений – фланцевая и резьбовая арматура (последняя ввиду трудности смены отдельных узлов большого распространения не получила); 3) количеством спускаемых рядов труб – однорядная и двухрядная; 4) конструкцией (расположением выкидов) – тройниковая и крестовая; 5) размером проходного сечения ствола – 4" и 2½".

Оборудование устья фонтанной скважины состоит из трех основных частей: а) колонной головки; б) трубной головки; в) фонтанной елки.

Колонной головкой называется нижняя часть фонтанной арматуры. Назначение ее заключается в обвязке всех обсадных колонн между собой и герметизации всех межтрубных пространств.

Трубной головкой называется средняя часть фонтанной арматуры. Она предназначена для подвески фонтанных труб и для подачи через ее боковое отверстие в кольцевое пространство между трубами воздуха или газа в случае возбуждения фонтана при помощи компрессора.

Фонтанной елкой называется верхняя часть фонтанной арматуры. Устанавливается она на трубную головку. Елка предназначена для контроля и регулирования работы фонтанных скважин, для направления струи по тому или иному выкиду в газосепаратор, а в случае необходимости – и для закрытия фонтана.

Колонные головки поставляются заводами нефтяного машиностроения или изготавливаются в промышленных мастерских отдельными сборками, а трубные головки и фонтанные елки заводы поставляют вместе в собранном виде. Обычно их называют сборкой фонтанной арматуры.

**Обратные эмульсии.** Обратная эмульсия, предназначенная для глушения скважин и одновременной обработки призабойной зоны продуктивного пласта, состоит из внешней (дисперсионной) среды, внутренней (дисперсной) фазы и эмульгатора-стабилизатора. Отличительной особенностью данной эмульсии является то, что в составе дисперсионной среды содержится углеводородный растворитель.

Компоненты обратной эмульсии берутся в следующем соотношении, % объемные: нефть (товарная) – 30–10; углеводородный растворитель – 29,0–27,5; эмульгатор – 1,0–2,5; водная фаза – 40–60.

При необходимости в состав готовой эмульсии может быть введен твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит) до 25 % к объему.

- Нефть должна быть безводной и желательна маловязкой.

- В качестве углеводородного растворителя используется широкая фракция легких углеводородов, получаемая при подготовке нефти на УКПН и называемая в промышленной практике «Дистиллятом». Перед вводом в эмульсию дистиллят должен быть дегазирован.

- В качестве эмульгатора используется ЭС-2 – реагент, применяемый для стабилизации гидрофобно-эмульсионных растворов.

- В качестве водной фазы может быть использована пластовая вода, содержащая ионы кальция, водные растворы солей  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{NaCl}$ ,  $\text{MgCl}_2$  любой концентрации, а также их смеси.

- Твердый утяжелитель (барит, сидерит, гематит и т. д.) вводится тогда, когда требуются высокие значения плотности обратной эмульсии. Утяжелитель применяется только кондиционный, т.е. сухой и сыпучий.

- Обратная эмульсия обладает наилучшими технологическими параметрами при содержании водной фазы 40–50 % и содержании углеводородного растворителя во внешней среде не ниже 50 %. Эти параметры могут находиться в следующих пределах: плотность,  $\text{кг/м}^3$  – 900–1400; условная вязкость, с – 50–200; статическое напряжение сдвига,  $\text{мгс/см}^2$  через 1 мин и 10 мин – 6–15 и 8–25; показатель фильтрации,  $\text{см}^3/30$  мин – не менее 3, в том числе по углеводородной среде, % – не менее 80; электростабильность, В – 80–200; растворяющая способность – на уровне чистого дистиллята.

- Обратные эмульсии вышеприведенного состава, обладающие растворяющей способностью к парафинистым и асфальтосмолистым отложе-

ниям, могут применяться в скважинах с забойными температурами до 80 °С, а утяжеленные твёрдым утяжелителем – в скважинах с забойной температурой до 50 °С.

– Температура застывания обратных эмульсий определяется температурой застывания углеводородной среды.

– Срок хранения обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, составляет в промысловых условиях не менее 45 суток.

**Обсадная колонна** – предназначена для крепления буровых скважин, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации; составляется из обсадных труб путём последовательного их свинчивания (иногда сваривания). Обсадные трубы, применяемые при бурении нефтяных и газовых скважин, изготавливаются в основном из стали с двумя нарезанными концами и навинченной муфтой на одном конце (иногда безмуфтовые с раструбным концом). Резьба труб выполняется конической, треугольного или специального трапецеидального профиля. Для создания герметичности при высоких давлениях нефти и газа (более 30 МПа) применяются соединения с уплотнительными элементами. В России обсадные трубы выпускаются по наружному диаметру от 114 до 508 мм, длиной 9,5–13 м. Толщина стенок труб в зависимости от диаметров 5–6 мм. Различают семь групп прочности обсадных труб: Д, К, Е, Л, М, Р, Т с пределом текучести 379–1065 МПа. На каждой трубе наносится маркировка с указанием диаметра, группы прочности, толщины стенки, номера трубы и даты выпуска.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Караев А. К., Сароян А. Б., Ширинзаде С. А. Обсадные колонны для глубоких скважин. – М., 1971; Саркисов Г. М., Сароян А. Е., Бурмистров А. Г. Прочность крепления стенок нефтяных скважин. – М., 1977; Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство. – М., 1976.*

**Общая минерализация воды** – общее содержание в воде минеральных веществ (в г/л, г/кг, г/100 г и т. д.), выражаемое обычно в виде одной из следующих величин: экспериментально определенный сухой (плотный) остаток; сумма ионов; сумма минеральных веществ; вычисленный сухой остаток (сокр.: ГС, 1978; СГ, 1962).

– Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов.

*(А. А. Карцев, 1972).*



**ОВОС** – оценка воздействия на окружающую среду.

**Объект разработки** – это искусственно выделенное в пределах разрабатываемого месторождения геологическое образование (пласт, массив, структура, совокупность пластов), содержащее промышленные запасы углеводородов, извлечение которых из недр осуществляется при помощи определенной группы скважин или других горно-технических сооружений. Разработчики, пользуясь распространенной у нефтяников терминологией, обычно считают, что каждый объект разрабатывается «своей сеткой скважин». Необходимо подчеркнуть, что сама природа не создает объекты разработки – их выделяют люди, разрабатывающие месторождение. В объект разработки может быть включен один, несколько или все пласты месторождения.

Основные особенности объекта разработки – наличие в нем промышленных запасов нефти и определенная, присущая данному объекту группа скважин, при помощи которых он разрабатывается. При этом нельзя утверждать обратное, поскольку одними и теми же скважинами можно разрабатывать различные объекты путем использования технических средств для одновременно-раздельной эксплуатации.

Объекты разработки иногда подразделяют на следующие виды: самостоятельный, т. е. разрабатываемый в данное время, и возвратный, т. е. тот, который будет разрабатываться скважинами, эксплуатирующими в этот период другой объект. В отличие от объекта разработки системой разработки нефтяного месторождения следует называть совокупность взаимосвязанных инженерных решений, определяющих объекты разработки; последовательность и темп их разбурирования и обустройства; наличие воздействия на пласты с целью извлечения из них нефти и газа; число, соотношение и расположение нагнетательных и добывающих скважин; число резервных скважин, управление разработкой месторождения, охрану недр и окружающей среды. Построить систему разработки месторождения – означает найти и осуществить указанную выше совокупность инженерных решений. Важная составная часть создания такой системы – выделение объектов разработки. Заранее можно сказать, что объединение в один объект как можно большего числа пластов на первый взгляд всегда представляется выгодным, поскольку при таком объединении потребуется меньше скважин для разработки месторождения в целом. Однако чрезмерное объединение пластов в один объект может привести к существенным потерям в нефтеотдаче и в конечном счете к ухудшению технико-экономических показателей. На выделение объектов разработки влияют следующие факторы:

1. *Геолого-физические свойства пород-коллекторов нефти и газа.* Резко отличающиеся по проницаемости, общей и эффективной толщине, а также неоднородности пласты во многих случаях нецелесообразно разрабатывать как один объект, поскольку они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции.

Для различных по площадной неоднородности пластов могут быть эффективными различные сетки скважин, так что объединять такие пласты в один объект разработки оказывается нецелесообразным. В сильно неоднородных по вертикали пластах, имеющих отдельные низкопроницаемые пропластки, не сообщаемые с высокопроницаемыми, бывает трудно обеспечить приемлемый охват горизонта воздействием по вертикали вследствие того, что в активную разработку включаются только высокопроницаемые пропластки, а низкопроницаемые прослои не подвергаются воздействию закачиваемого в пласт агента (воды, газа). С целью повышения охвата таких пластов разработкой их стремятся разделить на несколько объектов.

2. *Физико-химические свойства нефти и газа.* Важное значение при выделении объектов разработки имеют свойства нефтей. Пласты с существенно различной вязкостью нефти бывает нецелесообразно объединять в один объект, так как их можно разрабатывать с применением различной технологии извлечения нефти из недр, с различными схемами расположения и плотностью сетки скважин. Резко различное содержание парафина, сероводорода, ценных углеводородных компонентов, промышленное содержание других полезных ископаемых также может стать причиной невозможности совместной разработки пластов как одного объекта вследствие необходимости использования существенно различной технологии извлечения нефти и других полезных ископаемых из пластов.

3. *Фазовое состояние углеводородов и режим пластов.* Различные пласты, залегающие сравнительно недалеко друг от друга по вертикали и имеющие сходные геолого-физические свойства, в ряде случаев бывает нецелесообразно объединять в один объект в результате различного фазового состояния пластовых углеводородов и режима пластов. Так, если в одном пласте имеется значительная газовая шапка, а другой разрабатывается при естественном упруговодонапорном режиме, то объединение их в один объект может оказаться нецелесообразным, так как для их разработки потребуются различные схемы расположения и числа скважин, а также различная технология извлечения нефти и газа.

4. *Условия управления процессом разработки нефтяных месторождений.* Чем больше пластов и пропластков включено в один объект, тем технически и технологически труднее осуществлять контроль за перемещением разделов нефти и вытесняющего ее агента (водонефтяных и газонефтяных разделов) в отдельных пластах и пропластках, труднее осуществлять раздельное воздействие на пропластки и извлечение из них нефти и газа, труднее изменять скорости выработки пластов и пропластков. Ухудшение условий управления разработкой месторождения ведет к уменьшению нефтеотдачи.

5. *Техника и технология эксплуатации скважин.* Могут быть многочисленные технические и технологические причины, приводящие к целесообразности или нецелесообразности применения отдельных вариантов выделения объектов. Например, если из скважин, эксплуатирующих какой-то пласт или группы пластов, выделенных в объекты разработки, предполагается отбирать настолько значительные дебиты жидкости, что они будут предельными для современных средств эксплуатации скважин. Поэтому дальнейшее укрупнение объектов окажется невозможным по технической причине. Влияние каждого из перечисленных факторов на выбор объектов разработки должно быть сначала подвергнуто технологическому и технико-экономическому анализу и только после него можно принимать решение.

*Ю. П. Желтов. «Разработка нефтяных месторождений».*

**Одновременно-раздельная эксплуатация скважин** – совместная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. Применяется для добычи нефти (газа), а также для закачки воды – при заводнении нефтяных пластов, рабочих агентов – для повышения нефте- и конденсатоотдачи, газа – в процессе создания подземных хранилищ газа и др. В скважину спускают спец. оборудование (установки), обеспечивающие транспортирование продукции каждого пласта на поверхность (или закачку с поверхности в каждый пласт) по самостоятельным (или совместному) каналам, независимое регулирование и отработку пластов, а также проведение исследований, операций по освоению и глушению каждого пласта, технологическое воздействие на его призабойную зону. О.-р. э. с. позволяет сократить затраты на разбуривание, обустройство и эксплуатацию месторождений.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М., 1973.*

**Одновременно-раздельная добыча нефти из двух пластов (оборудование для осуществления технологии)**

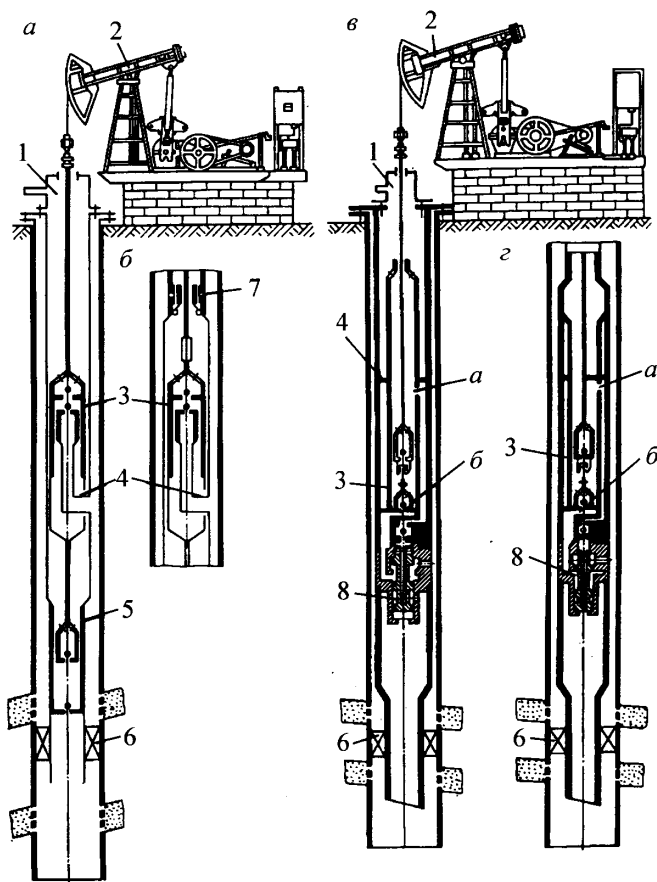


Рис. 1. Установки для одновременной раздельной добычи нефти из двух пластов: а) УГР вставного исполнения; б) УГР невставного исполнения; в) 1УНР вставного исполнения; г) 1УНР невставного исполнения: 1 – оборудование устья; 2 – станок-качалка; 3 – верхний насос; 4 – опора; 5 – нижний насос; 6 – пакер ПН-ЯМ; 7 – автосцеп 4АШ; 8 – автоматический переключатель пластов

Установка УГР предназначена для одновременной раздельной добычи из двух пластов одной скважины на месторождениях с низким газовым фактором нижнего пласта. Установка состоит из наземного и скважинного оборудования. Наземное оборудование включает в себя оборудование устья и станок-качалку, применяемые при обычной добыче нефти скважинными штанговыми насосами из одного пласта.

Скважинное оборудование выпускается во вставном (см. рис. 1, а) и невставном (см. рис. 1, б) исполнениях.

Для отбора жидкости из нижнего пласта в установках обоих исполнений применяются обычные штанговые насосы типа НСВ1 с замковой опорой типа ОМ или НСН2.

Из верхнего пласта жидкость отбирается специальными насосами (в первой установке – типа НСВЦ и во второй – типа НСНЦ), имеющими неподвижный плунжер и подвижный цилиндр. Работа верхнего и нижнего насосов синхронна.

Движение от станка-качалки через колонну насосных штанг передается цилиндру верхнего насоса, а затем через специальную штангу – нижней колонне штанг и плунжеру нижнего насоса.

Нижний насос, откачивая жидкость из нижнего пласта, нагнетает ее в колонну подъемных труб. Дойдя до опоры верхнего насоса, жидкость проходит через продольный канал в посадочном конусе верхнего насоса и попадает в подъемные трубы над верхним насосом.

Жидкость, откачиваемая верхним насосом, проходит через радиальные пазы седла опоры верхнего насоса к посадочному конусу, попадает в полый шток и к всасывающему клапану в колонну подъемных труб, смешивается с жидкостью из нижнего пласта и поднимается на поверхность. Пласты разобщаются пакером ПН-ЯМ.

В установке невставного исполнения колонна насосных штанг соединяется с цилиндром верхнего насоса при помощи автосцепа типа 4АШ, который позволяет использовать с колонной подъемных труб меньшего диаметра насос большего размера и обеспечивает форсированный отбор жидкости из пластов.

Условное обозначение установки: УГР – установка для одновременной раздельной добычи нефти из двух пластов последовательно соединенными скважинными штанговыми насосами. Первое число означает условный размер верхнего насоса (в мм.), НЦ – сокращенное обозначение типа верхнего насоса – НСНЦ. ВЦ – то же, НСЦВ, второе число – условный размер нижнего насоса (в мм.); буквы Н или НСВ1, третье число – длина хода плунжера (цилиндра в мм), уменьшенная в 100 раз, четвертое число – наружный диаметр пакера (в мм).

Установка типа 1УНР предназначена для добычи нефти из двух пластов одной скважины с резко отличающимися давлениями пластов. Установка (см. рис. 6, 2) состоит из наземного оборудования, включающего станок-качалку, оборудования устья и скважинного оборудования, имеющего специальный насос 1НГСВ – для установки вставного исполнения и типа 1НГС – для навесного, автоматического переключателя пластов и пакера ПД-ЯГМ.

При каждом ходе вверх плунжера насоса осуществляется заполнение полости цилиндра сначала жидкостью пласта с меньшим давлением. Затем (после прохождения плунжером отверстия *а* (см. рисунок) на боковой поверхности цилиндра жидкостью пласта с высоким давлением. При ходе плунжера вниз указанная жидкость пластов нагнетается в подъемные трубы.

Поступление жидкости из верхнего и нижнего пластов, разобщенных пакером, на прием насоса внизу через канал *б* (см. рисунок) и на боковой поверхности через отверстие *а* регулируется с помощью переключателя пластов.

Направление потоков жидкости из пластов автоматически изменяется переключателем в случае падения давления в высоконапорном пласте ниже давления низконапорного пласта.

На рис. 6 показан случай, когда высоконапорный пласт расположен под пакером, а на рис. 2 – над пакером.

**Оперативная скважина** – в промысловой геологии – скважина, часть разреза которой отражает строение определенной структурно-фациальной зоны как в пределах залежи нефти или газа, так и в ближайших к ней водоносных частях пластов (М. М. Иванова, Э. М. Халимов, 1979).

**Опорный горизонт** – пласт (или комплекс пропластков), обладающий какими-либо характерными постоянными признаками и имеющий более или менее широкое распространение, а поэтому могущий служить опорой при структурных построениях (СГН, 1958).

**Оперативные запасы** – запасы, подсчитанные в соответствии с требованиями ГКЗ СССР и апробированные Центральной комиссией по запасам соответствующего отраслевого министерства.

Син.: принятые запасы.

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983).*

**Определение забойного давления** – замер давления глубинным манометром у кровли пласта при установившемся режиме работы скважины (часто перед остановкой скважины для замера пластового давления).

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.)*

**Определение пластового давления** – при однопластовом эксплуатационном объекте – замер давления глубинным манометром у кровли пласта после остановки скважины и восстановления в ней давления; при многопластовом объекте – экстраполяция до пересечения с осью давления индикаторных диаграмм каждого пласта, полученных в результате исследования скважин глубинным расходомером и глубинным манометром на нескольких установившихся режимах работы.

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, Москва: «Недра», 1983.)*

**Опрессовка скважин** – испытание обсадных колонн буровой скважины на герметичность. Проводится в процессе строительства или капитального ремонта скважин после цементирования затрубного пространства колонны. Заключается в создании давления в стволе скважины (нагнетанием в колонну обсадных труб жидкости, реже газа) и контроле его на устье скважины (последнее оборудуется специальной опрессовочной головкой и манометром). При этом величина устьевого давления должна быть на 20% выше ожидаемого максимального давления в скважине, но не ниже следующего: 5 МПа для диаметра колонны 370–426 мм, 6 МПа для 273–324 мм, 7 МПа для 219–245 мм, 7,5 МПа для 178–194 мм, 8 МПа для 168 мм, 10 МПа для 140–146 мм и 12 МПа для 114–127 мм.

Результаты О. с. считаются положительными, если давление в течение 30 минут не снижается или снижается не более чем на 0,5 МПа (при давлении на устье выше 7 МПа) или не более чем на 0,3 МПа (при давлении на устье ниже 7 МПа), а также если после замены бурового раствора водой отсутствует перелив жидкости на устье скважины (в случае нефтеносных или водоносных продуктивных пластов) или выделение из жидкости газа (газоносные пласты). Если при проведении О. с. в сечении колонны возникают напряжения выше допустимых для обсадных труб, испытания проводят секционно.

*Горная энциклопедия, Москва, издательство «Совесткая энциклопедия», 1989.*

*Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. 2 изд. – М., 1981.*

*Б. П. Гвоздев.*

**Опробование месторождения полезных ископаемых** – процесс изучения качественного и количественного состава и свойств слагающих месторождение природных образований. Результаты служат основанием для выделения и оконтуривания промышленно ценных скоплений, природных и технологических типов и сортов полезных ископаемых, подсчёта их запасов, ведения геолого-разведочных и эксплуатационных работ, выбора способа переработки минерального сырья, определения потерь и разубоживания, принятия мер для лучшего использования недр и борьбы с загрязнением окружающей среды, решения ряда др. задач (см. *ОКОНТУРИВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ*).

Процесс О.м. разделяется на три этапа: отбор проб, их обработка и анализ (испытание). Отбор проб производится в обнажениях, различных горных выработках и буровых скважинах как в естественном залегании, так и из отбитых или складированных масс. Выделяются три группы способов отбора проб в горных выработках: точечные, линейные и объёмные. К первой относятся штупной, когда проба представлена отдельными образцами, точечный – порции отбиваются по определённой сети со стенок горных выработок, горстевой – порции отбиваются по сетке с поверхности отбитой руды или породы в навале, вагонетке, машине и др. Представители второй группы – бороздовый и шпуровой способы. Бороздовый способ наиболее распространён в практике геолого-разведочных работ; заключается в отбойке или выпиливании борозд различного сечения и длины в зависимости от мощности тела полезных ископаемых и характера распределения составляющих его компонентов. Шпуровой способ заключается в сборе материала, получаемого при бурении шпуров для проходки горных выработок или специально задаваемых для опробования. К третьей группе относятся задирковый и валовый способы. При опробовании маломощных тел, когда обычные бороздовые пробы не обеспечивают необходимой массы, отбирается задирковая проба: сплошная задирка по всей мощности анализируемого природного образования, глубина и ширина которой определяется необходимой массой пробы и размерами опробуемых частей тела полезных ископаемых. Валовый способ, при котором



в пробу поступает вся отбитая масса полезных ископаемых или породы с определённой длиной горной выработки, применяется при крайне неравномерном распределении полезных компонентов, когда др. способы не обеспечивают надёжность проб; служит для отбора проб для технических и технологических испытаний и специальных работ по контролю др. способов пробоотбора. Для характеристики в полном объёме состава и свойств тела полезных ископаемых отбор проб производится в трёх направлениях: в крест простирания, по простиранию и падению. Различают сплошное опробование и пунктирное. Последнее используется для сокращения числа и массы проб при геохимической съёмке и опробовании вмещающих пород. Для этой же цели проводится объединение отобранных проб до их обработки – объединённые пробы. Для сокращения числа анализов на попутные компоненты составляются групповые пробы из дубликатов рядовых и объединённых проб. При чередовании различных текстур, типов и сортов руд для их характеристики отбираются пробы отдельными интервалами (секциями), соответствующими мощности этих разновидностей руд. Такое опробование применяется и при большой мощности тел полезных ископаемых секциями заранее обусловленной длины. Расстояния между пробами и их массы зависят от назначения опробования и характера распределения полезных ископаемых. Расстояния варьируют от 1 до 50 м. Масса точечных и линейных проб достигает нескольких кг, а объёмных для технологических испытаний – нескольких тыс. т.

При опробовании скважин колонкового бурения большого диаметра отбирается 1/2 керна путём деления его вдоль специальными керноколами или распиливанием алмазными пилами. При малом диаметре бурения в пробу берётся весь керн. В случае малого его выхода (менее 70%) наряду с керном в пробу отбирается мелкая фракция, накапливаемая в шламовых трубах и отстойниках у устья скважин (шлам, муть, пыль и др.), или производится расширение стенок скважин с отбором получаемого материала или отдельных образцов с помощью специальных расширителей и пробоотборников. При бурении сплошным забоем в пробу поступает раздробленный материал, который поднимается желонкой или транспортируется промывочной жидкостью или воздухом. При бурении шнеком в пробу идёт материал, заполняющий шнек. Длины керновых и шламовых проб определяются конкретными геологическими особенностями тел полезных ископаемых и длинами рейсов бурения. Массы проб зависят от их длины, диаметра бурения и объёмной массы материала пробы. Как и при опробовании горных выработок, опробование скважин может быть сплошным, интервальным, секционным или пунктирным. Пробы воды отбираются

из горных выработок и скважин, а также из естественных водоёмов и водотоков. На нефтяных месторождениях отбор проб производится из каждого промышленного пласта в стеклянные банки с притёртыми пробками. Отбор проб газа производится в естественных его выходах или из скважин способом вытеснения воды, продувания газом и заполнения резинового баллона. Объём разведочных проб 1–2 л, а для детальных исследований 30–50 л.

Обработка проб включает дробление, перемешивание и сокращение. Дробление (измельчение, истирание) осуществляется дробилками, мельницами и истирателями. Перемешивание производится в механических смесителях или вручную, а сокращение – механическими делителями или вручную (квартованием, вычерпыванием, перелопачиванием и др.). Операции измельчения чередуются с операциями сокращения. При этом проба сокращается до тех пор, пока не достигнет минимально необходимой при данном измельчении массы. Расчёт её производится по формуле Демонда и Хальфердаля:  $Q = kd^a$ , где  $Q$  – надёжная масса начальной или сокращённой пробы в кг;  $k$  – коэффициент, зависящий от размеров частиц полезных ископаемых и степени неоднородности его распределения (изменяется от 0,05 до 1,0);  $d$  – диаметр частиц пробы в мм;  $a$  – коэффициент, корректирующий зависимость массы пробы от диаметра ее частиц (от 1,5 до 2,7). Обработка проб россыпных месторождений заключается в предварительном обогащении песков путём их отмывки до получения шлиха (шлиховые пробы). Этим же методом пользуются при производстве шлиховой съёмки и подготовке фракционных проб для минералогических исследований. В зависимости от видов минерального сырья и назначения выделяют следующие основные анализы или испытания. Спектральные полуколичественные анализы наиболее широко используются для определения элементарного состава природных образований при изучении геохимических ореолов (геохимическое опробование, геохимическая съёмка) и для разбраковки проб. Для определения полного химического состава природных образований, содержания полезных компонентов и вредных примесей в недрах и добытом минеральном сырье применяются химические (спектральный, количественный) и физические (рентгеноспектральный, рентгенорадиометрический, атомно-абсорбционный, ядерно-физический и др.) методы. Минералогические исследования используют для уточнения минерального и петрографического состава п. и. и вмещающих пород, содержания и баланса распределения полезных (основных и попутных) компонентов и элементов примесей, связанных с отдельными минералами и определяющих оптимальные технологические схемы переработки сырья

и возможность извлечения полезных компонентов, предварительного разделения п. и. на природные типы и технологические сорта, определения содержания компонентов в рудах, не охваченных химическими анализами, корректировки данных хим. анализов проб, фазовых, фракционных и др. анализов при технологических испытаниях проб. Технологические испытания позволяют определять физико-механические свойства п. и. и вмещающих пород, характеризующие качество отдельных видов п. и. (качество и размеры кристаллов слюды, кварца, полевого шпата; длину и прочность асбестового волокна; истираемость облицовочного камня и др.), а также свойства, учитываемые при подсчёте запасов и составлении проекта отработки месторождения (объёмную массу, влажность, пористость, разрыхлённость, трещиноватость, устойчивость, вспучиваемость, слоистость и др.). Технологические испытания осуществляются в лабораторных, полупромышленных и промышленных масштабах. Лабораторные испытания позволяют получить принципиальные способы и схемы переработки минерального сырья, а полупромышленные и промышленные – выбрать наиболее эффективные из них и уточнить технико-экономические показатели технологического процесса, обеспечивающего комплексное извлечение полезных компонентов. Каждый из указанных анализов или испытаний в отдельности или в комплексе в зависимости от вида п. и. выполняет функции рядового (основного), определяющего качество п. и.

Для их выполнения указанными выше способами производится отбор т. н. рядовых проб, которыми охватываются все выработки и обнажения на протяжении всего периода изучения месторождения. Разновидностью рядовых проб являются товарные (коммерческие), контролирующие качество минерального сырья в процессе добычи и переработки.

Пробы воды подвергаются полному химическому анализу, нефти – элементарному анализу и фракционной перегонке, с определением выхода бензина, керосина, соляровых дистиллятов и мазута в остатке.

Геофизические исследования, основанные на использовании определённых физических свойств пород и руд (магнитной проницаемости, электропроводности, естественной или искусственной радиоактивности), проводятся для изучения состава и свойств полезных ископаемых и вмещающих пород, как в естественном залегании, так и в отбитой горной массе. Опробование руд цветных, редких металлов и рассеянных элементов в условиях горных выработок и скважин и лабораторные анализы образцов и проб проводятся в основном ядерно-геофизическими методами. Среди методов, основанных на изучении естественной радиоактивности (радио-

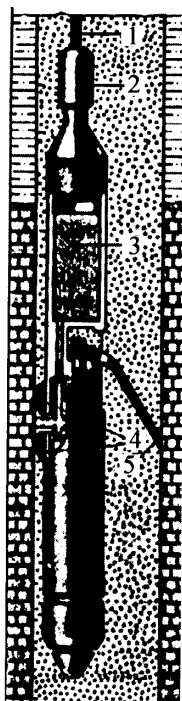
метрические методы), основная роль принадлежит гамма-методам (ГМ), на изучении искусственной радиоактивности – гамма-гамма и нейтронным методам (см. *ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ*).

Контроль опробования проводится по отбору проб – путём дублирования этой операции по части проб; по обработке проб – путём систематического анализа всех отходов после сокращения материала проб; по анализам – путём проведения специального внутреннего и внешнего контроля работы лаборатории, устанавливающего случайные и систематические погрешности. При наличии последних, производится арбитраж курирующими лабораториями. Контроль геофизических исследований заключается в оценке воспроизводимости замеров и сравнении полученных результатов с наиболее представительным геологическим опробованием.

1975; Леман Е. П. *Рентгенорадиометрический метод опробования месторождений цветных и редких металлов*. 2 изд. – Л., 1978; Четвериков Л. И.

Альбов М. Н. *Опробование месторождений полезных ископаемых*. 5 изд. – М.; *Методологические основы опробования пород и руд*. – Воронеж, 1980.

С. Н. Куличихин



**Опробование пластов** – определение границ продуктивного интервала нефтегазоносного пласта, его нефтегазонасыщенности, а также величин пластового давления и температуры; проводится главным образом в процессе бурения разведочных скважин на нефть и газ до спуска обсадной колонны. О. п. осуществляется посредством отбора пластового флюида каротажным опробователем, опускаемым в скважину на кабеле-канате, или опробователем, сбрасываемым в бурильные трубы. Первый опускают в скважину на глубину залегания пласта и по сигналу с поверхности пакерующий элемент спец. выдвижным механизмом прижимается к стенке скважины (см. рис 1).

Рис. 1. Опробование пласта опробователем типа ОПТ-7-10: 1 – кабель; 2 – головка; 3 – баллон; 4 – уплотнительный башмак; 5 – лампа рычажная

После открытия клапана возникает переток жидкости (газа) из призабойной зоны пласта в ёмкость пробоотборника (в котором предварительно создается давление меньше пластового). После заполнения пробоотборника опробователь поднимают на поверхность и производят анализ полученной пробы. Наличие электрической связи с поверхностью позволяет контролировать процесс О. п., а также передавать измеряемые параметры (давление, температуру и др.) на наземную аппаратуру. Применение кабеля-каната обеспечивает большие скорости спуска и подъема инструмента. Применяются каротажные опробователи пластов типа ОПК и ОПТ, последние (термостойкие) предназначены для глубоких скважин (до 7000 м); за рубежом – опробователи пластов американской фирмы «Schlumberger». Однако каротажные опробователи позволяют отбирать не более 6–8 л пластового флюида. Кроме того, перед их использованием бурение скважины прекращают, а бурильный инструмент поднимают на поверхность.

О. п. без подъема бурильного инструмента на поверхность производится при помощи опробователей, пробоотборник которых сбрасывают в бурильные трубы. В этом случае при спуске бурильного инструмента в скважину над долотом устанавливают гидравлический пакер, и вскрытие пласта производят, как при бурении. После этого в бурильную колонну сбрасывают пробоотборник, который перекрывает внутреннее отверстие пакера под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб. Происходит перекрытие затрубного пространства скважины, а затем открытие клапана пробоотборника (см. рис. 2).

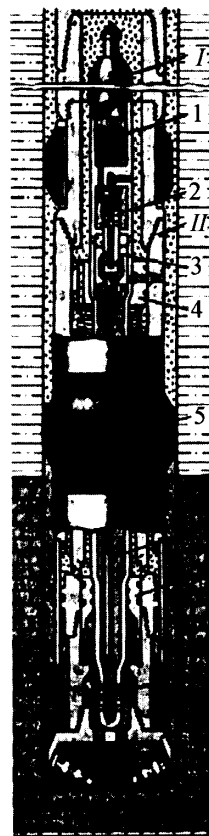


Рис. 2. Опробывание пласта опробователем типа ОПБ: I – пробоотборник; II – гидравлический пакер; III – долото; 1 – баллон секционный; 2 – дроссель; 3 – приемный клапан; 4 – верхний клапан; 5 – гидравлический пакерующий элемент; 6 – глубинный регистрационный манометр; 7 – нижний клапан; 8 – фильтр.

Жидкость (газ) из пласта через отверстие долота поступает в пробоотборник. Глубинные регистрирующие манометры записывают изменения давления в процессе притока. После заполнения пробоотборник поднимают на поверхность лебёдкой при помощи металлического троса и овершота. За один рейс обеспечивается отбор 50–120 л пластовой жидкости (газа). Этот вид О. п. позволяет осуществлять следующие технологические операции: вскрытие и опробование пласта (в т. ч. многократные О. п.) без углубления ствола скважины; вскрытие и опробование пласта, дальнейшее углубление ствола скважины, опробование вновь вскрытого пласта (до 5 опробований вскрываемых пластов без подъёма бурильного инструмента на поверхность). В нашей стране применяются опробователи пластов типа ОПБ; за рубежом – так называемый съёмный испытатель пластов американской фирмы «Lynes», позволяющий также проводить гидродинамические исследования пласта. По результатам О. п. делают предварительную оценку продуктивности пласта.

Наряду с О. п. в процессе бурения скважин проводятся также испытания пластов (в основном до спуска обсадной колонны, исключением являются случаи испытаний в обсаженных скважинах, пробуренных в неустойчивых горных породах, или доразведки выше расположенного пласта, не испытанного в процессе бурения), которые осуществляются с помощью испытателей пластов, спускаемых в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах. По результатам испытания пластов (ИП) определяют проницаемость горных пород в призабойной и удалённой от скважины зонах пласта, коэффициент гидропроводности и пьезопроводности, пластовое давление и температуру, расчётный коэффициент продуктивности пласта и др. В процессе ИП возбуждают приток жидкости (газа) из призабойной зоны в скважину, осуществляют отбор пластового флюида и производят *ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ* пласта. Различают ИП, проводимые с опорой испытателей пластов на забой скважины (в случае расположения пласта не выше 50 м от забоя), на стенку скважины, а также ИП без опоры испытательного инструмента. В первом случае испытываемый интервал изолируют сверху пакером (приток флюида происходит из всего вскрытого интервала через подпакерное пространство скважины), при нескольких вскрытых пластах, а также в др. случаях испытываемый пласт изолируют двумя пакерами (снизу и сверху) – поинтервальное испытание пластов.

Испытатель пластов (см. рис. 3) спускают в скважину на незаполненных или частично заполненных жидкостью трубах (что даёт возможность отбора значительных объёмов пластового флюида, вплоть до пробной эксплуатации скважин), создают осевое усилие на пакер, который пе-

рекрывает затрубное пространство скважины. После этого перемещением бурильных труб вниз и вверх открывают и закрывают клапан испытателя. Цикл испытания состоит из периода притока (при открытом клапане) и периода восстановления давления (при закрытом клапане). Наиболее распространено двухцикловое испытание пластов (применяют также многоцикловое испытание). После завершения испытания клапан испытателя закрывается, давление в скважине выравнивается и бурильную колонну вместе с испытателем пластов поднимают на поверхность. Установленные в последнем регистрирующие манометры записывают диаграммы изменения давления в течение испытания. В нашей стране применяются испытатели пластов марки КИИ (комплект испытательного инструмента) и многоцикловые испытатели пластов марки МИГ (многоцикловой испытатель гидравлический); за рубежом – испытатели американских фирм «Jonston», «Halliberton» и «Lynes».

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Ясашин А. М. Вскрытие, опробование и испытание пластов. – М., 1979; Карнаухов М. Л., Рязанцев Н. Ф. Справочник по испытанию скважин. – М., 1984.*

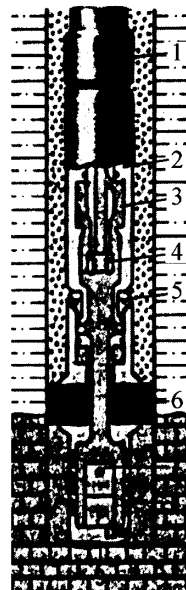


Рис. 3. Испытатель пласта: 1 – бурильные (насосно-компрессорные) трубы; 2 – многоцикловый испытатель пластов; 3 – пробоотборник; 4 – клапан испытателя пластов; 5 – уравнительный клапан; 6 – глубокий регистрирующий манометр; 8 – фильтр; 9 – опорный башмак

*А. М. Ясашин.*

**Оптимальный интервал перфорации** – интервал перфорации, при котором достигается безводный и безгазовый дебит нефти.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Освоение скважин (1)** – мероприятия, обеспечивающие вызов притока и восстановление естественной продуктивности скважины путем уменьшения водонасыщенности и глинизации призабойной зоны с помощью кумулятивного торпедирования, термохимического воздействия, обработки

различными кислотами, азотом, растворителями, нефтекислотными пенами, эмульсией, нефтерастворителями, ПАВ и др. (сокр.: М. Л. Сургучев, 1973).

– Мероприятия, ведущие к очистке призабойной зоны, вызову притока газа или жидкости из пласта и обеспечению условий, при которых продуктивный пласт начинает отдавать нефть, газ в необходимом объеме.

(Ю. П. Коротаев, 1975: близк.: Н. Г. Середя, Е. М. Соловьев, 1974 и др.).

**Освоение скважин (2)** – комплекс работ по вызову притока пластового флюида из продуктивных горизонтов на поверхность с целью достижения проектной производительности скважины. О. с. проводится после вскрытия пласта и проведения работ, связанных с монтажом наземного и скважинного оборудования. При эксплуатации скважиной нескольких продуктивных горизонтов О. с. проводят последовательно, в основном сверху вниз. О. с. осуществляется посредством снижения давления столба промывочной жидкости в скважине ниже пластового; при этом создается депрессия на пласт, благодаря которой и происходит вызов притока пластового флюида. Для этого в случае когда пластовое давление выше гидростатического, заменяют тяжелую промывочную жидкость на воду, а затем (если нет притока флюида) на нефть (газовый конденсат). Если пластовое давление не превышает гидростатическое, а пласт хорошо проницаем и не загрязнён, О. с. достигается снижением уровня жидкости следующими способами: газированием промывочной жидкости воздухом (эрлифт) или газом (ГАЗЛИФТ), а также СВАБИРОВАНИЕМ и откачкой жидкости насосом. В случае низкой проницаемости или сильной загрязненности пласта перед О. с. выполняют работы по интенсификации притока пластового флюида в скважину. Если пластовое давление значительно ниже гидростатического, работы по О. с. проводят с использованием поверхностно-активных веществ. При положительных результатах освоения скважину, после испытания на различных режимах, передают в эксплуатацию.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Карнаухов М. Л., Рязанцев Н. Ф. Справочник по испытанию скважин. – М., 1984.*

Б. П. Гвоздев.



**Освоение нагнетательных скважин.** Нагнетательные скважины и особенно водяные в большинстве случаев трудно сразу ввести в работу после бурения. Для достижения нормальной приемистости их в течение некоторого времени приходится осваивать. Существует много различных способов освоения нагнетательных скважин. Самым простым способом является отработка путем откачки из них воды поршневанием, тартанием или аэрацией с использованием компрессора.

При откачке воды необходимо стремиться к получению наиболее высоких дебитов, что способствует выносу вместе с откачиваемой жидкостью большого количества песка, грязи и различных механических примесей, а также очищению забоя и призабойной зоны или созданию в ней далеко идущих каналов или каверн, значительно увеличивающих площадь фильтрации.

*Ю. П. Желтов. «Разработка нефтяных месторождений».*

**Осложнения в работе фонтанных скважин.** Многообразие условий работы фонтанных скважин на различных нефтяных месторождениях предопределяет и многообразные причины осложнений в их работе. Существует несколько причин осложнений, которые проявляются на значительном количестве разрабатываемых месторождений. К числу таких осложнений относятся:

- отложения в подъемном оборудовании или выкидных линиях, а также в ПЗС асфальтенов, смол, парафинов и церезинов;
- образование песчаных пробок как на забое скважины, так и в подъемнике;
- отложения солей в различных элементах системы;
- пульсации в работе фонтанной скважины;
- открытое (нерегулируемое) фонтанирование при повреждении устьевой арматуры или за счет образования грифонов.

#### ***Парафиноотложение***

Нефть, состоящая из смеси как легких, так и тяжелых углеводородов, при пластовых условиях находится, как правило, в термодинамическом равновесии. При изменении термобарических условий в призабойной зоне и в самой скважине, связанных с понижением давления и температуры, нарушается фазовое равновесие, и из смеси углеводородов выделяются как газообразные, так и твердые компоненты. Важнейшей характеристикой образования твердой фазы является температура кристаллизации парафина, характеризующая появление в смеси углеводородов первых микрокристаллов парафина.

При снижении давления свободный газ, выделяющийся из нефти, понижает ее растворяющую способность и образует границы раздела, которые провоцируют образование твердой фазы в виде микрокристаллов парафина и церезина, а также микроагрегатов асфальтенов и смол. Образовавшиеся микрокристаллы и микроагрегаты твердой фазы могут оставаться во взвешенном состоянии и выноситься потоком смеси. В противном случае микрокристаллы парафина и церезина, а также микроагрегаты асфальтенов и смол слипаются между собой, образуя сгустки твердой фазы, прилипающие к внутренней поверхности шероховатых насосно-компрессорных труб, особенно в муфтовых соединениях. Со временем этот процесс развивается, приводя к отложению парафина и снижению живого сечения подъемника с соответствующим снижением дебита скважины. Экспериментально установлено, что глубина начала отложений парафина совпадает с глубиной начала выделения газа.

Далее под термином «парафин» будем понимать твердые компоненты нефти, формирующие отложения. Характерные профили отложений парафина внутри подъемника приведены на рис. 1. Механизм и характер формирования отложений парафина достаточно сложны и зависят от совокупности следующих характеристик: давления насыщения в подъемнике  $P'_{\text{нас}}$  газонасыщенности нефти (газовый фактор), температурного режима работы скважины, содержания парафина в нефти, температуры кристаллизации парафина, давления на устье скважины, дебита скважины, обводненности продукции, состояния внутренней поверхности подъемника (его шероховатость), типа этой поверхности (гидрофильная или гидрофобная), характера работы скважины (работа с постоянным дебитом или в пульсирующем режиме) и др.

Совершенно очевидно, что отложения парафина в подъемнике приводят к нарушению нормальной работы скважины: снижению ее дебита и коэффициента полезного действия процесса подъема.

Существуют два принципиальных подхода к борьбе с этим нежелательным явлением:

1. Предотвращение отложений парафина (превентивный подход).
2. Различные методы удаления отлагающегося парафина.

Первый подход является предпочтительным и базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их срыв с внутренней поверхности подъемника.

Данный подход включает следующие методы: снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путем нанесения на нее стекла, эмали,

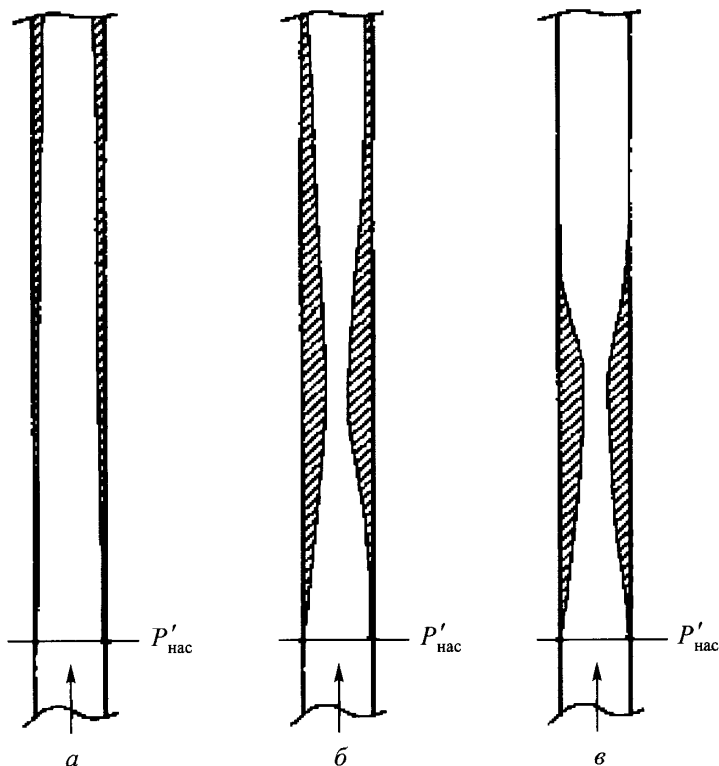


Рис. 1. Типичные профили отложений парафина внутри подъемника: *а* – с постоянным увеличением отложений к устью скважины; *б* – с частичным срывом отложений потоком смеси к устью скважины; *в* – с полным срывом отложений к устью скважины

эпоксидной смолы или специальных лаков; использование специальных химических реагентов, называемых ингибиторами парафиноотложений. Сущность такого метода заключается не только в гидрофилизации внутренней поверхности подъемника за счет адсорбции на ней химических реагентов, но и в адсорбции этих реагентов на образовавшихся кристаллах парафина и формировании на них тонкой гидрофильной пленки, препятствующей росту кристаллов парафина, их слипанию с образованием сгустков твердой фазы и последующим их отложением на стенках НКТ. Сегодня известно определенное количество ингибиторов парафиноотложений на базе как водорастворимых, так и нефтерастворимых ПАВ.

Второй подход является широко распространенным и делится на несколько методов:

1. *Механические* – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в подъемник либо на проволоке с помощью специальных автоматизированных лебедок, устанавливаемых на устье скважины, либо так называемых автоматических летающих скребков. Конструктивно скребок устроен таким образом, что при спуске полукруглые по форме пластинчатые ножи сложены и скребок свободно спускается в НКТ. При подъеме ножи раскрываются, их диаметр становится равным внутреннему диаметру НКТ, и они срезают отложившийся парафин, который потоком продукции выносится за пределы устья скважины.

2. *Тепловые* – прогрев колонны НКТ перегретым паром, закачиваемым в скважину с помощью специальной паропередвижной установки. Такой процесс называется пропариванием НКТ. Часто используют и прокачку горячей нефти. В настоящее время используются и специальные греющие кабели, спускаемые внутрь НКТ.

При подаче на кабель напряжения он разогревается, а отложившийся парафин расплавляется и выносится потоком продукции за пределы устья.

3. *Химические* – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

Таким образом, в настоящее время имеется достаточный арсенал методов и средств ликвидации осложнений в работе скважин, связанных с отложениями парафинов.

### ***Песчаные пробки***

Как правило, эти проблемы связаны либо с фильтрацией в рыхлых слабосцементированных коллекторах, либо с недопустимым снижением забойного давления и разрушением даже хорошо сцементированных терригенных коллекторов. В обоих случаях (при отсутствии соответствующего оборудования забоев скважин) в процессе эксплуатации на забое скважины может образовываться песчаная пробка. С гидродинамической точки зрения ее образование связано с недостаточной скоростью восходящего потока продукции в интервале «забой–башмак фонтанного лифта». Песчинки, поступающие из призабойной зоны, в данном случае осаждаются, формируя на забое песчаную пробку. С течением времени размеры и плотность пробки возрастают, что приводит к резкому снижению дебита скважины, вплоть до ее остановки.

Предотвратить образование песчаной пробки можно использованием специальных хвостовиков, которые представляют собой насосно-компрессорные трубы меньшего, чем подъемник, диаметра и спускаются до нижних перфорационных отверстий. Скорость движения продукции

в хвостовике должна быть большей, чем скорость осаждения песчинок. В случае же образования песчаной пробки средством их разрушения и выноса является промывка с использованием гидромониторных насадок. Эффективными являются и сконструированные для этих целей струйные насосы. Эксплуатация пескообразующих скважин, как правило, требует периодических чисток.

### *Солеотложение*

Разработка нефтяных месторождений на современном этапе характеризуется необходимостью извлечения огромного количества попутных вод, которые имеют различное происхождение, различный химический состав и т. д. Основной причиной солеотложений является пересыщение вод неорганическими солями. Причины пересыщения делятся на две группы:

- гидрогеохимические условия продуктивных горизонтов – вещественный состав и физические свойства пород-коллекторов, термобарические условия, химический состав и минерализация пластовых вод;
- состав вод, закачиваемых в пласт с целью поддержания пластового давления, и геолого-промысловые условия разработки.

Геохимические исследования показывают (МГУ им. М. В. Ломоносова), что независимо от состава закачиваемых вод для ППД последние насыщаются сульфатами и карбонатами под влиянием гидрогеохимических условий продуктивных горизонтов. Образующиеся при этом новые по составу воды, с одной стороны, химически несовместимы с пластовыми водами и при смешении с ними дают осадки, с другой – пересыщаются и способствуют осадконакоплению при термобарических и гидродинамических условиях, имеющих место в добывающих скважинах и депрессионных зонах.

В нефтегазоносных провинциях, где в осадочной толще отсутствуют соленосные отложения и минерализация вод невысока, в составе солей, выпадающих в нефтепромысловом оборудовании, преобладают карбонаты кальция. Присутствие соленосных толщ в разрезе месторождения, как правило, способствует высокой минерализации пластовых вод и обуславливает выпадение таких осадков, основными компонентами которых являются сульфат бария или сульфат кальция, а иногда их смесь.

Отмеченное позволяет с большой точностью прогнозировать состав солеотложений, выпадающих в нефтепромысловом оборудовании и в коллекторах нефтяных месторождений той или иной нефтегазоносной провинции. Несовместимость пластовой воды с закачиваемой также может

служить причиной пересыщения попутно-добываемых вод. Многочисленные экспериментальные исследования показали, что количество выпадающих при смешении вод осадков зависит от соотношения объемов пластовой и закачиваемой воды, достигая максимума при их соотношении  $\sim 0,8$ . Одной из причин солеотложений могут служить водорастворимые компоненты нефти, в частности, нафтеновые кислоты и их соли. Предполагается, что вследствие смешения воды с нефтью и турбулизации потока в процессе подъема водорастворимые компоненты нефти переходят в воду и служат причиной солеотложений. Известны и другие причины образования солей.

Механизм образования солеотложений достаточно сложен и представляется совокупностью таких процессов, как пересыщение попутно-добываемых вод, зародышеобразование, рост кристаллов и перекристаллизация.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является наилучшей гарантией безаварийной эксплуатации скважин. В этих целях используют соответствующие ингибиторы солеотложений, закачиваемые в призабойную зону скважины. При этом реагент адсорбируется, а затем в процессе эксплуатации скважины десорбируется, смешивается с продукцией, чем предотвращаются солеотложения. К современным ингибиторам солеотложений предъявляются требования не только высокой ингибирующей способности, но и быстрой и наиболее полной адсорбции на поверхности породы при закачке и медленной, но в то же время полной десорбции в процессе эксплуатации скважин. Подбор ингибитора солеотложений с учетом его адсорбционно-десорбционной способности позволяет обеспечить рациональный вынос реагента из ПЗС и увеличить время и эффективность предотвращения образования солеотложений.

Основные методы борьбы с уже отложившимися солями базируются на использовании различных химических растворителей (как правило, кислотных растворов), с помощью которых производят промывки; в результате – отложения солей растворяются, а продукты реакции удаляются из скважины. В специальной литературе проблема солеотложений изложена достаточно полно, хотя остаются еще серьезные вопросы, на которые нет полного ответа.

### ***Пульсации***

Как уже рассмотрено выше, пульсации в работе фонтанных скважин являются нежелательными, т. к. вызывают нерациональный расход энергии, снижают КПД подъема продукции, а зачастую приводят к прекращению фонтанирования, т. к. скважина начинает работать в периодическом

режиме. Самым реальным и действенным путем предотвращения явления пульсации является создание таких условий работы фонтанной скважины, при которых давление у башмака больше или равно давлению насыщения, а коэффициент естественной сепарации свободного газа у башмака равен нулю.

При технологической невозможности эксплуатации фонтанных скважин на таком режиме эффективной является установка на расчетной глубине подъемника пускового клапана, который периодически перепускает газ из затрубного пространства в НКТ, не допуская отжима уровня жидкости в затрубном пространстве до башмака подъемника. Расчет места установки пускового клапана будет рассмотрен ниже.

### ***Открытое фонтанирование***

Такой вид фонтанирования относится к аварийным ситуациям и в настоящее время является достаточно редким. Для исключения открытого фонтанирования даже при непредвиденном аварийном нарушении устьевого арматуры используют отсекатели, которые установлены в скважине и которые при нарушении заданного технологического режима ее работы отсекают продукцию пласта и ее поступление в подъемник. Существует много различных конструкций отсекателей, которые описаны в специальной литературе и изучаются в курсе нефтегазопромыслового оборудования. Серьезной аварией является возникновение грифона. Грифон образуется в случае потери герметичности между стенками скважины и цементным камнем (обсадной колонной). При этом пластовая продукция поступает на поверхность по данному каналу, часто с возникновением пожара на поверхности, что может привести к потере самой скважины.

*И. Т. Мищенко. «Скважинная добыча нефти».*

**Осложнения при бурении** – осложнения состояния ствола скважины, затрудняющие ее дальнейшее углубление, среди которых наиболее распространены нарушения целостности стенок ствола скважины, поглощение промывочной жидкости, нефте-, водо- или газопроявления, прихваты или захваты инструмента в скважине. (Ю.А. Пешалов, 1980; близк.: ТСГБ, 1978).

– Усложняющие бурение факторы: нарушение целостности стенок скважины (раскрытие или образование трещин, образование каверн и желобов, осыпание пород разной интенсивности, набухание пород и др.), прихваты бурильных и обсадных колонн, поглощение промывочной жидкости, выбросы, причинами которых могут быть изменения гидродинамического давления на стенки скважины в процессе бурения, физико-химическое взаимодействие пород с фильтратом промывочной жидкости, низ-

кие прочностные свойства пород, газоводонефтепроявления, приводящие к резким снижениям противодавления, и др. (сокр.: СИБ, 1973).

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Основной фонд скважин** – добывающие и нагнетательные скважины нефтяного эксплуатационного объекта, которые бурятся на первой стадии равномерной сетки, рациональной для режима работы в условиях однородного пласта (с учётом размера линз и зон выклинивания); эти скважины должны обеспечить уровень добычи нефти в первые годы и охватить разработкой основную, наиболее монолитную часть пласта (Ю. П. Борисов, 1968).

**Особенности освоения нагнетательных скважин, пробуренных в нефтенасыщенной части залежи.** Категория таких скважин достаточно разнообразна и определяется реализуемой системой размещения скважин на залежи (рядная или площадная) и принятой системой заводнения. При одной из систем внутриконтурного заводнения разбуривается ряд скважин под нагнетание воды. В течение определенного времени все скважины, пробуренные в нефтенасыщенную часть залежи, эксплуатируются в качестве добывающих с максимально возможным дебитом. Это необходимо для снижения пластового давления в окрестности таких скважин с целью снижения давления нагнетания воды, когда эти скважины переведут в ряд нагнетательных. После такого периода эксплуатации скважины внутриконтурного ряда осваиваются под нагнетание через одну; одна скважина ряда работает как нагнетательная, а соседняя – как добывающая с максимально возможным дебитом. Таким образом, внутриконтурный ряд представлен чередованием нагнетательных и добывающих скважин.

Все добывающие скважины нагнетательного ряда работают до появления в них нагнетаемой в соседние нагнетательные скважины воды. При этом предполагается, что после освоения добывающих скважин этого ряда под нагнетание воды в нефтенасыщенной части залежи формируется линейный фронт нагнетаемой воды, перемещающийся в направлении рядов добывающих скважин и замещающий отбираемую из залежи нефть.

Все скважины, осваиваемые под нагнетание, условно можно разделить на 2 группы:

1. Легко- и быстроосваиваемые скважины.
2. Трудно- и долгоосваиваемые скважины.

К первой группе относятся скважины, вскрывшие хорошо проницаемые крепкосцементированные коллекторы большой толщины. При ос-



воении промывкой с допустимым количеством взвешенных частиц (КВЧ) в 3–5 мг/л такие скважины имеют достаточно высокие удельные коэффициенты приемистости и при разумных забойных давлениях характеризуются высокими устойчивыми расходами воды. Как правило, не требуют специальных методов повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны.

Ко второй группе относятся скважины, вскрывшие коллекторы пониженной проницаемости, часто малоустойчивые и небольшой толщины. Успешное освоение таких скважин возможно только при использовании методов искусственного повышения фильтрационных характеристик ПЗС. Даже при этом удельные коэффициенты приемистости невысоки, а со временем приемистость снижается.

Закачка воды в такие скважины сопряжена с ее тщательной подготовкой и с особыми требованиями по содержанию взвешенных частиц. Обычно освоение нагнетательных скважин ведется многими из вышеописанных способов, но жестко контролируемым параметром остается содержание КВЧ.

В заключение приведем несколько цифр. В соответствии с технологической схемой разработки Талинского месторождения предельное содержание КВЧ в закачиваемой воде должно составлять 40 мг/л, а нефти (или нефтепродуктов) – 60 мг/л. С 1986 по 1994 год в расчете на одну нагнетательную скважину нормативно накопленное количество закачанных в пласт механических примесей составляет 20–55 т. Фактически закачиваемая в скважины вода содержит до 150 мг/л механических примесей и такое же количество нефти (закачивается подтоварная вода). В этом случае суммарное количество закачанных за восемь лет мехпримесей и нефти достигает 150–300 т на скважину. Приведенные цифры говорят не только о серьезной проблеме в эксплуатации нагнетательных скважин, но и в целом о проблеме поддержания пластового давления закачкой воды.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Основные правила охраны недр** – основополагающие обязательства для всех работников, служащих и руководящих работников нефтяной и газовой промышленности.

1. В процессе бурения нефтяных и газовых скважин необходимо изолировать друг от друга все продуктивные и непродуктивные горизонты, обеспечить герметичность обсадной колонны, предотвращать возможность открытого фонтанирования и обвалы.

Все продуктивные пласты изолируют путем спуска и цементирования обсадной колонны для обеспечения перекрытия всех нефтеносных, газовых и водоносных горизонтов разреза. Высота подъема цемента в эксплуатационных скважинах должна быть не менее чем на 50 м выше кровли наиболее высоко залегающего продуктивного пласта. Высоту подъема цемента проверяют термокаротажем, радиоактивным каротажем. Для чего в последнем случае в цементный раствор заранее добавляют радиоактивные изотопы. Высоту подъема цемента также определяют цементомером. Все данные о работах по цементированию фиксируются в соответствующих документах.

После цементирования скважину обязательно испытывают для проверки качества цементирования и герметичности колонны. Испытание колонны на герметичность проводят по соответствующим правилам в зависимости от характера скважины. Испытание эксплуатационной колонны на герметичность осуществляют путем опрессовок или снижения уровня, что определяется в зависимости от конкретных условий промысла.

Колонна считается герметичной, если установленное на устье скважины давление за 30 мин снизится не более чем на 0,5 МПа.

В случае превышения указанной нормы следует принять соответствующие меры по ремонту скважины, после чего герметичность проверяют дополнительно. Если при этой проверке нормы опрессовки не будут соблюдены, герметичность колонны должна быть проверена снижением уровня.

Для предупреждения открытого фонтанирования в разведочных и эксплуатационных скважинах нефтяные и газовые пласты с высоким давлением, которое может привести к выбросу или открытому фонтанированию, и в разведочных скважинах пласты с неизвестными пластовыми давлениями следует вскрывать с промывкой соответствующими утяжеленными глинистыми растворами и установкой привенторов на устье скважины. Вся аппаратура должна быть испытана опрессовкой: перед установкой – на пробное давление, указанное в паспорте, и после установки – вместе с колонной на давление, допустимое для колонны, но не более указанного в паспорте для привентора.

Обвалы пород в скважинах могут происходить за счет неустойчивости. Наименее опасны песчаные поды, которые, осыпаясь в виде небольших кусочков, сравнительно легко удаляются глинистым раствором при соответствующих скоростях промывки скважин. Глины и сланцы, обваливаясь, набухают и слипаются, образуя часто значительные по высоте пробки. Предупреждение обвалов проводится применением чистого и высококачественного промывочного раствора, характеризующегося минимальной

водоотдачей, а также обеспечением соответствующих скоростей промывки скважин.

2. В процессе проводки разведочных работ на том или ином месторождении весьма важно получить необходимые сведения для производства подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки. К числу таких данных прежде всего относятся результаты анализа керна, надежные и детальные данные по опробованию скважин, точнее, замеры пластовых давлений, тщательные наблюдения за скважинами при проведении пробной эксплуатации и т. п.

Начало или прекращение разведочного бурения на нефть и газ обусловлено специальными положениями, контроль за выполнением которых осуществляется органами Госгортехнадзора. Для начала глубокого разведочного бурения на нефть и газ на новых площадях должны быть определены благоприятные условия возможного нахождения залежей, проведен необходимый комплекс геологических работ и составлены соответствующие проекты. В них дается геологическое и технико-экономическое обоснование необходимости проведения таких работ на данной площади.

Работы по глубокому разведочному бурению на той или иной площади в случае ее бесперспективности прекращают лишь в том случае, когда на площади достаточно точно установлено отсутствие залежей и нефти и газа или когда установлено, что разработка открытых залежей нефти и газа не рациональна с экономических позиций. Решение указанных вопросов утверждается соответствующими организациями.

3. Маркшейдорские работы при бурении нефтяных и газовых скважин проводят в основном в целях определения пространственного положения стволов скважин и обеспечения точности при проведении работ по отбору грунтов, перфорации, промыслово-геофизических исследований и т. п.

4. Ввод нового нефтяного или газового месторождения в разработку допускается лишь тогда, когда оно в достаточной степени разведано. Запасы по нему утверждены ГКЗ, имеется проект разработки этого месторождения и оформлены документы согласно соответствующим положениям горный и земельный отводы.

На нефтяных и газовых месторождениях должно быть установлено положение контуров нефтегазоносности, определены коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Изучены свойства нефти и газа и проведена опытная эксплуатация разведочных скважин.

5. Разработка отдельных продуктивных пластов нефтяного или газового месторождения должна вестись с соблюдением условий, исключающих возможность нанесения какого-либо ущерба другим пластам. Для

этого при осуществлении систем разбуривания снизу вверх должны быть предприняты все необходимые меры к недопущению выбросов и аварий при прохождении верхних неразработанных пластов; а при осуществлении систем разбуривания сверху вниз – по предотвращению ухода глинистого раствора в уже эксплуатируемые верхние горизонты.

Для обеспечения максимального извлечения нефти из недр эксплуатация нефтяных пластов должна осуществляться:

- а) при наиболее экономном расходовании пластовой энергии;
- б) с соблюдением равномерного продвижения контуров нефтеносности во избежание образования целиков нефти или конусов обводнения, поскольку эти явления приводят к излишним потерям нефти;
- в) при недопущении продвижения нефти в газовую шапку;
- 6. Консервация работ на площади допускается лишь в тех случаях:
  - а) когда бурение в определенных условиях носит весьма затяжной характер и влечет за собой большие неоправданные расходы или не может быть осуществлено при современном состоянии технического оснащения;
  - б) когда возникает необходимость переключения техники и рабочих кадров на более перспективные объекты.

**Основные принципы проектирования объектов нефтегазосборных систем.** Разработку и проектирование нефтегазосборных систем необходимо вести на основе общих положений, направленных на достижение технико-экономических результатов.

1. Герметизация сбора и транспорта нефти, газа и воды на всем пути движения продукции скважин и ликвидация ее потерь с самого начала разработки месторождения.

2. Обеспечение требуемого качества товарной продукции в соответствии с существующими государственными и отраслевыми стандартами или специальными требованиями, согласованными с потребителями, например, на товарную нефть ГОСТ 9965–76; на газ, подаваемый в магистральный газопровод, ОСТ 5140–74; на воду, закачиваемую в пласты, специальные требования, обусловленные пластовыми условиями и др.

3. Рациональное использование избыточной энергии, поступающей с потоком нефти, газа и воды на поверхность, ввиду высоких давлений, температур и теплосодержания товарной нефти и дренажной воды с температурой выше 40 °С.

4. Совмещение процессов сбора и подготовки нефти, газа и воды в трубопроводах, товарных парках и другом оборудовании при движении

продукции скважин до конечных пунктов, например, внутритрубная деэмульсация нефти, предварительное обезвоживание нефти, совмещенное с очисткой пластовой воды для закачки ее в пласты и др.

5. Эффективное использование особенностей рельефа местности и климатических условий.

6. Рациональное укрупнение и централизация технологических объектов с использованием новой техники и блочных конструкций заводского изготовления.

7. Максимальное сокращение капитальных затрат и эксплуатационных расходов.

8. Автоматизация и телемеханизация основных технологических процессов.

9. Охрана природы и недр, исключая загрязнение окружающей среды и вредное влияние на пласты земной коры.

10. Оптимизация всех звеньев промыслового сбора и транспорта нефти, газа и воды.

Для более эффективного использования перечисленных основных положений проектирование нефтегазосборных систем на отдельных месторождениях целесообразно вести на основе перспективной схемы обустройства всего нефтегазоносного района в комплексе с проектами разработки месторождений, учитывающими их особенности, т. е. запас избыточной энергии пласта; условия поддержания пластового давления и др. Так, вопрос о поддержании пластового давления должен решаться не только с учетом эффективного извлечения нефти и газа из пласта, но и рационального их сбора, транспорта и использования. Это говорит о необходимости такого подхода к разработке нефтяных месторождений, при котором наземный нефтегазопровод до централизованного сборного пункта должен рассматриваться как элемент единой гидрогазодинамической системы пласт – скважина – нефтегазопровод. Центральное место при этом должен занимать технико-экономический анализ различных вариантов, которые следует выбирать на базе унифицированных технологических схем объектов сбора и подготовки нефти, газа и воды, предусматривающих совмещение гидродинамических и физико-химических процессов подготовки продукции скважин для ее разделения на фазы и увеличения единичной производительности блочного оборудования. При этом необходимо широко использовать имеющийся опыт эксплуатации высоконапорных систем совместного сбора и транспорта нефти и газа и, в частности, особенности движения газонефтяных смесей по трубопроводам, что обосновывает це-

лесообразность их транспорта при высоких давлениях, достаточно высоких скоростях и др., что не в полной мере отражено в существующих нормах технологического проектирования. Высокое давление в нефтегазосборной системе позволяет: сократить расходы на сооружение трубопроводов за счет применения труб меньшего диаметра; разгрузить газоперерабатывающие заводы выделением в сепараторе первой ступени сухого газа, направляемого на использование без его переработки; повысить степень централизации и укрупнения технологических объектов и обеспечить совместный транспорт продукции скважин до единого централизованного сборного пункта без применения промежуточных перекачивающих станций и т. д.

Учитывая изложенное, при проектировании систем сбора и транспорта нефти и газа на месторождениях с большим запасом избыточной энергии давление в нефтегазосборной системе следует принимать более высоким. Однако на практике при решении этого вопроса сталкиваются с рядом ограничений. Если запас избыточной энергии пласта и давления на устьях скважин не лимитирует давление в нефтегазосборной системе, то ограничивающими факторами могут быть: невозможное рациональное использование естественной энергии потока в данных конкретных условиях; отрицательное влияние высоких давлений в нефтегазосборной системе на работу насосных, компрессорных и фонтанных скважин; возможность превышения освоенного, т. е. максимально допустимого давления, на которое рассчитано оборудование, и др. Трубы, сепараторы, запорно-регулирующую аппаратуру и другое оборудование выпускают для работы при давлении до 6–7 МПа. Однако по особому заказу оборудование может быть изготовлено и на более высокое давление. Влияние давления в трубопроводе на работу фонтанных скважин будет проявляться тогда, когда оно выше критического давления газонефтяной смеси. В этом случае при повышении давления в нефтегазосборной системе возможно уменьшение дебита отдельных скважин.

*Ш. К. Гиматулинов. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. М.: «Недра», 1983 г.*

## **Основные технологические системы промыслового обустройства и их классификация**

### *Система кустования скважин*

Проект генеральной схемы обустройства создают на основе данных проекта разработки нефтяного месторождения. Разбуривание нефтяного

месторождения осуществляют в соответствии с сеткой скважин. Задача заключается в определении мест размещения кустовых площадок с указанием групп скважин. При этом необходимо учитывать неоднородность территории, глубины залегания пластов, расположение земляных карьеров, из которых может быть взят грунт для отсыпки площадок, ограничения на отход от вертикали при бурении для каждого пласта, изменение стоимости кустовой площадки в зависимости от числа скважин, входящих в куст, от категории территории, изменения стоимости бурения в зависимости от глубины бурения и отхода от вертикали.

### ***Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа***

Нефть, поступающая из скважин, – многокомпонентное вещество, состоящее из различных групп углеводородов, пластовой воды, различных примесей и растворенного газа. Для доведения нефти до товарной кондиции продукция скважин должна пройти ряд технологических процессов. Все технологические процессы проходят в системе сбора, транспорта и подготовки нефти и нефтяного газа на пути от скважины до пунктов сдачи продукции. Основные технологические установки, используемые в системе, это: скважины с соответствующим оборудованием, замерные установки (ЗУ), сепарационные установки, дожимные насосные станции (ДНС), компрессорные станции, установки подготовки нефти, комплексные сборные пункты (КСП), центральные пункты сбора (ЦПС), внутрипромысловые нефтепроводы и газопроводы.

Для контроля работы скважины осуществляется регулярный замер их дебитов на замерных установках, до которых продукция транспортируется по выкидным линиям-трубопроводам. Сепарацию проводят, как правило, в несколько ступеней. Первая ступень сепарации может быть совмещена с замером. После этого жидкость под давлением, обеспечиваемым дожимными насосными станциями, направляется либо на следующую ступень, либо на центральный пункт сбора, где происходит ее дальнейшая обработка. Обезвоженная нефть направляется, например, в нефтепровод, а газ – на газобензиновый завод. Выделившаяся вода может быть использована для закачки в пласт.

Такова принципиальная схема сбора, транспорта и подготовки нефти и газа на промыслах. В настоящее время на нефтепромыслах применяют различные типы систем сбора, выбор которых зависит от размеров ме-

сторождения, свойств нефти, содержания в ней легких фракций, серы, парафина, пластового давления, рельефа местности, климата и т. д.

### *Система поддержания пластового давления*

Нефтяное месторождение потребляет большое количество воды. На 1 т нефти, полученную из пласта, может закачиваться в пласт до 2 т воды. Источниками водоснабжения для нужд системы поддержания пластового давления (ППД) могут быть как поверхностные источники (реки, озера), так и скважины, пробуренные на водоносный пласт. Кроме того, для закачки в пласт может быть использована вода, сбрасываемая на ДНС или КСП. Вода для системы ППД должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, с тем чтобы при ее закачке в пласт не ухудшались фильтрующие свойства и проницаемость пласта.

Основные технологические установки системы ППД – станции водозабора (или водозаборные скважины), водоочистные сооружения, кустовые насосные станции (КНС), нагнетательные скважины (или кусты скважин).

Основные коммуникации – водоводы высокого и низкого давления. По водоводам низкого давления (магистральным) воду подают от водозаборных станций до КНС, по водоводам высокого давления – от КНС до нагнетательных скважин (или кустов скважин).

В настоящее время на промыслах страны применяют различные системы поддержания пластового давления в зависимости от выбранного источника воды, ее физико-химических свойств и состава.

### *Система электроснабжения*

Потребителями электроэнергии на нефтяном месторождении являются нефтепромысловые объекты – комплексные сборные пункты, дожимные насосные станции, кустовые насосные станции, кусты добывающих скважин при механизированной добыче, кусты нагнетательных скважин.

Система электроснабжения месторождения обычно включает одну или несколько подстанций 110/35/6 кВ, понижающие подстанции 35/6 кВ. Подстанции 110/35/6 кВ соединяются между собой и с центральной подстанцией. Подстанция 110/35/6 кВ соединяется с группой подстанций 35/6 кВ, которые обеспечивают электроэнергией потребителей. Сети линий электропередач ЛЭП необходимо проектировать с учетом ряда технологических ограничений.



### ***Система автомобильных дорог***

Для нефтяных месторождений проектируют дороги различного типа. В период разбуривания месторождения, а также в начальный период его обустройства для подъезда к строящимся нефтепромысловым объектам и площадкам кустов используют сравнительно дешевые лежневые дороги. Постоянно действующие автодороги необходимо подвести к большинству нефтепромысловых объектов. Затраты на строительство дорог могут быть весьма значительны. Например, в условиях Западной Сибири, где приходится проводить трудоемкие и дорогостоящие работы по выторфовыванию, замораживанию, разработке грунтовых карьеров, созданию насыпей и дорожных покрытий, перевозке грунта и т. д., стоимость 1 км дороги может доходить до 1 млн руб. Поэтому сети автомобильных дорог необходимо проектировать совместно с другими технологическими системами.

Классификация технологических систем обустройства в технологический комплекс объединяет технологические установки, расположенные на одной площадке. Различают начальные, конечные и промежуточные технологические комплексы (НТК, КТК, ПТК).

Системы по числу промежуточных технологических комплексов подразделяют на несколько типов. Нулевой тип – продукция начального технологического комплекса поступает непосредственно на конечный технологический комплекс.

Первый тип – продукция каждого начального технологического комплекса проходит не более чем через один промежуточный комплекс.

Второй тип – продукция каждого начального технологического комплекса проходит не более чем через два промежуточных технологических комплекса и т. д.

Примерами различных типов технологических систем могут быть следующие объекты.

*Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа первого типа:*

НТК – куст скважины с замерной установкой, ПТК – комплексный сборный пункт, КТК – центральный пункт сбора (ЦПС).

*Система сбора и транспорта нефти и нефтяного газа второго типа:*

НТК – куст скважин, первый ПТК – замерная установка, второй ПТК – дожимная насосная станция, КТК – ЦПС.

*Система поддержания пластового давления первого типа:* НТК – водозаборная станция, ПТК – кустовая насосная станция, КТК – куст нагнетательных скважин.

*Система электроснабжения второго типа:* НТК – подстанция 220/110/35/6 кВ, первый ПТК – подстанция 110/35/6 кВ, второй ПТК – подстанция 35/6 кВ, КТК – потребитель электроэнергии (дожимная насосная станция, кустовая насосная станция, куст добывающих скважин, куст нагнетательных скважин).

Эта классификация позволяет все различные системы, относящиеся к одному и тому же типу, описывать одной и той же экономико-математической моделью.

Системы первого типа могут быть описаны одноэтапной задачей размещения, системы второго типа – двухэтапной задачей размещения и т. д. Поэтому этими моделями (и их разновидностями) могут быть описаны все основные технологические системы, что позволяет применять идентичные методы оптимизации для поиска оптимальных проектных решений.

*Ш. К. Гиматудинов. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. – Москва: «Недра», 1983 г.*

**Остаточная вода** – подземная вода в залежи, оставшаяся в пустотном пространстве коллектора после заполнения его нефтью (газом), сложная по составу и генезису.

– Вода, оставшаяся в порах нефтеносной и газоносной зоны пласта вследствие действия поверхностно-молекулярных сил (Ю.Б. Загс, 1947).

**Остаточные балансовые запасы** – балансовые запасы, составляющие на соответствующую дату разность между начальными балансовыми запасами и накопленной добычей.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983).*

*(Ф. А. Гришин, 1975). Син.: текущие балансовые запасы.*

**Остаточные извлекаемые запасы** – извлекаемые запасы, составляющие на соответствующую дату разность между начальными извлекаемыми запасами и накопленной добычей.

*(Ф. А. Гришин, 1975). Син.: текущие извлекаемые запасы.*

## Отклоняющие устройства при проводке наклонных и горизонтальных скважин.

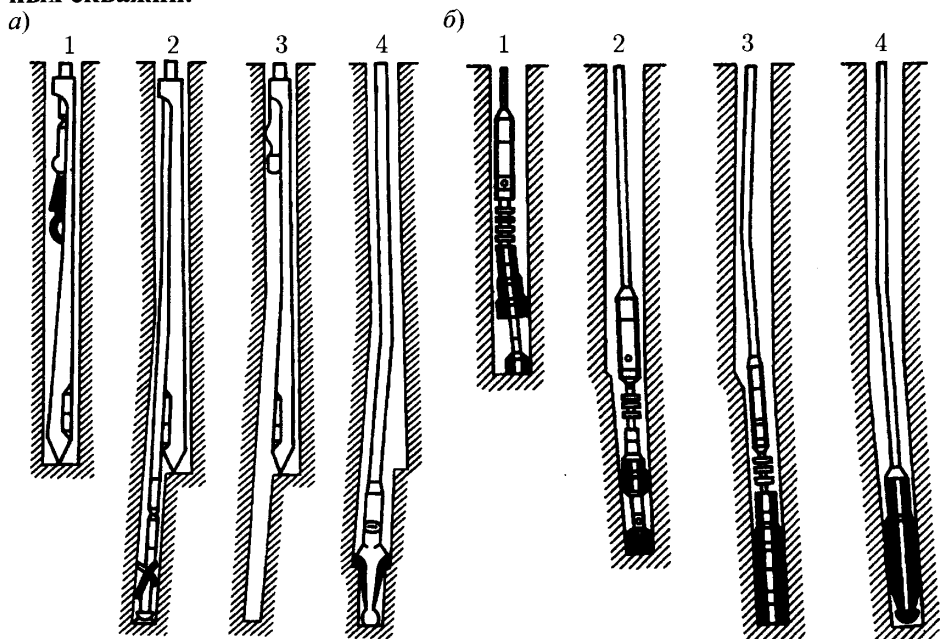


Рис. 1. Типы отклоняющих устройств (приспособлений) при роторном бурении: а) пооперационная последовательность применения устройства с отклоняющим клином: 1 – установка клина; 2 – забуривание ствола; 3 – извлечение клина; расширение ствола; б) пооперационная последовательность работы использованием шарнирных отклонителей: 1 – установка отклонителя; 2, 3 – забуривание ствола; 4 – расширение ствола

**Отстаивание (осаждение) дисперсных систем** – разделение дисперсных систем под действием силы земного притяжения называют *отстаиванием*. Если дисперсная фаза (взвешенные частицы или капли жидкости) имеет плотность выше, чем дисперсионная (сплошная) фаза, то она движется вниз и, достигнув ограничительной поверхности, образует слой осадка или тяжелой жидкости, и, наоборот, если плотность дисперсной фазы меньше, то частицы всплывают. После разделения фаз они могут быть выведены из аппарата раздельно. Процесс отстаивания широко применяется в нефтегазопереработке и нефтехимии для обезвоживания и обессоливания нефти, отделения дистиллятов от воды после перегонки с водяным паром, очистки нефтяных топлив от загрязнений (вода, частицы катализатора, продукты коррозии, соединения кремния, кальция, алюминия), отделения газа от

жидкости в газосепараторах, очистки сточных вод от загрязнений (нефть, нефтепродукты, нефтесодержащий шлам, избыточный активный ил, твердые механические примеси) и т. п. Важным показателем процесса отстаивания является скорость осаждения частиц под действием силы тяжести.

*Горная энциклопедия. Москва. Издательство «Совесткая энциклопедия», 1989.*

**Охрана атмосферного воздуха.** Представителями 28 государств (в т. ч. СССР) в 1985 подписана Венская конвенция по охране озонового слоя. Этот документ предусматривает сотрудничество стран-участниц в организации систематических наблюдений за озоновым слоем атмосферы и мер противодействия его изменению. 34 страны Европы, а также США и Канада подписали Конвенцию о трансграничном загрязнении атмосферы, в которой указано, что страны должны стремиться к ограничению и по возможности к постоянному уменьшению и предотвращению загрязнения воздуха. 20 стран-членов региона Европейской экономической комиссии, включая СССР, УССР и БССР, подписали Протокол (1985) о 30%-ном сокращении в ближайшие 10 лет объемов выбросов или трансграничных потоков сернистых соединений. Для этого во многих странах широко внедряются приемы десульфации топлива, увеличивается использование природного газа, практически не содержащего серы, расширяется применение на ТЭС очистных установок по улавливанию диоксида серы; осуществляется также снижение эмиссии соединений азота. В ряде стран-членов СЭВ разрабатываются и внедряются меры по экономии топлива и энергии. Например, внедрение агрегатов с использованием циклонных устройств позволяет снизить на 10% расход топлива и в 10 раз выброс вредных веществ в атмосферу.

При добыче полезных ископаемых открытым способом производится подавление, связывание и улавливание пыли в процессе буровзрывных и погрузочно-транспортных и др. работ (мокрое бурение, бурение с отсосом пыли, взрывание без развала горнорудной массы, орошение водой и растворами, применение пен, нанесение на отвалы, борта карьеров и карьерные дороги эмульсионных и пленочных покрытий, орошение, биологическая рекультивация отвалов и карьерных выемок, утилизация отвальных пород).

При подземных разработках помимо пылеподавления ведется борьба с загрязнением атмосферы вредными газами (используются различные газоочистительные установки); терриконики отсыпаются по схемам, включающим самовозгорание пород (см. также АТМОСФЕРА).

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филология три». Москва, 2002.*

**Охрана вод суши.** Эта проблема нашла отражение в различных региональных соглашениях и международных проектах, в особенности МГП ЮНЕСКО. С целью улучшения водохозяйственной ситуации с 1981 осуществляется главный региональный проект ЮНЕСКО по использованию и охране водных ресурсов в сельских районах стран Латинской Америки и Карибского бассейна. В рамках МГП периодически осуществляется обмен опытом между специалистами из различных государств. В 1962 началось совещание руководителей водохозяйств органов стран-членов СЭВ. С 1977 осуществляется многосторонняя международная программа глобального контроля качества воды в реках, озерах и геологической среде – ГСМОС/Вода. Активное участие в ее выполнении принимают ЮНЕП, ВОЗ, ВМО и ЮНЕСКО.

В целях снижения воздействия горнодобывающей промышленности на состояние водных ресурсов на предприятиях принимаются различные меры, направленные на уменьшение водопритоков в горной выработке: организация предварительного осушения; заградительный дренаж (в т. ч. контурный и с использованием систем водопонижительных и водопоглощающих скважин), поглощающий дренаж с обособленным отводом воды; изоляция водоисточников, например водонепроницаемыми завесами (экранами), создание надежных систем канализирования ливневого и талого стоков с территории горного отвода; откачка талых и дождевых вод из мест оседаний и провалов; нормированный расход технологической воды. Водопритоки направляются по путям, обеспечивающим минимальное дополнительное загрязнение среды. Это достигается устройством изолированных от горного массива водоотливных канав, на шахтах – устройством промежуточных водосборников нестандартного типа для сбора незагрязненных вод, на карьерах – регулированием внутрикарьерного стока с устройством временных отстойников. Кроме того, производится очистка шахтных вод (нейтрализация, осветление от механических примесей, извлечение органических соединений, солей и металлов химическим, физическим и биологическим методами), использование шахтных вод в замкнутом цикле горнодобывающего и рудоперерабатывающих производств и др.

**Охрана земель.** Оценка почвенных ресурсов стран мира стала возможной после издания в 1971–75 гг. почвенной карты мира масштаба 1:5000000 ФАО – ЮНЕСКО. В 1983 Бюллетень Международного общества почвоведов опубликовал «Всемирную почвенную политику», адресованную международным и региональным организациям, а также правительствам всех стран. В этом документе сконцентрирована информация о стратегии и ме-

рах по охране почв мира. Генеральной Ассамблеей ООН рекомендован План действий по борьбе с опустыниванием (ПДПБО), включающий мероприятия на национальном и региональном уровне. Рассмотрение в 1984 г. результатов реализации ПДПБО показало, что улучшение положения наблюдалось в СССР и Китае и в меньших масштабах – в орошаемых районах промышленно развитых стран Северной Америки и Европы. К объективным причинам неудачи осуществления ПДПБО относятся: неблагоприятная климатическая обстановка в период после 1977 г., сохранение высоких темпов роста населения и поголовья скота, а также напряженная политическая и военная обстановка во многих засушливых районах мира.

На противодействие ускоренной эрозии почвенного покрова, вызываемой тропическими ливнями, направлен проект, который осуществляет-ся учеными ряда развивающихся стран и США (АСЕАН – США) по защите водосборных территорий. Накоплен значительный опыт применения эффективных мер по снижению нарушений поверхности при добыче полезных ископаемых. На карьерах добыча сочетается с внутренним отвалообразованием. Существуют схемы разделения карьерного поля, когда первоначально часть карьера отрабатывают с временным складированием пород вскрыши на борту, а оставшуюся часть отрабатывают с внутренним отвалообразованием и направляют заскладированные породы в выработанное пространство. При подземном способе разработки при опасности оседания земной поверхности горнодобывающие работы включают закладку выработанного пространства пустой породой. Для сокращения потерь продуктивных земель отвалы и хвостохранилища размещаются на пустошах; породы отвалов и снимаемой при промышленном строительстве почвы используются для улучшения бесплодных земель, совершенствуются путем уменьшения землеёмкости или приспособления для последующей быстрой и простой РЕКУЛЬТИВАЦИИ.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филалогия три» Москва 2002.*

**Охрана недр нефтяных и газовых месторождений.** Основной задачей всех мероприятий по охране недр является обеспечение рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального коэффициента извлечения запасов при минимальных затратах народных средств.

Контроль за выполнением требований по проведению соответствующих этим задачам мероприятий, осуществляемых при бурении скважин и в процессе разработки нефтяных месторождений, проводит Госу-

дарственный комитет по надзору за безопасностью проведения работ в промышленности и горному надзору.

Функции Госгортехнадзора определяются весьма большим количеством различных вопросов, одним из которых и является горный надзор в нефтяной и газовой промышленности. Госгортехнадзор осуществляет широкий контроль:

- 1) за проводкой скважин;
- 2) за правильностью ведения разведочных работ и проведением опытной эксплуатацией нефтяных и газовых скважин;
- 3) за проведением маркшейдерских работ;
- 4) за выполнением установленного порядка ввода нефтяных и газовых месторождений в промышленную разработку;
- 5) за правильностью эксплуатации месторождений и применением наиболее эффективных систем разработки, обеспечивающих достижение максимального коэффициента нефтеотдачи и комплексного использования минеральных ресурсов;
- 6) за правильностью консервации и ликвидации скважин на нефтяных и газовых месторождениях;
- 7) за проведением мер по охране земной поверхности и расположенных на ней зданий, сооружений, водоемов и насаждений от вредного влияния горных разработок.

В целях наиболее организованного подхода к проведению указанных работ разработаны соответствующие положения и инструкции, основными из которых, имеющими непосредственное отношение к рассматриваемым вопросам, являются: действующее положение о Госгортехнадзоре «Единые технические правила на буровые работы» и «Правила разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин». Последние определяют организацию труда и производства на нефтегазодобывающих предприятиях и характер обязательных мероприятий по видам работ, имеющих место в нефтяной и газовой промышленности.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филология три». Москва, 2002.*

**Охрана недр при бурении** – комплекс мер, предпринимаемых при бурении скважины для предотвращения открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов ствола скважины; изоляции друг от друга нефтяных, газовых и водоносных пластов; обеспечения герметичности колонн и высокого качества их цементирования; предотвращения снижения проницаемости продуктивных пластов разреза месторождения и др. (сокр.: СНГ, 1971; СИБ, 1973).

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филология три». Москва, 2002.*

**Охрана окружающей среды** – комплекс мероприятий по оптимизации или сохранению окружающей природной среды. Цель О. о. с. – противодействие негативным изменениям в ней, которые имели место в прошлом, происходят сейчас или предстоят.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филалогия три». Москва, 2002.*

**Охрана окружающей среды при пользовании недрами** – установление лимитов на выбросы и сбросы загрязняющих веществ и микроорганизмов, лимитов на размещение отходов производства и потребления и другие виды негативного воздействия на окружающую среду;

- проведение экономической оценки природных объектов;
- проведение экономической оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду;
- предоставление налоговых и иных льгот при внедрении наилучших существующих технологий, нетрадиционных видов энергии, использовании вторичных ресурсов и переработке отходов, а также при осуществлении иных эффективных мер по охране окружающей среды;
- поддержка предпринимательской, инновационной и иной деятельности (в том числе экологического страхования), направленной на охрану окружающей среды;
- возмещение в установленном порядке вреда окружающей среде.

Негативное воздействие на окружающую среду является платным.

Формы платы за негативное воздействие на окружающую среду определяются федеральными законами. К видам негативного воздействия на окружающую среду относятся: выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ и иных веществ; сбросы загрязняющих веществ в водные объекты; загрязнение почв; размещение отходов производства и потребления; загрязнение окружающей среды шумом, теплом и другими видами физических воздействий, а также загрязнение недр; иные виды негативного воздействия на окружающую среду. Порядок исчисления и взимания платы за негативное воздействие на окружающую среду устанавливается законодательством РФ. При этом внесение платы не освобождает субъектов хозяйственной деятельности от выполнения мероприятий по охране окружающей среды и возмещения вреда окружающей среде. Специфическую роль играют нормативы допустимого изъятия компонентов природной среды. Применительно к недропользованию их перечень и порядок установления определяются законодательством о недрах. Их основная задача – регулирование рационального использования и охраны недр. Про-



блема эта напрямую связана с регулированием процесса истощения недр. Поскольку полностью устранять отрицательное воздействие хозяйственной деятельности на окружающую среду невозможно, закон.

А. И. Перчик. *Горное право. Издательский дом «Филология три».* Москва, 2002.

**Оценочная скважина (1)** – специальная скважина, пробуренная обычно по особой технологии с отбором керна из продуктивных пластов и проведением необходимого комплекса электрометрических промыслово-геофизических исследований, предназначенная для определения начальной, текущей или остаточной нефтегазонасыщенности пласта и затем используемая для других исследований.

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983).*

**Оценочная скважина (2)** – буровая скважина, предназначенная для уточнения главным образом нефтенасыщенности, а также коллекторских свойств продуктивного пласта, свойств пластовых флюидов и др. В О. с. проводится отбор керна по всей длине продуктивной части разреза и расширенный комплекс геофизических и гидродинамических исследований, на основании которых уточняются значения определяемых параметров. При определении начальной и текущей нефтенасыщенности пласта (см. НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТЬ) отбор керна (диаметр керна 80–100 мм) осуществляется с применением специальных промывочных растворов, предотвращающих потерю воды и искажение ее состава при отборе и выносе образцов на поверхность. При определении остаточной нефтенасыщенности в обводненных залежах используют обычные глинистые растворы с минимальной водоотдачей (при этом для исследований используется срединная часть образца). Состав и минерализация пластовой воды в последнем случае определяются по пробам воды, отобранными при получении притока флюида из пласта. Для залежей, содержащих высокопарафинистые или вязкие нефти, отбор керна осуществляется на охлажденных глинистых растворах, обеспечивающих застывание нефти и минимальные потери ее из образца.

Получаемая с помощью О. с. информация о нефтенасыщенности используется для уточнения коэффициента нефтеотдачи пластов; данные о коллекторских свойствах продуктивного пласта, а также о свойствах насыщающих его флюидов – для уточнений начальных запасов нефти в залежи, а также проекта ее разработки.

Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.

**Очаговое заводнение** – применяемое в развитие основного вида заводнения нагнетание воды в отдельные скважины, в основном из числа пробуренных добывающих, для увеличения воздействия на слабодренируемые участки объекта разработки (М. И. Максимов).

**Очистка сточных вод** – устранение из сточных вод организмов, взвешенных и растворённых веществ, могущих оказать неблагоприятное воздействие на здоровье человека и природу.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

# П

**Пакер** – приспособление для разобщения пластов при раздельной их эксплуатации, при опробовании скважины в процессе бурения, а также для отделения затрубного пространства от воздействия забойного давления и тепла при закачке теплоносителя в пласт.

**ПАНФИЛОВ Михаил Борисович, 15.01.1954** – зам. директора ИПНГ РАН, д. т. н., лауреат Государственной премии (1997 г).

*Научные интересы:* механика жидкости и газа, разработка месторождений нефти и газа, методы прикладной математики.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Пар насыщенный** – пар, находящийся в термодинамическом равновесии с жидкостью (давление и температура имеют одинаковое значение). При определенной заданной температуре давление насыщенного пара (давление насыщения) имеет одно и то же строго определенное значение. Давление насыщения (при заданной температуре) зависит от физических свойств испаряющейся жидкости (воды, спирта, ртути и т. п.). Чем выше температура, при которой протекает процесс парообразования (кипения) жидкости, тем выше давление насыщенного пара.

**Параметрическое бурение** – проходка скважин на региональном этапе исследований территорий с целью выявления и получения геолого-геофизических параметров зон нефтегазоаккумуляции, наиболее перспективных для постановки поисковых работ. В районах со сложными геологическими условиями (при низкой достоверности картирования геофизическими методами глубоких горизонтов) П. б. в порядке исключения может иметь целью уточнение строения локальных поднятий по перспективным комплексам. Основные задачи П. б.: уточнение данных о стратиграфии, расчленении разреза и в первую очередь – регионально-нефтегазоносных толщ (определение геологического возраста вскрытых пород, их ли-

тологического состава, фаунистических и палинологических характеристик, мощности отдельных стратиграфических комплексов); получение геолого-геофизических параметров для литолого-стратиграфической привязки поверхностей геофизических разделов (отражающих, преломляющих, плотностных, электромагнитных и др.) и исходных данных о физических свойствах пород, необходимых для обоснованной интерпретации сейсмо-, электро-, гравии-, магниторазведочных и промыслово-геофизических исследований; выяснение в сочетании с данными геофизических работ условий залегания пород и уточнение тектоники р-на с выявлением глубинных структур, благоприятных для скопления нефти и газа; выявление возможных региональных зон литолого-фациального замещения и стратиграфических несогласий (выклинивания, срезания и т. д.); изучение коллекторских и петрофизических свойств пород (пористости, проницаемости, трещиноватости и др.) с выделением пластов-коллекторов и флюидоупоров; исследование гидрогеологических условий региона, химического состава и динамики пластовых вод, газонасыщенности, состава и упругости водорастворенных органических веществ; изучение сингенетических и миграционного органичения вещества для установления нефтегазопroduцирующих пород разреза и масштабности аккумуляционных процессов; выявление прямых и косвенных признаков нефтегазоносности пород разреза, выделение потенциально продуктивных свит и горизонтов, обеспечение качественной и количественной оценок перспектив нефтегазоносности.

От поискового, разведочного и др. видов бурения П. б. отличается возможностью заложения скважин без предварительной детальной подготовки площади, значительно повышенными требованиями к отбору керна и объему исследований. Параметрические скважины закладываются в различных структурных условиях, по возможности в наиболее оптимальных, вследствие чего региональные геофизические работы должны, как правило, опережать бурение. Исключением являются скважины, необходимые для получения данных о физических параметрах разреза. Проектная глубина параметрических скважин, как правило, должна обеспечивать вскрытие пород кристаллического фундамента или быть максимально технической возможной. Во всех случаях они должны вскрывать все известные в регионе потенциально продуктивные толщи и маркирующие геофизические горизонты. Проходка скважин с отбором керна составляет 10–20% от общей их глубины. Количество скважин, их размещение и очередность бурения определяются размерами исследуемого региона, возможной перспективностью на нефть и газ и экономической рентабельностью.

При региональных исследованиях нефтегазоносных территорий глубокое П.б. комплексируют с сейсмостратиграфическими (структурно-формационная сейсморазведка) исследованиями, что дает возможность производить стратиграфическую привязку отражающих горизонтов, изучение физических свойств пород разреза, моделировать формирование волнового поля, без понимания которого невозможен прогноз нефтегазонасности территории.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия». П. Максимов, 1989.*

**Парафинизация нефтепромысла** – неравномерное отложение плотного слоя из парафинов, церезинов, асфальтосмолистых веществ и механических примесей на внутренней поверхности трубопровода при перекачке парафинистых нефтей и нефтепродуктов, охлажденных ниже температуры выпадения парафинов. П. н. происходит в промысловых и магистральных трубопроводных системах транспорта, что уменьшает поперечное сечение трубопровода и снижает его пропускную способность.

Неравномерность П. н. по длине обуславливается постепенным снижением температуры нефти при ее движении до температур начала выпадения парафинов. С отложением частиц парафина на стенках его содержание в нефти уменьшается, что приводит к снижению интенсивности П. н. на последующих участках. Наличие асфальтосмолистых веществ в нефти способствует образованию плотных и прочных отложений. На интенсивность П. и., кроме содержания парафина в нефти, температуры кристаллизации парафина и температурного режима нефтепровода, большое влияние оказывает степень полярности материала трубопровода, повышение которой приводит к снижению П. н. Улучшение качества обработки внутренней поверхности трубопровода снижает интенсивность П. н. только в первоначальный период.

Предупреждение П. н. осуществляется покрытием внутренней поверхности трубопровода высокополярными материалами, введением в поток нефти ПАВ, препятствующих отложению парафина на стенках; перекачкой при температурах выше начала кристаллизации парафина; добавлением в нефть разбавителей парафина.

Очистка нефтепроводов парафинистых отложений проводится механическим способом с помощью очистных устройств – скребков различной конструкции. Скребок вводится в трубопровод и, продвигаясь вместе с потоком нефти, очистными элементами разрушает парафинистые отло-

жения на внутренней поверхности трубопровода, которые уносятся потоком нефти. Частота пропуска скребка определяется технико-экономическим расчетом и обуславливается содержанием парафина в нефти и температурным режимом трубопровода.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Тронов В. П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними на нефтепромыслах. – М., 1970.*

**Парафинистые нефти** – нефти, содержащие значительное количество растворенных парафинов. Все нефти содержат в своем составе некоторое количество парафинов, содержание их колеблется от 0,2 до 30% массы и более. Нефть как сырье для получения топлива и масел по содержанию парафинов подразделяется на 3 вида: малопарафинистые (до 1,5% парафинов), парафинистые (от 1,5 до 6,0%) и высокопарафинистые (св. 6,0%). Парафины ограниченно растворимы в нефтях. На их растворимость больше всего влияет температура, с ростом которой возрастает растворимость. Кроме температуры, на растворимость парафинов влияют давление, состав нефти, количество и состав растворенного газа, состав парафинов. Важной характеристикой нефти является температура насыщения ее парафинами, при которой из нефти начинают выделяться первые кристаллы парафина. Методы определения температуры насыщения основаны на изменении определенных характеристик нефти при появлении в ней твердой фазы (парафинов); используют визуальный, рефрактометрию, термографический, ультразвуковой, фильтрационный и др. методы.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984 г.*

**Парогенератор** – агрегат для выработки водяного пара различных параметров. Имеются многочисленные конструкции различных типов парогенераторов: стационарные; мобильные; низких, высоких и сверхвысоких параметров; прямоточные; для термических методов извлечения углеводородов из недр и т. д. В нефтяной промышленности с целью увеличения нефтеизвлечения термическими методами применяются прямоточные парогенераторы, вырабатывающие пар со степенью сухости  $x = 0,8$ .

**Пептизация** – распад агрегатов (комков, хлопьев, сгустков), образованных скоплением слипшихся коллоидных частиц, на агрегаты меньших размеров или отдельные первичные частицы. П., или самопроизвольная дезагре-

гация, – процесс обратной коагуляции. Наглядные проявления П. – «коллоидное растворение» выпавшего в осадок коагулянта (коагеля), объемное разжижение высокодисперсной структурированной суспензии. П. возможна только при коагуляционных контактах между частицами, т. е. при соединении их в агрегаты или пространственную структурную сетку силами межмолекулярного взаимодействия через тонкую прослойку дисперсионной среды.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Литература (см. в статьях КОЛЛОИДНЫЕ СИСТЕМЫ и БУРОВОЙ РАСТВОР).*

**Перегретый пар** – однофазное газообразное состояние вещества, температура которого  $t$  при данном давлении выше температуры насыщенного пара  $t_s$  того же давления, т. е.  $t > t_s$ .

**Пересчет запасов.** – уточнение запасов нефти, горючих газов и конденсата с представлением материалов на повторное рассмотрение ГКЗ СССР, производящееся в случаях, когда оценка месторождения за время, истекшее после предыдущего утверждения запасов, существенно изменилась в результате разведочных и эксплуатационных работ или когда при утверждении запасов ГКЗ СССР не было принято решение о возможности ввода месторождения в разработку.

*(Инструкция о порядке внесения, содержания и оформлении материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов, представляемых для утверждения в ГКЗ СССР, 1971).*

**Периодическая работа глубинно-насосных скважин.** На многих промыслах имеется категория малодобитных скважин, при эксплуатации которых уровень снижается до приема насоса. Обычно насосы в таких скважинах работают с низкими коэффициентами подачи. Для повышения к. п. д. установленного оборудования и в целях сокращения расхода электроэнергии такие скважины переводят на периодическую эксплуатацию, но только после проведения исследовательских работ. Если исследование покажет, что суммарная добыча нефти за сутки при переводе на периодическую эксплуатацию снижается незначительно по сравнению с непрерывной откачкой или же потеря производительности за цикл периодической эксплуатации (время накопления и время откачки) не будет превышать заранее заданной величины, скважину переводят на периодическую эксплуа-

тацию. Предварительно необходимо тщательно проверять на герметичность насосные трубы, подобрать надежный сальник и проверить пригонку насоса.

Можно переводить на периодическую эксплуатацию скважины, не дающие песка, имеющие низкие коэффициенты продуктивности и сравнительно высокие статические уровни. При низких статических уровнях перевод скважин на периодическую эксплуатацию влечет снижение добычи нефти. Поэтому эксплуатацию малодебитных скважин этой категории можно осуществлять непрерывной тихоходной откачкой малогабаритными насосами. Непрерывная откачка обеспечивает постоянный приток жидкости из пласта без колебания уровня в скважине, что улучшает условия дренирования пласта и очистки забоя. При непрерывной откачке устраняется заклинивание плунжера песком.

В настоящее время перевод малодебитных скважин на непрерывную откачку не вызывает затруднений благодаря использованию малогабаритных вставных насосов и редукторных станков-качалок, допускающих небольшое число качаний. Непрерывный режим откачки устанавливается в соответствии с добычными возможностями скважин.

Для определения характера и степени равномерности подачи жидкости и для записи изменения уровней во времени в открытых емкостях применяют дебитомеры.

Дебитомеры изготовляются различных конструкций. Наибольшее распространение на промыслах получил дебитомер системы В. П. Яковлева.

Прибор устанавливается на мернике при помощи кронштейна со струбиной, позволяющей перемещать его в горизонтальном и вертикальном направлениях и прикреплять к закраинам вертикальных, наклонных и горизонтальных стенок и крышек мерника.

Прибор состоит из пяти основных частей: поплавка с противовесом; мерного шкива с пятимасштабным роликом; приспособления для вертикального движения карандаша, записывающего высоту уровня в мернике; часового механизма, вращающего цилиндрический барабан с диаграммной бумагой, и кронштейна со струбиной.

У всех насосных скважин, в которых уровень во время работы снижается до приема насоса, кривая наполнения мерника имеет вид, состоящий из трех отрезков. Первым отрезком отмечен период отсутствия подачи жидкости глубинным насосом, начавшим работать после остановки. В зависимости от продуктивности периоды эти могут продолжаться различное время. Через некоторый промежуток времени после пуска насос начинает откачивать накопившуюся в скважине жидкость с предельно



возможным для него коэффициентом подачи. Этот период записывается на дебитограмме в виде прямой, круто поднимающейся вверх. Такой крутой подъем будет продолжаться до тех пор, пока уровень в скважине не снизится до приема насоса. Как только динамический уровень опустится до приема насоса, уменьшится производительность насоса и будет откачиваться такое количество жидкости, какое притекает из пласта в скважину. На дебитограмме этот период запишется в виде более пологой прямой.

По дебитограммам можно определять время остановки и работы насоса при периодической эксплуатации скважин. При наполнении мерника жидкостью поплавков, связанный с противовесом нитью, перекинутой через ролик, вместе с жидкостью поднимается и поворачивает на некоторый угол ролик. Под влиянием углового изменения мерного ролика происходит поступательно-прямолинейное перемещение карандаша, который записывает непрерывную линию на картограмме, укрепленной на барабане.

Для выбора масштаба записи необходимо знать ожидаемый дебит скважины и емкость 1 см мерника по высоте. Делением дебита на емкость 1 см мерника определяется высота подъема жидкости в мернике в течение суток. Зная высоту записи картограммы, находят величину масштаба из расчета, чтобы запись не выходила за пределы картограммы.

Величина разности ординат за любой промежуток времени показывает изменение уровня в мернике. Зная величину ординаты, масштаб записи и диаметр мерника, можно определить суточный дебит по формуле:

$$Q = (H_2 - H_1) a \gamma \cdot 0,785 d^2,$$

где  $Q$  – дебит нефти за измеряемый промежуток времени в  $m$ ;  $H_1$  – величина ординаты в начале измерения в  $m$ ;  $H_2$  – величина ординаты в конце измерения в  $m$ ;  $a$  – масштаб записи;  $\gamma$  – удельный вес нефти;  $0,785 = \pi/4$ ;  $d$  – диаметр мерника в  $m$ .

Изменение уровня в мернике во времени записывается в прямоугольной системе координат. Если жидкость в мерник поступает равномерно, кривая изменения будет представлять прямую наклонную линию. При периодической подаче жидкости по записи можно определить периоды подачи и периоды прекращения подачи и на основании записи установить режим работы скважины. При периодической неравномерной подаче жидкости измерение дебитомером производится в течение суток.

По установленному времени накопления жидкости и времени откачки производится автоматическое включение и отключение электродвигателя станка-качалки при помощи моторного реле времени автоматической станции управления. Применение таких станций позволяет осуществлять

периодическую эксплуатацию скважин по заданному коэффициенту заполнения насоса.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «НЕФТЬ И ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Периодическая эксплуатация скважин** – способ эксплуатации малодобитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти на забое. При П. э. с. период простоя может колебаться в широких пределах – от 30 мин до 2 ч и дольше и зависит от коэффициента продуктивности скважины. Применяется на поздней стадии разработки месторождений, когда поступление нефти из пласта происходит крайне медленно. В этом случае осуществляют: штанговую скважинную насосную эксплуатацию в основном в неглубоких скважинах (до 100 м) с низким коэффициентом продуктивности (до 2 т/сут) и малыми дебитами (до 3–5 т/сут); периодический ГАЗЛИФТ – когда нагнетаемый в скважину от распределительного узла газ подается через определенные промежутки времени, устанавливаемые автоматически по мере накопления столба жидкости в скважине. П. э. с. газлифтным способом имеет несколько разновидностей: с отсечкой газа на поверхности (обычный газлифт), при этом расход газа завышается (10–20% на подъем 1 т нефти); с установкой концевой рабочей клапана и пакера, изолирующего межтрубное пространство, что позволяет снизить расход газа на 10–15%; с установкой камеры замещения, одного ряда насосно-компрессорных труб и пакера, что также дает возможность снизить расход газа; с применением плунжера (летающего клапана), поднимаемого вместе с жидкостью сжатым газом, подаваемым в межтрубное пространство. Последняя разновидность П. э. с. газлифтом применяется в скважинах до глубины 1500 м.

Методы П. э. с. работают в циклическом режиме, сущность которого заключается в следующем: первый цикл – накопление столба жидкости в скважине, в этом случае при штанговой скважинной насосной добыче станок-качалка не работает, а при газлифте не подается сжатый газ в затрубное пространство скважины; второй цикл – подача жидкости начинается с пуска станка-качалки, а при газлифте – с подачи сжатого газа в затрубное пространство, в результате чего жидкость с помощью насосов или сжатого газа поднимается на поверхность.

П. э. с. дает сокращение износа насосного оборудования, штанг, экономию электроэнергии, увеличение межремонтного периода (при штан-

говой скважинной насосной добыче); снижение удельного расхода газа на подъем 1 т жидкости.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. Лутошин.*

**Перспективная площадь на нефть и газ** – часть перспективной на нефть и газ территории, заключающая локальный объект (предполагаемую ловушку или их ассоциацию), на которой возможно осуществление поискового этапа геолого-разведочных работ. В случае единичной ловушки в разрезе осадочного чехла размеры П. п. определяются площадью этой ловушки, в случае ассоциации ловушек – горизонтальной проекцией их перекрывающихся площадей.

В соответствии со стадиями и подстадиями поискового этапа П. п. разделяются на выявленные (на подстадии выявления объектов), подготовленные к поисковому бурению (на подстадии подготовки объектов) и введенные в поисковое бурение (на стадии поиска месторождений или залежей). В случае положительного результата поискового бурения П. п. переходит в фонд месторождений, при отрицательном результате площади выводятся из фонда перспективных. П. п. считается выявленной, если ее наличие и контуры подтверждены как минимум одним из следующих видов работ: сейсморазведкой или структурным бурением по пересекающимся профилям; сочетанием отдельных структурных скважин с сейсмическими профилями; структурно-геологической съемкой, данные которой подтверждены сейсморазведкой или структурными скважинами; геофизическими и геохимическими работами, выявившими аномалии, отождествляемые с залежами нефти или газа («аномалии типа залежь» – АТЗ). Обязательным условием отнесения АТЗ к П. п. является приуроченность ее к ловушке (антиклинальной, стратиграфической литологии и др. типа), а также наличие в пределах ловушки природного резервуара (коллектора и флюидоупора), подтвержденное комплексом

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия» 1984.*

**Перспективные ресурсы нефти, газа и конденсата** – предполагаемые запасы этих полезных ископаемых на подготовленных для глубокого бурения площадях, находящиеся в пределах нефтегазоносных районов, а также в не вскрытых бурением пластах разведанных месторождений,

продуктивность которых установлена на др. месторождениях района. Предполагаемая форма, размер и условия залегания нефтегазоносных залежей (пластов) определяются в общих чертах по результатам геологических и геолого-физических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти и газа – по аналогии с разведанными месторождениями.

Согласно классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, П.р. относятся к категории С<sub>3</sub>. Они учитываются в государственных балансах запасов полезных ископаемых и используются при планировании поисково-разведочных работ и прироста запасов нефти, газа и конденсата категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Перфорационно-депресссионное воздействие на ПЗП.** Применяется при вскрытии продуктивных пластов одновременно с созданием депрессии на пласт.

Сущность метода воздействия в следующем. Корпусной стандартный заряженный перфоратор ПК-103 ДУ (возможно и другие) соединяется определенным образом с имплозионной камерой. При срабатывании перфоратора происходит перфорация продуктивных интервалов и открытие имплозионной камеры. Возникает резкий перепад давления (депрессия на пласт) с одновременным всасыванием флюида, находящегося в стволе скважины и прискважинной зоне пласта в имплозионную камеру с вовлечением частиц, засоряющих призабойную зону пласта. Наличие имплозионной камеры одновременно компенсирует ударное (фугасное) воздействие на эксплуатационную колонну от взрыва кумулятивных зарядов, предохраняя ее и цементную крепь от разрушения.

**Перфорационно-щелевая разгрузка пород призабойной зоны скважины.** Излагаемый ниже метод щелевой разгрузки продуктивного пласта, заключающийся в создании двух вертикальных диаметрально противоположных щелей, свободен от указанных недостатков. Способ разработан Всесоюзным научно-исследовательским институтом горной геомеханики и маркшейдерского дела (ВНИМИ) совместно с Всесоюзным научно-исследовательским институтом минеральных ресурсов Мирового океана (ВНИИОкеангеология) и ОАО «Удмуртнефть» (авторы Г. Н. Герасименко,

А. Н. Иванов, И. С. Грамберг, А. М. Гусейн-заде, А. Н. Дмитриевский, В. И. Кудинов и др.).

Метод обеспечивает надежную гидродинамическую связь скважины с пластом, снижение напряжений и увеличение проницаемости пород в при-скважинной зоне, увеличение размеров фильтрационной зоны, высокое совершенство вскрытия и в конечном счете повышение нефтеотдачи пласта. Метод может быть применен в сочетании с кислотными и другими обработками ПЗП как в добывающих, так и нагнетательных скважинах. В многопластовых и неоднородных по проницаемости коллекторах может быть использован для выравнивания профиля приемистости скважин.

**Перфорация скважин** – пробивание отверстий в стенках буровой скважины против заданного участка продуктивного пласта с целью получения или усиления притока воды, нефти, газа в добычную скважину или пласт. Для П. с. применяют ВВ (кумулятивная, пулевая и снарядная П. с.) и реже поток жидкости с абразивными материалами (гидропескоструйная П. с.).

Наиболее используется кумулятивная П. с. (см. КУМУЛЯТИВНЫЙ ПЕРФОРАТОР). У пулевых перфораторов скорость выстреливаемой пуле сообщают пороховые газы. Хорошую пробивную способность имеет перфоратор вертикально направленный – ПВН. Пуля, двигаясь по каналу (стволу) перфоратора, расположенному параллельно оси скважины, на отклоняющемся участке меняет направление полета и уходит в пласт. Вертикальное расположение каналов в корпусе позволяет сделать их достаточно длинными, что в сочетании с высоким давлением газов порохового заряда обеспечивает получение скорости пули до 900 м/с. Пулевые перфораторы с горизонтальным расположением ствола имеют ограниченное применение и не всегда обеспечивают нужное пробитие, т. к. длина канала мала. Снарядная П. с., осуществляемая так же, как пулевая, только не пулей, а снарядом, практически не используется. Изредка П. с. осуществляют взрывом цилиндрических фугасных зарядов, создавая трещины в колонне, цементном кольце и породе.

Гидропескоструйная перфорация основана на абразивном и гидромониторном разрушении преград. При этом в пласте высоконапорными струями жидкости с песком, закачиваемой в скважину с поверхности по трубам и истекающей из сопел устройства, образуются глубокие чистые полости и каналы.

Выбор метода П. с. решается с учетом геологии пласта, конструкции скважины, условий бурения, технических данных перфораторов, сопутст-

вующих перфорации побочных эффектов и др. факторов. При этом определяются тип перфоратора, плотность прострела, технология последующих работ. Характер вскрытия при перфорации изучается на специальных стендах, где определяются размеры каналов и особенности движения жидкости или газа в образце до и после прострела в условиях, приближенных к скважинным. Качество П. с. – один из важнейших факторов, определяющих эффективность эксплуатации скважин.

*Прострелочные и взрывные работы в скважинах. 2 изд. – М., 1980.*

*С. А. Ловля.*

**Перфорирование труб в скважине** – процесс гидродинамического сообщения продуктивного пласта со скважиной.

Наибольшее распространение благодаря своей дешевизне получила конструкция скважин в виде сплошной эксплуатационной колонны, перекрывающей продуктивный пласт, с заливкой цементом затрубного пространства от забоя до нужной высоты для перекрытия верхних водяных горизонтов.

Для того чтобы жидкость могла поступать в скважину, колонна труб и цементное кольцо должны иметь отверстия против продуктивного пласта. Процесс получения таких отверстий называется перфорацией, а применяемые для этого аппараты перфораторами.

В настоящее время на промыслах применяют перфораторы трех типов: пулевые, снарядные (торпедные и беспулевые или кумулятивные).

Пулевые перфораторы имеют различные конструкции. Например, пулевой перфоратор ПП-6 представляет собой стальной корпус, внутри которого сделаны камеры и отверстия для пуль. Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважины на каротажном кабеле. В камеру укладывают порох, токо запал, представляющий собой мостик накаливания. При подаче тока по кабелю с поверхности мостик накаливается, порох воспламеняется и выталкивает пулю из ствола перфоратора.

Снарядные (торпедные) перфораторы отличаются от пулевых тем, что вместо пуль они заряжаются небольшими снарядами замедленного действия. Снаряды, пробив колонну и цементное кольцо, входят на некоторую глубину в пласт и здесь разрываются, чем создают дополнительные трещины.

В настоящее время на промыслах применяется также метод беспулевой перфорации. В основу работы беспулевых перфораторов заложен принцип осевой кумуляции. Заряды применяются кумулятивные, т. е. сосредоточенного действия. Отверстия в колонне создаются не пулями, а фиксированными струями газов, которые образуются при взрыве кумулятивных

зарядов. Установлено, что при взрыве снаряда, имеющего выемку, ударная волна концентрируется в направлении выемки. Газы, получившиеся при взрыве, движутся в виде мощной струи от выемки, и, если на их пути встречается какая-нибудь преграда, в ней образуется лунка, равная приблизительно диаметру снаряда. Если выемку в снаряде облицевать слоем металла, т.е. сделать металлическую воронку, то пробивное действие кумулятивного заряда резко усилится. При взрыве такого облицованного заряда создается направленная струя, состоящая из расплавленного металла облицовки кумулятивной выемки, смешанного с газообразными продуктами взрыва. Струя движется по оси заряда с большой скоростью (около 800 м/сек) и создает давление при встрече с преградой до 3000 тыс. кг/см<sup>2</sup>, чем и обуславливается большая пробивная сила.

Беспулевая перфорация обеспечивает более надежное вскрытие пласта и улучшает его проницаемость вследствие образования более глубоких каналов. Кроме того, беспулевая перфорация дает возможность создавать отверстия в колонне без повреждения труб и цементного кольца. Это имеет очень большое значение при перфорации отверстий в интервалах продуктивных пластов, близ которых залегают обводненные или газовые пласты или пропластки.

Применяются кумулятивные перфораторы корпусные и бескорпусные. Корпусные перфораторы имеют герметически закрытый корпус, в котором помещаются заряды. Корпус перфоратора после взрыва можно многократно использовать, примерно до 25 взрывов. В бескорпусных перфораторах каждый заряд отдельно заключен в герметически закрытую стеклянную оболочку, разрывающуюся при взрыве. Такие перфораторы спускаются в скважину на стальных лентах, которые при взрыве не разрушаются и извлекаются из скважин.

*Ю. П. Желтов. «Разработка нефтяных месторождений».*

**Печать** – инструмент для определения положения, характера и состояния части слова бурильной и эксплуатационной колонны или других предметов, оставшихся в скважине в результате аварии.

**Печи блочные с водным теплоносителем** предназначены для подогрева высоковязких нефтей нефтяных эмульсий с целью снижения давления в нефтесборных трубопроводах, а также при деэмульсации нефти. Допускается применение для подогрева нефтяных эмульсий, содержащих сероводород и высокоминерализованную пластовую воду. Наибольшее распространение на нефтяных месторождениях нашли печи типа ПП-0,63 и ПП-1,6.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Пласт** – литологически однородные более или менее маломощные отложения, отличающиеся какими-либо признаками, ограниченные более или менее ясно от ниже- и вышележащих отложений и занимающие определенное стратиграфическое положение (ГС, 1078).

– Геологическое тело, имеющее: 1) плоскую форму, при которой его мощность во много раз меньше размеров площади его распространения; 2) две поверхности напластования (или подошву и кровлю), отделяющие его от подстилающих и покрывающих пластов; 3) однородный состав.

– Элемент слоистой толщины, образовавшиеся в результате резкой региональной смены условий седиментации (ВНИИ, 1973).

– Форма залегания однородной осадочной горной породы, ограниченной более или менее параллельными поверхностями (СГН, 1958).

**Пластовое давление** – давление, которое пластовые флюиды оказывают на вмещающие их породы. П.д. – важнейший параметр, характеризующий энергию нефтегазоносных и водоносных пластов (см. ПЛАСТОВАЯ ЭНЕРГИЯ). В формировании П.д. участвуют гидростатическое давление, избыточное давление залежей нефти или газа (архимедова сила), давление, возникающее в результате изменения объема резервуара (порового или трещинного пространства), а также за счет расширения (или сжатия) флюидов и изменения их массы. Различают начальное (до вскрытия подземного резервуара или не нарушенное техногенными процессами) и текущее (динамическое) П.д. В сравнении с условным гидростатическим давлением (давление столба пресной воды высотой от дневной поверхности до точки замера) П.д. разделяют на нормальное и аномальное. Первое находится в прямой зависимости от глубины залегания пласта, увеличивается через каждые 10 м примерно на 0,1 МПа. П.д., значительно отличающееся от гидростатического, называется АНОМАЛЬНЫМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ. П.д. изменяется как по площади распространения пласта, так и по глубине нефтяных и газовых залежей и по мощности водоносных горизонтов, увеличиваясь с возрастанием ее пропорционально плотности подземного флюида. Сопоставления П.д. относят к какой-либо одной плоскости сравнения (уровень моря, первоначальное положение ВНК) – так называемое приведенное П.д. При эксплуатации скважин в ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ образуется область пониженного П.д. Измеряется П.д. глубинным манометром или рассчитывается исходя из отметок пьезометрических уровней пластовых флюидов в скважине или др. горной выработке при статическом состоянии. Точность измерения П.д. глубинным манометром дает до 1 % ошибок, расчетный способ при благоприятных условиях в га-



зовых и водяных залежах обеспечивает значительно большую точность (0,01–0,02%). Достоверность инструментального измерения зависит от его точности и от того, насколько давление в скважине соответствует пластовому, для чего необходима хорошая гидродинамическая сообщаемость скважины с пластом. Наиболее благоприятны для измерения П.д. фонтанирующие скважины, в случае слабых притоков флюидов требуется большее время для восстановления П.д.

В процессе разработки залежей углеводородов П.д. снижается, что приводит к уменьшению дебитов скважин, изменениям физико-химических свойств флюидов, усложняет их добычу, увеличивает потери ценных компонентов. Поэтому разработку и эксплуатацию залежей ведут с поддержанием П.д. По результатам измерений П.д. строят графики его изменения. Анализ этих графиков позволяет судить о процессах, происходящих в залежи, и регулировать ее разработку и эксплуатацию.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*И. М. Михайлов.*

**Пластовые воды** – подземные воды, циркулирующие в пластах горных пород. В гидрогеологии по классификации И. К. Зайцева подразделяются на 3 класса: порово-пластовые, трещинно-пластовые, карстово-пластовые, каждый из которых может быть верховодной, грунтовой, межпластовой безнапорной или напорной (артезианской) водой. В нефтепромысловой геологии под П.в. понимают воды, находящиеся в нефтяном пласте, или **НЕФТЯНЫЕ ВОДЫ** (законтурные, подошвенные, промежуточные пластовые).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Пластовая нефть** – сложная природная смесь жидких и газообразных углеводородов, содержащаяся в пласте-коллекторе в условиях пластовых давлений и температур, в зависимости от которых может находиться в виде однофазного флюида или распадаться на жидкую и газовую фазы. Газо-нефтяные насыщенные системы обычно образуются при давлениях насыщения, несколько больших или равных **ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЯМ**. В однофазных нефтяных недонасыщенных системах пластовые давления в разной степени превышают давления насыщения. Основные параметры П. н.: плотность ( $\text{кг/м}^3$ ), вязкость кинематическая ( $\text{см}^2/\text{с}$ ), вязкость динамическая

ческая (мПа·с), давление насыщения П. н. газом (МПа), коэффициент сжимаемости нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, газовый фактор и др. По мере снижения пластового давления при разработке НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ изменяются свойства П. н., что обязательно учитывается при составлении проекта разработки залежи. С уменьшением степени газонасыщенности П.н. возрастают значения ее вязкости, плотности, поверхностного натяжения и др. Поэтому свойства П. н. исследуются по недегазированным пластовым пробам, поднятым из забоя скважины глубинными ПРОБООТБОРНИКАМИ, где сохранены пластовые параметры природного резервуара. Глубинная проба обрабатывается на специальной аппаратуре способами контактного и дифференциального разгазирования и подвергается различным видам анализа.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*В. А. Чахмахчев.*

**Пластовая температура** – параметр пласта, характеризующий его тепловое состояние; формируется под действием теплового потока, направленного к поверхности из внутренних зон Земли. Основные механизмы перераспределения тепла в земной коре: кондуктивная теплопередача, обусловленная теплопроводностью пород, и конвективный перенос, связанный с движением флюидов в трещинах горных пород. Показателями температурной обстановки в недрах являются геотермический градиент (прирост П. т. на 1 м глубины) и геотермическая ступень (величина, обратная геотермическому градиенту). Наряду с нормальными (фоновыми) для данного пласта температурами существуют участки с АНОМАЛЬНЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ. П. т. в залежах зависит от глубины их залегания и геотемпературных особенностей соответствующего участка земной коры, известны температуры от близких к 0 °С в газогидратных залежах до сотен °С в глубокозалегающих пластах. Измерение П.т. производят ртутными, термисторными и др. термометрами. Процесс бурения скважин и связанные с ним операции нарушают естественное распределение П.т. Скорость восстановления в скважине естественного теплового поля зависит от диаметра, продолжительности промывки скважины, разности температур промывочной жидкости и окружающих пород и их теплофизических свойств. Время восстановления в скважине естественных П. т. обычно 8–13 сут. Определение П. т. особенно важно в нефтепромысловой геологии. Изменение П. т. в залежах нефти и газа ведет к изменению

объемов газа, жидкости и вмещающих пород. Повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газа. При увеличении температуры в замкнутом резервуаре повышается пластовое давление. С П.т. связано изменение фазовых соотношений в залежах и растворимости газов в нефти и воде, солей в воде. Уменьшение П.т. осложняет добычу углеводородов и приводит к потерям ценных продуктов (конденсата, вязкой нефти, парафина), поэтому разработка нефтяных месторождений (особенно парафинистых нефтей) ведется с увеличением пластовой температуры. Точные сведения о П.т. необходимы при бурении скважин, проектировании системы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. И. Сергиенко.*

**Пластовая энергия** – энергия пласта-коллектора и заключенного в нем флюида (нефть, вода, газ), находящихся в напряженном состоянии под действием горного и пластового давлений. Основные виды П.э.: энергия напора пластовых вод, свободного и выделяющегося при понижении давления растворенного в нефти газа, упругости сжатых пород и жидкостей и энергия напора, обусловленная силой тяжести нефти. Чем больше в нефти растворено газов, тем выше запас П.э. При отборе жидкости (газа) из пласта, запасы П.э. расходуются на перемещение флюидов и на преодоление сил, противодействующих этому движению (сил внутреннего трения жидкостей и газов и трения их о породу, а также капиллярных сил). Движение нефти и газа в пласте чаще всего обусловлено проявлением различных видов П.э. одновременно (всегда проявляется энергия упругости пород и жидкостей и энергия, обусловленная силой тяжести нефти). В зависимости от геологических особенностей и условий эксплуатации месторождения превалирует энергия того или иного вида. В соответствии с тем, какой вид энергии обуславливает перемещение жидкости и газа к добывающим скважинам, различают режимы работы нефтяных и газовых залежей.

Запасы П.э., расходуемые при эксплуатации месторождения, могут восполняться в результате естественного притока в продуктивные пласты вод из поверхностных источников, имеющих в местах выходов пластов-коллекторов на поверхность, из законтурной (водяной) области (особенно при практически неограниченном контуре питания и хорошей гидродинамической связи ее с нефтенасыщенными пластами) или путем искусственного нагнетания в пласты воды, газа или другого вытесняющего пласто-

вый флюид агента (см. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ЗАВОДНЕНИЕ). Баланс П.э. (соотношение расходуемой на добычу и вносимой извне в пласт энергии) – один из важнейших показателей РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. Он характеризуется соотношением между текущим и начальным пластовым давлением, а также текущей и накопленной компенсацией объема отобранной жидкости в пластовых условиях объемом закачанного рабочего агента.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. В. Сафронов.*

**Пластовое давление в зоне нагнетания** – пластовое давление в зоне нагнетания действующих нагнетательных скважин, определяемое как среднее арифметическое замеренных значений или по карте изобар как среднее взвешенное на участках, непосредственно прилегающих к нагнетательным скважинам.

**Пластовое давление в зоне отбора** – пластовое давление в районе расположения добывающих скважин, определяемое как среднее взвешенное по карте изобар.

– Среднее взвешенное пластовое давление по площади, которая ограничивается линией, проходящей вдоль внешних рядов добывающих скважин на расстоянии от них, равном принятому расстоянию между скважинами (И. Г. Пермиков, 1959).

**Плотность горных пород** – определяется отношением массы горной, породы к ее объему. П.г.п. зависит от их минерального состава, структурно-текстурных особенностей, пористости, вида вещества, заполняющего поры и пустоты (газ, нефть, вода), а также от условий образования и залегания горных пород. П.г.п. (отношение массы высушенных и измельченных до исчезновения пор твердых частиц породы к объему, ими занимаемому), плотность абсолютно сухой породы и плотность породы, заполненной флюидами (отношение массы твердой, жидкой и газообразной фаз горных пород к объему, занимаемому этими фазами). Измерение П.г.п. на образцах ведется главным образом гидростатическим способом, реже гамма-гамма методами. В естественном залегании П.г.п. определяют по данным плотностного ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖА либо (что менее точно) оценивают по данным гравиметрических исследований в горных выработках или путем расчетов по гравиметрическим съемкам.

Наиболее часто встречаемая П.г.п. 1200–4700 кг/м<sup>3</sup>. Более высокие значения (до 5000 кг/м<sup>3</sup>) характерны для магматических пород, поскольку их пористость мала. Плотность магматических горных пород повышается от кислых разностей к основным и ультраосновным по мере уменьшения содержания легкого кремнезема и постепенного увеличения содержания тяжелых элементов (например, плотность гранитов в среднем 2600 кг/м<sup>3</sup>, гранодиоритов 2650 кг/м<sup>3</sup>, габбро 2900 кг/м<sup>3</sup> и пироксенитов 3200 кг/м<sup>3</sup>). Плотность метаморфических пород изменяется от 2400 до 3400 кг/м<sup>3</sup> и зависит от их состава, вида и степени метаморфизма. Например, снижение П.г.п. (на 20–40%) наблюдается при гидротермально-метасоматических изменениях, увеличение – при контактовом метаморфизме. Плотность осадочных пород составляет 1200–3000 кг/м<sup>3</sup> (наиболее часто 1700–2700 кг/м<sup>3</sup>) и в значительной мере определяется их пористостью, влажностью, фациально-литологическими и тектоническими факторами. Наиболее устойчивые значения характерны для хомогенных осадочных горных пород – гипса (2300 кг/м<sup>3</sup>), ангидрита (2900 кг/м<sup>3</sup>), каменной соли (2100–2200 кг/м<sup>3</sup>), пористость которых редко превышает 2–3%.

Плотностная дифференциация горных пород в недрах определяет ряд тектонических и магматических процессов. На различии в П.г.п. основаны ГРАВИМЕТРИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА, отделение более тяжелых рудных минералов от пустой породы при ГРАВИТАЦИОННОМ ОБОГАЩЕНИИ.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Плотность пластовой нефти** – масса нефти, извлечённой из недр с сохранением пластовых условий, в единице объёма (кг/м<sup>3</sup>), которая имеет обычно значения 400–800 кг/м<sup>3</sup> и с увеличением газосодержания нефти и температуры уменьшается против плотности сепарированной нефти на 20–40% и более.

**Плотность сетки добывающих скважин (условная)** – отношение начальной площади нефтеносности эксплуатационного объекта к условному числу, которое определяется путем деления суммы фактически отработанного всеми скважинами времени на срок разработки объекта (М. З. Черномордилов, Б. Ш. Шапиро, 1968).

– Частное от деления начальной площади нефтеносности на среднее условное число скважин, определяемое как отношение общей продолжительности работы всех скважин к общему сроку разработки пласта.

*(С. Т. Овнатанов, К. А. Каранетов, 1970).*

**Площадное заводнение** – разновидность внутриконтурного заводнения, при котором добывающие и нагнетательные скважины размещаются определенным регулярным образом в пределах нефтяной залежи (Р. Т. Фазлыев, 1972).

– Закачка воды через нагнетательные скважины, равномерно расположенные в пределах нефтеносной части пласта (М. Я. Искандеров, 1956).

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983).*

**Площадное заводнение и площадная закачка газа.** Принципиально оба процесса имеют много общего и отличаются в основном лишь тем, что при площадном заводнении в качестве агента, нагнетаемого в пласт, используется вода, а при площадной закачке газа – газ или воздух. Оба эти процесса применяются в сравнительно поздней стадии эксплуатации, когда залежи нефти значительно раздренированы (истощены) и когда методы поддержания давления в связи с сильным падением пластового давления не могут дать положительного результата.

Площадная закачка агента может быть эффективной только в пологих залежах. При площадной закачке воды требуется, чтобы залежь не была обводненной, т. е. чтобы скважины работали с небольшим содержанием воды в добываемой жидкости; лучшие результаты получаются в залежах, эксплуатировавшихся ранее при режиме растворенного газа, когда остаточные запасы нефти еще достаточно велики (60–80%), загазованность залежи не препятствует применению процесса. Чем ниже проницаемость пласта, тем больше остаточные запасы нефти и тем больше оснований для применения площадной закачки газа. При площадной закачке газа необходима небольшая загазованность залежи, т. е. скважины должны работать с небольшими газовыми факторами, не более  $1000 \text{ м}^3/\text{т}$ ; обводненность залежи не является препятствием для применения процесса.

Отсутствие тектонических нарушений, небольшая мощность и однородность пласта, незначительное число глинистых пропластков и небольшая вязкость нефти благоприятствуют применению процессов.

При площадной закачке агента стараются по возможности равномерно разместить нагнетательные скважины между эксплуатационными, чтобы вокруг каждой нагнетательной скважины находилось несколько эксплуатационных скважин.

Закачиваемый в каждую нагнетательную скважину в сравнительно небольшом количестве агент со временем образует вокруг нее вал, который вытесняет нефть по направлению к забоям окружающих эксплуатационных скважин. Процесс будет протекать нормально до тех пор, пока

агент не прорвется к какой-либо эксплуатационной скважине. По мере дальнейшего развития процесса прорывы становятся все чаще и охватывают все большее число эксплуатационных скважин в связи с продолжающимся снижением нефтенасыщенности. Прорывы агента происходят в направлении наиболее истощенных зон пласта, отличающихся обычно лучшей проницаемостью, т. е. проходят по путям наименьших фильтрационных сопротивлений. В начале образования прорыва агент проскальзывает к скважине в небольшом количестве, увлекая за собой нефть; в этой фазе удельные расходы агента возрастают незначительно; в следующих фазах по путям наименьших сопротивлений устремляется все большее количество агента, резко возрастают его удельные расходы и увлекающий эффект постепенно сводится к нулю.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Плунжерный лифт** – разновидность периодического газлифта с использованием плунжера. В состав установки П.л. кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабженная устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы – верхний и нижний. Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жесткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном. При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются, и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещенный в нем верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию ее по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи – уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъема жидкости оказывается достаточно пластической энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Кроме того, при движении плунжера происходит удаление па-

рафиновых отложений со стенок труб (см. БУРИМОСТЬ, ВЗРЫВАЕМОСТЬ).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Поверхностное натяжение (1)** – свободная энергия поверхности, равной  $1 \text{ см}^2$ , т. е. работа, затрачиваемая на перемещение в поверхностный слой молекул из жидкости для увеличения его площади на  $1 \text{ см}^2$ , – физическая характеристика границы раздела двух соприкасающихся фаз, оказывающая большое влияние на процессы взаимного вытеснения нефти, воды, газа, протекающие в продуктивных пластах.

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983).*

*(Ф.И.Котяхов, Ш.К.Гиматудинов).*

- Стремление жидкости уменьшить свою поверхность:
- Свойство жидкости противодействовать нормальным силам, приложенным к ее поверхности и стремящимся изменить ее форму.

*(М. А. Жданов, Е. В. Городецкий, М. Г. Ованесов, 1975).*

**Поверхностное натяжение (2).** Стремление жидкости втянуть в себя молекулы, лежащие у ее поверхности. Поверхность жидкости, обладая свободным запасом энергии вследствие особого положения молекул на ее поверхности, является как бы натянутой упругой пленкой, стремящейся сократить свою площадь до возможно меньших размеров. Для данного объема наименьшей поверхностью обладает шар и поэтому эта форма характерна для жидкостей в свободном состоянии. Небольшие количества жидкости (когда сила тяжести невелика), например капли ртути на стекле, принимают форму шариков. Если размеры капли велики, то под действием силы тяжести она принимает форму сплюснутого шара, растекается или разделяется на новые, более мелкие капли шарообразной формы.

Под действием молекулярного давления жидкость стремится втянуть в себя молекулы, лежащие у ее поверхности. Поверхность жидкости, обладая свободным запасом энергии вследствие особого положения молекул на ее поверхности, является как бы натянутой упругой пленкой, стремящейся сократить свою площадь до возможно меньших размеров. Для данного объема наименьшей поверхностью обладает шар и потому эта форма характерна для жидкостей в свободном состоянии. Небольшие количества жидкости (когда сила тяжести невелика), например, капли ртути на стекле, принимают форму шариков. Если размеры капли велики, то под действием силы тяжести она принимает форму сплюснутого шара, расте-



кается или разделяется на новые, более мелкие капли шарообразной формы.

Если легкий жесткий проволочный каркас прямоугольной формы погрузить в вертикальном положении в открытый сосуд с мыльным раствором и затем почти полностью вывести его над поверхностью раствора, соединив верхнюю сторону каркаса с одной из чаш весов, то образовавшаяся на каркасе мыльная пленка стремится сократиться по длине (а сократиться в таком опыте она может только по вертикали), и под действием этой силы каркас втягивается в раствор и тянет за собой чашу весов, перевешивая ее. Эту силу можно измерить, укладывая на другой чаше гирьки до уравнивания обеих чаш; она пропорциональна длине пленки по горизонтали (по длине контакта каркаса с поверхностью раствора, равной горизонтальной стороне каркаса).

Сила, с которой поверхность жидкости стремится сократиться, отнесенная к единице длины контура этой жидкости, называется коэффициентом поверхностного натяжения или просто поверхностным натяжением и обозначается буквой  $\sigma$ :

$$\sigma = \frac{f}{l} \text{ [дина/см]},$$

где  $f$  – сила поверхностного натяжения в динах;  $l$  – длина контура поверхности жидкости в см.

Поверхностное натяжение  $\sigma$  направлено по касательной к поверхности жидкости.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Поглощающий пласт (интервал)** – термин широко применяется.

1. Работающий пласт (интервал) в нагнетательной скважине. 2. Высокопроницаемый пласт в разрезе месторождения, поглощающий промышленную жидкость при бурении скважины. 3. Водоносный пласт с повышенными ёмкостными свойствами, используемый для сбора промысловых (сточных) вод. 4. Пласт многопластового объекта разработки, поглощающий часть нефти, поступающей в скважину из других пластов объекта вследствие того, что его пластовое давление меньше давления на забое действующей скважины (близк.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров. 1973).

**Подготовка газа к дальнейму транспорту** – обработка добываемого природного газа с целью удаления компонентов, затрудняющих транспортировку его по газопроводу. Наличие в газе воды, жидких углеводородов,

агрессивных и механических примесей снижает пропускную способность газопроводов, повышает расход ингибиторов, усиливает коррозию оборудования, приводит к необходимости увеличения мощности газокompрессорных станций, снижает надежность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на газокompрессорных станциях и линейной части газопроводов. Термин «П.г.» появился в период становления газовой промышленности в СССР (за рубежом он не используется, т. к. на промысловых газоперерабатывающих заводах осуществляется комплексная переработка газа). Первоначально П.г. заключалась в извлечении воды и механических примесей с использованием процессов сепарации и гликолевой осушки и проводилась на головных сооружениях магистральных газопроводов. Такая обработка газа перед его дальней транспортировкой была достаточной, т. к. разрабатывались месторождения только с высоким содержанием метана (до 97–98%) и газ использовался лишь в виде топлива. При вовлечении в разработку газоконденсатных месторождений цели П.г. расширились – появилась необходимость извлечения газового конденсата (ценного продукта, теряющегося при транспортировке). П.г. стала осуществляться на промысловых **ГАЗОВЫХ СБОРНЫХ ПУНКТАХ** главным образом методами низкотемпературной сепарации, основанными на однократной конденсации продукции скважин с использованием ингибиторов гидратообразования, а также методами **АБСОРБЦИИ** и **АДСОРБЦИИ** с последующей **ОЧИСТКОЙ ГАЗА** от сероводорода. Наибольшей эффективностью и надежностью обладают методы абсорбционной и адсорбционной обработки газа. С середины 70-х гг. П. г. постепенно превращается в процесс промышленной переработки продукции скважин (см. **КОМПЛЕКСНАЯ ПЕРЕРАБОТКА** минерального сырья).

П.г. к дальнему транспорту проводится на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), предназначенных для осушки природного газа газовых, газонефтяных и газоконденсатных месторождений от воды, отделения механических примесей, жидких углеводородов и очистки от сернистых соединений. Выбор промыслового оборудования для УКПГ зависит от состава газа, содержания влаги и механических примесей, термодинамических параметров месторождения (температуры, давления), направления дальнейшего использования газа и климатических условий районов добычи и транспортировки. С учетом перечисленных факторов в состав УКПГ могут входить установки низкотемпературной сепарации, абсорбционные или адсорбционные (см. **АБСОРБЦИОННАЯ КОЛОННА**, **АДСОРБЦИОННАЯ КОЛОННА**). Качество П.г. к дальнему транспорту опре-

деляется техническими условиями или отраслевым стандартом, где фиксируются точки росы по воде и углеводородам для разных климатических зон и времен года, содержание механических примесей,  $H_2S$  и общей серы.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Подготовка нефти к транспорту** – обработка нефти с целью удаления компонентов (вода, минеральные соли, механические примеси, легкие углеводородные газы), затрудняющих ее транспортировку и последующую переработку. Наличие воды в нефти приводит к удорожанию транспортировки в связи с увеличением ее объемов и повышенной вязкостью смеси нефти и воды по сравнению с чистой нефтью. Присутствие минеральных солей в виде кристаллов в нефти и раствора в воде вызывает усиленную коррозию металла оборудования и трубопроводов; механических примесей – абразивный износ нефтеперекачивающего оборудования и трубопроводов и ухудшение качества получаемых нефтепродуктов. Кроме того, примеси нарушают технологический режим переработки нефти. Из-за недостаточной герметизации систем сбора, транспорта и хранения легкие углеводороды (от этана до пентана) теряются в результате испарения. Перечисленные причины обуславливают необходимость П. н., которая включает ОБЕЗВОЖИВАНИЕ нефти, ОБЕССОЛИВАНИЕ НЕФТИ и СТАБИЛИЗАЦИЮ НЕФТИ. Качество П.н. регламентируется ГОСТом. П.н. ведется на комплексных установках обезвоживания, обессоливания и стабилизации нефти, объединенных в единую технологическую схему сбора и подготовки нефти и попутного газа на НЕФТЯНОМ ПРОМЫСЛЕ.

Принципиальная технологическая схема комплексной теплохимической П.н. предусматривает следующую последовательность проведения операций. Нефть из скважины после групповых замерных установок по коллектору подается в концевую совмещенную сепарационную установку (КССУ), в которую через смеситель из отстойника поступает горячая вода, содержащая отработанный деэмульгатор. Под действием тепла пластовой воды и остатков деэмульгатора, поступающих из отстойника в КССУ, происходит частичное разделение эмульсии на нефть, воду и газ. Отделившаяся вода подается в нефтеловушку, а выделившийся газ – на газобензиновый завод. Нефть из КССУ вместе с оставшейся водой насосом прогоняется через теплообменники и пароподогреватели, нагретая нефть поступает в отстойник для окончательного отделения нефти от воды. Отделенная вода уносит с собой основное количество солей из нефти. Для

более полного обессоливания нефть из отстойника смешивается с горячей пресной водой, которая подается насосом в емкости с предварительным подогревом пароподогревателем и обескислороживанием. После тщательного перемешивания пресной воды с нефтью, содержащей соли, эмульсия направляется в отстойник, где доводится до требуемой по содержанию солей кондиции. После обессоливания и отделения воды нефть при необходимости может быть направлена из отстойника на дополнительное обессоливание и обезвоживание в электродегидратор, а если содержание воды и солей в пределах нормы, то нефть, минуя электродегидратор, подается прямо в вакуумный сепаратор. Вакуумные компрессоры забирают из сепаратора газ, из которого при прохождении холодильника и гидроциклонного сепаратора выделяется основное количество легких углеводородов. Конденсат из сепаратора отправляется на газобензиновый завод, а газ – на специальные установки для полной деэтанализации. Перед теплообменником и отстойником (вместе с подачей пресной воды) в нефть вводится деэмульгатор, воздействующий на поверхностные свойства пограничных слоев и фаз эмульсии. Предусмотрена очистка сточных вод с последующей подачей их на нагнетательные скважины для закачки в пласт.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*Каспарьянц К. С. Промысловая подготовка нефти и газа. – М., 1973.*

**Поддержание пластового давления** – процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроектированной величине с целью достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени ее извлечения. П.п.д. при разработке нефтяной залежи могут осуществлять за счет естественного активного водонапорного или упруговодонапорного режима, искусственного водонапорного режима, создаваемого в результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, а также при **ВНУТРИКОНТУРНОМ ЗАВОДНЕНИИ**. В зависимости от геологических условий и экономических показателей разработки выбирают тот или иной способ П.п.д. или их комбинацию. П.п.д. способом внутриконтурного заводнения является наиболее эффективным и экономичным, особенно для больших по площади нефтяных залежей. Его создают путем блокового, ступенчатого, осевого, барьерного (для нефтегазовых залежей), площадного, очагового или избирательного способов заводнения. При П.п.д. в нефтяной части залежи через нагнетательные скважины закачивают воду или водогазовую смесь без добавок или с различными добавками, способ-

ствующими улучшению ее вытесняющих свойств. Если нефтяная залежь имеет ярко выраженный свод, то в него для П.п.д. нагнетают газ или воздух, вследствие чего создается напор искусственной газовой шапки. При расчете процессов нагнетания определяют схему размещения нагнетательных скважин, суммарный объем закачки, приемистость нагнетательных скважин, их число и давление нагнетания. Подбирается такая схема расположения нагнетательных скважин, которая обеспечивает наиболее эффективную связь между зонами нагнетания и отбора и равномерное вытеснение нефти водой. При площадном заводнении в зависимости от геологического строения нефтяной залежи и стадии ее разработки для П.п.д. применяют рядное, 4-точечное, 7-точечное и др. расположение нагнетательных и добывающих скважин. В размещении скважин по правильной геометрической сетке могут допускаться отклонения, если площадное заводнение проводят дополнительно к ранее внедренной системе заводнения с учетом ее эффективности, геологического строения и состояния разработки пластов-коллекторов. Суммарный объем закачиваемого агента зависит от запроектированного отбора жидкости из залежи, от давления на линии нагнетания и большей частью от коллекторских и упругих свойств пластов. Число нагнетательных скважин при известном объеме закачки зависит от поглощающей способности каждой скважины при данной величине давления нагнетания. Поглощающая способность нагнетательной скважины определяется коэффициентом приемистости, так же как производительность нефтяной скважины – коэффициентом продуктивности. Максимальное давление нагнетания зависит от типа имеющегося насосного оборудования. Число нагнетательных скважин для каждой залежи нефти определяется отношением заданного объема закачки воды в сутки к поглощающей способности одной скважины. Об эффективности процесса заводнения судят по увеличению текущей добычи нефти из действующих скважин. Применение ППД резко увеличило темпы отбора нефти, сократило сроки разработки нефтяных залежей, обеспечило высокие конечные коэффициенты нефтеотдачи.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

*С. В. Сафронов.*

**Подошвенная вода** – часть краевой воды, находящейся в нефтяном (газовом) пласте непосредственно под залежью, в пределах внешнего контура нефтеносности (газоносности) (близк.: М. И. Максимов, 1975).

– Вода, залегающая под нефтяной (газовой) залежью в одном пласте непосредственно под нефтью и не отделённая от последней водонепроницаемыми породами (СГН, 1958).

**Подсчет запасов нефти, горючих газов, конденсата и сопутствующих компонентов** – комплекс научно-исследовательских работ, базирующийся на результатах обработки и обобщения данных геофизических исследований, геолого-разведочных, опытных и промышленных эксплуатационных работ, направленный на выявление условий залегания нефти и горючих газов в продуктивном пласте и на определение размеров и степени изученности запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов с утверждением их в ГКЗ СССР.

– Комплекс работ, при выполнении которых продуцируется информация, необходимая как для оценки народнохозяйственной значимости того или иного месторождения, так и для обоснования технологической схемы или проекта разработки залежей этих полезных ископаемых.

*(Л. Ф. Дементьев, Ю. В. Шурубор, В. И. Азаматов и др., 1981).*

**Полимерно-дисперсные системы, применяемые для повышения нефтеотдачи пласта.** На поздней стадии разработки нефтяных месторождений независимо от типа коллектора основными объектами эксплуатации являются пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Эти запасы включают остаточную нефть в низкопроницаемых алевролитовых пропластках заводняемого коллектора, в водонефтяных зонах, а также в карбонатных отложениях с остаточной высоковязкой нефтью. Для решения проблемы научно-производственной фирмой «Иджат» под руководством А. Ш. Газизова разработана технология воздействия на нефтеводонасыщенный коллектор, основанная на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора полимердисперсными системами (ПДС), состоящими из полимеров, дисперсных частиц горных пород и других химических реагентов. При взаимодействии полимеров, дисперсных частиц горных пород в пористой среде и трещинах с водой образуются полимер-минеральные комплексы, значительно больше сужающие динамические поры, чем при заполнении их компонентами ПДС в отдельности. Моделированием пластовых процессов показано, что закачивание ПДС и других химреагентов в обводненные зоны коллектора позволяет значительно повысить фильтрационное сопротивление этих зон и тем самым увеличить охват продуктивного пласта воздействием, повысить конечную нефтеотдачу пластов на 1,5–3,5 %. Результаты опытно-промышленных работ на нефтяных месторождениях Татарстана и Западной Сибири подтвердили возможность подключения в работу ранее не работавших алевролитовых пропластков и тем самым повысить конечную нефтеотдачу на 1,5–2,5 %.

Экспериментальные исследования с использованием ПДС включали:

- исследования влияния ПДС на фильтрационные характеристики пористой среды и нефтеотдачу пластов;
- изучение влияния модифицированных ПДС на конечную нефтеотдачу моделированием пластовых процессов;

- испытания разработанных технологий в условиях разрабатываемых месторождений.

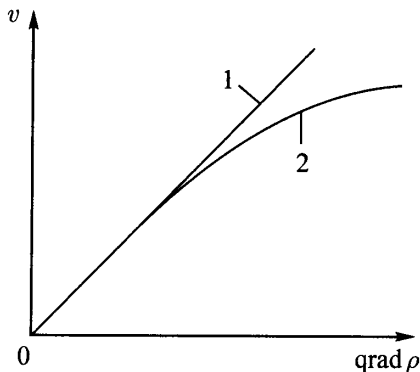
Объектами исследований являлись глинистая суспензия, полиакриламид марки DKS-ORPF-4ONT со степенью гидролиза 13,5 % моль, молекулярной массой  $13 \cdot 10^6$ , ацетат хрома (III), неионогенные ПАВ типа АФ<sub>9</sub>-12, алюмохлорид, хлористый кальций и щелочные стоки производства капролактана (ЩСПК). Одно из направлений повышения прочности образующихся в пористой среде комплексов ПДС основывалось на введении в ее состав стабилизирующих компонентов типа ацетата хрома. «Сшивание» молекул ПАА ионами хрома  $\text{Cr}^{3+}$  при различных их соотношениях приводит к возрастанию модуля упругости.

Эффекта «сшивания» можно достичь использованием хлоридов алюминия, кальция, но уже другими способами. В частности, решение этой задачи с алюмохлоридом осуществлялось путем модификации поверхности пористой среды. Результаты исследования взаимодействия неионогенных ПАВ типа АФ<sub>9</sub>-12, вводимых в пласт за ПДС для улучшения ее нефтевытесняющих свойств, показали, что добавление ПАВ изменяет структуру образующейся ПДС. При добавлении ПАВ в глинистую суспензию с увеличением концентрации ПАВ происходит возрастание коэффициента пластичности и напряжения сжатия.

Изучение влияния ПДС и различных ее модификаций на фильтрационные характеристики пористой среды и нефтеотдачу проводились на спаренных цилиндрических моделях пласта, которые моделировали слоисто-неоднородный пласт с двумя несообщающимися пропластками различной проницаемости. Пористая среда готовилась из молотого кварцевого песка. Для насыщения ее использовали пластовую воду и нефть Ромашкинского месторождения, разбавленную керосином до вязкости 5,0 мПа·с. Температура составляла 303 °К. Заводнение моделей пластов проводили при постоянном расходе нагнетаемой воды до полного обводнения продукции, извлекаемой из высокопроницаемого пропластка, и стабилизации фильтрационных характеристик. Затем последовательно закачивали компоненты ПДС с последующим возобновлением прокачивания воды. Эффективность воздействия на пласты оценивалась по остаточному фактору сопротивления и приросту коэффициента нефтеотдачи по сравнению с заводнением без применения химреагентов.

По результатам проведенных исследований установлено:

- остаточный фактор сопротивления для модифицированных ПДС в 1,5–3,5 раза выше, чем для ПДС обычной;
- блокирование высокопроницаемого пропластка ПДС, модифицированной различными реагентами, приводит к перераспределению скоростей фильтрации по пропласткам и повышению нефтеотдачи пласта.



Зависимость скоростей фильтрации воды и дилатантной жидкости от градиента давления

рода и азота. Молекулярная масса полимеров порядка 106. В определенных условиях молекула полимера представляет собой цепочку, длина которой соизмерима с размерами пор пласта. В некоторых случаях цепочка может быть свернутой в клубок или шар. Молекулы полимера, продвигаясь в пористой среде, в водном растворе как бы «цепляются» за зерна этой среды, создавая дополнительное фильтрационное сопротивление и сорбируясь на зернах поверхности пород. Фильтрация водного раствора полимеров происходит таким образом, что с увеличением градиента давления скорость его движения возрастает медленнее по сравнению со скоростью воды по закону Дарси. Жидкость, скорость фильтрации которой нелинейно зависит от градиента давления, и притом с каждым приращением градиента давления она возрастает на все меньшую величину, называется дилатантной. На рисунке показана зависимость скорости фильтрации от градиента давления для обычной воды (кривая 1) и для водного раствора полимера (кривая 2).

Такое представление закона фильтрации водного раствора полимера возникло в связи со следующим обстоятельством. Если замерять вязкость водного раствора ПАА на вискозиметре, то она составит  $\mu_{\text{вп}}$ . Если же прокачивать водный раствор ПАА через пористую среду, то перепад давления в такой среде возрастает более существенно, чем это следует из закона Дарси. Поэтому и учитывают фактор сопротивления.

Как уже было сказано, фильтрация водного раствора ПАА сопровождается его сорбцией пористой средой. При этом кривая сорбции, если

**Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов.** При вытеснении из пластов нефтей различной вязкости обычной водой текущая и конечная нефтеотдача снижается с увеличением отношения вязкостей нефти и воды. Для уменьшения этого отношения и, следовательно, увеличения нефтеотдачи используют водные растворы полимеров. В качестве полимера, закачиваемого в нефтяные пласты, чаще всего применяют полиакриламид (ПАА). Молекулярное строение ПАА таково, что молекулы этого вещества схематично можно представить в виде длинных цепочек, состоящих из атомов углерода, водо-



концентрация ПАА в воде значительная, не соответствует изотерме Генри, а при незначительных концентрациях полимера можно с определенным приближением пользоваться такой изотермой.

Полиакриламид выпускают в виде геля, твердых гранул или порошка. Обычно применяют следующую концентрацию ПАА в воде: по гелю 1–5%, по твердому полимеру (в виде гранул или порошка) 0,08–0,4%. Вследствие высокой сорбции ПАА доводят его концентрацию до значения, при котором вязкость водного раствора этого полимера составила бы  $\mu_{\text{вп}}=5\text{--}6\%$ ,  $\mu_{\text{в}}$  ( $\mu_{\text{в}}$  – вязкость обычной воды). В этом случае фактор сопротивления  $R$  изменяется в пределах 5–10. Считается, водный раствор ПАА целесообразно использовать для вытеснения нефти из пластов при ее вязкости  $\mu_{\text{н}}=(10\text{--}30)\cdot 10^{-3}$  Па·с. В результате сорбции ПАА пористой средой в процессе вытеснения нефти образуется фронт сорбции, как и в случае вытеснения нефти водными растворами ПАВ. Впереди фронта сорбции полиакриламида в пласте движется вода, практически очищенная от него. Картина вытеснения нефти из пласта водным раствором ПАА аналогична картине ее вытеснения ПАВ, показанной на рисунке, хотя механизмы вытеснения в этих двух процессах совершенно различны. Расчет вытеснения нефти водным раствором ПАА из прямолинейного пласта можно провести по методике, изложенной в предыдущем параграфе, используя соответствующие характеристики вытеснения, определенные экспериментально в лабораторных условиях. Водный раствор ПАА можно применять также для регулирования процесса вытеснения нефти водой, пользуясь тем, что этот раствор представляет собой дилатантную жидкость. Для этого закачивают раствор ПАА в высокопроницаемые пропластки, снижают тем самым скорость движения по ним воды, повышают давление нагнетания и увеличивают скорость вытеснения нефти водой из пропластков с более низкой проницаемостью. Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен также метод комплексного воздействия на нефтяной пласт путем закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА. Этот метод получил название метода мицеллярно-полимерного заводнения. По такому методу при использовании сравнительно небольшого количества углеводорода – растворителя нефти, спирта, сульфонатов или иных ПАВ – на контакте нефть – комплексный раствор создают область полного смешивания нефти с таким раствором либо на нем резко снижают поверхностное натяжение. По мере удаления от непосредственного контакта нефть – комплексный раствор в сторону водонагнетательных скважин доля воды в растворе должна увеличиваться до тех пор, пока он не превратится в чистую воду. Таким образом, между нефтью и водой создается область с низким или нулевым поверхностным натяжением, т. е. область полного смешивания комплексного раствора

и нефти. При этом состав этого раствора изменяется от чистой воды до растворителя нефти. При достижении определенного соотношения воды, ПАВ, углеводов и спирта в растворе образуются физико-химически связанные группы молекул – мицеллы. Такой раствор называется мицеллярным. Однако эффективная вязкость мицеллярного раствора оказывается большей, чем вязкость исходных веществ, его составляющих. Если вблизи линии нагнетания этот раствор переходит в воду, то получается, что последняя, как менее вязкая жидкость, должна вытеснять более вязкую жидкость – мицеллярный раствор. В таком случае коэффициент вытеснения раствора снизится. Поэтому для продвижения оторочки мицеллярного раствора по пласту используют водный раствор полимера. Такое воздействие на пласт называется *мицеллярно-полимерным заводнением*.

Известны различные составы мицеллярных растворов. Например, используют растворы такого состава (в %): 1) сульфонаты – 6; поверхностно-активное вещество ОП-4 – 1,2; изопропиловый спирт – 1, 2; керосин – 51,6; вода – 40; 2) сульфонат – 8, ПАВ – 2, нефть или состав определенных жидких углеводов – 30, вода – 60.

*Ю. П. Желтов. Разработка нефтяных месторождений. Москва, «Недра», 1986.*

**Полиспаст** – система подвижных и неподвижных блоков, через которые пропускается стальной канат. Один конец каната закрепляется на устье скважины неподвижно, а другой наматывается на барабан лебедки. Служит для кратного облегчения веса поднимаемых грузов. Кратность снижения тяговых усилий зависит от числа используемых блоков в кронблоке и талевом блоке.

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003.*

**Понятие о несовершенстве скважины.** Реальные скважины не представляют собой идеальной цилиндрической поверхности, пересекающей пласт по всей его толщине. Часто вскрывается лишь часть толщины пласта (в этом случае скважины называются несовершенными по степени вскрытия). При этом граничные условия следует задавать на некотором фиктивном контуре, радиус которого (приведенный радиус) может быть значительно меньше истинного радиуса скважины.

Если скважина обсажена стальной или пластмассовой трубой, открытой для потока лишь в ряде перфорационных отверстий, то она называется по характеру вскрытия. Для задания граничных условий на контуре такой скважины также приходится рассматривать условную скважину с приведенным радиусом, меньшим истинного. Наоборот, если вскрывает-

ся пласт, подвергшийся гидравлическому разрыву, то приведенный радиус становится большим истинного.

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: «Недра», 1984.*

**Попутная вода** – вода, добываемая из продуктивного пласта совместно с нефтью или газом.

**Пористая среда.** Обычно различают полную пористость, когда учитываются все поры, и активную, когда учитываются лишь те, которые входят в единую систему соединенных между собой пор и могут быть заполнены жидкостью извне. Для обычных целей существенна, естественно, лишь активная пористость, поэтому в дальнейшем под пористостью понимается именно она. Наряду с пористостью  $m$  иногда вводится понятие просветности  $n$  – отношение площади активных пор в любом сечении, проходящем через данную точку, ко всей площади сечения. Легко убедиться, что в сделанных предположениях просветность в данной точке не зависит от выбора направления сечения и равна пористости  $m$ .

*Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М.: «Недра», 1984.*

**Пористость** – наличие в породе пор, трещин, каверн и соединяющих их каналов. Отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему в процентах или в долях единиц называется коэффициентом пористости.

Интервалы коэффициентов пористости для некоторых пород в % следующие:

- песок 6–52;
- песчаник 3,5–29;
- известняк 2–33;
- глина 6–50;
- глинистые сланцы 0,5–1,4;
- изверженные породы 0,05–1,25.

Различают открытую, эффективную, межзерновую и трещинную пористость.

**Пористость горных пород** – характеризуется наличием пустот (пор), заключенных в горной породе. Благодаря пористости горные породы могут вмещать (за счет влияния капиллярных сил) жидкости и газы. К П. не следует относить емкость каверн и трещин, характеризующих общую пустот-

ность горных пород (ввиду влияния гравитационных сил). Различают три вида П.: общую (физическую), открытую и эффективную. Общая П. – объем сообщающихся и изолированных пор – включает поры различных радиусов, формы и степени сообщаемости. Открытая П. – объем сообщающихся между собой пор, которые заполняются жидким или газообразным ФЛЮИДОМ при насыщении породы в вакууме; она меньше общей П. на объем изолированных пор. Эффективная П. характеризует часть объема, которая занята подвижным флюидом (нефтью, газом) при полном насыщении порового пространства этим флюидом; она меньше открытой П. на объем связанных (остаточных) флюидов. Определяют П. методом Преображенского, насыщая породы керосином или 3%-ным раствором соленой воды. П. определяется по разнице весов сухого и насыщенного образца, отнесенной к объему образца, умноженному на плотность насыщающей жидкости. Отношение объема пор к объему образца дает искомую величину П., ее выражают в % или в долях единицы:

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{породы}}}.$$

Величина П. тесно связана с вещественным составом горных пород. В илах, лессах она достигает 80%; в осадочных горных породах (известняки, доломиты, песчаники) изменяется от единиц до 35%; в вулканогенно-осадочных породах (туфопесчаники, туффиты) – в пределах 5–20%; в магматических породах – не более 5%. Теоретическая величина П. зависит от размера, формы и упаковки зерен и изменяется от 26 до 44,6%. П. уменьшается с глубиной, установлена линейная зависимость для песчано-алевритовых пород.

П. определяет физические свойства горных пород: прочность, скорость распространения упругих волн, сжимаемость, электрические, теплофизические и др. параметры. В нефтяной геологии методы промысловой геофизики основаны на использовании зависимостей между этими параметрами.

*К. И. Багринцева, В. Н. Морозов.*

**Пористость нефтесодержащих пород.** Пористость характеризует свойство породы или коллектора вмещать (содержать в себе) нефть, воду или газ. Пористость показывает, какова общая емкость пустот в породе. Пустоты могут быть представлены отдельными порами и поровыми каналами меж-

ду отдельными зернами и частицами породы (в песках и песчаниках), трещинами и кавернами (например, в известняках и доломитах).

Различают три вида пористости: общая (физическая или абсолютная), насыщения (или открытая), эффективная (или динамическая). Под общей понимается пористость, характеризующая общим объемом пустот в породе, сообщающихся и не сообщающихся между собой. Под пористостью насыщения понимается такая пористость, которая включает объем тех пустот, которые сообщаются между собой и могут заполняться жидкостью при насыщении породы под давлением или вакуумом. Под эффективной понимается пористость, включающая лишь тот объем сообщающихся между собой пор, который занят только движущейся в установившихся условиях жидкостью.

Величина общей пористости численно определяется коэффициентом пористости  $m$ :

$$m = \frac{V_0 - V_3}{V_0} 100,$$

где  $m$  – коэффициент общей пористости в процентах (можно определять также в долях единицы);  $V_0$  – объем образца в  $\text{см}^3$ ;  $V_3$  – объем зерен в  $\text{см}^3$ .

**Противовыбросовое оборудование** – устройство, обеспечивающее герметизацию устья скважины при нефтегазопрооявлениях в процессе бурения.

**Поршневое вытеснение нефти** – идеальный случай вытеснения нефти (газа), когда в пласте между вытесняющим агентом и нефтью (газом) образуется чёткая граница раздела, впереди которой движется только нефть (газ), а позади – только вытесняющий агент, т. е. ВНК (ГНК) совпадает с фронтом вытеснения.

**Порядок ввода месторождений в промышленную разработку** – установленный государственным законодательством перечень мероприятий, выполнение которых является обязательным для принятия решения о вводе месторождения в промышленную разработку.

**Почва** – особое природное образование, возникшее в результате преобразования верхних слоёв литосферы под совместным воздействием воды, воздуха, климатических факторов и живых организмов в условиях гравитационного поля Земли.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**ПРАВЕДНИКОВ Николай Константинович, 09 12.1933** – директор исполнительной дирекции Ассоциации НТЦ НК «ЛУКОЙЛ», д. т. н., профессор, член Государственной экспертной комиссии Минэкономики РФ, член Совета по присуждению премий Правительства России, член Международной академии менеджмента, лауреат премии Совета Министров СССР в области науки, награжден орденом Красного Знамени, Знак Почета, медалью «За освоение недр Западной Сибири».

*Научные интересы:* проблемы разработки нефтяных месторождений, системных исследований технологических основ разработки нефтяных и газовых месторождений с применением искусственных методов воздействия на продуктивные пласты, закономерностей развития топливно-энергетического комплекса в рыночных условиях.

## **Право собственности на недра**

*Право собственности в сфере недропользования.*

Определение права собственности на недра и ресурсы недр является одной из фундаментальных сложных и дискуссионных проблем горного права. Право собственности, как право конкретных субъектов на вещи, сводится, как правило, к правомочиям: владения, пользования и распоряжения.

Право владения означает юридически обеспеченную возможность фактического обладания вещью, а также непосредственного воздействия на вещь. Владение вещью (движимым и недвижимым имуществом, в т.ч. земельными участками, участками недр), закрепленное законом за субъектом право (гражданином или юридическим лицом), – одно из правомочий собственника. Законным (титulyным) владельцем может быть не только собственник вещи (имущества), но и наниматель (арендатор) имущества по договору имущественного найма; лицо, которому имущество передано по договору о безвозмездном пользовании; залогодержатель, перевозчик, в отношении переданных ему для транспортировки вещей; хранитель имущества; комиссионер и др. В ряде случаев право владения имеет объективные ограничения. Например, право владения в полной мере неприемлемо в отношении водных объектов, поскольку сосредоточенная в них вода находится в состоянии непрерывного движения и водообмена. Пред-

метом в данном случае выступает водный объект в целом. В соответствии с гражданским законодательством РФ под правомочием владения понимаются установленные законодательством порядок и пределы возможных действий по владению имуществом. К действиям по владению недрами можно отнести деятельность по региональному изучению недр, имеющую целью установление их потенциальной ценности и возможности последующего использования. Действия по владению включают в себя и усилия владельца, направленные на поддержание имущества в исправном состоянии, охрану и предотвращение случайной гибели или повреждения имущества, а также связанные с этим затраты.

Существует перечень объектов, изъятых из гражданского оборота. Такие объекты не могут находиться во владении граждан. К ним относятся природные ресурсы дна и недр континентального шельфа и исключительной экономической зоны, радиоактивные материалы и другие объекты, прямо указанные в законе.

#### *Право собственности на недра*

Право пользования означает юридически обеспеченную возможность извлекать из вещи ее полезные естественные свойства, присваивать доход от нее, а также получать иные выгоды. Пользование вещью (движимым и недвижимым имуществом, в том числе земельными участками, участками недр), закрепленное законом за субъектом право (гражданином, юридическим лицом), – одно из правомочий собственника. В соответствии с законодательством о недрах участки недр могут предоставляться только в пользование. Права пользования недрами могут отчуждаться или переходить от одного лица к другому в той мере, в какой их оборот допускается федеральными законами.

Право распоряжения означает юридически обеспеченную возможность собственника по своему усмотрению совершать действия, определяющие юридическую судьбу вещи: продавать ее, передавать во временное владение и пользование, сдавать в залог, на хранение и т. п.

Акт распоряжения вещью позволяет установить момент, когда прекращается или приостанавливается право собственности на нее. Отношения собственности в сфере поиска разведки и добычи природных ресурсов изучены достаточно детально.

Общие положения права собственности и, в частности, на природные ресурсы и недра обычно содержатся в конституции государства, которая определяет тот или иной подход к решению вопроса о формах права собственности в самом общем виде. При этом формы собственности на

недра определяются в целом. Виды собственности на добываемые полезные ископаемые определяются обычно специальным законодательством. Особенности права собственности на недра и добываемые полезные ископаемые обуславливают специфический режим возникновения права собственности на материальные блага и имущество, создаваемые в процессе пользования недрами, а также на геологическую информацию, получаемую в процессе проведения этих работ. Таким образом, возникает необходимость рассмотреть четыре самостоятельные, но взаимосвязанные проблемы:

- право собственности на недра как на один из видов природных ресурсов;
- право собственности на ресурсы недр – добытые полезные ископаемые и другие полезные свойства недр;
- право собственности на геологическую информацию;
- право собственности на имущество, создаваемое в процессе пользования недрами.

*А. И. Перчик. Горное право. Издательский дом «Филология три», Москва, 2002.*

**Преვენтор** – приспособление, устанавливаемое на устье скважины для герметизации и предупреждения выброса из нее жидкости или газа. Имеет металлический корпус, внутри которого перемещаются плашки с уплотнениями для бурового ствола или сплошные для перекрытия всей площади сечения скважины.

**Предельно допустимая концентрация (ПДК)** – экологический норматив. Максимальная концентрация загрязняющего химического вещества в компонентах ландшафта, которая при повседневном влиянии в течение длительного времени не вызывает негативных воздействий на организм человека или другого рецептора.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сызыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Предельно допустимая концентрация веществ в воде (ПДК)** – концентрация веществ в воде, выше которой вода непригодна для одного или нескольких видов водопользования. *ГОСТ 27065-86.*



**Предельно допустимая концентрация примеси в атмосфере (ПДК)** – максимальная концентрация примеси в атмосфере, отнесенная к определенному времени осреднения, которая при периодическом воздействии или протяжении всей жизни человека не оказывает на него вредного действия, включая определенные последствия. *ГОСТ 17.2.1.04-77.*

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Предельно допустимый выброс (ПДВ)** – научно-технический норматив, устанавливаемый из условия, чтобы содержание загрязняющих веществ в приземном слое воздуха от источника или их совокупности не превышало нормативов качества воздуха для населения, животного и растительного мира. *ГОСТ 17.2.1.04-77.*

**Предельно допустимый сброс вещества в водный объект (ПДС)** – масса веществ в сточных водах, максимально допустимая к определению с установленным режимом в данном пункте водного объекта в единицу времени с целью обеспечения норм качества в контрольном пункте. Примечание: предельно допустимый сброс устанавливается с учетом предельно допустимой концентрации в местах водопользования, ассимилирующей способности водного объекта и оптимального распределения массы сбрасываемых веществ между водопользователями, сбрасывающими сточные воды. *ГОСТ 17.1.1.01.-77.*

**Предельно допустимая концентрация загрязняющего почву вещества (ПДК)** – максимальная концентрация загрязняющего почву вещества, не вызывающая негативного прямого или косвенного влияния на природную среду и здоровье человека. *ГОСТ 27593-88.*

**Приведенное пластовое давление** – приведенным называется давление, измеряемое от какой-либо горизонтальной плоскости. В качестве условия можно выбрать любую горизонтальную плоскость, например поверхность моря. В практике нефтедобычи часто принято относить приведенное пластовое давление к начальному положению водонефтяного контакта в пласте.

*Нефтепромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983).*

**Приведенный радиус скважины** – радиус условной совершенной скважины, принимаемой при гидродинамических расчетах в качестве эквивалента реальной скважины, несовершенной по качеству и степени вскрытия пласта, но имеющей тот же дебит и ту же депрессию на забое.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, издательство «Недра», 1983).*

*(близк.: В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973).*

**Приёмистость скважины** – характеристика нагнетательной скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт; определяется объемом смеси, закачиваемой в пласт в единицу времени. П.с. зависит от репрессии, создаваемой на забое скважины (разности забойного и пластового давлений), совершенства вскрытия пласта, его мощности и проницаемости для закачиваемого флюида. В технологических расчетах используется также коэффициент П.с, равный отношению количества рабочего агента, закачиваемого в пласт в единицу времени, к репрессии, создаваемой на забое скважины при закачке. Расход рабочего агента измеряется на поверхности (например, расход наиболее распространенного рабочего агента – воды определяется с помощью счетчиков или расходомеров диафрагменного типа, турбинных, электромагнитных и др. приборов, устанавливаемых на кустовых насосных станциях, водораспределительных пунктах или на устье скважин) и (или) в скважине, в интервале перфорации пласта-коллектора (с помощью глубинных расходомеров, спускаемых в скважину на кабеле). В последнем случае строится профиль приёмистости вскрытого пласта (пластов), представляющий собой зависимость расхода жидкости или газа от глубины, на которой производятся измерения (интегральный профиль). Данные о П.с. используются при проектировании и регулировании разработки месторождений, в пласты которых производится закачка рабочих агентов (с целью вытеснения нефти водой, горячим паром, газом и др.); при иницировании и поддержании ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ, при создании подземных газохранилищ и др.

*Т. А. Султанов.*

**Призабойная зона** – участок пласта, примыкающий к стволу скважины, в пределах которого изменяются фильтрационные характеристики продуктивного пласта в период строительства, эксплуатации или ремонта скважины. Причины, приводящие к изменению фильтрационных характери-

стик пласта: перераспределение напряжений в приствольной части скважины, гидродинамическое и физико-химическое воздействие бурового раствора или др. технологических жидкостей на породу и пластовые флюиды, физико-химические процессы, вызванные технологией и режимами эксплуатации. Конфигурация, размеры и гидродинамическая характеристика П.з. изменяются в течение всего срока существования скважины. Они определяют гидравлическую связь скважины с пластом и весьма существенно влияют на ее производительность. Конфигурация зоны с измененными гидродинамическими характеристиками пласта в приствольной части скважины не имеет какой-то строгой геометрической формы, и ее морфология, особенно в трещиноватых и трещиновато-поровых коллекторах, сложна и многообразна. Качественную и количественную оценку физико-геологических свойств пласта и гидравлическое сопротивление П.з. дают гидродинамические исследования скважин. В результате получают не фактические размеры зоны, а размер эквивалентной по гидравлическим свойствам круговой зоны. Размеры П.з. измеряются от долей до десятков метров. В ряде случаев наблюдается полоса разобщения скважины и пласта как в период ее строительства, так и при ремонте и эксплуатации, в результате чего при опробовании продуктивные объекты не дают продукции. Для предупреждения снижения фильтрационных характеристик П.з. проводят комплекс мероприятий, как правило, снижающих давление на пласт при бурении, креплении и ремонте скважин, а также используют технологические жидкости и композиционные составы, совместимые с породой пласта и флюидами, его насыщающими. Воздействуя на П.з. различными способами (кислотная обработка, гидроразрыв пласта и др.), восстанавливают или повышают ее фильтрационные характеристики. Наибольший эффект достигается комплексным воздействием на П.з.

*П. М. Усачев.*

**Призабойная зона скважины.** Под призабойной зоной скважины (ПЗС) будем понимать зону, прилегающую к стенкам скважины, в которой существенно возрастают фильтрационные сопротивления движению продукции. До настоящего времени не существует никаких рекомендаций по численному определению радиуса этой зоны, что в значительной степени осложняет оценку эффективности различных методов искусственного воздействия на призабойные зоны скважин и сравнение их между собой.

**Приконтурное заводнение** – разновидность метода заводнения, при которой вода нагнетается в пласт через нагнетательные скважины, расположенные в приконтурной зоне залежи. (В. С. Мелик-Пашаев, 1979).

**Природные газы.** Под природными газами в широком смысле слова подразумевают газы, заключенные или циркулирующие в породах земной коры. Сюда относятся газы различного химического состава и различного генезиса, выделяющиеся из естественных сухих и мокрых выходов, из буровых скважин и шахт, из вулканов, сопок и т. п. Здесь мы рассмотрим только природные горючие газы, которые состоят преимущественно из углеводородных газов. Эти газы, так же как нефть, асфальт и озокерит, относятся к полезным ископаемым, тесно связаны с ними по близкому родству, нахождению и происхождению и отличаются только по агрегатному состоянию.

В состав природных газов, кроме углеводородов метанового ряда общей формулы  $C_nH_{2n+2}$ , входят также и другие газы: 1) углекислый газ; 2) сероводород; 3) азот и 4) редкие газы. Из углеводородных газов преобладающим компонентом является метан ( $CH_4$ ). Другие компоненты, как этан ( $C_2H_6$ ), пропан ( $C_3H_8$ ), бутан ( $n-C_4H_{10}$ ), изобутан (изо  $C_4H_{10}$ ), пентан ( $C_5H_{12}$ ) и др., находятся в сравнительно меньшем количестве. В промышленном масштабе углеводородные газы добываются из буровых скважин попутно с нефтью или же в качестве основного продукта из чисто газовых скважин. Газ, сопутствующий нефти, содержит в большем или меньшем количестве бензиновые углеводороды, которые после их извлечения и стабилизации дают газовый бензин. Газ из газовых скважин также иногда содержит тяжелые углеводороды, но обычно в незначительных количествах. В зависимости от количества бензиновых углеводородов, газы называют *сухими*, или *бедными*, и *жирными*, или *богатыми*. Общепринятой границы между сухими и жирными газами не установлено. На первом этапе развития газолиновых заводов в США газы с содержанием более 100 г бензина в  $1\text{ м}^3$  газа относились к жирным газам, а менее  $100\text{ г/м}^3$  – к сухим. Жирные газы подвергались отбензиниванию. Однако в настоящее время эта градация устарела.

**Природная среда** – комплекс абиотических и биотических сред, влияющих на человека и его хозяйство, т.е. сочетание чисто природных и природно-антропогенных тел и явлений, непосредственно и опосредованно воздействующих на человека и естественно-ресурсные экономические показатели хозяйства.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Природопользование** – 1) удовлетворение различных потребителей путём использования различных видов природных ресурсов; 2) научная дисциплина, исследующая общие принципы рационального (с позиции современного уровня знаний) использования природных ресурсов человеческим обществом и разрабатываемые меры по их сохранению.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Прихват** – авария, характеризующаяся полным или частичным прекращением движения бурового снаряда при бурении. Возникает за счет соединения бурового инструмента с горными породами, слагающими стенки скважины, при нарушении технологии бурения (заклинивание, неправильный выбор бурового раствора и т. п.), либо несоответствии режима бурения существующим горно-геологическим условиям. Специфичная разновидность П. – «прижог», образующийся при спекании породоразрушающего инструмента с горными породами или шламом из-за повышения температуры в результате недостатка или отсутствия промывочной жидкости. Основные признаки П.: невозможность или затруднение вращения и перемещения бурового снаряда, повышение давления промывочной жидкости, уменьшение или полное прекращение ее циркуляции, увеличение мощности, затрачиваемой на вращение. Для предотвращения П. необходимы строгое соблюдение технологии и организационно-технических мероприятий при бурении, правильный выбор рецептур и параметров буровых растворов (водоотдачи, вязкости, липкости и толщины глинистой корки). Ликвидируют П. перемещением бурильной колонны вверх-вниз (расхаживание) при усиленной промывке скважин, применением выбивных устройств и вибраторов, закачкой в скважину нефти, воды или кислот (см. КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА СКВАЖИН).

*А. Т. Киселев.*

**Пробная эксплуатация, опытная эксплуатация** – начальный период разработки нефтяного (газового) месторождения или его части разведоч-

ными и опережающими (первыми добывающими) скважинами с целью получения необходимого количества информации, используемой для обоснования системы и показателей промышленной разработки и составления ее технологической схемы.

Основные задачи П.э.: изучение геологического строения месторождения или его части, закономерностей изменения пластовых давлений и температур по площади месторождения и во времени, определение допустимых пределов их снижения, изучение режима работы залежи, коллекторских и фильтрационных свойств пласта, исследование физико-химических свойств пластовых флюидов, изучение поведения насыщенного флюидом коллектора для оценки допустимых депрессий без разрушения скелета породы, изучение интерференции скважин и обоснование рациональных способов эксплуатации добывающих скважин, проверка возможных методов воздействия на залежь с целью повышения коэффициента нефтеотдачи и интенсификации процесса разработки, определение динамики основных показателей эксплуатации скважин, испытание технологий разработки с целью выбора наиболее эффективной. Для решения указанных задач используют гидродинамические, геолого-физические и лабораторные методы исследований. П.э. осуществляется в соответствии с проектом опытной разработки месторождения или его части.

Если нефтяная залежь имеет небольшие размеры, то П.э. осуществляется на всей залежи за счет бурения редкой сетки опережающих скважин. На крупных нефтяных месторождениях со сложным строением и свойствами пластов, требующими более тщательного их изучения или выбора особой системы и технологии разработки и эксплуатации, П.э. проводится до окончания разведочных работ для отдельного, наиболее представительного, участка. При этом создается элемент последующей системы разработки всего месторождения. Длительность П.Э. 1–2 года.

*И. Т. Мищенко.*

**Пробоотборник в нефтяной геологии** – аппарат для отбора проб жидкости и газа в нефтяных и газовых скважинах, а также в скважинах для добычи питьевой, минеральной, технической воды, горячего пара и др. Проба, отобранная в пластовых условиях (сохраняющая пластовые давление и температуру), называется представительной и извлекается из скважины П. Используют глубинные П., предназначенные для отбора пробы из ствола скважины, и П. для отбора пробы из призабойной зоны в процессе испытания и опробования пластов. Первые спускают в скважину на металличе-

ском тросе при помощи лебедок (с ручным приводом до глубины 1500 м и с механическим до глубины 7000 м); вторые – в компоновках испытателей и опробователей пластов.

Глубинные П. состоят из 2 основных частей: приемной камеры и управляющего устройства, открывающего и закрывающего клапаны приемной камеры. Для отбора проб в фонтанных скважинах при небольшой вязкости нефти применяют глубинные П. с проточной (открытой) камерой; для отбора проб в нефонтанирующих скважинах, особенно при большой вязкости нефти или при интенсивном выделении парафина, используют глубинные П. с непроточной (закрытой) камерой. При спуске в скважину глубинного П. с проточной камерой клапаны его открыты и жидкость протекает по внутренней полости приемной камеры. На заданной глубине спуск П. прекращают на время, необходимое для заполнения приемной камеры пластовым флюидом, затем клапаны закрываются и изолируют пробу от внешней среды. Непроточная камера в глубинных П. во время спуска в скважину закрыта и заполнена маслом, отбор пробы на заданной глубине производится путем последовательного открытия и закрытия клапанов П. и вытеснения масла из приемной камеры в балластовую под давлением пластового флюида. Глубинные П. рассчитаны на пластовое давление до 30 МПа и температуру до 200 °С (с проточной камерой) и до 100 °С (с непроточной). После подъема на поверхность глубинного П. пробу прессом или ручным насосом переводят в контейнер или исследовательскую аппаратуру.

Если в процессе бурения проводят испытание или опробование пластов, то применяют второй тип П. Среди них различают П. с проточной камерой односекционные и П.-накопители односекционные и многосекционные с проточной и непроточной камерами. П. и П.-накопители рассчитаны на давление до 45 МПа и температуру до 150 °С. Односекционные П. устанавливают под испытателем пластов. Выпускают две их модификации: с несъемной и съемной проточной камерой, выполненной в виде гильзы. Несъемная камера открывается синхронно с испытателем пластов. После отбора пробы жидкость из скважины, минуя приемную камеру, протекает через П. по центральному каналу и отверстиям в гидравлические переключатели. В съемной приемной камере (гильзе) механизм управления клапанами соединен с испытателем пластов непосредственно. Поднятая на поверхность гильза извлекается из корпуса П. и направляется в лабораторию для анализа отобранной пробы.

Созданы две разновидности П.-накопителей с проточной камерой. Для отбора больших объемов жидкости при испытании пластов применя-

ют П.-накопители с проточной камерой односекционные и многосекционные, которые устанавливают в компоновку испытателя пластов между ее запорно-поворотным устройством и испытателем пластов. Приемной камерой П.-накопителя многосекционного служит внутренняя полость трубы с нижними и верхними переводниками. Отбор пробы на поверхности производят перед разборкой испытателя пластов. П. и П.-накопители с проточной камерой предназначены для отбора пробы из одного продуктивного пласта за один спуск инструмента в скважину.

Для отбора проб отдельно из каждого испытываемого пласта за один спуск испытателя в скважину созданы П. с 2- и 3-непроточными камерами. После отбора пробы из одного пласта испытатель переставляют на следующий и производят отбор пробы в др. камеру. В зависимости от количества камер испытывают 2–3 пласта за один спуск инструмента.

При опробовании пластов без подъема бурильных труб на поверхность используют также многосекционный П., с непроточной камерой, который сбрасывают в бурильные трубы, где он под действием собственной массы опускается в гидравлический пакер, установленный над долотом. Управление клапанами производят путем изменения избыточного давления внутри бурильных труб (см. ОПРОБОВАНИЕ ПЛАСТОВ). П. рассчитаны на пластовое давление 81–88 МПа, температуру до 150 °С.

За рубежом чаще применяются пробоотборники, разработанные американскими фирмами «Holiburton», «Schlumberger», «Lynes» и др., принципиально не отличающиеся от отечественных конструкций.

*Я. М. Ясагин.*

**Прогнозные ресурсы** – возможное количество полезных ископаемых в геологически слабо изученных участках земной коры и гидросферы. Оценка П.р. производится на основе общих геологических представлений, научно-теоретических предпосылок, а также благоприятных результатов региональных геологических, геофизических и геохимических исследований. Основные принципы оценки П.р. полезных ископаемых установлены соответствующими классификациями (см. ЗАПАСЫ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ). П.р. твердых полезных ископаемых оцениваются в границах бассейнов, крупных районов, рудных узлов, рудных полей и отдельных месторождений, отдельно по каждому виду полезных ископаемых и направлению их возможного промышленного использования. По степени обоснованности они подразделяются на 3 категории:  $P_1$ ,  $P_2$  и  $P_3$ . П.р. категории  $P_1$  отражают возможность прироста запасов за счет расширения площадей распространения территорий полезных ископаемых за контуром подсчета запасов по категории  $C_2$  или обнаружения новых территорий по-



лезных ископаемых на разведываемых, а также выявленных при поисково-оценочных работах. Оценка ресурсов основывается на результатах геологических, геофизических и геохимических исследований площадей возможного распространения полезных ископаемых, а также на геологической экстраполяции имеющихся данных более изученной части месторождения о форме и строении рудных тел, минеральном составе и качестве (концентрации полезных компонентов) руды, структурных особенностях, литологических и стратиграфических предпосылках, определяющих площади и глубины распространения полезных ископаемых, представляющих промышленный интерес.

П.р. категории  $P_2$  учитывают возможность обнаружения в бассейне, р-не, рудном узле, рудном поле новых месторождений полезных ископаемых, предполагаемое наличие которых основывается на положительной оценке выявленных при крупномасштабной геологической съемке и поисковых работах проявлений полезных ископаемых, а также геофизических и геохимических аномалий, природа и возможная перспективность которых установлены единичными выработками. Количественная оценка ресурсов предполагаемых месторождений, представления о форме, размерах, территории полезных ископаемых, его минеральном составе и качестве основываются на аналогиях с известными месторождениями того же формационного (генетического) типа.

П.р. категории  $P_3$  отражают лишь потенциальную возможность обнаружения новых месторождений на основании благоприятных стратиграфических, литологических, тектонических и палеогеографических предпосылок, выявленных при производстве в оцениваемом районе средне- и мелкомасштабной геологических съемок, дешифровке космических снимков, а также при анализе результатов геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе аналогии с более изученными районами, площадями, бассейнами, где имеются разведанные месторождения того же генетического типа.

П.р. твердых полезных ископаемых оцениваются комплексно до глубин, доступных для эксплуатации при современном или возможном в ближайшей перспективе технико-экономическом уровне разработки месторождений, с учетом особенностей качества и технологических свойств данного вида минерального сырья. При количественной оценке П.р. используются требования к качеству и технологическим свойствам соответствующих п. и., предусмотренные КОНДИЦИЯМИ, утвержденными для известных аналогичных месторождений, с учетом возможных изменений

указанных требований в ближайшей перспективе. Изменения параметров кондиций по аналогичным известным месторождениям, использованных при количественной оценке прогнозных ресурсов, должны иметь соответствующее обоснование.

П.р. нефти, газа и конденсата оцениваются в пределах крупных регионов, нефтегазоносных провинций, акваторий, областей, районов, площадей. По степени обоснованности они подразделяются на 2 категории:  $D_1$  и  $D_2$ . П.р. категории  $D_1$  литолого-стратиграфических комплексов оцениваются в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Количественная оценка ресурсов нефти и газа этой категории производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями в пределах оцениваемого региона. П.р. категории  $D_2$  литолого-стратиграфических комплексов оцениваются в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе комплекса данных геологических, геофизических и геохимических исследований, количественная оценка ресурсов нефти и газа этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с др. более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

П.р. подземных вод оцениваются по одной категории (Р). Они учитывают возможность обнаружения новых месторождений подземных вод, предполагаемое наличие и масштаб которых основывается на общих гидрогеологических представлениях, теоретических предположениях и на результатах проведения в артезианском бассейне, гидрогеологическом массиве или геологических и гидрогеологических исследований. При количественной оценке прогнозных ресурсов подземных вод предполагаемых месторождений используются также данные опыта эксплуатации подземных вод аналогичных водоносных горизонтов на известных месторождениях в том же артезианском бассейне, гидрогеологическом массиве.

Данные о П.р. твердых полезных ископаемых, нефти и газа применяются при планировании поисковых и разведочных работ. П.р. подземных вод – для планирования поисковых работ и при составлении схем комплексного использования и охраны вод. Методические принципы количественной оценки П.р. различных видов полезных ископаемых и порядок проверки ее результатов устанавливаются Министерством геологии.

*К. В. Миронов.*

**Продуктивный горизонт** – выдержанный по площади пласт-коллектор (или группа пластов-коллекторов) внутри нефтегазонасного комплекса с единой гидродинамической системой, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный их отдавать в количествах, имеющих промышленное значение. Контролируется региональной или зональной покрывкой. Потенциал П.г. зависит от литологического состава породы, эффективной мощности пласта, коллекторских свойств (объема порового пространства), степени нефте- и (или) газонасыщения, величины вязкости флюида и термобарических условий, а также от способов и интенсивности физико-химических методов воздействия на пласт при разработке месторождения с целью повышения его нефте- и (или) газоотдачи. П.г. является основным объектом подсчета запасов нефти и газа. При разведке месторождения, содержащего два или более продуктивных горизонтов, из них выделяют базисный. С целью надежного сопоставления П.г. в пределах крупных регионов приняты унифицированные буквенно-цифровые системы индексов. Например, в Западной Сибири юрским продуктивным пластам присвоен индекс Ю (Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и т. д.).

*С. Бронзов.*

**Продувка скважин** – разновидность промывки скважин при бурении и вскрытии продуктивных пластов, когда в качестве циркулирующей среды используют дисперсные системы с плотностью до 1 т/м<sup>3</sup>, состоящие из газообразного и жидкого компонентов. Использование дисперсных систем (газообразных агентов) при бурении снижает аэрогидродинамическое давление, что облегчает отделение выбуренных частиц породы от забоя, улучшает его очистку высокотурбулентным потоком циркулирующего агента малой вязкости, при этом не создается глинистой корки, препятствующей разрушению пород и снижающей продуктивность коллектора и др. Бурение с П.с. обеспечивает повышение технико-экономической эффективности: в 2–10 раз увеличивается механическая скорость бурения и стойкость долот. Области и границы применения П.с. определяются горно-геологическими условиями и экономической целесообразностью. Различают 4 основные разновидности метода бурения с П.с. Бурение с П.с. воздухом или газом, содержащими пары или конденсат, проводят на разрезах, состоящих из хорошо сцементированных пород, в которых отсутствуют водосодержащие и газонефтяные пласты (плотные, иногда окремненные известняки и доломиты, кварцевые песчаники, алевролиты, конгломераты, аргиллиты, гипсы, ангидриты, соли и др.), а также в увлажненных

устойчивых горных породах при очень малых водопритоках (до 11,4 л/мин). Для этого в циркулирующий агент вводят ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА (ПАВ), предотвращающие слипание выбуренной породы, и осушающие агенты (цинковые и кальциевые стеораты, органические кремниевые соединения и др.). Большой экономический эффект дает бурение с П.с. воздухом в зонах многолетней мерзлоты значительной мощности. Бурение с П.с. может осуществляться как по прямой, так и по обратной схеме циркуляции рабочего агента. Наиболее распространена прямая схема с использованием в качестве рабочего агента воздуха.

В плохопроницаемых породах, содержащих газ, при бурении в качестве рабочего агента используют газ (при малых газопритоках) или искусственный туман. В устойчивых водонефтенасыщенных горных породах с дебитами 3–120 л/мин, как правило, применяют технологию с использованием тумана. Однако в каждом конкретном случае целесообразность ее применения ограничивается стоимостью энергетических затрат и химических реагентов (ПАВ, ингибиторов и др.), необходимых для удаления воды из скважин.

При бурении устойчивых горных пород (сланцы, известняки, доломиты, мергели, ангидриты и песчаники) и вскрытии продуктивных пластов с водонефтепритоками свыше 120 л/мин или зон поглощения буровых растворов в качестве циркулирующей среды используют аэрированную жидкость. Эта технология имеет наиболее широкую область применения. Несущей средой является жидкость (вода, глинистый раствор или любая др. промывочная жидкость), воздух вводится для улучшения очистки забоя и снижения аэрогидродинамического давления. Для улучшения выноса выбуренной породы при низких расходах жидкой фазы, а также при вскрытии продуктивных пластов в аэрированную жидкость добавляют ПАВ. Технологические показатели этой технологии выше, чем при использовании только промывочных жидкостей, но несколько ниже, чем при бурении с П.с. воздухом и газом.

Технология с использованием пен применяется в слабосцементированных породах, а также в кавернозных и трещиноватых рифовых отложениях с низкими пластовыми давлениями и притоками воды и нефти до 3 л/мин, газа до 12 м<sup>3</sup>/мин. Несущей средой является пена, воздух вводится в небольших количествах для создания требуемого объема пены. Эффективность выноса выбуренной породы во многом зависит от стойкости пены. В состав пены входят: бентонитовая глина, крахмал, кальцинированная сода, карбоксиметилцеллюлоза, ПАВ. Механическая скорости бурения при

этой технологии несколько меньше, чем при П.с. воздухом или газом, зато более широк диапазон горно-геологических условий использования. П.с, как правило, применяют на отдельных интервалах бурения, варьируя типами газообразных агентов.

*М. В. Корж.*

**Продуктивность скважин** – характеристика добывающей скважины (нефтяной, газовой, водяной), определяющая отбор пластового флюида при ее эксплуатации. Численно оценивается коэффициент продуктивности, равный отношению дебита скважины к депрессии, создаваемой на ее забое (разности пластового и забойного давлений). В практике пользуются также коэффициентом удельной продуктивности, учитывающим дебит скважины, приходящийся на единицу мощности пласта (1 м). П. зависит от мощности и проницаемости пласта, вязкости, а также компонентного состава пластового флюида, диаметра скважины, степени и совершенства вскрытия пласта, способа вскрытия, физико-химических свойств и загрязненности призабойной зоны. П.с. может со временем меняться в зависимости от изменения нефтегазонасыщенности пласта и свойств призабойной зоны скважины. Коэффициент П.с. определяется при проведении ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ методом установившихся отборов. Используется при составлении проектов разработки месторождений, при определении рационального режима эксплуатации добывающих скважин и подборе необходимого для подъема жидкости скважинного оборудования.

*Т. А. Султанов.*

**Проектирование геолого-разведочных работ** – определение методики, техники, технологии и организации геолого-съемочных, геофизических, гидрогеологических работ, поисков месторождений полезных ископаемых в конкретном р-не, предварительной и детальной разведки обнаруженных месторождений, а также доразведки месторождений, вовлеченных в промышленное освоение с учетом всестороннего анализа геологических, геофизических и экономических условий и особенностей. Осуществляется в соответствии с действующими нормативными документами, регламентирующими состав проекта, обоснование методов, способов, видов, объемов работ, комплексность их проведения, охрану окружающей природной среды, требования к содержанию геологической информации исходя из установленных стадий геолого-разведочных работ, а также сметные расче-

ты. Решение о П.г.р. принимается на основе утвержденного в установленном порядке геологического задания по конкретному району или месторождению. В задании указывается целевое назначение работ, геологические задачи, последовательность и основные методы их решения, ожидаемые результаты и сроки выполнения. На каждое геологическое задание разрабатывается единый проект, в котором предусматриваются все необходимые для его выполнения виды работ (буровые, горно-проходческие, геофизические, топографические, гидрогеологические, опробование пластовым испытателем, лабораторные и технологические исследования, опытно-методические, камеральные и др.).

При П.г.р. основное внимание обращается на реализацию достижений науки и техники, применение наиболее рациональных методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, высокопроизводительность оборудования, приборов и аппаратуры, передовой технологии, прогрессивных методов исследований, обеспечивающих выполнение геологических заданий с минимальными затратами средств и времени; использование наиболее экономичных схем завоза оборудования, топлива и материалов, сокращения ручного труда и эффективных форм его организации; экономное расходование материальных и топливно-энергетических ресурсов.

Проект геолого-разведочных работ состоит из геолого-методической и производственно-технической частей. В геолого-методической части содержатся исходные данные для проектирования: геологическое задание и утвержденное технико-экономическое обоснование целесообразности проведения предварительной и детальной разведки месторождения, географо-экономической характеристика района и месторождения с указанием административного положения, путей сообщения, рельефа, климатических условий, растительности, гидрогеографической сети, наличия многолетней мерзлоты, заболоченности, карста, оползней, селей, обнаженности коренных отложений, источников водоснабжения и электроэнергии, пром. предприятий, возможности набора рабочих на месте, а также жилищные условия. Приводится обзор и оценка ранее проведенных геолого-разведочных работ, геологических, гидрогеологических, геофизическая изученность, наличие топографических карт различных масштабов; излагаются данные по стратиграфии, тектонике, магматизму, вулканизму, гидрогеологии, условиям и глубине залегания изучаемых рудных тел, залежей, пластов, их протяженности, мощности, морфологии, вещественному составу, технологическим и физико-механическим свойствам с обоснованием категорий и групп пород применительно к классификациям их, а так-

же возможных геологических осложнений при бурении скважин и проходке горных выработок. Приводятся основные проектные решения по методике геолого-разведочных работ с учетом особенностей каждого их вида и объемы в физическом выражении. Проектируемые буровые и горно-проходческие работы при геологической съемке и поисках привязываются к участку работ, а при разведке месторождений – к выработкам, места заложения которых уточняются в процессе работ. При проектировании детальной разведки места заложения подземных выработок согласовываются с проектными организациями горно-добывающих министерств, имея в виду использование их при эксплуатации. Оптимальность выбранных в проекте методики, техники и технологии геолого-разведочных работ подтверждается укрупненными сопоставительными расчетами применения др. вариантов. В проектах на проведение поисково-оценочных работ, детальной разведки, а также доразведки месторождений приводится подсчет ожидаемого прироста запасов полезных ископаемых по участкам, рудным телам с разбивкой по категориям, а в необходимых случаях по типам и сортам руд и способам их отработки.

В производственно-технической части содержатся решения по организации геолого-разведочных работ: местоположению базы экспедиции, партии, механических мастерских, лабораторий, обслуживанию производственным транспортом каждого вида работ, трудовым и материальным затратам, по строительству временных зданий и сооружений, необходимых для выполнения работ, оптимальным срокам проведения каждого вида работ с расчетами затрат времени в соответствии со справочниками укрупненных сметных норм и единичными расценками с учетом поправочных коэффициентов. Определяются площади, занимаемые на время проведения геолого-разведочных работ земель колхозов, совхозов и др. землепользователей и затраты на их рекультивацию, излагаются мероприятия по технике безопасности.

К проекту составляются соответствующие чертежи, главными из которых являются: обзорная карта района работ, карта фактического материала ранее выполненных работ, геологическая, гидрогеологическая, карты с разрезами и стратиграфической колонкой, карта расположения проектных профилей, выработок и мест опытных работ, типовые и индивидуальные геологические и технологические разрезы проектных выработок, планы, разрезы или проекции по подсчету запасов полезных ископаемых. Для осуществления бурения опорных, параметрических и поисковых скважин на нефть и газ, а также первых трех разведочных скважин на новых площадях, впервые вводимых в разведку этих полезных ископаемых, разработа-

тывается индивидуальный технологический проект. Проектирование последующих разведочных скважин на указанных площадях при одинаковых условиях или отклонениях до 250 м от средней их глубины осуществляется по группе скважин. При этих условиях допускается использование проекта на одну или группу скважин для бурения последующих скважин. Проект перерабатывается, если в процессе его выполнения произошли изменения цели, способа и вида бурения. Объединение скважин по группам производится по общности цели бурения, проектной глубины, конструкции, условий проводки, способа и вида бурения, расположения стройплощадки.

Решение о проектировании бурения скважин на нефть и газ принимается на основе задания, выдаваемого титулодержателем. Задание содержит геолого-технический наряд, объем подготовительных работ, перечень необходимого оборудования, данные об источниках снабжения электроэнергией, водой и местными строительными материалами. В проекте кроме сведений, необходимых для обоснования П.г.р., приводится обоснование заложения скважин, условия бурения, возможные осложнения, объем и интервал отбора керна, параметры глинистого раствора, геофизических и исследовательских работ в скважинах; проектные решения по подготовительным работам, выбору бурового оборудования, буровых вышек и привышечных сооружений.

В проекте по группе скважин предусматривается передвижка действующих и строительство новых буровых вышек. Обосновываются типы применяемых турбобуров, расчеты количества глинистого раствора, утяжелителей, их плотности, влажности, хим. реагентов, наполнителей, необходимость в дополнительном количестве рабочих для приготовления глинистого раствора, не входящих в состав буровой бригады, расход долот по типам и размерам, обоснование конструкции скважин, расчет обсадных колонн, их длины и диаметра кондуктора, потребного цемента, воды и промывочной жидкости, способы испытания колонн на герметичность, описания оборудования устья скважины, устанавливаемого перед вскрытием нефтеносного или газоносного пласта, перечень операций по вскрытию пласта. Приводятся проектные решения по испытанию скважин на продуктивность, обосновывается продолжительность бурения скважин исходя из нормативных плановых скоростей бурения, мощность трубовертной базы, дальность перевозки грузов. При бурении скважин в море освещается район работ, метеорологичность морского пояса, расстояние от берега. К техническому проекту прилагаются геолого-технический на-



ряд, чертеж профиля скважин (для наклонных скважин), схема транспортных связей с указанием подъездных путей.

*Инструкция по составлению проектно-сметной документации на строительство нефтяных и газовых скважин. – М., 1964; Инструкция по составлению проектов и смет на геолого-разведочные работы. – М., 1986.*

*Г. П. Лобов.*

**Проектирование трубопроводов** – разработка комплексной технологической документации (проекта), содержащей технико-экономическое обоснования, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки и др. материалы, необходимые для строительства новых, а также расширения и реконструкции действующих объектов трубопроводного транспорта (нефти, газа, нефтепродуктов, угля и др.). Методология комплексного П.т. предусматривает максимальную автоматизацию проектных работ при строгой регламентации последовательности и содержания этапов проектирования в соответствии с Единой системой конструкторской документации. П.т. ведется специализированными проектными институтами на основании заданий на проектирование, утвержденных в установленном порядке соответствующим министерством, ведомством или Советом Министров республики.

П.т. включает комплекс геодезических, геологических и гидрологических исследований, а также сбор географических и экономических сведений, проводимых для разработки проекта трубопровода. Особое внимание уделяется изучению взаимодействия трубопроводов с окружающей средой при прокладке их в зоне многолетней мерзлоты и на морских пространствах. Разработка проектно-сметной документации (ПСД) предшествует выполнению схем развития соответствующего трубопроводного транспорта на перспективу (не менее чем на 15 лет), в которых определяются основные показатели трубопроводных систем, отдельных трубопроводов и отводов от них, обосновывается целесообразность проектирования, определяются расчетная стоимость и примерные сроки строительства. По схемам развития ведутся технико-экономические расчеты (ТЭР) и технико-экономическое обоснования (ТЭО), в которых определяется порядок разработки проектно-сметной документации: в две стадии – проект и рабочая документация или в одну стадию – рабочий проект (трубопроводы малой протяженности и производительности).

В ТЭО на строительство магистрального трубопровода выявляются потребности в топливе и химическом сырье на перспективу, определяется

зона снабжения, обосновывается объем перекачки, приводятся соображения о размещении головных и конечных пунктов трубопровода и пунктов путевого отбора продукта. При составлении ТЭО определяются основные параметры трубопровода (диаметр, рабочее давление, число перекачивающих станций), по укрупненным показателям – стоимость строительства, сопоставляются экономические показатели трубопровода с др. видами транспорта и с показателями передовых отечественных и зарубежных магистральных трубопроводов.

В соответствии с ТЭО выдается задание на проектирование, в котором указываются: назначение трубопровода; годовая пропускная способность с разбивкой по очередям строительства; для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов – перечень нефтей и нефтепродуктов, подлежащих последовательной перекачке, с указанием количества каждого сорта; характеристики всех подлежащих транспортировке продуктов; направление трубопровода (начальный, конечный, а в случае необходимости и промежуточные пункты), перечень пунктов путевого отбора или подкачки продуктов с указанием количеств по сортам; сроки начала и окончания строительства по очередям; сроки представления технической документации по стадиям проектирования; наименование проектировщика и генерального подрядчика. Задание на П.т. – основной исходный документ, и все положения, содержащиеся в нем, должны получить отражение в проекте. На стадии технического проекта производятся все необходимые изыскания, разрабатываются основные технические решения по проектируемым объектам и охране окружающей среды, организации строительства трубопровода, определяются общая стоимость строительства и обоснованные технико-экономические показатели.

Изыскания для разработки проекта строительства трубопроводов включают комплексное изучение природных условий р-на (участка) строительства трубопровода и получение материалов, необходимых для разработки экономичных и технически обоснованных решений при его проектировании и строительстве, а также данных для составления прогноза и изменения окружающей природной среды в результате строительства и эксплуатации трубопровода и сооружений, связанных с ним. К основным видам инженерных изысканий для строительства трубопроводов относятся: инженерно-геодезические, инженерно-геологические и инженерно-гидрологические. Изыскания проводят в 3 стадии: рекогносцировочные изыскания (при выборе трассы), предварительные (для разработки проекта), окончательные (для разработки рабочей документации). При изысканиях широко используются результаты аэрокосмических исследований и аэрофотосъемки. Для разработки рабочего проекта выполняются одностадийные изыскания. Основная задача рекогносцировочных изысканий –

уточнение в натуре вариантов трассы трубопровода, намеченных по картам, и обследование переходов через естественные и искусственные препятствия.

При выборе технических решений при П.т. должен быть обеспечен высокий уровень индустриализации строительства, широко использованы унифицированные и типовые проекты, компрессорные и насосные станции целесообразно проектировать в комплектно-блочном исполнении. При проектировании **МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ** учитываются гидрологические и гидробиологические условия акватории, широкий диапазон внешних воздействий, сложные условия работы, особенности их конструкций и технологии сооружения, жесткие требования к охране окружающей среды. Строительство **ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ** как сложных гидротехнических сооружений осуществляется по индивидуальным проектам.

В проекте организации строительства составляется схема движения комплексных технологических строительных потоков по объектам, распределяются объемы работ по строительным организациям, строятся графики оптимального обеспечения строительными материально-техническими ресурсами.

П.т. невозможно без учета вопросов охраны окружающей среды. Технология сооружения магистральных трубопроводов связана с неизбежными нарушениями поверхности в полосе строительства, срезки грунта на продольных и поперечных уклонах, расчисткой трассы от растительности; при строительстве подводных трубопроводов разрабатываются траншеи в береговой и русловой частях водоемов. Воздействия на окружающую среду в эксплуатационный период проявляются в течение более длительного времени в виде загрязнения грунтов вдоль трассы трубопровода и пересекаемых рек и водоемов. В соответствии с многочисленностью видов воздействия на объекты окружающей среды и их разнообразием комплекс инженерно-технических мероприятий по обеспечению сохранности окружающей среды основывается на результатах биологических, экономических и инженерно-технических исследований. Последние направлены на разработку таких конструкций трубопровода, технологии строительства и эксплуатации, средств механизации, при которых обеспечивается большая сохранность окружающей среды, способов ликвидации последствий сооружения трубопровода, методик прогнозирования возможного ущерба окружающей среде. Решение проблемы охраны окружающей среды при П.т. заключается в определении совокупности мероприятий, методов и средств, которые уменьшают и даже исключают полностью возможные

воздействия на окружающую среду и их последствия в процессе строительства и эксплуатации трубопроводов.

После рассмотрения технического проекта и сметной документации экспертной комиссией и их утверждения проектная организация приступает к составлению рабочих чертежей. Дирекция строящегося предприятия размещает заказы на оборудование и материалы, заключает договор с генеральным подрядчиком (одним или несколькими) на производство строительно-монтажных работ. Рабочие чертежи составляются в соответствии с утвержденным техническим проектом. Иногда допускаются отдельные отступления от проекта, направленные на улучшение его решений (замена устаревшего оборудования новым, использование более эффективных методов работ и т. п.), не вызывающие увеличения утвержденной сметной стоимости.

В процессе проектирования автоматизированных трубопроводных систем учитываются накопленный опыт сооружения и эксплуатации трубопроводных систем, большой объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, экспериментальных исследований, использование специального оборудования и аппаратуры. При этом выявляются и учитываются предельные условия работы трубопроводов, особенно в р-нах Крайнего Севера и Сибири, их прогнозирование и изменение в течение всего периода эксплуатации трубопроводной системы. При автоматизированном П.т. возможна широкая унификация и стандартизация элементов трубопроводных систем. Цель автоматизации П.т. – механизировать различные по содержанию поисковые, вычислительные и чертежные операции, сопровождающие процесс проектирования трубопроводной системы и объединить их в автоматизированный управляемый процесс в соответствии с имеющимся опытом проектирования аналогичных систем.

Система автоматизированного проектирования магистральных трубопроводов реализуется в виде наборов технологических линий проектирования (ТЛП). Для магистральных трубопроводов приняты следующие ТЛП: синтез структуры и составление моделей; выбор трассы и основных технологических параметров; инженерного изыскания; проектирование линейной части компрессорных станций, а также вспомогательных сооружений; расчет и выпуск смет.

Используется также ряд однотипных проектных операций, выполняемых по одним и тем же правилам и нормам для различных типов проектируемых объектов подготовки, транспорта и переработки газа: по обработке материалов инженерных изысканий; телемеханизации и автоматизации; конструированию внутрутренних трубопроводных коммуникаций и прочностные расчеты; электроснабжению и электрооборудованию; расчету тепловых сетей, отоплению и вентиляции, по защите окружающей

среды, связи и сигнализации, архитектурно-строительным решениям, проектированию автодорог. Для каждого конкретного магистрального газопровода составляются и увязываются сетевые графики П.т.

Эффективность применения систем автоматизированного П.т. достигается за счет повышения качества проектной документации, выбора рациональных вариантов из более широкого диапазона возможных к реализации, сокращения сроков проектирования, лучшей организации труда и повышения производительности труда проектировщиков, большей точности технико-экономических показателей.

*Выбор оптимальных трасс магистральных нефтепродуктопроводов. – М., 1974; Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М., 1978.*

*Е. И. Яковлев.*

**Промывка скважин** – циркуляция (непрерывная или периодическая) промывочного агента (газа, пены, воды, бурового раствора) при бурении с целью очистки забоя от выбуренной породы (шлама) и транспортирования ее на поверхность или к шламособорникам, передачи энергии забойным двигателям, охлаждения и смазки породоразрушающего инструмента. При роторном бурении в мягких и средних породах за счет действия промывочного агента (при скорости истечения жидкости 200–250 м/с) достигается также гидромониторное разрушение пород на забое.

Различают общую прямую, общую обратную, призабойную (местную) и комбинированную схемы циркуляции. При общей прямой циркуляции буровой раствор подается насосами из емкости через гибкий шланг, вертлюг и ведущую трубу в бурильную колонну; затем он проходит через гидравлический двигатель и насадки долота, очищает забой и транспортирует шлам вверх по кольцевому каналу между бурильной колонной и стенкой скважины (или обсадной трубы). На поверхности буровой раствор поступает в систему очистки, где последовательно проходит через желоба, вибросита, отстойники, вспомогательные насосы, гидроциклоны и центрифуги. При бурении в твердых непроницаемых породах, в верхних и средних интервалах разреза система очистки упрощается – используется меньшее кол-во очистных агрегатов.

Общая обратная циркуляция применяется в тех случаях, когда очистка забоя и транспортировка шлама невозможны из-за недостаточной мощности насосов, увеличенного диаметра скважины, а также при бурении шахтных стволов. При общей обратной циркуляции промывочный агент поступает на забой по кольцевому пространству между стенкой скважины (обсадной колонной) и бурильными трубами и обогащенный шламом воз-

вращается по бурильным трубам на поверхность к очистным устройствам и насосу. Высокие скорости восходящего потока обеспечивают ГИДРО-ТРАНСПОРТ КЕРНА и вынос тяжелого шлама. При герметизированном устье циркуляция обеспечивается буровым насосом, нагнетающим промывочный агент в скважину. Основные недостатки общей обратной П.с: невозможность использования забойных двигателей, забивание каналов породоразрушающего инструмента, необходимость герметизации устья скважины, возможность возникновения гидроразрыва пластов из-за высоких давлений. Для снижения недостатков в большинстве случаев для обратной циркуляции используется эрлифт. Для этого в бурильную колонну через трубы малого диаметра (воздушные трубы) по отдельной магистрали нагнетается сжатый воздух, который аэрирует буровой раствор в кольцевом пространстве между воздушной и бурильной трубами и подает его через пульпоотводящий тройник и сливной патрубок в отстойник и далее самотеком снова в скважину. В мелких, главным образом водозаборных, скважинах обратная циркуляция осуществляется с помощью вакуумного насоса. Обратная циркуляция по сравнению с прямой характеризуется более высокой скоростью восходящего потока, возможностью увеличения диаметра скважин при надежной гидровыдаче крупнокусковой разрушенной породы, лучшей очисткой забоя, повышенным выходом керна и возможностью его непрерывной подачи на поверхность.

При наличии в геологическом разрезе сильно поглощающих пластов используется призабойная (местная) циркуляция. Циркуляция бурового раствора осуществляется с помощью погружного насоса с электрическим или механическим приводом, выбуренная порода скапливается в шламуловителях, включенных в компоновку бурильной колонны. Комбинированная циркуляция проводится по различным схемам. Для повышения выхода и качества керна используется энергия нагнетаемого с поверхности по колонне бурильных труб промывочного агента, создающего местную, как правило, обратную циркуляцию. При этом применяют пакерные, эжекторные и эрлифтные устройства, а также различные погружные насосы.

При двойной (совмещенной) комбинированной циркуляции, используемой при бурении шахтных стволов, буровой раствор подается в ствол скважины самотеком и одновременно в бурильную колонну буровым насосом. При этом бурильная колонна имеет не менее 3 отдельных каналов, по одному из которых раствор подается за забой, по второму подается сжатый воздух для эрлифта, по третьему поднимается пульпа. Такая промывка обеспечивает качественную очистку забоя и хорошее охлаждение породоразрушающего инструмента. В схеме совмещенной циркуляции в качестве обратного канала может использоваться нижняя часть опере-

жающей скважины малого диаметра, пробуренной на проектную глубину и соединенной у забоя со специальной эрлифтовой скважиной. Для расширения верхней части опережающей скважины применяют турбобуры, работу которых обеспечивает прямая циркуляция промывочного агента. Крупный шлам оседает в забое опережающей скважины, а остальной выносятся через эрлифтную скважину. При значительном диаметре форшахты скорость восходящего потока прямой циркуляции в ней резко падает и крупные фракции породы, поднявшиеся с забоя опережающей скважины до форшахты, далее на поверхность подняться не могут. Для их подъема в форшахте монтируется эрлифт, не совмещенный с колоннами бурильных и обсадных труб опережающей скважины.

При П.с. возможны потери промывочного агента за счет частичного или полного поглощения пластами. Иногда при внезапном вскрытии крупных трещин или каверн наблюдаются катастрофические потери бурового раствора, что обычно заканчивается аварией. Процесс П.с. также нарушается при интенсивном поступлении в скважину пластовых вод и при газовых выбросах.

Управление процессом П.с. при заданных конструкции скважины и определенных геолого-технических условиях осуществляется изменением свойств промывочного агента и режима его циркуляции. В общем случае регулируемые параметрами, определяющими выбор оборудования, служат плотность и реологические свойства промывочного агента; расход и подача насосов, определяющих скорость восходящего потока; гидравлическая мощность, срабатываемая на долоте и турбобуре; дифференциальное давление на забое и т. п. См. также БУРОВОЙ РАСТВОР.

*Булатов А. И., Проселков Ю. М., Рябченко В. И. Технология промывки скважин. – М., 1981; Качан В. Г., Купчинский М. А. – Бурение шахтных стволов и скважин. – М., 1984.*

*В. И. Рябченко, Л. И. Щеголевский.*

**Промывочная жидкость** – жидкость (глинистый раствор с разными характеристиками, безглинистая жидкость, жидкость на нефтяной основе и др.) изготавливаемая по рецептуре, корректируемой в процессе бурения, обеспечивающая наиболее эффективную проводку скважины в целом и наилучшее вскрытие продуктивных пластов в данных геологических условиях, выполняющая следующие основные функции: вынос выбуренной породы и удержание её во взвешенном состоянии при прекращении циркуляции; размыв породы на забое скважины; охлаждение долота; предотвращение поступления в скважину газа, нефти, воды из пластов при бурении; сохранение устойчивости стенок скважины; обеспечение воз-

возможности каротажа скважины; вращение долота при турбинном бурении и др. (СГН, 1958; СГН, 1971; СИБ, 1973 и др.).

**Промысловая геофизика** – геофизические исследования в скважинах, проводящиеся с целью поиска, разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. При решении задач П.г. применяется комплекс геофизических исследований в скважинах, включающий **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ** (боковое каротажное зондирование, микрокаротаж, боковой микрокаротаж и др.), **электромагнитный каротаж (ИНДУКЦИОННЫЙ КАРОТАЖ, диэлектрический и др. виды), РАДИОАКТИВНЫЙ КАРОТАЖ** (нейтронный, гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и др.), **АКУСТИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ** и **ГАЗОВЫЙ КАРОТАЖ**, а также опробование пластов, отбор образцов пород из стенок скважин (сверлящими и стреляющими грунтоносами), измерения диаметра скважины и др. Используются также новые методы геофизических исследований геологических разрезов нефтяных и газовых скважин: ядерно-магнитный, гидродинамический каротаж (определение пластового давления в различных точках пласта) и др. Для различных геологических условий (песчано-глинистый или карбонатный разрез, разные типы коллекторов и т. п.) и разных нефтегазоносных провинций разработаны и применяются отдельные типовые и обязательные комплексы. Для уточнения интерпретации данных П.г. используют данные петрофизических исследований образцов керна. Поскольку промыслово-геофизические исследования проводятся в сложных условиях (высокие давления, температура и др.), то применяемая скважинная аппаратура обладает высокой термобаростойкостью (до 200 °С и 150 МПа). Для оперативности работ одновременно используется комплекс геофизических методов и ведется многоканальная регистрация. Технология ориентирована на цифровые способы измерения и регистрации, а также на компьютеризацию этих процессов. Для оптимизации бурения скважин применяется компьютеризованная технология геофизических измерений в процессе проходки скважины в комплексе с измерениями параметров бурения (скорость вращения долота, давление на забой и т. п.).

Методами П.г. при оперативной оценке нефтяных и газовых скважин выделяются пласты-коллекторы и прогнозируется их нефтегазоносность. При подсчете запасов нефти и газа по данным П.г. определяются так называемые подсчётные параметры нефтегазоносных пластов (эффективная мощность, коэффициент пористости и нефте- или газонасыщенности, положение ВНК и ГВК), проводится корреляция разрезов. В процессе разработки месторождений нефти и газа данные П.г. используются для контроля положения ВНК (или ГВК) и контуров нефтегазоносности, те-



кущей нефте- или газонасыщенности эксплуатируемых пластов и их дебитов, а также для определения типа флюида в скважине, направления его движения и др. Данные П.г. применяются также для определения технического состояния скважин в процессе бурения (измерение диаметра и угла наклона скважин), их испытаний и контроля разработки (оценка качества цементирования и герметичности колонн, определение мест притока и раздела флюидов в скважине и т. д.).

*Комаров С. Г. Геофизические исследования скважин. 2 изд. – М., 1973; Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. – М., 1981; Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин 2 изд. – М., 1982; Геофизические методы исследования скважин. – М., 1983 (Справочник геофизика); Сохранов Н. Н., Аксельрод С. М. Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. – М., 1984; Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений. – М., 1987.*

*Н. Н. Сохранов.*

**Промысловая гидрогеология, нефтегазопромысловая гидрогеология** – раздел гидрогеологии, включающий гидрогеологические наблюдения и исследования подземных вод в связи с разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений. Основные задачи П.г. при разведке нефтяных и газовых месторождений: прогнозирование условий разбуривания, вскрытия и испытания пластов; определение положения газожидкостных контактов; определение запасов водорастворенных газов и выявление гидравлической взаимосвязи горизонтов в пределах месторождения. Основным исходным материалом для этих исследований получают при опробовании нефтегазоносных и водоносных горизонтов, включающем определение забойного и устьевого давлений, статического и динамического уровней, температуры на забое, отбор глубинных проб вод.

При разработке месторождений нефти и газа данные П.г. используются для прогнозирования режимов разработки; оценки различных вод для закачки в нефтяные пласты, прогнозирования солеотложения и коррозии; контроля за обводнением скважин и залежей газа и нефти; прогнозирования мер по охране окружающей среды. Для решения этих задач определяют содержание и минерализацию вод в общей продукции, проводят периодические замеры уровней (давлений), ведут гидрогеохимические исследования. По результатам наблюдений составляют различные разрезы,

профили, карты и графики. Гидрохимические карты отдельных горизонтов позволяют определять зависимость состава подземных вод от геологического строения, нефтегазонасности и способа разработки, а также проследить изменения состава во времени. Для решения важнейшей задачи П.г., связанной с прогнозом, профилактикой и ликвидацией солеотложения и коррозии, проводят химический анализ пород, слагающих стенки скважин, закачиваемых пластовых и внутриконтурных вод, моделируют их взаимодействия, рассчитывают способность вод и их смесей к осаждению и выделению различных компонентов. Для гидрогеохимического контроля при обводнении газовых скважин и залежей определяют различия состава пластовых законтурных и внутриконтурных (конденсационных) вод, при разработке залежей нефти с заводнением – пропорции смешивающихся вод в составе смесей. Определения ведутся с использованием графических приемов (по А. Н. Огильви, А. Р. Ахундову и др.).

*Гаттенбергер Ю. П., Дьяконов В. П. Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. – М., 1979; Карцев А. А., Никаноров А. М. Нефтегазопромысловая гидрогеология. – М., 1983; Гаджи-Касумов, А. С. Карцев А. А. Нефтегазопромысловая геохимия. – М., 1984.*

**Промысловый трубопровод** – система технологических трубопроводов для транспортирования нефти, конденсата, газа, воды на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях. Подразделяются: по назначению – нефтяные, газовые, нефтегазовые и водопроводы; по величине рабочего давления – высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6 МПа) и низкого (0,6 МПа); по способу прокладки – подземные, надземные, наземные, подводные; по гидравлической схеме работы – простые, не имеющие ответвлений, и сложные – с ответвлениями, к последним относятся также замкнутые (кольцевые) трубопроводы, по характеру напора – напорные и безнапорные. Различают П.т. с полным заполнением сечения трубы жидкостью (напорные) и с неполным заполнением сечения трубы жидкостью, которые могут быть как безнапорными, так и напорными.

П.т. на нефтяных месторождениях (промысловые нефтепроводы) подразделяются на выкидные линии, нефтяные сборные коллекторы, промысловые газопроводы для сбора нефти и газа, промысловые ингибиторопроводы, промысловые водопроводы.

Выкидные линии служат для транспортировки нефти и ее примесей от скважины до групповой замерной установки. Диаметр выкидных линий

в зависимости от дебита скважин 75–150 мм, протяженность определяется технико-экономическими расчетами и может достигать 4 км и более.

Нефтяные сборные коллекторы прокладываются для транспортировки нефти от групповой замерной установки до дожимной насосной станции или до установки подготовки нефти. Диаметр нефтяных сборных коллекторов 100–350 мм, протяженность достигает 10 км и более.

Различают нефтепроводы самотечные (нефть движется под действием гравитационных сил, обусловленных разностью вертикальных отметок в начале и конце трубопровода), напорно-самотечные (в нефтепроводе движется только нефть, газовая фаза отсутствует) и свободно-самотечные, или безнапорные (нефть и газ движутся раздельно). В промышленной практике часто встречаются самотечные П.т., в которых присутствуют одновременно свободно-самотечные и напорно-самотечные участки.

Увеличение пропускной способности нефтяных сборных коллекторов, вызванное подключением новых или увеличением производительности старых скважин, достигается уменьшением вязкости перекачиваемой нефти путем ее подогрева; вводом в поток обводненной нефти ПАВ; прокладкой параллельного нефтяного коллектора (лупинга); параллельным подключением дополнительного насоса к основному.

Промысловые газопроводы для сбора нефтяного газа – газопроводы, работающие при давлении газа выше атмосферного, и вакуумные газопроводы. В 80-х годах 20 века повсеместно перешли на сооружение герметизированных напорных систем нефтегазосбора (вакуумные газопроводы на новых месторождениях не проектируют). По назначению промысловые газопроводы для сбора нефтяного газа подразделяют на подводящие газопроводы (аналогичны выкидным линиям промысловых нефтепроводов), сборные коллекторы (аналогичны нефтяным сборным коллекторам) и нагнетательные газопроводы. Форма газосборного коллектора зависит от конфигурации площади месторождения, размеров залежи и размещения групповых замерных установок или дожимных насосных станций. Газосборная система на нефтяном промысле называется в соответствии с формой газосборного коллектора: линейной (коллектор представляет собой одну линию), лучевой (коллекторы сходятся в виде лучей к единому пункту) и кольцевой (коллектор огибает всю площадь нефтяной структуры в виде кольца; для большей надежности работы и большей маневренности в кольцевом коллекторе делают одну или две перемычки). Нагнетательные газопроводы служат для нагнетания газа от компрессорных станций в газовую шапку месторождения с целью поддержания пластового давления

и продления срока фонтанной эксплуатации нефтяных скважин; для подачи газа через газораспределительные будки к устьям скважин, эксплуатируемых компрессорным способом; для транспортировки газа на газоперерабатывающие заводы или газофракционирующие установки потребителей.

Промысловые ингибиторопроводы служат для подачи ингибиторов и др. химических реагентов в скважины и на другие объекты обустройства нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений.

Промысловые водопроводы предназначены для подачи воды к нагнетательным скважинам с целью поддержания пластового давления и для сбора пластовых вод, добытых вместе с нефтью, в водоносные горизонты. Подразделяются на магистральные, начинающиеся у насосных станций второго подъема; подводящие, соединяющие магистральные водопроводы с кустовыми насосными станциями; разводящие, соединяющие кустовые насосные станции с нагнетательными скважинами.

*Дубнов Л. В., Бахаревич Н. С., Романов А. И. Промышленные взрывчатые вещества. 2 изд. – М., 1982.*

**Промышленные запасы** – извлекаемые запасы залежи (месторождения, нефтегазоносного района, области, провинции) категорий А+В+С<sub>1</sub>, учтенные ГКЗ и принятые на баланс.

**Проницаемость как обобщённое понятие.** На большей части нефтяных месторождений течение газа и нефти сквозь пористые пласты в процессе эксплуатации происходит на каком-то отрезке времени совместно. Течение нефти и выход ее из пласта в скважину тесно связаны с присутствием и движением свободного газа в породе. При снижении давления на забое скважины в процессе пуска ее в эксплуатацию в пласте создаются градиенты давления, дающие начало непосредственному течению нефти по направлению к стволу скважины. Если в продуктивном пласте нет выделения газа или отсутствует подвижная масса краевой воды, замещающей нефть, извлекаемую из пласта, то пластовое давление и текущий дебит скважины падают с исключительной быстротой. В этом случае суммарная нефтедобыча обусловлена только расширением нефти и 'погребенной воды в пласте в результате падения давления. Так как сжимаемость сырых нефтей равна примерно  $10^{-4}$  на атмосферу, то коллектор при начальном давлении 200 ат отдал бы только около 2% объема первоначально находившейся в нем нефти к моменту полного истощения, если допустить, что нефть не содержала растворенного газа. Это означало бы, что из пласта пористостью 25% и насыщенного на 20% связанной водой можно взять около  $41 \text{ м}^3$  нефти

на 1 га/м. Отсюда добычу 300–800 м<sup>3</sup>/гам, получаемую на практике, нельзя объяснить результатом расширения лишь сжатой под давлением пластовой нефти. Поступление вместе с последней больших объемов газа, превосходящих количество растворенного в нефти, показывает, что природный газ часто играет важную роль в нефтеотдаче пласта.

Когда нефть при пластовом давлении насыщена первоначально газом, то с падением давления газ по необходимости начнёт выделяться из раствора внутри пласта при существовании равновесного состояния в последнем.

Расширение связанной воды вызывает вытеснение порядка 10% по сравнению с нефтью.

Сосуществование двух фаз в пористой среде – газа и нефти или нефти и воды – не устраняет понятия *течение однородной жидкости*. Продуктивные пласты, разрабатываемые при давлениях выше точки насыщения, могут рассматриваться как системы с однородной жидкостью, даже если они содержат 10–30% связанной воды. Это справедливо и для пластов, дающих свободный газ. В этих случаях связанная вода в пределах нефтеносной площади неподвижна, так что в системе существует только одна подвижная фаза.

С формальной стороны аналитическое уравнение, описывающее движение подвижной фазы, остается тем же, что и в отсутствие неподвижной фазы, но в нем имеется числовой коэффициент, учитывающий влияние наличия неподвижной фазы. Этим коэффициентом оценивается изменение проницаемости пористой среды для подвижной фазы. До сих пор проницаемость рассматривалась как величина, характеризующая фильтрационную способность твердой фазы, где жидкая фаза занимает все пространство ее эффективной пористости. Если часть этого пространства занята другой фазой, то ясно, что сопротивление течению подвижной фазы усиливается, т. е. проницаемость для этой жидкости становится меньше. Уменьшение проницаемости для однородной жидкости, очевидно, зависит от количества присутствующей неподвижной фазы. Если неподвижная фаза омачивает внутренние твердые стенки пор и стремится концентрироваться в капиллярах и в остроугольных микротрещинах, то изменение проницаемости будет иным, чем в том случае, когда эта неподвижная фаза является несмачивающей породу и распределяется отдельными участками, занимая центральные области индивидуальных пор.

Если нефтеносная порода содержит более одной жидкой фазы, то развитое выше понятие проницаемости должно быть уточнено. Ее уже нельзя рассматривать как неизменную величину, полностью определяемую природой и структурой породы.

Надо учесть, что на величину проницаемости (в отношении подвижной фазы) оказывает влияние присутствие других жидкостей в пустотах породы, даже если они и остаются неподвижными. Необходимо также отметить, что влияние неподвижной фазы на проницаемость меняется с ее природой, распределением и количеством. Когда в пористой среде присутствуют несколько жидких фаз, термин «проницаемость» должен быть связан с отдельными фазами.

*Динамические основы теории течения неоднородных жидкостей пропускной способности для однофазной или однородной жидкости.* Эта физическая абсолютная проницаемость не зависит от природы жидкости, пока последняя не взаимодействует с пористой средой. По отношению к сложной системе пористой среды и насыщающих ее жидкостей пропускная способность среды должна выражаться проницаемостью для отдельных наличных жидких фаз. Ее абсолютные значения можно обозначить как «эффективные» проницаемости. Более удобно их «можно выразить в долях абсолютной проницаемости, т. е. как «относительные» проницаемости. Так, например, если порода с проницаемостью для однородной жидкости 500 миллидарси, содержащая 20% связанной воды, выдает безводную нефть с дебитом, соответствующим проницаемости 400 миллидарси, можно считать, что относительная проницаемость для воды равна нулю, а для нефти 80% или что эффективная проницаемость породы для воды равна нулю, а для нефти 400 миллидарси. Если из продуктивной зоны с проницаемостью 500 миллидарси получают свободный газ и нефть, а проницаемости рассчитаны для каждой фазы так, будто только одна из них протекает сквозь породу, то при эффективных проницаемостях 200 миллидарси для газа и 50 миллидарси для нефти относительные проницаемости будут 40% для газа и 10% для нефти. Можно дать этим явлениям иное физическое объяснение, если принять, что пористая среда имеет как бы «местную» структуру, определяемую распределением насыщения жидкости, наложенную на ее зернистую структуру. Если последняя характеризует проницаемость для однородной жидкости, т. е. абсолютную проницаемость, то первая будет определять проницаемости для отдельных фаз гетерогенной жидкости, т. е. эффективные или относительные проницаемости. Отсюда пористой среде можно приписать ряд местных проницаемостей, изменяющихся от точки к точке, а также во времени, в соответствии с изменениями в местном объемном распределении жидкостей. Если бы распределение жидкостей было постоянным по всей среде, можно было бы рассматривать все сложные движения жидкостей в породе как «параллельное» наложение отдельных систем однородных жидкостей с проницаемостями породы для отдельных фаз, пересчитанными из значения аб-

солютной проницаемости при помощи некоторых постоянных коэффициентов. При этом оказывается, что единственное свойство, требующее обобщенной трактовки многофазных систем, – это изменчивость в распределении фаз по мере продвижения жидкости по ее макроскопическим путям. Тогда местные проницаемости для отдельных фаз становятся переменными, если даже абсолютная проницаемость породы однородна, и их изменения вместе с изменениями в фазовом насыщении породы должны определяться одновременно с распределением давления и скоростей в системе. Отсюда пористая среда в роли носителя гетерогенной или многофазной жидкости характеризуется рядом зависимостей.

Более полную информацию о проницаемости пород можно найти в книге. *М. Маскета. Физические основы технологии добычи нефти.* – М., Ижевск: ИКИ, 2004.

**Проницаемость** – это свойство горной породы пропускать через себя нефть, воду и газ. В международной системе (СИ) за единицу проницаемости ( $1 \text{ м}^2$ ) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью поперечного сечения  $1 \text{ м}^2$  и длиной  $1 \text{ м}$  при перепаде давлений  $1 \text{ Па}$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ Па}\cdot\text{с}$  составляет  $1 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Проницаемость определяется по образцам кернов в лабораторных условиях по формуле

$$K = \frac{Q\mu L}{F\Delta P},$$

где  $Q$  – объемный расход жидкости;  $\mu$  – вязкость жидкости;  $L$  – длина образца;  $F$  – площадь поперечного сечения образца;  $\Delta P$  – разность давлений.

Проницаемость может определяться также гидродинамическими и промыслово-геофизическими методами.

Проницаемость выражается в  $\text{м}^2$ .

Различают абсолютную, фазовую и фазовую относительную проницаемость.

**Проницаемость породы** – способность пропускать через себя жидкости и газы (при наличии перепада давления. Проницаемость нефтенасыщенных пород характеризует свойство коллектора отдавать, пропускать через себя нефть, воду или газ.

Проницаемость зависит главным образом от геометрической характеристики пористой среды (размера и формы поровых каналов, их протяженности, сообщаемости между собой и др.) и практически не зависит

от природы жидкости, если между жидкостью и пористой средой отсутствует физико-химическое взаимодействие. В некоторых случаях, как показали исследования, проницаемость породы заметно уменьшается с течением времени при длительном пропускании через один и тот же образец любой однородной жидкости. Это объясняется различными физико-химическими явлениями, которые сопровождают движение жидкости через породу. К этим явлениям относится гидратация и разбухание некоторых частиц породы (в случае пресной воды), адсорбирование породой твердых частиц (особенно для нефти) и др. Некоторые исследователи считают, что проницаемость зависит от вязкости нефти.

Между проницаемостью и пористостью прямой зависимости нет. Например, глины обычно являются практически непроницаемыми для жидкости газа и вместе с тем они иногда имеют высокую пористость. Известняки и песчаники, которые иногда обладают низкой пористостью (5–7%), одновременно являются хорошо проницаемыми коллекторами.

Однако косвенная связь между проницаемостью и пористостью есть. Например, любое вещество, обладающее проницаемостью, в той или иной мере является пористым.

Как правило, проницаемость вдоль напластования пород больше, чем поперек напластования. Проницаемость пластов по площади обычно не одинакова.

*Н. С. Бахаревич.*

**Прострелочно-взрывные работы** – взрывные работы разного назначения, выполняемые в глубоких скважинах с использованием порохов, бризантных и других ВВ. С помощью взрыва ликвидируют аварии, проводят восстановление циркуляции, развинчивание, встряхивание, обрыв и перерезание буровой колонны, разрушение для последующего извлечения, а в некоторых случаях и извлечение металла, аварийно оставленного в скважине, профилактику прихватов и др. операции, часто весьма индивидуальные. Стреляющими ГРУНТОНОСАМИ отбирают из стенок ствола образцы горных пород, необходимые для изучения разреза. С использованием ВЗРЫВНЫХ ПАКЕРОВ выполняют разобщение пластов для поинтервального их испытания, изоляцию подошвенных вод и обводненных горизонтов (в т. ч. со спуском оборудования через насосно-компрессорные трубы), ремонтные работы и др. операции, обеспечивая существенную экономию трудовых затрат и средств по сравнению с методами выполнения подобных работ без использования взрыва. Массовое применение имеет ПЕРФОРАЦИЯ СКВАЖИН.

Важное значение при П.-в.р. имеет использование ВВ для интенсификации добычи нефти и газа. Применение небольших зарядов (торпед



ТДШ) позволяет безопасно разрушать осадки, отлагающиеся на фильтре и в прифильтровой зоне в ходе строительства и эксплуатации скважины (см. ТОРПЕДИРОВАНИЕ СКВАЖИН).

В отечественной практике разработан и успешно используется метод разрыва пласта пороховыми генераторами давления и в несколько измененном технологическом оформлении метод термогазохимической обработки скважины. В обоих случаях применяют пороха в режиме горения. При сгорании порохового заряда в скважине (в зоне заряда) возникает давление, превышающее гидростатическое и даже горное, и продукты горения, раскрывая трещины и каналы в породе, устремляются в них. Остаточная деформация породы в сочетании с реакцией активных продуктов сгорания с компонентами коллектора и тепловым воздействием препятствуют закрытию трещин после снятия давления, способствуя увеличению дебита скважины.

Наметилась тенденция к расширению использования других взрывных или близких к взрыву процессов для работ в скважинах. К ним, в частности, относится использование эффектов физического взрыва (выхлоп сжатого газа) электрического разряда, применение эффекта «взрыва внутрь» и др. Расширение круга используемых процессов позволило, например, создать оборудование, работающее в циклическом режиме для воздействия на фильтр и фильтровую зону.

Для обеспечения этих работ разработан обширный ассортимент прострелочно-взрывной аппаратуры, средств взрывания, спец. ВВ (термостойкие взрывчатые материалы), обеспечивающий выполнение работ в широком диапазоне температур и давлений в скважинах, например, в сверхглубоких, где давление и температура достигают соответственно 250 °С и 150 МПа.

*Прострелочные и взрывные работы в скважинах. 2 изд. – М., 1980.*

*С. А. Ловля.*

**Противовыбросовое оборудование** – блок устройств, предназначенных для герметизации устья скважины. Входит в состав бурового оборудования. Используется для предотвращения открытых выбросов и фонтанов нефти и газа, возникающих при бурении, испытании, опробовании и освоении скважин в результате АНОМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ.

П.о. включает превенторы, герметизирующие устье скважины; манифольды, предназначенные для обвязки превенторов с целью воздействия на скважину; системы дистанционного управления превенторами и задвижками манифольда. При бурении нефтяных и газовых скважин приме-

няют плащечные, универсальные и вращающиеся превенторы. Над колонной головкой, связывающей наружные концы спущенных в скважину колонн обсадных труб, устанавливают 2 плащечных превентора, снабжённых парными трубными и глухими плашками. При возникновении опасности фонтанирования, под давлением нагнетаемой в гидроцилиндры превентора жидкости либо посредством штурвалов, плашки перемещаются во встречном направлении и перекрывают устье скважины, закрывая выход нефти и газа. Превентор с трубными плашками используется для герметизации кольцевого пространства между обсадной колонной и бурильными трубами. Второй превентор, снабжённый глухими плашками, используется при отсутствии бурильных труб в скважине.

Универсальный превентор устанавливается над плащечными превенторами. Резинометаллическая манжета универсального превентора посредством конического плунжера, перемещающегося под давлением нагнетаемой жидкости, обжимается и перекрывает ствол скважины при наличии и отсутствии бурильной колонны. Универсальный превентор в отличие от плащечного позволяет протаскивать вверх и вниз инструмент, находящийся в скважине, не нарушая при этом ее герметичности. Вращающийся превентор устанавливают над универсальным и используют при вращении и расхаживании бурильной колонны. Самоуплотняющаяся резинометаллическая манжета устанавливается на нижнем конце ствола, вращающегося на подшипниках превентора. Ввиду технических и технологических сложностей, возникающих при бурении скважин с аномально высоким пластовым давлением, вращающиеся превенторы используются в редких случаях. Манифольд состоит из линии глушения фонтанов, по которой производится закачка в скважину утяжеленного раствора, и линии дросселирования, используемой для восстановления равновесия гидростатического и пластового давлений. Управление превенторами и задвижками манифольда осуществляется посредством гидравлических и механических приводов с основного и вспомогательного пультов, расположенных на безопасном расстоянии от устья скважины. Наличие 2 заблокированных пультов обеспечивает необходимую надежность системы управления П.о.

Состав, основные параметры и типовые схемы монтажа противовыбросового оборудования регламентируются ГОСТом. Наиболее распространенной является трехпревенторная схема с 2 линиями манифольда.

*Р. А. Баграмов.*

**Противовыбросовое оборудование** – устройство, обеспечивающее герметизацию устья скважины при нефтегазопроявлениях в процессе бурения.

**Прочно связанная вода** – внутренний слой физически связанной воды – вода плотностью больше единицы, находящаяся в виде пленок на поверхности частиц породы, удерживаемая очень большими силами (не удаляемая из образца под действием центробежной силы с ускорением, в 70 тысяч раз превосходящим ускорение силы тяжести), не замерзающая до температуры минус 78 °С (А. А. Маккавеев, 1971).

– Вода, которая образует на поверхности минеральных частиц слой толщиной в несколько молекул, удерживаемая давлением до 1000 МПа и по своим свойствам близка к твердому телу, с температурой плавления 78 °С (Г.М.Сухарев, 1979).

**Пьезометрическая высота** – высота, на которую поднимается вода над данной точкой потока под влиянием гидростатического давления в этой точке (А. И. Силин, Бекчурин, 1958).

**Пьезометрическая скважина** – скважина в законтурной или приконтурной части залежи, оборудованная пьезографом, для постоянного замера и регистрации уровня жидкости в ней и определения пластового давления по высоте столба воды (близк.: В. М. Муравьев, 1977).

– Скважина, выделенная для непрерывной регистрации изменения пластового давления обычно из числа разведочных, попавших в законтурную (водяную) часть пласта или в газовую шапку, либо из числа обводнившихся, исследования которой позволяют уточнить карту изобар и получить данные для суждения о некоторых свойствах пласта в законтурной области (М. И. Максимов, 1975; близк.: М. А. Жданов, 1970).

– Скважина, вскрывающая продуктивный пласт в пределах его водонасыщенной части и предназначенная для наблюдения за снижением уровня законтурной или подошвенной воды, из числа разведочных приконтурных и законтурных или обводнившихся вследствие продвижения воды в залежь добывающих скважин или пробуренная специально на крупном газовом месторождении (ПРГГМ, 1971).

**Пьезометрия** – процесс непрерывной регистрации положения уровня жидкости в «непереливающихся» скважинах с целью контроля за поведением пластового давления или непосредственного наблюдения за пластовым давлением.

# Р

**Рабочий агент** – нагнетаемый в пласт агент (вода, воздух, газ и др.), перемещающий оторочку другого (вытесняющего) агента (пара, растворителя, воды с химическими добавками и др.) или одновременно выполняющий вытесняющие и проталкивающие функции.

**Равномерная сетка скважин** – расположение скважин основного фонда по треугольной или квадратной сетке, рекомендуемой для залежей, подстилаемых водой, сводовых нефтегазовых залежей, при низкой продуктивности залежей и т. д. (М. И. Максимов, 1975).

**Радиоактивный каротаж** – комплекс ядерно-физических методов изучения состава и строения горных пород, слагающих стенки скважин, а также контроля за техническим состоянием скважин. В соответствии с видом регистрируемого излучения различают разновидности гамма-каротажа и нейтронного каротажа. Методы гамма-каротажа основаны на измерении интенсивности  $\gamma$ -излучения, обусловленного естественной  $\gamma$ -радиоактивностью пород (ГАММА-КАРОТАЖ), и вторичного излучения (ГАММА-ГАММА-КАРОТАЖ) или нейтронного излучения (ГАММА-НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ), возникающих в породах при облучении их источниками  $\gamma$ -квантов. Методами НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА регистрируют параметры многократно рассеянных тепловых и надтепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в г.п. быстрых нейтронов (нейтрон-нейтронный каротаж) или  $\gamma$ -квантов, возникающих при захвате медленных нейтронов в г.п. (нейтронный гамма-каротаж).

При проведении Р.к. применяют скважинный прибор, в котором размещаются детекторы нейтронов или гамма-излучения (интегрального или спектрометрического типа), для регистрации вызванной активности в скважинную аппаратуру помещают также источники нейтронов или гамма-квантов. Сигналы детекторов передаются по кабелю на поверхность на каротажную станцию, где они регистрируются. Р.к. входит в обязатель-

ный комплекс методов поисков, разведки и контроля разработки месторождений (в т. ч. в скважинах, обсаженных стальными трубами).

Методы гамма-каротажа широко используются для поисков и разведки радиоактивных руд, калийного и фосфатного сырья, характеризующихся повышенной радиоактивностью, а также при разведке нефтегазоносных и угольных пластов. Гамма-гамма каротаж применяют для изучения плотности горных пород, определения содержания в них тяжелых элементов, а также состояния цемента в затрубном пространстве. Методы нейтронного каротажа дают важную информацию о содержании в пластах таких элементов, как водород, хлор, железо, хром, бор и др., позволяют выявлять водородсодержащие (в т. ч. нефтегазоносные) пласты. Для различения пластов, насыщенных нефтью или пластовой водой (в них близкое содержание водорода), применяют импульсный нейтронный каротаж. Дальнейшее повышение эффективности и безопасности Р.к. связано с использованием управляемых источников излучения, спектрометрических систем измерения, цифровой регистрации и обработки результатов на ЭВМ.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Совесткая энциклопедия», 1991.*

*Ю. С. Шимелевич, Д. А. Кожевников.*

**Радиус влияния скважин** – радиус местной воронки депрессии, принимаемый равным половине расстояния между добывающими скважинами.

– Радиус области развившегося влияния работы скважины.

*(В. Н. Щелкачев, 1959).*

**Разведанные запасы** – балансовые и забалансовые запасы категорий  $A+B+C_1$ , апробированные ЦКЗ отраслевых министерств или утвержденные ГКЗ по залежи, находящейся или подготовленной для промышленного освоения.

**Разведка газовых месторождений** – комплекс работ, позволяющий оценить промышленное значение газового месторождения, выявленного на поисковом этапе, и подготовить его к разработке. Комплекс разведочных работ включает бурение разведочных скважин и проведение исследований, необходимых для подсчета запасов выявленного месторождения и проектирования его разработки. Р. г. м. осуществляется в одну стадию с все возрастающей детальностью аналогично РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. В процессе разведки должны быть оконтурены залежи, оп-

ределены ГВК, литологический состав, коллекторские свойства, мощность, газонасыщенность продуктивных горизонтов; изучены изменения этих параметров по площади и разрезу; исследованы физико-химические свойства воды, газа; установлена продуктивность скважин и др. параметры.

Основные отличия Р. г. м. от разведки нефтяного месторождения: более редкая разведочная сеть и (при наличии развитой сети газопроводного транспорта вблизи месторождения) проведение в процессе разведки эксплуатационного бурения. Способ определения ГВК и размеров залежи газа по пластовому давлению внутри залежи и региональному гидростатическому давлению в законтурной области позволяет рассчитывать эти параметры по первой продуктивной разведочной скважине. Для достоверного определения этих параметров в нефтяной залежи требуется гораздо большее количество скважин. Сравнительно быстрое определение газонасыщенности дает возможность на начальной стадии разведки реализовать равномерную систему размещения скважин, когда в процессе разведки не образуется общей депрессионной воронки, т. е. пластовое давление вдали от каждой скважины примерно одинаково и близко к среднему пластовому давлению на соответствующий момент времени. В этом случае изменение дебитов газовых скважин определяется изменением во времени среднего пластового давления по залежи в целом. Равномерное размещение скважин по площади газонасыщенности удовлетворяет этому условию лишь при достаточной однородности коллекторских свойств пласта. Равномерной системой размещения будет такая, при которой каждая из разведочных скважин оценивает примерно одинаковый объем газонасыщенного резервуара (на равные по запасам участки залежи – равное число скважин). Такая сеть разведочных скважин, неравномерная по площади и равномерная по отношению к объему, позволяет быстрее определить и сетку эксплуатационных скважин. В связи с этим Р. г. м. осуществляется не только бурением разведочных, но и опережающим бурением эксплуатационных скважин, с получением по ним всего объема информации для подсчета запасов. Размещение эксплуатационных скважин в центрах зон равных объемов дает большой экономический эффект: увеличиваются сроки работы скважин, суммарная добыча, улучшается дренируемость объема залежи, сокращаются линии обустройства промыслов.

После вскрытия газовой залежи первыми разведочными скважинами главные задачи Р. г. м.: выяснение наличия нефтяной оторочки, установление ее геологического строения и промышленного значения. При непромышленном значении нефтяной оторочки ведут разведку и подготовку

к разработке только газовой залежи. При установлении самостоятельного промышленного значения нефтяной оторочки ее разведуют как нефтяную залежь. При выявлении нефтяной оторочки подчиненного промышленного значения ведут совместную разведку газовой залежи и нефтяной оторочки.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Совесткая энциклопедия», 1989.*

**Разведка нефтяных месторождений** – комплекс работ, позволяющий оценить промышленное значение нефтяного месторождения, выявленного на поисковом этапе, и подготовить его к разработке. Включает бурение разведочных скважин и проведение исследований, необходимых для подсчета запасов выявленного месторождения и проектирования его разработки. Запасы подсчитывают по каждой залежи или ее частям (блокам) с последующим суммированием их по месторождению.

Разведка должна полностью выявить масштабы нефтеносности всего месторождения как по площади, так и на всю технически достижимую глубину. В процессе разведки определяют: типы и строение ловушек, фазовое состояние углеводородов в залежах, границы разделов фаз, внешнего и внутреннего контуров нефтеносности, мощность, нефтегазонасыщенность, литологические и коллекторские свойства продуктивных горизонтов, физико-химические свойства нефти, газа, воды, продуктивность скважин и др. Кроме этого, оцениваются параметры, гарантирующие определение способов и систем разработки залежей и месторождения в целом, обосновываются коэффициенты нефтеотдачи, выявляются закономерности изменения подсчётных параметров и степень их неоднородности. Эти задачи решаются при бурении оптимального для данных условий количества разведочных скважин, качественном проведении комплексных скважинных геофизических исследований, испытаний продуктивных объектов на притоки и исследований режимных параметров в процессе испытаний, а также специальных геофизических, геохимических, гидродинамических, температурных исследований для определения структурных, резервуарных и режимных подсчетных параметров, при отборе керн в рациональных объемах и проведении комплексных лабораторных исследований керн, нефти, газа, конденсата и воды. Выбор и обоснование методики Р. н. м. базируются на анализе геологических данных, накопленных на поисковом этапе и при разведке других месторождений исследуемого р-на. В процессе Р. н. м. уточняется модель месторождения, корректируется система дальнейшей его разведки.

Разведка должна обеспечить во всех участках залежи относительно одинаковую достоверность ее параметров. Нарушение этого принципа приводит к повторной разведке отдельных участков залежи и недоразведке других. Одинаковая достоверность Р. н. м. достигается применением равномерной разведочной сети скважин с учетом строения каждой залежи месторождения. Проектируя систему размещения разведочных скважин, определяют их число, место заложения, порядок бурения и плотность сетки скважин. Наиболее часто используется равномерная по площади месторождения сетка скважин. Система их размещения зависит от формы структуры, типа залежи, фазового состояния углеводородов, глубины залегания, пространственного положения залежей и технических условий бурения.

*Габриэлянц Г. А., Пороскун В. И., Сорокин Ю. В. Методика поисков и разведки залежей нефти и газа. – М., 1985; Теория и практика разведки месторождений нефти и газа. – М., 1985.*

*С. П. Максимов.*

**Разведочная геофизика** – раздел ГЕОФИЗИКИ, изучающий пространственно-временное изменение геофизических полей в земной коре главным образом с целью поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, контроля их разработки, решения инженерно-геологических задач (при строительстве крупных сооружений, дорог, нефтепроводов и др.), археологических поисков. Данные Р. г. используются также при решении фундаментальных проблем наук о Земле (геодинамики, геохронологии, стратиграфии и др.), для литомониторинга и разработки мер по охране окружающей среды.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Разгазирование нефти** – выделение из пластовой нефти в пласте или в лабораторных условиях (вследствие снижения пластового давления ниже давления насыщения) компонентов газа, происходящее в последовательности, обратной их растворению: азот, метан, этан, пропан, бутан, пентан и т. д.

**Разведочное бурение** – бурение скважин с целью разведки открытых месторождений нефти и газа, а также для изучения геологического раз-



реза в малоисследованных районах (опорные, параметрические, поисковые).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

**Разработка газоконденсатных месторождений** – комплекс работ по извлечению газоконденсатной смеси из пласта-коллектора. Осуществляется на ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ посредством реализации определенной системы разработки – размещением на площади газоносности и структуре необходимого числа эксплуатационных, нагнетательных, наблюдательных и пьезометрических скважин, соблюдением порядка ввода их в эксплуатацию и поддержанием необходимых технологических режимов эксплуатации скважин. Добываемая газоконденсатная смесь на поверхности подвергается промысловой обработке. Для этого применяется соответствующая система обустройства газоконденсатного промысла, включающая поверхностное оборудование для сбора газоконденсатной смеси, разделения ее на газ и конденсат, отделения сопутствующих ценных компонентов, очистки, осушки, компримирования газа и подачи его потребителю или в магистральный газопровод, а также первичной переработки конденсата (разделение на фракции).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Совеская энциклопедия», 1989.*

*Гуревич Г. Р., Соколов В. А., Шмыгля П. Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М., 1976; Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М., 1979; Коротаев Ю. П., Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М., 1981.*

*Г. Р. Гуревич.*

**Разработка морских месторождений нефти и газа** – система организационно-технических мероприятий, обеспечивающих рациональное извлечение жидких и газообразных углеводородов из месторождений, расположенных под дном морей и океанов. Мероприятия связаны с выполнением поисково-разведочных работ, бурением скважин, строительством надвод-

ных и подводных сооружений для добычи, сбора и транспортировки нефти и газа потребителям.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Разработка нефтяных месторождений** – комплекс работ по извлечению нефтяного флюида из пласта-коллектора. Добываемые нефть и попутный газ на поверхности подвергаются первичной обработке (см. НЕФТЯНОЙ ПРОМЫСЕЛ). Ввод нефтяного месторождения в разработку осуществляется на основе проекта пробной эксплуатации, технологической схемы промышленной или опытно-промышленной разработки, проекта разработки. В проекте разработки на основании данных разведки и пробной эксплуатации определяют условия, при которых будет вестись эксплуатация месторождения: его геологическое строение, коллекторские свойства пород, физико-химические свойства флюидов, насыщенность горных пород водой, газом, нефтью, пластовые давления, температуры и др. Базируясь на этих данных, при помощи гидродинамических расчетов устанавливают технологические показатели эксплуатации залежи для различных вариантов системы разработки, производят экономическую оценку вариантов и выбирают оптимальный.

Системы разработки предусматривают: выделение объектов разработки, последовательность ввода объектов в разработку, темп разбуривания месторождений, методы воздействия на продуктивные пласты с целью максимального извлечения нефти; число, соотношение, расположение и порядок ввода в эксплуатацию добывающих, нагнетательных, контрольных и резервных скважин; режим их работы; методы регулирования процессами разработки; мероприятия по охране окружающей среды. Принятая для конкретного месторождения система разработки предопределяет технико-экономические показатели — дебит скважин, изменение его во времени, коэффициент нефтеотдачи, капитальные вложения, себестоимость 1 т нефти и др. Рациональная система Р. н. м. обеспечивает заданный уровень добычи нефти и попутного газа с оптимальными технико-экономическими показателями, эффективную охрану окружающей среды. Основные параметры, характеризующие систему разработки: отношение площади нефтеносности месторождения к числу всех нагнетательных и добывающих скважин (плотность сетки скважин), отношение извлекаемых запасов нефти месторождения к числу скважин – извлекаемые запасы на одну скважину (эффективность системы разработки), отношение числа нагнетательных к числу добывающих скважин (интенсивность выработки); отношение

числа резервных скважин, пробуренных после ввода месторождения в разработку с целью более полного извлечения нефти (надёжность системы разработки). Система разработки характеризуется также геометрическими параметрами: расстоянием между скважинами и рядами скважин, шириной полосы между нагнетательными скважинами (при блоково-рядных системах разработки) и др. В системе разработки без воздействия на пласт при малоподвижном контуре нефтеносности используют равномерное четырёхугольное (четырёхточечное) или треугольное (трёхточечное) расположение добывающих скважин; при подвижных контурах нефтеносности расположение скважин учитывает форму этих контуров. Системы Р. н. м. без воздействия на пласт применяют редко, большая часть месторождений разрабатывается с ЗАВОДНЕНИЕМ. Наиболее широко используется блоково-рядное ВНУТРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ. Создают также площадные системы заводнения с расстоянием между скважинами 400–800 м.

На всех этапах Р. н. м. осуществляют контроль, анализ и регулирование процесса разработки без изменения системы разработки или с частичным её изменением. Регулирование процесса Р. н. м. позволяет повысить эффективность вытеснения нефти. Воздействуя на залежь, усиливают или ослабляют фильтрационные потоки, изменяют их направление, вследствие чего вовлекаются в разработку ранее не дренируемые участки месторождения и происходят увеличение темпов отбора нефти, уменьшение добычи попутной воды и увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи. Методы регулирования Р. н. м.: увеличение производительности скважин за счёт снижения забойного давления (перевод на механизированный способ эксплуатации, установление форсированного или оптимального режима работы скважин); отключение высокообводнённых скважин; повышение давления нагнетания; бурение дополнительных добывающих скважин (резервных) или возврат скважин с др. горизонтов; перенос фронта нагнетания; использование очагового и избирательного заводнения; проведение изоляционных работ; выравнивание профиля притока или ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИНЫ; воздействие на призабойную зону для интенсификации притока (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, кислотная обработка); применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов (закачка в пласт серной кислоты, поверхностно-активных веществ и др.). Разработку неглубоко залегающих пластов, насыщенных высоковязкой нефтью, в некоторых случаях осуществляют шахтным способом.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Ю. П. Желтов.*

**Растворимость (природного углеводородного) газа в нефти** – способность природного углеводородного газа при определенных термобарических условиях образовывать в пласте с нефтью однородную жидкую систему.

**Распределение жидкостей и газа в недрах.** Распределение жидкостей и газа в нефте- или газоносном пласте до начала его разработки связано с капиллярным давлением. Согласно общепринятой теории все нефте- и газоносные пласты были насыщены водой до поступления в них углеводородов. Подтверждением этой теории являются геологические доказательства и повсеместное присутствие в нефтяных и газовых продуктивных пластах связанной воды. Отдельные стороны динамических процессов вытеснения воды из пласта во время внедрения в него передвигающейся нефти все еще не ясны. Однако конечное равновесие распределения жидкостей определяет общую мощность нефтяной зоны и конечное положение водонефтяного контакта, что зависит от объема нефти, поступившей из нефтематеринской породы. Нефте- и водонасыщенность, образующиеся в результате первоначального поступления нефти в коллектор, требуют некоторого перераспределения на более поздних стадиях накопления нефти или когда процесс накопления уже завершен. Хотя движение жидкости и подвергается воздействию силы тяжести на протяжении всего процесса накопления, однако наиболее важную роль она играет в установлении конечного равновесного распределения. Если бы влияние гравитационных сил было неограниченным, то вся вода, расположенная поверх ненарушенной зоны, насыщенной водой, стекла бы вниз, к подошве подземного резервуара, образовала бы резкую горизонтальную плоскость разграничения с вышележащей нефтяной массой. Над нефтяным слоем поверх резко очерченной горизонтальной плоскости залегала бы фаза свободного газа, связанная с проникшей в коллектор нефтью. Такова была бы картина распределения жидкостей в нефтяных пластах в момент их вскрытия. Однако благодаря капиллярным силам естественные нефтяные подземные резервуары не показывают описанного распределения жидкостей. Естественное разделение (сегрегация) жидкостей по удельным весам не является полным или резким. Отсутствие полного разделения жидкостей вызывается прекращением проницаемости для водной фазы задолго до того, как водонасыщение породы упадет до нуля. Дренажное всей массы воды, лежащей поверх водоносной зоны, прекратится до того, как наступит разделение жидкостей по удельным весам. Исчезновение проницаемости само

является результатом действия капиллярных сил. При насыщениях, соответствующих исчезающей проницаемости, можно представить себе, что вода заключена в основном в отдельных кольцах, окружающих места соприкосновения зерен породы, причем их связь между собой сводится к пленкам толщиной в несколько молекулярных слоев.

Несомненно, что равновесное распределение жидкостей в недрах до вскрытия в принципе должно определяться характером кривой зависимости капиллярного давления от насыщения.

**Растворимость воды в нефти** – способность воды несколько растворяться в нефти при контакте с нею, зависящая от химического состава нефти (непредельные нафтеновые и ароматические углеводороды растворяют воду лучше, чем углеводороды парафинового ряда), температуры, минерализации воды и др. (сокр.: Г.М.Сухарев. 1971).

**Растворимость газов в нефти** – способность газов образовывать растворы с нефтью. На Р. г. в нефти влияют в основном давление, температура, состав газа и нефти. С ростом давления Р. г. в нефти повышается, с увеличением температуры – уменьшается. Отдельные компоненты нефтяных газов имеют различную степень растворимости в нефти (селективная растворимость нефтяных газов) при одинаковом давлении и температуре. Распределение отдельных компонентов газа между жидкой и газовой фазами происходит до тех пор, пока парциальные давления в обеих фазах для каждого из них не сравниваются. С увеличением молекулярной массы газов растворимость их в нефти возрастает, т. е. в жидкую фазу при прочих равных условиях легче перевести более тяжелые углеводороды, чем легкие. Вследствие этого при низких давлениях в нефти обычно растворено очень незначительное количество метана и этана по сравнению с более тяжелыми газами. С повышением общего давления процентное содержание метана и этана в растворенном газе повышается. Р. г. в н. при постоянных давлении и температуре падает с уменьшением относительной плотности газа, которая определяется молекулярной массой составляющих ее компонентов. С увеличением молекулярной массы и плотности нефти растворимость газов в ней уменьшается. Р. г. в н. уменьшается также с увеличением содержания в ней нафтеновых и ароматических углеводородов. Р. г. в н. измеряется при давлении 100 кПа и температуре 20°C. Количество растворенного в нефти газа называют ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ. Количество газа, растворяющегося в единице объема или массы нефти при увеличении давления на одну единицу, называется коэффи-

циентом  $P$ . г. в н. В зависимости от давления, температуры, состава газа и нефти коэффициент  $P$ . г. в н. составляет  $(4-5) \cdot 10^2 - (4-5) \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$ .

*Горная энциклопедия, Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Расходомер** – устройство для измерения расходов однофазных потоков жидкости (нефти, газа, воды и др.). В нефтедобыче чаще всего применяют объемные и тахометрические  $P$ ., а для измерения расходов газа –  $P$ . перепада давления. Действие объемных  $P$ . основано на измерении времени заполнения объема мерной емкости или на отсчете порций измеряемого вещества камерой определенного объема. Во втором случае расход определяется как сумма объемов порций, отнесенных к контрольному промежутку времени счета. В тахометрических  $P$ . измеряется частота вращения чувствительного элемента (чаще всего турбинки, иногда диска или шарика и т. п.), установленного в калиброванном канале, например, в трубе. Чем больше частота вращения чувствительного элемента потоком жидкости, тем больше измеряемый расход. Кроме вращающегося чувствительного элемента такой  $P$ . содержит успокоитель потока, преобразователь, создающий электрический импульсный сигнал, частота импульсов которого пропорциональна частоте вращения чувствительного элемента (т. е. пропорциональна расходу), и фиксирующее устройство. Последнее в сочетании со счетчиком импульсов позволяет измерять суммарный объем жидкости. Такие  $P$ . установлены на нефтяных промыслах (см. ГРУППОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ).

Для измерения расхода и объема сырой товарной нефти, а также воды используется прибор НОРД, который крепится на горизонтальном участке трубопровода. Чувствительным элементом является турбинка, ось которой вращается в подшипниках. Успокоители потока (плоские пластины), установленные вдоль корпуса, устраняют влияние вихревого движения жидкости на турбину, что способствует повышению точности.  $P$ . имеет обтекатели, уменьшающие гидравлическое сопротивление турбинки и обеспечивающие оптимальный режим ее работы. На наружной поверхности корпуса установлен преобразователь числа оборотов турбинки в электрические импульсы (катушка индуктивности с сердечником и постоянный магнит). Прохождение лопаток турбинки при ее вращении около преобразователя вызывает появление электрических импульсов в цепи катушки. Счетчик импульсов обеспечивает измерение суммарного количества жидкости. Характеристикой  $P$ . является допустимый минимальный

и максимальный расход жидкости, при котором достигается требуемая точность.

Р. переменного перепада давления состоит из сужающего устройства (чаще всего диафрагма), создающего в струе жидкости или газа перепад давления, величина которого зависит от величины расхода, и дифференциального манометра, измеряющего этот перепад и отградуированного в единицах расхода.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Кремлевский П. П., Расходомеры и счетчики количества. 3 изд. – Л., 1975. А. Л. Аbruкин.*

**Расходомерия скважины** – процесс исследования добывающей или нагнетательной скважины с помощью глубинного расходомера с целью изучения распределения расхода жидкости по мощности объекта разработки.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

Син.: глубинная потокометрия, профилометрия.

**Расчлененность** – это бессистемное чередование проницаемых нефтенасыщенных песчаных (терригенных) или известняковых (карбонатных), глинистых или доломитовых слоев, линз и пропластков. Расчлененность пластов в одной скважине может достигать до 10–15 и более пропластков.

**Расширитель** – буровой инструмент для обработки стенок скважин. Состоит из стального корпуса с размещенными на нем (или в нем) породоразрушающими элементами. Для калибрования скважины по диаметру с целью предотвращения износа породоразрушающего инструмента (алмазных коронок, долот) при спуске на забой, а также стабилизации работы буровой колонны, уменьшения вибрации инструмента и искривления скважины применяют алмазные и шарошечные Р., диаметр которых на несколько десятых мм превышает основной породоразрушающий инструмент. В корпус алмазного Р. впаяны штабики с алмазами, расположенные по образующим (тип РМВ) или по кольцу (тип РСА); аналогичную конструкцию имеют твердосплавные Р. Шарошечные Р. (тип ДРШ) снабжены шарошками, размещенными эксцентрично под углом 120°, что создает при вращении планетарный эффект и штыри шарошек оказывают на породу разрушающее действие.

Для разбуривания скважины с увеличением ее диаметра на 3–4 мм по сравнению с породоразрушающим инструментом для предотвращения прихватов колонкового снаряда и снижения гидравлических сопротивлений применяют Р. с конической поверхностью, армированной алмазами (типа РМВК), и снабженные шарошками, расположенными под углом или образующими дополнительную ступень большего диаметра (тип ГПИ). Для предотвращения зажимов (затяжек) бурового инструмента и проработки ствола перед спуском обсадных колонн, расширения участка ствола в интервале водоносного ствола под гравийную обсыпку, расширения скважины при подземном бурении применяют Р., обеспечивающие разбуривание скважины до следующего диаметра породоразрушающего инструмента или более (до 200–700 мм). Такие Р. снабжены несколькими ярусами ступенчато расположенных шарошек или лопастями, армированными вставками из твердого сплава. Для расширения ствола под башмаками обсадной колонны созданы Р., лопасти которых закреплены в корпусе шарнирно и раскрываются под действием осевой нагрузки, перепада давления или сил инерции. Аналогичную роль могут выполнять эксцентричные долота.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Регулирование профиля приёмистости** – выполнение операций, направленных на выравнивание скоростей фильтрации жидкости по толщине анизотропного пласта или многопластового объекта путём заглушения нагнетаемой воды, увеличения проницаемости прослоев, не принимающих воду, уменьшения проницаемости прослоев с чрезмерно высокой проницаемостью, применение метода одновременно-раздельной закачки воды при дифференцированном давлении нагнетания и др. (близк.: Р. Х. Муслимов, 1978; М. Н. Галимов, 1978 и др.).

**Редкоземельные элементы в составе добываемой продукции.** В нефтях, как известно, обнаружено более 60 различных микроэлементов, концентрация которых изменяется в очень широких пределах: от следов до сотен граммов на тонну нефти. Повышенное содержание микроэлементов, как правило, характерно для высоковязких тяжелых нефтей и природных битумов. Заметные концентрации при этом отмечаются для ванадия и никеля. С учетом объемов добычи и переработки высоковязкие нефти и битумы являются перспективным сырьем для получения ванадия и никеля.

Крупнейший ванадиево-нефтяной провинцией является Волго-Уральская, где сосредоточено около 80% геологических запасов ванадия. Одной



из крупных зон этой провинции по запасам ванадия является Верхнекамско-Бирская, немалая доля которых приходится на нефти месторождений Удмуртии. По данным анализов, проводимых институтом ВНИГРИ на содержание ванадия, пятиокиси ванадия и никеля, в нефтях шести месторождений Удмуртии (Ижевском, Архангельском, Ельниковском, Кырыкмасском, Красногорском и Гремихинском) содержание ванадия изменяется от 20 до 220 г/т, причем наибольшее содержание отмечено на Гремихинском и Кырыкмасском месторождениях, 210 и 220 г/т соответственно, наименьшее на Архангельском – 29 г/т. Содержание пятиокиси ванадия в наибольшем количестве отмечено также на Гремихинском – 350 г/т и Кырыкмасском – 385 г/т месторождениях. Что касается содержания никеля, то наибольшее содержание его отмечено на Гремихинском месторождении (100 – 115 г/т), наименьшее на Архангельском (30 г/т). Учитывая территориальную близость этих месторождений и развитую инфраструктуру, представлялось целесообразным рассмотреть вопрос о строительстве на этой сырьевой базе завода по глубокой переработке нефти с одновременным извлечением ванадия и никеля. Привлекательность этого проекта заключалась еще и в том, что на территории Удмуртии нет собственного нефтеперегонного завода, а поэтому нефть приходится закупать в других регионах. Однако технико-экономические показатели на период рассмотрения этого вопроса (1992 год) не дали возможности осуществить этот проект. К тому же оказалось, что промышленное значение имеет ванадиевая нефть, содержащая до 0,1% пятиокиси ванадия. В нефтях удмуртских месторождений его присутствие не превышает 0,04%.

С развитием более совершенных и менее дорогостоящих технологий глубокой переработки нефтей к этому вопросу можно вернуться.

Термокаталитический крекинг (ТКК) – единственно известный в настоящее время непрерывный высокопроизводительный процесс термической конверсии тяжелого сырья в газообразные и жидкие углеводороды. Он позволяет перерабатывать тяжелые нефти, мазуты, гудроны и природные битумы с любыми концентрациями серы и ванадия. ТНК позволяет получать из нефти дополнительно 5–7% бензина, 8–10% дизельных фракций, 15–20% котельных топлив и 4–7% газа.

Для повышения нефтеотдачи пластов месторождения высоковязких нефтей рекомендуется способ закачки в пласт горячего теплоносителя на углеводородной основе, получаемого на установке ТНК.

О реальности и высокой перспективности получения ванадия из тяжелых нефтей свидетельствует уже имеющийся зарубежный опыт, в частности в США, Венесуэле и Японии, где успешно вырабатывают ванадий или его соединения из тяжелых нефтей.

Не менее ценным элементом, содержащимся на месторождениях Удмуртии, а точнее в газовых шапках нефтяных залежей, является гелий, который также имеет стратегическое значение.

По количественному содержанию гелия залежи месторождений Удмуртии можно разделить на две группы: первую, содержащую 0,105–0,120% и вторую, содержание гелий в которой не превышает 0,044–0,065%.

К первой группе относятся: Киенгопская площадь (верей, башкир), Восточно-Красногорское месторождение (верей, башкир), Лозолукско-Зуринское месторождение, Лозолукское поднятие (верей) и Есинейское месторождение (верей).

Ко второй группе относятся: Лудошурское месторождение (верей, башкир), Красногорское (верей, башкир).

На остальных месторождениях гелия не обнаружено.

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.*

**Режим залежи** – характер проявления движущих сил в пласте, обуславливающих приток жидкости и газа к добывающим скважинам (В. Н. Щелкачёв, Б. Б. Лапук, 1949).

**Режимы нефтеносного пласта.** «Режим» работы нефтяного пласта представляет сложный процесс изменения различных физических параметров, описывающих его настоящее и прошлое поведение. Основной переменной, определяющей состояние пласта, является время с начала его промышленной разработки или значение суммарной нефтеотдачи. Последнее обычно имеет более существенную ценность для месторождений с газовой энергией, хотя временный масштаб представляет часто более удобное основание для анализа. Для месторождений с гидравлической энергией переменная времени полностью входит в описание кратковременных переходных состояний и общего неустановившегося режима работы пласта. Однако для некоторых целей имеет смысл использовать суммарную нефтеотдачу, определяющую состояние истощения пласта, даже в месторождениях с гидравлической энергией. Характеристики пласта, изменения которых с суммарной нефтеотдачей или временем составляют описание его «режима», следующие: давление, величина газового фактора, отбор воды, движение водонефтяного контакта, образование или расширение газовых шапок. Длительное изменение текущих дебитов или эксплуатационной производительности пласта также представляет важную составляющую общего процесса нефтедобычи. Кроме давлений, газовых факторов и добычи воды по пласту в целом, на механизм нефтеотдачи проливает свет распределе-

ние этих данных по отдельным скважинам на всей площади нефтеносного пласта. Эти данные удобнее всего изображать в виде изогипс, нанесенных на карту месторождения (промысла) в разное время или через определенные интервалы суммарной нефтеотдачи, на протяжении всей разработки пласта. С физической точки зрения не требуется доказательств, что среднее пластовое давление должно убывать от своего первоначального значения, когда происходит отбор нефти или газа из пласта. Отобранные нефть и газ должны быть замещены соответствующими объемами жидкости, что может происходить следующим образом:

- 1) в результате расширения остаточной нефти или воды внутри нефтяного пласта,
- 2) образованием фазы свободного газа,
- 3) вследствие расширения существующей фазы свободного газа,
- 4) внедрением воды в нефтяную зону извне.

Сжатие пласта также представляет одну из возможностей. Это явление тоже требует падения давления в пласте.

Любой из этих процессов либо несколько в сочетании могут создать замещение отобранного объема нефти или газа. Но все они требуют снижения пластового давления от начальной величины.

Важными свойствами падения пластового давления являются его величина, реакция на скорость нефтеотдачи и характер его изменения по отношению к суммарной нефтеотдаче. Реакция пластового давления на длительность нефтеотдачи или изменение скорости отбора дают, вообще говоря, лучшие указания на механизм нефтеотдачи. Следует подчеркнуть, что механизм нефтеотдачи или «режима» не является свойством, присущим пласту. Если пласт полностью изолирован сбросами или выклиниванием проницаемых зон от сообщения с водоносными пластами, то естественный процесс нефтеотдачи в нем может происходить лишь за счет энергии растворенного газа или расширяющейся газовой шапки. Если продуктивный пласт представлен известняком, кавернозным или трещиноватым, насыщенным в контакте с нефтью активной водой, то естественные характеристики его режима аналогичны любым месторождениям с гидравлической энергией. Однако большинство нефтеносных песчаников и некавернозных известняков или доломитов сообщаются с прилегающими водоносными пластами, обладающими ограниченными способностями перетока воды в нефтяной горизонт. В какой степени вода при своем поступлении в нефтяной пласт замещает полностью отбираемый объем нефти и газа и задерживает падение пластового давления, – зависит от темпов отбора нефти и газа. Эти темпы и определяют собой механизм нефтеотдачи: вытеснение водой или истощение газа. Так как темпы отбора могут

меняться, то меняется после соответствующих задержек и механизм нефтеотдачи. Следовательно, один и тот же пласт может отдавать нефть либо за счет расходования газа, либо за счет внедрения воды, либо за счет сочетания этих механизмов в различные периоды разработки месторождения и в зависимости от того, как разрабатывалось месторождение. Классификация механизмов нефтеотдачи, по существу, произвольна. Установлены только предельные типы механизмов нефтеотдачи – с истощением растворенного газа или с полным замещением нефти водой, которые резко отличаются по своим характеристикам. Промежуточные и широко встречающиеся механизмы с «частичным» вытеснением нефти водой, а также с расширением газовой шапки классифицируются различно, их определения точно еще не установлены.

Различие режима работы пластов в процессе их разработки основывается на разнице действующих механизмов нефтеотдачи. Частичное вытеснение нефти водой связано с внедрением в пласт воды и приводит часто к суммарной нефтеотдаче, аналогичной нефтеотдаче при процессе полного замещения нефти водой. Отсюда его можно рассматривать, как особый случай «водонапорного» режима. Расширение газовой шапки при полной своей эффективности связано с механизмом дренирования нефтяного пласта под влиянием силы тяжести, и этот процесс следует рассматривать как третий основной режим работы эксплуатационной системы с точки зрения суммарной нефтеотдачи.

Основным критерием классификации поведения пласта является механизм, определяющий непосредственно текущий режим работы пласта, а не конечная нефтеотдача. Общая цель разработки нефтяного месторождения – это получение максимальной нефтедобычи при минимальной стоимости нефти. Суммарная нефтеотдача представляет лишь интегральную равнодействующую всего процесса разработки залежи; она не может быть установлена заранее независимо от режима работы пласта. Абсолютная величина суммарной нефтедобычи для каждого механизма нефтеотдачи может охватить интервал, перекрывающий максимум отдачи, получаемой при иных механизмах работы пластов. Данные по добыче, давлению, величине газового фактора, собранные за время существования разработки месторождения, скорее отражают текущие местные процессы перемещения нефти на продуктивной площади, чем такие факторы, как вторжение краевой воды или дренирование под силой тяжести, которые в конечном счете определяют абсолютную нефтеотдачу.

В свете этих рассуждений системы с неполным проявлением гидравлической энергии обобщаются здесь с системами, работающими за счет

расхода газовой энергии. Динамика поступления воды в них определяется характеристикой пласта – источника питания ВОДОЙ, как и в случаях чисто «водонапорного» режима. Однако часть отбираемых в процессе эксплуатации жидкостей замещается выделяющимся газом. Поэтому непосредственный механизм вытеснения нефти на продуктивной площади управляется процессом выделения газа из раствора и его расширением. Общий режим работы пласта регулируется механизмом «истощения» газовой энергии, который видоизменяется вследствие наличия поступления воды. В связи с этим появляются новые характеристики, например, сокращение продуктивной площади, перераспределение насыщения продуктивного пласта, неустойчивость дебита. Тем не менее количественная характеристика режима работы пласта в целом будет точнее, если рассматривать в качестве основного механизма нефтеотдачи на площади – механизм расходования энергии растворенного в нефти газа. Это явление несколько напоминает работу пласта при расширении газовой шапки. Процесс дренирования под действием силы тяжести в идеальных условиях может привести к гораздо большей нефтеотдаче, чем это наблюдается обычно при режиме «растворенного газа». В крайнем случае, когда вследствие поддержания давления выделение газа в нефтяной зоне прекращается и отбор нефти компенсируется непосредственно и полностью стоком нефти вниз по структуре, пласт, работающий при расширении газовой шапки, представляет отличный тип эксплуатационной системы, хотя она во многих отношениях напоминает механизм полного замещения нефти водой. В огромном большинстве естественных резервуаров такие условия не возникают. Дренирование нефти вниз по структуре лишь дополняет замещение отбора жидкости выделяющимся из раствора газом. Пластовые давления убывают, и продуктивная площадь, залегающая ниже газовой шапки, проявляет основные свойства, связанные с энергией растворенного газа. Сочетание дренирования под действием силы тяжести и связанного с ним расширения газовой шапки весьма заметно может видоизменить процесс истощения энергии растворенного газа в залежи. Эти видоизменения явились причиной особого рассмотрения подземных резервуаров такого типа. Механизм «истощения» растворенного газа составляет физическую основу истолкования и предсказания общего поведения пластов в течение всего периода разработки залежи. В дальнейшем подземные резервуары, работающие при расширении газовой шапки, будут рассматриваться как особый тип или обобщение основных систем с растворенным газом. Однако при рассмотрении коэффициентов нефтеотдачи и суммарной нефтеотдачи

следует учитывать особые возможности механизма дренирования под действием силы тяжести, в связи с чем пласты, работающие при расширении газовой шапки, рассматриваются отдельно.

*Энергия воды.* Термин «полное замещение водой» употребляется в настоящей работе для обозначения механизма нефтеотдачи, при котором скорость притока воды в нефтяную залежь по существу равна скорости объемного отбора чистой нефти и газа. Эта формулировка не означает прекращения дальнейшего падения пластового давления, если установилось объемное равенство между скоростями отбора нефти и газа и внедрения воды. Наоборот, давление может падать на протяжении всего процесса разработки залежи, даже если объемная скорость поступления воды все время равна объемным отборам углеводородных жидкостей из пласта. Причина этого явления заключается в том, что для сохранения скорости притока, вызванного расширением воды в водоносной зоне, и равной скорости отбора пластовой жидкости из продуктивного пласта давление на водонефтяном контакте должно снизиться. При таком снижении давления жидкости внутри нефтяного пласта также расширяются и обеспечивают замещение отбора. Однако на протяжении всего процесса разработки расширение пластовой жидкости по сравнению с непосредственным поступлением воды в продуктивный пласт обычно очень мало.

**Режим. Растворимость горных пород** – способность горных пород образовывать с другими веществами однородные системы (растворы), в которых растворенное вещество содержится в виде атомов, молекул или ионов. Измеряется концентрацией растворенного вещества в насыщенном растворе. *P*. выражают в процентах, а также отношением массы или объема горных пород к общему объему системы (ранее концентрацию выражали количеством массы или объема горных пород, растворяющихся в 100 г или в 100 мл растворителя). *P*. зависит от температуры.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Резервный фонд скважин** – скважины второй очереди в количестве от нескольких до 100% по отношению к основному фонду (в зависимости от геолого-физических условий и других особенностей эксплуатационного объекта), предназначенные для бурения в качестве нефтяных и нагнетательных на участках, не включенных в работу основным фондом скважин.

**Резистивиметрия** – измерение удельного электрического сопротивления бурового раствора и др. жидкостей, заполняющих скважину. Применяется для определения мест притока пластовой жидкости в скважину, уровня бурового раствора и флюидов, минерализации жидкости, состава флюидов при разработке нефтяных месторождений, гидрогеологических исследованиях, контроле технического состояния скважин, а также для интерпретации данных электрического каротажа (БОКОВОГО КАРОТАЖА и др.).

При проведении Р. через питающие электроды, один из которых расположен на поверхности, другой – в скважине, пропускается ток ( $I$ ), а между измерительными электродами, расположенными в скважине, измеряется разность потенциалов ( $\Delta U$ ). Для определения используется скважинный резистивиметр, представляющий собой 3-электродный каротажный градиент-зонд. Зонд размещается внутри экранирующего цилиндра, исключающего влияние пород, окружающих скважину. Влияние экрана на изменение сопротивления жидкости учитывается коэффициентом резистивиметра ( $k$ ), предварительно определяемым на поверхности. Удельное электрическое сопротивление ( $\rho$ ) жидкости, заполняющей скважину, определяется по формуле:  $\rho = k \Delta U / I$ . Иногда измерения проводятся на поверхности лабораторным резистивиметром, измеряющим удельное электрическое сопротивление проб жидкости, отобранных из скважины.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Н. Н. Сохранов.*

**Рекультивация земель** – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народно-хозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшения условий окружающей среды.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998. – 38 с.*

**Реологические свойства горных пород** – совокупность свойств, определяющих способность горных пород изменять во времени напряженно-деформированное состояние в поле действия механических сил. К основным Р. с. относятся: УПРУГОСТЬ, ПЛАСТИЧНОСТЬ, ПРОЧНОСТЬ, ВЯЗКОСТЬ, ПОЛЗУЧЕСТЬ, РЕЛАКСАЦИЯ НАПРЯЖЕНИЙ.

Р. с. характеризуют изменение (рост) во времени деформаций в горных породах при постоянном напряжении (явление ползучести) либо

изменение (падение) напряжений при постоянной деформации (явление релаксации). Ползучесть и релаксация напряжений связаны с переходом упругих деформаций в пластические, необратимые.

Поведение горных пород можно изучать экспериментально и теоретически. Экспериментально Р. с. определяются испытанием горных пород или при постоянной нагрузке (простая ползучесть), или при постоянной деформации. Наибольшее распространение получили испытания при постоянной нагрузке, что связано со значительной простотой эксперимента по сравнению с испытаниями на релаксацию напряжений. Теоретический метод исследования заключается в установлении зависимости между действующими на горные породы напряжениями, вызываемыми деформациями, и их изменениями во времени.

Проявление Р. с. в значительной мере зависит от типа породы, влажности, трещиноватости, температуры, но решающим является уровень напряженного состояния. Р. с. И их параметры широко используются при исследовании механических процессов в массиве горных пород, в расчетах при оценке прочности и устойчивости горных выработок, бортов карьеров, скважин, целиков, горно-технических сооружений и др.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Гальперин А. М., Шафаренко Е. М. Реологические расчеты горно-технических сооружений. М., 1977; Турчанинов И. А., Иофис М. А., Каспарьян Э. В. Основы механики горных пород. – Л., 1977.*

*Ю. И. Бурчаков.*

**Репрессия (давления) на пласт** – разница между забойным и динамическим пластовым давлениями в нагнетательной скважине.

**Ресурсы** – материальные, трудовые и природные источники и предпосылки получения необходимых людям материальных и духовных благ, которые можно реализовать при существующих технологиях и социально-экономических отношениях.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**РОЗЕНБЕРГ Максим Давидович** – советник Президента ОАО РМНТК «Нефтеотдача», д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники РФ, Почетный нефтяник, лауреат премии Правительства РФ по науке и технике.



*Научные интересы:* фильтрация многокомпонентных углеводородных смесей в пористых средах, теория и практика разработки месторождений с газированной нефтью и другими многокомпонентными системами, разработка месторождений, содержащих высокопарафинистую нефть, технико-экономические проблемы разработки нефтяных районов.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия). Издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**РОМАНОВ Геннадий Васильевич** – зав. лабораторией химии нефти Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН, д.н., профессор, член-корреспондент Академии наук Республики Татарстан, действительный член Международной академии информатизации, член Канадского нефтяного общества, заслуженный деятель науки республики Татарстан, награжден медалью ВДНХ, Изобретатель СССР.

*Научные интересы:* исследование трудно извлекаемых высоковязких нефтей (ВВН) и природных битумов (ПБ) и содержащихся в них металлосодержащих компонентов; выявление взаимосвязи химического состава и свойств ВВН и ПБ в зависимости от геологических условий их залегания и методов воздействия на пласт; перспективы добычи и переработки ВВН и ПБ.

*А. И. Мелуа. Российская академия естественных наук (Энциклопедия). Издательство «Гуманистика». – Москва–Санкт-Петербург, 2000.*

**Ротор** – механизм, служащий для вращения бурильной колонны с частотой 30–300 об/мин в процессе бурения, для восприятия реактивного крутящего момента колонны, для удержания на весу бурильных или обсадных труб, устанавливаемых на его столе, на элеваторе или клиньях при свинчивании свечей во время спуско-подъемных операций, ловильных и других работах.

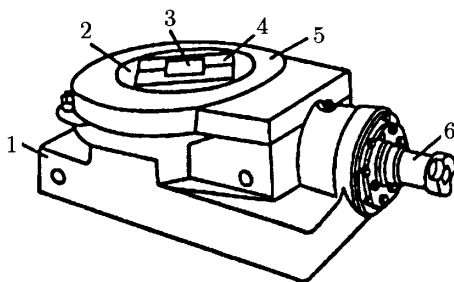


Рис. 1. Ротор: 1 – станина; 2 – стол с укрепленным зубчатым венцом; 3 – зажимы; 4 – вкладыши; 5 – кожух; 6 – вал

Ротор состоит из станины 1, во внутренней полости которой установлен на подшипнике стол 2 с укрепленным зубчатым венцом, вала 6 с одной стороны и конической шестерни с другой стороны, кожуха 5 с наружной рифленой поверхностью, вкладышей 4 и зажимов 3 для ведущей трубы. Во время работы вращательное движение от лебедки с помощью цепной передачи сообщается валу и преобразуется в поступательное вертикальное движение ведущей трубы, зажатой в роторном столе зажимами.

*В. И. Кудинов Основы нефтепромыслового дела. – Москва–Ижевск, 2004.*

**Роторное бурение** – разновидность ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ, когда породоразрушающий инструмент (долото), которым осуществляется углубление забоя в скважине цилиндрической формы, получает вращение через колонну бурильных труб от ротора буровой установки. Впервые Р. б. было применено в США в конце 80-х гг. XIX в. и велось лопастными долотами с промывкой глинистым раствором. В России Р. б. было впервые использовано в 1902 г в Грозном.

Оборудование для Р. б. включает вышку, буровую установку с приводом, ротор, буровые поршневые насосы, вертлюг (через него насосы подают промывочную жидкость в бурильную колонну), талевую систему, состоящую из кронблока, блока и крюка, на который в процессе бурения подвешены вертлюг и бурильная колонна, систему очистки промывочной жидкостью, включающую вибросита, желоба и гидроциклоны, приемные и запасные емкости. Кроме стационарных имеются передвижные роторные буровые установки, все оборудование которых (кроме систем очистки) размещено на платформе автомашины или прицепа, что обеспечивает их маневренность. Ротор получает вращение от электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания через приводной вал. Вращение вала конической зубчатой передачей ротора трансформируется во вращение стола ротора относительно оси скважины. В столе ротора установлены так называемые ведущие вкладыши, которым передается вращение стола ротора. Внутри ведущих вкладышей устанавливаются ведущие вкладыши (меньших размеров), внутреннее сечение которых соответствует сечению верхней рабочей трубы бурильной колонны. Форма сечения рабочей трубы бурильной колонны может представлять квадрат, шестигранник, крестовину и т. д. Аналогичную форму должно иметь внутреннее сечение рабочих вкладышей, вращающих верхнюю рабочую трубу бурильной колонны. Основную часть бурильной колонны составляют бурильные трубы. Между ними и долотом устанавливаются утяжеленные бурильные трубы (УБТ),

масса которых должна обеспечивать необходимую нагрузку на долото в процессе Р. б. и работу труб в растянутом состоянии.

Рабочая труба бурильной колонны в своей верхней части присоединяется к вертлюгу, через который по гибкому шлангу подается промывочная жидкость в бурильную колонну и далее через насадки долота на забой.

Спуск и подъем бурильной колонны из скважины для смены долота осуществляется свечами, состоящими из нескольких бурильных труб. Длина свечи 25–50 м в зависимости от глубины бурения и высоты буровой вышки. Для ускорения процесса свинчивания и развинчивания свечей бурильные трубы оснащаются замками, имеющими конические соединительные резьбы. Под влиянием осевой нагрузки, создаваемой массой УБТ, долото при вращении разрушает породу. Промывочная жидкость охлаждает долото, очищает забой от шлама разбуренной породы и через кольцевое пространство между бурильной колонной и стенками скважины выносит шлам на поверхность. Промывочная жидкость после очистки от шлама (и дегазации, если в этом есть необходимость) поступает в приемную емкость и вновь подается в скважину.

Пробурив с поверхности Земли 30–600 м, в ствол скважины спускают первую обсадную колонну для крепления верхнего интервала. Первая обсадная колонна (так называемый кондуктор) предназначена для перекрытия слабых неустойчивых пород или возможного притока воды.

После спуска колонну цементируют, т. е. закачивают цементный раствор в кольцевое пространство между обсадными трубами и стволом скважины. После затвердения цемента Р. б. продолжают долотом меньшего диаметра, которое проходит внутри обсадной колонны.

В зависимости от геологических условий и сложности проходки скважины ствол ее может обсаживаться не одной, а несколькими обсадными колоннами, причем каждая последующая колонна меньшего диаметра опускается на большую глубину. Последняя обсадная колонна в нефтяных, газовых, а также гидрогеологических скважинах называется эксплуатационной. Низ эксплуатационной колонны перфорируется. Через перфорированные отверстия нефть, газ или вода из продуктивного горизонта поступает в эксплуатационную колонну.

В современной практике Р. б. значительно расширился арсенал промывочных жидкостей. Применяются растворы, обработанные различными химическими методами, полимерные и азрированные растворы, нефтяные эмульсии, в том числе инвертные, вода. В ряде случаев целесообразно вести Р. б. с продувкой забоя воздухом или газом. Последнее особенно целесообразно при вскрытии продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением. Эффективность Р. б. особенно повысилась в последние десяти-

летия с появлением струйных шарошечных долот, долот с шарошками, армированными твердосплавными штырями и долот с герметизированными маслозаполненными опорами шарошек. В практике Р. б. получают распространение долота режущего типа, оснащенные сверхтвердыми композиционными материалами, естественными и синтетическими алмазами и двухслойными алмазно-твердосплавными резцами.

Современные режимы Р. б. скважин шарошечными долотами в твердых и крепких породах характеризуются нагрузками до 1 т на 1 см диаметра долота. Шарошечные долота при Р. б. могут успешно работать в диапазоне частот вращения от 40 до 200 об/мин. В мягких породах частота вращения более высокая, чем в твердых, а нагрузка на долото меньше. При применении режущих долот из сверхтвердых материалов нагрузка еще ниже, а частоты вращения максимально возможные по условиям технологии Р. б.

Самая глубокая скважина, пробуренная методом Р. б. в 1974 в Оклахоме (США), имеет глубину 9583 м. Р. б. в США используется как в вертикальных, так и в наклонных скважинах. В России наклонное бурение ведется только забойными двигателями; в США — комбинированным способом. Прямолинейные участки бурятся роторным способом, а искривления — забойными двигателями.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Бурение нефтяных и газовых скважин. — М., 1961.*

*Р. А. Иоаннесян.*

# С

**САВЕЛЬЕВ Виктор Алексеевич, 21.01.63 г.** – к.г.м.н., член-корр. РАЕН (геология и разработка нефтяных месторождений; 21.01.2000), член-корр. Инженерной академии (1996), заместитель директора института Удмурт-НИПИнефть по научной работе (1995–1999), министр топлива и энергетики республики Удмуртия, доцент кафедры Удмуртского государственного Университета, зам. председателя Совета Министров республики Удмуртия. Специалист в области геологии и разработки нефтяных месторождений.

*Научные интересы:* проблемы освоения ресурсов нефти Волго-Уральского региона, создание и внедрение технологий разработки месторождений нефти системой горизонтальных и вертикальных скважин, создание методик оценки технико-экономической эффективности и новых технологий.

**Сальники устьевые СУС** предназначены для уплотнения сальникового штока скважин, эксплуатируемых штанговыми насосами, расположенных в районах с умеренным и холодным климатом.

Отличительная особенность сальника – наличие пространственного шарового шарнира между головкой сальника (несущей внутри себя уплотнительную набивку) и тройником. Шарнирное соединение, обеспечивая самоустановку головки сальника при несоосности сальникового штока с осью ствола скважины, исключает односторонний износ набивки, увеличивает срок службы сальника, одновременно облегчает смену набивки.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Самоочищение вод** – совокупность природных процессов, направленных на восстановление экологического благополучия водных объектов. ГОСТ 17.2.1.04.-77.

**Самоочищение почвы** – способность почвы уменьшать концентрацию загрязняющего вещества в результате протекающих в почве процессов миграции. ГОСТ 27593-88.

**Самоочищение среды** – непрерывный процесс биохимической, химической и физико-химической утилизации и обезвреживания веществ, загрязняющих окружающую среду.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Санитарно-защитная зона** – озелененная территория специального назначения, отделяющая населённую часть города от промышленных предприятий, размеры и организация которой зависит от характера и степени вредного влияния промышленности на окружающую среду. ГОСТ 28329-89.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Сапропель** – иловые отложения озёр и лагун, состоящие в основном из органических веществ – остатков водных организмов, смешанных с минеральными осадками. Используют в качестве удобрений.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**САХАРОВ Виктор Александрович, 9.11.1934** – профессор ГАНГ им. И.М. Губкина, д.т.а, профессор, Отличник высшей школы, Изобретатель СССР, Государственный стипендиат Президента Российской Федерации.

*Научные интересы:* оптимизация режимов работы фонтанных и газлифтных скважин, разработка методик расчета движения двух и трехфазных газожидкостных смесей в вертикальных трубах и кольцевых пространствах и методов расчета промысловых подъемников в осложненных условиях эксплуатации, насосная эксплуатация скважин.

**САЯХОВ Фаниль Лутфурахманович, 5.03 1934** – зав. кафедрой прикладной физики и геофизики Башкирского государственного университета, д.ф.-м.н., профессор, заслуженный деятель науки РБ, чл.-корр. АН РБ.

*Научные интересы:* физико-химическая гидродинамика, электрофизика дисперсных систем.

**Сбор нефти и газа на промыслах** – подготовка нефти, газа и воды до такого качества, которое позволяет транспортировать их потребителям. Осуществляется посредством комплекса оборудования и трубопроводов, предназначенных для сбора продукции отдельных скважин и транспортировки их до центрального пункта подготовки нефти, газа и воды (ЦПС).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Свабирование, поршневание** – один из способов ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН методом снижения уровня жидкости. Используется в основном для освоения водяных, нагнетательных и нефтяных скважин.

Поршень (сваб), оснащенный обратным клапаном, грузовой штангой и уплотнительными манжетами, опускают в насосно-компрессорные трубы скважины. При спуске поршня обратный клапан открыт, что позволяет поршню свободно погружаться в жидкость. При подъеме поршня клапан закрывается и столб жидкости, находящийся под поршнем, выносятся на поверхность. С. достигается снижением уровня жидкости в скважине и снижением давления на забое, это вызывает новый приток продукции в скважину и ее освоение.

Кол-во жидкости, извлекаемой за один цикл С., глубина погружения поршня, продолжительность поршневания или число циклов С. зависят от продуктивности осваиваемой скважины, степени загрязненности ее призабойной зоны. Для предотвращения опасности открытого выброса продукции скважины поршень опускают через герметизирующее устройство; извлекаемую жидкость отводят через манифольд скважины в специальные продувочные сборные емкости или в сборную промысловую сеть, что предотвращает загрязнение окружающей среды.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Б. П. Гвоздев.*

**Сверхглубокое бурение** – процесс сооружения скважин в земной коре на глубины, близкие к предельным для современной науки и практики. С.б. предназначено для поиска и разведки глубокозалегающих месторождений полезных ископаемых, изучения геолого-физических параметров земных

недр, закономерностей образования и размещения минерального сырья и др. практических и научных целей.

Объекты изучения посредством С.б. – все характерные типы земной коры. Мировой рекорд глубины бурения достиг отметки 12066 м (Кольская скважина, 1984). Температура на этой глубине 210 °С, а давление 132 МПа. До этого рекордная скважина имела глубину 9583 м (США, 1974). Начиная с 60-х гг. к разряду сверхглубоких относят скважины, достигшие 6000 м и более. Ежегодно в мире бурится несколько десятков таких скважин, главным образом для поиска и разведки месторождений нефти и газа.

С.б. получило развитие в связи с реализацией национальных программ изучения земной коры континентального и океанического типов. С.б. рассматривается как наиболее достоверный метод (по сравнению с известными косвенными) изучения земных недр, способный кардинально повлиять на уточнение представлений, лежащих в основе геологической науки.

*Горная энциклопедия, Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Резанов И. А. Сверхглубокое бурение. – М., 1981; Кольская сверхглубокая, М., 1984, М. И. Ворожбитов.*

**Связанная вода** – вода, обволакивающая минеральные частицы пород тонкой плёнкой (внутренняя часть её образует слой прочно связанный, а внешняя – рыхло связанной воды), толщина которой может достигать нескольких сот диаметра молекул воды, удерживающаяся на поверхности минералов силами молекулярного сцепления (Е. М. Сергеев; А. А. Карцев, 1972).

**Себестоимость добычи нефти (газа)** – издержки нефтегазодобывающего предприятия в денежной форме, состоящие из затрат на используемые средства производства, заработную плату с начислениями и оплату услуг по добыче и реализации нефти (газа) (ВНИИ, 1973).

**Сейсмоакустическое воздействие на ПЗП и пласт.** Ниже приводится один из вариантов сейсмоакустического воздействия на обводненный нефтяной пласт. Технология разработана группой ученых Б. П. Дьяконовым, О. Л. Кузнецовым, И. С. Файзулиным, И. А. Чиркиным. Технология рассчитана на применение к неоднородным обводненным нефтяным терригенным коллекторам толщиной более 5 метров и расположенным на достаточно больших глубинах (до 2500 м).



Сущность технологии заключается в возбуждении излучателем упругих колебаний в скважине против нефтяного пласта. В качестве излучателя упругих колебаний применяется скважинный снаряд длиной 3,5 м, спускаемый на каротажном кабеле и управляемый наземным пультом.

Физической основой метода сейсмического воздействия является ряд эффектов, возникающих в горной среде и насыщающем его флюиде при длительном воздействии на пласт упругими волнами:

- изменение напряженно-деформированного состояния горных пород,
- образование дополнительных каналов флюидопотока в коллекторе,
- ускорение гравитационной сегрегации флюида (газ–нефть–вода) в несколько сот раз,
- увеличение относительной фазовой проницаемости для нефти,
- увеличение скорости (в десятки раз) и полноты капиллярного вытеснения нефти и воды и др.

Эти эффекты приводят к увеличению дебита скважин и уменьшению коэффициента водонасыщенности в добываемом флюиде.

Время воздействия в «излучающей» скважине составляет 10–15 суток.

Эффект повышения притока нефти наблюдается не только в обрабатываемой скважине, но и на расстоянии до 2 км от «излучающей» скважины. Длительность эффекта составляет не менее 6 месяцев.

При использовании данной технологии сейсмоакустического воздействия не происходит нарушение конструкции «излучающей» скважины. Технология воздействия опробована на ряде месторождений нефти и газодобывающих предприятий «Оренбургнефть», «Оренбурггазпром» и «Татнефть». Во всех случаях были получены положительные результаты, в среднем 10–15 тыс.т. дополнительной нефти на одном участке в течение 6 месяцев. Метод был внедрен и на одном из крупнейших месторождений Ромашкинском в Татарстане.

Преимуществом технологии является и то, что он может внедряться в любых климатических условиях.

Подготовительные работы заключаются в подъеме оборудования и очистки скважины.

Технология экологически чиста, требования техники безопасности соответствуют стандартам при проведении промыслово-геофизических работ. Для проведения работ по сейсмоакустическому воздействию необходимы каротажный подъемник с геофизическим трехжильным кабелем. Из обслуживающего персонала – два оператора и один машинист подъемника.

Затраты на проведение работ складываются из: подъема инструмента из скважины бригадой ремонтников, промывки скважины той же бригадой, аренды каротажного геофизического подъемника, аренды помещения для проживания специалистов у скважины. Необходим персонал специалистов: два инженера-оператора, один машинист подъемника, один шофер автотранспорта. Для обработки одной скважины необходимо 30 рабочих смен бригады указанного персонала.

Данный метод показал хорошие результаты на месторождениях НГДУ «Азнакаевнефть» в Татарстане. Метод начали внедрять на объектах НГДУ с декабря 1995 года. На начало 1998 г. работы проведены в 21 скважине, текущая эффективность около шести тысяч тонн на одну обработку, успешность превысила 90%.

Как показали промысловые испытания, наибольшая успешность сейсмоакустического воздействия достигается в сочетании с другими методами повышения нефтеотдачи, так, например, в сочетании с циклической закачкой, а также с химическими методами (акустико-химическое воздействие).

**Сепаратор** – аппарат для разделения твердых или жидких веществ, компонентов минерального сырья, удаления газа, твердых или жидких частиц из жидких и газообразных сред и двухфазных пен.

На обогатительных фабриках С. являются основными аппаратами в процессах радиометрии, сортировки, гравитационного, магнитного и электрического обогащения. В процессе жидкостной экстракции в С. (экстракторах) происходит разделение эмульгированного экстрагента от водной фазы. На газовых промыслах С. применяются для очистки продукции газовых и газоконденсатных скважин от влаги, твердых частиц и др. примесей (см. ГАЗОВЫЙ СЕПАРАТОР), на нефтяных промыслах – для отделения нефтяного газа от нефти (см. НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕПАРАТОР). Принцип действия С. различных типов основан на отличии физических свойств компонентов смеси: формы, массы, плотности частиц, коэффициента трения, магнитных свойств и т. п.

При обогащении природных ископаемых С. работают по принципу непрерывного действия и имеют транспортирующее устройство для подачи исходного материала в рабочую зону, в которой происходит разделение под действием соответствующего силового поля (магнитного, электрического, гравитационного и т. д.); приспособление для отбора обогащенного продукта и устройство для сброса отходов (хвостов). В зависимости от

среды, в которой осуществляют разделение, различают пневматические (сухие) и мокрые С. В первых сепарация частиц происходит в потоке воздуха (например, обогащение угольной пыли).

Наиболее распространены магнитные С. для отделения магнитных минералов от немагнитной породы и др. примесей (см. МАГНИТНАЯ СЕПАРАЦИЯ).

Для разделения эмульсий и осветления жидкостей применяются обычно С. центробежного типа, для механической очистки газов и выделения из них твердых или жидких частиц – газовые С., циклоны и скрубберы.

Для разделения механических смесей по электрическим свойствам используют электрические С. По способу зарядки частиц и силовому полю различают С: электростатические (электризация частиц происходит путем соприкосновения с заряженными электродами), диэлектрические (используется различие в величине диэлектрической проницаемости), трибоэлектрические (частицы заряжаются трением), пирозлектрические (частицы некоторых веществ электризуются при нагревании), коронные (используется электрическое поле коронного разряда).

Для разделения рудной массы на составляющие компоненты по цвету, блеску, прозрачности или отражающей способности минералов применяют фотометрический С. Для выделения минералов, люминесцирующих под действием рентгеновских лучей, рентгенолюминесцентные С.

*Л. А. Барский.*

**Сепарация газонефтяной смеси (выбор числа ступеней сепарации).** Для увеличения выхода и снижения упругости паров товарной нефти и повышения ряда других технико-экономических показателей нефтепромышленного хозяйства применяют многоступенчатую сепарацию нефти и газа. Она позволяет более полно использовать естественную энергию пласта для транспорта и подготовки нефти и газа, выделить из газа большую его часть в виде почти сухого газа, направляемого на использование без переработки получить более стабильную нефть. Однако изучение экспериментальных и данных по одноступенчатому и многоступенчатому сепарированию газонефтяных смесей показывает, что увеличение числа ступеней сепарации более двух сравнительно мало изменяет выход нефти по сравнению с двухступенчатой сепарацией, но заметно усложняет и удорожает нефтегазосборную систему. Таким образом, возникает задача по отысканию наиболее целесообразного варианта процесса сепарации, которая может быть решена на основе соответствующего технико-экономического

анализа с учетом данных конкретных условий. Известно, что эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений легкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Давление первой ступени сепарации зависит от принятого давления в нефтегазосборной системе, которое в значительной мере определяется запасами избыточной энергии пласта. Давление в нефтегазосборных системах независимо от способа эксплуатации скважин должно быть достаточно высоким, обеспечивающим совместный транспорт продукции скважин до централизованных сборных пунктов без применения промежуточных перекачивающих станций. Однако в конкретных условиях не всегда удается это осуществить. Иногда может оказаться более целесообразным бескомпрессорный транспорт газа в сочетании с дожимными насосными станциями и другие варианты нефтегазосборных систем, характеризующиеся более низкими давлениями. Выбор давлений в промежуточных ступенях сепарации осуществляется на основе комплексного рассмотрения вопросов сбора нефти и газа и их подготовки к магистральному транспорту и использованию. При этом учитываются задачи промысловой переработки газа, в частности, требования к глубине отбора из газа этана, пропана и бутанов, извлечение которых требует наличия определенного давления и т. п. Требования к сепарации значительно возрастают, если на месторождении нет специальной установки для стабилизации нефти. Здесь во избежание больших потерь легких фракций нефти при ее хранении и дальнем транспорте по возможности надо их выделить при сепарации и затем уловить на газоперерабатывающих установках. С этой целью последняя ступень сепарации осуществляется при возможно более низком давлении – атмосферном или при небольшом вакууме, а в отдельных случаях и при повышенных температурах.

**Сепарация газа** – процесс разделения (отделения, разъединения) твердой, жидкой и газовой (паровой) фаз потока природного газа с последующим извлечением из него твердой и жидкой фаз. С. Г. предназначена для предохранения от попадания влаги и твердых частиц в промысловые газосборные сети и технологическое оборудование газовых и газоконденсатных месторождений. Недостаточный уровень С. Г. приводит к низкой гидравлической эффективности промысловых газопроводов, существенному перерасходу энергии, затрачиваемой на компримирование газа, росту эксплуатационных затрат, возможности образования газогидратных пробок в промысловых системах сбора и транспорта газа, снижению эффективности работы технологического оборудования промыслов.

С. Г. может быть основана на изменении термодинамического равновесия газового (газоконденсатного) потока вследствие снижения температуры и давления; на способе гравитационного разделения фаз потока, происходящего за счет разности плотностей газа, капельной жидкости и твердых механических примесей; на инерционном разделении фаз газового (газоконденсатного) потока за счет действия центробежной силы при тангенциальном вводе потока в газовый сепаратор или вследствие изменения направления потока в самом сепараторе при радиальном вводе потока.

В конструкциях сепараторов отделение газа от жидких и твердых примесей основано на выпадении частиц при малых скоростях движения газового (газоконденсатного) потока в результате действия сил тяжести или инерционных (центробежных) сил, возникающих при криволинейном движении потока.

В газовых сепараторах предусмотрена коагуляционная секция (экстрактор тумана), которая предназначена для удержания мелких капель жидкости, не выпавших в осадок под действием гравитационных или инерционных сил. Для коагуляции и улавливания мелких капель жидкости употребляются жалюзийные насадки различного типа. Коагуляция и улавливание мелких капель жидкости в жалюзийных насадках осуществляется за счет действия инерционных сил и большой поверхности контакта с сепарируемой средой. Капли жидкости весьма малых размеров (диаметры менее  $10^{-5}$  м) уносятся из жалюзийных насадок и улавливаются в экстракторе тумана (наборе проволочных сеток). При размерах капель до  $10^{-8}$  м преобладает броуновская коагуляция, при каплях размером  $10^{-7}$ – $10^{-6}$  м – турбулентная коагуляция.

Определяющим фактором формирования спектра капель в газовом (газоконденсатном) потоке при установившемся движении с развитой турбулентностью является процесс дробления капель жидкости турбулентными пульсациями. При образовании жидкой фазы в газовом (газоконденсатном) потоке значительную роль играет величина поверхностного натяжения жидкости на границе с газом. Этот параметр влияет на волнообразование пленочных структур газожидкостных потоков, дробление капель жидкости и т. п. Величина коэффициента поверхностного натяжения жидкости уменьшается при увеличении давления.

Опыт эксплуатации различных типов газосепараторов показал, что при номинальных расходах газа эффективность его сепарации не превышает 60% для вертикальных сепараторов гравитационного принципа действия; 80% для горизонтальных сепараторов гравитационного принципа действия; 95% для жалюзийных сепараторов инерционного принципа действия.

Эффективность работы сепаратора определяется коэффициентом сепарации (отношение массы, уловленной в сепараторе твердой или жидкой фазы, к массе этой же фазы, поступившей в сепаратор). Коэффициент сепарации зависит от содержания жидкой или твердой фазы во входящем потоке; физических свойств разделяющихся фаз; скорости движения газа в разделителях и отбойных секциях; времени пребывания разделяющихся фаз в разделителях и осадительных секциях; места установки редуccionного органа; конструктивных особенностей и характера действующих сил.

Эксплуатационная характеристика газовых сепараторов зависит от пропускной способности сепаратора, коэффициента сепарации, расхода металла на единицу пропускной способности, удельных затрат пластового давления на единицу обработанного газа или отделяемого конденсата.

*Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М., 1979.*

*В. В. Савченко.*

**Сернистая нефть** – нефть с содержанием серы от 0,51 до 2% (ОСТ 38.01197-80).

**Серные бактерии** – бактерии, способные окислять сероводород до серы, временно вводя её в клетку и окисляя её до сульфатов. *СТ ИСО 6107/6-86.*

**Сетка скважин** – характер взаимного расположения добывающих и нагнетательных скважин на эксплуатационном объекте с указанием расстояний между ними.

**Сжимаемость воды** – изменение объема воды под действием давления. Зависит от газосодержания и температуры воды (А.А.Карцев, 1972).

**Сжимаемость горных пород** – способность горных пород изменять свой объем под воздействием всестороннего давления. Различают 2 вида С. горных пород – обратимую и необратимую. Обратимая С. (объемная упругость) зависит от температуры, характеризуется коэффициентом сжимаемости и определяется их упругими свойствами. Необратимая С. горных пород связана с необратимыми неупругими процессами деформации.

*Горная энциклопедия, Москва. Издательство «Советская энциклопедия», 1986.*

*Справочник физических констант горных пород, пер. с англ. – М., 1969; Справочник (кадастр) физических свойств горных пород. – М., 1975.*

**Синергизм, синергия** – свойство сложных систем, возникающее при неравновесных процессах, когда результат взаимодействия не является простой суммой отдельных воздействий, а порождает качественно новые результаты, зависящие от всей совокупности воздействий и взаимодействий.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Система разработки залежи** – совокупность мероприятий, при помощи которых можно воздействовать и управлять процессом эксплуатации залежи (расположение, число, порядок ввода и режим работы добывающих скважин, применение нагнетания рабочего агента в пласт, условия нагнетания (А. П. Крылов, 1962).

– Определенная схема и принятый план разбуривания залежи добывающими и нагнетательными скважинами с учетом мероприятий по воздействию на пласт. С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов, 1970.

– Совокупность процессов, включающая разбуривание залежи скважинами по определенной схеме и принятому плану; осуществление и регулирование эксплуатации залежи нефти через указанные выше скважины; применение методов воздействия на пласт путем ввода дополнительной энергии; контроль за правильностью эксплуатации пластов и скважин (М. И. Максимов, 1975).

**Система разработки месторождений** – совокупность технологических и технических мероприятий, обеспечивающих эффективное проведение процесса разработки многопластового или крупного месторождения, которая основывается на рациональном решении вопросов выделения эксплуатационных объектов, последовательности их освоения, выбора систем разработки для каждого из объектов.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

**Скважина** – цилиндрическая горная выработка круглого поперечного сечения, пробуренная с поверхности Земли. По своему назначению все скважины, сооружаемые в нефтяной и газовой промышленности, подразделяются на: картировочные, сейсмические, структурные, поисковые, разведочные, нагнетательные и контрольные.

*Контрольные* скважины служат для выяснения глубины залегания коренных пород, слагающих разрез данного района и находящихся на поверхности под слоем современных наносов, с целью составления геологических карт. Глубина таких скважин обычно не превышает 300 м, конечный диаметр от 75 до 91 мм.

*Сейсмические* скважины служат для проведения подземных взрывов при сейсмической разведке, которая имеет целью выявление характера залегания пластов на глубине. Такие скважины имеют глубину редко до 200 м, диаметр от 87 до 200 мм.

*Структурные* скважины предназначены для выявления благоприятных для скопления нефти и газа структурных форм по характеру залегания маркирующего геологического горизонта. Глубина этих скважин иногда превышает 1000 м, а диаметр от 75 до 110 мм. Структурные скважины бурятся на площадях, предварительно изученных геофизическими методами разведки.

*Поисковые* скважины бурятся на благоприятных для скопления нефти или газа структурах, выявленных предшествующей разведкой, с целью опробования возможно продуктивных пластов. Глубина поисковых скважин достигает 2000 м и более, а диаметр 140–250 мм.

*Разведочные* скважины закладываются на уже открытых месторождениях с целью уточнения контура нефте- или газоносности либо с целью выявления продуктивности других геологических горизонтов, залегающих ниже или выше эксплуатационного. Глубина таких скважин может достигать 6000 м и более, диаметр от 140 до 300 мм.

*Эксплуатационные* скважины предназначены для извлечения нефти и газа из продуктивных пластов в пределах уже разведанных нефте- и газоносных площадей. Те разведочные и поисковые скважины, которые имеют значительный приток нефти или газа, также передаются в эксплуатацию. Глубина эксплуатационных скважин достигает 5000 м и более, диаметр от 200 до 300 мм.

*Нагнетательные* скважины сооружаются для закачки в разрабатываемые нефтяные пласты воды или газа с целью поддержания пластового давления и повышения суммарной нефтеотдачи.

*Контрольные* скважины предназначены для систематического наблюдения за пластовым давлением.

Разведочное бурение всегда предшествует эксплуатационному.

В период разведки изучается геологическое строение месторождения путем отбора образцов и проб пород, выявляется газо- и нефтенасыщенность пластов, проводится испытание вскрытых продуктивных пластов и т. п. Объем работ при проводке разведочных скважин значительно



больше, чем в процессе бурения эксплуатационной скважины, а технология бурения менее совершенна вследствие недостаточной изученности геологического разреза. Поэтому бурить разведочные скважины сложнее, нежели эксплуатационные и нагнетательные.

*Бурение нефтяных и газовых скважин. А. П. Духнин, Е. М. Соловьев.*

**Скважина, гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия** – скважина, вскрывшая пласт на всю его мощность, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб (специальный фильтр или перфорационные отверстия).

*(В. Н. Щелкачев, Б. Б. Лапук, 1949).*

*Син.: скважина, не совершенная по характеру вскрытия.*

**Скважины, восстановленные из бездействующих** – подкатегория категории старых скважин – скважины, которые введены в отчетном году в эксплуатацию из бездействующих с прошлых лет, также из числа контрольных, нагнетательных, законсервированных, ликвидированных и других скважин при условии, что они ранее уже эксплуатировались на нефть и были остановлены до 1 декабря предыдущего года.

*(Ю. И. Казакова, Л. В. Владимирова, В. А. Кутынина и др., 1974).*

**Скважины, находящиеся в консервации** – скважины, на которые в соответствии с установленным порядком оформлено разрешение об их временной консервации.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983).*

**Скин-эффект.** Под скин-эффектом понимается изменение проницаемости фильтрационных каналов вследствие их загрязнения (очистки) твердыми частицами, содержащимися в фильтрующемся флюиде. Сам же процесс загрязнения (очистки) фильтрационных каналов механическими частицами называется кольтатацией (декольтатацией).

Особую важность это имеет для призабойной зоны скважины, в которой имеют место преобладающие потери энергии, фиксируемые, в частности, при исследовании скважины, работающей в нестационарном режиме. Кольтатация призабойной зоны скважины (ПЗС) может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы

дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость. При первичном вскрытии на репрессии возможно и разрушение цементирующего вещества терригенного коллектора в ПЗС, и кольматация фильтрационных каналов. В процессе эксплуатации добывающей скважины кольматация возможна и вследствие облитерации, отложения асфальтосмолопарафиновых компонентов нефти, солей и т. п. При эксплуатации нагнетательной скважины кольматация возможна из-за отложений в ПЗС механических частиц, поступающих с закачиваемой при ППД водой, а также других твердых примесей (соли, продукты коррозии труб и т. п.).

Процесс кольматации (декольматации) ПЗС и его причины изучены достаточно хорошо и предложены различные технологии, снижающие отрицательное влияние этого явления на фильтрационные характеристики системы.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Смачиваемость, смачивание** – поверхностное явление, возникающее на границе соприкосновения фаз, одна из которых твердое тело, а другие – несовмещающиеся жидкости или жидкость и газ. С. проявляется в частичном или полном растекании жидкости по твердой поверхности, пропитывании пористых тел и порошков.

С. твердых веществ характеризуется углом С.  $Q$  или  $\cos Q$ , значения которых получают при рассмотрении равновесного состояния сил поверхностного натяжения для капель жидкости (ж) на твердой поверхности (т) в газовой среде (г):

$$\cos Q = \frac{\sigma_{тг} - \sigma_{тж}}{\sigma_{жг}},$$

где  $\sigma_{тг}$  – поверхностное натяжение на границе раздела фаз твердое тело – газ;  $\sigma_{тж}$  – поверхностное натяжение на границе раздела фаз твердое тело – жидкость;  $\sigma_{жг}$  – поверхностное натяжение на границе раздела фаз жидкость – газ. С. твердой поверхности жидкостью увеличивается по мере уменьшения угла  $Q$ . При рассмотрении угла С. учитывается гистерезис С., зависящий от состояния твердой поверхности – ее шероховатости, химической неоднородности, препятствующих перемещению границы раздела фаз (уменьшение угла С. при отекании жидкости и увеличение угла  $Q$  при натекании жидкости).

В горном деле С. играет большую роль не только при обогащении руд и минералов (флотации, классификации, гравитации, магнитной сепарации, дезинтеграции и т. д.), но и в процессах подземного выщелачивания, гидрометаллургической переработки руд, разрушении горных пород (понижение прочности, эффект Ребиндера), пылеулавливании и др. процессах.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*В. П. Небера.*

**Смачивание** – когда говорят о смачивании, имеют в виду смачивание поверхности твердого тела данной жидкостью в присутствии другой жидкости. В качестве жидких фаз будем рассматривать нефть и воду, а твердой – кварцевую пластинку или поверхности стеклянной трубки-капилляра (большинство природных капиллярных каналов образовано взаимном расположением зерен кварцевых пород, различных по составу и физическим свойствам).

Смачивающая жидкость на поверхности твердого тела образует сплюснутую, растекающуюся каплю, а несмачивающая – сферическую или близкую к ней (имеется в виду маленькая капля, сила тяжести которой не искажает ее формы). Если твердая поверхность смачивается нефтью, то она не смачивается водой, и по отношению к нефти она называется олеофильной, а по отношению к воде – гидрофильной. И наоборот, когда поверхность не смачивается нефтью, то она смачивается водой, и по отношению к нефти она будет олеофильной, а по отношению к воде гидрофобной.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Смешанный режим залежи** – режим, при котором приток нефти к забоям добывающих скважин обусловлен сочетанием нескольких видов пластовой энергии, каждая из которых оказывает заметное влияние на процесс разработки. Различные режимы могут либо одновременно проявляться в разных частях залежи, либо постепенно сменять друг друга во времени. Широкое распространение получили С. р. з., основанные на сочетании водонапорного режима (естественного или искусственно созданного методами ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ путем закачки воды) с другими – неводонапорными, имеющими обычно подчиненное значение.

Если начальное пластовое давление значительно выше давления насыщения нефти газом, то при достаточно активном напоре краевых или закачиваемых вод и сохранении забойных давлений в скважине не ниже давления насыщения эксплуатация залежи будет происходить при упруговодонапорном режиме. Вследствие интенсивного отбора из нее жидкости давление в ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ скважины может упасть ниже давления насыщения, что приведет к выделению из нефти заключенного в ней газа и развитию в прискважинных частях пласта режима растворенного газа (см. ГАЗИРОВАННОЙ ЖИДКОСТИ РЕЖИМ). Если при этом применяется поддержание пластового давления или активно проявляют себя контурные воды, то приток нефти к скважине будет происходить при С. р. з. вытеснения газированной нефти водой, т. е. при сочетании водонапорного режима и режима газированной жидкости. В зонах залежи, близких к контуру питания, давление будет выше, а в призабойной зоне – ниже давления насыщения. При наличии в залежи свободного газа к напору краевой (подошвенной) воды добавляется напор газовой шапки (см. ГАЗОНАПОРНЫЙ РЕЖИМ). Ввиду того что нефть в такой залежи полностью насыщена газом (пластовое давление на контакте газ–нефть соответствует давлению насыщения нефти газом), начальный период эксплуатации будет сопровождаться проявлением режима растворенного газа. В дальнейшем ближайшие к контуру водоносности скважины начнут работать за счет напора краевых вод (в условиях упруговодонапорного режима), а расположенные вблизи контура газоносности – под действием расширения газовой шапки (газонапорный режим). Если практическое значение указанных действующих сил будет сопоставимо, то режим разработки залежи можно считать смешанным. В случае слабой активности краевых (подошвенных) вод режим залежи определяется как газонапорный или преимущественно газонапорный. Известны сочетания водонапорного режима с гравитационным (гравитационно-упруговодонапорный режим), однако практическая роль их невелика.

Кроме рассмотренных С. р. з., в которых заметную или даже доминирующую роль играет водонапорный режим, встречаются (хотя и значительно реже) др. сочетания режимов. Имеются, например, залежи, эксплуатация которых осуществляется при сочетании газонапорного режима и режима растворенного газа. Процесс разработки такой залежи характеризуется тем, что при жестком газонапорном режиме всегда, а при упруговодонапорном только при наличии достаточных запасов свободного газа нефть под воздействием газовой шапки в конечном счете вытесняется к внешнему контуру нефтеносности.

Относительное соотношение влияний различных режимов на процесс эксплуатации залежи учитывается при расчете технологических показателей разработки месторождений и коэффициента извлечения нефти.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

**Смог** – газообразные и твёрдые примеси в сочетании с туманом или аэрозольной дымкой, образующиеся в результате их преобразования и вызывающие интенсивное загрязнение атмосферы. ГОСТ.1.04-77.

**Смолистые нефти** – нефть с содержанием смол, изменяющимся в пределах 8–28% (М. А. Жданов, 1970).

**Смолы и асфальтены** – сложные компоненты нефти – высокомолекулярные соединения, содержащие углерод, водород, азот, серу, находящиеся в нефти в количестве 4–45%, обладающие высокой поверхностной активностью и при большом содержании в нефти усложняющие условия её фильтрации в продуктивных пластах.

– Сложные полициклические системы, состоящие из ароматических и алифатических радикалов (К. Бека, И. В. Высоцкий, 1976).

**Совместная разработка нефтяных пластов** – объединение двух и более нефтяных пластов в один эксплуатационный объект путем одновременного отбора из них пластовой жидкости единой сеткой скважин. Нефтяные месторождения (залежи), как правило, являются многопластовыми, причем продуктивные пласты неоднородны прежде всего по коллекторским свойствам: имеют различную проницаемость, толщину, песчаность, расчлененность, выдержанность по площади. На каждый из продуктивных пластов бурить свою сетку добывающих и нагнетательных скважин (при необходимости воздействия на них ЗАВОДНЕНИЕМ) экономически убыточно. Одной из первоочередных задач ввода нефтяных месторождений в промышленную разработку является объединение продуктивных пластов в единые эксплуатационные объекты и проведение С. Р. этих пластов. Выделение эксплуатационных объектов производят на основе изучения коллекторских свойств продуктивных пластов, их геологического строения, возможностей технологии и техники эксплуатации скважин с использованием опыта разработки месторождений, имеющих сходные геологические характеристики, физико-химические свойства пластовых жидкостей и нефтяного газа. При этом по каждому объекту должно быть обеспечено дос-

тижение запроектированных темпов добычи нефти, высоких технико-экономических показателей разработки, утвержденной нефтеотдачи пластов при положительном народно-хозяйственном эффекте. В один эксплуатационный объект выделяют продуктивные пласты с близкими коллекторскими свойствами (особенно проницаемостью), составом и свойствами пластовых нефтей (особенно вязкости), одинаковой насыщенностью их газами, с близким значением пластовых давлений и сходным положением водонефтяных контактов. Основные условия объединения неоднородных пластов в единые эксплуатационные объекты: равные скорости вытеснения нефти водой по всему продуктивному разрезу в пластах с различной проницаемостью или опережающее вытеснение в малопроницаемых пластах, когда объемы нефтенасыщенной породы (залежи) отличаются незначительно; опережающее вытеснение в высокопроницаемых пластах, когда объемы залежи в них в 4 раза выше, чем в малопроницаемых пластах; опережающее вытеснение в пластах с меньшей гидропроводностью при разной вязкости нефтей; осуществление совместного отбора пластовой жидкости из добывающих скважин, проведенных на выбранные пласты, и раздельной закачки воды в случае резкого различия физико-геологических характеристик пластов при дифференцированном давлении нагнетания; достижение экономической эффективности от совместной разработки нефтяных пластов. Выделение нефтяных пластов для них С. р. – сложная комплексная проблема. Для правильного ее решения на стадии проектирования разработки месторождения необходимо иметь надежную информацию о геологическом строении пластов, физических свойствах пород-коллекторов, физико-химических свойствах пластовых жидкостей, начальных термобарических характеристиках пластов, технологиях разработки, обеспечивающих полноту извлечения нефти, технологиях и технических средствах подъема жидкости из добывающих скважин, наиболее благоприятных системах заводнения и технических возможностях их осуществления, экономических нормативах всех элементов нефтедобычи. Неправильное объединение пластов при С. р. приводит к уменьшению производительности скважин, снижению охвата выработкой запасов нефти по разрезу объектов, создает исключительные затруднения для регулирования нагнетания воды (падение пластового давления, образование широких зон разгазирования, преждевременное обводнение добывающих скважин). После объединения пластов в единый эксплуатационный объект их разбуривают по единой сетке добывающих и нагнетательных скважин. С. р. ведется с использованием оборудования для **ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ**. В процессе эксплуатации месторождения должен проводиться утвержденный комплекс геофизических и гидро-

динамических методов исследования пластов и скважин с целью подтверждения или изменения объединения нефтяных пластов для них С. р.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Дияшев Р. Н. Совместная разработка нефтяных пластов. – М., 1984.*

**Солеобразование в скважинах** – наблюдаемое при разработке некоторых месторождений углеводородов выпадение минеральных солей (сульфатов кальция и бария, карбонатов кальция, хлоридов кальция и др.) в стволе скважины. призабойной зоне и наземном оборудовании, происходящее в результате гидрогеохимических процессов при движении пластовых и нагнетаемых вод к добывающим скважинам (близк.: В.С. Мелик-Пашаев, 1979).

**Сорбат** – химическое соединение или смесь веществ, поглощаемых сорбентом в процессе сорбции.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Спайдеры** предназначены для автоматизации операций по захвату, удержанию на весу, освобождению и центрированию колонны насосно-компрессорных или бурильных труб в процессе спуско-подъемных операций при ремонте скважин.

Спайдер АСГ-80 состоит из корпуса, клиньевой подвески, сменных центраторов и механизма подъема клиньев.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**СПИВАК Александр Иванович, 17.11.1923** – советник ректора Уфимского государственного нефтяного технического университета, профессор кафедры бурения, д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки и техники РСФСР, Почетный нефтяник СССР, награжден 4 орденами, 12 медалями, золотыми медалями ВДНХ.

*Научные интересы:* механика твердого деформируемого тела, механические процессы, происходящие в горных породах при их деформировании и разрушении, процессы изнашивания металлов и сплавов породоразрушающих инструментов.

**Средняя величина добычи нефти в мире на душу населения.** Население мира в конце 1999 г. было близко к 6 млрд чел., а в начале 2000 г. пре-  
взошло 6 млрд. Принимая добычу нефти с газовым конденсатом в 2000 г.  
равной 3,390 млрд т., можно с достаточной степенью точности принять,  
что в 2000 г. средняя добыча нефти (с газовым конденсатом) в мире на  
душу населения составляла 0,565 т за год. Для сравнения укажем, что из  
крупных нефтедобывающих стран наибольшая добыча нефти на душу на-  
селения в ОАЭ (Объединенных Арабских Эмиратах), Кувейте и Норвегии –  
соответственно 41,2, 37,1 и 33,7 т за год; наименьшая – в Китае – 0,1 т за  
год и Индонезии – 0,3 т за год.

*В. Н. Щелкачев. Отечественная и мировая нефтедобыча (история  
развития, современное состояние и прогнозы).*

**Средняя нефтенасыщенная мощность** – показатель, используемый при  
подсчете запасов объемным методом – средняя для залежи нефти величина  
эффективной нефтенасыщенной мощности пласта, определяемая по дан-  
ным о видимой мощности в скважинах как средняя арифметическая (при  
небольшом числе пробуренных скважин) или как средняя взвешенная по  
площади с помощью карты изопакит (при значительном числе скважин)  
величина.

*(М. А. Жданов, 1970).*

**СУЧКОВ Борис Михайлович, 22.03.1936** – директор УдмуртНИПИ-  
нефть (1976–2000 гг.), д.т.н., профессор Удмуртского государственного  
университета, Лауреат государственной премии России, заслуженный  
изобретатель России, действительный член Российской академии есте-  
ственных наук (РАЕН), академик Российской инженерной академии, за-  
служенный работник нефтяной и газовой промышленности (1995), заслу-  
женный работник Минтопэнерго России (1998), Отличник нефтяной  
и газовой промышленности РФ. Почетный нефтяник, автор научного от-  
крытия, памятная медаль им. П. Л. Капицы РАЕН (1998), государственная  
премия правительства Удмуртской Республики (1998), академик Россий-  
ской Академии Горных наук (1999), серебряная юбилейная медаль им.  
Вернадского РАЕН (2000).

*Научные интересы:* совершенствование систем разработки ме-  
сторождений путем применения высокоэффективных технологий добычи  
нефти.

Опубликовано 6 монографий, имеет 40 изобретений и патентов.



**Стабилизация нефти** – извлечение широкой фракции лёгких углеводородов обычно от  $\text{CН}_4$  до  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  на промысле для их использования в качестве топлива или нефтехимического сырья.

Степень С. н. устанавливается для каждого конкретного месторождения с учётом: количества добываемой нефти, содержания в ней лёгких углеводородов, технологии сбора нефти и газа на промысле, влияния С. н. на бензиновый фактор нефти, увеличения затрат на перекачку нефти за счёт повышения вязкости при большей степени С. н. В зависимости от степени С. н. процесс осуществляют сепарацией (извлечением широкой фракции лёгких углеводородов одно- или многократным разгазированием нефти путём снижения её давления, в том числе с предварительным подогревом нефти) или ректификацией (отбором лёгких фракций при одно- или многократном нагреве и конденсации с чётким разделением углеводородов). На промыслах С. Н. проводят в основном в сепарационных установках, которые различаются по принципу действия (гравитационные, инерционные или жалюзийные и центробежные), пространственной ориентации (вертикальные, горизонтальные и наклонные) и геометрической форме (цилиндрические и сферические). Для С. н. с большими газовыми факторами применяются, как правило, горизонтальные сепараторы. Степень извлечения газа и нефти и вынос капелек нефти вместе с газом зависят от числа ступеней сепарации, давления по ступеням сепарации, температуры и объёма поступающей нефтегазовой смеси, а также от конструкции сепараторов.

При многоступенчатой сепарации на первых ступенях получают в основном метан, который используют на промысле или подают в магистральный газопровод, на последующих ступенях – лёгкие углеводороды (в основном  $\text{C}_3\text{H}_8$ ). Благодаря С. Н. уменьшаются потери при хранении и транспорте нефти.

Прогресс в области С. Н. возможен при обеспечении снижения затрат энергии на сепарацию, с тем чтобы заключённую в нефтегазовом потоке энергию использовать главным образом для транспорта нефти и газа, а также при значительном повышении эффективности сепарационных аппаратов. Перспективны методы разделения нефти и газа с применением ультразвука, мембран, сепарации в тонких слоях и др., а также сочетания их с воздействием теплоты, центробежных сил и др.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Трубопроводный транспорт нефти и газа. Под ред. Р. А. Алиева. – М., 1988.*

*Е. И. Яковлев.*

**Стадийность газонефтеобразования** – существование ряда стадий в эволюции органического вещества с момента его захоронения в осадках до образования скоплений углеводородов и последующего их разрушения. Трансформация *ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА* сопряжена с процессом литогенеза вмещающих его пород, поэтому стадии газонефтеобразования в определённой мере совпадают со стадиями литогенеза. Идея о С. г. имеет долгую историю: американский учёный Д. Уайт (нач. XX в.) выделял 2 периода в образовании нефти – биохимический и геохимический. И. М. Губкин (1932 г) определял 6 стадий: накопления органических вещества в осадках; краткого биохимического процесса (превращение органических вещества в нефть под действием различных факторов, начиная со времени его погребения на морском дне); длительного геохимического превращения органического вещества с образованием нефти, обусловленного повышением температуры и давления при погружении пород; образования диффузно-рассеянной нефти и перехода её в переслаивающиеся с глинами пористые породы-коллекторы; завершающую, связанную со складкообразованием и формированием в сводовой части складок залежей нефти, поступающей из депрессионных зон; заключительную, характеризующуюся разрушением залежей в результате денудации складок. В. А. Соколов различал 3 основные зоны газонефтеобразования – биохимическую, переходную и термокаталитическую. Н. Б. Бассоевич (1954, 1962) увязал С. г. со стадиями литогенеза. Дополненная и расширенная, эта схема в результате комплексных детальных геохимических исследований отражает весь процесс газонефтеобразования в осадочных породах.

Седиментогенез (начальная стадия) характеризуется накоплением исходного нефтегазоматеринского органического вещества в субаквальных осадках за счёт синтеза продуктов деструкции биоценозов (липидов, углеводов, белков, целлюлозы, лигнина); формированием нефтегазоматеринского потенциала органического вещества, обусловленного его молекулярной структурой, и потенциала пород, зависящего от типа накопленного органического вещества (сапропелевый или гумусовый) и его концентрации в породе. Переработка органического вещества на этой стадии связана в основном с деятельностью микробов, в т. ч. бактерий, и бентосных организмов, в результате которой *ОРГАНИЧЕСКИЙ УГЛЕРОД* расходуется на редукцию железа из окисной формы в закисную, на образование биохимического *МЕТАНА* и углекислого газа, большей частью рассеивающихся в атмосфере. Реже (при низких температурах, высоких давлениях) метан образует *ГАЗОГИДРАТНЫЕ ЗАЛЕЖИ* или накапливается в раство-

рённом в воде состоянии. Концентрация образовавшихся жидких углеводородов на этой стадии ничтожно мала, а в их составе нечётные алканы преобладают над чётными.

Стадия диагенеза характеризуется затуханием аэробного преобразования органического вещества, установлением физико-химического равновесия в среде осадка-породы. Начинается анаэробный период превращения органического вещества, формируется «юная» микронефть. Концентрация её повышается как за счёт углеводородов, синтезированных анаэробными микроорганизмами, так и за счёт химических превращений органического вещества в низкотемпературных условиях (декарбоксилирование жирных кислот, дезаминирование белков и др.). Содержание микронефти в породе может достигать 0,01–0,05% и тем выше, чем выше исходный потенциал органического вещества. Основным продуктом этой стадии являются газообразные углеводороды (верхняя зона газообразования), формирующие при наличии ловушек *ГАЗОВЫЕ ЗАЛЕЖИ*.

Стадия катагенеза расчленяется на ряд подстадий: раннюю – протокатагенез (бурового угля – этап углефикации), среднюю – мезокатагенез (кам.-угл. этап), позднюю – апокатагенез (антрацитовый этап). Протокатагенез характеризуется погружением пород в области онеминн 50–80 °С и давлений 30,4–35,5 МПа. Процесс дальнейшего физико-химического преобразования органики, но в более жёстких термобарических условиях, сопровождается преимущественно образованием газообразных углеводородов за счёт отщепления периферических групп от исходной макромолекулы органического вещества. Одновременно происходит разукрупнение (отделение низкомолекулярных углеродистых соединений) и укрупнение молекул органического вещества (полимеризация основной матрицы керогена), к концу подстадий – созревание микронефти (жирные кислоты частично декарбоксилируются, частично полимеризуются и переходят в полимерлипиды). Мезокатагенез (МК) – основная подстадия в истории образования нефти. Она расчленяется на ряд градаций от МК<sub>1</sub> до МК<sub>5</sub>. Породы при погружении продолжают уплотняться, температура к концу МК достигает 200–250 °С, давление – 179,2–202,6 Мпа. Происходит внутримолекулярная перестройка основной матрицы керогена, в результате которой выделяется широкая гамма углеводородов. На градациях МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub> при температурах 60–180 °С образуется основная масса углеводородов нефтяного ряда – главная фаза (зона) нефтеобразования; на последующих градациях (МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>) генерируется в основном газ – зона преимущественного метанообразования, 2-я главная зона газообразования. На подстадии апокатагенеза (температуры св. 250 °С) происходит графитизация углефицированного вещества; в начале подстадий продолжается генерация метана, к концу – происходит выделение в основном кислых газов, разложение

нефти. В С. г. газ начинает процесс нефтегазообразования, сопровождает основную генерацию нефти и завершает её (зоны конденсата и сухого газа).

*Вассоевич Н. Б. О стадиях литогенеза нефтематеринских отложений терригенного типа. В кн.: Труды 3-го Всесоюзного совещания по литологии и минералогии осадочных пород. – Баку, 1962; Губкин И. М. Учение о нефти. 3 изд. – М., 1975; Корчагина Ю. И., Четверикова О. П. Методы оценки генерации углеводородов в нефтепродуцирующих породах. – М., 1983.*

*Ю. И. Корчагина.*

**Станок-качалка (1)** – агрегат для приведения в действие глубинного насоса при механизированной эксплуатации нефтяных скважин. Возвратно-поступательное движение плунжеру глубинного насоса передаётся через штанги и шток. С.-к. устанавливается на фундаменте над устьем скважины. В зависимости от количества одновременно обслуживаемых скважин С.-к. бывают индивидуальные, спаренные и групповые. На практике чаще всего применяются индивидуальные станки-качалки.

В зависимости от характера передачи движения к штоку индивидуальные С.-к. бывают балансирного и безбалансирного типа. Наиболее распространены балансирные индивидуальные С.-к., которые отличаются от безбалансирных принципом действия и конструкцией механизма, преобразующего вращательное движение вала двигателя в возвратно-поступательное движение штока и колонны штанг.

Несмотря на многообразие типов и конструкций безбалансирных индивидуальных С.-к., они не нашли достаточного распространения в нефтедобывающей промышленности вследствие ряда существенных недостатков. Основным типом приводов глубинных плунжерных насосов в современной практике глубиннонасосной нефтедобычи являются балансирные индивидуальные С.-к. с механическим, пневматическим и гидравлическим приводами.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Совесткая энциклопедия», 1989.*

*Аливердизаде К. С. Балансирные индивидуальные приводы глубиннонасосной установки. – Баку – Л., 1951; Технология и техника добычи нефти и газа. – М., 1971.*

*В. П. Пантюхин.*

**Станок качалка (2)** (см. рис. 1) – состоит из рамы со стойкой, устанавливаемой на бетонном фундаменте, балансира с головкой (с противовесами), редуктора с двумя кривошипами, на которых закрепляются противовесы и траверсы с двумя шатунами.

Вращение вала электродвигателя (11) при помощи клиноременной передачи (15) передается ведущему валу редуктора (10). Суммарные шкивы электродвигателя в зависимости от типа станка-качалки и его грузоподъемности имеют диаметры от 63 до 450 мм. Диаметры шкивов на ведущем валу редуктора постоянны для всех типов станка-качалки, но в зависимости от грузоподъемности и крутящего момента редуктора изменяются от 315 мм у станков-качалок с небольшой грузоподъемностью до 1250 мм у станков-качалок с большой грузоподъемностью. Изменение передаточного числа клиноременной передачи от 2,5 до 5 достигается сменой шкивов на валу электродвигателя.

Общий вид станка-качалки СК8-3,5-4000 представлен на рис. 2.

Ю. П. Желтов. *Разработка нефтяных месторождений. Учебник для Вузов.* – М.: «Недра», 1986.

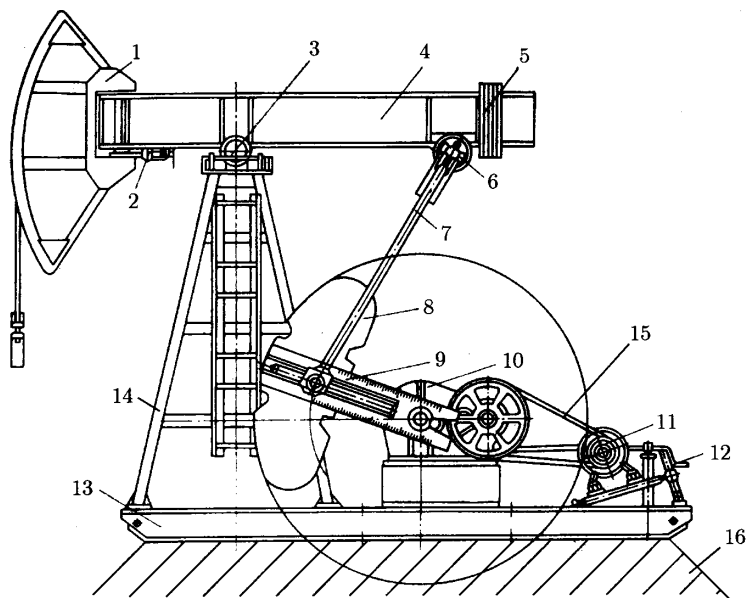


Рис. 1. Станок качалка: 1 – головка балансира; 2 – стопорное устройство головки; 3 – опорный подшипник балансира; 4 – балансир; 5 – противовесы; 6 – сферический подшипник подвески траверсы; 7 – шатун; 8 – противовес кривошипа; 9 – кривошип; 10 – редуктор; 11 – электродвигатель; 12 – ручка тормоза; 13 – рама; 14 – стойка; 15 – клиновые ремни; 16 – фундамент

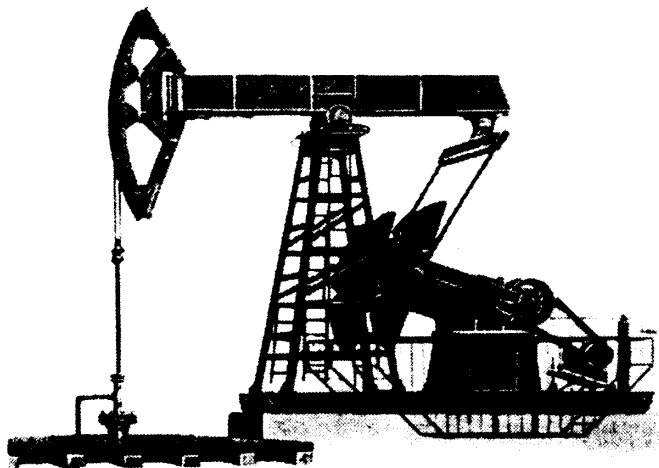


Рис. 2. Общий вид станка-качалки СК8-3,5-4000

**Статический уровень в скважине** – уровень жидкости, установившийся в непереливающей скважине, сообщаемой с пластом, после длительного её простаивания. Забойное давление при этом должно восстановиться до пластового, а в стволе скважины тепловой режим должен соответствовать естественному. В этом случае вес столба жидкости от положения С. у до интервала вскрытия пласта, отнесённый к площади поперечного сечения скважины, будет равен пластовому давлению в скважине.

Величина С. у. определяется расстоянием от устья скважины до положения уровня жидкости в её стволе и измеряется уровнемерами. Величины С. у., отсчитываемые от устья, могут быть приведены к др. горизонтальной поверхности, например, к уровню моря, к положению водонефтяного контакта и т. д. Различают первоначальный С. у., который фиксируется в скважинах до начала отбора жидкости из пласта, и текущий С. у., фиксируемый в длительно простаивающей скважине, если из окружающих скважин производится отбор.

Колебания С. у. происходят не только в результате работы окружающих скважин, но и от различных природных явлений, например, колебаний атмосферного давления, лунных приливов и др.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советский энциклопедия», 1989.*

*И. Д. Умрихин.*

**Сточные воды** – воды, отводимые после использования в бытовой и производственной деятельности человека. *ГОСТ 17.1.1.01.-77.*

**Строительство скважины** – процесс строительства буровой скважины, состоящий из следующих основных операций: непосредственной проводки ствола скважины, производства геологических и геофизических исследований, крепления ствола скважины стальными трубами и подготовки скважины к выполнению ее основного назначения (*сокр.: СГН, 1958*).

*Син.: бурение скважины.*

**Структурная геология** – раздел *ТЕКТоники*, изучающий морфологию, закономерности размещения и пространственного соотношения структурных форм в земной коре, а также деформационные процессы, приведшие к этим соотношениям. Земная кора сложена горными породами, образующими тела разной формы и размера (формы залегания горных пород, или структурные формы). Предмет изучения С. г. – структурные формы: слои, складки, трещины, разрывные нарушения, со смещениями по ним (*СБРОСЫ, СДВИГИ, НАДВИГИ, ПОКРОВЫ ТЕКТонические*), тела магматического происхождения, седиментационные и гравитационные структуры и пр. Выделяются первичные структурные формы, образовавшиеся одновременно с формированием пород в процессе кристаллизации или литификации без вмешательства каких-либо иных приложенных усилий, кроме силы тяжести, и вторичные, или нарушенные, возникшие в результате деформационных преобразований первичных структурных форм под действием различных внешних или внутренних усилий. Деформации, приводящие к нарушению первичных структурных форм, разделяются на тектонические (охватывают обширные участки земной коры, глубоко проникают в неё и подчиняются пространственным и временным закономерностям развития крупных тектонических структур) и нетектонические (экзотектонические), связанные с локальными причинами (сползание нелитифицированных осадков или литифицированных пород по склонам, изменение объёма пород в процессе усыхания, гидратации, дегидратации, термического воздействия, движения покровных ледников и т. п.). Основное внимание С. г. уделяет установлению закономерностей формирования вторичных структурных форм под действием тектонических деформаций. Условно С. г. может быть разделена на морфологическую С. г., включающую в себя описание внешних признаков структурных форм и составление на этой основе морфологических классификаций, и динамическую С. г., изучающую деформационные процессы, нарушающие первичные формы

залегания пород и приводящие к возникновению вторичных структурных форм в земной коре.

С. г. зародилась в 19 в. в Канаде и США (Ч. Р. Ван Хайз, Ч. Лизе, Б. и Р. Уиллисы); в России вопросами С. г. занимались Н. А. Головкинский, А. П. Карпинский, В. А. Обручев, в Зап. Европе – А. Гейм, М. Бертран, Э. Арган. Значительный вклад в развитие С. г. внесли советские геологи Н. С. Шатский, А. Л. Яншин, И. М. Губкин, В. В. Белоусов, А. В. Пейве, В. Е. Хаин и др. С. г. тесно связана со стратиграфией и литологией, петрологией, геоморфологией, геофизикой, гидрогеологией и инженерной геологией, геологией полезных ископаемых, горным делом. Для определения генезиса структурных форм широко применяются физические методы изучения (см. *ТЕКТОНОФИЗИКА*). Тектонические деформации влияют и на структуры и текстуры горных пород (см. *ПЕТРОТЕКТОНИКА*). Без правильного понимания морфологии структурных форм и их пространственного соотношения невозможна *СЪЕМКА ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ*. Структурные формы *ЗАЛЕГАНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД* влияют на распределение в земной коре полезных ископаемых. Результаты структурно-геологических исследований имеют большое значение при решении гидрогеологических и инженерно-геологических задач. С. Г. возникла и развивается в тесной связи с практическими задачами поисков, разведки и добычи полезных ископаемых.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*Спенсер Э. Введение в структурную геологию. Пер. с англ. – Л., 1981; Белоусов В. В. Основы структурной геологии. – М., 1985.*

*В. Г. Талицкий.*

**Суффозия** – процесс механического выноса мелких частиц из массива горных пород под воздействием потока подземных вод. Наиболее часто С. происходит в песчаных, лёссовых и др. дисперсных породах. В зависимости от состава и строения массива С. может развиваться в отдельном слое или толще неоднородных по составу пород; на контакте двух слоев, сложенных породами разного состава; в неоднородном заполнителе трещин, зон тектонических нарушений или карстовых полостей; на контакте горных пород и материала засыпок искусственного сооружения (фильтров, дренажей и др.). Развитию С. способствуют: увеличение степени неоднородности гранулометрического состава пород; возрастание скорости движения подземных вод или гидродинамического градиента фильтрации потока; наличие естественных или искусственных областей разгрузки переносимого потоками мелкого материала.



С. приводит к изменению состава и структуры пород, увеличению их пористости и водопроницаемости, снижению прочности, что обуславливает оседание вышележащей толщи горных пород с образованием на поверхности замкнутых понижений (воронок, блюдца и др.) размером до нескольких сотен метров. Суффозионное разрыхление пород в основании склонов или искусственных откосов способствует образованию оползней. С. в породах оснований сооружений может вызвать их неравномерные осадки, деформации и разрушения.

В естественных условиях С. развивается сравнительно медленно (годы, десятки лет); под влиянием техногенных факторов её скорость резко возрастает. Наиболее интенсивно она протекает на участках сосредоточенной фильтрации в районах возведения плотин или водохранилищ, при длительных откачках подземных вод из открытых (карьеры, котлованы) и подземных горных выработок, а также из скважин водопонижительных систем.

Противосуффозионные мероприятия направлены на уменьшение градиента и скорости фильтрационного потока (противофильтрационные завесы, шпунтовые ограждения, штольневые дренажи, «обратные фильтры», водопонижительные скважины) и на улучшение свойств горных пород методами технической МЕЛИОРАЦИИ.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

*В. Т. Трофимов.*

**Съёмка геологическая** – комплекс работ по составлению геологических карт определённого р-на с целью выявления особенностей геологического строения, закономерностей размещения месторождений полезных ископаемых и перспектив территории на все виды минерального сырья. Съёмочные работы производятся преимущественно на начальной стадии геолого-разведочного процесса, обычно предшествующих стадии поисковых работ. Выделяется несколько видов С. г.: полистная и групповое геологическое доизучение ранее заснятых площадей, аэрофото- и космоаэрофото-геологическое картирование, глубинное геологическое картирование, подготовка к изданию Государственных геологических карт. Каждый из видов отличается размерами выделяемых под С. г. площадей, комплектами составляемых в процессе С. г. обязательных и специальных геологических карт. В зависимости от масштаба С. г. подразделяется на мелкомасштабную (1 : 1 000 000, 1 : 500 000), среднемасштабную (1 : 200 000, 1 : 100 000), крупномасштабную (1 : 50 000, 1 : 25 000) и детальную (1 : 10 000 и крупнее). Последовательный переход от более мелкого масштаба С. г. к более

крупному масштабу позволяет осуществить постепенную детализацию представлений о геологическом строении, установить связь полезных ископаемых с определенными структурами и комплексами горных пород, определить площади, участки и зоны, требующие дальнейших поисков, обеспечить решение специальных геологических и прикладных задач. С. г. включает подготовительный, полевой и камеральный этапы. К задачам подготовительного этапа относится разработка проектно-сметной документации, изучение и анализ фондовых и опубликованных материалов, составление предварительных геологических и специальных карт. Во время полевого этапа осуществляются полевые поисково-съёмочные, аэровизуальные, геофизические, геохимические, горно-буровые и др. работы. В результате полевых исследований составляются карта обнажений, полевая геологическая карта, геологические разрезы, стратиграфолитологическая колонка. В течение камерального этапа систематизируются материалы полевых работ, обрабатываются данные химико-аналитических и др. лабораторных исследований, производится углублённое изучение всех горных пород и руд, палеонтологическое определение собранных органических остатков. На всех этапах осуществляются многократное дешифрирование аэрофото- и космоматериалов, геологическая интерпретация геофизических данных. По результатам С. г. составляются окончательные геологические карты (с комплектом вспомогательных карт, обязательных и специальных, и разрезов), отчёты или объяснительные записки. Карты масштаба 1 : 50 000 и мельче относятся к категории Государственных карт и после апробации подготавливаются к изданию. Карты масштаба 1 : 25 000 и крупнее вместе с отчётами или объяснительными записками передаются производственным организациям и в общесоюзные или территориальные геологические фонды.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1989.*

# Т

**Талевый блок** – система подвижных блоков, через которые пропускается стальной канат, совместно с неподвижными блоками кронблока составляют *труб*.

«ТАТНЕФТЬ» – производственное объединение (ранее подчиненное Министерству нефтяной и газовой промышленности СССР) по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений в Татарии. Расположено в г. Альметьевск (Татарстан). Создано в 1950. Включает более 20 предприятий и 57 структурных единиц, в т. ч. Институт «ТатНИПИнефть». Разрабатывает более 46 нефтяных месторождений, в основном в терригенных отложениях девонского и каменноугольного возраста. Все месторождения являются типичными многопластовыми месторождениями платформенного типа, связанными с пологими структурными формами. Широко распространены месторождения, представляющие сочетание залежей двух, трёх и четырёх нефтеносных этажей. Наиболее крупные месторождения: Ромашкинское, Новоелховское, Бавлинское, Бондюжское, Первомайское. Режим залежей упруговодонапорный. Большинство залежей разрабатываются с поддержанием пластового давления путём закачки воды.

Основной способ эксплуатации – насосный. Сбор нефти полностью герметизирован. Нефть девона лёгкая, маловязкая, сернистая (до 2%), по-

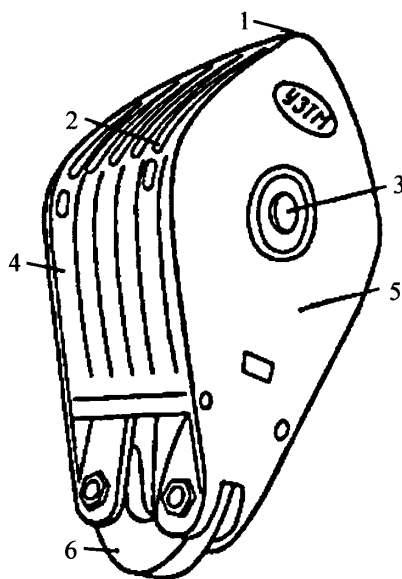


Рис. 1. Талевый блок: 1 – траверса; 2 – шкиф; 3 – ось; 4 – предохранительный кожух; 5 – серьга

путный газ богат этаном и пропаном (до 50%), содержит 14,2% азота. Нефть карбона более тяжёлая и сернистая (до 3,4%). На промыслах Татарии впервые в мировой практике в промышленном масштабе применено внутриконтурное заводнение, позволившее намного ускорить извлечение запасов нефти из продуктивных горизонтов (Ленинская премия). Впервые в отрасли в «Т.» освоена технология защиты трубопроводов от коррозии стеклом и полиэтиленом. Широкое и эффективное применение на нефтяных месторождениях Татарстана получили импульсные нейтронные методы доразведки и контроля за разработкой эксплуатируемых месторождений.

Объединение награждено орденом Ленина (1967).

*Э. А. Аконджанов.*

**Тектонические карты** – геологические карты, отображающие современную структуру отдельных регионов или земной коры в целом и историю её формирования. Первые карты подобного типа, относящиеся к началу XX в., были картами тектонических линий – осей складок, разломов; их разный рисунок или цвет отвечал возрасту этих элементов структуры. На смену им пришли карты районирования по возрасту гл. или заключительных деформаций; таковы карты (схемы), составленные для Европы французским геологом П. Э. Огом, русским геологом Ф. Н. Чернышёвым, немецким геологом Х. Штилле. Этот принцип затем был дополнен разделением территорий на платформенные и геосинклинальные области; на картах стал изображаться лишь возраст геосинклинальной складчатости и возраст блоков фундамента платформ; на площади платформ, покрытой осадочным чехлом, показывалась глубина залегания фундамента. По этим принципам были составлены первые Т. к. СССР: мелкомасштабная – А. Д. Архангельского и Н. С. Шатского (1933) и обзорные (1 : 400 000, 1953 и 1 : 500 000, 1956) под редакцией Шатского. Издание последней карты, с успехом продемонстрированной на 20-й сессии Международного геологического конгресса (1956), явилось стимулом для начала составления международных Т. к. континентов – Европы (1-е изд., 1964), Африки, Сев. Америки, Юж. Америки, Австралии и ряда национальных и региональных Т. к. Складчатые системы на этих картах подразделялись на структурные ярусы, разделённые несогласиями, или непосредственно по возрасту фаз деформаций. При Международной комиссии по геологической карте мира была создана подкомиссия по тектоническим картам, возглавляемая советскими учёными (Н. С. Шатский, А. А. Богда-

(Н. С. Шатский, А. А. Богданов, Д. В. Наливкин, А. В. Пейве, В. Е. Хаин). В 70-е гг. в связи с успехами концепций *МОБИЛИЗМА*, появились карты, основанные на районировании по стадиям развития и времени становления континентальной коры; таковы карты Урала, Вост. Казахстана, Сев. Евразии, созданные в СССР под руководством Пейве. За рубежом карты подобного типа опубликованы для Аппалачей и Вост. Австралии (Новый Южный Уэльс). В 80-е гг. появляются Т. к., построенные на принципах теории *ТЕКТОНИКИ ПЛИТ* с выделением геодинамических обстановок, предусматриваемых этой теорией, например, островодужных, окраинно-морских, шельфовых и т. п. Во внутренних (эвгеосинклинальных) зонах складчатых систем начинают выделяться экзотические блоки (террейны), испытавшие значительные (до нескольких тыс. км) перемещения до своего включения в состав данной системы. Т. к. имеют большое прикладное значение в качестве основы для составления *ПРОГНОЗНЫХ КАРТ*. Образец Т. к. см. в ст. *ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ*.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*В. Е. Хаин.*

**Тектоническая структура** – 1) распределение горных пород различного состава и возраста и изменение условий их залегания в пределах определённого региона страны, континента, океана, земной коры в целом.

2) Геологическое тело, типичная форма залегания горных пород различного состава и возраста, повторяющаяся в разных регионах и созданная тектоническими силами.

Т. с. изучается геологическим картированием, геофизическими методами, в особенности сейсморазведкой, а также бурением. Т. с. во втором смысле (т. е. структурные формы) изучаются и классифицируются *СТРУКТУРНОЙ ГЕОЛОГИЕЙ*, имеющей дело с малыми и средними формами (до 10 км в поперечнике), и *ТЕКТОНИКОЙ*, рассматривающей крупные формы (св. 100 км). Первые называются ещё тектоническими нарушениями, или дислокациями, и разделяются на складчатые, инъективные и разрывные. Ко вторым относятся *АНТИКЛИНОРИИ* и *СИНКЛИНОРИИ* (в складчатых областях), *АНТЕКЛИЗЫ*, *СИНЕКЛИЗЫ* и *АВЛАКОГЕНЫ*, щиты, плиты, опускания (на платформах) и, наконец, складчатые *ГЕО-СИНКЛИНАЛЬНЫЕ ПОЯСА*, *ОРОГЕНЫ*, *ПЛАТФОРМЫ*, *КОНТИНЕНТЫ*, океаны, подводные окраины континентов – пассивные и активные, *СРЕДИННО-ОКЕАНИЧЕСКИЕ ХРЕБТЫ*, океанские плиты, а также *ГЛУ-*

**БИННЫЕ РАЗЛОМЫ** континентов, **РИФТЫ**, **ТРАНСФОРМНЫЕ РАЗЛОМЫ**. Все эти крупные Т. с. охватывают, как правило, всю земную кору и даже литосферу, поэтому называются ещё глубинными Т. с.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*В. Е. Хаин.*

**Текучесть взрывчатых веществ** – свойство жидких, водосодержащих и эмульсионных ВВ под действием механических напряжений и силы тяжести перемещаться по трубопроводам, желобам и т. д. Текучие ВВ заполняют скважины (ёмкости), принимая при этом форму заполняемой полости. Т. зависит от температуры ВВ, его состава и времени хранения. Введение в состав суспензионных водосодержащих ВВ загустителей и структурирующих добавок для улучшения их водоустойчивости одновременно значительно увеличивает их вязкость и ухудшает Т. Поэтому для предотвращения затвердения ВВ в бункере зарядной машины или зарядном трубопроводе структурирующие добавки вводят на выходе из питателя непосредственно в момент заряжания.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Темп добычи нефти** – процентное отношение годовой добычи нефти (газа) из эксплуатационного объекта (пласта, залежи, месторождения) к его начальным извлекаемым запасам.

**Температура воспламенения нефти в пласте** – низшая температура, при которой в пласте происходит процесс самовоспламенения нефти в пласте.

**Температура насыщения** – температура нефтяного пласта, ниже которой растворяющая способность нефти по отношению к асфальтосмолистым и парафинистым веществам значительно снижается, способствуя выпадению их из раствора и снижению проницаемости пласта. Она может быть меньше начальной пластовой температуры на 1–3 °С и более.

**Температура насыщения пластовой нефти парафином** – температура, при которой начинается образование твёрдой фазы в пластовой нефти при термодинамическом равновесии (ВНИИ, 1973).

**Температуропроводность пород.** Коэффициент температуропроводности характеризует температурные изменения в пористой среде при переменном во времени режиме. Он служит мерой скорости, с которой пористая среда передает изменение температуры с одного места в другое. Численно коэффициент температуропроводности вещества равен повышению температуры в единицу времени в образце длиной 1 см, поперечным сечением  $1 \text{ см}^2$ , если к этому образцу подводится такое количество тепла, которое создаст на его противоположных гранях разность температур в  $1^\circ$ .

*Основы физики нефтяного пласта (Ф. И. Котяхов). – Москва, 1956 г.*

**Теодолитная съемка маркшейдерская** – горизонтальная съёмка горных выработок с помощью теодолита. Применяется для определения контуров и сечений горных выработок и очистных забоев, целиков, камер, элементов крепи и залегания отрабатываемых пластов, мест взятия проб.

При Т. с. одновременно с проложением теодолитного хода проводят съёмку подробностей, определяя характерные точки на контуре снимаемого объекта. Съёмку подробностей выполняют по методу ординат. В створе смежных пунктов теодолитного хода натягивают или укладывают рулетку и проецируют на неё характерные подробности; отсчитывают расстояния по рулетке до контурных точек. Затем проводят зарисовки со всеми подробностями и записью размеров. Кроме того, на точках стояния теодолита измеряют расстояния до стенок, кровли и почвы выработки.

Углы в теодолитных ходах измеряют одним приёмом или повторением, длина линий измеряется с округлением отсчётов до см. При съёмке подробностей отсчёты по рулетке (ленте) берут с округлением до дм, а перпендикуляры (ординаты) измеряют в см или дм. Теодолитный ход прокладывают между пунктами съёмочной сети.

Данные Т. с. наносят на рабочий план, масштаб которого выбирают с учётом возможности отображения деталей подготовленных горных выработок и очистных забоев, обеспечения графической точности, необходимой для определения объёмов горных работ, добычи и потерь полезных ископаемых и т. п. Указанным требованиям отвечают, как правило, масштабы плана 1 : 1000 и 1 : 500.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*И. И. Добкин.*

**Тепловая обработка скважин** – метод интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанный на

искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяется в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафиносмолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъёмных трубах и в призабойной зоне. При возобновлении эксплуатации эти вещества выносятся вместе с нефтью на поверхность. Скважины, снизившие дебит из-за парафинизации призабойной зоны, большей частью восстанавливают его после термического воздействия.

Прогрев осуществляют закачкой в пласт нагретого жидкого теплоносителя (нефть, газولين, керосин, дизельное топливо, вода), циклической паротепловой, электротепловой, термокислотной обработками, электромагнитным и термоакустическим воздействиями.

Закачка нагретого жидкого теплоносителя в скважину производится на месторождениях вязких смолистых и парафинистых нефтей, расположенных на глубине до 1,5 км. Её проводят двумя способами: не прекращая эксплуатации или с остановкой работы скважины. При непрерывной работе глубинного насоса горячую жидкость закачивают через затрубное пространство. Из остановленной скважины перед закачкой извлекается насос, в кровле продуктивного пласта устанавливается пакер, после чего теплоноситель закачивается по трубам и продавливается в призабойную зону. Затем пакер вынимается, опускается насос и возобновляется эксплуатация скважины.

Циклическая паротепловая обработка применяется на месторождениях глубиной до 1 000 м с высоковязкими (св. 50 МПа·с) и (или) парафинистыми нефтями. В остановленную скважину, оборудованную термостойким пакером или без него (при глубине до 500 м), по насосно-компрессорным трубам нагнетают насыщенный сухой пар. Затем скважину герметизируют и выдерживают 2–5 сут, после чего спускают насосное оборудование и возобновляют эксплуатацию. Прогретая зона сохраняется 2–3 мес.

Электротепловая обработка применяется на месторождениях высоковязких (св. 50 МПа·с) или парафинистых (св. 3% парафина) нефтей, расположенных на глубине до 2 000 м (ограничение по глубине связано с ростом энергетических потерь в подводящем кабеле). Заключается в периодическом либо постоянном прогреве продуктивного пласта из скважины глубинными электронагревателями мощностью 15–100 кВт. При периодическом прогреве после остановки скважины и извлечения глубинно-насосного оборудования на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают трубчатый электронагреватель и прогревают пласт 3–7 сут., за-



тем извлекают электронагреватель и возобновляют эксплуатацию пласта. Постоянная электротепловая обработка проводится одновременно с эксплуатацией скважины при начальных пластовых температурах до 60 °С. Её используют главным образом для постоянного снижения вязкости нефти в процессе эксплуатации.

Термокислотная обработка применяется преимущественно в призабойных зонах с продуктивными карбонатными коллекторами. Комплексный способ включает тепловую обработку, основанную на экзотермической реакции закачиваемой соляной кислоты с магнием или его сплавами, и обычную кислотную обработку. Количество кислоты и спускаемого в скважину в виде стружечного магния рассчитывается так, чтобы окончательная температура раствора после реакции была 75–90 °С.

Электромагнитное воздействие на призабойную зону проводят на месторождениях битума, вязких и парафинистых нефтей, скважины которых эксплуатируются с открытыми забоями. Метод основан на использовании внутренних источников тепла, возникающих при воздействии на пласт высокочастотного электромагнитного поля (диапазон частот 13–80 МГц). Комплекс используемой аппаратуры состоит из наземного высокочастотного электромагнитного генератора мощностью до 60 кВт и спускаемого в скважину электромагнитного излучателя. Зона воздействия определяется способом создания (в одной скважине или между несколькими), напряжённостью и частотой электромагнитного поля, а также электрическими свойствами пласта. В отличие от электротепловой обработки глубинным электронагревателем распределение температур в пласте мало зависит от величины притока жидкости в скважину. Помимо тепловых эффектов электромагнитное воздействие приводит к деэмульсации нефти, снижению температуры начала кристаллизации парафина и появлению дополнительных градиентов давления за счёт силового воздействия электромагнитного поля на пластовую жидкость.

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафиносмолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора, образования гидратов углеводородных газов и др. Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическим полями, для чего в скважину спускают термоакустический излучатель, соединённый кабелем-тросом с наземным ультразвуковым генератором мощностью 4–30 кВт в диапазоне частот 5–16 кГц. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличе-

нию его эффективной температуропроводности и очистке призабойной зоны. Радиус зоны воздействия достигает 8 м. В зоне воздействия снижается вязкость нефти, разрушаются и выносятся при последующей эксплуатации отложения парафина, бурового раствора, гидратов газа и солей.

Э. М. Симкин.

**Тепловое воздействие на призабойную зону скважин.** Технология предназначена для обработки скважин, призабойная зона которых осложнена смолопарафиновыми отложениями.

В качестве источника тепла для кондуктивного метода теплового воздействия наиболее широко используются глубинные электронагреватели. В этой связи наиболее распространены периодическая электротепловая обработка и стационарная электротепловая обработка.

В качестве теплоносителя при воздействии на забой наиболее широко используется насыщенный пар.

*Периодическая электротепловая обработка* скважин заключается в периодическом кондуктивном прогреве призабойной зоны пласта от глубинного электронагревателя, установленного в интервал пласта. При этом эксплуатацию скважины прекращают и извлекают глубинно-насосное оборудование. Затем на кабель-тросе в интервал продуктивного пласта спускают глубинный электронагреватель, пласт прогревают от 3 до 7 суток, после чего электронагреватель поднимают и возобновляют эксплуатацию скважины. Так как призабойная зона интенсивно остывает (температура остывания 3–8 град/ч), продолжительность извлечения электронагревателя из скважины и время пуска скважины в эксплуатацию должны быть минимальными. В противном случае расплавленные асфальтеновые и парафиновые отложения после снижения температуры снова затвердевают и обработка окажется неэффективной.

В связи с тем что периодическая электротепловая обработка производится главным образом с целью периодического увеличения нефтепроницаемости коллектора, для обработок пригодны месторождения с маловязкими (до 10 мПа·с), парафинистыми (свыше 3–4%) нефтями, с высоким содержанием асфальтосмолистых компонентов (свыше 5–6%). Но так как остывание пласта начинается сразу после отключения нагревателя, продолжительность его подъема и время пуска и время пуска скважины в эксплуатацию не должны превышать 5–7 часов. Поэтому глубина интервала продуктивного пласта не должна превышать 1200–1400 м. Это, пожалуй, основной недостаток данного способа ОПЗ.

Для повышения эффективности обработок и во избежание преждевременного застывания смолопарафиновых отложений в призабойную зону перед обработкой иногда задавливают небольшой объем (16–20 м<sup>3</sup>) растворителя. Затем прогревают призабойную зону. Парафиновые отложения расплавляются под действием высокой температуры, растворяются в растворителе и не выпадают в порах коллектора даже после полного снижения температуры.

*Стационарная электротепловая обработка* заключается в том, что в скважине в интервале пласта совместно с глубинно-насосным оборудованием устанавливается специальный электронагреватель, с помощью которого осуществляют прогрев пласта непрерывно либо по заданному режиму. Поскольку при этом постоянно поддерживаются высокие значения нефтепроницаемости коллектора и низкие величины вязкости, для стационарной электрической обработки пригодны месторождения с парафинистыми (более 3–4%), вязкими (более 10 мПа·с) нефтями. Глубина скважин в данном случае не имеет значения и определяется лишь работоспособностью глубинного нагревательного оборудования (кабеля электронагревателя).

*Паротепловая обработка* заключается в периодическом прогреве призабойной зоны скважин путем нагнетания в пласт насыщенного пара. При этом скважину останавливают, извлекают глубинно-насосное оборудование и в продуктивный пласт нагнетают пар с таким расчетом, чтобы образовалась паровая зона радиусом 10–20 м. После этого скважину обычно герметизируют и выдерживают в течение 2–3 суток. Считается, что в этот период происходит перераспределение температуры и давления, а также капиллярная пропитка не охваченных воздействием горячим конденсатом участков коллектора.

Для паротеплового воздействия пригодны месторождения глубиной до 1000 м, содержащие нефть с вязкостью в пластовых условиях более 50 мПа·с. При этом соотношение вязкости в пластовых условиях и при температуре насыщенного пара, соответствующей текущему пластовому давлению, должно быть не менее 2–3. Если нефть месторождения маловязкая, то она должна быть парафинистой (более 4%), а пластовая температура должна быть ниже температуры начала кристаллизации парафина.

*Оборудование, применяемое для тепловых обработок.* Для периодической электротепловой обработки скважин применяется самоходная установка СУЭПС-1200. Установка состоит из трех электронагревателей с кабелем-тросом типа КТГН-10, переоборудованного самоходного каратажного подъемника типа СКП с лебедкой, размещенных на шасси авто-

машины повышенной проходимости марки ЗИЛ-157Е, и трех одноосных прицепов Газ-704. На каждом прицепе смонтировано верх-нозное электрооборудование (автотрансформатор и станция управления).

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.*

**Тепловой оторочки метод** – метод повышения нефтеотдачи продуктивного пласта, основанный на создании в нём перемещающейся зоны повышенных температур, что приводит к разжижению нефти и вытеснению её из коллектора. Разновидность **ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ** нефти. Используется при разработке месторождений тяжёлых и вязких нефтей (св. 10 Па·с).

Наиболее благоприятные условия применения Т. о. м.: большая толщина пласта (св. 10 м), глубина залегания до 1 000 м, высокие значения пористости (св. 20%) и нефтенасыщенности (св. 50%).

Тепловая оторочка создаётся закачкой в пласт теплоносителя (горячая вода, пар) через нагнетательные скважины под давлением до 16 МПа при температуре 100–350 °С. Использование теплоизоляционных труб позволяет снизить потери тепла при движении теплоносителя к забою нагнетательных скважин до 2–3%, но, значит, часть поступающего в пласт тепла рассеивается в породах, окружающих нефтенасыщенный коллектор. Теплотери увеличиваются пропорционально увеличению прогретых площадей пласта. Длительная закачка теплоносителя приводит к постепенному снижению эффективности этого метода воздействия на пласт. Может наступить такой момент, когда дополнительный объём добытой нефти окажется меньше, чем её требуется для производства теплоносителя. Поэтому практически во всех случаях после закачки некоторого объёма теплоносителя (1–2 объёма пор нефтенасыщенного коллектора) переходят к закачке холодной воды, которая перемещает тепловую оторочку от нагнетательных скважин к добывающим. Нагнетание холодной воды ведут с максимально возможным темпом, что способствует большей сохранности тепловой оторочки. При проектировании разработки нефтяных месторождений с применением Т. о. м. наиболее важен выбор момента перехода от нагнетания теплоносителя к закачке холодной воды.

Т. о. м. используется также в комплексе с методом **ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ**. Метод наиболее эффективен после реализации сухого внутривластового горения, при котором значительная часть генерируемого тепла остаётся в продуктивном пласте или рассеивается в окружающих породах. В последнем случае применение Т. о. м. способствует

существенному росту экономических показателей разработки месторождений, т. к. снижаются затраты на закачку воздуха, утилизацию газов горения и эксплуатацию скважин.

Впервые сочетание внутрипластового горения и заводнения с образованием движущейся тепловой оторочки реализовано на месторождении Ницу (Япония), где после выжигания части объёма пласта нефть вытеснялась за счёт естественного водонапорного режима. В СССР Т. о. м. впервые применён на месторождении Охинское (Сахалин), где после нагнетания в пласт пара производили закачку холодной воды. Т. о. м. используется в большинстве технологий закачки теплоносителя или внутрипластового горения как последняя завершающая стадия разработки скважинным или термошахтным способом (Ярегское, Кенкиякское и др. месторождения).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. – М., 1969; Гарушев А. Р., Иванов В. А. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М., 1980; Байбаков Н. К., Гарушев А. Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. 2 изд. – М., 1988.*

*И. Н. Стрижов.*

**Тепловые методы воздействия на пласт** – теплофизические и термохимические методы воздействия на пласт.

Доля разведённых запасов нефти повышенной и высокой вязкости, а также битумов в общем балансе запасов углеводородов во всем мире непрерывно растёт в связи с интенсивной разработкой месторождений сравнительно легко извлекаемых маловязких нефтей и медленной разработкой месторождений высоковязких нефтей.

Растущая потребность в углеводородном сырье приводит к необходимости более широкого использования тепловых методов, позволяющих эффективно извлекать из недр нефть высокой вязкости. Долгое время тепловые методы считались малоперспективными вследствие их высокой энергоемкости. Однако уже с конца 50-х и начала 60-х гг. отношение нефтяников к тепловым методам воздействия на нефтяные пласты стало изменяться в лучшую сторону. Этому способствовало проведение исследований, выявивших возможности существенного повышения эффективности тепловых методов. Кроме того, опыт применения циклических паротепловых обработок скважин показал, что на каждые 2–3 т водяного пара, закачанного в призабойную зону нефтяной скважины с целью ее глубокой тепловой обработки, можно получить дополнительно 1 т нефти. Далее воз-

никла идея снижения энергоемкости тепловых методов воздействия на пласты за счет перемещения нагретой зоны путем закачки в пласт холодной воды. Затем в результате исследований оказалось, что можно перемещать в пласте нагретые зоны (тепловые оторочки) на значительное расстояние, сравнимое с расстояниями между скважинами на реальных месторождениях, т. е. сделать метод тепловых оторочек методом разработки нефтяных месторождений в целом. Расчет показал, что при непрерывном нагнетании пара или горячей воды в пласт отношение количества закачанного в пласт пара к количеству дополнительно добытой за счет паротеплового воздействия нефти, т. е. так называемый паронефтяной фактор, составило бы 5–7 т на 1 т нефти и более. При использовании метода тепловых оторочек оно равно 2–3 т на 1 т дополнительно добытой нефти. И наконец, повышению перспективности тепловых методов разработки нефтяных месторождений способствовали познание механизма внутрипластового горения, изучение сухого и создание влажного внутрипластового горения, открывающие новые возможности повышения нефтеотдачи пластов. Метод вытеснения нефти из пластов горячей водой и паром спешно применяют на ряде нефтяных месторождений СССР. Известен успешный опыт использования пароциклических обработок скважин в США, вытеснения нефти из пластов паром и горячей водой в Венесуэле, Нидерландах, США, по внутрипластовому горению в СРР, ВНР, США и в других странах.

В СССР внутрипластовое горение инициировано и успешно развивается на многих нефтяных месторождениях с весьма разнообразными свойствами нефтей – от нефти вязкостью в несколько Паскалей в секунду до единиц миллипаскалей в секунду. Прежде всего следует указать на то, что опыт разработки нефтяных месторождений в СССР путем закачки в пласт теплоносителей показал реальную возможность существенного повышения нефтеотдачи пластов при тепловом воздействии на них. Убедительное доказательство возможности повышения нефтеотдачи при закачке в пласт горячей воды и пара получено при шахтной разработке Ярегского месторождения. Пласты этого месторождения представлены высокопроницаемыми песчаниками, насыщенными нефтью сверхвысокой вязкости (более 10 Па·с). При разработке этих пластов обычными скважинами, пробуренными с дневной поверхности, нефтеотдача не превысила бы 2%. Месторождение разрабатывалось бы сначала при режиме растворенного газа, а потом – при гравитационном. Поэтому решено было разрабатывать Ярегское месторождение шахтным способом. Были применены две различные системы разработки: первая, ухтинская, путем сооружения горных выработок над продуктивным пластом и проводки из них кустов

скважин, каждая из которых имеет длину в несколько десятков метров, и вторая, уклонно-скважинная, предусматривающая проведение горной выработки в самом продуктивном пласте с бурением из нее «веера» более длинных (до нескольких сот метров) наклонных скважин. Однако опыт разработки Ярегского месторождения шахтным способом показал, что конечная нефтеотдача и при этом способе не превысит 7%. Поэтому в 1968 г. было решено применить на Ярегском месторождении вытеснение нефти из пластов паром и горячей водой в условиях его шахтной разработки. Опыт термошахтной разработки Ярегского месторождения показал возможность существенного дополнительного извлечения нефти из пластов. Ценным является высокая достоверность и убедительность этого опыта, поскольку количество остаточной нефти в пласте на отдельных участках разработки можно было точно определить путем непосредственных измерений в шахтных выработках, отбора и исследования пород пласта, точного замера количества закачанного на данном участке пласта теплоносителя и количества извлеченной нефти. Оказалось, что за более чем десятилетний период разработки пласта с применением теплового воздействия нефтеотдача на некоторых участках месторождения превысила 50%. Паронефтяной фактор на Ярегском месторождении, как и на всех других месторождениях СССР, разрабатывавшихся с применением закачки в пласт теплоносителей, вначале был высок, составляя 6–7 т на 1 т дополнительно добываемой нефти, но через 2–3 года после начала термического воздействия снизился до 2–3 т на 1 т дополнительно добытой нефти. При пароциклических обработках скважин паронефтяной фактор составил, например, на месторождении Зыбза, 2 т на 1 нефти. Если из 1 т нефти, условно сжигаемой в котлах, получают 15–18 т насыщенного пара, то при паронефтяном факторе, равном 3 т на 1 т нефти, на производство пара будет затрачиваться около 20% дополнительно добываемой нефти.

На ряде месторождений СССР закачка в пласт теплоносителей осуществляется методом тепловых оторочек. На некоторых применены рядные схемы расположения скважин. Размер тепловых оторочек на этих месторождениях составляет от 0,3 до 0,5 порового объема пластов, подвергаемых тепловому воздействию. В СССР накоплен также значительный опыт извлечения нефти из недр с использованием внутрипластового горения, в том числе влажного. Инициирование внутрипластового горения осуществлялось с применением забойных электронагревателей, но во многих случаях оно происходило за счет самовозгорания, т. е. без дополнительного прогрева пласта в воздухоманетательных скважинах. Согласно

фактическим данным, при разработке месторождений методами внутрипластового горения удельный расход воздуха на 1 т дополнительно добытой нефти составляет от 1000 м<sup>3</sup> на 1 т до 2500–3000 м<sup>3</sup> на тонну.

Развитие тепловых методов разработки нефтяных месторождений в СССР и в других странах, с одной стороны, подтвердило целый ряд теоретических и лабораторных результатов, касающихся механизма и эффективности этих методов, а с другой – выявило ряд нерешенных технологических вопросов. Как следовало из теории и лабораторных экспериментов, практика применения всех тепловых методов подтвердила принципиальную возможность получения высокой конечной нефтеотдачи. Никакая иная, известная в настоящее время технология разработки нефтяных месторождений, продуктивные пласты которых залегают на глубинах свыше 100–150 м, не может быть экономически приемлемой для открытой разработки глубокозалегающих месторождений с отмыванием нефти от породы, и не может обеспечить указанный выше уровень извлечения высоковязкой нефти из недр.

Опыт показал, что разработка месторождений высоковязкой нефти путем вытеснения нефти из пластов теплоносителями экономически приемлема. При этом экономические показатели получают более высокие, чем в процессе разработки на естественных режимах. Вместе с тем использование теплоносителей возможно только во время разработки месторождений, залегающих на глубине не более 1000 м, вследствие значительных потерь тепла в стволе, а также при плотных сетках скважин, что с увеличением глубины и стоимости скважин ведет к большим капитальным затратам. Методы внутрипластового горения, особенно влажное горение, имеют весьма существенное преимущество перед способом воздействия на нефтяные пласты путем закачки в них теплоносителей, заключающееся, во-первых, в том, что, по сути дела, ликвидируются тепловые потери во время движения нагнетаемого в пласт вещества на поверхности и в скважинах и, во-вторых, высокотемпературная зона при внутрипластовом горении может быть продвинута на значительно большие расстояния в пласте, чем при закачке в пласт теплоносителей. Это последнее преимущество методов внутрипластового горения связано с непрерывной компенсацией тепла, уходящего в кровлю-подошву, теплом, выделяющимся в результате внутрипластовой реакции горения. Следовательно, при внутрипластовом горении расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами, а также между добывающими скважинами может быть существенно увеличено по сравнению с этими расстояниями во время разработки месторождений при закачке в пласт теплоносителей, т. е. может быть использована более разреженная сетка скважин, что дает огромную экономическую вы-



году. Однако опыт разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения выявил ряд еще не решенных задач, к числу которых относится создание методов быстрого инициирования горения, обеспечение его технологически безопасного осуществления, повышение охвата пласта процессом, совершенствование способов эксплуатации скважин, разделение газов горения и углеводородов, разделение эмульсий, охрана окружающей среды. Несмотря на нерешенные технологические вопросы, методы внутрипластового горения имеют большие перспективы при разработке месторождений не только высоковязких, но и маловязких нефтей.

**Тепловые свойства горных пород** – это способность горных пород передавать тепло через твердую фазу, жидкость или газ, заполняющие поры (трещины), и излучение между стенками пород.

К тепловым свойствам горных пород относят температуропроводность, теплопроводность и теплоемкость.

**Теплоемкость** – это величина, равная отношению количества теплоты  $\sigma Q$ , сообщаемого телу (системе) при бесконечно малом изменении его состояния в каком-либо процессе, к соответствующему изменению температуры этого тела:  $C = \sigma Q/dT$ . Отношение теплоемкости  $C$  однородной системы к количеству вещества  $n$  этой системы – молярная теплоемкость:  $C_m = C/n$ .

Размерность теплоемкости Дж/К, а молярной теплоемкости Дж/(моль·К). Теплоемкость тела зависит от химического состава, условий, в которых находится тело, процесса теплопередачи. Теплоемкость – функция температуры. Единицы теплоемкости при постоянном давлении Дж/(кг·К), при постоянном объеме Дж/(м<sup>3</sup>·К).

**Температуропроводность** – это величина, характеризующая скорость изменения температуры вещества в нестационарных тепловых процессах; равна отношению коэффициента теплопроводности вещества к произведению его удельной теплоемкости при постоянном давлении  $C_p$  на плотность  $\rho$ :

$$\alpha = \frac{\lambda}{C_p} \cdot \rho.$$

Размерность температуропроводности – квадратный метр на секунду (м<sup>2</sup>/с) равен температуропроводности вещества с теплопроводностью 1 Вт/(м·К),

удельной теплоемкостью (при постоянном давлении) 1 Дж/(кг·К) и плотностью 1 кг/м<sup>3</sup>.

**Теплоноситель** – это жидкое или газообразное вещество, имеющее высокую температуру и отдающее свою энергию в форме теплоты другим телам (веществам), обладающим меньшими температурами.

**Теплопроводность** – это физическая величина, характеризующая способность тела, вещества проводить (молекулярно переносить) теплоту в сплошной среде при наличии градиента температуры. В газообразных телах перенос теплоты теплопроводностью происходит в результате соударения молекул между собой; в капельных жидкостях и твердых телах-диэлектриках – путем упругих волн (упругие колебания кристаллической решетки); в металлах – путем диффузии свободных электронов. Теплопроводность равна отношению вектора поверхностной плотности теплового потока к температурному градиенту:

$$\lambda = \frac{q}{\text{grad } T}.$$

**Теплоёмкость горных пород** – свойство горных пород аккумулировать тепло. Удельной Т. называется количество энергии, необходимое для повышения температуры породы на 1 град.:  $C = Q/Mt$ , где  $Q$  – количество тепла, расходуемое для нагревания определённой массы  $M$  породы на  $t$  град. Наибольшей Т. обладает вода:  $C = 4,18$  Дж/г·град. Из твёрдых минералов наибольшую Т. имеет каменный уголь (1,29); наименьшую – золото (0,13) и диабаз (0,17). Т. увеличивается при увеличении температуры и влажности породы. Знание Т. необходимо для расчёта по уравнению теплопроводности распределения температуры в породе, для определения количества тепла, нужного для нагревания (или охлаждения) породы до заданной температуры.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «СОВЕТСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ», 1991.*

*Физические свойства горных пород при высоких температурах. – М., 1969.*

**Теплоёмкость пород.** Под теплоемкостью породы понимается количество теплоты, необходимое для повышения температуры породы на один градус. Количество теплоты, необходимое для повышения температуры 1 г. породы на один градус, называется удельной теплоемкостью.

*Основы физики нефтяного пласта (Ф. И. Котяхов), Москва, 1956 г.*

**Теплообмен** – самопроизвольный необратимый процесс переноса теплоты в пространство с неоднородным полем температуры. Процесс переноса теплоты может вызываться также неоднородностью полей других физических величин, к примеру разностью концентраций молекул или других концентраций.

Существуют три способа переноса теплоты в природе: теплопроводность, конвекция и тепловое излучение, а теплообмена два вида – конвективный и лучистый.

**Теплоноситель** – это жидкое или газообразное вещество, имеющее высокую температуру и отдающее свою энергию в форме теплоты другим телам (веществам), обладающим меньшими температурами.

**Теплопроводность горных пород** – свойство горных пород передавать тепло от более нагретых участков к менее нагретым.  $T$  вычисляют по формуле Фурье:  $C = Q/(dT/dh)st$ , измеряя  $Q$  – количество тепла, прошедшее через слой породы  $dh$  за время  $t$  при разности температур  $dT$  на граничных поверхностях слоя породы ( $s$  – поверхность слоя породы, через которую проходит поток тепла). Наибольшую  $T$  имеет серебро ( $C = 310$  Вт/м·град), наименьшую – бурый уголь (0,25), у пирита  $C = 38$ . При увеличении температуры  $T$  породы уменьшается. Кристаллы минералов и слоистые породы анизотропны по  $T$ : параллельно слоям  $T$  больше, чем перпендикулярно им. Знание  $T$  необходимо для расчёта по уравнению теплопроводности распределения и распространения температуры в породе.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Теплопотери в нагнетательных скважинах.** Для проведения расчетов использовались технические характеристики двух типов термоизолированных труб: конструкции ОАО «Удмуртнефть» ТТНК 89/50-343 и Краснодарского завода марки ТТ 48/89-350-1. Для сравнения выполнены расчеты для обычных неизолированных насосно-компрессорных труб.

Расчеты проводились по классической схеме для многослойных оболочек. Схема многослойной конструкции применительно к нагнетательным скважинам Гремихинского месторождения приведена на рис. 1.

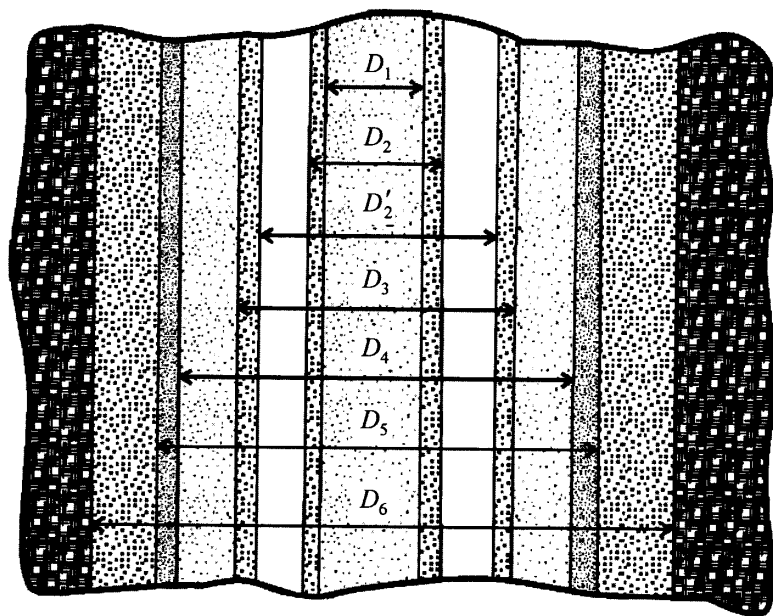


Рис. 1. Многослойная система конструкции скважин:  $D_1$  – внутренний диаметр НКТ;  $D_2$  – диаметр внутренней поверхности изоляционного слоя;  $D_2'$  – диаметр внешней поверхности изоляционного слоя;  $D_3$  – внешний диаметр НКТ;  $D_4$  – внутренний диаметр обсадной колонны (ОК);  $D_5$  – внешний диаметр (ОК);  $D_6$  – внешний диаметр цементного камня

*Полный расчет теплотерь при закачке теплоносителя в нагнетательную скважину приведен в книге Б. М. Сучкова «Добыча нефти из карбонатных коллекторов». – Москва–Ижевск, 2005 г.*

Здесь приведем лишь результаты расчетов и выводов, которые выглядят следующим образом:

1. При использовании не теплоизолированных насосно-компрессорных труб для нагнетания теплоносителя в условиях Гремихинского месторождения потери тепла в градусах по стволу скважины составляют примерно 50% от температуры на устье скважины (152 °С при  $T_{\text{в}}=310$  °С; 130 °С при  $T_{\text{в}}=260$  °С. Темп нагнетания 4 м<sup>3</sup>/ч).

2. Для теплоизолированных труб, выпускаемых ОАО «Удмуртнефть», абсолютные значения теплотерь составляют 23–27 °С.

3. При идентичных условиях потери тепла для труб зарубежного производства составляют 18–20 °С.

Ниже приводятся графики изменения температуры на глубине 1200 м по данным расчетов.

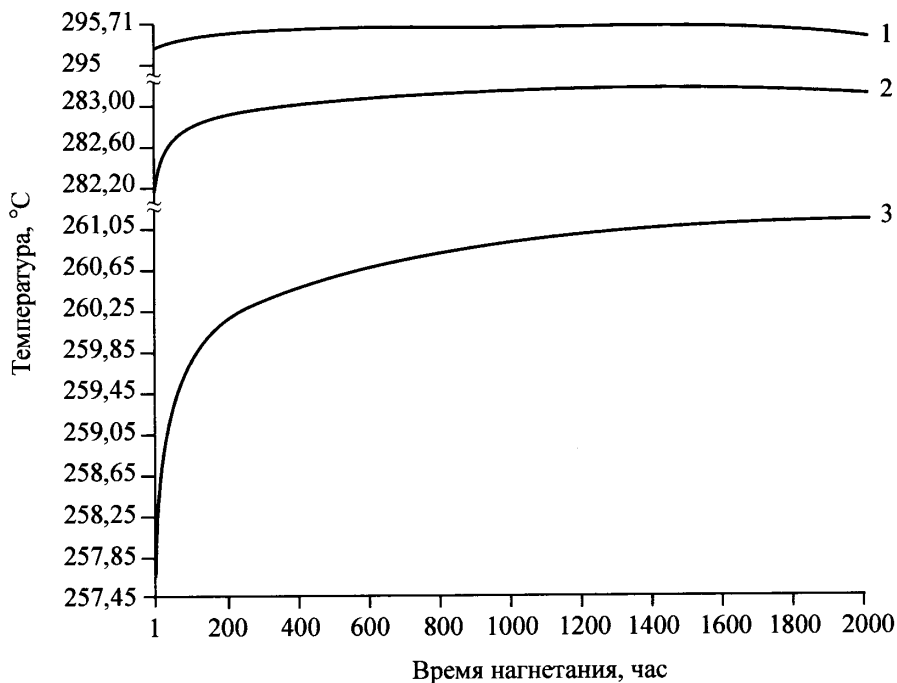


Рис. 2. Изменение температуры теплоносителя на глубине 1500 метров в зависимости от времени нагнетания для различных типов термоизолированных труб: 1 – термоизолированная труба (Турция); 2 – ТТНК 89/50 – 343 (ОАО «Удмуртнефть»); 3 – термоизолированная труба (Краснодар). Температура на устье – 310 °C, темп нагнетания – 4 м<sup>3</sup>/ч

*Б. М. Сучков, Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005 г.*

**Термические методы добычи нефти** – методы повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанные на дополнительном прогреве нефтенасыщенных коллекторов.

Применяются в основном для разработки месторождений высоковязких и тяжёлых нефтей как при скважинной технологии извлечения, так и при **ШАХТНОЙ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**. С увеличением температуры резко снижается вязкость нефти, в связи с чем повышается нефтеотдача, увеличиваются дебиты скважин и темпы разработ-

ки залежей. Прогрев нефтесодержащих пород обеспечивает лучший отмыв нефти от скелета коллектора, а также рост интенсивности капиллярной пропитки малопроницаемых нефтенасыщенных зон пласта. Лёгкие фракции нефти при нагреве испаряются, а при последующем охлаждении и конденсации образуют оторочки растворителя, резко увеличивающие эффективность вытеснения нефти. В неоднородных коллекторах термическому воздействию подвергаются в первую очередь высокопроницаемые пропластки, позже за счёт прогрева окружающих пород в разработку подключаются и малопроницаемые участки.

Т. м. д. включают: вытеснение нефти из пласта теплоносителями (вода, водяной пар, парогазовые смеси), *ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ* и различные комбинированные методы, например, термощёлочное, термокислотное воздействие, *ТЕПЛОВОЙ ОТОРОЧКИ МЕТОД* и др. Закачка в пласт теплоносителя применяется и при *ТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКЕ СКВАЖИН*, но в течение более короткого периода (2–4 недели) и с меньшим объёмом теплоносителя (несколько десятков т на 1 м вскрытого продуктивного пласта). После 1–2-недельного выстаивания скважин начинают их эксплуатацию; при достижении предельно рентабельного дебита скважин цикл закачки повторяют. Из Т. м. д. наиболее распространён метод циклического нагнетания теплоносителя. Применение Т. м. д. повышает нефтеотдачу на 20–40%. Впервые Т. м. д. были применены в 1934–35 на Нефтяно-Ширванском месторождении (Краснодарский край); в 80-е гг. широко используются в СССР на месторождениях: Усинское (Коми АССР), Каражанбайское, Кенкиякское (Казахстан), Охинское (Сахалин), а также за рубежом – на Суплаку-де-Баркэу (Румыния), Ист-Тиа-Хуана, Боливар (Венесуэла), Керн-Ривер, Сан-Андро, Слосс (США).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Шейнман А. Б., Малофеев Г. Е., Сергеев А. И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. – М., 1969; Амелин И. Д. «Внутрипластовое горение». – М., 1980; Сургучев М. Л., Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., 1985; Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М., Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц. – М., 1988.*

*И. Н. Стрижов.*

**Термическое бурение** – способ бурения, основанный на разрушении горных пород на забое скважины высокотемпературными газовыми струями, вылетающими со сверхзвуковой скоростью из сопел огнеструйной горелки. Огнеструйная горелка, представляющая собой рабочий инстру-

мент станка Т. б., состоит из форсунки эжекторного типа для подачи жидкого горючего в распылённом виде, камеры сгорания, корпуса, сопел, чехла, днища и башмака. В результате сжигания в камере сгорания высококалорийного топлива, состоящего из смеси жидкого горючего и газообразного окислителя (керосин – кислород, бензин – сжатый воздух и др.), образуются газообразные продукты, выбрасываемые со сверхзвуковой скоростью из сопел. Различают односопловые реактивные горелки с поступательно-возвратным движением вдоль оси скважины и вращающиеся трёхсопловые. Оптимальная частота вращения 15–30 об/мин, расстояние между срезом сопла горелки и забоем скважины 0,1–0,15 м. Охлаждение горелок осуществляется в основном водой, подаваемой в рубашку камеры сгорания, реже воздухом (горелка ТРВ). Тепловые потоки, создаваемые горелками, до 42 кДж/м<sup>2</sup>ч, скорость струй 1800–2200 м/с, температура 1800–2000 °С при окислении сжатым воздухом и до 3500 °С при окислении кислородом. Расход горючего 80–130 кг/ч, воды 3,5 м<sup>3</sup>/ч, давление воздуха 600–800 кПа. Разрушение породы в забое скважины под действием огнеструйной горелки происходит в результате сложного взаимодействия сверхзвуковых раскалённых струй и воды с разрушаемой породой. Хорошо подвергаются термическому разрушению породы, имеющие ярко выраженную кристаллическую структуру с плотным цементом, массивной структурой, отсутствием или незначительным количеством низкоплавких минералов, глинистых включений. Продукты разрушения породы удаляются из скважины восходящим газовым потоком, образуемым из смеси продуктов сгорания и паров воды, которая вентилятором выбрасывается в атмосферу. Конструкция станков, используемых для Т. б., определяется их назначением и видом применяемого окислителя.

Т. б. предложено в конце 40-х гг. в США, в СССР применяется с середины 50-х гг. главным образом для бурения скважин в железистых кварцитах на железорудных карьерах. С середины 70-х гг. Т. б. используется в основном для термического расширения (с 250 мм до 500 мм) нижней заряжаемой части взрывных скважин, что на порядок увеличивает эффективность Т. б., позволяет использовать его в более широком диапазоне пород, увеличивает вдвое сетку взрывных скважин (с 5–7 до 10–11 м) и выход породы (с 20–30 до 100 м<sup>3</sup> на 1 м скважины).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Тепловые разрушения горных пород и огневое бурение. – М., 1972. А. В. Ягу, Э. И. Ефремов, Б. Н. Кутузов.*

**Термограмма** – кривая распределения температуры по стволу скважины (от устья до забоя или в выбранном интервале глубин), снятая до начала эксплуатации скважины (геотерма), в процессе ее работы или после остановки (сокр.: *В. Н. Васильевский, А. И. Петров, 1973*).

**Термоизолированные насосно-компрессорные трубы.** При применении тепловых методов воздействия на нефтяные пласты одной из важнейших проблем является снижение потерь тепловой энергии по стволу скважины (от устья до забоя). Закачка теплоносителя в пласт через насосно-компрессорные трубы, не имеющие надёжной теплоизоляции, является малоэффективной, так как при этом, особенно для глубокозалегающих пластов, большая доля тепловой энергии уходит в окружающие ствол скважины горные породы. Отсутствие высокоэффективного теплоизолированного внутрискважинного оборудования явилось одним из главных сдерживающих факторов развития тепловых методов воздействия на нефтяные пласты в нашей стране. Решение проблемы имеет чрезвычайно важное значение для повышения эффективности тепловых методов и расширения масштабов их применения.

Приведем пример успешного решения этой проблемы на нефтяных промыслах Удмуртии.

С самого начала внедрения тепловых методов на промыслах ОАО «Удмуртнефть» остро встал вопрос подбора термостойкого внутрискважинного оборудования. Импортные теплоизолированные насосно-компрессорные трубы и термостойкие пакера, не могли широко использоваться из-за высокой их стоимости. Стоимость одного комплекта термоизолированных насосно-компрессорных труб импортного производства была равна стоимости бурения новой скважины.

Опытные партии термоизолированных труб и пакеров, выпускаемых экспериментальным заводом «Термаш» при НПО «Термнефть» (г. Краснодар), оказались неприемлемыми для циклических процессов переменной закачки теплоносителя и холодной воды и быстро выходили из строя.

В этой связи за короткие сроки была разработана технология изготовления термоизолированных насосно-компрессорных труб с глубокой вакуумной изоляцией.

Впервые в России спроектирован, построен и пущен в работу цех (при ОАО «Удмуртнефть») по выпуску термоизолированных насосно-компрессорных труб высокого качества.

По своим технологическим характеристикам трубы не уступают зарубежным аналогам, а стоимость их значительно ниже.



Фактические потери тепла при закачке теплоносителя (горячей воды) с температурой на устье 260 °С на глубину 1200 м для новых труб составляют всего 17–23 °С. Это свидетельствует о том, что использование новых термоизолированных НКТ практически снимает ограничение применения тепловых методов по глубине залегания пластов.

В настоящее время в ОАО «Удмуртнефть» совместно с заводами оборонного комплекса г. Ижевска освоен выпуск и качественных термостойких пакеров. Первые отечественные образцы термостойких пакеров прошли успешные промысловые испытания и показали высокие технологические характеристики.

*В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. «Новые технологии повышения добычи нефти». – Самарское книжное издательство, 1998 г.*

**Термометрия скважины** – метод, при котором измеряют температуру вдоль ствола скважины для изучения естественного теплового поля Земли и выявления тепловых аномалий при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в целях изучения геологического строения месторождений нефти и газа и контроля за техническим состоянием скважин. (И. Г. Пермяков, Е. Н. Шевкунов, 1976).

– Температурные измерения по стволу скважины, позволяющие: изучать начальный тепловой фон месторождения по разрезу и простиранию каждого из наблюдаемых пластов и на этой основе уточнять представления о геологическом строении месторождения; исследовать теплообменные процессы, возникающие в стволе скважины и ее пристволенной зоне при бурении и креплении; контролировать изменение теплового режима продуктивных пластов в процессе разработки с выявлением их влияния на условия дренирования; осуществлять контроль за работой и техническим состоянием скважин (определять работающие интервалы пластов, перекрытых и не перекрытых лифтовыми трубами, обнаруживать дефекты в техническом состоянии скважин и др. (Близк.: А. В. Лутков, 1979).

*Син.:* термокаротаж, метод термометрии.

**Термометр глубинный** – измерительное средство для определения температуры нефти, газа, воды и т. п. на забое и по стволу бурящихся и эксплуатационных скважин. Применяются при исследовании пластов и скважин и для контроля температуры при разработке нефтяных и газовых месторождений. Т. г. обладают тепловой инерцией, устойчивостью к ударам, коррозионной среде. Габариты Т. г. зависят от диаметра скважин. По принципу действия Т. г. различают: манометрические, биметаллические с местной регистрацией и манометры электрического сопротивления –

с дистанционной передачей результатов измерения. У Т. г. манометрических и биметаллических измеряемая температура, воспринимаемая чувствительным элементом, регистрируется на диаграммном бланке в виде кривой, отображающей изменение температуры во времени. В Т. г. с дистанционной передачей результатов входит первичный преобразователь, опускаемый в скважину, и вторичный прибор. Измеряемая температура вызывает функциональное изменение электрического сопротивления первичного преобразователя, включённого в мостовую схему вторичного прибора. Погрешность выпускаемых в СССР Т. г.  $+1^{\circ}\text{C}$ .

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Р. Я. Исакович.*

**Терригенные отложения** – обломочные осадки и обломочные горные породы, состоящие из снесённых с суши обломков горных пород и минеральных зёрен. Образуются как в водоёмах (морских и пресноводных), так и в наземных условиях.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Технологическая схема разработки** – проектный документ, определяющий предварительную систему промышленной разработки эксплуатационного объекта (или нескольких объектов) нефтяного месторождения на основе данных его разведки и опытной или опытно-промышленной эксплуатации. (*Отраслевая инструкция по составлению проектов разработки.*)

**Тиксотропность горных пород** – физико-химическое явление, протекающее в некоторых коллоидных дисперсных системах, например в связанных горных породах, и заключающееся в их самопроизвольном разжижении под влиянием механического воздействия (встряхивания, размешивания, вибрации, воздействия ультразвуком и т. д.) и последующем восстановлении структуры при устранении этих воздействий. Т. объясняется обратимым разупрочнением структурных связей между минеральными частицами связной породы. При определённом механическом воздействии происходит переход связанной и иммобилизованной воды в свободную, что приводит к снижению прочности структурных связей и разжижению породы. Прекращение воздействия приводит к обратному переходу воды из свободного в связанное состояние и упрочнению породы (тиксотропное упрочнение).

Показателем, характеризующим склонность горных пород к тиксотропному разупрочнению, является зыбкость. Её принято измерять средним радиусом основания цилиндрического образца (мм) после его вибрации при частоте колебаний 67 Гц и амплитуде 1 мм. Начальный радиус образца равен 8 мм, а высота цилиндра 20 мм. Величина показателя зыбкости изменяется от 8–9 для нетиксотропных пород до 15 и более для высокотиксотропных пород. Более общий показатель – предел структурной прочности при динамическом воздействии, определяемый как предельное знакопеременное ускорение, при котором прочность породы не снижается. Тиксотропное упрочнение характеризуется временем восстановления (с), в течение которого при восстановлении достигается максимальная прочность породы.

Т. определяется качественным и количественным составом их дисперсной фазы, формой частиц и их гидрофильностью, составом и концентрацией поровой влаги и др. Основное влияние оказывает гранулометрический состав породы. Тиксотропные явления характерны для пород с содержанием глинистых частиц не менее 1,5–2%.

Т. широко распространена в природе и оказывает как отрицательное, так и положительное влияние на технологические процессы при разработке влажных связных пород. Например, при транспортировке таких пород тиксотропное разжижение вызывает интенсивное их прилипание к рабочим поверхностям транспортного оборудования, снижая его производительность в 1,5 раза. С другой стороны, Т. используют при ведении буровых работ, забивке свай. Т. – причина оползневых явлений.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*А. В. Дугарцыренов.*

**Типовые конструкции скважин.** Часть скважины, вскрывшая продуктивный пласт, называется забоем. Этот элемент скважины, как следует из вышеизложенного, является принципиально важным, т. к. в течение срока эксплуатации скважины (а это – десятки лет) забой определяет ее эффективность и должен удовлетворять меняющимся условиям разработки, обеспечивая:

- механическую прочность призабойной зоны без ее разрушения;
- возможность избирательного воздействия на различные части вскрытой части продуктивного горизонта как за счет направленного вторичного вскрытия, так и за счет гидродинамических или физико-химических обработок;
- максимально возможный коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

В зависимости от существенно различающихся свойств продуктивного пласта и технологий выработки запасов углеводородов можно использовать одну из следующих типовых конструкций забоев скважин, представленных на рисунке.

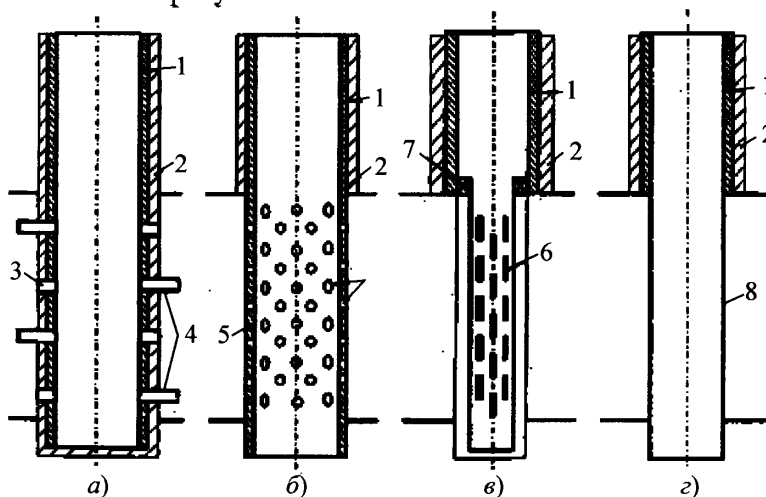


Рис. 1. Типовые конструкции забоев скважин: а – с перфорированным забоем; б – с забойным хвостовиком; в – с забойным фильтром; г – с открытым забоем; 1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационные отверстия; 4 – перфорационные каналы; 5 – перфорированный хвостовик; 6 – забойный фильтр; 7 – сальник (пакер); 8 – открытый забой

1. Скважина с перфорированным забоем.
2. Скважина с забойным хвостовиком.
3. Скважина с забойным фильтром.
4. Скважина с открытым забоем.

Вне зависимости от конструкции забоя после вскрытия продуктивного горизонта в скважине проводится цикл геофизических, а в продуктивном горизонте еще и цикл гидродинамических исследований; по полученной информации решается ряд важных задач.

1. Скважины с перфорированным забоем (рис. а) являются наиболее распространенными в нефтедобывающей промышленности в силу целого ряда преимуществ, к основным из которых можно отнести:

- надежная изоляция пройденных горных пород;
- возможность дополнительного вскрытия перфорацией временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов в разрезе скважины;

- простота поинтервального воздействия на призабойную зону в случае сложного строения ее;
- существенное упрощение технологии бурения, т.к. бурение под эксплуатационную колонну ведется долотом одного размера до проектной отметки.

После разбуривания ствола до проектной отметки в скважину спускается обсадная колонна, которая цементируется, а затем перфорируется. В условиях достаточно крепких коллекторов такая конструкция забоя является длительно устойчивой.

2. Скважины с забойным хвостовиком (рис. б) предназначены для продуктивных горизонтов, представленных крепко сцементированными (очень крепкими) коллекторами. Скважина бурится до проектной отметки, затем в нее спускается обсадная колонна, нижняя часть которой на толщину продуктивного горизонта имеет насверленные отверстия. После спуска обсадной колонны проводится ее цементирование выше кровли продуктивного горизонта; при этом пространство между стенкой и обсадной колонной на толщину продуктивного горизонта остается свободным.

3. Скважины с забойным фильтром (рис. в) предназначены для слабосцементированных (рыхлых) коллекторов. До кровли продуктивного горизонта скважина бурится с диаметром, соответствующим диаметру эксплуатационной колонны. Затем в скважину спускаются обсадные трубы и производится цементирование. Продуктивный горизонт разбуривается долотом меньшего диаметра до подошвы. Перекрытие продуктивного горизонта осуществляется фильтром, закрепляемым в нижней части обсадной колонны на специальном сальнике. Фильтр предназначен для предотвращения поступления песка в скважину. Известно большое количество фильтров, различающихся не только конструкцией, но и материалом, из которого они изготавливаются.

4. Скважины с открытым забоем (рис. г) предназначены для однородных устойчивых (прочных) коллекторов. Нижняя часть скважины (до кровли продуктивного горизонта) не отличается от таковой для скважин с забойным фильтром. Продуктивный горизонт разбуривается также долотом меньшего диаметра до подошвы; при этом ствол скважины против продуктивного пласта остается открытым. Совершенно очевидно, что такая конструкция обладает наилучшим гидродинамическим совершенством, но имеет ограниченное распространение в силу ряда недостатков, основными из которых являются:

- ограниченность или даже невозможность эксплуатации продуктивных горизонтов сложного строения;

- небольшая толщина продуктивного горизонта;
- невозможность эксплуатации скважины с достаточно большими депрессиями вследствие разрушения продуктивного горизонта (обвалы ПЗС).

На базе описанных типовых конструкций забоев скважин не исключается возможность создания их модификаций в соответствии с особенностями продуктивного горизонта в каждом конкретном случае (т. е. обоснование конструкции забоя скважины индивидуализировано).

*Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти.*

**Токсичность** – ядовитость – свойство химических соединений оказывать вредное и даже летальное действие на организмы.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общ-й редакцией чл.-корр РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Толерантность экологическая** – способность организма переносить неблагоприятное влияние окружающей среды. Область устойчивого существования вида живых организмов.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общ-й редакцией чл.-корр РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Топография** – научно-техническая дисциплина, занимающаяся географическим изучением местности путём создания **ТОПОГРАФИЧЕСКИХ КАРТ** на основе съёмочных работ (наземных, с воздуха, из космоса). Основными в современной Т. являются аэрофототопографические методы – комбинированный и стереотопографический. При комбинированном методе контурная часть составляется на фотоплане, рельеф местности изображается горизонталями, построенными в основном по данным **МЕНЗУЛЬНОЙ СЪЁМКИ**. При стереотопографическом методе в полёте проводят аэрофотографирование и радиогеодезические работы по созданию съёмочного каркаса карты, а на местности строят опорную геодезическую сеть, дешифрируют эталонные участки и инструментально наносят не отобразившиеся на аэроснимках объекты. Остальные процессы по изготовлению карты – построение фотограмметрических сетей (для развития её каркаса), стереоскопическую рисовку рельефа и дешифрование аэрофотоизображения на всю территорию съёмки осуществляют камеральным путём.

Использование в Т. материалов космической съёмки включает изготовление обзорно-топографических и мелкомасштабных топографических карт преимущественно на неосвоенные и малоизученные территории полярных стран, пустынь, джунглей, выявление по космическим снимкам таких участков земной поверхности, для которых обычная *АЭРОФОТОСЪЁМКА* с целью создания или обновления средне- и крупномасштабных топографических карт должна быть поставлена в первую очередь.

Наземные методы применяются в Т. преимущественно на таких участках, картографирование которых др. путём нерентабельно из-за малой площади или затруднительной по характеру территории. В первом случае производят мензульную съёмку, выполняемую целиком в натуре, во втором – для ряда горных районов – фототеодолитную съёмку (наземную – фотограмметрической), при которой часть работ ведут на местности с помощью *ФОТОТЕОДОЛИТА*, а часть – камерально на фотограмметрических приборах.

Обновление топографических карт, т. е. приведение их содержания в соответствие с современными требованиями и состоянием местности, представляет собой самостоятельный метод Т. В зависимости от особенностей р-на применяют обновление периодически (от 3–4 до 12–15 лет) или непрерывное; в обоих случаях оно базируется на аэрофотосъёмке и на так называемых материалах картографического значения (землеустроительные и лесные планы, ведомости инвентаризации зданий в городах, лоции, линейные графики дорог, схемы линий электропередачи, справочники административно-территориального деления и др.), что позволяет выполнять основной объём работ камеральным путём. Для целей обновления карт и в меньшей мере для их создания съёмочными методами стали применять фотоэлектронную аэросъёмку (в частности, тепловую и радиолокационную).

Современный этап развития Т. характеризуется внедрением средств автоматизации и цифровой обработки. Автоматизация дистанционных методов получения топографической информации позволила выполнить съёмку поверхности Луны, Венеры, Марса с изготовлением обзорно-топографических карт на большие площади, отдельных листов собственно топографических карт на избранные участки и крупномасштабных планов на местность вокруг пунктов посадки межпланетных автоматических станций и космических кораблей.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Лобанов А. Н. Аэрофототопография. – М., 1971; Картография с основами топографии. Под ред. А. В. Гедымина. Ч. 1. – М., 1973; Гольдман Л. М.,*

Цветков В. Я. *Перспективы совершенствования топографических карт.* – «Изв. ВГО», 1985. – Т. 117.

Л. М. Гольдман.

**Транспорт нефти** – доставка подготовленной к дальнейму транспорту нефти от нефтяных промыслов до пунктов переработки и потребления. Осуществляется трубопроводным, железнодорожным, морским, речным и автомобильным видами транспорта. Различные виды транспорта нефти отличаются по развитию и размещению, технической оснащённости и условиям эксплуатации, возможностям освоения потоков нефтяных грузов, пропускной и провозной способностям на отдельных направлениях и участках, технико-экономическими показателям. Все виды Т. н. составляют единую транспортную систему, включающую в себя комплекс постоянных устройств и подвижных средств, предназначенных для снабжения народного хозяйства всем ассортиментом нефтяных грузов. Каждый из видов Т. н. имеет особенности, заставляющие предпочесть его для перевозки определённой группы нефтяных грузов.

Трубопроводный транспорт служит для перевозки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении. Его преимущества: кратчайшая трасса по сравнению с др. видами; возможность прокладки на любые расстояния между любыми объектами; непрерывность, обеспечивающая ритмичность поставок и бесперебойное снабжение потребителей без затрат на создание крупных хранилищ груза на концах трасс; минимальные потери нефти и нефтепродуктов; наибольшая механизация и автоматизация. Недостатки трубопроводного транспорта: большой расход металла и «жесткость» трассы перевозок. Доля этого вида Т. н. неуклонно растёт (см. ст. *ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ*). Вместе с тем имеется ряд нерешённых вопросов: сравнительно малый ассортимент перекачиваемых нефтепродуктов, повышенные их потери при последовательной перекачке из-за образования смеси нефтепродуктов и др.

Железнодорожным транспортом доставляются нефтяные грузы всех видов, в т. ч. и сжиженные нефтяные газы, в цистернах, бункерах или лёгкой таре. В основном служит для перевозки мелких партий нефтепродуктов, в первую очередь масел, битума и др. При больших установившихся нефтяных грузооборотах использование этого вида экономически нецелесообразно. Он универсален, может осуществлять транспортные связи между большинством пунктов добычи нефти и её потребления с помощью разветвлённой сети магистральных и подъездных путей и подвижного состава;



имеет высокую общую пропускную способность; обеспечивает равномерность поставок в течение года; трассы длиннее трубопроводного транспорта, но короче водных. Недостатки: порожние пробеги цистерн; ограниченная пропускная способность одного маршрута; необходимость создания сливо-наливных устройств, эстакад и *НЕФТЕБАЗ* в пунктах отгрузки и приёма нефтегрузов; относительно большие потери при транспортировке и перегрузке.

Водный транспорт позволяет перевозить нефть, нефтепродукты и сжиженные газы в любых количествах в наливных баржах и танкерах (см. *НЕФТЕНАЛИВНОЕ СУДНО*), а также в мелкой таре; обладает относительно небольшой скоростью доставки, кроме того, необходимо создание причального и нефтебазового хозяйства для приёма и отгрузки нефтегрузов (см. *НЕФТЕНАЛИВНОЙ ПРИЧАЛ, СТЕНДЕР*). Морской Т. н. – единственный вид, обеспечивающий межконтинентальные транспортные связи, располагает неограниченной пропускной способностью.

Речной транспорт – сезонный, требует в пунктах налива и разгрузки судов либо дополнительных ёмкостей для накопления нефтяных грузов на межнавигационный период, либо замены его в межсезонье ж.-д. перевозками. Речной путь, как правило, длиннее трассы трубопровода или ж.-д. пути, что в некоторых случаях значительно удорожает Т. н. Используется либо в комбинации с железнодорожным, либо в местах отсутствия железных дорог и нефтепроводов.

Автомобильный транспорт обеспечивает перевозки на короткие расстояния от крупных нефтебаз к мелким и далее к потребителям. Отличается большой манёвренностью, подвижностью, проходимостью. Однако им доставляются небольшие объёмы грузов, неизбежны порожние пробеги автоцистерн, зависит от наличия, технического состояния и разветвлённости по территории обслуживания нефтегрузами автомобильных дорог.

Различные виды Т. н. сравнивают по следующим показателям: экономическим капиталовложениям и эксплуатационным затратам, металлоложению, ритмичности и др. Выбор вида транспорта осуществляется технико-экономическим сравнением вариантов по минимуму приведённых затрат.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «СОВЕТСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ», 1991.*

*Коваленко В. Г., Кантор Ф. М., Хабаров С. Р. Системы обеспечения нефтепродуктами. – М., 1982; Дубинский В. Г., Дубинская Н. В. Экономика нефтепроводного транспорта. – М., 1984; Трубопроводный транспорт нефти и газа. 2 изд. – М., 1988.*

*Е. И. Яковлев.*

**Требования к конструкции скважин.** В зависимости от назначения скважин конструкция может существенно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

1. Надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов.

2. Получение максимального количества горно-геологической и физической информации по вскрываемому скважиной разрезу.

3. Возможность оперативного контроля за вероятным межколонным или заколонным перетоком флюидов.

4. Длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины.

5. Конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне.

6. Быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций).

7. Эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины.

8. Возможность аварийного глушения скважины.

9. Возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Кроме перечисленных, конструкция скважины должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, основными из которых являются:

1. Хорошая гидравлическая характеристика (минимум сопротивлений).

2. Максимально возможное использование пластовой энергии в процессе подъема продукции на дневную поверхность за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и конструкции забоя.

3. Возможность проведения всех видов исследований известными и перспективными глубинными приборами.

4. Проведение всех технологических операций в скважине, в том числе и по воздействию на продуктивный горизонт.

5. Применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования, в том числе и с большими нагрузками на стенку скважины (колонны).

*Буровой стандарт (отраслевой регламент).*

**Третья стадия разработки** – стадия значительного падения дебита нефти при разработке нефтяного объекта (в период снижения темпов разработки до 2% в год от начальных извлекаемых запасов), характеризующаяся отбором к концу периода 80–90% от начальных извлекаемых запасов нефти, значительным ростом обводнения нефти, степени неоднородности коллекторов и др., характером изменения динамики отборов жидкости. *Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, 1983).*

**Трещиноватость горных пород** – явление разделения горных пород земной коры трещинами различной протяжённости, формы и пространств, ориентировки. По происхождению Т. г. п. разделяется на нетектоническую, тектоническую и планетарную. Нетектоническая Т. горных пород – следствие растрескивания горных пород в процессе охлаждения (для магматических пород), уплотнения, дегидратации, развития экзогенных процессов (гравитационного оползания, резких колебаний температуры), ведения горных работ («технол.» Т.) и т. п. Тектоническая Т. горных пород развивается в связи с напряжениями, возникающими в горных породах под влиянием глубинных тектонических сил. Выделяются **ТРЕЩИНЫ ОТРЫВА** и **ТРЕЩИНЫ СКАЛЫВАНИЯ**, которые образуют системы, закономерно ориентированные по отношению к крупным тектоническим структурам; в связи с развитием последних происходит растрескивание горных пород. При планетарной Т. г. п. напряжения в земной коре возникают под действием планетарных явлений (например, изменения частоты вращения и формы Земли, «твёрдых приливов» и т. п.).

Т. г. п. в зависимости от методов измерения характеризуется: размером **ОТДЕЛЬНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД**; интенсивностью (суммарной шириной раскрытия трещин на единицу длины скважины, мм/мм); уд. водопоглощением (поглощением воды массивом на единицу длины скважины и единицу гидростатического напора в единицу времени, проницаемостью (падением давления при его растекании в скважине на единицу длины в единицу времени, Па/м·с) и др. параметрами.

Укрупнённая оценка Т. г. п. даётся с помощью диаграмм трещиноватости, отражающих преимущества, ориентацию систем трещин, среднее их раскрытие, шероховатость и др.

Явление Т. имеет как положительные, так и отрицательные практические следствия. Рассечение горных пород трещинами способствует проницаемости земной коры для глубинных растворов (флюидов), несущих рудные компоненты, которые, откладываясь в трещинах, формируют месторождения полезных ископаемых. Глубинные горизонты трещиноватых

пород могут быть коллекторами пресной воды, нефти и газа. Т. г. п. обеспечивает хорошее дробление горных пород при отбойке, способствует применению экономичных систем разработки с самообрушением руды. Трещиноватые породы лишены склонности к динамическим проявлениям давления. Отрицательное влияние Т. г. п. состоит в понижении устойчивости массивов горных пород. Прочностные характеристики массива трещиноватых горных пород повышают цементацией, силикатизацией, битумизацией и смолоинекционным упрочнением (см. *УПРОЧНЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД*).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Планетарная трещиноватость. – Л., 1973; Багринцева К. И. Трещиноватость осадочных пород. – М., 1982; Чернышов С. Н. Трещины горных пород. – М., 1983; Белоусов В. В. Основы структурной геологии. – М., 1985.*

*В. Г. Талицкий, Е. В. Кузьмин.*

**Тронов Валентин Петрович, 07.11. 1930** – окончил ВУЗ по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», доктор технических наук, профессор, специалист в области сбора транспорта и подготовки нефти и газа, имеет несколько монографий по нефтепромысловой тематике.

**Турбинное бурение** – способ вращательного бурения с применением в качестве рабочего органа *ТУРБОБУРА*. Ведётся трёхшарошечными, алмазными и безопорными долотами из композиционных сверхтвёрдых материалов на глубину до 2500–3000 м с частотой вращения долота 300–400 об/мин, а в более глубоких скважинах – 200–250 об/мин. В зависимости от условий бурения применяются турбобуры с разными характеристиками и конструктивными особенностями. Например, при бурении с промывкой скважин водой используют турбобуры с повышенными расходами жидкости. В твёрдых и крепких породах Т. б. осуществляется с применением устройств для подавления вибрации долота, что увеличивает его стойкость. В породах мягких и средней крепости применяются турбобуры с большим запасом вращающего момента, чем при бурении крепких пород.

Т. б. по сравнению с роторным характеризуется большей механической скоростью, но меньшей проходкой на рейс долота. Для увеличения проходки на рейс снижают обороты долота, что существенно улучшает их отработку. Т. б. используется для бурения эксплуатационных (75–76% общего объёма проходки), разведочных и др. исследовательских скважин

(в т. ч. *КОЛЬСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ*) в породах любой крепости. Создание способа наклонно направленного Т. б. позволило проходить наклонные скважины практически с теми же скоростями, что и вертикальные. Большое экономическое значение имело применение наклонно направленного Т. б. при *КУСТОВОМ БУРЕНИИ* в Зап. Сибири и с морских платформ на Каспийском море. За рубежом Т. б. распространено значительно меньше, чем в России, и используется главным образом с алмазными долотами и при проходке наклонных скважин.

Дальнейшее развитие Т. б. связано с улучшением характеристик турбин, повышением их КПД, понижением частот вращения на разгонных режимах, понижением перепада давлений в турбобурах, повышением стойкости, надёжности и межремонтных сроков работы турбобуров, приспособлением их для работы с высоконапорными долотами, тахометрированием частот вращения вала турбобура и автоматизацией подачи инструмента в процессе бурения.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Иоаннесян Р. А. Основы теории и техники турбинного бурения. – М.–Л., 1953.*

*Р. А. Иоаннесян.*

**Турбинно-роторное бурение** – *ВРАЩАТЕЛЬНОЕ БУРЕНИЕ*, при котором разрушение породы в верхней части скважины осуществляется расширителем, вращающимся от ротора, а в нижней – турбобуром. При Р.-т. б. забой двухступенчатый – кольцевой в верхней и сплошной в нижней части скважины. За счёт распределения суммарной энергии между долотом *ТУРБОБУРА* и специальной компоновки низа бурильной колонны турбобур оказывается менее нагруженным, и частота вращения долота увеличивается, а осевая нагрузка на долото снижается. Это позволяет с помощью Т.-р. б. более точно выдерживать направление вертикальных скважин (особенно большого диаметра), чем при использовании только роторного или *ТУРБИННОГО БУРЕНИЯ*. Поэтому Т.-р. б. применяется главным образом при проходке нефтяных и газовых скважин большого диаметра в сложных геологических условиях (наклонно залегающие породы, перемежающиеся по твёрдости), особенно в тех районах, где борьба с кривизной скважин представляет большие трудности (например, Зап. Украина).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Р. А. Иоаннесян.*

**Турбулентное течение** – движение жидкости или газа, при котором образуются и разрушаются вихри различных размеров. Т. т. возникает при движении жидкости (газа) вблизи твёрдых поверхностей (пристеночная турбулентность) или при взаимодействии струй жидкости (газа) друг с другом (свободная турбулентность). В природе и технике Т. т. встречается часто. Движения газов в атмосфере планет, плазмы в космических объектах, воды в реках, морях и океанах имеют турбулентный характер. Движение различных сред в трубопроводах, соплах двигателей, насосах и др. устройствах тоже, как правило, имеют турбулентную структуру. При Т. т. молекулы вовлекаются в согласованное движение с различными пространственными и временными масштабами. При этом существенно увеличивается способность турбулентного потока к переносу различных субстанций и ускорению химических реакций. В этом смысле при Т. т. составляющие структуры потока взаимодействуют в большей степени, чем при *ЛАМИНАРНОМ ТЕЧЕНИИ*.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Тяжёлые углеводороды.** – 1. Газообразные гомологи метана, встречающиеся в природных газах; ближайший из гомологов – этан – иногда в суммарном тяжёлых углеводородов не включается. 2. Высокомолекулярные жидкие и твёрдые углеводороды, входящие в состав высококипящих фракций нефти (ГС, 1978).

# У

**Углеводороды** – органические соединения, молекулы которых состоят из атомов углерода и водорода. У. образуют гомологические ряды. Члены гомологического ряда характеризуются закономерным изменением химических и физических свойств, общей формулой и сходной структурой. В природе У. встречаются в жидком, твёрдом и газообразном состоянии. В рассеянном виде присутствуют в атмосфере, воде, горных породах (см. *КЕРОГЕН*), в концентрированном виде в залежах (см. *НЕФТЯНАЯ ЗАЛЕЖЬ*, *ГАЗОВАЯ ЗАЛЕЖЬ*, *ГАЗОГИДРАТНАЯ ЗАЛЕЖЬ*).

В зависимости от строения различают ациклические (или алифатические) У., в молекулах которых атомы «С» связаны друг с другом в линейные или разветвлённые цепи, и изоциклические (или карбоциклические) У., молекулы которых имеют кольцеобразное строение (циклические) и состоят из трёх и более атомов углерода.

Ациклические У. подразделяются на насыщенные (алифатические), содержащие только простые связи (метан и его гомологи), и ненасыщенные, в молекулах которых содержатся кратные связи – двойные и тройные (например, одна двойная связь – олефиновые У., две – диеновые, одна тройная – ацетиленовые); наличие кратных связей обуславливает способность У. этих гомологических рядов к реакциям присоединения и полимеризации. Насыщенные У. метанового ряда (алканы, парафины) являются основной составной частью *НЕФТЕЙ*, не претерпевших существенных гипергенных изменений, и *ГАЗОВ ПРИРОДНЫХ ГОРЮЧИХ*.

Изоциклические У. подразделяются на алициклические и ароматические с кольцеобразной структурой из 6 углеродных атомов (бензольное кольцо). Известны моноциклические (бензол и его гомологи) и полициклические У., содержащие 1–2 и более бензольных колец (например, нафталин, перилен и др.). Ароматические полициклические структуры свойственны гумусовым разностям *ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА* и количество их возрастает по мере метаморфизма, с приближением структуры органического вещества к структуре графитовой решётки. Всегда присутствуют в нефтях, но редко преобладают в их составе над другими У.

У., добываемые из нефтяных, газовых и газоконденсатных, угольных месторождениях и месторождениях горючих сланцев, используются в топливной, химической, лёгкой, пищевой и др. отраслях промышленности, а также в сельском хозяйстве.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «СОВЕТСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ», 1991.*

*П. М. Ломако.*

**Ударно-вращательное бурение** – способ бурения, при котором разрушение породы осуществляется путём нанесения ударов по непрерывно вращающемуся породоразрушающему инструменту. Применяется при ведении горных работ для бурения шпуров и скважин глубиной 25–50 м, диаметром от 40 до 850 мм и при поисках и разведке месторождений для бурения скважин глубиной до 2000 м, диаметром 59–151 мм. При горных работах для У.-в. б. шпуров используют тяжёлые пневматические бурильные молотки на каретках, скважин – поверхностные пневмо- и гидроударные машины; для бурения геолого-разведочных скважин – погружные гидро- и пневмоударники. Осевая нагрузка и крутящий момент передаются с поверхности через колонну бурильных труб породоразрушающему инструменту (коронки и долота с лезвийными и штыревыми твердосплавными вставками, шарошечные долота и коронки, армированные сверхтвёрдыми материалами и алмазами). При У.-в. б. разрушение породы происходит путём её скалывания и дробления за счёт нанесения ударов по породоразрушающему инструменту. Образующиеся на забое выступы частично срезаются лезвиями породоразрушающего инструмента при поворотах между ударами. Энергия единичного удара главным образом 1–2 Дж на 1 мм длины лезвия (пневматические молотки, пневмоударники) и 0,1–0,15 Дж на 1 мм диаметра короно (гидроударники), расстояние между насечками от ударов по контуру шпура или скважины от 2 до 8 мм (в зависимости от крепости пород), частота ударов от 1 000 до 3 000 уд/мин, осевая нагрузка 150–400 Н на 1 см диаметра шпура или скважины.

Различают ударно-поворотное (в т. ч. виброударное) у.-в. б. и **ВРАЩАТЕЛЬНО-УДАРНОЕ БУРЕНИЕ** и его разновидности (**ГИДРО-УДАРНОЕ БУРЕНИЕ**). Ударно-поворотное бурение характеризуется высокими значениями энергии единичного удара (2–3 Дж на 1 мм длины лезвия) и малым углом поворота между ударами (2–3°), т. к. разрушение породы (скалывание, дробление) происходит только за счёт ударов при отсутствии контакта инструмента с породой между ударами. Породоразрушающий инструмент представляет собой коронки и долота, армированные пластинчатыми твердосплавными вставками с симметричным углом при



вершине (90–110 °С) или цилиндрическими со сферической рабочей поверхностью. Способ наиболее эффективен при бурении крепких абразивных пород.

У.-в. б. впервые применено в России в 1905–07 инженером В. В. Вольским при бурении скважин на нефть и газ на Кавказе. Для бурения скважин на твёрдые полезные ископаемые У.-в. б. впервые было использовано в СССР на Урале в 1930 инженером В. Н. Комаровым. Первые экспериментально-теоретические работы по У.-в. б. применительно к бурению шпуров и взрывных скважин выполнены в 1934–37 г в Днепропетровском горном институте профессором Е. Ф. Эпштейном.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Вибрационное и ударно-вращательное бурение. – М., 1961; Медведев И. Ф., Пуляев А. И. Вращательно-ударное бурение шпуров и скважин. – М., 1962; Теория и практика ударно-вращательного бурения, под ред. Э. И. Тагиева, А. М. Ашавского. – М., 1967; Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. 3 изд. – М., 1987.*

*А. Т. Киселёв, Б. Н. Кутузов.*

**Ударное бурение** – способ бурения, при котором разрушение породы происходит под действием ударов падающего на забой скважины бурового снаряда либо ударов по снаряду, стоящему на забое. Используется в основном в мягких и рыхлых отложениях с обломочными включениями, а также скальных породах до глубины 100 и более м. Разрушение пород носит характер дробления, раздавливания и рыхления. Бурение осуществляется сплошным или кольцевым забоем.

После нанесения очередного удара инструмент отрывается от забоя либо постоянно контактирует с ним (забивание). Для спуска бурового снаряда используются канат или штанги (ударно-канатное и ударно-штанговое бурение) и специальные двойные концентрические трубы. В узком смысле под У. б. понимают только ударно-канатное бурение, получившее в практике наибольшее распространение. Разрушение породы при ударно-канатном бурении сплошным забоем осуществляется снарядом, включающим долота различных типов, ударные штанги, оне (ножницы) и канатный замок, в котором закреплён конец инструментального каната. Для бурения в мягких породах используют плоские долота с клинообразным (иногда сменным) лезвием, в вязких породах – двутавровые, в твёрдых трещиноватых – крестовые, в валунах – пирамидальные. Разрушение достигается сбрасыванием снаряда массой 500–2500 кг с высоты 300–1 000 мм с частотой 45–60 уд/мин. В момент подъёма снаряда под действием упругости

каната происходит его поворот на 20–50°, что обеспечивает обработку всей площади забоя. Для подъёма и сбрасывания ударного снаряда используется ударный механизм (качающаяся рама с приводом от кривошипно-шатунного механизма, эксцентричный ролик, система гидроцилиндров). В сухих скважинах на забой периодически подливают воду. После разрушения участка скважины определённой длины (0,2–0,6 м) продукты разрушения извлекаются с забоя посредством обычной или поршневой *ЖЕЛОНКИ*, которая в песках и галечниках применяется также и для бурения (забивания в породу). Ударно-канатное бурение сплошным забоем используется для сооружения скважин на воду и при разведке россыпных месторождений полезных ископаемых в наиболее сложных геолого-технических условиях (рыхлых породах с большим содержанием гравийно-галечных отложений и валунов), водопонизительных скважин для осушения карьеров, а также при взрывных и строительных работах. Глубина скважин в основном 50–100 м, реже до 300 м, диаметры 150–850 мм.

Ударно-канатное бурение кольцевым забоем осуществляется посредством *ГРУНТОНОСОВ* (забивных стаканов, иногда разъёмных), сбрасываемых на забой и внедряющихся в породу на 0,1–0,2 м либо забиваемых бойком с ударной штангой с частотой 40–50 уд/мин. Масса ударной части снаряда 100–500 кг, интервал углубления без отрыва стакана от забоя 0,2–0,6 м (за один удар в песках 0,3–0,4 см, глинах 0,8–1,2 см, супесях и суглинках 1,5–2 см). Применяются также установки, в которых для сбрасывания ударного снаряда используется эксцентриковый механизм свободного сброса или лебёдка. Бурение кольцевым забоем используется в мягких и рыхлых породах на глубину до 15–30 м инструментом диаметром 73–273 мм при инженерно-геологических и гидрогеологических исследованиях, поисках и разведке россыпных месторождений, нерудных строительных материалов и др. полезных ископаемых.

При У. б. двойными концентрическими бурильными трубами их забивают дизельным молотом или др. источником ударных импульсов. Для разрушения породы служит кольцевой башмак с твердосплавными резцами. В кольцевой зазор между наружной и внутренней трубами подаётся сжатый воздух, который поднимается по центральному каналу и транспортирует с забоя разрушенную породу. Этот способ применяется за рубежом для бурения скважин диаметром 140–500 мм на глубину 15–30, реже до 100 м при разведке россыпей и строительных работах (в осадочных породах с большим содержанием обломочного материала). Энергия удара до 10–12 кДж, частота 90–100 уд/мин. Скорость бурения в несколько раз превышает скорость ударно-канатного бурения, достигая 5–30 м/ч при углублении 5–6 мм за удар.

*Справочник инженера по бурению геолого-разведочных скважин. Т. 1–2. – М., 1984. В. Г. Кардыш.*

*Вибрационное и ударно-вращательное бурение. – М., 1961; Медведев И. Ф., Пуляев А. И. Вращательно-ударное бурение шпуров и скважин. – М., 1962; Теория и практика ударно-вращательного бурения, под ред. Э. И. Тагиева, А. М. Ашавского. – М., 1967; Техника бурения при разработке месторождений полезных ископаемых. 3 изд. – М., 1987.*

*А. Т. Киселёв, Б. Н. Кутузов.*

**Ударно-канатное бурение** – ударное бурение, осуществляемое буровым снарядом, спускаемым на канате. Появилось свыше 2 тыс. лет назад в Китае для добычи соляных растворов. Бурение велось долотом, опускаемым в скважину на тростниковом канате. До конца XIX в. У.-к. б. было практически единственным способом бурения. О технике и технологии У.-к. б. см. в ст. **УДАРНОЕ БУРЕНИЕ**.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1998.*

**Удельная поверхность породы** – это величина суммарной поверхности частиц, приходящейся на единицу объема образца.

**«Удмуртнефть»** — производственное объединение по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений в Удмуртской АССР Мин-ва нефтегазовой пром-сти СССР. Находится в Ижевске. Создано в 1973 (с 1967 существовало как нефтепромысловое управление, далее неоднократно переименовывалось. Нефтегазовые залежи приурочены к карбонатным, терригенным и терригенно-карбонатным коллекторам в разрезе карбона и девона палеозоя. Залежи приурочены к антиклинальным складкам и к рифовым сооружениям девона. Залежи имеют контакт с краевыми и подошвенными водами хлоркальциевого типа. Режим залежей слабоводонапорный. Способ добычи глубинно-насосный. Система сбора и транспорта нефти закрытая. Нефти высокосернистые, парафинистые, в основном тяжёлые. Увеличение объёмов добычи нефти связано с применением искусств, методов воздействия на нефтяные пласты (заводнение, термические и физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов), а также с поисками и разбуриванием новых месторождений (залежей) в отложениях палеозоя.

*А. В. Карчев.*

**Ультразвуковая обработка** – технологический процесс целенаправленного воздействия упругих колебаний частотой выше 16–20 кГц на жидкие,

газообразные и твёрдые среды для ускорения массо-и теплообмена, химических реакций, разрушения, уплотнения и коагуляции в них.

У. о. применяется для флотации и перемешивания жидкофазных сред при подготовке пульп, диспергирования глинистых включений, очистки поверхностей минеральных частиц, разделения и классификации технологических суспензий, фильтрации промышленных жидкостей и сточных вод, получения аэрозолей, очистки газов от твёрдых частиц, сушки сыпучих материалов, повышения производительности бурения и резания горных пород и т. П. При флотации У. о. может применяться для изменения на молекулярном уровне физических и физико-химических свойств воды, поверхности воздушных пузырьков и капель нерастворимых флотореагентов-собирателей, гидратных слоев на поверхности минеральных частиц, полного эмульгирования флотореагентов, повышения избирательной способности минеральных частиц и реагентов-собирателей в коллективной флотации.

Для У. о. используются высокоинтенсивные упругие колебания (колебания с повышенными значениями амплитуды). Ультразвук обладает большим поглощением в жидкофазных и газообразных средах, что определяет его применение для разовой обработки лишь малых технологических объёмов; при воздействии на твёрдые тела может осуществляться локальная У. о. и разрушение поверхности. Малая длина ультразвуковой волны позволяет создать фокусирование излучений в точке обрабатываемого объёма, что ведёт к резкому повышению интенсивности упругих колебаний. С увеличением объёма воздействий за счёт необходимости повышения мощности источника значительно возрастает энергоёмкость процесса У. о., что становится экономически невыгодным при производстве продукции относительно малой стоимости. У. о. – составная часть акустических технологий, использующих также инфразвуковые низкочастотные звуковые колебания. Сочетание У. о. с вибрационными процессами позволяет при некотором снижении эффективности воздействия на процесс уменьшить влияние недостатков У. о.

В качестве интенсифицирующих факторов при У. о. используются нелинейные акустические эффекты: знакопеременное давление; радиационное давление; акустические течения; кавитация; относительное движение взвешенных частиц в жидкости и газах, приводящих к повышению эффективности процессов перемешивания, эмульгирования, растворения и диспергирования твёрдой фазы и газовых пузырьков в жидкости, окислительно-восстановительных и электрохимических реакций, теплоотдачи от поверхностей сред, снижение сопротивления разрушению твёрдых тел

и др. Для каждого технологического процесса используется один или несколько физических эффектов.

Для У. о. применяются установки в виде замкнутых аппаратов для циклических процессов или устройств трубного типа для проточной обработки жидкостей. Излучателями служат магнитострикционные и пьезоэлектрические электромеханические преобразователи, гидродинамические свистки, газовоздушные сирены и др. В ультразвуковых установках колебания вводятся в обрабатываемую среду с помощью источников различной формы, встраиваемых в стенки установок или размещаемых внутри объема. При воздействии на горные породы применяются ультразвуковые излучатели специальной конструкции.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Ультразвук в обогащении полезных ископаемых. – А.-А., 1972; Акустическая технология в обогащении полезных ископаемых. Под ред. В. С. Ямщикова. – М., 1987.*

*В. А. Глембоцкий, В. С. Ямщиков.*

**Упругий запас пласта** – количество жидкости, которое дополнительно вытесняется из пласта в скважины за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления (В. Н. Щелкачёв, 1948).

**Упруговодонапорный режим** – режим нефтяной залежи, при котором углеводороды вытесняются в скважины под действием напора краевой воды; в отличие от водонапорного режима основным источником энергии напора воды является упругость жидкости, а также упругость самой породы (М. Ф. Мирчинк, М. И. Максимов, 1952).

**Уровень загрязнения** – абсолютная или относительная величина содержания в среде вредных веществ.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Условный контур питания** – линия в пласте, на которой при эксплуатации залежи давление практически равно первоначальному приведенному давлению (А. П. Крылов, 1948).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник)*  
*под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

**Устьевое давление** – давление в верхней точке скважины, на её устье; измеряется манометрами *УСТЬЕВОЙ АРМАТУРЫ*. Различают статическое и динамическое У. д. Статическое У. д. замеряется в остановленной скважине и зависит от пластового давления, глубины скважины и плотности заполняющей её среды. Оно численно равно разности пластового давления и давления столба жидкости от устья до пласта. Динамическое У. д. измеряется в действующей скважине, зависит от тех же параметров, что и статическое, и, кроме того, от дебита скважины или расхода нагнетаемого агента, а также от давления в трубопроводе у скважины и перепада давлений в запорно-регулирующих органах устьевой арматуры. Избыточное У. д. по отношению к атмосферному может достигать 100 Мпа и более (в газовых скважинах, при гидроразрыве пласта).

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991. А. Р. Каплан.*

**Утяжеленная бурильная труба (УБТ)** – толстостенная труба, устанавливаемая над долотом для повышения веса бурильной колонны.

## Ф

**Фауна** (от лат. богиня полей, лесов) – эволюционно-исторически сложившаяся совокупность всех видов животных, обитающих на рассматриваемой территории.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Физико-химическое заводнение.** Заводнение на сегодня является основным технологическим процессом извлечения нефти. Однако оно сопряжено с большими потерями нефти в пласте. Поэтому сейчас все больше обращаются к процессу вытеснения нефти из пласта нагретой водой или водой с различного рода добавками. Свойства воды, нефти или пористой среды изменяются при этом так, что условия вытеснения под влиянием возникающих физико-химических процессов становятся более благоприятными.

Большое разнообразие возможных агентов воздействия и режимов их введения, большая стоимость процесса физико-химического заводнения в сравнении с обычным заводнением и, что весьма существенно, зависимость результатов процесса от режима и большего числа параметров пластовой системы предъявляют повышенные требования к предварительному анализу и расчету физико-химического заводнения. Такой анализ и расчеты основаны на теории гидродинамических процессов, сопровождаемых химическими превращениями, а также тепло- и массопереносом. Особый интерес представляют такие процессы, в которых физико-химические факторы сами оказывают влияние на движение жидкостей. Физический или химический агент, переносимый потоком и непосредственно влияющий на гидродинамику, называется *динамически активной* примесью. Для получения максимального эффекта от применения физико-химического заводнения необходимо не только рассмотреть, но и тщательно изучить для конкретных геологических условий продуктивного пласта основные закономерности процессов переноса в данной пористой среде.

Для более полного рассмотрения данного вопроса можно обратиться к следующему источнику авторов *Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах.* – М.: «Недра», 1984.

**Фильтрация в горных породах** – движение жидкости (воды, нефти) или газа (воздуха, природного газа) сквозь пористую среду в грунтах. Ф. также является просачивание воды сквозь грунты и даже бетон (например, через тела земляных и бетонных плотин).

Движение природных флюидов (нефти, газа, подземных вод) в горных породах происходит либо вследствие естественных процессов (например, миграция углеводородов), либо в результате деятельности человека, связанной с извлечением полезных ископаемых и эксплуатацией гидротехнических сооружений.

Процесс Ф. имеет большое значение при формировании нефтегазовых и газоконденсатных залежей и месторождений (вертикальная и латеральная миграция), а также при разработке и эксплуатации углеводородных скоплений (движение жидкостей и газов к забою скважин и в последующем к поверхности). Фильтрационная способность горных пород в естественных условиях зависит от их литологического состава, физических свойств, мощности пород-коллекторов и пород-покрышек. Ф. воды возможна лишь в водопроницаемых и невлагоёмких породах. Сильно влагоёмкие породы (торф, некоторые глины) впитывают воду и с трудом её отдают. Теория Ф., изучающая закономерности такого движения, составляет особый раздел механики сплошной среды – *ПОДЗЕМНУЮ ГИДРОГАЗОДИНАМИКУ*. Теоретической основой разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений является нефтегазовая подземная гидромеханика, изучающая движение флюидов в проницаемых толщах осадочных горных пород.

Основная характеристика фильтрационного движения – скорость Ф. – определяется как расход жидкости через единичную площадку среды, перпендикулярную к направлению потока. Скорость Ф. меньше действительной средней скорости флюида, т. к. в действительности движение происходит только через ту часть площадки, которая занята порами. Основное соотношение теории Ф. (закон Ф.) устанавливает связь между скоростью Ф. (или расходом) и градиентом давления, который вызывает фильтрационное движение.

Наиболее распространённым в обычных условиях законом Ф. является линейный закон Дарси.



*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Парный И. А. Подземная гидрогазодинамика. – М., 1963; Тиссо В., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Пер. с англ. – М., 1981; Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. – М., 1984; Подземная гидравлика. – М., 1986.*

*К. С. Басниев, В. М. Максимов.*

**Флора** – (от латинского – богиня цветов, весны и юности) – исторически сложившаяся и динамически развивающаяся совокупность всех особей растений, населяющих определенную территорию.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Флотация** – процесс разделения мелких твёрдых частиц (главным образом минералов) в водной суспензии (пульпе) или растворе, основанный на избирательной концентрации (адсорбции) частиц на границах раздела фаз в соответствии с их поверхностной активностью или смачиваемостью. Гидрофобные (плохо смачиваемые водой) частицы избирательно закрепляются на границе раздела фаз (обычно газа и воды) и отделяются от гидрофильных (хорошо смачиваемых водой) частиц.

**Ф.** – один из основных методов **ОБОГАЩЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**, применяется также для очистки воды от органических веществ (нефти, масел), бактерий, тонкодисперсных осадков солей и др. Помимо горноперерабатывающих отраслей промышленности **Ф.** используется в пищевой, химической и др. отраслях для очистки промышленных стоков, ускорения отстаивания, выделения твёрдых взвесей и эмульгировании веществ и т. п. Широкое применение **Ф.** привело к появлению большого количества модификаций процессов по различным признакам.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991; Классен В. И., Мокроусов В. А. Введение в теорию флотации. 2 изд. – М., 1959; Митрофанов С. И. Селективная флотация. – 2 изд. – М., 1967; Глембоцкий В. А., Классен В. И. Флотация. – М., 1973; Глембоцкий В. А. Физикохимия флотационных процессов. – М., 1972; Теория и технология флотации руд. – М., 1980; Рубинштейн Ю. В., Филиппов Ю. А. Кинетика флотации. – М., 1980.*

**Фоновая концентрация загрязняющего атмосферу вещества** – концентрация, загрязняющая атмосферу вещества, создаваемая всеми источниками. ГОСТ 17.2.1.03.-84.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Фонтанная арматура** – комплект устройств, монтируемый на устье фонтанирующей скважины для его герметизации, подвески лифтовых колонн и управления потоками продукции скважины. Ф. а. должна выдерживать большое, давление, (при полном закрытии фонтанирующей скважины), давать возможность производить замеры давления как в лифтовых трубах, так и на выходе продукции из скважины, позволять выпускать или закачивать газ при освоении скважины. Ф. а. включает колонную и трубную головки, фонтанную ёлку и манифольд. Колонная головка, расположенная в нижней части Ф. а., служит для подвески обсадных колонн, герметизации межтрубных пространств и контроля давления в них. При простейшей конструкции скважины (без промежуточных технических колонн) вместо колонной головки используют колонный фланец, устанавливаемый на верхней трубе эксплуатационной колонны. Трубная головка монтируется на колонной головке и служит для подвески и герметизации лифтовых колонн при концентрическом или параллельном спуске их в скважину. Фонтанная ёлка устанавливается на трубной головке и служит для распределения и регулирования потоков продукции из скважины. Состоит из запорных (задвижки, шаровые или конические краны), регулирующих устройств (штуцеры постоянного или переменного сечения) и фитингов (катушки, тройники, крестовины, крышки). Манифольд связывает Ф. а. с трубопроводами. Элементы Ф. а. соединяются фланцами или хомутами. Для уплотнения внутренних полостей используют эластичные манжеты, наружных соединений – жёсткие кольца, большей частью стальные. Привод запорных устройств ручной, при высоком давлении пневматический или гидравлический с местным, дистанционным или автоматическим управлением. При отклонении давления продукции скважины от заданных пределов или в случае пожара на скважине автоматически закрываются запорные устройства. Давление во всех полостях контролируется манометрами. Запорные и регулирующие устройства могут дублироваться и заменяться под давлением при работе скважины, возможна также смена под давлением фонтанной ёлки. Для спуска в работающую скважину приборов и др. оборудования на Ф. а. устанавливают лубрикатор – трубу с сальниковым

устройством для каната или кабеля, в которой размещается спускаемое в скважину оборудование. Рабочее давление Ф. а. 7–105 Мпа, проходное сечение центрального запорного устройства 50–150 мм. Ф. а. скважин морских месторождений с подводным устьем имеют специальные конструкции для дистанционной сборки и управления.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*А. Р. Каплан.*

**Фонтанная добыча нефти** – способ эксплуатации скважин, при котором подъём нефти на поверхность осуществляется за счёт **ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ**. Различают естественное (за счёт природной энергии пласта) и искусственное (при поддержании пластового давления путём закачки в пласт жидких и газообразных агентов) фонтанирование. Скважина, эксплуатирующаяся таким способом, называется фонтанной и оборудуется лифтовой колонной труб и **ФОНТАННОЙ АРМАТУРОЙ**, а также в некоторых случаях пакерами и автоматическими или управляемыми клапанами-отсекателями для предотвращения аварийного фонтанирования. Лифтовая колонна может быть оснащена пусковыми муфтами с отверстиями для азрирования столба жидкости, а также клапанами для освоения скважины, ввода хим. реагентов (ингибиторы коррозии, соле- и парафиноотложения и др.), циркуляции жидкости и др. оборудованием. Освоение скважин при Ф. д. н. (вызов притока продукции из пласта после бурения или ремонта) производится путём снижения давления столба жидкости в стволе скважины за счёт уменьшения её уровня или плотности. Снижением уровня столба жидкости производится **СВАБИРОВАНИЕМ** или **ТАРТАНИЕМ** желонкой. Для снижения плотности последовательно замещают тяжёлый буровой раствор на солёную, пресную воду и нефть, а также газируют (азрируют) жидкость. Эксплуатация фонтанной скважины регулируется с помощью поверхностных и глубинных штуцеров (диафрагм с отверстиями). Чтобы получить меньший дебит, увеличивают устьевое давление, для чего на устье устанавливают штуцер соответствующего диаметра либо уменьшают диаметр лифта, либо (в редких случаях) устанавливают забойный штуцер. Режим работы фонтанной скважины (дебиты нефти, газа и воды, давления забойное и устьевое) зависит от характеристик самой скважины, лифта, штуцера и давления в нефтесборной системе. Для определения характеристики скважины и обоснования режима её эксплуатации при Ф. д. н. проводятся специальные исследования скважин. При этом темп отбора жидкости из скважины изменяется последовательной сменой диаметра штуце-

ра, забойное давление замеряется глубинным манометром. В результате этих исследований определяют параметры установившихся технологических режимов при разных диаметрах штуцера (устьевых давлениях) и строят график зависимости дебита скважины и газового фактора от диаметра штуцера (индикаторную кривую). Обводняющиеся и выносящие песок скважины исследуются дополнительно для установления процентов выноса воды и песка при различных штуцерах. Технологический режим эксплуатации фонтанной скважины устанавливается на определённый промежуток времени исходя из её характеристики, принятой системы разработки нефтяного месторождения, а также получения максимального дебита нефти, минимальной обводнённости и газового фактора, выноса песка, опасности повреждения эксплуатационной колонны и др. факторов. Различают фонтанные скважины с устойчивым постоянным дебитом (св. 30–50 т/сут.), эксплуатирующиеся постоянно с пульсирующей подачей продукции, и работающие периодически с фазами накопления и подачи продукции (см. *ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН*). Продукция фонтанной скважины по выкидной линии направляется в ёмкости (газовые сепараторы, трапы), где происходит отделение газа от нефти. При высоком устьевом давлении продукция скважины проходит через систему трапов (большей частью 3 трапа) с постепенным снижением давления. Поддерживая в трапе определённое давление, можно в ряде случаев создавать на устье скважины противодавление и без применения штуцера. Иногда газ, выделяющийся в трапах высокого давления, используется непосредственно для эксплуатации других скважин, уже прекративших фонтанирование (бескомпрессорный способ эксплуатации). В зависимости от условий разработки, характеристики продуктивного пласта и других факторов геолого-технического и экономического характера Ф. д. н. может вестись на протяжении всего периода эксплуатации данного месторождения или только его части с последующей заменой её на механизированный способ добычи.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991. А. Р. Каплан.*

**Форсированный отбор жидкости** – своевременный переход от умеренного темпа отбора жидкости из сильно обводнённых скважин к форсированному темпу, что дает возможность увеличить текущую добычу нефти, сократить сроки доразработки нефтяной залежи, увеличить конечную нефтеотдачу пласта.

*В. Н. Щелкачёв, 1946.*

**Фракционный анализ** – количественная оценка распределения свободных минеральных зёрен и сростков в пробе полезных ископаемых путём разделения каждого класса по фракциям различной плотности или магнитной восприимчивости с целью построения кривых обогатимости полезных ископаемых. Ф. а. проводится часто при разработке технологической схемы гравитационного обогащения угля и вольфрамовых, редкометалльных, оловянных руд.

Для Ф. а. пробу крупностью – 25 мм разделяют на классы крупности. Классы до +3 мм разбирают вручную, затем определяют плотность каждого куска с точностью до 0,1–0,02 г/см<sup>3</sup>. Классы – 3 мм +20 мкм разделяют на фракции по плотности в тяжёлых жидкостях с применением центрифуги. В качестве тяжёлых жидкостей используют растворы хлорида цинка, жидкость Сушина – Рорбаха, бромформ, тетрабромэтан и др. Результаты разделения угля или руды по фракциям служат эталоном для сравнения промышленных проб гравитационного обогащения.

Зависимость выхода фракций от плотности разделения позволяет построить кривые обогатимости полезных ископаемых, по которым определяется необходимая степень раскрытия минералов, степень измельчения, плотность разделения и способность разделяться на продукты обогащения по заданным показателям качества.

При Ф. а. для магнитных минералов аналогом плотности является напряжённость магнитного поля, в котором выделяют фракции частиц с различной магнитной восприимчивостью, определяемой магнитным анализатором.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991; Митрофанов С. И., Барский Л. А., Самыгин В. Д. Исследование полезных ископаемых на обогатимость. – М., 1974. Л. А. Барский.*

**Фразеры.** Фразер режуще-истирающий предназначен для фрезерования металлических предметов в обсаженных скважинах с целью их очистки по всему сечению.

Верхний конец цилиндрического корпуса фрезера имеет резьбу для свинчивания с колонной бурильных труб, а нижний армирован дробленым металлокерамическим твердым сплавом. В нижнем торце предусмотрены отверстия для подачи промывочной жидкости в зону фрезерования.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

# Х

**ХАВКИН Всеволод Артурович, 03.03.1939** – зав. лаб. ВНИИ НП, д.т.н., профессор, лауреат премии Совета Министров СССР, заслуженный изобретатель России.

*Научные интересы:* проблемы обогащения нефтяных дистиллятов для улучшения эксплуатационных и экологических характеристик моторных топлив, технологии гидрогенизационных процессов, катализаторы нефтепереработки.

**ХАЛИКОВ Габдулхак Абзалилович, 09.02.1931** – зав. кафедрой физической гидродинамики Башкирского государственного университета, д.т.н., профессор, действительный член АН РБ, заслуженный деятель науки Республики Башкортостан, Отличник высшего образования СССР, заслуженный изобретатель, награжден медалями «За доблестный труд в ВОВ 1941–1945 г.», серебряной медалью ВДНХ.

*Научные интересы:* разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений; физика насыщенных пористых сред; геотехнология, теплофизика и молекулярная физика; механика жидкости, газа и плазмы.

**ХАЛИМОВ Элик Мазитович, 19 03 1931** – заместитель директора по научной работе ИГиРГИ, д.г.-м.н., профессор, академик Международной академии ТЭК, заслуженный деятель науки РФ, Почетный нефтяник, лауреат премии им. акад. И.М. Губкина, член Американской ассоциации геологов-нефтяников, награжден орденом Трудового Красного Знамени, орденом Знак Почета, медалями.

*Научные интересы:* нефтегазопромысловая геология, разработка нефтяных и газовых месторождений, комплексное использование минерально-сырьевых ресурсов, налогообложение.

**Химически связанная вода** – вода, химически связанная с минералами и горными породами, к которой относят: кристаллизационную, входящую

в состав в виде молекул  $H_2O$  (гипс, мирабилит, карналлит и др.); цеолитную, содержание которой в минералах переменное; конституционную, которая в виде водорода и кислорода участвует в молекулярном строении минералов (Близк.; СРГ, 1979).

**Хлоридно-кальциевый тип вод** – тип подземных вод по классификации В. А. Сулина, формирование которых происходит в глубинной обстановке в условиях гидрогеологической закрытости структур; характеризуется следующим соотношением ионов:  $rNa/rCl < 1$ ,  $(rCl - rNa)/rMg > 1$ .

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Хлоридно-магниевый тип вод** – тип подземных вод по классификации В. А. Сулина, формирование которых происходит в морской обстановке; характеризуется соотношением ионов  $rNa/rCl < 1$ ,  $(rCl - rNa)/rMg < 1$ .

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

# Ц

**Цементирование скважины (1)** – разобщение водоносных и нефтеносных пластов и горизонтов, вскрытых скважиной, путем цементирования затрубного кольцевого пространства между стенками скважины и обсадной колонной. (ГС, 1978; близк.: СГН, 1958; ТСГБ, 1978).

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974*

**Цементирование скважин (2)** – способ крепления скважин путем цементирования затрубного пространства.

Различают ступенчатый, одноцикловый, манжетный и обратный способы Ц.с., а также цементирование хвостовиков и исправительное цементирование. Наиболее распространено ступенчатое (гл. образом двухступенчатое) Ц.с., которое проводится при наличии зон поглощения в нижележащих пластах, резкой смене температур в зоне цементирования, возникновении больших давлений и т.п. При двухступенчатом Ц.с. цементировочный раствор закачивается через обсадные трубы и продавливается в затрубное пространство последовательно сначала в нижнюю часть, а затем, после окончания цементирования первой ступени, цементируют верхний интервал. При одноцикловом Ц.с. в обсадные трубы через цементировочную головку закачивается цементировочный раствор, который вытесняет находящийся в трубах глинистый раствор, поднимающийся в затрубном пространстве на заданную высоту. При сооружении скважин в малодобитых, сильно дренированных горизонтах используют манжетный способ. В процессе Ц.с. этим способом устанавливают специальную манжету, выше которой через перфорированные трубы цементный раствор поступает в затрубное пространство. При обратном Ц.с. цементный раствор закачивается в затрубное пространство. А буровой раствор из скважины выходит на поверхность через колонну спущенных и цементировочных труб. Цементирование хвостовиков проводят главным образом разделительной цементировочной пробкой, нижняя часть которой подвешивается на хвостовик, верхняя движется по колонне бурильных труб за цементным раствором. Большинство способов исправительного (повторного) цементи-



вания заключается в доведении раствора до зоны, требующей исправления, и последующем быстром подъеме цементируемых труб.

Для автоматического контроля основных параметров закачиваемых цемента и технологических режимов Ц.с. на устье нефтяных и газовых скважин, оперативного управления этим процессом и параметрами раствора используется цементирующая станция контроля и управления СКЦ2М-80, состоящая из блока манифольдов с измерительными преобразователями и блока лаборатории со встречными и вспомогательными приборами.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

### Центратор

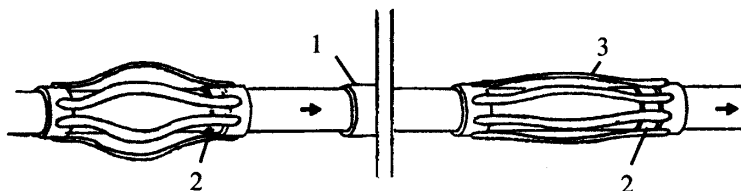


Рис. 1. Центраторы из листовых пружин устанавливаются вокруг стопорных муфт на хвостовике. Такое расположение гарантирует, что центраторы будут вставляться, а не вталкиваться в скважину, сопровождаясь уплощением центратора во время спуска: 1 — обсадная труба; 2 — стопорная муфта; 3 — центратор

Жесткие центраторы обычно дают лучшие результаты для горизонтальных скважин номинального диаметра; определение типа центраторов с большим пространством для циркуляции жидкости дают дополнительные преимущества в повышении локальной турбулизации потока, помогая вытеснению бурового раствора. Размытые участки ствола требуют применения центраторов в виде пластинчатых пружин. Некоторые изготовители снабжают центраторы специальными втулками, располагая их на каждом из концов центратора, с целью уменьшения величины крутящего момента, когда хвостовик проворачивают, чтобы уменьшить величину напряжения геля бурового раствора в процессе закачивания тампонажной смеси. Чтобы уменьшить влияние эффекта трения при опускании хвостовика в горизонтальную скважину, центраторы можно устанавливать поверх стопорных муфт так, чтобы они уплощались при проталкивании хвостовика через сужения ствола в скважине.

**Центробежный насос (установка насоса в скважине).** В последние годы на промыслах широкое распространение получили бесштанговые насос-

ные установки, к которым относятся погружные центробежные электронасосы и гидropоршневые насосы. Особенностью этих установок является отсутствие промежуточного звена – насосных штанг, что повышает межремонтный период работы скважин, упрощает обслуживание и расширяет область применения насосной добычи нефти из глубоких скважин.

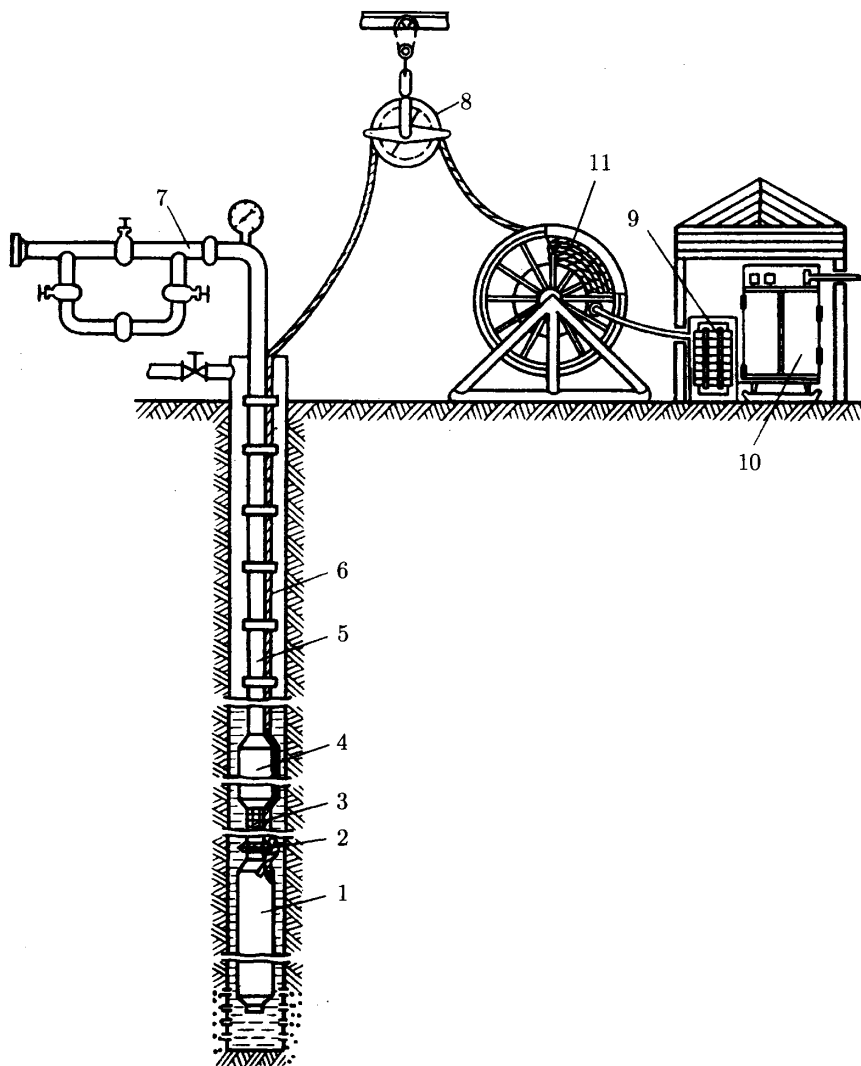


Рис. 1. Установка бесштангового центробежного электронасоса

Погружные центробежные бесштанговые электронасосы применяют для эксплуатации скважин с низким статическим уровнем и высоким коэффициентом продуктивности, при которых обеспечивается большой приток жидкости. Их применяют также для работы в сильно искривленных скважинах. Не рекомендуется применять погружные центробежные электронасосы в следующих скважинах:

а) в жидкости которых содержится значительное количество песка; песок вызывает быстрый износ деталей насоса;

б) с большим количеством газа, который снижает производительность насоса.

Установка бесштангового центробежного электронасоса (см. рисунок) состоит из погружного электронасоса с двигателем и протектором, специального кабеля для подачи электроэнергии к двигателю и автоматической станции управления. В этих установках электродвигатель соединяется непосредственно с центробежным насосом и погружается под уровень жидкости в скважину.

Подземная часть установки погружного электронасоса состоит из трех основных частей, расположенных для удобства спуска в скважину на одном валу: многоступенчатого вертикального центробежного насоса, электродвигателя погружного типа специальной конструкции и предохранительного устройства – протектора, установленного между двигателем и насосом.

Все узлы агрегата имеют самостоятельные валы и подшипники. Валы соединяются друг с другом шлицевыми муфтами. Электродвигатель и насос заключены в герметичные стальные кожухи одинакового диаметра. В нижней части насоса сбоку установлен сетчатый фильтр, через который из скважины на прием насоса поступает нефть. Сборка отдельных элементов агрегата производится на фланцах. Собранный агрегат спускается в скважину на насосных трубах, причем параллельно с последними в скважину спускают сматываемый с барабана гибкий бронированный кабель для подачи электроэнергии к двигателю. Кабель крепят к наружной стороне труб хомутами. Сечение кабеля и его длина зависят от глубины спуска насоса.

Во избежание слива жидкости из труб обратно в скважину при остановке насоса устанавливают обратный клапан. Это позволяет предварительно, до пуска насоса, заполнить колонну подъемных труб жидкостью. Находящаяся в колонне труб жидкость облегчает пуск насоса. Кроме обратного клапана, на первой трубе, выше от насоса, устанавливают спускное устройство, которое обеспечивает слив жидкости из труб в скважину перед подъемом агрегата.

Наземная часть установки состоит из станции управления с автотрансформатором и пусковым устройством, кабельного барабана и направляющего ролика с пружинным амортизатором для подвески кабеля.

*А. И. Жуков, Б. С. Чернов, М. Н. Базлов. Эксплуатация нефтяных месторождений. – 1962.*

**Циклическое воздействие на пласт** – периодическое изменение объемов закачки рабочего агента в пласт через все имеющиеся или через группы нагнетательных скважин, направленное на изменение давления и скоростей потоков жидкости с целью улучшения выработки неоднородного пласта за счет более полного использования капиллярных и гидродинамических сил.

*(Обобщ.: М. Л. Сургучев, А. А. Боксерман, О. Э. Цинкова, А. П. Горбунов, М. А. Жданов, С. П. Пустовойт, И. Н. Шарбатова и др.).*

**Циркуляционные клапаны КЦМ и КЦГ.** Клапаны типа КЦМ предназначены для сообщения и разобщения затрубного пространства с внутренней полостью подъемных труб при проведении различных технологических операций при освоении и эксплуатации скважин.

Клапаны с малым условным диаметром перепускных отверстий служат для аэрации столба жидкости в скважине при освоении.

Клапаны типа КЦГ служат для сообщения затрубного пространства с полостью подъемных труб в аварийных случаях с целью глушения скважины.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко). – Москва, «Недра», 1983 г.*

# Ч

**Четвертая стадия разработки** – стадия разработки нефтяного эксплуатационного объекта, характеризующаяся низкими, медленно снижающимися уровнями добычи нефти, постепенным сокращением действующего фонда скважин, продолжающимся резким ростом или высокой обводненностью продукции.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой, Москва «Недра», 19??).*

*(М. М. Иванова, 1976; близк.: С. А. Оруджев, Н. С. Ерофеев, М. М. Иванова и др., 1970).*

**Четвертичная геология** – раздел геологии, изучающий **ЧЕТВЕРТИЧНУЮ СИСТЕМУ (ПЕРИОД)**. Выделение Ч. г. в самостоятельную научную дисциплину обусловлено особенностями отложений четвертичной системы, своеобразием используемых методических приёмов и спецификой комплекса разрабатываемых ею проблем.

Для восстановления истории четвертичного периода необходима большая детальность стратиграфического подразделения отложений, чем для более древних систем. Первостепенное значение для Ч. г. имеют геоморфологические исследования. Для биостратиграфического обоснования выделяемых подразделений в континентальных отложениях ведущими являются млекопитающие (особенно мелкие), палиологические, карпологические, диатомовые и малакологические (изучение моллюсков) анализы. Существенное значение для расчленения отложений четвертичной системы имеют климатостратиграфические методы, поскольку характерной особенностью четвертичного периода являются многократные общепланетарные колебания климата. Климатостратиграфическая методика комплексная: она опирается на изучение зоо- и фитоценозов, литологические, палеонтологические и палеокриологические данные. Для морских и океанических осадков, кроме изучения фауны моллюсков и микроорганизмов, важным являются определения палеотемператур воды с помощью кислородно-изотопного метода; используются методы радиологического датирования осадков и палеомагнитные методы. В СССР были составлены пер-

вые обзорные карты четвертичных отложений для обширных территорий – Европейской части страны (1932; 1 : 2500 000) и всего Советского Союза (1960; 1 : 5 000 000). Полистные карты четвертичных отложений входят в комплекты государственных геологических карт разных масштабов. Разработанные в СССР принципы картирования четвертичных отложений широко применяются и за рубежом.

Четвертичный период – время становления и развития человека и человеческого общества, о ранних стадиях которого судят преимущественно по остаткам материальной культуры человека, также применяемым в стратиграфии четвертичных отложений.

Основоположниками Ч. г. в России были П. А. Кропоткин, С. Н. Никитин, А. П. Павлов, В. А. Обручев. Большой вклад в изучение Ч. Г. внесли В. Н. Сукачёв, Г. Ф. Мирчинк, С. А. Яковлев, В. И. Громов, А. И. Москвитин, И. П. Герасимов, К. К. Марков и др.; из зарубежных учёных – австрийские геологи А. Пенк, Э. Брикнер, нем. – П. Вольдшtedт, американские – Р. Флинт, Ф. Цейнер и др.

В изучении Ч. Г. России (бывшего СССР) определились следующие основные направления: биостратиграфическое (палеозоологическое и палеоботаническое) – В. И. Громов, В. С. Доктуровский, П. А. Никитин, П. И. Дорофеев, В. Н. Сукачёв, Э. А. Вангенгейм, В. П. Гричук, И. М. Покровская и др., климатостратиграфическое – С. А. Яковлев, А. И. Москвитин, Г. И. Горецкий, К. В. Никифорова, И. И. Краснов, В. Н. Сакс, М. М. Цапенко, В. А. Зубаков, Л. Н. Вознячук, М. Ф. Веклич и другие; литогенетическое Е. В. Шанцер, К. И. Лукашов и др.; геоморфологическое – А. А. Асеев, А. И. Спиридонов и др.; палеогеографическое – И. П. Герасимов, К. К. Марков, А. А. Величко и др.; неотектоническое – Н. И. Николаев и др.; радиометрическое – В. В. Чердынцев, Х. А. Арсланов и др.; палеомагнитное – М. А. Певзнер и др.; археологическое – И. К. Иванова и др. Разработаны и совершенствуются методы картирования четвертичных отложений (Г. С. Ганешин). В 1927 в СССР была создана Комиссия по изучению четвертичного периода АН СССР, в 1932 – Международная Ассоциация по изучению четвертичного периода (International Union for Quaternary research – INQUA; ИНКВА). Наиболее значительные работы по Ч. г. ведутся в Геологическом институте АН СССР и Институте географии АН СССР (Москва), во Всесоюзном научно-исследовательском геологическом институте им. А. П. Карпинского (Ленинград), Институте геологии и геофизики СО АН СССР (Новосибирск), в научно-исследовательских институтах прибалтийских республик, Белоруссии, Украины, ряда филиалов АН СССР. Большой вклад в развитие Ч. г. вносят производственные организации Министерства геологии СССР, проводящие геологическую съём-

ку четвертичных отложений. Вопросы Ч. г. обсуждаются на конгрессах ИНКВА, на международных геологических и географических конгрессах, на всесоюзных и региональных совещаниях в СССР, на заседаниях Комиссии по изучению четвертичного периода, а также комиссий по четвертичной системе Международной стратиграфической комиссии и Межведомственного стратиграфического комитета СССР.

Проблемы Ч. г. освещаются в специальных периодических изданиях: «Бюллетень Комиссии по изучению четвертичного периода», «Труды Комиссии по изучению четвертичного периода», «Геоморфология», «Anthropozoikum», «Biuletyn Peryglacjalny» (Польша), «Eiszeitalter und Gegenwart» (ФРГ) и др.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Лит. см. при ст. ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА (ПЕРИОД).*

*К. В. Никифорова.*

**Четвертичная система (период), антропогенная система (период), антропоген** – последняя система кайнозойской эратемы, соответствующая последнему периоду кайнозойской эры геологической истории Земли, продолжающемуся и поныне; в стратиграфической шкале следует за **НЕОГЕНОВОЙ СИСТЕМОЙ (ПЕРИОДОМ)**. Начало Ч. п. принято Международной стратиграфической комиссией (МСК) и Международным союзом геологических наук в 1,65 млн лет. В официальной схеме СССР продолжительность Ч. п. составляет около 0,8 млн лет, а некоторые учёные в СССР и Западной Европе определяют его в 2,5–2,4 млн лет.

Впервые четвертичные отложения были выделены в самостоятельную группу в середине XVIII в. В 1760 итальянский учёный Дж. Ардуино разделил все горные породы на 4 группы, самые молодые из которых назвал «четвёртым подразделением гор». В 1825 французский учёный Ж. Денуайе предложил выделить послетретичные отложения в особую четвертичную систему. В 1830 г. Лайель ввёл термин «новейшие» отложения, а в 1832 предложил термин «плейстоцен» для обозначения всех отложений моложе плиоценовых. В 1846 швейцарский геолог Э. Форбс использовал термин «плейстоцен» для обозначения отложений только ледникового времени, исключая современные. В дальнейшем термин «плейстоцен» закрепился в понимании Форбса, а для послеледниковых (или современных) отложений П. Жерве ввёл термин «голоцен». В 1922 А. П. Павлов предложил заменить название «Ч. п.» названием «антропоген» или «антропогенный период» в связи с тем, что главным событием в этом периоде было появление и становление человека. В 1963 оба названия «четвер-

тичный» и «антропогеновый» были признаны в СССР как равнозначные. В 1963 решением МСК в принятом в СССР объёме Ч. с. выделены 4 основных подразделения: ниже-, средне- и верхнечетвертичные и современные. По таксономическому рангу они ниже яруса и зоны, поскольку вся Ч. с. по своему объёму соответствует одной зоне *Globorotalia truncatulinoides*. В 1959 В. А. Зубаков и И. И. Краснов предложили стратиграфическую классификацию подразделений Ч. с., с некоторыми изменениями принятую в 1973. Ниже зоны выделены: раздел, звено (соответствует основным подразделениям схемы 1963), ступень, или наслой. В региональных стратиграфических схемах в качестве основных подразделений выделяются горизонты, обычно отвечающие ступеням (климатолитам) общей шкалы. Интервал 1,65–0,8 млн лет, пока включаемый в СССР в состав плиоцена, выделяется в качестве самостоятельного раздела – эоплейстоцена. В Западной Европе этот интервал относят к нижнему плейстоцену, а отложения, выделяемые в качестве нижнего и среднего звена, считают среднеплейстоценовыми. В эоплейстоцене в межрегиональной схеме (1986) ступени (горизонты) не выделены, хотя во многих региональных схемах они существуют.

Существенное отличие Ч. с. от остальных систем обусловило использование определённых методов исследования и специфику комплекса разрабатываемых проблем (см. *ЧЕТВЕРТИЧНАЯ ГЕОЛОГИЯ*).

Очертания суши и моря за Ч. п. претерпели не столь большие изменения, поэтому на современной суше господствуют континентальные отложения, на которых строится детальная стратиграфия Ч. с. Наиболее характерной чертой Ч. п. являются резкие изменения климата, приводившие к периодическому развитию материковых оледенений и к чередованию аридных и плювиальных эпох. Большинство учёных к 30-м гг. XX в. стояло на позиции полигляциализма и ритмичности климатических колебаний, проявившихся в чередовании ледниковый и межледниковый; связь этих колебаний с астрономической теорией колебаний климата находит всё большее количество сторонников.

К началу XX в. австрийские учёные А. Пенк и Э. Брикнер разработали ледниковую стратиграфию Альп, основанную на выделении 4 оледенений: гюнцского в плиоцене (эоплейстоцене, если принимать границу антропогена 1,65 млн. лет), миндельского, рисского и вюрмского в плейстоцене. Позднее было открыто ещё одно древнейшее – дунайское оледенение. Для материковых оледенений, покрывавших громадные площади материков Северного полушария, были разработаны собственные стратиграфические схемы, с известной степенью условности сопоставляющиеся с альпийской; при этом оледенения иногда подразделяются на стадии



и межстадиалы. Влияние периодических оледенений сказалось и на Мировом океане, что устанавливается по изменению содержания в раковинах планктонных организмов, поднятых со дна океана, изотопов кислорода (смена прослоев с холодолюбивыми и теплолюбивыми видами). В 1986 была создана межрегиональная стратиграфическая схема для Европейской части СССР, основанная на комплексной методике, био-, климато- и магнитостратиграфии с учётом радиологичных данных. Составлена также унифицированная схема для Западной Сибири и проведена корреляция их с Западной Европой и Северной Америкой.

Наиболее полную информацию по данной теме смотри в горной энциклопедии.

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «СОВЕТСКАЯ ЭНЦИКЛОПЕДИЯ», 1991.*

*Громов В. И. Палеонтологическое и археологическое обоснование стратиграфии континентальных отложений четвертичного периода на территории СССР. – М., 1948; Марков К. К., Лазуков Г. И., Николаев В. А. Четвертичный период (Ледниковый период – Антропогенный период), Т. 1–3. – М., 1965–67; Четвертичный период в США. Пер. с англ., т. 1. – М., 1968; Зубаков В. А. Геохронология СССР. Т. 3 – Новейший этап. – М., 1974; Стратиграфия СССР. Четвертичная система, полутом 1–2, М., 1982–84; W'oldstedt P., Das Eiszeitalter, 2 Aufl., Bd 1–3, Stuttgart., 1954–65.*

**Численная модель пласта.** Уравнения, описывающие математическую модель пласта, почти всегда настолько сложны, что их невозможно решить аналитическими методами. Чтобы представить уравнения в форме, пригодной для решения на цифровых вычислительных машинах, следует их аппроксимировать. Численная модель состоит из полученной системы уравнений.

**Чистка пробок желонкой.** Чистка желонками песчаных пробок небольшой мощности производится в скважинах глубиной до 1 500 м, где из-за низких пластовых давлений и возможного ухода жидкости в пласт нельзя применять промывку. Если в стволе скважины образовалась мощная пробка, применяют комбинированный способ ее удаления: сначала производят промывку, а потом за несколько метров до ожидаемой глубины поглощения переходят на чистку желонкой.

Простая желонка обычно изготавливается из насосно-компрессорных или обсадных труб. Верхняя открытая часть желонки снабжена дужкой, за которую она подвешивается к канату, а нижняя – тарельчатым или шариковым клапаном. Диаметр желонки от 3 до 6", длина 6–12 м. При работе

в скважинах, выделяющих много газа, нижнее кольцо и дужку делают из меди, чтобы не было искр при ударах.

Если пробка плотная, для чистки пользуются поршневой желонкой.

Так как при одном поднятии поршня в желонку входит значительно меньше песка, чем она может вместить, то для лучшего наполнения желонку несколько раз спускают и поднимают (до 5–8 раз). Иногда пробка бывает настолько плотной, что даже поршневая желонка с пикообразным клапаном не в состоянии ее разрыхлить. В таких случаях пробку разрыхляют ударами пики, представляющей собой квадратную штангу, заостренную с одного конца или изготовленную в виде долота. Чтобы не пробить пикой колонну, особенно в кривых скважинах, рекомендуется иметь на ней направляющие фонари.

Наибольший эффект получается при чистке пробки автоматически желонками, действие которых основано на разности между давлениями в скважине и внутри желонки и на большой засасывающей силе, возникающей при этом в желонке.

Преимущество автоматической желонки заключается в быстроте и эффективности ее действия. Удар о забой для захвата пробки производится один раз, в то время как удар другими желонками до 5–8 раз.

Корпус автоматической желонки состоит из двух частей; верхняя часть может телескопически надвигаться на нижнюю в пределах длины канавки, выточенной по наружной поверхности песочной камеры. Песочная камера удерживается от выпадения находящимися в канавке шариками. Конусный клапан делит внутренние полости желонки на две камеры: верхнюю воздушную и нижнюю песочную. В нижней части песочной камеры помещается клапан, открывающийся внутрь желонки. При погружении желонки в жидкость клапан открывается, и песочная камера заполняется жидкостью. Конусным клапаном воздушная камера герметически закрыта от песочной камеры, и давление в ней остается равным атмосферному. Давление в песочной камере недостаточно для того, чтобы приподнялся конусный клапан, так как он уравновешен давлением воздуха, находящегося в стакане и сжатого жидкостью, заполняющей песочную камеру. Диаметры седла в верхней части клапана подобраны так, что давление на клапан сверху и снизу приблизительно одинаково и клапан прижимается к седлу только под действием пружины. Когда желонка достигнет песчаной пробки, жидкость, находящаяся в песочной камере, под давлением столба жидкости над желонкой устремляется в воздушную камеру, а песочная камера заполняется материалом пробки. Момент открытия конусного клапана сопровождается звуком, похожим на выстрел и хорошо слышимым на поверхности Земли. Во время подъема желонки верхняя ка-

мера приподнимается относительно нижней, конусный клапан садится на седло и обе камеры вновь разобщаются. По мере подъема желонки вверх давление в верхней камере, заполненной частично жидкостью и частично сжатым воздухом, будет уже больше, чем давление в нижней камере. Во избежание слишком большого давления внутри воздушной камеры, вверху ее установлен клапан, отрегулированный сжатием пружины на разницу давления внутри камеры и вне её на 4–5 ат. Извлеченную на поверхность желонку устанавливают на специальном башмаке, поворачивают заслонку и, ослабив канат, дают возможность воздушной камере опуститься, пока хвостовик клапана не упрется в ударник. Тогда жидкость с песком, находящаяся в песочной камере, под давлением воздуха, сжатого в воздушной камере, выжимается через боковое отверстие.

Желонки имеют наружный диаметр 115 мм, длину 12, 10,5 и 8,5 м и объем песочной камеры соответственно 0,05, 0,04 и 0,03 м<sup>3</sup>. Вес желонки 353, 305 и 246 кг.

Рекомендуется применять автоматическую желонку при высоте столба жидкости около 100–150 м. Если скважина имеет небольшой столб жидкости, то перед началом работ следует залить ее сверху водой. При чистке автоматической желонкой время работы сокращается почти в четыре раза по сравнению с обыкновенной и почти в три раза по сравнению с поршневой желонкой.

Не рекомендуется чистить пробку в искривленных и наклонных скважинах, так как это приводит к протиранию эксплуатационной колонны тартальным канатом. Допускается чистить пробку стальными канатами диаметром 12,5–13 мм до глубины 900 м, диаметром 15,5–16 мм до глубины 1 200 мм, диаметром 18,5–19 мм до глубины 1500 м. При работах по очистке пробок всех типов принимаются меры по предупреждению порчи обсадной колонны от трения тартальным канатом. Одним из распространенных методов является установка на устье скважины пробки из дерева твердых пород с отверстием посередине для пропуска каната.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

**Чистка пробок сжатым воздухом.** В скважинах с низким пластовым давлением промывка жидкостью часто не дает положительных результатов, так как при вскрытии фильтра вследствие поглощения жидкости большое количество песка не выносится из скважины, а попадает обратно в пласт. В таких скважинах рекомендуется чистить пробку сжатым воздухом при условии, что эксплуатационная колонна герметична. Для этого устье скважины оборудуют так же, как при обратной промывке.

Трубы спускают на 200–250 м под уровень жидкости и в кольцевое пространство нагнетают сжатый воздух. После первого выброса трубы наращивают и, не прекращая нагнетания воздуха, постепенно спускают в скважину, следя за давлением на манометре воздушной линии. После вскрытия фильтра с забоя начинают поступать песок и жидкость из пласта, т. е. скважина как бы начинает работать однорядным компрессорным подъемником. Прокачку воздуха не прекращают и после вскрытия фильтра, очищая призабойную зону от песка. После воздушной очистки скважина сразу вступает в нормальную эксплуатацию, так как не требуется затраты времени на откачку промывочной жидкости, поглощаемой пластом.

*Справочная книга по добыче нефти под редакцией Ш. К. Гиматудинова, 1974.*

# Ш

**Шарошечное бурение** – вращательный способ бурения скважин с использованием в качестве породоразрушающего инструмента шарошечного долота. Впервые применено в США в 1920-х, а в СССР в 1930-х гг.

Горные породы при Ш. б. разрушаются стальными или твердосплавными зубками шарошек, вращающимися на опорах *БУРОВОГО ДОЛОТА*, которое в свою очередь вращается (60–600 об/мин) и прижимается с большим осевым усилием к забою (500–2000 кг на 1 см диаметра). Зубки вращающихся шарошек перекатываются по забою и за счёт больших напряжений, развивающихся в зоне контакта зубков с породой, разрушают её путём раздавливания и скола. С увеличением крепости пород частота вращения уменьшается, а осевое усилие увеличивается. Разрушенная на забое скважины порода удаляется на поверхность промывкой, продувкой или сочетанием этих способов.

Ш. б. эксплуатационных и исследовательских скважин осуществляется стационарными многоузловыми установками, горнотехнических скважин – самоходными или передвижными *БУРОВЫМИ СТАНКАМИ*.

Ш. б. применяется для проведения геолого-разведочных, нефтяных и газовых скважин, при поисках, разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, взрывных скважин, при подземной и открытой разработке месторождений, восстающих выработок и шахтных стволов.

Перспективы Ш. б. связаны с повышением стойкости долот, увеличением скорости разрушения пород за счёт наложения на долото ударных импульсов или вибрации различной частоты.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Бирюков И. М. Шарошечное бурение в горном деле. – М., 1962; Кутузов Б. Н. Теория, техника и технология буровых работ. – М., 1972; Булатов А. И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению. Т. 1–2. – М., 1985.*

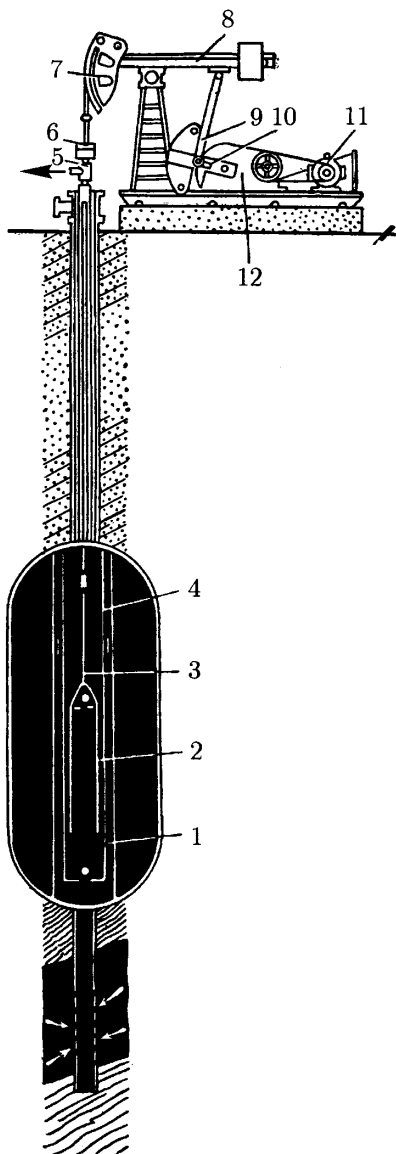


Рис. 1. Штанговая насосная установка

является с головкой балансира станка-качалки 7 с помощью траверсы и гибкой канатной подвески. Станок-качалка приводится в действие от электродвигателя через систему передач.

**Штанговая глубинно-насосная установка** – является наиболее распространенным способом добычи нефти в нашей стране, применяемый для эксплуатации нефтяных скважин штанговыми насосами с приводом от станков-качалок (СКН).

Штанговыми глубинными насосами можно добывать нефть с глубины до 3000 метров. В основном глубинно-насосную эксплуатацию применяют в среднедебитных (до 30–40 т/сут) и малodeбитных (до 1 т/сут) нефтяных скважинах. Глубинный штанговый насос представляет собой плунжерный насос специальной конструкции. Привод насоса осуществляется с поверхности через колонну штанг, поэтому такие насосы называются глубинными штанговыми насосами. Штанговая насосная установка (см. рисунок) состоит из глубинного плунжерного насоса 1, который спускается на НКТ 4 в скважину под динамический уровень, и станка-качалки, установленного на устье скважины, а также устьевого оборудования, состоящего из тройника с сальником и планшайбы. В скважину на штангах 3 спускается плунжер насоса 2.

Верхняя штанга называется полированным штоком, который проходит через сальник 6 и соединяется

Вращение электродвигателя 11 станка-качалки при помощи редуктора 12, кривошипа 10 и шатуна 9 преобразуется в возвратно-поступательное движение балансира 8, передаваемое плунжеру насоса 2 через колонну штанг 3. На устье скважины устанавливается тройник 5, в который поступает нефть со скважины. В верхней части тройника имеется сальниковое устройство, через которое пропущен полированный шток и который служит для герметизации устья и недопущения разлива нефти во время работы насосной установки.

*В. И. Кудинов. Основы нефтепромыслового дела. – Москва–Ижевск, 2004.*

**Штанговращатель** – устройство, используемое при депарафинизации насосно-компрессорных труб (рисунок). Для депарафинизации насосно-компрессорных труб достаточно широкое применение нашли металлические скребки, закрепляемые на насосных штангах посредством электро-сварки или специальных хомутов. С целью повышения эффективности депарафинизации скребки, закрепленные неподвижно на штангах, должны поворачиваться на определенный угол при возвратно-поступательном движении штанг. Эту роль выполняет штанговращатель. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя, и при его повороте поворачивается и колонна насосных штанг с укрепленными на них скребками, при этом боковыми гранями срезается парафин со стенок труб. Штанговращатель вращает колонну насосных штанг на один оборот обычно за 40 ходов штока.

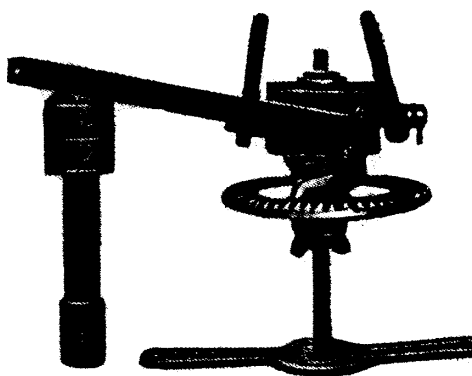


Рис. 1. Штанговращатель

*И. Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Государственная академия нефти и газа им. И. М. Губкина.*

**Штанговые вставные насосы.** Вставные штанговые насосы изготавливаются диаметрами 28, 32, 38, 43, 56 и 70 мм с длиной хода плунжера от 900 до 3000 мм и допустимым максимальным рабочим давлением 250 ат, что позволяет осуществлять эксплуатацию глубоких скважин с высотой подъема жидкости до 2500 м.

Вставные насосы имеют следующие преимущества перед трубными насосами:

- 1) возможность смены износившихся частей и всего насоса без подъема насосных труб на поверхность;
- 2) предохранение деталей насоса от механических повреждений при спуске, так как весь насос спускается в скважину за один прием;
- 3) увеличение продолжительности работы насоса благодаря большой износоустойчивости трущихся поверхностей втулок и плунжера.

По конструктивному исполнению вставные насосы изготавливают с неподвижным в процессе работы, а также с подвижным цилиндром и неподвижным плунжером.

Вставные насосы с неподвижным цилиндром изготавливают с верхней и нижней опорами. На промыслах широко применяют вставные насосы с верхней опорой НГВ-1, что придает насосу большую устойчивость и уменьшает возможность прихвата его песком. Значительно реже применяют вставные насосы НГВ-2Т с нижней опорой, спускаемые в скважину на полых штангах. Эти насосы изготавливают только диаметром 32 мм с предельной глубиной спуска 2000 м.

Вставные насосы НГВ-1 предназначены для эксплуатации скважин, в жидкости которых содержится песок и незначительное количество свободного газа. Насос НГВ-1 – вертикальный втулочный одинарного действия с подвижным плунжером и с замковой опорой, расположенной в верхней части насоса; насос состоит из пяти основных узлов: цилиндра, плунжера с нагнетательным клапаном, всасывающего клапана, посадочного конуса с направляющей для штока и замковой опоры.

Клапанные узлы в этих насосах в зависимости от режима работы устанавливаются с нормальными или увеличенными проходными сечениями.

Цилиндр насоса состоит из кожуха, втулок, зажатых между верхней и нижней муфтами.



Узел всасывающего клапана навинчивается на нижнюю муфту цилиндра насоса. Собранные последовательно в корпусе клапана стакан, пружинная шайба, предназначенные для удержания стакана от вертикальных перемещений при работе насоса, и седло клапана с шариком закрепляются наконечником.

На нижней части наконечника имеется внутренняя резьба для присоединения фильтра, защитных приспособлений или глубинного манометра.

На верхнюю часть плунжера навинчивается клетка, присоединяющая его к штоку и к колонне штанг; к нижней части плунжера присоединяется узел нагнетательного клапана. Конструкция нагнетательного клапана такая же, как и всасывающего; он отличается только размерами деталей.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Б. Н. Кутузов.*

**Штанговая насосная установка** – комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью штангового насоса, приводимого в действие *СТАНКОМ-КАЧАЛКОЙ*.

**Штанговый насос** (см. рисунок) опускается в скважину ниже уровня жидкости. Состоит из цилиндра, плунжера, соединённого со штангой, всасывающих и нагнетательных клапанов. Цилиндр невставного штангового насоса опускается на колонне насосно-компрессорных труб, а плунжер – на колонне штанг внутри насосно-компрессорных труб; цилиндр вставного штангового насоса опускается вместе с плунжером на штангах и закрепляется на замковой опоре, установленной на конце насосно-компрессорных труб или на пакере; штанговый насос большого диаметра опускается

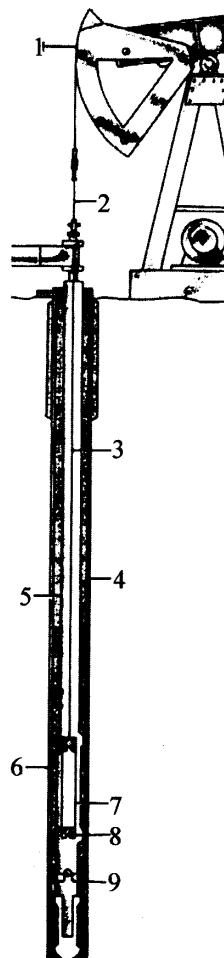


Рис. 1. Штанговая насосная установка: 1 – станок-качалка; 2 – полированный шток; 3 – колонна штанг; 4 – обсадная колонна; 5 – насосно-компрессорные трубы; 6 – цилиндр; 7 – плунжер насоса; 8 – нагнетательный клапан; 9 – всасывающий клапан

целиком на колонне насосно-компрессорных труб и соединяется с колонной штанг через сцепное устройство. Существуют также: штанговые насосы с подвижным цилиндром и неподвижным плунжером, с двумя ступенями сжатия (для откачки сильно газированных нефтей), с двумя цилиндрами и плунжерами (для одновременной откачки из двух горизонтов), с камерой разрежения (для высоковязких нефтей) и др. Штанги (металлические стержни с резьбовыми головками) соединяются в колонну с помощью муфт. Дл. штанги 8–10 м, диаметр 12,7–28,6 мм. Используются также полые неметаллические (стеклопластик) штанги или непрерывные колонны штанг, наматываемые при подъёме на барабан. Длина колонны до 2500 м. При длине свыше 1000 м колонна штанг делается ступенчатой, с увеличивающимся кверху диаметром для уменьшения массы и достижения равнопрочности.

Станок-качалка преобразует вращение вала двигателя в возвратно-поступательное движение, передаваемое колонне штанг через гибкую (канатную, цепную) подвеску и полированный шток.

Станция управления Ш. н. у. обеспечивает пуск, установку, защиту от перегрузок, а также периодическую работу. Дополнительное оборудование Ш. н. у.: якорь для предотвращения перемещений нижнего конца насосно-компрессорных труб; хвостовик – колонна насосно-компрессорных труб малого диаметра (25–40 мм) ниже насоса для выноса воды; газовые и песочные якоря для защиты насоса от попадания свободного газа и абразивных механических примесей; штанговые протекторы (полимерные или с катками) для уменьшения износа труб и штанговых муфт в наклонных скважинах; скребки на штангах для удаления парафиновых отложений с насосно-компрессорных труб; динамограф, показывающий зависимость нагрузки от перемещения точки подвеса штанг, для технической диагностики узлов Ш. н. у. Продукция скважины (нефть, вода, рассол) подаётся на поверхность по насосно-компрессорным трубам, обсадной колонне либо по полым штангам.

Применяются в основном механические редукторно-кривошипные, балансирные (одно- и двухплечевые) и безбалансирные, а также башенные и гидравлические станки-качалки. Максимальная длина хода точки подвеса штанг 1–6 м (башенные до 12 м), максимальная нагрузка 1–20 тс, частота ходов в минуту от 5 до 15. Используют электрические, реже газовые двигатели (на нефтяном газе от скважины) мощностью до 100 кВт при от-

качке до 300 м<sup>3</sup>/сут, при меньших дебитах применяется периодическая добыча нефти.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Р. А. Каплан.*

**Штропы эксплуатационные** предназначены для подвешивания элеватора к крюку талевой системы при ремонте нефтяных и газовых скважин.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), Москва, «Недра», 1983.*

# Щ

**Щелевая перфорация** – осуществляется глубинными пескоструйными аппаратами (устройствами) для повышения гидропроводности призабойной зоны нефтяного или газового пласта.

**ЩЕЛКАЧЕВ Владимир Николаевич** – родился 3 ноября 1907 г. во Владикавказе. В 1928 г. окончил МГУ имени М. В. Ломоносова по специальности «Теоретическая механика». Научную и педагогическую деятельность начал в 19«\* г. в Москве, продолжил в Алма-Ате, куда в 1931 г. после ареста и заключения, связанных с гонением на Православную Церковь, был сослан за свои религиозные убеждения.

В 1934–1939 гг. в связи с запретом на проживание в Москве и 12 наиболее крупных городах страны Владимир Николаевич заведовал кафедрой теоретической механики Нефтяного института в г. Грозном, затем стал доцентом кафедры теоретической механики Днепропетровского государственного университета. С 1941 по 1944 гг. возглавлял кафедру теоретической механики Нефтяного института в г. Грозном. В 1944–1946 гг. – сотрудник особой группы по интенсификации нефтедобычи Наркомнефти в Москве.

С 1946 по 1992 гг. он работал в московском нефтяном институте им. И. М. Губкина (ныне – Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина); организовал и заведовал кафедрой теоретической механики, возглавлял кафедру разработки нефтяных месторождений (1971–1974 ). С 1965 г. – организатор и научный руководитель лаборатории по изучению и обобщению зарубежного опыта нефтедобычи, с 1992 г. – профессор кафедры теоретической механики. Читал цикл лекций по проблемам педагогики высшей школы, подземной гидродинамики и разработки нефтяных месторождений в Румынии, ГДР, Китае и Сирии.

В 1939 г. по совокупности опубликованных работ В. Н. Щелкачеву присвоена ученая степень кандидата технических наук; в 1941 г. он защитил докторскую диссертацию «Расстановка скважин в нефтяных пластах с водонапорным режимом». Владимир Николаевич – первый ректор университета педагогического мастерства, с 1990 г. – почетный член Россий-

ской академии естественных наук, с 1963 г. – член центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений, с 1949 г. – участник редколлегии журнала «Нефтяное хозяйство», с 1964 г. – заместитель председателя, а затем член президиума научно-методического совета по теоретической механике при Министерстве образования. С 1946 г. – член ученого совета Московского нефтяного института имени И. М. Губкина.

В. Н. Щелкачев – автор 290 научных работ, в том числе 34 монографий. Он подготовил 44 кандидата наук и был научным консультантом 14 докторских диссертаций. В. Н. Щелкачев награжден тремя орденами Трудового Красного Знамени, орденом Ленина, орденом «За заслуги перед Отечеством», серебряной и золотой медалями имени академика П. Л. Капицы. В. Н. Щелкачев – заслуженный деятель науки и техники РФ, лауреат Государственной премии, заслуженный деятель науки высшей школы, нефтяной и газовой промышленности. Несмотря на преклонный возраст, Владимир Николаевич до сих пор продолжает научную и общественную деятельность.

**Щелочно-кислотные свойства пластовой воды** – свойства пластовой воды, определяемые концентрацией водородных ионов, выраженной в виде условной величины рН, которая равна отрицательному логарифму концентрации.

(Н. Ф. Возная, 1979).

## Э

**Экологическая безопасность** – совокупность действий, состояний и процессов, прямо или косвенно не приводящих к жизненно важным ущербам, наносимым природной среде, отдельным людям и человечеству.

– Комплекс состояний, явлений и действий, обеспечивающий экологический баланс на Земле и в любых её регионах на уровне, к которому физически, социально-экономически, технологически и политически готово человечество.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Экологическая безопасность (на примере ПО «Удмуртнефть»).** Разработка любых нефтегазовых месторождений сопровождается значительным ухудшением экологической обстановки. Особенно это относится к месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки: когда требуется применение различных методов интенсификации добычи нефти для получения наиболее полного извлечения нефти из пласта. Методы же интенсификации приходится применять, но с самого начала в условиях разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Использование для этой цели различных химических веществ и полимеров усугубляет положение дел. В последнее время практически во всех нефтедобывающих районах страны наблюдается существенное ухудшение структуры запасов нефти. Все больше и больше в структуре запасов отмечается вязких и высоковязких нефтей с повышенным содержанием высокомолекулярных углеводородов и сернистых соединений в нефти и газе. Сероводород находится также в растворенном состоянии в пластовых водах. В результате воздушный бассейн в районах разработки таких месторождений загрязняется сероводородом и меркаптанами.

Широкое использование добываемых пластовых вод в системах поддержания пластового давления создало существенную проблему при трубопроводном транспорте. Наличие агрессивных химических веществ

в перекачиваемой жидкости в значительной степени повысило скорость коррозии и, как следствие этого, количество порывов трубопроводов со всеми вытекающими последствиями.

Технологические процессы, связанные с бурением скважин, добычей, транспортом и подготовкой нефти, а также вспомогательные производства, способствующие деятельности нефтяников, воздействуют на все элементы природного комплекса (недра, атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почву, растительность и животный мир). В атмосферный воздух выбрасывается около 33 наименований загрязняющих веществ различных классов опасности в количестве около 20 тыс. т. Нефти и минерализованные пластовые воды, отходы бурения и химические реагенты, попадая на почву и в воду, являются основными их загрязнителями. Выбрасываемые вещества оказывают определенное влияние на растительный и животный мир, а некоторые виды растений и животных могут служить индикаторами специфических загрязнений, и это используется при проведении оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Особенностью работы ОАО «Удмуртнефть» является то, что большинство эксплуатируемых месторождений находится на поздней стадии разработки. Другой особенностью является географическая разбросанность месторождений по территории Удмуртской Республики и наличие на ней большого количества малых рек и родников. Все это требует тщательной проработки и учета всех экологических требований при организации работы.

ОАО «Удмуртнефть» стремится строить свою деятельность таким образом, чтобы обеспечить экологическую и экономическую стабильность в тех административных районах, где расположены нефтяные месторождения, соблюдать нормативные и законодательные акты в области охраны окружающей среды и применять надежные средства защиты природного комплекса от вредного воздействия объектов нефтедобычи. Для этих целей разработана комплексная программа «Экология» на период 1996–2000 годы. Программа предусматривает внедрение мероприятий, направленных на охрану атмосферного воздуха и недр, охрану и рациональное использование водных и земельных ресурсов.

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.*

*А. И. Перчик. Горное право. издательский дом «Филология три», Москва, 2002.*

**Экологическая безопасность во время проводки скважин.** Проблема охраны недр и окружающей среды при бурении скважин тесно связана

с проблемой герметичности и эксплуатационной надежности бурового оборудования на всех этапах процесса строительства скважин.

Традиционно используемая технология бурения с целью охраны недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий, направленных как на исключение возможности загрязнения артезианских горизонтов пресных вод, так и на предотвращение безвозвратных потерь нефти и газа вследствие низкого качества проводки скважин. Для предотвращения загрязнения верхнепермских пресных вод минерализованными водами и исключения перетоков жидкости в заколонном пространстве цемент за направлением и кондуктором поднимается до устья. Бурение под направление и кондуктор в зоне пресных вод производится буровыми растворами на пресной основе. Сбор буровых растворов и шламовых осадков производится в гидроизолированные шламовые амбары. В качестве изоляционного материала применяется полиэтиленовая пленка.

С целью повышения эффективности промывки скважины и сокращения количества отходов бурения и сооружаемых земляных амбаров проводится модернизация старой циркуляционной системы комплекта бурового оборудования БУ-75 БрЭ путем замены физически и морально устаревшего очистного оборудования на оборудование всемирно известной фирмы «Swaco Geolograph». Внедрение безамбарной технологии бурения решит ряд экологических проблем.

Разбуривание и обустройство нефтяных месторождений влечет за собой отчуждение больших площадей земель. Количество изымаемых площадей значительно сократилось при внедрении кустового метода бурения скважин. С целью стабилизации добычи нефти в течение ряда последних лет широко применяется бурение горизонтальных скважин, а также использование старого эксплуатационного фонда скважин для бурения боковых горизонтальных стволов. Применение последнего позволяет без дополнительных площадей решать производственные проблемы на имеющихся кустовых площадках. В результате сохраняются плодородные земли, сокращается протяженность коммуникаций и промысловых дорог, повышается эффективность обслуживания скважин. Бурение горизонтальных скважин позволяет осуществлять разработку нефтяных залежей, расположенных под заповедниками, реками, водоемами и населенными пунктами, что дает возможность сохранить эти массивы от загрязнений. Только за 1995–1997 годы в ОАО «Удмуртнефть» пробурено 50 горизонтальных скважин и 80 боковых горизонтальных стволов. С каждым годом количество ГС и БГС увеличивается.

С целью снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для электроснабжения буровых установок широко внедряются электрокотельные установки, заменяющие при этом дизельные агрегаты.



Для защиты грунтовых и подземных вод на нагнетательных и поглощающих скважинах устанавливаются «пакеры».

На всех скважинах, расположенных в водоохранной зоне, установлена защита по давлению (ЭКМ), количество которых достигло 560 штук. На всех артезианских скважинах установлено специальное ограждение, регулярно проводится ревизия запорной арматуры.

При внедрении всех перечисленных выше мероприятий негативное воздействие на окружающую среду при строительстве и эксплуатации скважин практически сводится к минимуму.

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.*

**Экологическая безопасность при добыче и транспортировке нефти.** Ежегодно по нефтепромысловым трубопроводам перекачиваются десятки миллионов кубометров добываемых жидкостей. Высокая агрессивность транспортируемых сред существенно сокращает время службы трубопроводов. Возникающие аварийные ситуации при порывах нефте- и водоводов сточной воды значительно загрязняют окружающую среду и приводят к гибели растительности.

На сегодняшний день протяженность коммуникационных систем составляет более 6 тыс. км, из них нефтепроводов 3,5 км. Учитывая, что территория Удмуртии холмистая, а реки, протекающие по территориям месторождений, впадают в пруды, питающие питьевой водой крупные города Ижевск и Воткинск, а также в реки Кама и Чепца, вопрос о снижении аварийности на трубопроводах принимает особо важное значение.

Применение ингибиторов коррозии и бактерицидов, а также замена трубопроводов на участках с высокой аварийностью позволили добиться снижения аварийности на трубопроводах на 30%. В настоящее время свыше 25% труб укладывается с антикоррозионным покрытием. За последние 4 года заменено более 800 км. трубопроводов, из них около 200 км. с покрытием.

С этой целью освоена технология антикоррозионного покрытия трубопроводов производительностью 250 км в год. Совместно с АО «Композитнефть» (г. Пермь) начат выпуск стеклопластиковых труб. Производительность установки 150 км в год.

Особое значение при проведении капитального и подземного ремонта скважин уделяется герметизации технологических коммуникаций и локализации данных работ. Несмотря на то что ремонтные работы на скважинах – это разовые операции, непродолжительные по своему техногенному воздействию на природный комплекс, тем не менее технологические

операции проводятся с минимальным риском нанесения ущерба экосистеме.

Размещение оборудования при ремонте скважин производится строго на отведенных площадках скважин. Ремонтные работы, так же как при бурении скважин проводятся с применением земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой пленкой, закрытых циркуляционных систем, герметизирующих сальниковых устройств, быстросъемных трубных соединений, предотвращающих попадание технологических жидкостей на почву.

Химические вещества, используемые для повышения нефтеотдачи и обработки призабойной зоны, в полном объеме закачиваются в пласт. Обработка призабойной зоны пласта проводится согласно разработанным регламентам и специально подобранной рецептуре применяемых реагентов в полном соответствии с требованиями экологических служб.

Пресная и техническая вода после использования в технологическом цикле ремонта скважин загрязнена взвешенными твердыми частицами, химическими веществами и нефтепродуктами. Отстоявшаяся и осветленная вода закачивается в систему сбора нефти, выбуренная порода и цемент оседают на дно металлических емкостей или герметизированных земляных амбаров. Нефтедержащие смеси собираются и вывозятся в шламо-накопители или используются для ликвидации зон поглощения при ремонте и бурении скважин.

С целью исключения применения земляных амбаров при проведении подземных ремонтов и капитальных ремонтов скважин в 1995 году освоен выпуск оборудования для подземного ремонта скважин, включающего циркуляционную емкость, устройство по очистке внешней поверхности колонны НКТ, устройство по предотвращению разбрызгивания скважинной жидкости при подъеме НКТ и др.

Проведение ремонтных работ в строгом соответствии с разработанными регламентами, с использованием передового оборудования позволит предупредить загрязнение почвенного покрова, грунтовых и поверхностных вод.

Большинство добываемых нефтей на большей части месторождений относится к категории тяжелых, высоковязких с повышенным содержанием асфальтосмолистых веществ. Со временем происходят изменения свойств пластовых флюидов – в добываемых жидкостях и газах появляется сероводород, в попутном газе возрастает доля азота и уменьшается содержание горючих компонентов. Все это приводит к необходимости поиска новых методов утилизации попутных газов.

Проблема увеличения содержания сероводорода в продукции скважин серьезно заботит нефтяников. Для снижения его содержания подби-

раются эффективные ингибиторы и бактерициды, разработана программа по снижению содержания сероводорода, которая кроме указанных мероприятий предусматривает организацию постоянных наблюдений за участками с повышенным содержанием данного компонента. Кроме того, в ближайшем будущем будут решаться вопросы обессеривания нефтей и попутных газов.

С целью увеличения добычи тяжелых, высоковязких нефтей на месторождениях широко применяются новые методы нефтеотдачи, в том числе закачка полимерного раствора в холодном и горячем виде. И хотя данные методы увеличивают техногенную нагрузку на природный комплекс, в целом применяемые технологии по уровню трансформации находятся в пределах нормативных требований, а отдельные элементы технологии экологичны и, в общем, повышают культуру производства. Так, применяемое оборудование размещается на действующих производственных площадках в закрытых помещениях, используется существующая нагнетательная сеть трубопроводов, применяемые полимеры не опасны для человека и окружающей среды.

Основополагающую роль в решении задач стабилизации добычи нефти играет надежное функционирование системы поддержания пластового давления. На промыслах широко применяется закачка сточных минерализованных вод. Применение их с точки зрения воздействия на природный комплекс носит двоякий характер. С одной стороны, их использование сокращает применение пресных вод, запасы которых весьма ограничены; с другой стороны, данные среды высоко агрессивны и их применение приводит к коррозии нефтепромыслового оборудования, аварийным разливам и гибели элементов природного комплекса. За последние годы выполнен большой объем работ по созданию коррозионно-стойких покрытий для трубопроводов, о чем было сказано ранее.

Кроме того, для успешного функционирования системы ППД необходимо выполнение мероприятий по обеспечению необходимого качества закачиваемой воды. Очистка сточных вод проводится с применением жидкостных гидрофобных фильтров, специальных устройств (типа ОПФ) и по технологии, разработанной в отраслевых институтах. «Около 85% очищенных вод используется в системе ППД и 15% закачивается в поглощающие скважины окско-серпуховского и фаменского ярусов. Очень важно и на этом этапе предусмотреть выполнение работ в экологически безопасном режиме. Для этого разрабатываются проекты захоронения сточных вод.

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.*

**Экологическая безопасность на объектах подготовки нефти.** С целью уменьшения опасности загрязнения почв и водоемов соленой водой и нефтепродуктами при сборе и транспорте нефти на месторождениях, где обводненность добываемой продукции превышает 50%, внедряется герметизированная высокоэффективная совмещенная схема сбора и подготовки нефти. Такая схема позволяет осуществлять предварительный сброс воды на дожимных насосных станциях, исключать перекачку больших объемов агрессивных сред в интервале ДНС-КСП-УПН-КНС, снижать объемы жидкости, нагреваемой на установках подготовки нефти. Такие технологии внедрены на 8 месторождениях, планируется организовать предварительное обезвоживание еще на 3 ДНС.

Потенциальная опасность загрязнения окружающей среды при подготовке нефти характеризуется количеством выбросов углеводородов из технологических аппаратов, продуктов сгорания топлива в печах нагрева нефти и котельных.

Известно, что основными источниками выбросов в атмосферу являются технологические, товарные и буферные резервуары товарных парков. С целью предотвращения выбросов на 4 установках подготовки нефти внедрены газоуравнительные линии.

В целях совершенствования технологии подготовки нефти и пластовой воды на месторождениях разработаны специальные технологии, предусматривающие улучшение экологической обстановки на промыслах. В том числе предложены к внедрению следующие технологические приемы и аппараты:

- в лаборатории подготовки добываемой продукции института «УдмуртНИПИнефть» разработано компактное нагревательное устройство («Печь нагрева эмульсии»), позволяющее использовать тепло сгорающих газов на внутренние нужды (улучшение транспортных характеристик нефтяных эмульсий, подготовка их к обезвоживанию и т.д.). Данное устройство согласовано с Удмурткомприродой и рекомендовано к внедрению на нефтяных месторождениях Удмуртии;

- для осуществления предварительного обезвоживания нефти на ДНС предлагаются специально разработанные аппараты: каскадный и трубный делители фаз, сепаратор типа «ШВ»;

- для снижения выбросов легких углеводородов в атмосферу разработана установка для улавливания легких фракций в РВС;

- для очистки пластовых вод и их последующего применения разработаны центробежный фильтр воды, установка очистки сточной воды от нефтепродуктов и флотатор;

– для улавливания сероводорода рекомендованы каплеуловитель типа «ШВ» и абсорбер сероводорода.

*Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва-Ижевск, 2005.*

*Б. М. Сучков, Т. В. Саламатова.*

**Экологическое обоснование проекта** – доказательство вероятного отсутствия неблагоприятных экологических последствий (отклонений от принятых нормативов) осуществления предлагаемого проекта и, наоборот, улучшения в ходе его осуществления условий для жизни людей и функционирования хозяйства.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Экология** – раздел биологической науки о взаимоотношениях между организмами и средой.

*Словарь-минимум экологических терминов и понятий (составители Б. И. Сынзыныс, И. А. Пичугина). Учебное пособие по курсам «Общая экология», «Экология и безопасность жизнедеятельности». Под общей редакцией чл.-корр. РАЕН Г. В. Козьмина. – Обинск: ИАТЭ, 1998.*

**Эксплуатационное бурение** – бурение добывающих, нагнетательных, контрольных и других скважин в соответствии с технологическими схемами (проектами) разработки, также с планами опытной и опытно-промышленной эксплуатации (близк.: СНГ, 1971; СИБ, 1973).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

**Эксплуатационный фонд скважин** – основная часть скважин эксплуатационного объекта (месторождения, предприятия), включающая действующий и бездействующий фонды. А также скважины, находящиеся в освоении или ожидающие освоения после бурения.

**Элеватор (1)** – предназначен для захвата колонны труб или штанг и удержания их на весу при спуско-подъемных операциях. В зависимости от вида захватываемой колонны применяют трубные и штанговые элеваторы. По конструкции элеваторы делятся на одно- и двухштропные.

*Справочник по нефтепромысловому оборудованию (под редакцией Е. И. Бухаленко), «Недра», 1983.*

**Элеватор (2) в бурении** – приспособление для соединения бурильной колонны или отдельной свечи с механизмом, осуществляющим спуск и подъём бурового инструмента. Различают следующие типы Э.: вертлюжные пробки, применяемые с лёгкими буровыми станками, фарштули – для нефтяного бурения, кольцевые Э. – для специальных работ в скважинах и полуавтоматические Э. Вертлюжные пробки соединяются с трубами посредством резьбы, фарштули одеваются на трубу и подхватывают её под замковое соединение. Кольцевые Э. имеют корпус с выемкой (зевом), снабжённой выступами, которые входят в прорезь замкового или ниппельного соединения и воспринимают массу инструмента. В сочетании с *ПОДВИЖНЫМ ВРАЩАТЕЛЕМ* применяют кольцевые Э., передающие также крутящий момент при свинчивании или развинчивании труб. Наиболее перспективны полуавтоматические Э., одеваемые на трубу вручную и отсоединяемые от свечи автоматически при установке на подсвечник. Различают полуавтоматические Э., соединяемые с трубой через наголовник или непосредственно. При спуске снаряда Э. с наголовником одевают на свечу и перекрывают вырез поворотным или съёмным роликом. Поднимая Э., подхватывают свечу. При подъёме отсоединяют ролик и надевают Э. на свечу, выступающую из скважины. После отвинчивания свечи и установки её на подсвечник Э. опускают и он автоматически отсоединяется. Э. без наголовников имеет кулачки, захватывающие свечу за кольцевую проточку на соединении, или шариковые захваты, не требующие спец. прорезей. Использование полуавтоматических Э. позволяет сократить численность рабочих в буровой бригаде. Перспективы совершенствования связаны с дистанционным управлением полуавтоматических Э.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*В. Г. Кардыш.*

Конструкция элеватора имеет тройную запорную систему. Пружина на оси створки при незагруженном элеваторе удерживает створку в верхнем положении. При этом выступ в нижней части створки выходит из паза корпуса элеватора. На внутренней поверхности створки имеется бурт, аналогичный бурту на корпусе, а на боковой поверхности имеется шип под защелку. Защелка насажена на ось с пружиной, обеспечивающей автоматическое закрытие при заведенной створке.

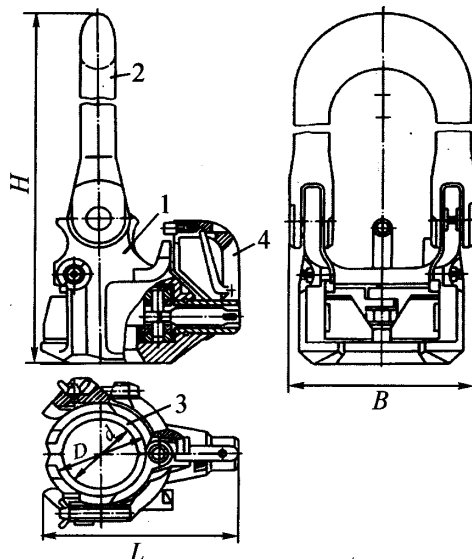


Рис. 1. Элеватор ЭТА: 1 – корпус; 2 – серьга; 3 – сменные захваты для труб; 4 – рукоятка

Когда на элеваторе подвешена труба, то ее муфта нажимает на борт створки, которая, опускаясь, ложится на опорные выступы корпуса элеватора. При этом шип створки заходит в паз опорного выступа, что исключает открытие створки под нагрузкой. Кроме этого, предусмотрены еще запоры двух видов, предохраняющие элеватор от открытия. Это защелка с пружиной, укрепленная на оси, и фиксатор. Освобождение защелки возможно в случае отвода рукоятки фиксатора. Предусмотрен выпуск элеваторов грузоподъемностью 16, 50 и 80 т.

Элеваторы рассчитаны на работу с насосно-компрессорными трубами гладкими и с высаженными наружу концами, последние имеют в шифре букву В.

*Горная энциклопедия. Том 5. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Электрический каротаж (ЭК)** – комплекс электрометрических исследований для определения удельного электрического поля, самопроизвольно возникающего в скважине и около нее (С. С. Итенберг, 1972).

– Методы геофизических исследований скважин, в основе которых лежит дифференциация горных пород и полезных ископаемых по удель-

ному электрическому сопротивлению, потенциалам поляризации и др. (ГС, 1978).

– Каротаж, основанный на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно (ГОСТ 22609-77).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва : «Недра», 1983.*

**Электрический каротаж** – геофизические исследования в скважинах, основанные на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно. Э. к. используется для оценки литологии, состава пород, слагающих стенки скважины, выделения в них нефтегазонасыщенных, рудных и водонасыщенных пластов, оценки их параметров, корреляции разрезов различных скважин, контроля технического состояния скважин и т. п. Физ. основа Э. к. – различие **ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ** горных пород. В скважинах измеряются величины, характеризующие электрическое сопротивление и способность к поляризации горных пород.

Впервые измерение электрического сопротивления в скважинах проведено французскими исследователями братьями Шлюмберже в 1926, в 1931 ими же предложено измерение естественного электрического поля в скважинах. В СССР Э. к. применяется с 1933.

В Э. к. входят: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж сопротивления (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), каротаж вызванных потенциалов (ВП), каротаж электродных потенциалов (ЭП), токовый каротаж (ТК), **БОКОВОЙ КАРОТАЖ, МИКРОКАРОТАЖ, ИНДУКЦИОННЫЙ КАРОТАЖ.**

При каротаже самопроизвольной поляризации регистрируют изменения разности потенциала между электродом, перемещаемым по скважине, и электродом на поверхности. Потенциалы ПС определяются процессами диффузии ионов, фильтрацией жидкостей и окислительно-восстановительными реакциями, идущими в массивах горных пород, пройденных скважиной. При каротаже сопротивлений определяют кажущееся удельное сопротивление пород в скважине с помощью 4-электродной установки с 2 токовыми и 2 измерительными электродами. 3 электрода находятся в скважинном приборе и образуют зонд КС. Применяют градиент-зонды и потенциал-зонды длиной от 0,1 до 8 м (см. **ЗОНД КАРОТАЖНЫЙ**). Боковое каротажное зондирование включает определение кажущегося удельного сопротивления с помощью нескольких зондов разной длины, обычно 5–6 градиент-зондов с длиной от 1 до 32 диаметров скважины.



Каротаж вызванных потенциалов основан на измерении остаточных (вызванных) потенциалов, возникающих в горных породах после прохождения через них электрического тока. Измерения проводят с помощью зондов, аналогичных зондам метода КС. Вызванные потенциалы возникают в горных породах и рудах, содержащих вкрапленную сульфидную минерализацию, а также в водопроницаемых осадочных горных породах с примесью глинистого материала. Каротаж электродных потенциалов основан на измерении потенциала электрода, скользящего по стенке скважины, и электрода сравнения, расположенного на поверхности. Оба электрода выполняют из металла, потенциал которого отличается от потенциалов сульфидных руд с электронной проводимостью. Токовый каротаж сводится к измерению сопротивления заземлённого электрода в скважине. В качестве заземления на поверхности обычно используют обсадные трубы скважины, тогда ток в цепи в основном определяется сопротивлением электрода в скважине и резко возрастает, когда электрод находится против пластов низкого сопротивления, например, сульфидных руд. Если электрод в скважине выполнен в виде щётки, то эту разновидность измерений называют каротажом скользящими контактами.

Э. к. по объёму выполняемых работ относится к основным методам *ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ* в скважинах. Каротаж методами КС и ПС – обязательные стандартные исследования для большинства скважин, бурящихся в простых геологических условиях.

Перспективы развития Э. к. связаны с применением комплексных скважинных приборов, обеспечивающих одновременное проведение измерений несколькими методами (или зондами), автоматизацией измерений, обработкой и интерпретацией данных на ЭВМ.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Дахнов В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин. 2 изд. – М., 1981; Геофизические методы исследования скважин. Под ред. В. М. Запорожца М., 1983 (Справочник геофизика); Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М., 1985.*

*М. И. Плюснин.*

**Электрическая разведка, электроразведка** – группа методов разведочной геофизики, основанных на изучении естественных или искусственно возбуждаемых в земной коре электромагнитных полей.

Впервые электрические методы для поисков месторождений полезных ископаемых применили в конце XIX в. К. Барус (США) и Е. И. Раго-

зин (Россия). В 1912 К. Шлюмберже (Франция) создал методы, основанные на использовании постоянных электрических полей, в 1919–22 К. Лундберг и Х. Зундберг (Швеция) разработали методы электроразведки, изучающие переменные электромагнитные поля. Первые электроразведочные работы в СССР выполнены в 1924 г. А. А. Петровским, который исследовал естественные электрические поля, образующиеся вокруг рудных залежей.

Исследуемое электромагнитное поле в земле и на её поверхности зависит от свойств горных пород (удельного электрического сопротивления, магнитной и диэлектрической проницаемости, поляризуемости), что позволяет по изменению его параметров изучать геологическое строение территории и выявлять в её пределах залежи полезных ископаемых. Применяется свыше 100 модификаций Э. р., подразделяющихся на следующие основные группы методов – кажущихся сопротивлений, электрохимической поляризации, магнитотеллурического поля, электромагнитного зондирования, индуктивные и радиоволновые. Методы кажущихся сопротивлений основаны на изучении постоянных электрических полей, создаваемых при помощи 2 заземлений, подключённых к полюсам источника постоянного тока. Создаваемое электрическое поле исследуется при помощи измерителей заземлений, между которыми измеряется разность потенциалов. По измеренным силе тока, пропускаемого в землю, и разности потенциалов определяют так называемое кажущееся сопротивление горных пород, по пространственному распределению которого судят о геологическом строении исследуемой площади. Методы кажущихся сопротивлений используются главным образом для геологического картирования, реже поисков полезных ископаемых.

Методами электрохимической поляризации изучают поля, создаваемые электрически поляризованными геологическими образованиями. Поляризация геологических объектов возникает вследствие естественных электрохимических процессов, происходящих на контактах руд и вмещающих пород, и электрокинетических явлений, сопровождающих фильтрацию подземных вод через поры горных пород. В ряде методов используется искусственная поляризация горных пород и руд посредством пропускания через них электрического тока. Основная область применения *ПОЛЯРИЗАЦИИ МЕТОДОВ* – поиски рудных месторождений, реже гидрогеологического исследования.

Методами магнитотеллурического поля исследуются переменные составляющие естественного электромагнитного поля. Глубина проникновения электромагнитного поля в землю вследствие скин-эффекта возрастает с уменьшением его частоты, поэтому низкочастотные составляющие

магнитотеллурического поля (сотые и тысячные доли Гц) характеризуют геологическое строение на больших (несколько км), а высокочастотные – на малых глубинах (десятки м). Изучая зависимость поля от частоты, осуществляют вертикальное **ЗОНДИРОВАНИЕ** геологического разреза в точке наблюдения; исследуя поле на одной частоте (или в узком диапазоне частот), изучают изменение геологического разреза в горизонтальном направлении (**ПРОФИЛИРОВАНИЕ**). Основная область применения – глубинное геологическое картирование. Методы электромагнитного зондирования, изучающие особенности изменения в земной коре искусственно создаваемых полей, предназначены для исследования геологического разреза в вертикальном направлении. Изменение глубинности исследования достигается изменением расстояния между источником поля и точкой его исследования (дистанционное зондирование) и изменением частоты поля или скорости его изменения во времени (зондирование скин-эффектом). Методы используются главным образом для геологического картирования, в том числе для поисков структур, благоприятных для скопления нефти и газа.

В индуктивных методах поле возбуждается при помощи незаземлённых контуров, обтекаемых переменным током низкой частоты (единицы – тысячи Гц), или импульсными токами. Изучается вторичное магнитное поле, создаваемое вихревыми токами, индуцированными в хорошо проводящих областях геологического разреза (главным образом в рудных залежах) или возникающее за счёт намагничивания геологических образований, обладающих высокой магнитной восприимчивостью. Измерения ведутся в точках, отстоящих от источника на расстояниях, существенно меньших длины волны (индукционная зона источника). Основная область применения – поиски хорошо проводящих и магнитных руд и геологическое картирование.

Радиоволновые методы основаны на изучении распространения радиоволн в горных породах. Поглощение радиоволн горных пород возрастает с увеличением их проводимости. На этом основано так называемое радиоволновое просвечивание, при котором передатчик помещается в одной выработке (скважине), а приёмник – в другой. На явлении отражения радиоволн от границ, разделяющих породы с различной электропроводностью, основан так называемый радиолокационный способ. Для изучения малых (до 20–30 м) глубин используют радиоволновое профилирование, заключающееся в измерении изменения напряжённых электромагнитных полей длинноволновых и сверхдлинноволновых радиостанций над участ-

ками земной коры с различной электрической проводимостью (см. *РАДИОВОЛНОВЫЕ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ*).

Электроразведочная аппаратура состоит из источников тока (батареи, генераторы и др.), питающих (заземлённая на концах линия, замкнутый одновитковый или многовитковый контур и др.) и измерительных (датчики поля, набор промежуточных преобразователей измеряемого сигнала – фильтров, усилителей, накопителей и выходных устройств, регистрирующих сигнал в аналоговой или цифровой форме) устройств. Для изучения малых глубин (до одного км) применяется обычно переносная аппаратура. Для глубинных исследований используют *ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫЕ СТАНЦИИ*.

Результаты полевых электроразведочных наблюдений предварительно обрабатывают и представляют в виде графиков и карт элементов, электромагнитных полей или эффективных параметров – кажущегося сопротивления, поляризуемости и др., вычисленных по наблюденному полю. В процессе качественной интерпретации этих данных определяется тип геологических структур, их приблизительное положение, даются заключения о наличии в пределах исследованной площади месторождений полезных ископаемых. Результатом количественной интерпретации являются численные характеристики элементов разреза – глубины и мощности пластов, углы падения и др. Основной приём количественной интерпретации – сравнение наблюденного поля с теоретически рассчитанными моделями (физическими и математическими) геологического разреза. Для такого сравнения широко применяются ЭВМ и системы машинной интерпретации.

В горном деле шахтные, скважинные и карьерные модификации Э. р. используются при эксплуатационной разведке, технологическом картировании руд, исследовании устойчивости горных выработок и др. Применение Э. р. в горных выработках усложняется влиянием металлических конструкций (рельсы, силовые линии и т. п.), а также высоким уровнем электромагнитных полей-помех.

Использование Э. р. удешевляет и ускоряет производство геологических исследований за счёт сокращения объёма дорогостоящих горных и буровых работ. Развитие Э. р. связано с разработкой новых методов, повышением глубинности исследований, разработкой компьютеризированной аппаратуры, позволяющей выполнять непосредственно в полевых условиях обработку результатов наблюдений и интерпретировать их.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Электроразведка. 2 изд., кн. 1–2. – М., 1989. (Справочник геофизика).*

*Ю. В. Якубовский.*

**Электробур** – забойная буровая машина с погружным электродвигателем, предназначенная для бурения глубоких скважин, применяемым на нефть и газ. Идея Э. для ударного бурения принадлежит русскому инженеру В. И. Делову (1899). В 1938–40 в СССР А. П. Островским и Н. В. Александровым создан и применён первый в мире Э. для вращательного бурения, опускаемый в скважину на бурильных трубах.

Э. состоит из маслonaполненного электродвигателя и шпинделя. Мощность трёхфазного электродвигателя зависит от диаметра Э. и составляет 75–240 кВт. Для увеличения вращающего момента Э. применяют редукторные вставки, монтируемые между двигателем и шпинделем и снижающие частоту вращения до 350, 220, 150, 70 об/мин. Частота вращения безредукторного Э. 455–685 об/мин. Длина Э. 12–16 м, наружный диаметр 164–290 мм.

При бурении Э., присоединённый к низу бурильной колонны, передаёт вращение буровому долоту. Электроэнергия подводится к Э. по кабелю, смонтированному отрезками в бурильных трубах. При свинчивании труб отрезки кабеля сращиваются специальными контактными соединениями. К кабелю электроэнергия подводится через токоприёмник, скользящие контакты которого позволяют проворачивать колонну бурильных труб. Для непрерывного контроля пространств, положения ствола скважины и технологических параметров бурения при проходке наклонно направленных и разветвлённо-горизонтальных скважин используется специальная погружная аппаратура (в том числе телеметрическая). При бурении Э. очистка забоя осуществляется буровым раствором, воздухом или газом.

В СССР с помощью Э. проходится св. 500 тыс. м скважин ежегодно. Использование Э. благодаря наличию линии связи с забоем особенно ценно для исследования режимов бурения.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Фоменко Ф. Н., Бурение скважин электробуром, М., 1974.*

*Р. А. Иоаннесян.*

**Электромагнитный каротаж (ЭМК)** – каротаж, основанный на изучении в скважинах вторичного электромагнитного поля среды, которое формируется в горных породах за счет индуктивной связи первичного электромагнитного поля со средой, окружающей зонд, что позволяет изучать раз-

резы сухих скважин и скважин, пробуренных с промывочной жидкостью на нефтяной или другой основе, плохо проводящей электрический ток, а также скважин, заполненных нефтью. (Сокр.: Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов, 1977.)

– Каротаж, основанный на измерении элементов электромагнитного поля (ГОСТ 22609-77).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

**Электрохимическая защита трубопроводов** – анодная или катодная поляризация металла трубопровода для предотвращения электрохимической коррозии.

При анодной поляризации защищаемый металл присоединяется к положительному полюсу источника постоянного тока или соединяется с металлом, имеющим более электроположительный потенциал. Этот способ защиты носит название анодной электрохимической защиты, которая может быть эффективна только для легко пассивирующихся металлов и сплавов в окислительных средах при отсутствии активных депассивирующих ионов. Этот способ неприменим для защиты подземных трубопроводов (т. к. в грунте имеются депассивирующие ионы).

При Э. з. т. наиболее широко распространена катодная поляризация защищаемого металла путём присоединения его к отрицательному полюсу источника постоянного тока (см. *КАТОДНАЯ ЗАЩИТА, КАТОДНАЯ СТАНЦИЯ*) или путём соединения его с металлом, имеющим более электроотрицательный потенциал, который носит название протектора, а сама защита – протекторной. При протекторной защите трубопроводов искусственно создаётся гальваническая пара, в которой роль катода выполняет металл защищаемого трубопровода, а роль анода – металл протектора. В качестве протектора используются сплавы магния, алюминия и цинка. Для уменьшения сопротивления растеканию тока протекторы помещают в слой активатора, который представляет смесь гипса, бетонита, трепела и сернокислого натрия. Преимущество протекторной защиты заключается в том, что её можно применять в местах, где отсутствуют источники электроэнергии (см. *КОРРОЗИЯ*).

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

Зиневич А. М., Глазков В. И., Котик В. Г., *Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии.* – М., 1975; *Защита металлических сооружений от подземной коррозии.* 2 изд.. – М., 1981; Бэкман В. фон, Швейк В., *Катодная защита от коррозии.* Пер. с нем. – М., 1984.

В. Ф. Котов.

**Электроцентробежная установка** – комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединённого с погружным электродвигателем. Используют при добыче нефти и воды, в т. ч. рассолов. Э. н. у. для нефтяных скважин (рис.) включает центробежный насос с 50–600 ступенями; асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом; протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды; кабельную линию, соединяющую электродвигатель с трансформатором и станцией управления.

Ступень центробежного насоса содержит направляющий аппарат с рабочим колесом (рис. 2). Направляющие аппараты стянуты в цилиндрическом корпусе насоса, а рабочие колёса зафиксированы шпонкой на валу, подвешенном на осевой опоре и вращающемся в концевых и промежуточных радиальных опорах. Детали отливаются из специального чугуна, бронзы, коррозионно- и абразивостойких сплавов и полимерных материалов. Для уменьшения попадания в насос свободного газа перед ним устанавливается гравитационный, гидроциклонный или центробежный (центрифуга) газосепаратор.

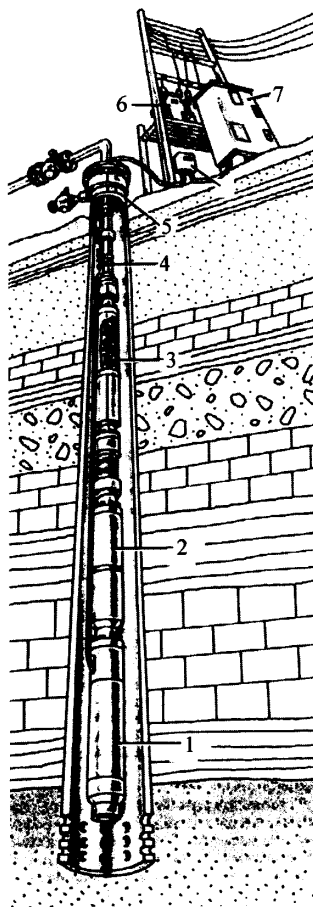


Рис. 1. Электроцентробежная насосная установка: 1 – электродвигатель; 2 – протектор; 3 – центробежный насос; 4 – кабель; 5 – устьевая арматура; 6 – трансформатор; 7 – станция управления

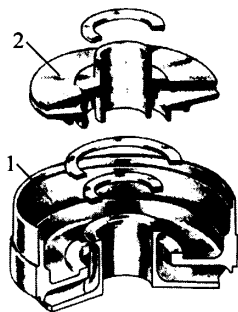


Рис. 2. Ступень электроцентробежного насоса: 1 – направляющий аппарат; 2 – рабочее колесо

плотности, чем скважинная среда, и нейтральной по отношению к ней и маслу электродвигателя.

Трехжильный бронированный плоский или круглый кабель большого сечения имеет герметичный ввод в электродвигатель и соединяет последний через трансформатор со станцией управления. Станция осуществляет управление, контроль и электрическую защиту Э. н. у. от короткого замыкания, перегрузки, срыва подачи напряжения, снижения сопротивления изоляции.

Трансформатор преобразует напряжение сети в рабочее, имеет ступенчатую регулировку для подбора режима работы. Применяются также преобразователи частоты для бесступенчатой регулировки частоты вращения Э. н. у. и датчики давления и температуры электродвигателя, передающие сигнал об отклонении этих параметров от безопасных значений по силовому кабелю или сигнальной жиле.

Длина Э. н. у. 25–30 м. При длине центробежного насоса и электродвигателя св. 5–8 м (в зависимости от диаметра) они состоят из отдельных секций для удобства транспортировки и монтажа. Э. н. у. монтируется в вертикальном положении непосредственно в процессе спуска в скважину. Корпуса секций соединяют фланцами, валы – шлицевыми муфтами. Установка опускается на заданную глубину на насосно-компрессорных трубах, подвешенных к устьевой арматуре с герметичным вводом кабельной линии в скважину. Кабельная линия крепится к насосно-компрессорным трубам снаружи поясами. При работе Э. н. у. продукция подаётся на поверхность по насосно-компрессорным трубам. Реже применяют Э. н.

Электродвигатель состоит из статора, содержащего цилиндрический корпус с запрессованными пакетами электротехнической стали, в пазах которых размещена обмотка, и подвешенного на осевой опоре ротора с закреплёнными на валу стальными пакетами, где размещена короткозамкнутая обмотка типа «беличье колесо»; между пакетами расположены радиальные опоры.

Протектор содержит уплотнение вала (торцевое, набивное, эластичное), систему компенсации температурного расширения масла, в некоторых случаях гидравлический затвор с жидкостью большей



у. без насосно-компрессорных труб с пакером, подвеской на кабель-канате и подачей продукции по обсадной колонне. Производительность Э. н. у. для нефтяных скважин от 15–20 до 1 400–2 000 м<sup>3</sup>/сут, напор до 2 500–3 000 м, мощность электродвигателя до 500 кВт, напряжение до 2 000 В, температура откачиваемой среды до 180 °С, давление до 25 МПа.

Э. н. у. для воды содержит заполненный водой электродвигатель и насос с 5–50 ступенями. Производительность его до 3 000 м<sup>3</sup>/сут, напор до 1 500 м, мощность электродвигателя до 700 кВт, напряжение 3 000 В, температура воды до 40 °С.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Эмульгирование нефти** – процесс образования нефтяной эмульсии (обратный *ДЕЭМУЛЬСАЦИИ*) под действием эмульгаторов и (или) энергии расширения газа, механической и др. В системах добычи и сбора нефти Э. происходит при диспергировании нефти и воды в процессе работы глубинных насосов, в фонтанных и компрессорных скважинах – при выделении газа из нефти, усиливается действием природных эмульгаторов.

Искусственное Э. в нефтедобыче применяется при проведении процессов полимерно-мицеллярного заводнения, ингибирования коррозии нефтепромыслового и нефтепроводного оборудования, для получения *ИНВЕРТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ* и эмульсий минеральных масел (смазочно-охлаждающих жидкостей на водной основе). В период падающей добычи газа увеличение дебита скважины достигается за счёт выноса жидкости (минерализованной воды, углеводородного конденсата) путём образования эмульсий конденсата в воде ионогенными *ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ*.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Эрлифтный подъем** – подъём жидкости или гидросмеси, осуществляемый с помощью сжатого воздуха (газа) специальным подъёмником – эрлифтом (англ. airlift, от air – воздух и lift – поднимать). Э. п. организуется при выдаче нефти через скважины, на плавучих снарядах для подводной добычи полезных ископаемых, на гидрошахтах, при откачке воды из затопленных шахт и др. Принцип действия Э. п. заключается в следующем: воздух компрессором по трубе подаётся в смеситель (кольцевую камеру), размещаемый между всасывающим наконечником и пульповодом. В этой камере образуется смесь жидкости (гидросмеси) с воздухом, через отвер-

ствия поступающая в пульповод и выдаваемая таким образом на поверхность. При проходе через воздухоотделитель газовая фракция отделяется, а гидросмесь транспортируется к потребителю.

При подъёме гидросмеси или др. жидкости из зумпфа забор её производится непосредственно всасыванием, а при разработке полезных ископаемых в массиве – с предварительным рыхлением. При больших высотах подъёма применяется ступенчатый Э. п. В этом случае в конце трубопровода каждой ступени устанавливается воздухоотделитель, а гидросмесь сбрасывается в смеситель следующей ступени, к которому подаётся воздух.

Расчёт Э. п. основывается на теории сообщающихся сосудов. Высота подъёма трёхфазной смеси ( $H$ ) определяется по уравнению  $H = h \left( \frac{1}{\gamma} - 1 \right)$ ,

где  $h$  – глубина погружения смесителя в воду, значение которой принимается исходя из величины рабочего давления компрессора;  $\gamma$  – плотность трёхфазной смеси. Достоинство Э. п. – надёжность в работе и простота автоматизации управления; недостатки – значительный расход электроэнергии, низкий КПД.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*Г. П. Никонов.*

**Этаж газоносности** – расстояние по вертикали от высшей точки газовой залежи до ГВК, а в газонефтяных залежах до ГНК. В случае массивной многопластовой газовой залежи с гидродинамической связью продуктивных пластов Э. г. – расстояние от высшей точки верхней залежи до ГВК нижней. В процессе эксплуатации газовой залежи при наличии водонапорного режима после отбора 20–50% запасов газа Э. г. может уменьшиться. Это связано с поступлением в газовую залежь подошвенной воды, что приводит к уменьшению объёма пласта, занятого газом, и соответственно Э. г. При эксплуатации газонефтяных залежей в процессе первоначального отбора нефти Э. г. может увеличиваться. Это происходит за счёт энергии расширяющегося газа при снижении давления в нефтяной части газонефтяной залежи и отсутствии продвижения подошвенных вод. Границы Э. г. определяют в основном по данным электрического, термометрического и радиоактивного каротажей. Изменение положения Э. г. в процессе эксплуатации месторождения фиксируется нейтронным каротажем в остановленной газовой скважине, забой которой находится ниже положения контакта,

и др. способами в зависимости от геологических и термодинамических условий залежи.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

*П. М. Ломако.*

**Этаж нефтеносности** – расстояние по вертикали от высшей точки нефтяной залежи до ВНК; в случае многопластового месторождения – расстояние от кровли верхней залежи до подошвы нижней.

*Горная энциклопедия. Том 5. – Москва, Издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

**Этаж разработки** – группа эксплуатационных объектов многопластового месторождения, в пределах которой нижний базисный объект вводится в разработку в первую очередь, остальные – после доразведки их скважинами базисного объекта. (Близк.: М.Ф. Мирчинк, 1946, М. А. Жданов, 1958 и др.)

*Горная энциклопедия. Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1984.*

**Эффективная мощность** – суммарная мощность всех прослоев пород-коллекторов в пределах пласта (горизонта, эксплуатационного объекта). (Близк.: М. А. Жданов, 1970; И. Х. Абрикосов, И. С. Гутман, 1970; Ф. А. Гришин, 1975; З. Г. Борисенко, 1980 и др.).

– Суммарная мощность проницаемых прослоев пород, по которым возможно движение жидкости (нефти или воды и газа) (С. С. Итенберг, 1967, 1972).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва: «Недра», 1983.*

**Эффективная нефте(газо)насыщенная мощность** – суммарная мощность прослоев пород-коллекторов в пласте (горизонте, эксплуатационном объекте), насыщенных нефтью (газом).

– Суммарная мощность коллекторов в пределах залежи или, что одно и то же, мощность коллекторов между нефтегазоводяным контактом и кровлей продуктивного пласта эксплуатационного объекта) (близк.: Ф. А. Гришин, 1975; З. Г. Борисенко, 1980).

– Суммарная мощность пористых прослоев, насыщенных нефтью (газом) (М. А. Жданов, 1970).

Син.: нефте(газо)насыщенная мощность.

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва, «Недра», 1983.*

**Эффективная пористость** – наличие в породе взаимосвязанных пор, заполненных жидкими или газообразными углеводородами (ВНИИ, 1973).

– Пористость, характеризующая объем нефтенасыщенной или газонасыщенной части открытого порового пространства породы, за вычетом части объема порового пространства, занимаемого остаточной водой, обычно содержащейся в продуктивном пласте (А. А. Ханин, 1964).

*Нефтегазопромысловая геология (терминологический справочник) под редакцией д-ра геол.-минер. наук М. М. Ивановой. – Москва, «Недра», 1983.*

**Эффективная проницаемость** – проницаемость для одной какой-либо фазы при наличии в пористой среде других неподвижных фаз (ВНИИ, 1973; близк.: ГС, 1978).

– Проницаемость при однофазном потоке пластовой нефти или газа конкретного месторождения, горизонта (или модели этих флюидов, близкой им по физико-химическим свойствам), определенная в условиях, аналогичных пластовым (давление, температура, содержание реликтовой воды в порах).

*А. И. Кринари, 1959.*

# Ю

**Юрская система (период)** – вторая система мезазойской эратемы, соответствующая второму периоду мезазойской эры истории Земли; в стратиграфической шкале следует за триасовой и предшествует меловой системе. Название происходит от гор Юра во Франции и Швейцарии. Начало Ю.п. радиометрическим методом определяется в 185 млн лет; общая продолжительность периода около 53 млн лет (по данным 1975).

Ю.с. в ее современном объеме выделена в 1822 г. немецким ученым А. Гумбульдтом под названием «юрская формация» в горах Юра (Швейцария). Швабский и Франконский Альб (ФРГ). На территории СССР юрские отложения впервые были установлены немецким геологом Л. Бухом (1840). Первая схема их стратиграфического расчленения разработана русским геологом К.Ф. Рулье (1845–1849) в Подмосковье.

Полезные ископаемые, связанные с юрской системой, многочисленны и разнообразны. Эндогенное рудообразование Ю.П. приурочено к геосинклинальным областям Среднеземноморского и тихоокеанского поясов. С телами ультраосновных пород в эвгеосинклинальных зонах связаны месторождения хроматов в Динаридах Европы и в Невадидах Северной Америки.

В Ю.с. широко распространены оолитовые железные руды, накапливавшиеся в прибрежных зонах мелководных морских бассейнов. Отложения Ю.с. заключают 16% мировых запасов угля.

По ресурсам нефти Ю.с. занимает 2-е место после меловой системы. Отложения Ю.с. заключают 22% мировых запасов нефти. Значительные месторождения известны в р-не Мексиканского залива, Северо-Германской низменности и Северном море, Прикаспия, в Вилуйской синеклизе, на Западно-Сибирской, Скифской и Туранской молодых плитах, на Австралийской платформе. В юрских карбонатных отложениях располагаются крупнейшие залежи нефти Саудовской Аравии.

*Горная энциклопедия. – Москва, издательство «Советская энциклопедия», 1991.*

## Список используемой литературы

- [1] Балашканд М. И., Андреев Ю. Н., Казнин В. А. Обработка призабойной зоны пласта импульсами давления // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 8. – С. 71–74.
- [2] Берлин А. В. Отчет по договору СГП(о) «Удмуртнефть». Исследование условий эффективного применения химреагентов для повышения нефтеотдачи пластов при заводнении. – Ижевск, 1993.
- [3] Берлин А. В., Кайсин В. Ю. Исследование геолого-физических свойств коллекторов нефти и газа для подсчета запасов и проектирования разработки нефтяных месторождений Удмуртской АССР. – Бугульма: ТатНИПИнефть, 1990. – 116 с.
- [4] Борцов О. И., Зейнашвили Н. Ш., Титов В. И. Моделирование гелеобразования в пористой среде // Сб. научн. тр. ВНИИнефть. – 1989. – Вып. 105. – С. 61–65.
- [5] Булатов А. И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – С. 382–399.
- [6] Вахитов Г. Г., Симкин Э. М. Использование физических полей для извлечения нефти из пласта. – М.: Недра, 1985.
- [7] Викторин В. Д., Ликов Н. А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980.
- [8] Габдрахманов А. Г., Алмаев Р. Х., Кашапов О. С. и др. Совершенствование метода повышения нефтеотдачи пластов с помощью щелочно-полимерной системы // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 4. – С. 30–31.
- [9] Газизов А. Ш. Повышение нефтеотдачи пластов ограничением движения вод химическими реагентами // Нефтяное хозяйство. – 1992. – №1. – С. 20–22.
- [10] Гильдельсон М. И. К вопросу об охлаждении нефти в стволе скважины при ее движении от забоя к устью: Труды КуйбышевНИИНП. – Серия «Нефтепромысловое дело». – 1960. – Вып. 2.
- [11] Гиматулинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти. – М.: Недра, 1980.

- [12] Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Пер. с англ. – М.: Недра, 1986.
- [13] Горбунов А. Т., Бученков Л. Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989. – 160 с.
- [14] Горная энциклопедия. – М.: Издательство «Советская энциклопедия», том 1 (1984 г.), том 2 (1986 г.), том 3 (1987 г.), том 4 (1989 г.), том 5 (1991 г.). Под редакцией Е. А. Козловского.
- [15] Григоращенко Г. И. и др. Применение полимеров в добыче нефти. – М.: Недра, 1978. – 212 с.
- [16] Губанов Б. Ф. Регулирование профилей приемистости нагнетательных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1981. – №12. – С. 39–42.
- [17] Жданов С. А., Сафронов В. И., Рябов О. Л. Эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи в различных геолого-физических условиях: Сб. научн. тр. ВНИИнефть. – 1989. – Вып. 105. – С. 72–83.
- [18] Желтов Ю. В., Липовецкая И. П., Хавкин А. Я., Кудинов В. И. Оценка технологической эффективности внедрения термополимерного воздействия / ЭИ (Сер. «Разработка нефтяных и газовых месторождений»). – 1991. – Вып. 12. – С. 35–40.
- [19] Желтов Ю. П. Прогнозирование деформации массива горных пород при разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 1. – С. 37–42.
- [20] Ю. П. Желтов. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986.
- [21] Инструкция по применению уротропиновых оснований для стабилизации водного раствора полиакриламида. – Уфа: НПО Союзнефтеотдача, 1989.
- [22] Ибрагимов Г. В., Хисамутдинов Н. И., Кобяков Н. И. и др. Опыт ограничения закачки воды на поздней стадии разработки месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990.
- [23] Колбиков В. С., Зубов Н. В., Кудинов В. И. и др. Патент РФ №1744998 от 12.08.93 с приоритетом от 13.02.90.
- [24] Комиссаров А. И. Повышение эффективности изоляции водопритокков в глубокозалегающих пластах: Сб. научн. тр. СевкавНИПИнефть. – 1990. – Вып. 52. – С. 34–39.

- [25] Комиссаров А. И., Соколов А. А. Повышение эффективности ограничения водопритоков из высокотемпературных пластов: Сб. науч. тр. СевкавНИПИнефть. – 1990. – Вып. 52. – С. 27–34.
- [26] Кострюков Г. В. Промысловые исследования тепловых процессов в нефтяных пластах и скважинах Ромашкинского месторождения: Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. – М.: ВНИИ, 1963.
- [27] Кубарева Н. Н., Доброскок Б. Е., Мусабилов Р. Х. Технология повышения выработки обводненных слоисто-неоднородных продуктивных пластов с применением композиций на основе эфиров целлюлозы // ЭИ (Сер. «Нефтепромысловое дело»). – М.: ВНИИОЭНГ. – 1992. – Вып. 1. – С. 7–8.
- [28] В. И. Кудинов. Основы нефтегазопромыслового дела. – УдГУ, Москва–Ижевск, 2004.
- [29] Кудинов В. И., Сучков Б. М. Интенсификация текущей добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 7. – С. 63–66.
- [30] Кудинов В. И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязкой нефти. – М.: Нефть и газ, 1996. – 283 с.
- [31] Кудинов В. И., Сучков Б. М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. изд-во, 1996. – 440 с.
- [32] Методическое руководство по проектированию применения теплоносителей при разработке нефтяных месторождений // РД 39-0147035-214-87. – М., 1987. – ДСП. – 253 с.
- [33] Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти, издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2003.
- [34] Морозов С. Г., Беспалов В. В. Предупреждение перетоков по законному пространству скважин // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 1. – С. 23–25.
- [35] Муслимов Р. Х., Абдулмазитов Р. Г. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. – Казань: Тат. кн. изд-во, 1989.
- [36] Муслимов Р. Х., Шавалеев А. М. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т.2.
- [37] Огаджанянц В.Г. Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении. – М.: Горное дело, 1996. – С. 39–79.



- [38] Основные направления научно-технического прогресса в разработке месторождений высоковязких нефтей Удмуртской АССР / В. И. Кудинов, Г. В. Брахин, Н. И. Зубов и др. – Устинов: Удмуртия. – 1987. – С. 10–16.
- [39] Отчет по теме 41/92 института Белгео (выполнен на договорной основе СГП(о) Удмуртнефть). – Минск, 1993.
- [40] Отчет по хоздоговору № 25.91. Научно-техническое обеспечение промышленных работ по внедрению технологий ТПВ и ХПВ на черепецком горизонте Мишкинского месторождения. – М.: ВНИПИнефть, 1991.
- [41] Перчик А. И. Горное право. – Москва, 2002.
- [42] Рабинович Е. З. Гидравлика. – М.: Недра, 1980.
- [43] Рабинович Н. Р., Смирнова Н. В., Крезуб А. П. Определение глубины проникновения филътрата бурового раствора // Нефтяное хозяйство. – 1989. – №9. – С. 28–30.
- [44] Рабинович Н. Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
- [45] Савицкая М. Н., Холодова Ю. Д. Полиакриламид. – Киев: Техника, 1969. – 189 с.
- [46] Саяхов Ф. Л., Муратназаров К. Х. Экспериментальное исследование филътрации полимерных растворов // Тез. докл. семинара «Эффективность вскрытия и методов оценки сложнопостроенных продуктивных пластов при бурении и опробовании глубоких разведочных скважин». – Тюмень, 1990. – С. 54–55.
- [47] Справочная книга по добыче нефти под редакцией д-ра техн. наук Ш. К. Гиматудинова. – Москва: «Недра», 1974.
- [48] Справочник по нефтепромысловому оборудованию, под редакцией Е. И. Бухаленко, Москва: «Недра», 1983.
- [49] Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1983, под редакцией Ш. К. Гиматудинова.
- [50] Сургучев М. А., Цынкова О. Э., Шарбатова И. Н. и др. Циклическое заводнение нефтяных пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977.
- [51] Б. М. Сучков. Повышение производительности малodeбитных скважин. – Ижевск, 1999.

- [52] Б. М. Сучков. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.
- [53] Сучков Б. М. Некоторые вопросы ограничения больших депрессий при эксплуатации скважин на месторождениях Удмуртии // ЭИ Разработка нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1990. – Вып. 3. – С. 7–13.
- [54] Сучков Б. М., Ким М. Б., Васильев А. А. Повышение эффективности охвата пласта заводнением // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №3. – С. 37–40.
- [55] Сучков Б. М., Хабибуллин Р. Н. Оценка эффективности теплоизоляции лифта при эксплуатации скважин: Труды ТатНИИ. – Ленинград, 1971. – Вып. 15. – С. 100–106.
- [56] Теслюк Е. В., Розенберг М. Д., Сафонов С. В. и др. Принципы создания энерго-ресурсосберегающих технологий разработки месторождений парафинистых и вязких нефтей с применением термозаводнения // Нефтяное хозяйство. – 1995. – №4.
- [57] Технологическая схема разработки Гремихинского месторождения с применением высокоэффективных методов теплового воздействия на пласт: Отчет ВНИПИтермнефть. Д575. – Краснодар–Ижевск, 1991. – Т. 2. – С. 140–141.
- [58] Тигунов П. И., Яблонский В. С. Определение количества тепла, аккумулированного грунтом вокруг трубопровода // Изв. ВУЗов, «Нефть и газ». – Баку, 1963. – №6.
- [59] Требин Г.Ф. Справочная книга по добыче нефти. – М.: Недра, 1978.
- [60] Тутова Н. Я. Справочные таблицы по неорганической химии. – Л.: Химия. – 1977. – 19 с.
- [61] Химия. Справочное руководство. – Л.: Химия, 1975.
- [62] Цынкова О. Э. Постановка двухмерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта // Птр. ВНИИ. – 1979. – Вып. 68. – С. 3–65.
- [63] Чарный И. А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – №2, 3.
- [64] Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965.
- [65] Шарбатова И. Н., Сафронов В. И., Пустовойт С. П. Эффективность циклического заводнения с переменной направлением фильтрационных потоков // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 1. – С. 34.

- [66] Шарбатова И. Н., Сургучев М. Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988.
- [67] Щелкачев В. Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. – Москва, 2004.
- [68] Энциклопедия газовой промышленности под редакцией К. С. Басниева. – М.: АО «Твант», 1994.
- [69] Armemessen P. et al.; «Horizontal Drilling and Completion», paper SPE 18349. 1988.
- [70] Ackert D, Beardsell M, Corrigan M and Newman K: «The Coiled Tubing Revolution», Oilfield Review 1 no. 3 (Oktober 1989).
- [71] King G. E: «Perforation the Horizontal Well», journal of Petroleum Tehnology 41 (1989): 671–672.
- [72] Percevaux P: «Guides Emege for cementing horizontal Strings» Oil end Gas Journal 85, no. 42 (Oktober 19, 1987): 35–45.
- [73] Zamora M., Hanson P. Rules of improve high-angle hole cleaning // Petroleum Engineering. Jan 1991.
- [74] Mac Donald, R. R.: «Drilling the Cold Lake Horizontal Well Pilot № 2», paper SPE 14428, 1985.
- [75] Lessi, J and Spreux, A: Completion of Horizontal Draiyoles, paper SPE 15572 ,1988.
- [76] Method for selektivly plugging a zone having varying permeabilites with a temperature activated gel // Пат. 4940091 США, МКИ E21 B 43/22 (Shu hul, Shu Winstone Mobil Oil Corp.)

## Предметный указатель

### А.

Абдрахманов Габдрашит Султанович	7	Аномальное высокое пластовое давление	25
Абсолютная проницаемость	7	Аномально вязкие нефти	25
Абсолютная проницаемость	8	Аномальное пластовое давление	26
Абсорбция	8	Аномальная пластовая температура	27
Автоматическая исследовательская станция «АИСТ»	8	Аргиллит	28
Авторский надзор за разработкой	9	Арматура фонтанная тройниковая	28
Агрегат пескосмесительный	9	Арматура фонтанная крестовиковая	29
Агрегат 1АДП-4-150	10	Асфальтены	29
Агрегат ППУА 1200/100	11	Асфальто-смолистые вещества	30
Адгезия	11		
Адиабатный процесс	12	<b>Б.</b>	
Адиабатная термодинамическая Система	12	Базовый дебит скважин	31
Адсорбция-1	12	Баишев Булат Тагирович	31
Адсорбция-2	13	Байбаков Николай Константинович	31
Адсорбция-десорбция	14	Балансовые запасы	31
Адсорбция в пласте	16	Барьерное заводнение	31
Азимут скважины	16	Бассейн водосборный (водосбор)	32
Азинмаш-43А	16	Басниев Каплан Сафербиевич	32
Азинмаш-8А	17	Батурин Юрий Ефремович	32
Азинмаш-35Б	18	Безводный дебит скважины	33
Акватория	19	Бездействующие скважины	33
Аккумуляция нефти и газа	19	Безнапорная фильтрация	33
Акустический каротаж –1	19	Бинарные углеводородные системы	33
Акустический каротаж –2	20	Биологическая очистка сточных вод	34
Акустический контроль цементирования	20	Биологический мониторинг	34
Акустическое воздействие на коллектор нефтяного пласта	20	Биосфера	35
Акустико-химическое воздействие на ПЗП	23	Биоценоз	35
Алекперов Вагит Юсуфович	24	Битумы природные	35
Алмазное бурение	24	Блоки талевые эксплуатационные	35
Анаэробы	24	Блочное заводнение	35
Анизотропия горных пород	25	Блочные автоматизированные групповые замерные устройства	36
		Блочные насосные станции (БКНС)	36
		Боковой горизонтальный ствол	37

Боковой каротаж	37	Вернадский Владимир Иванович	66
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	38	Вертикальные трещины	67
Боковой микрокаротаж (БМК)	38	Вертлюг	67
Болото	38	Верхние воды	67
Борьба с промысловым парафином	39	Верхняя краевая вода	68
Борьба с промысловым парафином при помощи прогревания паром	40	Взаимодействие скважин	68
Бурение вращательное	41	Взрывное бурение	68
Бурение второго ствола	41	Виброобработка забоев скважин	69
Бурение многозабойное	42	Вибросейсмический метод воздействия на пласт	73
Бурение наклонное	43	Видимая мощность	76
Бурение под давлением	43	Виды заводнения	76
Бурение разведочное	44	Виды пластовой энергии и механизмов нефтеотдачи	76
Бурение скважин	44	Виды скважин	81
Бурение ударное	44	Визуальный метод определения температуры насыщения	82
Бурение ударно-контактное – способ бурения	45	Винтовая насосная установка	83
Бурильная колонна	46	Винтовой забойный двигатель	83
Бурильная свеча	46	Винтовые насосы	84
Бурильные трубы	46	Вискозиметр	87
Бурильный замок	47	Влияние вязкопластических свойств нефти на нефтеотдачу	87
Буровой ключ АКБ-3М	47	Внешний контур газоносности	88
Буровая скважина	48	Внешний контур нефтеносности	88
Бурильная установка	50	Внутренний контур газоносности	88
Буровое долото	52	Внутренний контур нефтеносности	88
Буровые долота для ударного бурения	55	Внутриконтурное заводнение	88
Буровые долота конструкции СП «УДОЛ»	56	Внутрипластовое горение (ВГ)	88
Буровой инструмент	60	Внутрипластовое горение как метод	89
Буровой насос	61	Внутрипластовое горение как способ	91
Буровой раствор	61	Внутрипластовое полимерно-термическое воздействие	92
Буровое судно	63	Внутрискважинный газлифт	96
Буферная жидкость	64	Водка царская	98
<b>В.</b>		Водогрейный агрегат	98
Валеев Марат Давлетович	65	Водонагнетательная скважина	98
Вахитов Гадель Галяутдинович	65	Водонапорный режим	98
Владимиров Альберт Ильич	65	Водонефтяная (газовая) залежь	99
Вариант системы разработки	66	Водонефтяной контакт (ВНК)	99
		Водонефтяной фактор	99

Водяной конус	99	Г.	
Водоносный горизонт	99	Габриэлянц Григорий Аркадьевич	119
Водоносный пласт	100	Газгольдер	119
Водораздел	100	Газлифт	119
Водоснабжение при ППД заводне- нием	100	Газлифтная эксплуатация	120
Водоупор	101	Газовая залежь	121
Возвратный эксплуатационный объект	101	Газовый контакт	121
Воздействие на пласт	101	Газовый режим	121
Возраст геологический	101	Газонапорный режим	122
Воронка депрессии	102	Газонефтяная залежь	122
Восстановление циркуляции	102	Газонефтяное месторождение	122
Восстановление пластового дав- ления в скважине	102	Газонефтяной контакт (ГНК)	122
Восстановление уровня жидкости в скважине	102	Газовый сборный пункт	122
Вращательное бурение	103	Газовый фактор	123
Вращательно-ударное бурение	103	Газоконденсатная залежь	124
Вскрытие продуктивного пласта нефтяной скважины	103	Газонефтяное месторождение	124
Вскрытие пласта (общее понятие)	105	Газоконденсатное месторождение	125
Вторая группа месторождений	105	Газоконденсатно-нефтяная залежь	126
Вторая стадия разработки	105	Газонефтепроявление	126
Вторичные коллекторы	106	Газонефтяной контакт	126
Вторичные методы добычи нефти (В.м.д.н.)	106	Газосепаратор	126
Вторичные методы добычи нефти (общие понятия)	106	Газосодержание пластовой нефти	129
Выбросы	108	Гамма-гамма-каротаж	129
Вызов притока	108	Гамма-каротаж	129
Вызовы притока и освоение	108	Гамма-нейтронный каротаж	130
Выклинивание пласта	112	Гамма-плотнометрия	130
Выпадение асфальтенов	112	Геодезия	130
Высокосернистая нефть	112	Геология	131
Выравнивание профиля притока	112	Геолого-промысловые исследова- ния при разработке месторожде- ний	131
Вытеснение нефти из пласта теп- лоциклическим воздействием	113	Геологические запасы	132
Вытеснение нефти нагретой водой	114	Геологический контроль бурения скважин	132
Вышка ВМ-41	115	Геологический профиль	132
Вышка мачтовая А образная	116	Геологический разрез месторож- дений	132
Вязкость	117	Геологический разрез скважины	132
Вязкость газа	118	Геотермический градиент (1)	133
Вязкость пластовой нефти	118	Геотермический градиент (2)	133
		Геостатическое давление (1)	133
		Геостатическое давление	133
		Геотермия (геотермика)	133

Геотермическая ступень	134	Глинистая корка	147
Геотермический градиент	134	Глинистый раствор	148
Гетерогенная термодинамическая система	134	Глубинно-насосная добыча	148
Геофизика	134	Глубинные исследования	148
Геофизические исследования	134	Глубинные манометры	149
Геофизический репер	134	Глубинные штанговые насосы	150
Геохимия (1)	135	Глубинный пикнометр	152
Геохимия (2)	135	Глубинные пробоотборники	153
Геохимия (3)	135	Глубинные термометры	153
Гидравлический градиент	135	Глубинный самопишущий термометр ТГБ-1	154
Гидравлический разрыв пласта (1)	136	Глушение скважин	154
Гидравлический разрыв пласта (2)	136	Головная нефтеперекачивающая станция	155
Гидравлический разрыв пласта (направленный)	137	Горбунов Андрей Тимофеевич	155
Гидравлический разрыв пласта (глубокопроникающий)	138	Горение внутрипластовое	156
Гидравлический разрыв пласта (поинтервальный)	139	Горизонт	157
Гидравлический удар	140	Горизонтальные скважины	157
Гидрогеологическая карта	140	Горизонтальная неоднородность	157
Гидрогеологическая скважина	140	Горное давление	157
Гидрогеологический разрез	140	Горные породы	158
Гидрогеология	140	Горизонтальная скважина	159
Гидродинамическая связь пластов	141	Горизонтальные скважины	159
Гидродинамические методы исследования скважин и пластов	141	Гравитационный режим	165
Гидродинамические исследования скважин и пластов	143	Гравийные фильтры обсадных колонн	165
Гидродинамически совершенная скважина	143	Градиент давления	165
Гидропроводность	144	Гранулометрический анализ	165
Гидропрослушивание как метод исследования пласта	144	Гранулометрический состав	166
Гидростатический градиент	145	Грунтовые воды (1)	167
Гидростатическое давление	146	Грунтовые воды (2)	167
Гидроударное бурение	146		
Гидрофильная порода	147	Д.	
Гидрофильность	147	Давление гидравлического разрыва пласта	168
Гидрофильность породы-коллектора	147	Давление насыщения нефти газом (1)	168
Гидрофобность	147	Давление насыщения нефти газом (2)	168
Гидрофобность породы-коллектора	147	Давление насыщения (нефти газом)	169
		Давление начала конденсации	169
		Давление полгодения жидкости	169

Двухфазные течения в пористых средах	169	<b>З.</b>	
Дебит (1)	170	Забалансовые запасы	195
Дебит (2)	171	Забойное давление (1)	195
Дебитометр	171	Забойное давление (2)	195
Дебитометрические исследования скважин	171	Заводнение пластов при разработке месторождений	195
Девонская система (период)	174	Загрязнение (биологическое)	197
Дегазатор буровой	174	Загрязнение почвы	197
Дегазированная нефть	175	Зайливание	197
Действующие добывающие скважины	175	Закачка газа в пласт	197
Действующие нагнетательные скважины	175	Закон Дарси	199
Дело скважины	175	Законтурное заводнение	199
Депарафинизация	176	Залежь (углеводородов)	200
Депрессия	176	Запасы категории А	200
Дезмульгаторы	177	Запасы категории В	200
Деземulsация	177	Запасы категории С <sub>1</sub>	201
Динамика обводнения скважин	177	Запасы категории С <sub>2</sub>	201
Динамическая вязкость нефти	178	Запасы полезных ископаемых	201
Динамограмма	178	Запасы разведанные	202
Динамограф	178	Запорные устройства	202
Динамический уровень скважины	180	Зарезка второго ствола	202
Динамическое пластовое давление	180	Затрубное давление	202
Динамометрирование	180	Защита среды	202
Диспергатор буровой	180	Земля	203
Диспергирование нефти	181	Зона кольматации	203
Дисперсность	181	Зона отбора жидкости	203
Дифференциальный манометр	181	Зона отсутствия влияния закачки	203
Диффузия	182		
Дияров Ирик Нурмухаметович	183	<b>И.</b>	
Дияшев Расим Нагимович	183	Иванова Минадора Макаровна	204
Дмитриевский Анатолий Николаевич	183	Игrevский Валерий Иванович	204
Добывающая скважина	183	Идеальные газы	204
Добыча нефти из карбонатных коллекторов с применением оксиданта	184	Избирательное заводнение	205
Достижения удмуртских нефтяников	185	Извлекаемые запасы	205
		Измерение физических параметров при исследовании скважин	205
<b>Ж.</b>		Измерение давления в скважине	208
Жданов Станислав Анатольевич	194	Измерение расходов жидкости и газа в скважине	210
Желтов Юрий Петрович	194	Изобарический процесс	211
		Изогипсы	212



Изопахиты	212	Каган Яков Михайлович	232
Изотермический процесс	212	Кадастр	232
Изотермы	212	Капиллярная пропитка	232
Изохоры	212	Капиллярное давление	233
Имплозионное воздействие испытателем пласта на трубах ИПТ	212	Капиллярные силы	233
Инвертная эмульсия	214	Капитальный ремонт скважин	233
Ингибирование (биологическое)	214	Карбонатность пород	233
Ингибирование	214	Карбонатные коллектора	233
Ингибирование гидратообразования	215	Каротаж	234
Ингибитор	216	Каротажная станция	234
Индукционный каротаж	216	Карта изобар	235
Инжектор	216	Карта мощности	235
Инжекция	217	Карта разработки	235
Инженерная геодезия	217	Карта расчлененности	236
Инженерно-геологические изыскания	218	Карта эффективной мощности	236
Инженерно-геологические исследования	218	разделенного пласта	236
Инклинометр	218	Катодная защита	236
Инклинометрия	219	Керн	236
Интенсивность загрязнения	219	Кинематическая вязкость	236
Испарение	219	Кислотовоз КП-6,5	236
Использование сточных вод для поддержания пластового давления	219	Кислоты, применяемые при обработке ПЗП	237
Искривление скважин	221	Классификация горных пород по механическим свойствам	241
Испытание пластоиспытателем на трубах	221	Классификация нефти по химическому составу	241
Историческая геология	221	Классификация нефти по физическим параметрам	241
История развития мировой нефтедобычи	221	Ключи механические	243
Источник загрязнения	227	Коллекторские свойства горных пород	243
Истощение нефтяной залежи	227	Коллекторы нефти и газа	245
		Колокола КС и К	247
		Колонна насосно-копрессорных труб	247
		Колонковое бурение	247
		Колонная оснастка	248
		Кольматация	249
<b>К.</b>		Компенсация отбора закачкой	251
Кавернозность	229	Комплексное проектирование разработки залежей	251
Каверны	229	Компрессорная станция	253
Каверномер	229	КС-550/4-64	253
Кавернометрия	230	Компрессорная эксплуатация газового месторождения	254
Кавитационный метод ОПЗ пласта	230		

Конвекция	254	Коэффициент нефтеотдачи в завод-	
Конденсат	254	ненном объеме пласта	266
Конденсатные пласты	254	Коэффициент открытой пористос-	
Конденсатогазовый фактор	255	ти	266
Кондуктор	256	Коэффициент относительной про-	
Консервация скважин	256	ницаемости	267
Конструкция скважины	257	Коэффициент охвата	267
Конструкция фильтров скважин	257	Коэффициент песчанистости	267
Контроль за процессом разработ-		Коэффициент пористости	267
ки месторождений	260	Коэффициент приёмистости сква-	
Контроль за перемещением кон-		жины	267
туров нефтеносности	261	Коэффициент продуктивности	
Контрольная скважина	262	Скважин	267
Контрольные скважины	262	Коэффициент проницаемости	268
Контур питания	262	Коэффициент пьезопроводности	268
Концентрация предельно допусти-		Коэффициент разгазирования неф-	
мая (ПДК)	262	ти	268
Коррозия	263	Коэффициент распространения кол-	
Коэффициент абсолютной вяз-		лекторов по объёму залежи	268
кости	263	Коэффициент распространения	
Коэффициент анизотропии	263	коллекторов по площади	269
Коэффициент водонасыщенности	263	Коэффициент растворимости газа	
Коэффициент водонасыщенности		в нефти	269
пласта	263	Коэффициент расчлененности	269
Коэффициент вытеснения	264	Коэффициент сжимаемости воды	269
Коэффициент вязкости		Коэффициент сжимаемости газа	270
Коэффициент глинистости	264	Коэффициент сжимаемости нефти	270
Коэффициент заводнения	264	Коэффициент совершенства сква-	
Коэффициент замещения коллек-		жины	270
торов	264	Коэффициент сжимаемости поро-	
Коэффициент замещения коллек-		ды	270
торов по объёму	264	Коэффициент слияния	270
Коэффициент изменения добычи		Коэффициент сложности	270
из скважины	264	Коэффициент совершенства сква-	
Коэффициент кавернозности	265	жины	271
Коэффициент карбонатности по-		Коэффициент теплового расшире-	
род	265	ния нефти	271
Коэффициент использования фонда		Коэффициент теплового расшире-	
скважин	265	ния пластовой воды	271
Коэффициент нефтенасыщенности		Коэффициент трещиноватости	271
(газонасыщенности)	265	Коэффициент упругости пласта	271
Коэффициент нефтеотдачи	265	Коэффициент эксплуатации сква-	
Коэффициент нефтеотдачи (2)	265	жин	271
Коэффициент нефтеотдачи при		Краевой угол смачивания	272
оценке прогнозных ресурсов	266		

Краевая вода	272	Максутов Рафхат Ахметович	298
Крепление скважины	272	Малопарафинистая нефть	298
Крепление скважин	272	Малосернистая нефть	298
Крепление горизонтальных скважин	274	Маркирующий горизонт	298
Кривая восстановления забойного давления	279	Массивная залежь	299
Критическое давление	279	Масс-спектрометрия	299
Критическая температура	279	Мачта буровая	300
Кронблок	279	Межзерновая пористость	301
Крылов Александр Петрович	280	Межпластовые перетоки	301
Крысин Николай Иванович	281	Месторождение (углеводородов)	301
Крюки эксплуатационные	281	Методы воздействия на пласт	301
Кудинов Валентин Иванович	281	Метод заводнения	302
Кузнецов Олег Леонидович	281	Метод материального баланса	302
Кумулятивный заряд	282	Метод падения пластового давления	302
Кумулятивный перфоратор	283	Метод плавного запуска скважин	302
Кустовое бурение	285	Метод подсчета запасов растворенного газа	303
<b>Л.</b>		Методы разработки нефтяных залежей	304
Ламинарное течение (1)	287	Методы смешивающегося вытеснения нефти	304
Ламинарное течение (2)	287	Методы теплофизического воздействия на пласт	304
Ландшафт	287	Методы термохимического воздействия на пласт	304
Лёгкая нефть	287	Метод установившихся отборов	304
Ликвидированные скважины	288	Методы и технологические методы очистки воды и грунта от нефтяных загрязнений	305
Линза	288	Метчики	317
Лиофильность	288	Метчики МЭУ и МЭС	317
Лиофобность	288	Механический каротаж	317
Литосфера	288	Мешалки	318
Лифтовая колонна	288	Миграция нефти и газа	319
Лицензия	289	Миграция подземных вод	320
Ловильный инструмент	289	Микрокаротаж	321
Ловители	294	Микроэлементы нефти	322
Лубрикатор в нефтегазодобычи	294	Микроэмульсия	322
Лысенко Владимир Дмитриевич	295	Минералогия	322
<b>М.</b>		Минералография	323
Магний	296	Минерализация	324
Магнитный каротаж	297	Минеральные ресурсы	325
Мавлютов Мидхат Рахматуллин	297	Мицеллярные растворы	327

Многозабойное бурение	328	Начальные потенциальные ресурсы	
Многофазная фильтрация	330	нефти и газа	367
Моделирование скважин	331	Недра	367
Моделирование процессов извлечения нефти и газа	335	Недра (юречич.)	367
Моделирование теплового воздействия на пласт	341	Нейтрон-нейтронный каротаж	368
Молокович Юрий Матвеевич	342	Нейтронный гамма-каротаж (НГК)	368
Мониторинг	342	Нейтронный гамма-метод	368
Мониторинг окружающей (человека) среды	342	Нейтронный каротаж	369
Мониторинг экологический	342	Неньютоновские жидкости	369
Морские нефтегазовые промыслы	343	Неоднородность пласта в нефтегазопромысловой	370
Морское бурение	346	Неоднородность продуктивных пластов	371
Муслимов Ренат Халиуллович	348	Неустойчивость пород-коллекторов	371
Мухарский Энвер Давыдович	348	Нефтегазовая залежь	372
		Нефтегазовый сепаратор	372
<b>Н.</b>		Нефтегазовая залежь	374
Наблюдательная скважина	349	Нефтегазовое месторождение	374
Набухание и размокание горных пород	350	Нефтегазоконденсатная залежь	374
Нагнетательная скважина	351	Нефтегазоконденсатное месторождение	374
Нагнетание воды в один пласт	351	Нефтегазопромысловая гидрогеология	374
Нагнетание воды в два пласта	353	Нефтегазоконденсатная залежь	375
Наклонно направленное бурение	354	Нефтегазоносная провинция (НГП)	375
Нарушение циркуляции	357	Нефтегазоносная свита	376
Насосная установка УН-1-630 на 700А (4АН-700)	358	Нефтегазоносный пласт	377
Насосная установка УН1 Т-100 на 200	358	Нефтегазопромысловая геология	377
Насосная установка Азинмаш-35Б	359	Нефтегазопрооявления	378
Насосно-компрессорная колонна	360	Нефтенасыщенная мощность	379
Насосно-компрессорные трубы	361	Нефтенасыщенность пласта	379
Насосные штанги	363	Нефтеотдача нефтяного пласта	380
Насос вставной штанговый	365	Нефтеотмывающие свойства воды	381
Насос глубинный штанговый невставной	366	Нефтяная геология	382
Нафтеновые кислоты	366	Нефтяная залежь	382
Начальное пластовое давление	366	Нефтяная оторочка	383
Начальные геологические потенциальные ресурсы нефти	366	Нефтяная скважина	384
Начальные извлекаемые запасы	366	Нефтяная эмульсия	384
		Нефтяное месторождение	385
		Нефтяной газ, нефтяной попутный газ	386

Нефтяной промысел	386
Нефтяной сборный пункт	388
Нигматулин Роберт Искандерович	389
Нефть сильносмолистая	390
Нижняя вода	390
Николаевский Виктор Николаевич	390

**О.**

Обводнённость месторождения	391
Обезвоживание	392
Обезвоживающая установка	392
Обессоливание нефти	393
Область питания	394
Оборудование нагнетательных скважин	394
Оборудование устьевое	395
Оборудование устья фонтанных скважин	395
Обратные эмульсии	397
Обсадная колонна	398
Общая минерализация воды	398
ОВОС	399
Объект разработки	399
Одновременно-раздельная эксплуатация скважин	401
Одновременно-раздельная добыча нефти из двух пластов	402
Оперативная скважина	404
Оперативные запасы	404
Опорный горизонт	404
Определение забойного давления	405
Определение пластового давления	405
Опрессовка скважин	405
Опробование месторождения	406
Опробование пластов	410
Оптимальный интервал перфорации	413
Освоение скважины (1)	413
Освоение скважин (2)	414
Освоение нагнетательных скважин	415
Осложнения в работе фонтанных скважин	415

Осложнения при бурении	421
Основной фонд скважин	422
Особенности освоения нагнетательных скважин, пробуренных в нефтенасыщенной части залежи	422
Основные правила охраны недр	423
Основные принципы проектирования объектов нефтегазосборных систем	426
Основные технологические системы промышленного обустройства и их классификация	428
Остаточная вода	432
Остаточные балансовые запасы	432
Остаточные извлекаемые запасы	432
Отклоняющие устройства при проводке наклонных и горизонтальных скважин	433
Отстаивание (осаждение)	433
Охрана атмосферного воздуха	434
Охрана вод и суши	435
Охрана земель	435
Охрана нефтяных и газовых месторождений	436
Охрана недр при бурении	437
Охрана окружающей среды	438
Охрана окружающей среды при пользовании недрами	438
Оценочная скважина (1)	439
Оценочная скважина (2)	439
Очаговое заводнение	440
Очистка сточных вод	440

**П.**

Пакер	441
Панфилов Михаил Борисович	441
Пар насыщенный	441
Параметрическое бурение	441
Парафинизация нефтепровода	443
Парафинистые нефти	444
Пептизация	444
Перегретый пар	445

Пересчет запасов	445	Подсчет запасов нефти, горючих газов, конденсата и сопутствующих компонентов	468
Периодическая работа глубинно-насосных скважин	445	Полимерно-дисперсные системы, применяемые для повышения нефтеотдачи пласта	468
Периодическая эксплуатация скважин	448	Полимерное и мицеллярно-полимерное заводнение нефтяных пластов	470
Перспективная площадь на нефть и газ	449	Полиспаг	472
Перспективные ресурсы нефти, газа и конденсата	449	Понятие о несовершенстве скважины	472
Перфорационно-депресссионное воздействие на ПЗП	450	Попутная вода	473
Перфорационно-щелевая разгрузка пород призабойной зоны скважин	450	Пористая среда	473
Перфорация скважин	451	Пористость	473
Перфорирование труб в скважине	452	Пористость горных пород	473
Печать	453	Противовыбросовое оборудование	475
Печи блочные с водным теплоносителем	453	Поршневое вытеснение нефти в промышленную разработку	475
Пласт	454	Почва	475
Пластовое давление	454	Праведников Николай Константинович	476
Пластовые воды	455	Право собственности на недра	476
Пластовая нефть	455	Превентор	478
Пластовая температура	456	Предельно допустимая концентрация (ПДК)	478
Пластовая энергия	457	Предельно допустимая концентрация веществ в воде (ПДК)	478
Пластовое давление в зоне нагнетания	458	Предельно допустимая концентрация в атмосфере (ПДК)	479
Пластовое давление в зоне отбора	458	Предельно допустимый выброс (ПДВ)	479
Плотность горных пород	458	Предельно допустимый сброс веществ в водный объект (ПДС)	479
Плотность пластовой нефти	459	Предельно допустимая концентрация, загрязняющая почву вещества	479
Плотность сетки добывающих скважин (условная)	459	Приведённое пластовое давление	479
Площадное заводнение	460	Приведенный радиус скважины	480
Площадное заводнение и площадная закачка газа	460	Приёмистость скважины	480
Плунжерный лифт	461	Призабойная зона	480
Поверхностное натяжение (1)	462	Призабойная зона скважины	481
Поверхностное натяжение (2)	462	Приконтурное заводнение	482
Поглощающий пласт (интервал)	463	Природные газы	482
Подготовка газа к дальнему транспорту	463	Природная среда	482
Подготовка нефти к транспорту	465	Природопользование	483
Поддержание пластового давления	466		
Подожвенная вода	467		

Прихват	483	Разработка газоконденсатных месторождений	519
Пробная эксплуатация, опытная эксплуатация	483	Разработка морских месторождений нефти и газа	519
Проботборник в нефтяной геологии	484	Разработка нефтяных месторождений	520
Прогнозные ресурсы	486	Растворимость (природного углеводорода в нефти)	522
Продуктивный горизонт	489	Распределение жидкости и газа в недрах	522
Продувка скважин	489	Растворимость воды в нефти	523
Продуктивность скважин	491	Растворимость газов в нефти	523
Проектирование геолого-разведочных работ	491	Расходомер	524
Проектирование геолого-разведочных работ	491	Расходомерия скважины	525
Проектирование трубопроводов	495	Расчлененность	525
Промывка скважин	499	Расширитель	525
Промывочная жидкость	501	Регулирование профиля приёмистости	526
Промысловая геофизика	502	Редкоземельные элементы в составе добываемых нефти	526
Промысловая гидрогеология	503	Режим залежи	528
Промысловый трубопровод	504	Режимы нефтеносного пласта	528
Промышленные запасы	506	Режим растворённого газа	532
Проницаемость как общее понятие	506	Резервный фонд скважин	532
Проницаемость	509	Резистивиметрия	533
Проницаемость породы	509	Рекультивация земель	533
Прострелочно-взрывные работы	510	Реологические свойства горных пород	533
Противовыбросовое оборудование	511	Репрессия (давления) на пласт	534
Прочно связанная вода	513	Ресурсы	534
Пьезометрическая высота	513	Розенберг Максим Давыдович	534
Пьезометрическая скважина	513	Романов Геннадий Васильевич	535
Пьезометрия	513	Ротор	535
<b>Р.</b>		Роторное бурение	536
Рабочий агент	514		
Равномерная сетка скважин	514	<b>С.</b>	
Радиоактивный каротаж	514	Савельев Виктор Алексеевич	539
Радиус влияния скважин	515	Сальники устьевые СУС	539
Разведанные запасы	515	Самоочищение вод	539
Разведка газовых месторождений	515	Самоочищение почвы	539
Разведка нефтяных месторождений	517	Самоочищение среды	540
Разведочная геофизика	518	Санитарно защитная зона	540
Разведочное бурение	518		
Разгазирование нефти	518		

Сапропель	540
Сахаров Виктор Александрович	540
Саяхов Фаниль Лутфурахманович	540
Сбор нефти и газа на промыслах	541
Свабирование	541
Сверхглубокое бурение	541
Связанная вода	542
Себестоимость добычи нефти (газа)	542
Сейсмоакустическое воздействие на ПЗП и пласт	542
Сепаратор	544
Сепарация газонефтяной смеси	545
Сепарация газа	546
Сернистая нефть	548
Серные бактерии	548
Сетка скважин	548
Сжимаемость горных пород	548
Синергизм, синергия	549
Система разработки залежи	549
Система разработки месторождений	549
Скважина	549
Скважина, гидродинамически несовершенная по характеру вскрытия	551
Скважины, восстановленные из бездействующих	551
Скважины, находящиеся в консервации	551
Скин-эффект	551
Смачиваемость	552
Смачивание	553
Смешанный режим залежи	553
Смог	555
Смолистая нефть	555
Смолы и асфальтены	555
Молеобразование в скважинах	557
Сорбат	557
Спайдеры	557
Спивак Александр Иванович	557
Средняя величина добычи нефти в мире на душу населения	558
Средняя нефтенасыщенная мощность	558

Сучков Борис Михайлович	558
Стабилизация нефти	559
Стадийность газонефтеобразова- ния	560
Станок-качалка (1)	562
Станок-качалка (2)	563
Статический уровень	564
Сточные воды	565
Строительство скважины	565
Структурная геология	565
Суффозия	566
Съёмка геологическая	567

**T.**

Талевый блок	569
«ТАТНЕФТЬ»	569
Тектонические карты	570
Тектоническая структура	571
Текучесть взрывчатых веществ	572
Темп добычи нефти	572
Температура воспламенения нефти в пласте	572
Температура насыщения	572
Температура насыщения пластовой нефти парафином	572
Температуропроводность пород	573
Теодалитная съёмка маркшейдерская	573
Тепловая обработка скважин	573
Тепловое воздействие на призабойную зону скважин	576
Тепловой оторочки метод	578
Тепловые методы воздействия на пласт	579
Тепловые свойства пород	583
Теплоёмкость	583
Температуропроводность	583
Теплоноситель	584
Теплопроводность	584
Теплоемкость горных пород	584
Теплоемкость пород	584
Теплообмен	585



Теплоноситель	585	Утяжеленная бурильная труба	612
Теплопроводность горных пород	585		
Теплопотери в нагнетательных скважинах	585	<b>Ф.</b>	
Термические методы добычи нефти	587	Фауна	613
Термическое бурение	588	Физико-химическое заводнение	613
Термограмма	590	Фильтрация в горных породах	614
Термоизолированные насосно-компрессорные трубы	590	Флора	615
Термометрия скважины	591	Флотация	615
Термометр глубинный	591	Фоновая концентрация загрязняющего атмосферу вещества	616
Терригенные отложения	592	Фонтанная арматура	616
Технологическая схема разработки	592	Фонтанная добыча нефти	617
Тиксотропность горных пород	592	Форсированный отбор жидкости	618
Типовые конструкции скважин	593	Фракционный анализ	619
Токсичность	596	Фразеры	619
Толерантность экологическая	596		
Топография	596	<b>Х.</b>	
Транспорт нефти	598	Хавкин Всеволод Артурович	620
Требования к конструкции скважин	600	Халиков Габдулхак Абзалилович	620
Третья стадия разработки	601	Халимов Элик Мазитович	620
Трещиноватость горных пород	601	Химически связанная вода	620
Тронов Валентин Петрович	602	Хлоридно-кальциевый тип вод	621
Турбинное бурение	602	Хлоридно-магниевый тип вод	621
Турбинно-роторное бурение	603		
Турбулентное течение	604	<b>Ц.</b>	
Тяжелые углеводороды	604	Цементирование скважин (1)	622
		Цементирование скважин (2)	622
<b>У.</b>		Центратор	623
Углеводороды	605	Центробежный насос (установка насоса в скважине)	623
Ударно-вращательное бурение	606	Циклическое воздействие на пласт	626
Ударное бурение	607	Циркуляционные клапаны КЦМ и КЦГ	626
Ударно-канатное бурение	609		
Удельная поверхность породы «Удмуртнефть»	609	<b>Ч.</b>	
Ультразвуковая обработка	609	Четвертая стадия разработки	627
Упругий запас пласта	611	Четвертичная геология	627
Упруговодонапорный режим	611		
Уровень загрязнения	611		
Условный контур питания	611		
Устьевое давление	612		

Четвертичная система (период)	629	во время проводки скважин	645
Численная модель пласта	631	Экологическая безопасность при	
Чистка пробок желонкой	631	добыче и транспортировке нефти	647
Чистка пробок сжатым воздухом	633	Экологическая безопасность	
		на объектах подготовки нефти	650
		Экологическое обоснование	
<b>Ш.</b>		Проекта	651
		Экология	651
Шарошечное бурение	635	Эксплуатационное бурение	651
Штанговая глубинно-насосная		Эксплуатационный фонд скважин	651
Установка	636	Элеватор (1)	651
Штанговращатель	637	Элеватор (2)	652
Штанговые вставные насосы	638	Электрический каротаж (ЭК)	653
Штанговая насосная установка	639	Электрический каротаж	654
Штанговый насос	639	Электрическая разведка, электро-	
Штропы эксплуатационные	641	разведка	655
		Электробур	659
		Электромагнитный каротаж (ЭМК)	659
		Электрохимическая защита тру-	
<b>Щ.</b>		бопроводов	660
		Электроцентробежная установка	661
Щелевая перфорация	642	Эмульгирование нефти	663
Щелкачев Владимир Николаевич	642	Эрлифтный подъём	664
Щелочно-кислотные свойства		Этаж газоносности	664
пластовой воды	643	Этаж нефтеносности	665
		Этаж разработки	665
		Эффективная мощность	665
<b>Э.</b>		Эффективная нефте (газо) насы-	
		щенная мощность	665
Экологическая безопасность	644	Эффективная пористость	666
Экологическая безопасность при		Эффективная проницаемость	666
разработке нефтяных месторож-			
дений (на примере ПО «Удмурт-	644	<b>Ю.</b>	
нефть»).		Юрская система (период)	667
Экологическая безопасность			

## Приложение 1

### Международная система единиц (СИ)

№ п/п	Величина	Единица и ее обозначение
1.	Длина	Метр, м
2.	Масса	Килограмм, кг
3.	Время	Секунда, с
4.	Сила электрического тока	Ампер, А
5.	Термодинамическая температура	Кельвин, К = 1 градус Цельсия
6.	Сила света	Кандела, КД
7.	Площадь	Квадратный метр, м <sup>2</sup>
8.	Объем (вместимость)	Кубический метр, м <sup>3</sup>
9.	Скорость	Метр в секунду, м/с
10.	Ускорение	Метр на секунду в квадрате, м/с <sup>2</sup>
11.	Градиент ускорения	Секунда в минус второй степени, с <sup>-2</sup>
12.	Угловая скорость	Радииан в секунду, рад/с
13.	Угловое ускорение	Радииан на секунду в квадрате, рад/с <sup>2</sup>
14.	Частота периодического процесса (сокращенно – частота)	Герц, Гц
15.	Частота событий, импульсов, телеграфных посылок и т.п.	Секунда в минус первой степени, с <sup>-1</sup>
16.	Волновое число	Метр в минус первой степени, м <sup>-1</sup>
17.	Коэффициент затухания	Секунда в минус первой степени, с <sup>-1</sup>
18.	Коэффициент фазы распространения	Метр в минус первой степени, м <sup>-1</sup>
19.	Плотность (средняя плотность, насыпная плотность)	Килограмм на кубический метр, кг/м <sup>3</sup>
20.	Линейная плотность	Килограмм на метр, кг/м
21.	Поверхностная плотность	Килограмм на квадратный метр, кг/м <sup>2</sup>
22.	Удельный объем	Кубический метр на килограмм, м <sup>3</sup> /кг
23.	Динамический момент инерции (момент инерции), маховой момент	Килограмм-метр в квадрате, кг·м <sup>2</sup>
24.	Момент сопротивления плоской фигуры	Метр в третьей степени, м <sup>3</sup>
25.	Количество движения (импульс)	Килограмм-метр в секунду, кг·м/с

Продолжение табл.

№ п/п	Величина	Единица и ее обозначение
26.	Сила, в том числе сила тяжести, грузоподъемная или подъемная сила, вес	Ньютон, $H = \text{кг} \cdot \text{м} / \text{с}^2$
27.	Удельный вес, удельная сила тяжести	Ньютон на кубический метр, $\text{Н} / \text{м}^3$
28.	Момент силы, вращающий (крутящий) момент, момент пары сил	Ньютон-метр, $\text{Н} \cdot \text{м}$
29.	Изгибающий момент	Ньютон-метр, $\text{Н} \cdot \text{м}$
30.	Давление	Паскаль, $\text{Па} = \text{Н} / \text{м}^2 = \text{кг} / (\text{с}^2 \cdot \text{м})$
31.	Градиент давления	Паскаль на метр, $\text{Па} / \text{м}$
32.	Энергия (потенциальная, кинетическая, внутренняя), работа	Джоуль, $\text{Дж} = \text{Н} \cdot \text{м} = \text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}^2$
33.	Мощность	Ватт, $\text{Вт} = \text{Дж} / \text{с} = \text{кг} \cdot \text{м}^2 / \text{с}^3$
34.	Поверхностное натяжение	Ньютон на метр, $\text{Н} / \text{м}$
35.	Динамическая вязкость (сокращенно вязкость)	Паскаль секунда, $\text{Па} \cdot \text{с}$ 1 пуаз = 0,1 $\text{Па} \cdot \text{с}$ 1 сантипуаз = $10^{-3}$ $\text{Па} \cdot \text{с}$
36.	Кинематическая вязкость	Квадратный метр на секунду, $\text{м}^2 / \text{с}$
37.	Проницаемость горных пород	Квадратный метр, $\text{м}^2$
38.	Массовый расход, массовая подача насоса, компрессора	Килограмм в секунду, $\text{кг} / \text{с}$
39.	Объемный расход, объемная подача насоса, компрессора	Кубический метр в секунду, $\text{м}^3 / \text{с}$
40.	Температурный коэффициент (линейного расширения, объемного расширения, давления)	Кельвин в минус первой степени, $\text{K}^{-1}$
41.	Температурный градиент	Кельвин на метр, $\text{K} / \text{м}$
42.	Количество теплоты, энтальпия, теплота фазового перехода, теплота химической реакции	Джоуль, $\text{Дж}$
43.	Удельное количество теплоты, удельная теплота химической реакции, удельная теплота сгорания топлива	Джоуль на килограмм, $\text{Дж} / \text{кг}$
44.	Теплоемкость системы, энтропия системы	Джоуль на Кельвин, $\text{Дж} / \text{K}$
45.	Удельная теплоемкость, удельная энтропия	Джоуль на килограмм-Кельвин, $\text{Дж} / (\text{кг} \cdot \text{K})$
46.	Тепловой поток (тепловая и холодильная мощность)	Ватт, $\text{Вт}$

Продолжение табл.

№ п/п	Величина	Единица и ее обозначение
47.	Плотность теплового потока: поверхностная пространственная (объемная)	Ватт на квадратный метр, Вт/м <sup>2</sup> Ватт на кубический метр, Вт/м <sup>3</sup>
48.	Коэффициент теплообмена (теплоотдачи), коэффициент теплопередачи	Ватт на квадратный метр-Кельвин, Вт/(м <sup>2</sup> ·К)
49.	Теплопроводность	Ватт на метр-Кельвин, Вт/(м·К)
50.	Температуропроводность	Квадратный метр на секунду, м <sup>2</sup> /с
51.	Термическое сопротивление	Квадратный метр-Кельвин на ватт, м <sup>2</sup> ·К/Вт
52.	Скорость химической реакции	Моль в секунду на кубический метр, моль/(с·м <sup>3</sup> )
53.	Поверхностная активность катализатора	Моль в секунду на квадратный метр, моль/(с·м <sup>2</sup> )
54.	Удельная (массовая) абсорбция	Моль на килограмм, моль/кг
55.	Поверхностная абсорбция	Моль на квадратный метр, моль/м <sup>2</sup>
56.	Степень дисперсности	Метр в минус первой степени, м <sup>-1</sup>
57.	Удельная площадь поверхности	Квадратный метр на килограмм, м <sup>2</sup> /кг

## Приложение 2

### Соотношения с единицами СИ некоторых широко применявшихся единиц

№ п/п	Величина	Единица и ее обозначение	Значение в единицах СИ
1.	Длина	Ангстрем, А икс-единица, икс-ед. микрон, мк морская миля (международная миля)	$10^{-10}$ м $1,00206 \cdot 10^{-13}$ м $10^{-6}$ м 1852 м
2.	Площадь	Барн, б ар	$10^{-28}$ м <sup>2</sup> 100 м <sup>2</sup>
3.	Скорость	Узел, уз	1852 м/час = = 0,5144444 м/с
4.	Ускорение (в гравиметрии)	Гал, гал Миллигал, мГал	$10^{-2}$ м/с <sup>2</sup> $10^{-5}$ м/с <sup>2</sup>
5.	Масса	Центнер, ц Килограмм-сила-секунда в квадрате на метр, кг·с <sup>2</sup> /м. Карат, кар.	100 кг 9,80665 кг 0,2 г
6.	Удельный вес	Килограмм-сила на кубический метр, кг·с/м <sup>3</sup>	9,80665 Н·м <sup>3</sup>
7.	Давление	Атмосфера, ат. Килограмм-сила на квадратный сантиметр, кг·с/см <sup>2</sup>	98,0665 к·Па 98,0665 к·Па
8.	Работа, энергия	Тонна-сила-метр, тс·м.	9,80665 кДж
9.	Мощность	Лошадиная сила, л.с. Килограмм-сила-метр в секунду, кг·с·м/с.	735,499 Вт 9,80665 мк·Вт.
10.	Динамическая вязкость	Килограмм-сила-секунда на квадратный метр, кгс·с/м <sup>2</sup> . Килограмм на секунду- метр, кг/(с·м) Пуаз, П Сантипуаз, СП	9,80665 Па·с 1 Па·с $10^{-1}$ Па·с 1 мПа·с

Продолжение табл.

№ п/п	Величина	Единица и ее обозначение	Значение в единицах СИ
11.	Кинематическая вязкость	Стокс, Ст Сантистокс, сСт	$10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ $10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$
12.	Поверхностное натяжение	Килограмм-сила на метр, кгс/м	9,80665 Н/м
13.	Проницаемость горных пород (пористых сред)	Дарси, Д	$1,01972 \text{ мкм}^2$
14.	Удельная теплоемкость	Калория на грамм-градус Цельсия, кал/(г·°С)	4,1868 кДж/(кг·К)
15.	Удельная энтропия	Калория на грамм-Кельвин, кал/(г·К)	4,1868 кДж/(кг·К)
16.	Тепловой поток	Калория в секунду, кал/с Килокалория в час, ккал/ч Мегакалория в час, Мкал/ч	4,1868 Вт 1,163 Вт 1,163 кВт
17.	Теплопроводность	Килокалория в час на метр-градус Цельсия, ккал/(м·°С) Калория в секунду на сантиметр-градус Цельсия, кал/(с·см·°С)	$1,163 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ $418,68 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$

## Приложение 3

*Таблица перевода английских мер в метрические*

№ п/ п	Английские меры	Метрические меры	Для перевода в метрические умножить на
1.	Акр	га	0,4047
2.	Баррель (42 галлона)	л	159
3.	ВТИ (британская тепловая единица)	ккал	0,252
4.	Галлон американский	л	3,785
5.	Галлон английский	л	4,55
6.	Дюйм	мм	25,4
7.	Квадратный дюйм	см <sup>2</sup>	6,452
8.	Квадратный фут	м <sup>2</sup>	0,0929
9.	Квадратная миля	га	259
10.	Квадратный ярд	м <sup>2</sup>	0,8361
11.	л.с. (английская и американская)	квт	0,7457
12.	л.с. (европейская)	квт	0,736
13.	Миля	км	1,609
14.	Миля морская	км	1,853
15.	Фунт английский	кг	0,454
16.	Фут	м	0,3048
17.	Ярд	м	0,914

*Вес глубинных насосных штанг*

Диаметр штанг, дюймы	Вес одного погонного метра штанг, кг			
	в воздухе	в воде	в жидкости уд. веса 0,9	в жидкости уд. веса 0,8
3/4	2,38	2,08	2,11	2,14
7/8	3,19	2,87	2,83	2,87
1	4,10	3,58	3,63	3,08



**Техническая характеристика стальных канатов, применяемых при  
подземном и капитальном ремонте скважин**

Дюйм	мм	Диаметр каната	Диаметр проволоки, мм	Число прядей в канате	Число проволок в пряди	Тип свивки	Максимальная длина одной бухты каната, м	Вес 1 пог. м каната, кг	Разрывное усилие, т	Допускаемая нагрузка (при пятикратном запасе прочности), т
1/2	12,5	0,8	6	19	правая	800	0,54	8,55	1,70	
5/8	16,0	1,8	6	7	правая	1200	0,94	15,92	3,18	
3/4	19,0	1,2	5	7	правая	1200	1,18	19,32	3,87	
3/4	19,0	2,0	6	7	правая	1200	1,18	19,65	3,93	
7/8	22,2	2,2	6	7	правая	1100	1,56	23,78	4,75	
1	25,4	1,4	6	27	левая	570	2,32	37,18	7,44	

**Размеры и вес насосно-компрессорных труб**

Условный диаметр трубы и муфты, дюймы	Диаметр, мм		Толщина стенки, мм	Вес одного пог. м трубы, кг		Вес муфты, кг	
	Наружный	Внутренний		Гладкой	Увеличение веса трубы с высаженными концами	Гладкой	С высажен- ными концами
1 1/2	48,3	40,3	4	4,39	0,4	0,5	0,8
2	60,3	50,3	5	6,84	0,7	1,3	1,5
2 1/2	73	62	5,5	9,16	0,9	2,4	2,8
3	88,9	75,9	6,5	13,22	1,3	3,6	4,2
4	114,3	100,3	7	18,47	1,6	5,1	6,3
1	32	25,0	3,5	2,46	0,1	—	0,5

*Размеры и вес стальных бесшовных труб*

Наружный диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Теоретический вес 1 пог.м, кг	Наружный диаметр, мм	Толщина стенок, мм	Теоретический вес 1 пог. м, кг
25	2,5	1,39	152	5,0	18,13
	3,0	1,63		6,0	21,6
	3,5	1,86		8,0	28,41
	4,0	2,07			
33	4,0	2,86	219	6,0	31,52
57	3,5	4,62		8,0	41,63
	4,0	5,23		10,0	51,54
	5,0	6,41			
63,5	3,5	5,18	245	7,0	41,09
	4,0	5,87		8,0	46,76
	5,0	7,21		10,0	57,95
76	3,5	6,26	273	7,0	45,92
	4,0	7,10		8,0	52,28
	5,0	8,75		9,0	58,60
83	3,5	6,86		10,0	64,86
	4,0	7,79	325	8,0	62,54
	5,0	9,62		9,0	70,14
102	4,0	9,67		10,0	77,68
	5,0	11,96	377	8,0	72,80
	6,0	14,21		9,0	81,68
114	4,0	10,85		10,0	90,51
	5,0	13,44	426	9,0	92,55
	6,0	15,98		10,0	102,59
127	5,0	15,04			
	6,0	17,90			
	8,0	23,48			

**Объем нефтепродукта в погонных метрах трубы**

Диаметр		Объем, м <sup>3</sup>	Диаметр		Объем, м <sup>3</sup>
дюймы	мм		дюймы	мм	
1	25,4	0,000506	6	152,4	0,018242
1 1/2	38,1	0,001140	8	203,2	0,032429
2	50,8	0,002027	10	254,0	0,050671
2 1/2	63,5	0,003167	12	304,8	0,072966
3	76,2	0,004560	14	355,6	0,099315
4	101,6	0,008107	16	406,4	0,129717
5	127,0	0,012668	18	457,2	0,164174

**Средние значения теплотворной способности различных видов топлива**

Виды топлива	Объемный вес, кг/м <sup>3</sup>	Теплотворная способность, ккал/кг
<b>Жидкое</b>		
Нефть и мазут	950	10000
Керосин	820	10000–1050
Бензин	700	11000
Спирт	800	5700–7100
<b>Газовое (при 700 мм рт. столба)</b>		
Светильный газ	0,52	5500
Доменный газ	1,25	900
Газ коксовых печей	0,50	4000–5000
<b>Твердое</b>		
Дрова влажностью 20–25%	400	3300
Торф кусковой (воздушной сушки)	400	3000
Каменный уголь	850	6500
Горючий сланец	800	3500

*Удельный вес некоторых главнейших породообразующих минералов*

Название	Химический состав	Удельный вес, г/см <sup>3</sup>
Кварц	SiO <sub>2</sub>	2,65
Гипс	CaSO <sub>4</sub> ·2H <sub>2</sub> O	2,2–2,4
Кальцит	CaCO <sub>3</sub>	2,6–2,8
Доломит	CaCO <sub>3</sub> ·MgCO <sub>3</sub>	2,85–2,95
Каолин	H <sub>2</sub> Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>8</sub> ·H <sub>2</sub> O	2,6–2,63
Бурый железняк	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·nH <sub>2</sub> O	3,4–4,0
Пирит	FeS <sub>2</sub>	4,9–5,2

*Пористость горных пород*

Породы	Средний объем пор, %
Осадочные глинистые сланцы	0,54 – 1,40
Пески	6,0 – 52,0
Плотные известняки	0,67 – 2,55
Нефтеносные песчаники	16 – 29
Нефтеносные известняки и доломиты	2,0 – 33,0
Доломитизированные известняки (Краснокамск)	6,0 – 17,0

Расчет количества глины для приготовления глинистого раствора:

$$X = \frac{\gamma_2(\gamma_p - \gamma_в)}{\gamma_2 - \gamma_в},$$

где  $X$  – необходимое количество глины в 1 м<sup>3</sup> раствора, т;  $\gamma_2$  – удельный вес глины;  $\gamma_p$  – удельный вес глинистого раствора;  $\gamma_в$  – удельный вес воды.

При среднем удельном весе глины 2,6  $X = 1,625(\gamma_p - \gamma_в)$ .

*Планета Земля*

№ п/п	Параметр	Значение
1.	Экваториальный радиус	6378,160 км
2.	Полярный радиус	6356,777 км
3.	Средний радиус	6371,032 км
4.	Масса Земли	$5,976 \cdot 10^{24}$ кг
5.	Объем Земли	$1,083 \cdot 10^{12}$ км <sup>3</sup>
6.	Средняя плотность	5518 кг/м <sup>3</sup>
7.	Средняя скорость обращения вокруг Солнца	29,765 км/с
8.	Среднее расстояние от Солнца	149,6 млн. км
9.	Ускорение силы тяжести на поверхности	9,806 м/с <sup>2</sup>
10.	Первая космическая скорость	7,9 км/с
11.	Вторая космическая скорость (параболическая)	11,2 км/с
12.	Общая площадь поверхности	510,2 млн. км <sup>2</sup>
13.	Площадь материков и островов	149,1 млн км <sup>2</sup> (29,2% земной поверхности)
14.	Площадь океанов	361,1 млн км <sup>2</sup> = 78,8% земной поверхности
15.	Средняя высота материков (над уровнем моря)	860 м
16.	Средняя глубина океанов	3700 м
17.	Масса океанов	$1,45 \cdot 10^{21}$ кг