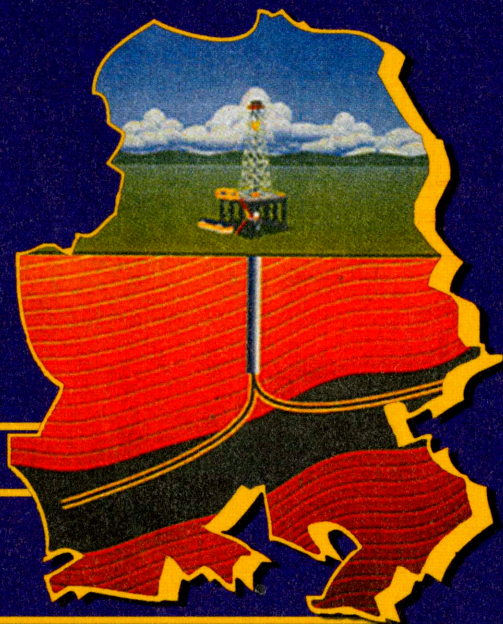


Б. М. Сучков

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ



R&C
Dynamics

Б. М. Сучков

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ

R&C
Dynamics

РХД

Москва • Ижевск

2006

Сучков Б.М.

Горизонтальные скважины. – Москва–Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.

В книге представлен материал по технике и технологии бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, рекомендованы профили, предложены технологии по стимулированию работы скважины. Проведен анализ горизонтального бурения, осуществляемого в различных регионах России и за рубежом. Из зарубежного опыта представлен материал в основном фирмой Шлюмберже. Из Российских регионов описан опыт бурения горизонтальных скважин татарских, башкирских, оренбургских, самарских, тюменских нефтяников.

Большая часть книги посвящена исследованиям и практическому применению горизонтальных скважин на месторождениях Удмуртской Республики.

Соответственно с этим даётся описание структуры запасов и геолого-физическая характеристика месторождений Удмуртии как наиболее сложных по геологическому строению из рассматриваемых и в то же время наиболее интересных в данном случае для изучения и разработки технологии проводки горизонтальных стволов в осложненных условиях. Большой материал представлен по экологической оценке эффективности применения горизонтальных скважин и скважин с боковыми горизонтальными стволами.

Автор благодарит учёных и технологов-нефтяников, представивших материал по горизонтальному бурению в виде статей и опубликованных докладов в трудах и сборниках по данной тематике.

Книга будет интересна и полезна широкому кругу специалистов-нефтяников, технологам и мастерам по бурению, а также студентам нефтяных факультетов ВУЗов и техникумов.

ISBN-5-93972-540-6

© Сучков Б. М., 2006

© НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006

ПРЕДИСЛОВИЕ

Одним из наиболее важных достижений добычи нефти и газа в мировой практике в 20-м столетии является бурение горизонтальных скважин. 21-е столетие ознаменовалось большими достижениями в технике и технологии строительства таких скважин на достаточно больших глубинах.

Впервые идея бурения горизонтальных скважин была осуществлена на практике в Советском Союзе в 1937 году при бурении в шахте горизонтального ствола длиной 350 м.

Спустя пять лет в Соединенных штатах Америки были пробурены горизонтальные скважины длиной 180 м путем зарезки из вертикального ствола действующей скважины. Только в 1968 г. были достигнуты большие успехи в бурении горизонтальных скважин на глубине 2000 м. Длина горизонтального ствола составляла около 500 м. Произошло это на Марковском месторождении.

Основным преимуществом горизонтального способа бурения и соответственно разработки месторождений с использованием горизонтальных стволов явилось многократное увеличение дебита скважин. Это и дало бурное развитие горизонтального бурения во всём мире. Однако в последующем темп развития значительно замедлился, так как стоимость горизонтального бурения оказалась чрезмерно высокой вследствие недостаточного совершенства техники и технологии бурения, освоения, исследовательских и ремонтных работ. Немало времени и средств ушло на преодоление этих проблем. Однако и до настоящего времени происходит совершенствование техники и технологии бурения горизонтальных скважин. Тем не менее трудности в основном преодолены и бурение горизонтальных скважин нарастает из года в год. Необходимость этого обусловлена тем, что наиболее доступные запасы нефти и газа постепенно истощаются и всё большая доля добычи углеводородов приходится на месторождения со сложными геолого-физическими условиями, характеризующимися низкой проницаемостью коллекторов, высокой вязкостью нефти, неблагоприятным расположением месторождений (шельфы морей, заболоченность местности и др.).

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
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	– сульфатовосстанавливающие 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

Раздел 1

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТИИ

По общности строения структур, принадлежности нефтеносности к определенным стратиграфическим интервалам, однотипности коллекторов и содержащихся в них нефтей и газов все месторождения разделяются на 6 зон нефтенакопления.

1. Киенгопская зона нефтенакопления, приуроченная к северному борту Камско-Кинельской впадины, наиболее крупная по числу выявленных залежей и концентрации запасов нефти. Залежи нефти находятся в карбонатных верейских, башкирских, турнейских и терригенных яснополянских отложениях. Над залежами нефти в верейских и башкирских отложениях ряда месторождений имеются газовые шапки, содержащие в основном азот.

2. Зона накопления, связанная с юго-восточным бортом Камско-Кинельской впадины, содержит значительные запасы нефти в основном в яснополянских терригенных отложениях.

3. В зоне нефтенакопления, расположенной во внутренней части Камско-Кинельской впадины, месторождения приурочены к тектоно-седиментационным структурам, связанным с рифогеннокарбонатными массивами. Нефтеносность установлена в тех же стратиграфических интервалах, что и в Киенгопской зоне.

4. Зона накопления Верхнекамской впадины (ВКВ), нефтеносность которой связана со средне-верхнедевонским терригенным комплексом.

5. Зона накопления Верхнекамской впадины с нефтеносностью, установленной в отложениях башкирского яруса верейского горизонта и в каширо-подольских отложениях. Над залежами нефти, как правило, имеются шапки азотного газа.

6. Зона нефтенакопления, приуроченная к западному борту Камско-Кинельской впадины, является предполагаемой и полностью не изученной.

Геологический разрез на территории Удмуртской Республики вскрыт в настоящее время до глубины 5500 м (Сарапульская площадь, скв. 1). Нефтегазопроявления отмечены в широком стратиграфическом диапазоне как в палеозойских, так и в протерозойских отложениях. Но

в одних горизонтах отмечены незначительные их проявления, в других – открыты залежи нефти.

Наибольшее количество залежей нефти в Удмуртии открыто в каменноугольных карбонатных отложениях: верейских, башкирских и турнейских. Карбонатные коллектора представлены известняками и известняками доломитизированными, водорослево-фораминиферовыми доломитами тонкозернистыми, среднезернистыми с поровым и кавернозным строением полостного пространства. В разрезе осадочных пород выделяют несколько нефтеносных и нефтегазоперспективных комплексов. Турнейский ярус относится к верхнедевонско-турнейскому карбонатному комплексу. В верхней части разреза турнейского яруса (черепетский горизонт) выделяется один продуктивный пласт, сложенный органогенными тонкозернистыми известняками. Пористость меняется от 2 до 16 %, проницаемость от 0,104 до 2,85 мкм², увеличиваясь в зонах развития рифовых массивов вдоль бортов Камско-Кинельской системы прогибов, что обусловлено палеокарстовыми прогрессами и трещиноватостью. Залежи нефти массивного типа с этажами нефтеносности 26–72 м обнаружены на Мишкинском, Лиственском, Лудошурском и Южно-Киенгопском месторождениях.

Среднекаменноугольный комплекс включает в себя отложения башкирского и московского ярусов. Литологический комплекс представлен в основном карбонатными породами – известняками и доломитами, и только верейский горизонт сложен терригенно-карбонатными образованиями. Продуктивные отложения (пласт А₄) приурочены к верхней части башкирского яруса и залегают непосредственно под окремненной пачкой известняков башкирского яруса и аргиллитов верейского горизонта. Пласт неоднороден, состоит из частого переслаивания отдельных проницаемых прослоев толщиной от 0,5 до 5 м. Пористость варьирует в широких пределах от 9 до 23 %, проницаемость до 1,172 мкм². Наиболее распространены коллектора с пористостью 12–15 %, проницаемостью 0,05–0,130 мкм². Нефтепроявления самого широкого диапазона распространены по всей территории Удмуртии. Залежи нефти установлены на Красногорской, Зотовской, Кезской, Чутырско-Киенгопской, Мишкинской, Гремихинской, Лиственской, Южно-Киенгопской, Лудошурской, Лозюльской и др. площадях. Все выявленные залежи массивно-слоистого типа с этажами нефтеносности от 10 до 63 м. Некоторые из них (Красногорская, Зотовская, Чутырско-Киенгопская) имеют газовые шапки. Башкирская залежь (С₂b) Чутырско-Киенгопского и Мишкинского месторождений состоит из 6–7 проницаемых пластов. Основными по емкости являются пласты А₄₋₂, А₄₋₃, А₄₋₆.

В верейских отложениях (C_{2vr}) нефтеносность связана с пластами B_{II} и B_{III} , хотя встречаются залежи нефти и в пласте B_I . Пласты-коллекторы представлены биоморфными и детритовыми известняками. Покрышкой служат аргиллитовые и карбонатные глинистые породы. Промышленные скопления нефти открыты на 34 месторождениях, что составляет около 60 % от общего числа месторождений. Наряду с залежами нефти в отложениях комплекса выявлены и залежи азотного газа. Газоносность разреза верейского комплекса возрастает в северном направлении, в результате наблюдается переход нефтяных залежей в нефтегазовые, а затем в газонефтяные и газовые с нефтяной оторочкой.

Пласт B_{III} расположен в нижней части верейского горизонта. Толщина пласта 1,5–8 м. Пористость до 10 %, проницаемость до $0,522 \text{ мкм}^2$. Пласт B_{II} расположен в 10–15 м от подошвы верейского горизонта и хорошо прослеживается по всей территории. Толщина его 2–9 м, пористость достигает 23 %, проницаемость – $0,824 \text{ мкм}^2$. Все выявленные верейские залежи пластовые, сводовые, некоторые из них имеют газовые шапки (Красногорское, Чутырско-Киенгопское, Лозолукско-Зуриновское, Сундурско-Нязинское месторождения), состоящие на 80–90 % из азота.

Каширско-верхнекаменноугольный комплекс распространен повсеместно и представлен карбонатными породами. Промышленные залежи нефти установлены на 7 месторождениях в отложениях каширского и подольского горизонтов в Арланском и Глазовском нефтегазоносном районе. Коллекторами являются органогенные известняки и доломиты. Суммарная толщина пластов 8–10 м, пористость их до 22 %, проницаемость до $0,300 \text{ мкм}^2$. Покрышкой служат плотные глинистые известняки и доломиты. Залежи пластовые, сводовые. Так, на Ельниковском и Кырыкмасском месторождениях выделяется до 7 проницаемых пластов. В целом карбонатные породы чаще всего нестабильны по составу и обладают большой литологической изменчивостью как по площади, так и по разрезу.

По литологии 78 % запасов нефти разрабатываемых месторождений приурочено к карбонатным коллекторам, 22 % – к терригенным.

Активные запасы на всех разрабатываемых месторождениях не превышают 63 %, из них на долю крупных месторождений (Чутырско-Киенгопское, Ельниковское, Мишкинское и Красногорское) приходится 56 %. К трудноизвлекаемым запасам относится 37 %, из которых 16 % составляют залежи с высоковязкими нефтями ($> 30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$), 10 % составляют залежи с малой толщиной ($< 2 \text{ м}$) и в водонефтяной зоне, 9,6 % – залежи с малопроницаемыми коллекторами ($< 0,05 \text{ мкм}^2$), более 2 % запасов находится в подгазовых зонах. Продуктивные пласты по

разрабатываемым месторождениям в основном (87 %) имеют толщину менее 10 м. Все вновь вводимые и подготовленные к разработке месторождения имеют толщину пластов не более 10 м.

Залежи нефти наиболее крупных месторождений – многопластового строения с высокой послойной неоднородностью пород по проницаемости. Степень выработанности запасов низкая, особенно трудноизвлекаемых, и составляет около 7 %.

Обобщая результаты исследований коллекторских свойств продуктивных пластов месторождений Удмуртии, можно отметить, что пористость изменяется от 10 до 33 % в среднем, а начальная нефтенасыщенность – от 26 до 94 %. Проницаемость колеблется от 0,098 (верейские отложения Лудошурского месторождения) до 0,285 мкм² (яснополянский горизонт – С_{1j}sp – Чутырско-Киенгопского месторождения). Эффективные нефтенасыщенные толщины также меняются в широких пределах от 0,8–4,6 (верейские отложения Ижевского месторождения) до 0,4–3,5 м (турнейские отложения – С_{1t} – Чутырско-Киенгопского месторождения) при числе прослоев от 1 до 20.

По данным В. А. Савельева, изложенным в книге «Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики», начальные потенциальные ресурсы нефти Удмуртии составляют 902,8 млн т, из них: промышленные – 357,9 млн т (40 %), недоразведанные – 63,8 млн т (7 %), перспективные – 112,0 млн т (13 %), накопленная добыча – 252,6 млн т (28 %) (коэффициент выработанности – 0,41).

В окско-башкирском карбонатном комплексе содержится 34 % от всех ресурсов нефти, из которых 88 % оценены по категории А+В+С₁, коэффициент освоенности достигает 0,4. Анализ ресурсов различных категорий по комплексам показывает, что наиболее изученными и освоенными являются залежи в окско-башкирском карбонатном и визейском терригенном комплексах. Коэффициент освоенности терригенно-карбонатного комплекса, содержащего около 24 % всех ресурсов, равен лишь 0,07. Это, вероятно, объясняется тем, что на многопластовых месторождениях залежи верейского и каширо-подольского возраста являются возвратным объектом разработки, доля недоизученных запасов в этом комплексе пород значительная.

Физико-химическая характеристика нефтей разрабатываемых месторождений Удмуртии

Определение физико-химических свойств нефтей продуктивных залежей месторождений Удмуртии проводилось на стандартной аппаратуре и стандартными методами, подробно изложенными в литератур-

ных источниках. Применяемая аппаратура позволяла проводить целый комплекс исследований, включающий однократное разгазирование, ступенчатое разгазирование, определение динамической и кинематической вязкости, определение температуры насыщения нефти парафином и др.

Классификация физико-химических параметров по количественному признаку проводилась по действующим в России ГОСТам. Так, в частности, по ГОСТ 912-66 «Нефти СССР. Технологическая классификация» оценивалось содержание серы, парафинов, смол и др. В соответствии с ГОСТ по содержанию серы нефти делятся на три класса: малосернистые (серы до 0,5 % вес.), сернистые (серы от 0,51 до 2 % вес.) и высокосернистые (серы более 2 % вес.). По содержанию парафинов нефти подразделяются на три вида: малопарафинистые с содержанием парафина до 1,5 % вес., парафинистые, в состав которых входит парафинов от 1,51 до 6 % вес., и высокопарафинистые с содержанием парафина свыше 6 % вес. По содержанию силикагелевых смол нефти также подразделяются на три группы: малосмолистые с содержанием смол до 8 % вес., смолистые, содержащие смол от 8 до 28 % вес., и высокосмолистые с содержанием смол более 28 % вес.

Физико-химические свойства нефтей разрабатываемых месторождений Удмуртии изменяются в широком диапазоне и характеризуются следующими величинами: плотность в поверхностных условиях изменяется от 830 до 926 кг/м³, вязкость в пластовых условиях – от 1,8 до 339,5 мПа·с, нефти содержат в своем составе серу в объеме от 0,8 до 30,6 %, асфальтены – 0,5–7,4 %, парафины – от 1,7 до 7,7%. Газовый фактор нефтей изменяется от 3,3 до 32,5 м³/т. В попутном газе отдельных месторождений присутствует гелий. В высоковязких нефтях ряда месторождений отмечается повышенное содержание пятиоксида ванадия, а также никель. Физико-химическая характеристика нефтей некоторых месторождений Удмуртии приведена в табл. 1.1. Распределение запасов нефти по вязкости представлено в табл. 1.2.

Анализируя данные таблиц, можно сделать следующие выводы.

Доля высокой (>30 мПа·с) и повышенной (от 10 до 30 мПа·с) вязкости составляет 60,5%. Повышенная вязкость нефти обусловлена большим содержанием асфальтосмолистых и парафиновых углеводородных соединений. Содержание парафина по различным месторождениям изменяется от 1,7 до 5,05 %. Наибольшая вязкость нефти наблюдается на Мишкинском (турнейский ярус) и Гремихинском месторождениях, здесь она превышает 75 мПа·с. Плотность нефти изменяется также в широком диапазоне от 883 (Ижевское месторождение) до 963 кг/м³ (Ша-

Таблица 1.1.

Месторождения Удмуртии с высоковязкой нефтью

№ п/п	Месторождение, площадь	Объект разработки	Плотность, кг/м ³	Динамическая вязкость, мПа·с	Содержание %, масс.			
					Асфальтены	Смолы	Парафины	Сера
1	Киенгопское	яснопол.	915	59,0	4,9	18,3	3,3	3,0
	Рудинский купол	турнейск.	923	78,8	4,5	16,3	5,2	2,8
2	Мишкинское	яснопол.	914	35,4	5,5	17,4	4,8	2,9
		турнейск.	927	75,7	4,8	29,6	5,1	3,3
3	Лиственское	турнейск.	928	33,4	5,4	19,9	2,8	4,5
4	Ельниковское	турнейск.	918	22,9	8,9	16,8	3,0	3,1
5	Кырымасское	турнейск.	912	41,2	7,0	23,0	2,7	2,4
6	Сундурско-Нязинское	яснопол.	919	60,9	3,1	21,3	4,3	3,2
7	В-Красногорское	яснопол.	927	99,7	2,1	14,2	1,7	3,4
8	Мещеряковское	яснопол.	927	54,7	3,9	29,9	3,7	2,6
		турнейск.	947	309,7	5,5	28,0	4,4	2,9
9	Гремихинское	верейск.	915	158,8	3,8	22,0	3,4	3,1
		башкирс.	924	149,8	5,5	17,4	2,3	3,3
		яснопол.	909	100,7	4,2	25,2	2,5	2,6
10	Динтемская	турнейск.	942	339,6	5,5	26,0	4,9	3,3
11	Шарканская	вендский	963	281,5	6,3	24,6	0,7	0,3
12	Чутырская	яснопол.	910	39,2	6,6	21,1	3,8	3,3
		турнейск.	911	33,9	3,5	15,6	4,7	3,0
13	Ижевское	верейск.	883	30,2	4,0	16,3	4,9	2,2
14	Северо-Ижевское	верейск.	889	33,3	3,0	16,6	4,3	2,5
15	Лудошурское	башкирс.	907	26,4	3,9	15,5	4,8	3,0
16	Котовское	яснопол.	890	30,0	5,8	22,4	4,7	2,8
17	Ончугинское	яснопол.	898	40,1	6,8	24,5	3,8	2,6

рканская площадь). Пластовые воды минерализованные, содержание солей в них колеблется от 188 (турнейский ярус Лудошурского месторождения) до 300 мг-экв/л (тульские отложения Киенгопской площади). Большинство залежей высоковязкой нефти характеризуется начальным упруговодонапорным режимом.

Результаты исследований пластовых нефтей в пределах месторождений по исследованным залежам не остаются постоянными. Повыше-

Таблица 2.2.

**Распределение запасов нефти месторождений
ОАО «Удмуртнефть» по вязкости**

Классификация нефтей по вязкости (пластовые условия)	Запасы (извлекаемые категории), в %			
	A	B	C ₁	C ₂
Маловязкие	9,4			7,8
Средней вязкости	30,1			16,4
Повышенной вязкости	41,3			67,8
Высокой вязкости	19,2			8

ние вязкости и плотности нефти наблюдается в направлении от центральной части залежи к ее периферии, а также вблизи водонефтяных контактов. Распределение упомянутых параметров по толщине залежи сверху вниз происходит по такой же закономерности. В обратной зависимости изменяется давление насыщения нефти газом.

Следует отметить, что приведенную характеристику коллекторских свойств нефтенасыщенных толщин и физических свойств флюидов следует воспринимать как усредненную, типичную для большинства разрабатываемых месторождений. В то же время надо иметь в виду, что имеются нефтенасыщенные пласты с аномальновысокими показателями. Так, наиболее высокая проницаемость (до 0,50 мкм²) зафиксирована в продуктивных отложениях турнейского яруса Мишкинского месторождения, высокая вязкость нефти отмечается в черепетском горизонте Мишкинского месторождения (0,375–0,424 Па·с, скв. 184, 1436, 253). Еще большая вязкость нефти определена во вновь вводимых залежах Денте-мовского (яснополянский надгоризонт) и Мещеряковского (турней) месторождений (1,766–4,213 Па·с, скв. 187, 3401, 3402).

Перечисленные выше показатели, характеризующие структуру запасов и коллекторские свойства залежей, а также физико-химические свойства нефти, и принятая система разработки обусловили средние и низкие дебиты скважин на основных разрабатываемых месторождени-

ях. По этой причине весь фонд добывающих скважин относится к насосному способу эксплуатации. Дебит скважин по нефти находится в пределах 2,5–15,5 т/сут.

Для последующей ориентации в основных параметрах физико-химических свойств добываемых нефтей и отнесение 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.

3. Вязкость:

- незначительная – менее 1 мПа·с;
- маловязкие – от 1 до 5 мПа·с;
- повышенная – от 5,1 до 25 мПа·с;
- высоковязкие – более 25 мПа·с.

4. Плотность:

- легкие – до 0,850 г/см³,
- средней плотности – до 0,9 г/см³;
- тяжелые – до 1,0 г/см³;
- битумы – более 1 г/см³.

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.

О редкоземельных элементах 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.

Крупнейшей 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 – 20 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 в том, что на территории Удмуртии нет собственного нефтеперегонного завода, и поэтому продукты переработки нефти (бензин, масла) 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 % пятиокси-

си 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. ТКК 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 ТКК.

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), Чутырская площадь (верей, башкир), Сундурско-Нязинское месторождение (верей, башкир), Нязинская площадь (верей, башкир), Восточно-Красногорское месторождение (верей, башкир), Лозолукско-Зуринское месторождение, Лозолукское поднятие (верей) и Еснейское месторождение (верей).

Ко второй группе относятся: Лудошурское месторождение (верей, башкир), Красногорское (верей, башкир).

На остальных месторождениях гелия не обнаружено.

Гидродинамическая характеристика пластовых вод

Для общего представления о пластовых водах дадим лишь краткую характеристику основных показателей.

Воды верейского комплекса представлены высокоминерализованными рассолами с удельным весом от 1,150 до 1,181 г/см³. Общая минерализация рассола составляет 250–285 мг/л. Среди минеральных

компонентов преобладают ионы хлора и натрия. Содержание сульфат-ионов 288–831 мг/л, аммония 15–190 мг/л. Для верейских вод характерно повышенное содержание йода, обычно равное 12–18 мг/л. Содержание брома изменяется в пределах 436–760 мг/л. Верейские воды почти не содержат сероводорода.

Подземные воды каширо-мячковских отложений характеризуются минерализацией 220–270 г/л, содержание йода 8–15 мг/л, брома 400–800 мг/л, бора 200–400 мг/л, аммония 100–250 мг/л. Значение коэффициента сульфатности изменяется в пределах 0,23–0,56. Плотность воды каширо-гжельского карбонатного комплекса содержит сероводород в достаточно большом количестве: до 272 мг/л.






Подземные воды нижнепермских отложений на территории нефтяных месторождений изучены весьма слабо.

Более полную информацию можно получить из книги В. А. Савельева «Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики», 2003 г.

Перспективы освоения ресурсов нефти слабоизученных толщ Удмуртской Республики

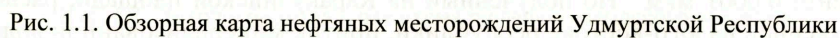
За 50-летний период геолого-разведочных работ на территории республики открыто 108 нефтяных месторождений, из которых 62 введено в эксплуатацию. В разработку вовлечено 79,5 % разведанных запасов нефти. Геологическая изученность территории Удмуртии в целом довольно высокая, а перспективность и вероятность открытия промышленных запасов нефти оценивается высоко – более чем в 2 млрд тонн балансовых запасов (рис. 1.1).

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Месторождения:		Границы нефтегазоносных районов:	
	– разрабатываемые	I ^a	– Глазовский
	– подготовленные	I ^o	– Киенгопско-Верещагинский
	– разведываемые	I ^a	– Ижевский
		I ^r	– Арланский
Структуры:		II ^a	– Кукморский
	– в бурении	II ^o	– Нижнекамский
	– перспективные	III	– Область малоперспективных земель

Цифрами обозначены месторождения:

1 – Лудошурское; 2 – Ошворцевско-Дмитриевское; 3 – Черновское



Регион изучен геолого-геофизическими методами, структурным и глубоким поисково-разведочным бурением крайне неравномерно. Неравномерно изучен и сам разрез, в частности, недостаточно изучены глубокозалегающие горизонты.

Общая освоенность ресурсов нефти Удмуртской Республики составляет около 24 %, степень разведанности 67 %. Почти 10 % всех извлекаемых ресурсов нефти содержится в девонском комплексе, ресурсы нижележащих рифейско-вендских отложений сегодня практически не учтены, хотя потенциал их достаточно высок. Изученность данных толщ характеризуется как низкая и крайне низкая: освоенность едва достигает 10 %, разведанность – около 40 %.

Оценка потенциальных возможностей рифейского, вендского и девонского нефтегазоносных комплексов проведена на основе детального изучения литолого-фациальной обстановки осадконакопления, истории геологического развития территории и нефтеносности региона.

Рифейский потенциально нефтегазоносный комплекс изучен очень слабо. Наиболее полно вскрыт в юго-восточной части Удмуртии, где, по данным геофизических исследований, отмечается максимальное погружение кристаллического фундамента (до 8–10 км). В западном направлении происходит сокращение толщин, вплоть до полного выклинивания (рис. 1.2).

По литологическому составу в рифее выделяются две толщи: в нижней части терригенная-тюрюшевско-арланская и в верхней преимущественно карбонатная-калтасинская.

В результате буровых работ на поиски нефти в отложениях рифея зафиксированы многочисленные нефтепроявления различной интенсивности: от выпотов нефти по керну до небольших притоков дебитом не более единиц $\text{м}^3/\text{сут}$ (см. табл. 1.3). Как правило, нефтепроявления приурочены к верхней части рифейского комплекса, представленной на разных участках ВКВ отложениями калтасинской, а иногда только тюрюшевской свит.

Нефтепроявления отмечались как в зоне контакта с вендскими отложениями, так и на глубинах от 160 до 350–390 м от кровли рифейских пород. Коллекторами чаще являются песчаники, пористость которых достигает 20 %, проницаемость 0,0035–0,042 мкм^2 , а иногда и превышает эти величины. Пористость доломитов колеблется в пределах от 3 до 10 %, проницаемость менее 0,0001 мкм^2 .

Пористость тюрюшевских песчаников на западном борту Верхнекамской впадины изменяется от 2 до 19 %, проницаемость составляет менее 0,0001 мкм^2 . Но полученный на Каракулинской площади, расположенной на юго-востоке республики, приток минерализованной воды

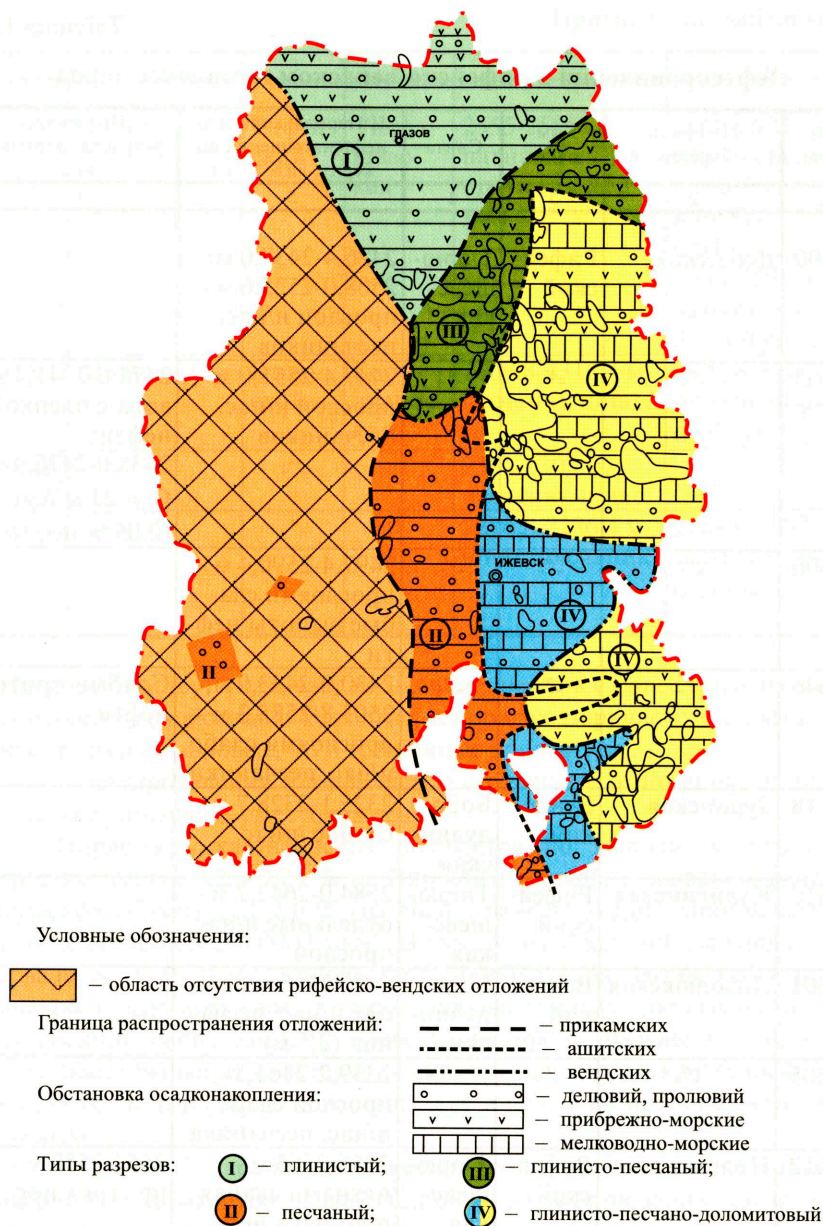


Рис. 1.2. Литолого-фациальная схема рифейско-вендского комплекса

Таблица 1.3

Нефтепроявления в рифейско-вендском комплексе пород

№ скв.	Площадь бурения	Комплекс	Свита	Интервал, характер нефтенасыщения по керну, литология	Интервал, результат испытания
1	2	3	4	5	6
600	Дебесская	Рифейский	Тюрюшевская	2426,4-2437,0 м; 2508,0-2525,6 м - прослой н/нас. песчаников	
605	"-	"-	"-	2447,4-2551,0 м - прослой н/нас. песчаников	2475,6-2441,4 м - вода с пленкой нефти; 2438,0-2476,0 м - $Q_v = 21 \text{ м}^3/\text{сут}$ (0,05 % нефти)
606	"-	"-	"-	2497,4-2590,4 м - прослоями слабые выпоты нефти	
646	"-	"-	"-	2430,0-2433,0 м; 2503,8-2585,3 м - прослоями слабо н/нас. песчаники	Слабый приток нефти
18	Зуринская	Вендский	Бородулинская	2325,1-2328,7 м - слабое н/нас.	
510	Кулигинская	Рифейский	Тюрюшевская	2584,0-2642,7 м - отдельные н/нас. прослои	
501	Лозолюкская	Вендский	Бородулинская	с гл. 2315 м поднят н/нас. песчаник (2,1 м)	
505	"-	"-	"-	2339,2-2364,3 - прослой слабо н/нас. песчаника	
1012	Поломская	Рифейский	Тюрюшевская	2555-2565 м - пятнами слабая пропитка нефтью	2554-2558 м - притока нет

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6
1018	Поломская	Рифей- ский	Тюрю- шевс- кая	2555-2565 м - пятнами слабая пропитка неф- тью	2668-2672 м - приток воды - 3,5 м ³ /сут и нефти - 0,03 м ³ /сут 2586-2591 м - приток нефти - 3,6 м ³ /сут
1060	Шарканская	Венд- ский	Боро- дулинс- кая	2309,8-2318,4 м- песчаник н/нас.	2303,8-2317,4 м- приток нефти - 6 м ³ /сут
1062	"-	"-	"-	2302-2307 м - песчаник н/нас.	
1067	"-	"-	"-	2284,8-2286,4 м- н/нас. песчаник	2284,6-2287,0 м- приток нефти - 0,015 м ³ /сут

дебитом 129 м³/сут указывает на наличие пластов с более высокими коллекторскими свойствами. Вероятно, в породах тюрюшевской свиты развиты не только поровые, но и трещинные коллекторы.

Нефтепроявления в тюрюшевско-арланских отложениях установлены на Кулигинском месторождении.

Пористость калтасинских доломитов по данным исследования керна невысока: 0,23–0,73 % на Вятской площади, в западных районах Пермской области 0,2–2,6 % (на Ножовской площади). Проницаемость доломитов не более 0,0002 мкм². В скв. 20 на Ижевской площади в интервале 3015–3030 м установлены газопроявления. Вероятно, в калтасинской толще могут иметь место породы, обладающие высокими коллекторскими свойствами, но в настоящее время выделение зон, а тем более прослеживание пластов-коллекторов не только в калтасинских отложениях, но и в рифейском комплексе в целом не представляется возможным.

В кровле калтасинских отложений находится зона трещиноватых и кавернозных доломитов – предвендская кора выветривания, которая может служить резервуаром для скоплений углеводородов.

Формирование терригенных толщ рифея происходило преимущественно в окислительной обстановке, не способствующей сохранению

органического вещества. Однако песчаники, обладая хорошими коллекторскими свойствами, могут играть роль коллекторов, аккумулирующих углеводороды, мигрировавшие из нефтепроизводящих толщ более молодого возраста, но залегающих гипсометрически ниже. Потенциально нефтепроизводящими могли быть калтасинские терригенно-карбонатные породы, формирование которых происходило преимущественно в восстановительных условиях, благоприятных для сохранения захороненного органического вещества.

По поверхности калтасинских отложений намечен ряд поднятий с амплитудами от нескольких десятков до первых сотен метров. Поднятия, выделенные по поверхности калтасинских, а в ряде случаев и по подошве вендских отложений, представляют интерес для поисков месторождений нефти в нижней части венда и верхах рифея. В этих отложениях в Пермской области уже выявлены небольшие месторождения нефти.

Наибольший интерес для поисковых работ представляют восточные районы Удмуртской Республики, где расположены такие перспективные структуры, как Северо-Дебесская, Дебесская, Кулигинская, Таныпская, Гальяновская и др.

Вендский нефтегазоносный комплекс развит в Верхнекамской нефтегазоносной области, главным образом в восточной части республики.

Увеличение толщины вендских отложений (V) прослеживается с запада на восток и северо-восток Удмуртии. Вендские породы с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают рифейские отложения или же залегают непосредственно на размытой поверхности кристаллического фундамента. По характеру залегания породы вендского комплекса тяготеют к палеозойскому структурному этажу.

В составе комплекса выделяется лишь бородуллинская свита, представленная переслаиванием аргиллитов, алевролитов и в меньшей степени песчаников.

Наличие в разрезе песчаников и крупнозернистых алевролитов обеспечивает довольно высокие коллекторские свойства вендской толщи. В отложениях бородуллинской свиты выделяются 3 проницаемых пласта: V_{VI} , V_V , V_{IV} .

Пласт V_{VI} выделен почти во всех разрезах, вскрывших бородуллинскую свиту. Наибольшая грубозернистость песчаных пород характерна для северных разрезов. Пористость песчаников изменяется от 1,8 до 10 %, проницаемость менее 0,0001 мкм². Толщина пласта составляет в основном 5–6 м. Покрышкой пласта служит аргиллитовая пачка, толщина которой изменяется от 0 до 30 м.

Пласт V_v , наиболее выдержанный по толщине и более широко развитый по площади, сложен песчаниками с прослоями алевролитов. Пористость пород изменяется от 6,4 % до 15,3 %, проницаемость – от 0,00002 до 0,043 мкм². В северном направлении происходит замещение песчаников глинисто-алевролитовыми породами и ухудшение коллекторских свойств. Толщина пласта не превышает 18 м. Пласт перекрывается глинисто-алевролитовой пачкой толщиной несколько десятков метров.

Пласт V_{IV} представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Толщина пласта изменяется от 0 до 40 м, перекрывается пачкой аргиллитов. На Шарканской площади проницаемая часть представлена в основном песчаниками с единичными прослоями алевролитов. Пористость коллекторов изменяется от 10 % до 19,8 %, проницаемость – от 0,096 до 1,235 мкм². Сравнительно высокие коллекторские свойства проницаемых пластов бородуллинской свиты подтверждаются значительными притоками минерализованных вод, полученными в ряде скважин (до 330 м³/сут).

Повышенное содержание органического вещества и битумоидов позволяет рассматривать вендские глинистые образования как нефтематеринские. Однако все известные нефтепроявления в вендском комплексе связаны с областью развития калтасинских карбонатных пород. В самой вендской толще признаки нефтеносности зафиксированы лишь в нижних пластах. Нефтепроявления различной интенсивности зафиксированы на Дебесской, Зуринской, Кулигинской, Лозолукской, Шарканской и Киенгопской площадях Удмуртии.

На Поломской площади, расположенной вблизи границы распространения калтасинской свиты рифея, установлены нефтепроявления в песчаниках нижней части венда и тюрюшевской свиты рифея. По материалам геофизических исследований скважин (ГИС) имеется несколько нефтенасыщенных пластов, которые были опробованы. В результате был получен приток высоковязкой нефти дебитом 0,03 м³/сут и 3,5 м³/сут воды при депрессии 2,6 МПа. Из верхнего интервала получен приток вязкой нефти дебитом 3,6 м³/сут при депрессии 13 МПа.

На Шарканской площади в пласте V_v вендского комплекса установлены нефтенасыщенные пласты по керну и материалам ГИС.

Продуктивный пласт сложен переслаиванием мелкозернистых полимиктовых песчаников с песчанистыми и глинистыми алевролитами. В разрезах скважин эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,6 до 11,0 м. При опробовании был получен приток нефти дебитом 6 м³/сут. Средняя пористость коллекторов – 17 %, проницаемость – 4 мкм².

По типу залежь нефти относится к пластово-сводовой с литологическим ограничением. По данным сейсморазведки, предполагается наличие тектонического нарушения. Размеры залежи составляют 5,4×1,5 км, высота 15,7 м. Нефть из вендских отложений тяжелая (963 кг/м^3), плотная, вязкая (при 20°C – $12036 \text{ мм}^2/\text{с}$), малосернистая (0,28 %); содержание асфальтенов – 6,3 %, смол силикагелевых – 24,57 %, парафина – 0,67 %.

На территории Удмуртии нефтепроявления обнаружены практически во всех 3 пластах вендских отложений.

Для многочисленных нефтепроявлений в отложениях вендского комплекса примерно такой же интенсивности, как и в породах рифея, характерно следующее:

а) практически все нефтепроявления зафиксированы в пределах ореола распространения рифейских отложений;

б) большинство из них, в том числе и притоки нефти до единиц $\text{м}^3/\text{сут}$, приурочено к подошве отложений вендского комплекса или находится вблизи нее;

в) общность физико-химических свойств вендской нефти с рифейской;

г) наиболее интенсивные нефтепроявления в вендских отложениях на территории Удмуртии приурочены к ее северо-восточной части.

В целом большинство нефтепроявлений в рифейско-вендских толщах приурочено к краевым частям ВКВ, как правило там, где рифейский комплекс перекрыт вендскими отложениями. Это обстоятельство может косвенно свидетельствовать о больших возможностях в отношении нефтеносности менее изученных внутренних частей впадины при условии наличия благоприятной структурной и литологической обстановок (ловушки, покрышки и др.).

К настоящему времени наиболее перспективными на данной стадии изученности могут считаться восточные зоны Ижевского и Киенгопско-Верещагинского нефтегазоносных районов.

Эйфельско-нижнефранский терригенный нефтегазоносный комплекс имеет повсеместное развитие. Литологически представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями доломитов и известняков. Мощность комплекса изменяется от единиц м в наиболее приподнятой части Северо-Татарского свода (СТС) до 120 м в Верхнекамской впадине. Региональной покрышкой комплекса является пачка глинисто-карбонатных пород кыновского и низа саргаевского горизонтов. Толщина покрышки изменяется по площади от 5 до 35 м. Внутри комплекса локальными покрышками являются пачки аргиллитов.

В комплексе прослеживаются шесть проницаемых песчано-алевролитовых и песчаных пластов. Суммарная толщина алевролитово-песчаных

пород изменяется от 0 до 90 м. Пористость коллекторов составляет 12–20 %, проницаемость 0,01 – 0,135 мкм².

Промышленная нефтеносность связана с пластами D_1 и D_0 , залегающими в кровельной части толщи. Продуктивные пласты литологически неоднородны, толщины песчано-алевролитовых пород в пластах изменяются от 0 до 6 м. В терригенных породах девона промышленные скопления нефти выявлены на 15 месторождениях (см. табл. 1.4).

Структуры, к которым приурочены залежи нефти, обычно вытянутой формы и, как правило, являются осложнениями приразломных валов, повторяя простираание последних.

Отмечается определенная закономерность в расположении нефтеносных структур: большая их часть находится на СТС и в зоне сочленения СТС и ВКВ, располагаясь в бортовых частях свода и впадины.

По последним данным, широко развиты тектонические подвижки на Коробовской, Областовской, Южно-Люкской, Есене́йской и др. площадях. Это свидетельствует о значительной роли дизъюнктивного фактора в формировании залежей нефти.

По данным исследований, ранее считавшаяся единой структура оказалась разбитой на несколько поднятий, ограниченных на западе грабеном и осложненных малоамплитудными нарушениями. Аналогичная картина наблюдается на Люкском, Есене́йском и других месторождениях.

Другой областью развития нефтеносных структур является центральная часть Удмуртии, где расположены Ижевское, Есене́йское, Чубойское, Азинское, Тукмачевское и Николаевское месторождения.

В северной половине Удмуртии имеются большие по площади структуры девонских отложений. Здесь же отмечаются увеличенные по сравнению с более южными районами толщины пластов D_0 , D_1 . Однако залежи нефти в них отсутствуют, за исключением Чубойской. Одна из основных причин такого явления – это отсутствие надежных покрышек.

Основными нефтеперспективными объектами являются песчано-алевролитовые пласты D_1 в пашийском и D_0 в кыновском горизонтах нижнефранского подъяруса, с которыми связано большинство залежей в терригенном девоне. На некоторых участках территории пласты сливаются, образуя единый гидродинамически связанный резервуар. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта составляет 5–15 м, редко превышая эти значения. Пористость коллекторов изменяется от 15–28 %, проницаемость от долей единицы до 2,617 мкм².

Таблица 1.4

**Нефтеносность эйфельско-нижнефранского терригенного
комплекса пород**

Тектонический элемент	Структура, месторождение, № скв.	Франский ярус		Живетский ярус	
		Кынов- ский горизонт	Паший- ский горизонт	Старооскольский горизонт	
				муллинские слои	ардатов- ские слои
Северо- Татарский свод	Граховское	V	#	о	V
	Пионерское	V			
	Коробовское	#			
	Кияйская, 701	#			
	Южно-Люкское	#	~		
	Областовское	#	V		
	Нылгинская, 703	#			
	Солинская, 237			о	
	Архангельская		#		
	Покровское	#			
	Кокарская	V		~	
	Можгинская, 4	V			
	Решетниковское	#		V	
	Тимеевское	#			
	Котловская, 958	V			
Верхне- камская впадина	Скалгурская, 479	о			
	Зурина, 501	V			
	Новоглазовская, 508	V		V	
	Есенийское	#	~		
	Сушинская, 330	V			
	Южно-Киенгопское	V			
	Июльская, 292	V			
	Ижевское	#	V		
	Нарядовская	V			
	Николаевское	#			
	Чубойское		#		#
	Як. Бодьинское, 776	о			
	Сарапульская, 20	V			
	Орешниковская, 457	V			
	Кырымасское, 4		V		
	Кырымасское, 7	V			
	Вятское, 4		V		
	Тукмачевское	#			
	Азинское	#			
	Быковское	#			

Примечание:

– нефтяная залежь
о – нефть с водой

V – нефтепроявления по керну
~ – вода с пленкой нефти

Из пласта D_1 промышленные притоки нефти ($0,2-25 \text{ м}^3/\text{сут}$) получены в скважинах, пробуренных на Чубойском, Архангельском, Покровском и Граховском месторождениях.

В вышезалегающем кыновском горизонте промышленно нефтеносным является песчано-алевролитовый пласт D_0 . Отложения кыновского горизонта отличаются от нижележащих резкой изменчивостью литологического состава и толщины по площади. Кыновские породы встречаются практически повсеместно, за исключением небольших участков на западе республики, площадь же развития алевролитопесчаных пород (пласт D_0) значительно меньше. Границы их развития имеют извилистые заливообразные очертания.

На большей части территории песчаники и алевролиты имеют низкие коллекторские свойства. Высокоёмкие коллектора распространены лишь на отдельных участках в северо-восточной части республики, где пласт имеет наибольшую толщину.

Южная, перспективная в нефтепоисковом отношении, часть республики характеризуется широким развитием зон с весьма низкоёмкими коллекторами и их отсутствием. Максимальные значения пористости пласта для Северо-Татарского свода по отдельным скважинам Решетниковской и Карсавайской площадей составляют 27,6 и 26,3 %, проницаемость 0,736 и 2,360 мкм².

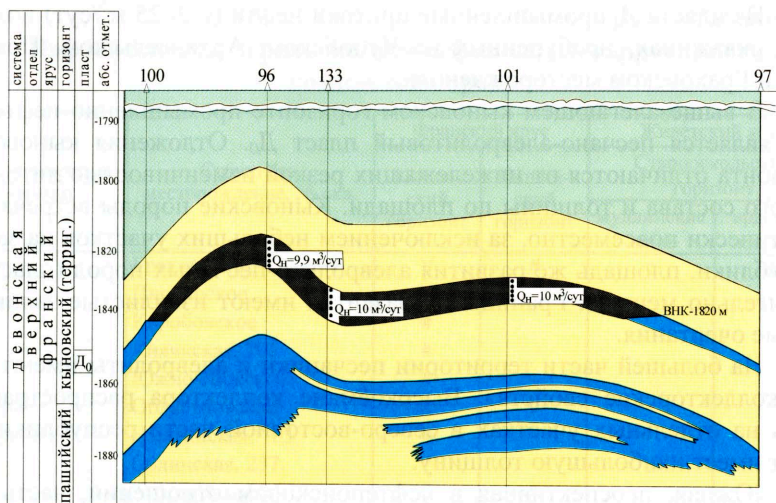
Большой интерес представляет недавно открытое Азинское месторождение. При постановке поисково-разведочных работ перспективы нефтегазоносности района связывались с отложениями терригенного девона и рифейско-вендского комплекса.

В связи с этим в купольной части рифейской структуры на Азинском блоке была пробурена поисковая скв. 133 глубиной 2200 м, вскрывшая рифейские породы. Девонские отложения на этом участке также залегают в благоприятных структурных условиях (рис. 1.3).

По данным бурения выяснилось, что вскрытые породы рифейского комплекса сложены аргиллитами и слабопроницаемыми, без признаков нефти, доломитами. Однако в кыновском горизонте пласт D_0 , по данным керны и ГИС, представлен нефтеносными песчаниками и алевролитами. В результате испытания скважины из пласта получен приток безводной нефти дебитом $9,9 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В связи с этим было принято решение продолжить поисково-разведочное бурение с целью поисков залежей нефти в отложениях терригенного девона в пределах выделенных сейсморазведкой структур. На Азинском блоке пробурено 5 скважин.

По данным бурения и геофизических исследований, пласт D_0 имеет очень сложное геологическое строение, обусловленное резкой сменой



Условные обозначения:

- | | |
|--|---|
| нефтенасыщенные пласты | карбонатные породы |
| водонасыщенные пласты | терригенные породы |

Рис. 1.3. Азинское месторождение. Геологический профиль

литологического состава на коротких расстояниях как по разрезу, так и по простиранию – замещением проницаемых отложений плотными и наоборот.

На некоторых участках в пласте прослеживаются хорошо проницаемые песчаные пропластки, а местами лишь слабопроницаемые или полностью уплотненные породы.

Следует отметить, что проницаемые части пласта неоднозначны по своим коллекторским свойствам также и по разрезу: к кровельной части улучшаются, в подошвенной – ухудшаются.

Залежь нефти пласта Д₀ на Есенеиском месторождении приурочена к одноименному локальному поднятию, выделенному по данным сейсморазведки. Размеры его по отражающему горизонту III составляют $10 \times 5,8$ км, амплитуда 30 м. Продуктивный пласт сложен мелкозернистыми песчаными и алевроитовыми породами, прослоями заглинизированными, толщина его по площади изменяется от 2,4 до 4,4 м, в среднем составляя около 3 м. Пласт обладает относительно низкими коллекторскими свойствами: средняя пористость по площади 15 %. Однако на отдельных участках пласт имеет достаточно высокие коллекторские свойства, где пористость достигает величины 20–22 %. При испытании пласта дебиты скважин колебались от 3,3 до $35,4 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На период подсчета запасов предполагалось, что выявленная залежь в пласте D_0 приурочена к антиклинальной структуре. Однако в процессе эксплуатационного бурения выяснилось, что залежь нарушена тектоническими подвижками. На основе данных глубокого бурения и дополнительно проведенной детализационной сейсморазведки было установлено наличие дизъюнктивного нарушения, проходящего через всю залежь по направлению с юго-востока на северо-запад. Восточная половина залежи оказалась на приподнятом блоке, в результате чего ВНК здесь на 11 м выше, чем на западном. По данным бурения на восточном блоке зафиксирован нефтеносный пласт лишь в самой приподнятой части структуры.

При оценке перспектив нефтегазоносности слабо изученных отложений, залегающих на больших глубинах и требующих больших специальных целенаправленных затрат на проведение поисковых работ, важна предельная объективность в рассмотрении не только позитивных, но и негативных факторов.

Позитивным при изучении рифейско-вендских отложений следует считать то, что они составляют около $4/5$ толщины всего осадочного комплекса рассматриваемого района и занимают огромное пространство, что в разрезе их широко развиты традиционные коллекторы-песчаники, что они перекрываются мощными толщами аргиллитов и глинисто-карбонатных пород, которые также традиционно принято считать надежными покрывками. Геофизическими исследованиями по различным маркирующим поверхностям выявлено большое количество зональных и локальных структур, которые могли бы контролировать залежи.

К числу негативных факторов следует прежде всего отнести то, что значительная часть рифея представлена пестроцветными образованиями, практически лишенными органического вещества, что данных о поступлении в осадочную толщу углеводородов глубинного происхождения нет, а наиболее интенсивные нефтепроявления отмечаются в районах развития первично-битуминозных свит, которые по плотности органического вещества и эмиграционных битумоидов относятся к нефтематеринским свитам преимущественно низкой продуктивности. По этой причине к оценке перспектив нефтегазоносности рифейских и вендских отложений следует подходить с учетом основного фактора, развития первично-битуминозных свит, определяющих наличие углеводородных флюидов в осадочной толще.

Другими негативными факторами являются: блоковое строение рифейско-вендских отложений, проникновение равнонаправленных разломов в осадочную толщу, проявление магматизма уже на ранней стадии литификации, предшествующей главной фазе нефтеобразования, развитие

преимущественно малоёмких слабопроницаемых коллекторов, претерпевших глубокие изменения, и ограничение в связи с этим возможности аккумуляции углеводородов за счет латеральной миграции с большой нефтесборной площади. Важным обстоятельством является отсутствие надежных нефте- и водоупоров. Это нашло отражение в том, что рифейско-вендские отложения составляют единую гидродинамическую систему с терригенной толщей девона.

Тем не менее проведенные весьма ориентировочно подсчеты нефтегенерационного потенциала выделенных нефтегазопроизводящих свит в верхней, наиболее изученной бурением, части рифея и в венде не исключают возможности формирования залежей в этих отложениях.

Рифейский комплекс пород является потенциально перспективным на поиски скоплений углеводородов в отдельных районах Удмуртии. По данным сейсморазведочных работ, в этом комплексе имеют место значительные по размерам локальные поднятия, напоминающие структуры облегания в палеозойских отложениях. Указанное выше, а также наличие битумо- и нефтепроявлений на многих площадях, небольшие притоки, благоприятные гидрогеологические условия позволяют считать рифейский комплекс нефтеперспективным и ставить вопрос о постановке региональных и детальных поисковых работ на нефть, начиная соответственно с востока и юга от Удмуртской и Обвинской систем глубинных разломов, где можно ожидать выявления стратиграфических и литологически-экранированных ловушек, а также приразломных структур антиклинального типа.

Вендский комплекс пород также представляется потенциально нефтеперспективным. Несмотря на слабую изученность территории в целом, на ряде площадей из вендских отложений получены притоки нефти (Шарканская) или зафиксированы в их разрезах нефтепроявления различной интенсивности. Благоприятна для сохранения залежей нефти в комплексе и гидрогеологическая обстановка.

Наиболее перспективными на поиски нефтяных залежей в вендских отложениях на территории Удмуртии являются восточные части Киенгопско-Верещагинского и Ижевского нефтегазоносных районов.

Палеогеографические и палеогеоморфологические условия формирования кыновско-живетской толщи обусловили закономерный характер распространения песчаных пластов, знание которого в совокупности с анализом геохимических особенностей пород и распределения нефтеносности по площади и разрезу позволяет наметить зоны наиболее вероятного развития нефтяных залежей, контролируемых ловушками неантиклинального типа или тектоническими структурами, но с существенным влиянием на распределение нефти литологического фактора.

На территории Удмуртии воробьевские слои имеют локальное развитие, пласт D_{IV} выделяется в основном без достаточного обоснования, нефтепроявлений в них не обнаружено, поэтому перспективы поисков нефтяных залежей с этими отложениями не связываются.

Пласт D_{III} , являющийся базальным пластом ардатовских слоев, отчетливо выделяется на большей площади распространения ардатовских отложений, не выражен он на крайнем западе и юго-востоке. На северо-востоке Удмуртии ардатовские слои сложены в основном песчаниками, пласт D_{III} сливается с муллинскими песчаниками, граница между ними весьма условна. Толщина пласта D_{III} обычно колеблется от 5 до 10, реже 15 м. Наблюдаются зоны резко увеличенной толщины ардатовских песчаников до 20–25 м. Значение этих зон с точки зрения нефтеносности может быть различным. Наибольший интерес представляют наметившиеся в пределах Нижнекамской зоны линейных дислокаций вытянутые узкие участки возможного развития микрограбенов. При наличии глинистой покрышки, которая лучше выражена в южных районах, в ардатовских песчаниках могут быть обнаружены небольшие нефтяные залежи. Правда, грабенообразные прогибы служат не столько экранами при миграции нефти, сколько являются благоприятным фактором образования приподнятых валообразных зон вдоль их бортов. Таким образом, залежи, связанные с девонскими грабенами, по типу будут пластовыми сводовыми или структурно-литологическими. Поисковый интерес пласт D_{III} может представлять также на западе, на склоне Татарского свода, в зоне регионального фациального замещения. В центральных и восточных районах ардатовские отложения малоперспективны, поскольку глинистая покрышка не выдержана и вряд ли может обеспечить сохранность нефтяных залежей.

Пласт D_{II} муллинских слоев развит достаточно широко. За пределами зоны слияния пластов D_{II} и D_{III} выделяются три крупных района, различающихся строением муллинских слоев. В восточной части Удмуртии D_{II} представлен одним, иногда двумя пластами песчаников. В центральной части республики наблюдается чередование субмеридиональных полос увеличенных и малых толщин пласта. В западном направлении толщина его уменьшается. Наиболее перспективными районами на поиски залежей нефти являются площади к западу от линии выклинивания пашийских отложений, где муллинский пласт залегает непосредственно под региональной кыновской покрышкой. Здесь могут быть встречены ловушки, связанные с барами, береговыми валами, а также с аллювиально-дельтовыми отложениями. Интерес к этим районам повышается также в связи с тем, что названные морфогенетические

типы отложений развиты в зоне регионального выклинивания старооскольского горизонта.

Пласт D_1 пашийского горизонта на территории Удмуртии распространен достаточно широко.

Северные и северо-восточные районы Удмуртии, несмотря на развитие пласта D_1 , малоперспективны на поиски залежей прежде всего из-за удаленности от основной генерирующей нефть зоны, расположенной на юго-западе республики, а также ввиду отсутствия надежной глинистой покрывки над пластом D_1 .

Перспективы нефтеносности пашийских отложений связываются с районами Верхнекамской впадины и прилегающего склона Татарского свода южнее Мишкинско-Красногорской зоны. Развитые на этой территории участки повышенной песчанистости и увеличенной толщины пласта D_1 перспективны главным образом на поиски структурных (пластово-сводовых) залежей. Разделяющие их зоны, характеризующиеся меньшей толщиной и выдержанностью пласта D_1 по площади, а также большей его расчлененностью, могут представлять интерес и на поиски структурно-литологических залежей. Полоса, расположенная к западу от барьерного бара и представляющая собой зону регионального выклинивания пашийских отложений, интересна на поиски как структурно-литологических, так и литологических клиновидных залежей, особенно на участках наиболее резкого уменьшения толщины и увеличения песчанистости.

Кыновский пласт D_0 характеризуется невыдержанностью литологического состава и толщины. Нередко наблюдается его отсутствие в сводовых частях структур. Толщина песчаников на большей части территории составляет единицы метров. На этом фоне выделяется несколько районов с увеличенной (до 17–18 м) толщиной песчаников и горизонта в целом. Учитывая положение пласта D_0 в разрезе комплекса, характер его строения (расчлененность и невыдержанность), а также строение и типы залежей, известных в настоящее время, следует заключить, что перспективы обнаружения структурно-литологических и литологических залежей нефти в кыновском горизонте наиболее высоки; тем не менее значение различных литолого-фациальных зон в процессе поисков неодинаково. Наибольший поисковый интерес представляют южные и центральные районы Удмуртии. Зоны увеличенных и сокращенных толщин песчаников в пашийских отложениях, имеющие юго-восточное простирание, в кыновских выделяются более отчетливо. В пределах зон сокращенных толщин песчаников, отвечающих обычно валам, отмечаются локальные участки отсутствия пласта D_0 . На поднятиях, осложняющих валы, могут быть обнаружены структурно-литологические залежи, а вблизи границ выклиниваний пласта D_0 не исключено наличие литологических залежей. Большая роль литологических экранов при

формировании нефтяных залежей кыновского горизонта отчетливо видна по приуроченности нефтепроявлений и промышленных скоплений к площадям, непосредственно примыкающим к локальным зонам отсутствия песчаников.

Следующим объектом для проведения поисковых работ на неантиклинальные залежи является зона регионального выклинивания песчаников кыновского горизонта на восточном склоне Татарского свода, где могут быть обнаружены ловушки, связанные с аллювиально-дельтовыми отложениями, а несколько восточнее – с образованиями типа баров, кос, береговых валов.

Таким образом, наибольший поисковый интерес представляет кыновский горизонт, перспективный как в Верхнекамской впадине, так и на Татарском своде. Перспективы пашийского горизонта связываются в основном с районами Татарского свода, где выявлены мощные песчаные тела, представляющие прибрежные бары, а также зоны выклинивания песчаных пластов. Старооскольский горизонт по сложившимся представлениям перспективен только на юго-западе, в зоне выклинивания его, где отсутствуют более молодые песчаные пласты.

Детальное изучение литолого-фациальных обстановок осадконакопления, особенностей палеотектонического развития, закономерностей распространения коллекторов и надежности литологических и тектонических экранов позволило сделать ряд принципиальных выводов:

1. Распространение высокоёмких коллекторов в продуктивных пластах кыновского и пашийского горизонтов контролируется увеличенными толщинами всего эйфельско-нижнефранского комплекса.

2. Залежи нефти приурочены к пониженным бортам грабенообразных прогибов и барообразным ловушкам.

3. Разломная тектоника нижезалегающих комплексов пород фундамента и рифей-венда предопределила развитие тектонических экранов.

Данные положения ориентируют на необходимость внедрения специальных подходов при интерпретации материалов сейсморазведки, а именно проводить детальные сейсмопалеопреобразования временных разрезов и трассировать развитие микрограбенов.

Рифейско-вендский комплекс и его нефтеносный потенциал связаны с развитием песчаных пластов в вендских отложениях. Сегодня на примере опытных участков удалось получить надежное отражение от продуктивного пласта в результате усложненной машинной обработки материалов МОГТ и в расчете геолого-математических моделей по материалам ГИС.

Продолжение тематических и разведочных работ в пределах Верхнекамской впадины позволит детально изучить структурный план потенциально-продуктивного пласта в комплексе с выделением тектонических блоков и экранов, определяющих его площадное развитие.

Таким образом, ориентация геолого-разведочных работ должна осуществляться на продуктивные комплексы девона и вендо-риффея на основе новых представлений об их строении и закономерностей нефтеносности, что позволит вовлечь их немалые ресурсы в активное освоение.

Обобщая итоги изучения геологического строения месторождений Удмуртии, следует отметить, что структура запасов месторождений не отличается хорошими показателями, что обусловило необходимость уже на первом этапе их разработки прибегнуть к совершенствованию существующих методов извлечения нефти, а в последующем – к разработке новых и эффективных технологий интенсификации добычи нефти и в конечном итоге к повышению нефтеотдачи пласта.

К особенностям, осложняющим разработку месторождений, следует отнести:

- Сложное геологическое строение, пласты-коллекторы характеризуются низкой проницаемостью ($0,05\text{--}0,1\text{ мкм}^2$) и относительно малой пористостью (8–16 %). Объекты разработки нефтяных месторождений многопластовые с высокой послойной и зональной неоднородностью представлены чередованием в основном маломощных низкопроницаемых пропластков.
- Продуктивные пласты-коллекторы порового и порово-трещиноватого типа, около 78 % запасов нефти приурочены к карбонатным коллекторам. Глубина залегания продуктивных пластов 800–2300 метров, нефтенасыщенные толщины пластов незначительные (1,0–10 м). Большинство нефтяных объектов имеют газовые шапки и обширные водонефтяные зоны, что в условиях трещиноватых коллекторов, насыщенных вязкой и высоковязкой нефтью, усложняет разработку таких объектов.
- Для подавляющего большинства месторождений характерна высокая геолого-литологическая расчлененность пластов (см. рис. 1, 2, 3). Нефти тяжелые, сернистые (до 3,2 %), с большим содержанием смол (до 45 %) и парафина (6 %), повышенной и высокой вязкости (более 10 мПа·с). Для месторождений характерна низкая газонасыщенность нефтей от 5 до 20 м³/т, что исключает фонтанный способ эксплуатации. Давление насыщения нефти газом высокое и близкое к начальному пластовому давлению (7,0 – 11,5 МПа).

Осредненные показатели геолого-физической характеристики основных сложнопостроенных месторождений нефти высокой и повышенной вязкости представлены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

**Обобщенная геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов
основных сложнопостроенных месторождений Удмуртии**

Наименование параметра	Един. изм.	Мишкское месторождение турнеиский ярус черепетский горизонт	Лиственское месторождение верей-башкирские отложения	Гремихинское месторождение башкирский ярус	Северо-Ижевское месторождение верейский горизонт
1. Средняя глубина залегания	м	1530	1150	1147	1050
2. Тип коллектора		карбонатный	карбонатный	карбонатный порово-трещинный	карбонатный
3. Средняя общая толщина	м	17,2	11,7	46	4,5
4. Средняя нефтенасыщенная толщина	м	12	7,0	24,4	3
5. Пористость	%	16	16	19	19
6. Средняя нефтенасыщенность	%	88	73	78,6	80
7. Проницаемость	мкм ²	0,235	0,075	0,105	0,192
8. Пластовая температура	°С	30	24	28	25
9. Начальное пластовое давление	МПа	16,12	11,5	12,5	11,2
10. Давление насыщения	МПа	9,1	4,3	5,04	5,2
11. Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа·с	75,0	32,8	150,0	33
12. Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,914	0,892	0,907	0,893
13. Газосодержание в нефти	м ³ /т	6,4	10,2	5,2	16,3
14. Содержание в нефти по весу					
– серы	%	3,34	2,6	3,18	2,2
– парафина	%	5,05	5,77	3,11	4,9
– асфальтенов	%	4,78	6,22	5,83	4,0
– смол	%	20,61	16,17	16,8	16,3

Краткая характеристика месторождений Удмуртии

Для наибольшей наглядности одного из параметров, характеризующих высокую расчлененность и сложность строения геологической структуры месторождений Удмуртии, ниже приведем геологические строения разрезов основных месторождений.

Открыто – 108 нефтяных месторождений.

Введено в разработку – 62 месторождения.

Вовлечено в разработку 79,5 % разведанных запасов.

Геологическая изученность территории Удмуртии – 66 %.

78 % запасов нефти разрабатываемых месторождений приурочены к карбонатным коллекторам, 22 % – к терригенным;

Более 70 % общих запасов нефти в Удмуртии относится к категории трудноизвлекаемых с нефтями повышенной (от 10 – до 30 мПа·с) и высокой вязкости (более 30 мПа·с) в сложнопостроенных коллекторах.

В первоначальных проектных документах не были учтены особенности механизма извлечения вязкой нефти из сложнопостроенных карбонатных коллекторов. Из-за применения в основополагающих расчетах упрощенных гидродинамических моделей оказались существенно завышенными проектные технологические показатели и особенно значения достигаемого коэффициента нефтеизвлечения.

Завышенные оптимистические прогнозы добычи нефти создали большие сложности в развитии нефтедобывающей промышленности Удмуртии. Они неблагоприятно отразились на экономической оценке региона, привели к необходимости пересмотра прогнозов, составления уточненных проектных документов.

В этой связи требовалось находить решения по более эффективной разработке сложнопостроенных месторождений с вязкими нефтями. Для решения этой задачи промысловым работникам «Удмуртнефти» совместно с учеными отраслевых научно-исследовательских институтов пришлось приложить максимум усилий.

Были расширены геологические исследования с применением современных геофизических методов, гидродинамических исследований скважин и пластов, определение динамики пластового давления, гидропрослушивания и др.

Дополнительно была проведена детальная корреляция разрезов (по геофизическим методам, исследованиям кернов и др.).

Комплексные геологические исследования позволили выявить характер неоднородности и трещиноватости карбонатных поровых коллекторов основных месторождений.

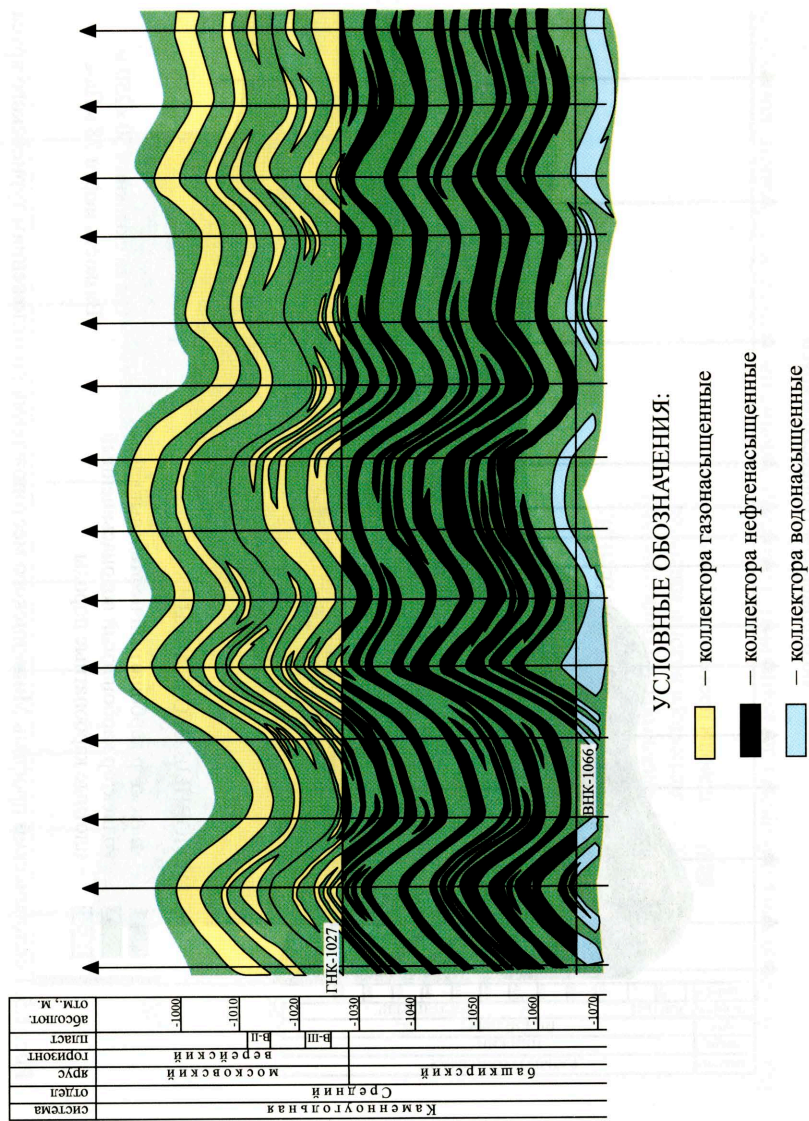


Рис. 1.4. Геолого-литологический профиль Чутырско-Киевского месторождения

МИШКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ Геологический профиль по отложениям турнейского яруса

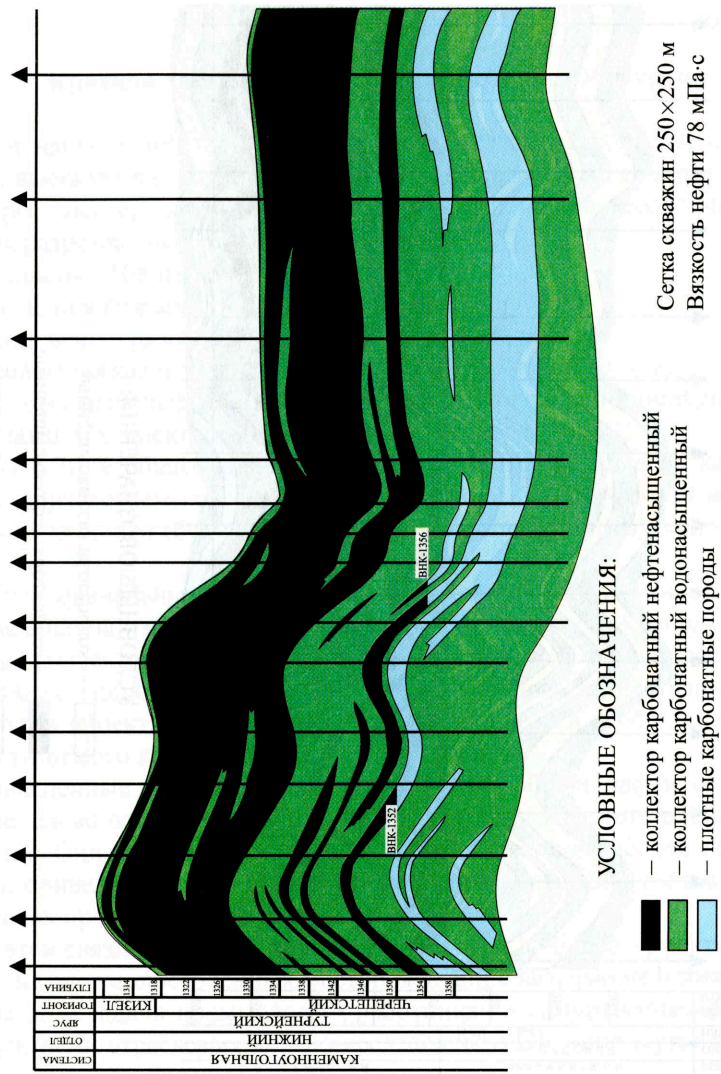


Рис. 1.5. Геологический профиль Мишкинского месторождения по отложениям турнейского яруса

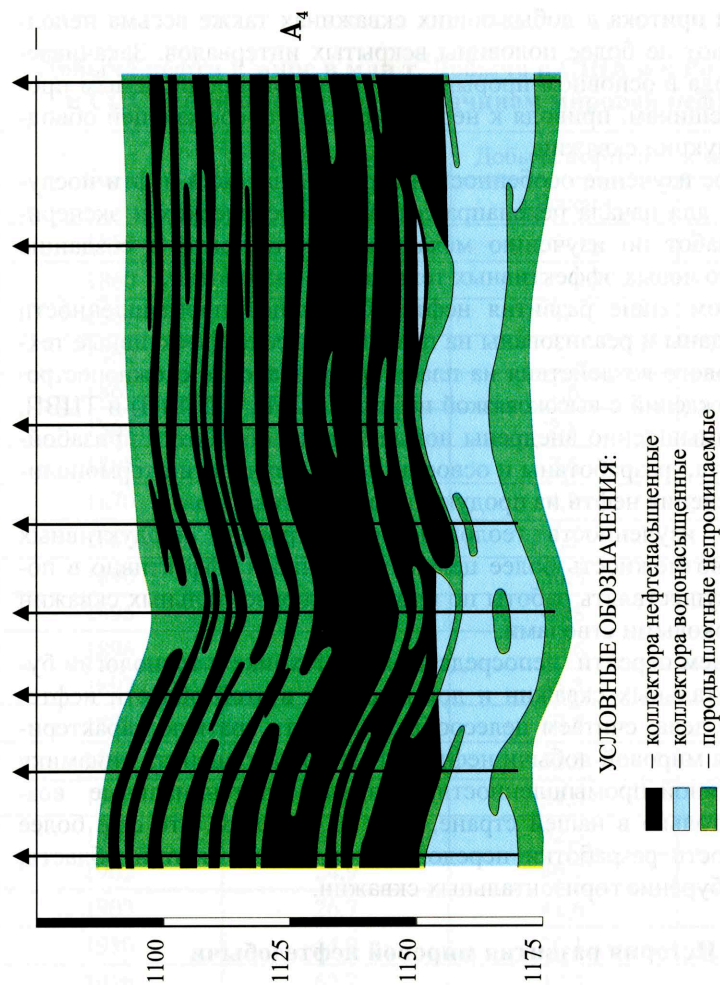


Рис.1.6. Геологический профиль Греминского месторождения по отложениям башкирского яруса

Профили притока в добывающих скважинах также весьма неполны и составляют не более половины вскрытых интервалов. Закачиваемая в пласт вода в основном прорывается по высокопроницаемым пропласткам и трещинам, приводя к нерегулируемой опережающей обводненности продукции скважин.

Детальное изучение особенностей строения залежей нефти послужило основой для начала целенаправленных теоретических и экспериментальных работ по изучению механизма нефтеотдачи и созданию принципиально новых эффективных технологий разработки.

На данном этапе развития нефтедобывающей промышленности Удмуртии созданы и реализованы на практике высокоэффективные технологии теплового воздействия на пласт при разработке сложнопостроенных месторождений с высоковязкой нефтью: ИДТВ, ИДТВ(П) и ТЦВП, созданы и промышленно внедрены новые методы обработки призабойной зоны пласта, разработаны и освоены новые технологии термополимерного вытеснения нефти из продуктивных пластов и др.

Хорошая изученность геологического строения продуктивных пластов дала возможность более целенаправленно и эффективно в последующем осуществлять работы по проводке горизонтальных скважин и скважин с боковыми стволами.

Прежде чем перейти непосредственно к технике и технологии бурения горизонтальных скважин и достижениям в этой области нефтепромыслового дела, считаем целесообразным дать краткую характеристику развития мировой добычи нефти. Это позволит оценить динамику развития нефтяной промышленности, а также её потенциальные возможности не только в нашей стране, но и за рубежом, что еще более оттенит важность разработки передовых технологий в этой области, в том числе и бурение горизонтальных скважин.

История развития мировой нефтедобычи

Воспроизведение ежегодных статистических сведений за прошедшие почти полтора столетия было бы очень громоздким, поэтому ограничимся сообщением только выборочных статистических данных. Обоснование выбранных годов, по которым приводятся сведения в таблице 6, станет понятным при анализе этой таблицы. Данные таблицы 6, как и текстовой материал, приведены по результатам исследований профессора В. Н. Щелкачева и лаборатории по изучению и обобщению зарубежного опыта нефтедобычи в институте нефти и газа им. академика И.М.Губкина. Считаем, что эта информация привлечет внимание не только работников нефтедобывающей промышленности.

Таблица 1.6

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	50,5	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

Продолжение таблицы 1.6

Годы	Добыча нефти в мире в млн т	Добыча нефти в % к мировой добыче	
		в России	в США
1931	188	11,9	59,4
1937	279	10,2	61,8
1938	272	11,1	60,2
1939	286	10,6	59,6
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

В таблице 1.6 приводятся сведения о мировой нефтедобыче в сопоставлении с данными по двум странам: США и России. 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 конце XIX века, на короткий срок 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 опускалась по уров-

ням добычи нефти на третье место в мире. 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.

Используя зарубежные статистические справочники о *мировой* добыче нефти, принималось, что 1 т нефти соответствует объему, равному 7,3 барреля. В 1975 г. Россия вышла на первое место по уровням добычи всех жидких углеводородов (ЖУВ). Это первенство она удерживала 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 и почему выборочно подбирались именно эти годы.

В таблице 6 величины мировой добычи нефти приведены в тоннах, а добыча нефти в России и в США, также подсчитанная в тоннах, приводится только в процентах по отношению к мировой добыче нефти.

Проанализируем таблицу 6. В таблице все величины выражены с помощью не более трех значащих 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, 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 годовая добыча нефти в России в 1859–1862 гг. составляла 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. 6 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. 1.6 последующие годы, видно, 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 Спиндлтоп с фонтанирующими скважинами. Множество предпринимателей, работавших на этом месторождении, быстро его разбурили, что и вызвало рост добычи нефти в США, вновь занявших с 1902 г. первое место в мире по уровням добычи нефти.

По табл. 6 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. 1.6 за непрерывно возрастающим с середины 60-х годов уровнем 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 десятилетий 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. 6, 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 возросла 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 возросла 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. 6, 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 превосходила 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. 6. 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 четырехлетнее падение мировой нефтедобычи, то можно разделить развитие мировой нефтедобычи на 2 периода: первый – с самого начала (с 1859 г.) до 1970 г.; второй – с 1970 г.

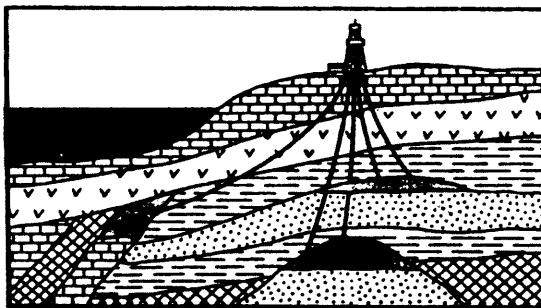
*Прогнозы в 70-х годах XX века дальнейшего развития
мировой нефтедобычи*

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 нефти (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 начале XXI века мировая добыча нефти может достигнуть своего абсолютного максимума. Эти прогнозы не лишены оснований, для их реализации, наряду с конъюнктурными, политическими и другими вопросами, требуется разработка совершенно новых технологий бурения скважин, одной из которых является бурение горизонтальных скважин.

Бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

1. Динамика развития и применения горизонтального бурения

Толчком к развитию горизонтального бурения явились наклонно-направленные скважины, а также кустовое бурение, суть которых заключалась в возможности добывать нефть в труднодоступных местностях или вести разработку месторождений под застроенными участками, над залежами нефти или газа, занятыми заповедниками, озерами, при разработке месторождений в определенных климатических условиях (например, в зимний период или весной во время распутицы), на территориях с сильно пересеченным рельефом местности или в пределах акваторий и др.



Более широкий круг возможностей и задач отводится бурению горизонтальных скважин, основой которых является более полное извлечение полезных ископаемых из продуктивных недр.

Как известно, при добыче нефти и газа традиционно использовались вертикальные и наклонно-направленные скважины. Требовалось бурение огромного числа таких скважин для достижения и поддержания необходимого уровня добычи, при этом долгое время эффективных альтернативных методов не существовало.

Начиная же с 80-х годов распространение получили горизонтальные и многоствольные скважины, которые по критериям стоимости, эффективности, окупаемости, затрат времени часто превосходят вертикальные. В последние годы большое распространение получило бурение боковых горизонтальных стволов из старых, как правило, простаива-

ющих истощенных скважин. Бурение многоствольных горизонтальных скважин (ГС), боковых горизонтальных стволов (БГС) получило на западе, а затем и в России общее название горизонтальных технологий.

В СССР впервые применение многоствольных скважин было предложено еще в 1941 г. Н. С. Тимофеевым. В 1947 г. под руководством А. М. Григоряна и В. А. Брагина на Краснокамском месторождении из основного вертикального ствола длиной 240 м пробурили в продуктивном пласте два дополнительных ствола по 30 и 35 м.

В Самарской области на Карташовском месторождении разветвленная скважина 66/45, пробуренная в 1953 г., имела 10 резкоискривленных стволов. При ее вертикальной глубине 600 м общая протяженность всех стволов составила 1993 м, из них 1760 м (88 %) были пройдены по продуктивным артинским известнякам.

В 1957 г. на Яблоновском месторождении вступила в эксплуатацию скважина 617 с горизонтальным стволом длиной 145 м в пласте. Она вошла в эксплуатацию с дебитом 14,6 т/сут., после гидроразрыва он увеличился до 40 т/сут.

В 50-е годы ГС стали широко применяться при шахтной разработке нефти на Ярегском месторождении, где были пробурены сотни ГС длиной 90–150 м.

Все эти и другие примеры дали основание утверждать, что в ближайшем будущем многозабойное вскрытие пластов найдет широкое применение в разработке нефтяных месторождений. Этот прогноз не подтвердился тогда в основном в силу слабой технической базы, недостатка капиталовложений. Возможно также, что основной причиной послужило открытие в конце 50-х и в 60-е годы гигантских высокопродуктивных месторождений в Урало-Поволжье типа Ромашкинского, Туймазинского и ряда других, несколько позже, в западной Сибири.

В России основные запасы крупных месторождений Урало-Поволжья были отобраны довольно быстро – за 30–35 лет. Быстро стареют и крупные месторождения Западной Сибири, открытые в 60-х годах. К концу 80-х годов доля трудноизвлекаемых запасов в этих регионах резко возросла и остро встал вопрос о методах их извлечения. Наряду с другими методами вспомнили и о горизонтальных технологиях.

Начиная с конца 80-х–начала 90-х годов бурение ГС стали развивать почти во всех нефтедобывающих регионах России. Пробурено уже более 1300. Ежегодно в России заканчивается строительством более 200 горизонтальных скважин. Лидерами в области строительства ГС являются ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром», ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть», «Сибнефть», ООО «ТехИнформСурвис». По данным Р. Х. Муслимова, приведенным в докладе на семинаре, посвященном горизон-

тальным скважинам (Актюба, 2–3 декабря 1999 г.), на территории республики Татарстан пробурено уже более 200 ГС и БГС. 126 ГС, по которым имеются детальные сведения о дебитах, инклинограммах, геофизических материалах, пробурены на землях 11-ти НГДУ, на 21-й залежи. Из них подавляющее большинство – 89 ГС – пробурены на турнейский ярус, 22 – на башкирский, 11 – на бобриковский горизонт и 4 – на данково-лебедянский. Первые 7 ГС на территории Татарстана были пробурены в 1977–78 гг. на Тавельском и Сиреневском месторождениях (НГДУ «Ямашнефть») на кизеловский горизонт турнейского яруса.

Массовое бурение ГС в АО «Татнефть» началось в 1992 г. До 1995 г. происходил быстрый рост горизонтального бурения (до 29 ГС в год), затем в 1996–98 гг. наступила некоторая стабилизация на уровне 16–17 скважин в год.

Средняя длина горизонтального ствола по 126 ГС составляет 270 м, в том числе 308 м по 22 башкирским ГС, 273 м – по 89 турнейским, 302 м – по 4 данково-лебедянским и 156 м – по 11 бобриковским.

Средний дебит нефти за весь срок разработки составил 6,1 т/сут.

Если сравнивать средние дебиты ГС по НГДУ, то лучший результат получен в НГДУ «Нурлатнефть» – 16,5 т/с. Причем по 8-ми ГС в башкирском ярусе получен средний дебит всего 2,9 т/с., но зато по 6-ти ГС в бобриковском горизонте – 34,5 т/с.

Не вдаваясь в подробности, отметим, что горизонтальные скважины бурились и в Самарской области. На Городецком месторождении в 1960 г. пробурены 11 добывающих ГС, на Боровском в 1993 г. – 6 ГС, на Озерковском месторождении в 1995–97 гг. пробурено более 20 ГС. На Кулешовском месторождении в 1998 г. 17 ГС, пробуренных в карбонатах Городецкого и Боровского месторождений, не дали ожидаемого результата. 4 ГС, пробуренные в песчаниках Озеркинского и Кулешовского месторождений, дали очень хороший эффект. Их дебиты превышают дебиты вертикальных скважин в 5–6 раз.

В Башкортостане еще в 1951–53 гг. было пробурено примерно 50 скважин на рифовых месторождениях Ишимбаевского региона. Затем метод оказался замороженным. Работы возобновились лишь в 1987 г. На 1. 01.98 г. пробурено 60 ГС 20 БГС. На сегодня более точными данными автор не располагает.

Бурение горизонтальных скважин на месторождениях Удмуртии было начато по инициативе бывшего генерального директора АО «Удмуртнефть» В.И.Кудинова. Его твердая, последовательная и настойчивая работа в этом направлении позволила добиться больших результатов. Союз ученых института «УдмуртНИПИнефть», квалифицированных специалистов из числа промысловых работников, позволил в ко-

роткие сроки не только освоить опыт, имеющийся в нефтедобывающей отрасли России, но и достичь больших результатов. Немалая роль в этом общем деле принадлежит и руководителю буровых работ – бывшему начальнику управления буровых работ – Р.Т. Шайхутдинову, под руководством которого была освоена непростая технология бурения горизонтальных скважин.

Большой вклад в разработку месторождений Удмуртии с использованием горизонтальных скважин внесли научные работники института «УдмуртНИПИнефть» кандидаты наук Н. В. Зубов, В. А. Савельев, Н. А. Струкова, П. В. Киселев и др. Ими разработаны основные критерии выбора объекта для бурения горизонтальных скважин, разработаны наиболее эффективные реагенты, применяемые для бурения ГС, определены профили и длина горизонтального участка ствола в различных геологических условиях залегания продуктивного пласта, дана экономическая оценка бурения ГС и БГС и др.

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 более 60 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 – $0,213 \text{ мкм}^2$, средняя нефтенасыщенная толщина – 7,5 м, которая изменяется по площади от 1 до 24 м.

Выполненными технико-экономическими расчетами подтверждена высокая технологическая и экономическая эффективность горизонтального бурения на Мишкинском месторождении. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1,5 млн т, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) – на 2,9 %. Анализ работы пробуренных скважин показал устойчивость дебита и отсутствие прогрессирующего обводнения скважин. Начальный дебит по горизонтальным скважинам оказался более чем в 7 раз выше дебита вертикальных скважин.

В значительно худших геологических условиях бурились горизонтальные скважины на Южно-Киенгопском месторождении. Верецкий горизонт представлен чередованием терригенных и карбонатных коллекторов. Продуктивные нефтенасыщенные пласты имеют небольшие эффективные толщины – в среднем 2,9 м. Проницаемость составляет $0,128 \text{ мкм}^2$, пористость – 0,17, нефтенасыщенность – 0,734, плотность нефти – $0,836 \text{ г/см}^3$, вязкость – 3,8 мПа·с. Средний дебит по горизонтальным скважинам составил 15 т/с. В условиях данного месторожде-

ния 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 раза выше продуктивности работающих соседних вертикальных скважин. Примерно такие же результаты были получены и на других месторождениях Удмуртии (Чутырско-Киенгопском, Ончугинском и др.).

Анализ результатов бурения всех ГС показал, что их продуктивность значительно выше, а обводненность ниже, чем у вертикальных скважин в аналогичных геологических условиях залежи. 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 средний дебит по всему действующему фонду скважин в ОАО «Удмуртнефть» – 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 бурении ГС значительно снижается техногенное воздействие на окружающую среду. Для добычи одинакового 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.

На основании обнадеживающих результатов бурения ГС 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.

Уже сейчас от внедрения горизонтального бурения на месторождениях Удмуртии получен достаточно ощутимый результат. По состоянию на май 1999 года из них добыто 583,2 тыс. т нефти. Средний дебит по этим скважинам составил 13,7 т/сут, в то время как по вертикальным скважинам в тех же условиях он не превышает 4–5 т/с. С начала внедрения получено прибыли от реализации нефти 4200 тыс. руб. При капитальных вложениях на бурение одной горизонтальной скважины

в 2450 тыс. руб. срок окупаемости по ценам реализации нефти в 1999 г. составил 1,6 года.

Одной из значительных проблем на поздней стадии разработки нефтяных месторождений является высокая обводненность добываемой продукции, произошедшая в результате целого комплекса факторов за длительный период эксплуатации скважин. К основным из этих факторов можно отнести систему разработки с использованием различных вариантов заводнения, коллекторские свойства пластов, высокие депрессии на пласт при насосной добыче нефти. По этим причинам многие скважины достигли предельной степени обводненности, когда дальнейшая добыча нефти из них становится нерентабельной. Сегодня в действующем фонде добывающих скважин по ОАО «Удмуртнефть» находятся почти 4 тысячи скважин, из которых более 25 % относятся к высокообводненным (более 90 %). Для перевода этого фонда скважин в категорию рентабельных проводится ряд геолого-технических мероприятий (ремонтно-изоляционные работы, обработки призабойной зоны пласта, шадящие 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 является резка боковых горизонтальных стволов (БГС). Такой метод при предварительном изучении около-скважинного пространства пласта и правильном выборе направления горизонтальной части ствола скважины не только значительно снижает обводненность нефти за счет отхода забоя 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 (отводов) показали, что дебиты скважин восстанавливаются до средних дебитов по объекту разработки в целом, а в ряде скважин превосходят их в 1,5–2 раза. Средний срок окупаемости затрат на проведенную операцию составляет около 2-х лет. Таким способом в 1998 году на месторождениях Удмуртии реанимировано более 100 малодебитных и высокообводненных скважин.

Бурение боковых горизонтальных стволов из высокообводненного фонда вертикальных скважин на оставшиеся невыработанные целики нефти позволяет вовлечь их в разработку. Бурение БГС довольно успешно осуществляется на турнейский объект Мишкинского и Лудошурского месторождений. Технологическая и экономическая эффективность бурения БГС достаточно высокая для условий турнейской за-

лежи. Средний дебит БГС превышает дебит соседних вертикальных скважин в 5–8 раз.

Стоимость бурения одной скважины с боковым горизонтальным стволом составляет в среднем 1245 тыс. руб.

На Лудошурском месторождении турнейский объект находится в завершающей стадии разработки, где отобрано уже более 90 % начальных извлекаемых запасов нефти. Тем не менее бурение БГС даже на такой стадии разработки оказалось эффективным. Это говорит о том, что бурение БГС дает возможность не только повышать темпы нефтедобычи, но и увеличивать нефтеотдачу пластов. В настоящее время институтом «УдмуртНИПИнефть» разработаны критерии выбора скважин для бурения горизонтальных стволов скважин, на основании которых совместно с геологическими службами НГДУ проводится выбор объектов для разработки месторождений горизонтальными скважинами и боковыми горизонтальными стволами. Наиболее перспективными в этом отношении являются низкопродуктивные залежи верейского горизонта, разработка которых вертикальными скважинами в современных экономических условиях является нерентабельной. Составлены проектные документы на верейские залежи Ижевского и Южно-Киенгопского месторождений, по верейской нефтяной оторочке Чутырско-Киенгопского, в перспективе – по верейской залежи Красногорского, Мишкинского и других месторождений.

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. На стадии проектирования разработки новых и особенно размещения ГС на старых месторождениях следует основываться на более глубоком изучении нефтенасыщенных залежей с использованием последних достижений промысловой геофизики, например трехмерной сейсмики, по результатам которых строить геологические и геолого-математические модели разработки месторождений. Отсутствие современной геофизической аппаратуры для исследования горизонтальных участков ствола скважины, основанного на методах БК, ЯМК, АК, импульсно-нейтронных методах, не позволяет иметь 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.

Взявшим курс на стабилизацию добычи нефти путем широкомаштабного горизонтального бурения нефтяникам ОАО «Удмуртнефть» предстояло решить вопрос о техническом перевооружении буровых бригад. Учитывая большую потребность в таком оборудовании, а также его высокую стоимость, целесообразным было признано создание специализированных совместных предприятий с различными иностранными фирмами, которые могли бы использовать собственные передовые технологии по изготовлению бурового оборудования. С российской стороны было решено привлечь 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», на него была возложена задача наладить выпуск высокопроизводительной и малогабаритной системы очистки бурового раствора, гидравлических забойных двигателей с изменяемой геометрией, а также оказывать сервисные услуги по их ремонту и технической поддержке. 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, кроме ОАО «Удмуртнефть», вновь выступило государственное производственное объединение «Воткинский машиностроительный завод», а также американская фирма «Diamond Products International».

Первая партия долот изготовлена в мае 1997 года. В настоящее время СП «УДОЛ» выпускает 28 типоразмеров долот диаметром от 83 до 295 мм.

Результаты испытания алмазных долот на месторождениях Удмуртии показали их высокую эффективность по сравнению с отечественными 3-шарошечными долотами. В 3–5 раз увеличилась проходка, на 2–8 суток сокращен цикл строительства скважин. При столь высоких показателях себестоимость производства буровых долот снижена в среднем на 20–30 %.

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 устано-

вок и буровых насосов. 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 России. Она рассчитана на высокую проходимость 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, пескоструйной 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, цеха по повышению нефтеотдачи, но и выйти на внутренний рынок сбыта.

Организация новых масштабных производств нефтепромыслового оборудования решает не только одну из актуальных задач нефтедобывающей отрасли, но и в не меньшей мере социальные вопросы Удмуртской Республики, основными из которых являются сохранение рабочих мест в незагруженных производством заводах оборонного комплекса, а также поступление в бюджет республики дополнительных финансовых средств.

Говоря о строительстве горизонтальных скважин и скважин с боковыми горизонтальными стволами, нельзя не обратить внимание на недавно созданную специализированную структуру – ООО «ТехИнформСервис», которой в короткие сроки пробурена 61 горизонтальная скважина, 50 боковых горизонтальных стволов и 86 наклонно-направленных скважин в различных регионах России и за рубежом.

При тесном сотрудничестве ООО «ТехИнформСервис», ЗАО «Первая национальная буровая компания», «Иждрил», «Удол», «Исот» и оборонных заводов Удмуртской Республики разработаны, изготавливаются и внедряются:

- мобильные буровые установки грузоподъемностью 125, 160, 200 т;

- насосные агрегаты мощностью 310 и 650 л. с.;
- установка буровая для бестраншейной прокладки трубопроводов;
- буровые долота РС и РДС размером от 112 до 295 мм, керноотборные бурильные головки (РДС), которые обеспечивают вынос керна на 92–100 %;
- оборудование для приготовления и очистки буровых растворов, которые конкурентны с западными образцами, но на 20 % дешевле;
- телеметрические системы МСТ-45 и МСТ-45 ГК;
- керноотборный снаряд, предназначенный для отбора керна в горизонтальных скважинах и работающий на валу винтового двигателя.

2. Бурение горизонтальных скважин за рубежом

На сегодня в мире пробурено свыше 30 тысяч горизонтальных скважин, в том числе более 10 тысяч в США, более 6 тысяч в Канаде.

Ведущую роль в бурении и использовании горизонтальных скважин в мире занимает США, где такие скважины используются для освоения запасов трещиноватых коллекторов Оустин Чак, штат Техас, а также на Аляске, в штате Мичиган и на востоке страны. В настоящее время около 10 % действующих буровых установок осуществляет бурение горизонтальных скважин. Общее количество пробуренных в США горизонтальных скважин по состоянию на 2000 год составило около 11000, причем существенный рост их произошел в 1990 году. В дальнейшем ежегодно их число увеличивалось на 1050–1100 единиц.

В Канаде горизонтальные скважины являются объектом освоения песчаников в западных провинциях, т.е. на месторождениях тяжелой нефти. Первая горизонтальная скважина была пробурена компанией Esso Canada Resources в 1978 г. на месторождении Коулд Лейк. В 80 гг. количество пробуренных ГС не превышало единиц; за весь период с 1978 до 1989 г. в Канаде было пробурено 64 ГС. В 1990 г. было пробурено уже 152 ГС, а с 1993 г. их количество резко возросло: 939 ГС – 1993 г., 1996 ГС – 1994 г. В последующие два года бурилось по 1220 – 1250 ГС.

В западной Европе с помощью горизонтальных скважин разрабатываются все месторождения Северного моря, а также морские месторождения Дании, Франции, Италии.

Ряд пробуренных на Северном море ГС имеют длину горизонтального участка, превышающую длину вертикального участка. В Норвежском секторе несколько ГС имеют длину горизонтального участка

от 3500 до 6000 м, а недавно было завершено бурение ГС с длиной горизонтального участка 7244 м. Однако такие скважины являются единичными. Наибольшая активность в бурении приходится на Данию и Нидерланды (75 % от общего объема). Отмечается высокий процент успешности горизонтального бурения: около половины ГС имели начальный дебит свыше 300–350 т/сут.

Месторождения Дальнего Востока считаются потенциально благополучным объектом для бурения ГС.

В процессе бурения забойные двигатели с приводом от бурового раствора часто применяют и при бурении ГС. Залежи месторождений этого региона представляют собой продуктивные пласты, часто характеризующиеся наличием газовой шапки и (или) активным водонапорным режимом, что, как известно, является характерными критериями применимости ГС. С начала 90-х гг. на Дальнем Востоке начались активные работы по бурению ГС.

Так как Африка традиционно считается страной с самыми большими в мире эксплуатационными расходами, компаниями-операторами, в основном европейскими, изучается возможность внедрения технологии горизонтального бурения, главным образом пока для исследования пластов. Так же как в Латинской Америке, этот регион характеризуется большим количеством таких продуктивных пластов, где использование ГС может быть чрезвычайно эффективным. К середине 90-х гг. около 20 % ежегодно пробуренных скважин были горизонтальными.

На Ближнем Востоке бурение ГС осуществляется в Абу-Даби, Дубае, Омане, Саудовской Аравии и Турции в основном в низкопроницаемых коллекторах для увеличения их нефтеотдачи.

В КНР горизонтальные скважины бурили в 60-е гг. канадские фирмы «Империял ойл Лимитед» и «Тексако Канада» – в 70-е гг.

Хорошие результаты горизонтального бурения были получены французской фирмой Эльф Акмтен при разбуривании морского месторождения Распо Мрре в 1978 г. в Италии. Залежь высоковязкой нефти в плотном трещиноватом известняке в обычной вертикальной скважине имела плохой приток нефти и быстрое конусообразование подошвенных вод. Горизонтальное бурение явилось единственно возможным и экономически выгодным средством борьбы с конусообразованием.

В 80-е гг. многие компании-владельцы, в том числе «Юникал Нидерландс», «Бритиш Петролиум», «Мерск», «Арко» и другие, начали бурить горизонтальные скважины на Аляскинском месторождении Прадхо-Бей. Это позволило существенно увеличить дебиты скважин. В настоящее время бурение горизонтальных скважин находит широкое применение не только в США или Канаде, но и во многих развитых нефтяных странах.

3. Классификация горизонтальных скважин

Горизонтальными являются те скважины, часть ствола которых наклонена под углом 90° относительно вертикали, хотя и другие скважины, пробуренные под более острым углом, часто попадают под это определение.

Проводка их становится обычной практикой.

В зависимости от траектории горизонтального ствола скважины и от принятой технологии бурения ГС условно делят на четыре группы.

Скважины с большим радиусом набора кривизны бурят с использованием обычного оборудования для наклонно-направленных скважин. Для них характерны темп набора кривизны $1\text{--}2^\circ/10$ м и горизонтальные стволы протяженностью 1500 м и более. Такие скважины могут быть глубокими и иметь ствол диаметром до 444,49 мм ($17\frac{1}{2}$ дюйма). Для набора кривизны применяют роторные компоновки с управляемым забойным двигателем, регулируемые стабилизаторы и регулируемые забойные кривые переводники.

Горизонтальные скважины среднего радиуса искривления бурят специальными забойными двигателями с кривыми переводниками и стабилизаторами. Темп набора кривизны для этих скважин составляет $3\text{--}7^\circ/10$ м, радиус искривления – 45–300 м, диаметр горизонтального ствола – до 311,2 мм ($12\frac{1}{4}$ дюйма). Для бурения применяют низкооборотные высокомоментные забойные двигатели различной конфигурации с фиксированным и регулируемым углом перекоса корпуса. Геометрия компоновки определяется тремя точками: долотом, стабилизатором опорной части двигателя и стабилизатором выше двигателя. В зависимости от расстояния между этими точками опоры добиваются определенной дуги кривой для необходимого темпа набора кривизны.

Горизонтальные скважины малого радиуса искривления бурят специальными бурильными системами из двух типов. В механической роторной системе используется составное изгибающееся бурильное направление с внутренним приводным валом для долота. Бурильные системы с забойным двигателем работают за счет составной компоновки. Горизонтальные скважины малого радиуса искривления характеризуются темпом набора кривизны $30\text{--}100^\circ$ на 10 м; наклон до 90° набирается в интервале 6–12 м. Горизонтальные стволы этого типа скважин ограничены по диаметру и бурят их долотом диаметром 114,3–165,1 мм ($4\frac{1}{2}\text{--}6\frac{1}{2}$ дюйма); обычная длина горизонтального ствола 180–300 м.

Ультракороткие горизонтальные скважины

Для разработки месторождений тяжелой нефти и битуминозных песчаников разработана технология забуривания боковых стволов ульт-

ракороткого радиуса искривления. Технология основана на использовании гидромониторной бурильной головки с забойной подъемной системой, размещаемой против пласта в расширенной зоне вертикальной скважины. Бурильная система фирмы «Петрофизикс» сочетает коническую гидромониторную насадку со струей, усиленной присутствием шлама, и участок, снабженный серией направляющих роликов, обеспечивающий большой набор кривизны и ультркороткий радиус искривления 0,3 м. С помощью такой системы из вертикального ствола можно быстро забурить несколько радиальных горизонтальных стволов диаметром 100 мм и протяженностью 30–60 м.

Зарубежная практика бурения горизонтальных скважин выделяет три вида искривления ствола: малый, средний и большой. Наиболее характерные радиусы выхода на горизонтальный участок ствола можно видеть из представленного рисунка 1.7.

Для бурения на морских шельфах, а также под заповедные и экологически чистые зоны применяют профиль скважины протяженного радиуса действия. Наиболее часто применяемый профиль изображен на следующем рисунке 1.8.

На рис. 1.7. представлены профили трех типов горизонтальных скважин, в наибольшей степени используемые при проводке скважин. Горизонтальные скважины со средним радиусом кривизны (60–190 м) получают искривление скважины от 3,0 до 10,0° на 10 метров проходки при длине горизонтального участка от 450 до 900 м.

В горизонтальных скважинах с малым радиусом кривизны 10–30 м искривление составляет 1,1–2,5° на 10 м при длине горизонтального участка от 100 до 250 м. Горизонтальные скважины с малым радиусом чаще применяются при бурении боковых горизонтальных стволов в отработанных или нерентабельных скважинах, находящихся на поздней стадии эксплуатации.

При бурении горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов отклонение ствола от проектного профиля не должно быть выше допустимых пределов. Конечная точка каждого криволинейного и прямолинейного участка должна находиться в пределах допуска в соответствии с существующими требованиями. Так, зенитный угол в конечной точке участка не должен отклоняться от проектного более чем на 2–3°. Радиус искривления ствола на любом участке скважины не должен быть меньше допустимого.

Допустимым отклонением наклонного ствола служит суммарный угол искривления. На каждом участке этот угол не должен превышать проектный более чем на 15 %. Фактический суммарный угол искривления ствола определяют после окончания бурения каждого участка, но не

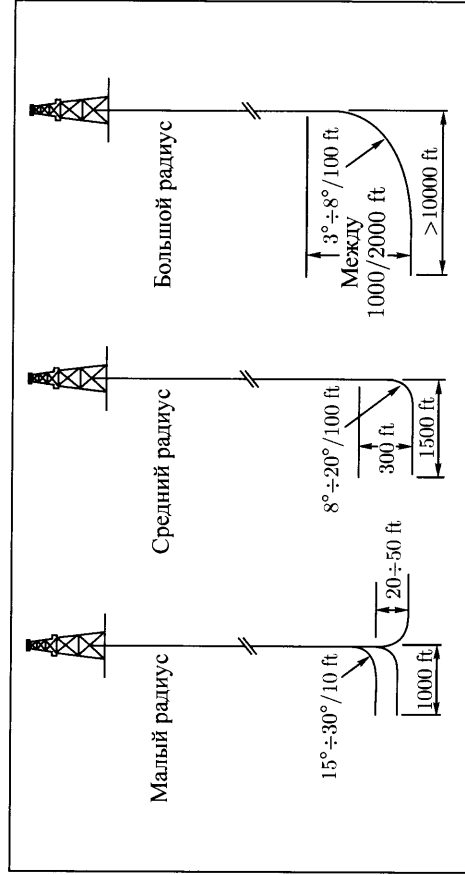


Рис. 1.7. Классификация горизонтальных скважин по величине радиуса закругления

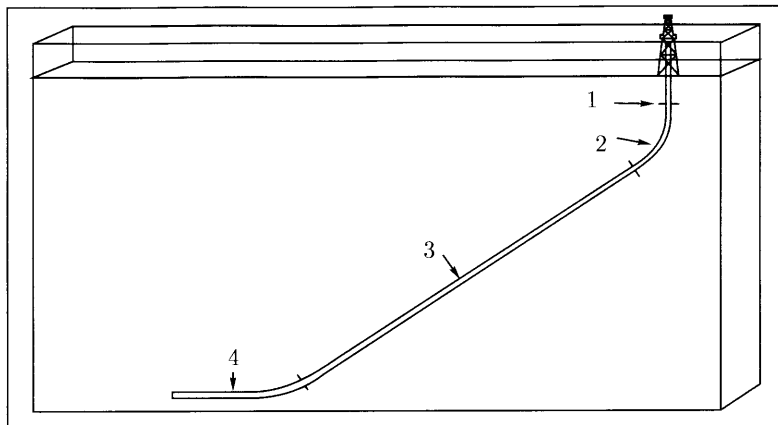


Рис. 1.8. Профиль скважины протяженного радиуса действия:
1 – точка начала резкого искривления ствола скважины; 2 – первое соединение;
3 – участок удерживания; 4 – второе соединение

менее чем через 500 м. Таким образом, качество проводки горизонтальных скважин контролируется по зенитному углу каждого участка, допустимому радиусу искривления ствола и допустимому суммарному углу искривления скважины. Непосредственный контроль за ходом бурения скважины по заданному профилю позволяет вести телеметрическая система.

На рис. 1.9 представлены варианты оптимальных радиусов закругления для установки хвостовой колонны различной длины. Эти рекомендации учитывают возможность проведения геофизических исследований в горизонтальной части ствола ГС.

4. Область применения горизонтальных скважин

Область применения горизонтальных скважин весьма разнообразна, так же как и область бурения ГС. Они могут иметь отношение к определенным интервалам продуктивного пласта, природе и свойствам пластовых флюидов и даже к плану разработки месторождений в целом. В общем, длиннорadiusные скважины используются там, где требуется достичь какой-то удаленной зоны пласта.

Среднерadiusные скважины используются для разработки коллекторов, глубина и толщина которых требует точного размещения скважины.

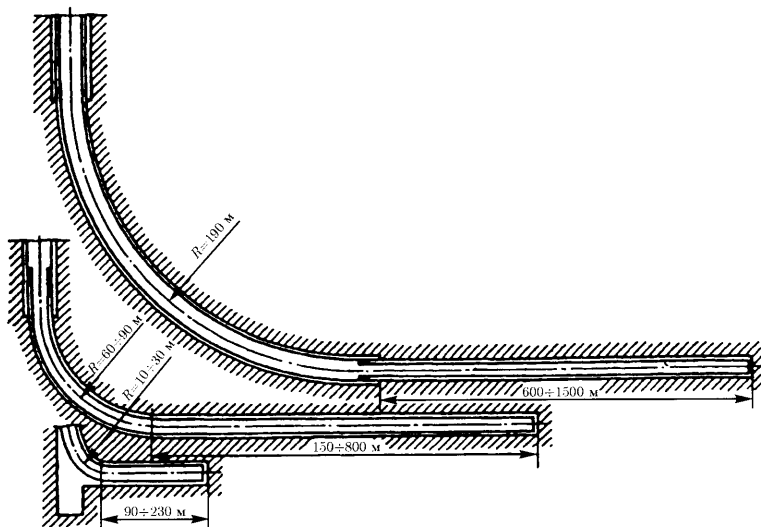


Рис. 1.9. Варианты выхода на горизонтальный ствол скважин с различными углами закругления

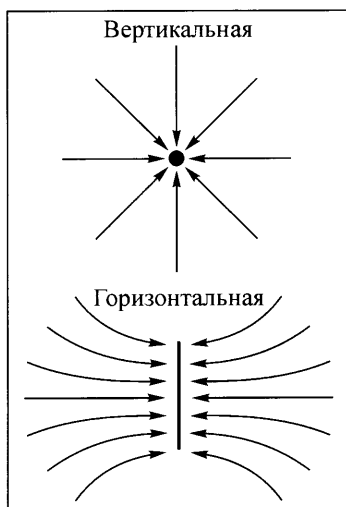


Рис. 1.10. Сравнение геометрии потоков вертикальной и горизонтальной скважин

Ограниченный диаметр ствола короткорadiusных скважин позволяет применять их преимущественно в низкопроницаемых, естественно-трещиноватых коллекторах.

Обычной целью бурения горизонтальных скважин является обеспечение повышения добычи относительно уровня, получаемого из менее отклоненных скважин. Горизонтальные скважины дают в среднем в 4–6 раз больше нефти, чем вертикальные, прежде всего из-за большей площади отдающей поверхности продуктивного пласта. Возрастает продуктивность и общая добыча. Как показано на рис. 1.10, вертикальные скважины имеют геометрию радиального потока и падение давления от перфорации к центру, в то время как горизонтальные скважины имеют параллельный поток и однородное падение давления.

Преимущество горизонтальных скважин более наглядно представлено на рис. 1.11.

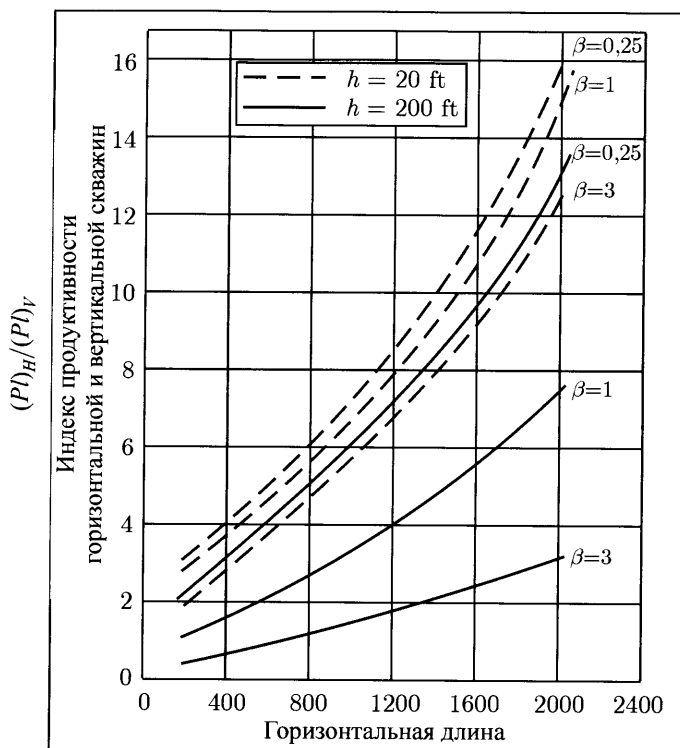


Рис. 1.11. Сравнение режимов полностью законченных вертикальных и горизонтальных скважин

График сравнивает отношение индекса продуктивности вертикальной скважины с длиной горизонтального участка скважины.

Этот упрощенный подход анализа добычи основан на следующей формуле (Джигер и др., 1984, Giger):

$$\frac{(PI)_H}{(PI)_V} = \frac{\ln(r_{IH}/r_w)}{\ln \frac{a + \left((a^2 - (L/2)^2)^{1/2} \right)}{L/2} + \frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{2r_w}},$$

где h – чистая толщина коллектора,

L – горизонтальная длина скважины,

r_w – радиус скважины

r_{IH} – радиус дренажа,

$\beta = (k_h / k_v)^{1/2}$ – анизотропия проницаемости, k_h и k_v – это горизонтальная и вертикальная проницаемости пласта соответственно,

$$a = L/2 \left(0,5 + \left(0,25 + \left(\frac{r_{IH}}{L/2} \right)^4 \right)^{1/2} \right)^{1/2}.$$

Джоуши (Joshi) проводил изучение влияния отношения продуктивности между горизонтальными и вертикальными скважинами в зависимости от величины различных толщин продуктивных интервалов (рис. 1.12).

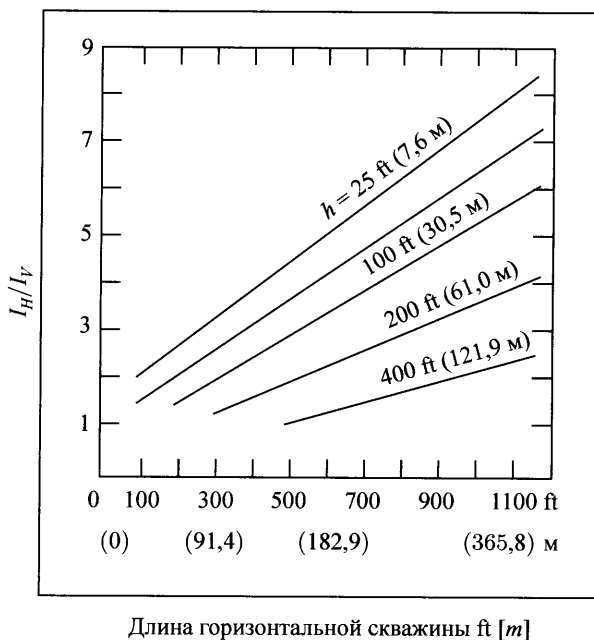


Рис. 1.12. Влияние толщины коллектора на отношение показателей продуктивности горизонтальной и вертикальной скважин

5. Повышение продуктивности горизонтальных скважин

Как отмечалось выше, для сохранения естественной гидродинамической связи пласта со скважиной непременным условием является использование качественных буровых растворов, в том числе безглинистых полимер-алюминатных карбонатных растворов или растворов на нефтяной основе. Однако этого бывает недостаточно, хотя в определенной степени замедляются процессы фильтрации и коагуляции ПЗП. Понятие призабойной зоны в данном случае следует рассматривать несколько в ином смысле, поскольку речь идет о перфорированном или открытом интервале горизонтальной части ствола. Исключить коагуляцию пород продуктивного пласта практически невозможно при любом качестве бурового раствора, так как она зависит не только от бурового раствора, но и от дисперсионной характеристики частиц разбуриваемой породы. Поэтому для повышения проницаемости призабойной зоны во всем интервале вскрытого продуктивного пласта требуется разработать специальные технологии, основанные на использовании известных химических реагентов и композиций. Однако прямой перенос традиционных методов обработки призабойной зоны невозможен по известным причинам.

Таким образом, первоначальной операцией повышения гидропроводности горизонтальной части ствола является удаление глинистой или полимер-карбонатно-глинистой корки и связанной воды фильтрата бурового раствора, т. е. последствий процесса бурения. Это возможно сделать при помощи метода реагентной разглинизации, который может быть осуществлен с помощью бикарбоната натрия или двухатомных спиртов жирного ряда (алкандиолов). Следует отметить, что второй способ на сегодня не отработан настолько, чтобы рекомендовать к промышленному внедрению для каждого конкретного случая.

Второй не менее важной операцией следует считать удаление связанной воды и образовавшихся в процессе бурения стойких эмульсий. Последующие операции можно выстроить в последовательности: блокирование вертикальной трещиноватости, характерной для карбонатных коллекторов, например, полимерными или нефтеэмульсионными растворами; повышение общей проницаемости горизонтальной части ствола кислотными микроэмульсиями или просто кислотными растворами; удаление продуктов реакции.

Все перечисленное может быть рассмотрено как самостоятельные виды работ, направленные на восстановление естественной гидропроводности и последующее повышение проницаемости пласта. К сожалению,

нию, эти виды работ, так же как и вопросы, связанные с эксплуатацией и ремонтом горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин, на сегодня значительно отстают в своем развитии от технологии строительства таких скважин.

6. Требования, предъявляемые к буровым растворам

Одним из важнейших, если не главным залогом успешного бурения горизонтальных скважин является качество бурового раствора.

Анализ отечественного и зарубежного опыта бурения горизонтальных скважин, а также скважин с большим углом отклонения говорит о том, что не существует универсальных буровых растворов, дающих хорошие результаты для всего цикла бурения. Поэтому важнейшей задачей при выборе рецептуры бурового раствора является выбор такого состава, который бы позволял не только пробурить большую часть ствола скважины, но и мог бы легко модифицироваться при необходимости изменения режимов бурения (угла наклона ствола скважины, геолого-физических параметров и др.). В данном случае под рецептурой понимаются как состав бурового раствора, так и параметры, определяющие его свойства. К ним относятся: плотность, кинематическая и агрегативная устойчивость, вязкость, смазывающая и ингибирующая способность и другие параметры, зависящие не только от количественного и качественного состава бурового раствора, но и от условий бурения скважин (скорости проходки, температуры и т. д.). В этой связи перед выбором или разработкой новых буровых растворов следует тщательным образом изучить разрез месторождения и особенности бурения искривленных и горизонтальных скважин. Что касается первого условия, то при наличии вертикальных скважин, пробуренных на данном месторождении, решение задачи во многом упрощается. Несколько сложнее с особенностями бурения горизонтальных участков ствола и прогнозированием успеха. Без знания результатов исследований и накопленного опыта бурения горизонтальных скважин в различных геологических условиях здесь не обойтись. Поэтому имеется необходимость указать на некоторые специфические факторы, влияющие на буровые растворы, связанные с горизонтальным бурением, а также на требования, предъявляемые к ним.

Прежде всего необходимо перечислить некоторые особенности проводки горизонтальных участков ствола, в наибольшей степени опре-

деляющие требования к буровым растворам. Вот некоторые из них: значительно худшая очистка ствола скважины в горизонтальной ее части из-за изменения гидродинамики потока в сравнении с вертикальной частью ствола. Это приводит к зашламлению ствола и прихватам бурильного инструмента. Возникновение избыточного крутящего момента по причине увеличившегося трения, лежащего в горизонтальной плоскости бурильного инструмента. Увеличение кольматации приствольной зоны продуктивного пласта в течение всего периода проходки горизонтальной части ствола. Плохое качество цементирования из-за эксцентричного расположения колонны. Нарушение устойчивости стенок скважины. Более вероятна потеря циркуляции и др. Конечно, многое из перечисленного в зависимости от сложности геологического разреза встречается и при бурении вертикальных скважин, но при равенстве условий вероятность проявления их в горизонтальных скважинах встречается значительно чаще, а тяжесть последствий выше. Вот почему подбору буровых растворов для бурения сильно искривленных и горизонтальных стволов скважин должно уделяться самое пристальное внимание. При решении этой задачи должен соблюдаться принцип – от простого к сложному. При наличии на месторождении вертикального фонда скважин вначале необходимо решить все вопросы, связанные с их бурением, в том числе и по отработке рецептур буровых растворов, и лишь затем решать вопросы, связанные с особенностями искривленного и горизонтального бурения.

Ниже в краткой форме мы перечислим некоторые рекомендации, касающиеся буровых растворов, опубликованные сотрудниками американской компании М-1 Дриллинг Флюидз (M-1 Drilling Fluids Co), знание которых, безусловно, упростит решение задач для наших условий. Вполне понятно, что такие растворы должны обладать повышенной универсальностью, т. е. обладать большим диапазоном применения, а также поддаваться модификации в процессе бурения скважин без полной замены раствора.

Наиболее близко удовлетворяют этим требованиям инвертные эмульсии, буровые растворы на нефтяной основе. Они обладают высокой ингибирующей и смазывающей способностью, что является немало важным по перечисленным выше причинам. К сожалению, их применение ограничено из-за несоответствия высоким экологическим требованиям в большинстве нефтедобывающих районов. В то же время следует отметить, что немало скважин с искривленным и горизонтальным стволами пробурены и на глинистых буровых растворах на водной основе с добавлением полимеров и химических реагентов.

Одним из основных требований, предъявляемых к буровым растворам, для успешной проводки искривленных и ГС является возможность регулирования плотности раствора. Плотность раствора должна постоянно поддерживаться в узком диапазоне, чтобы обеспечить устойчивость стенок скважины при бурении. Она должна быть достаточно высокой для того, чтобы сдерживать пластовое давление и сохранять устойчивость стенок скважины, и в то же время достаточно низкой для того, чтобы не произошло гидроразрыва пород. Исследования, проведенные американскими учеными Б. С. Ладноу и М. И. Ченевртом, показали, что с увеличением глубины и угла наклона скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиенты гидроразрыва пласта, как правило, уменьшаются. Эта закономерность справедлива для любых типов коллекторов, что подтверждается промысловыми испытаниями. Сам же диапазон возможного изменения плотностей бурового раствора (от минимального до максимального), не приводящего к нежелательным последствиям, безусловно, зависит не только от типа коллектора, но и его устойчивости к разрушению. Последнее в большой степени влияет на граничные значения минимальных плотностей бурового раствора. Построение зависимостей максимальных и минимальных плотностей бурового раствора является достаточно непростым делом и требует предварительного изучения прочностных характеристик коллекторов, профиля и конструктивных особенностей скважин. Однако, учитывая исключительную важность этих параметров и динамики их изменения в зависимости от кривизны и продолжительности ГС, изучением их необходимо заниматься обязательно.

Не менее важным в технологическом процессе строительства горизонтальных скважин является качество промывки ствола от выбуренного шлама. Известно, что на этот показатель в наибольшей степени оказывают влияние три параметра, а именно: вязкость бурового раствора, его плотность и скорость потока. Особое значение соблюдение этих параметров имеет при строительстве наклонных скважин. Одна из причин заключается в существовании трех отличающихся друг от друга по степени очистки интервалов в стволе в зависимости от угла его наклона, а именно соответственно от 0 до 45°, от 45° до 55° и от 55° до 90°. В первой и третьей группах интервала осложнения носят менее серьезный характер. Способность шлама к накоплению в стволе и его сползанию при угле наклона в 45–55 градусов значительно увеличивает осложнения (см. рис. 1.13).

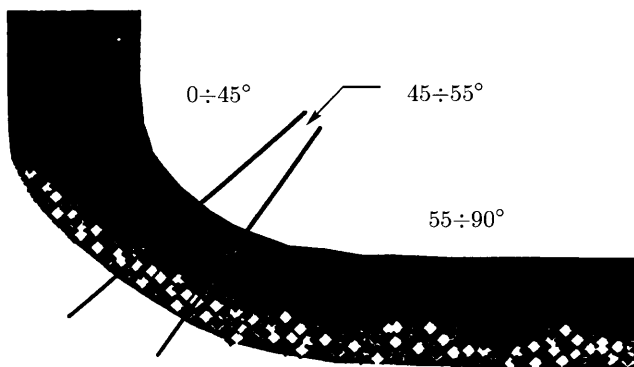


Рис. 1.13. Наиболее благоприятные углы наклона ствола скважины для шламовых накоплений

Склонность же к увеличению скорости осаждения шламовых частиц при прочих равных условиях наблюдается в более широком интервале углов наклона ствола. В наклонном стволе по сравнению с вертикальным наблюдается многократное увеличение скорости осаждения шлама. Открытие этого явления приписывается физику А. Е. Бойкотту, который в 1920 году установил, что кровяные тельца в наклонных пробирках осаждаются быстрее, чем в вертикальных. Не вдаваясь в теоретическое обоснование описанного А. Е. Бойкоттом эффекта, следует знать, что он действительно существует и применительно к рассматриваемому вопросу может сыграть отрицательную роль вплоть до прихвата бурового инструмента при проходке искривленных участков стволов скважин. При бурении скважин с промывкой растворами на углеводородной основе, при всех его достоинствах, также не происходит полной очистки ствола, т. к. скопления шлама при больших углах наклона ствола обладают меньшей устойчивостью, чем в скважинах, промываемых растворами на водной основе. Это наводит на необходимость разработки новых добавок, повышающих значение вязкости при малой скорости сдвига и прочности геля, не оказывающих при этом нежелательного воздействия на общую вязкость бурового раствора.

Кроме названных параметров бурового раствора для бурения искривленных и горизонтальных скважин, большое значение имеют смазывающая способность и водоотдача. Первый – для снижения крутящего момента по причине увеличенного осевого трения бурильных

колонн; второй – для снижения кольматации пород, повышения устойчивости стенок скважины и предупреждения прихватов. Опасность проявления всех этих осложнений в значительной степени возрастает при бурении ГС. Водоотдача в таких случаях должна поддерживаться на значительно более низком уровне, чем при бурении вертикальных скважин. Регулироваться водоотдача должна в зависимости от температуры, давления и других параметров пласта.

Низкая вязкость раствора, высокая скорость циркуляции и турбулентный режим обеспечивают оптимальную очистку для горизонтальных участков ствола скважины. Однако и это не является догмой. Турбулентный режим для вымыва шлама может применяться в тех случаях, когда нет вероятности значительного размыва стенок скважины, особенно в неустойчивых интервалах и на внешнем радиусе искривления ствола скважины. В результате локального изменения конфигурации и объема ствола по этой причине поток раствора приобретает ламинарный характер движения, что отражается на его несущей (кинематической) устойчивости и, как следствие этого, затрудняется вынос шлама из затрубного пространства, что может привести к прихвату инструмента. Конечно, все сказанное о буровых растворах надо воспринимать как существенные ориентиры. Значение опыта бурения скважин в конкретных геологических условиях трудно переоценить при определении технологического регламента бурения искривленных и горизонтальных скважин, да и при отработке оптимальных рецептур буровых растворов. Для объективности суждений о шламообразовании в искривленных участках ствола горизонтальных скважин приведём информацию, опубликованную в статье В. И. Крылова и В. В. Крезуп «Особенности очистки стволов горизонтальных скважин от шлама». Авторы дают классификацию участков ствола скважины в зависимости от поведения шлама в затрубном пространстве. Наиболее трудно очищаемой зоной кольцевого пространства является участок ствола с зенитным углом $35\text{--}55^\circ$.

Практически все исследователи отмечают замедление потока бурового раствора на указанном участке. Из уравнения баланса, действующего на сферическую частицу, расположенную в плоскости с углом отклонения от вертикали в медленном сдвиговом потоке вязкой жидкости, А. Г. Потаповым и С. В. Васильевым были получены наиболее вероятные значения интервала зенитного угла, равные 36° и 54° , при которых возможно дюнообразование.

При угле наклона ствола менее 10° частицы начинают оседать по направлению к забою под действием силы тяжести. В интервале $10\text{--}30^\circ$ начинают формироваться напластования шлама. Шлам становится вязче

и плотнее при повышении зенитного угла, сохраняя тенденцию к скольжению вниз к забою. Эта тенденция уменьшается до тех пор, пока наклон ствола не достигает 60° , после чего силы трения становятся причиной остановки шлама. Максимальный угол скольжения для растворов на углеводородной основе и синтетических растворов, как правило, выше, чем для растворов на водной основе из-за высокой смазывающей способности. Отмечено также, что при увеличении интенсивности турбулизации потока промывочной жидкости вынос шлама увеличивается. На участках скважины с углом наклона от 35 до 60° режим течения мало влияет на вынос шлама. Однако диапазоны наклона стволов скважин могут меняться в результате воздействия и других факторов, таких как размерная характеристика шлама, форма частиц шлама и др. Немалое влияние оказывают реологические и тиксотропные свойства промывочной жидкости.

На эффективность очистки горизонтального ствола скважины влияют регулируемые и нерегулируемые факторы. К первым относятся: расход промывочной жидкости, механическая скорость проходки, реологические свойства промывочной жидкости, зенитный угол и диаметр скважины. Эти факторы необходимо учитывать на стадии проектирования и при решении оптимизации задач при бурении скважин.

Ко второй группе факторов относятся: плотность и размер частиц шлама, эксцентричное положение бурильной колонны в стволе скважины. При угле наклона более 20° бурильная колонна может лежать на нижней образующей, что значительно влияет на профиль скоростей потока промывочной жидкости в кольцевом пространстве и поведение частиц шлама. При увеличении частоты вращения бурильной колонны (при роторном бурении) наблюдается улучшение выноса шлама из наклонного ствола скважины. И наоборот, если бурильная колонна не вращается, что имеет место при бурении забойным двигателем с отклонителем (наиболее широко распространенный способ в практике строительства горизонтальных скважин), вынос шлама ухудшается. В этих случаях, чтобы компенсировать неподвижность бурильной колонны, может потребоваться повышенный расход промывочной жидкости.

При бурении скважин вообще и особенно при бурении горизонтальных скважин большое внимание уделяется реологическим свойствам промывочной жидкости: таким параметрам, как вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига, несущая способность жидкости, время релаксации раствора и др. Большинство исследователей при-

шли к единодушному мнению, что увеличение времени релаксации улучшает удерживающую и несущую способность промывочной жидкости при строительстве горизонтальных и сильно искривлённых скважин. Достичь этого можно за счёт ввода ХС-биополимера. В качестве реагентов-биополимеров применяют сочетание простых сахаридов и специальных бактерий.

Во время бурения горизонтальных скважин нередко возникает необходимость по техническим и технологическим причинам останавливать работу скважин. В этот период времени происходит достаточно быстрый процесс снижения гидропроводности прифильтровой части пласта, в том числе и по причинам загрязнения.

Из двух существующих промывок, прямой и обратной, наиболее эффективно в горизонтальных скважинах осуществлять обратную промывку. Она позволяет:

- повысить скорость движения восходящего потока в 3–5 раз за счёт уменьшения площади сечения колонны бурильных труб по сравнению с площадью кольцевого пространства;
- осуществить при необходимости дополнительную очистку ствола скважины способом гидроимпульса, понижая уровень промывочной жидкости в бурильной колонне до безопасной глубины с помощью компрессора;
- снизить силы сопротивления движению шлама, так как коэффициент трения скольжения частиц шлама о металл меньше коэффициента трения скольжения о необсаженные стенки скважины.

Если бурение с помощью обратной промывки все же составляет определённую сложность по каким-либо причинам, то необходимо хотя бы предусмотреть возможность обратной промывки для ликвидации осложнений, связанных с некачественной очисткой ствола, на стадии проектирования скважины.

В заключение этого раздела считаю необходимым акцентировать внимание специалистов-нефтяников, занимающихся бурением скважин, на эмпирические правила эффективности очистки горизонтальных скважин от шламовых накоплений. Данные правила разработаны компанией **M-1 Drilling Fluids Co** и опубликованы Марио Замора и Поль Хансоном под названием «Эмпирические правила повышения эффективности очистки ствола сильноискривленных скважин».

В этой работе приведены результаты исследователей проблемы обеспечения качественной очистки ствола скважины отделёнными компаниями, занимающимися бурением сильно искривленных сква-

жин. Несмотря на то что результаты этих исследований в основном согласуются с описанными ранее в технической литературе, а также в определенной степени и исследованиями, проведенными на месторождениях Удмуртии при проводке ГС, нам представляется важным повторить их в сжатом виде.

При проведении исследований было установлено четыре диапазона углов наклона ствола скважины:

- 1 – близкий к вертикальному – $0-10^{\circ}$;
- 2 – малый – $10^{\circ}-30^{\circ}$;
- 3 – средний – $30^{\circ}-60^{\circ}$;
- 4 – большой – $60^{\circ}-90^{\circ}$.

Правило 1.

Из четырех указанных выше диапазонов наклона ствола скважины наибольшую опасность представляет средней ($30^{\circ}-60^{\circ}$).

Скопившийся шлам сползает или лавиной устремляется в направлении, противоположном движению раствора, особенно при углах наклона ствола от 35 до 55° .

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 мо-

гут осаждаться гораздо быстрее, чем в вертикальных. Увеличение скорости осаждения наиболее очевидна при углах наклона ствола от 40° до 50° – 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 осаждения 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 бурильной колонны при промывке высоковязкими жидкостями, способствует эффективному выносу шлама.

В концентричном затрубном пространстве скорость движения раствора равномерно распределена вокруг бурильной колонны. Смеще-

ние бурильной колонны к нижней стенке скважины приводит к изменению скорости движения жидкости у верхней стенки скважины.

Правило 12.

Значительное смещение профиля скорости требует максимального уменьшения осаждения шлама на нижней стенке скважины.

Недостаток энергии раствора у нижней стенки 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 скорости потока осаждение шлама может стать особенно интенсивным. 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. Учёт всех этих обстоятельств должен 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 пачки бурового раствора повышенной вязкости в достаточном объеме, с высокой скоростью и 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 пачки 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.

**7. Наиболее эффективные реагенты, применяемые
для приготовления буровых растворов американской компанией
M-1 Drilling Fluids Co**

Для уменьшения водоотдачи бурового раствора и соответственно снижения проникновения фильтрата в продуктивный пласт применяется реагент M-1GEL.

Реагент POLIPAC (полианионная целлюлоза) увеличивает твердость глинистой бентонитовой корки и улучшает регулирование водоотдачи при сравнительно небольших концентрациях бентонита в растворе.

LO-WATE уменьшает проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт за счет коагуляции.

Для повышения кинематической и агрегативной устойчивости бурового раствора с целью повышения очистки ствола скважины от шлама применяют упомянутый выше M-1GEL, а реологические параметры при этом регулируют путем введения дефлокулятора или разбавителя (TACKLE), а также биополимера XCD. Другим загущающим реагентом, совместимым с данной системой, является НЕС.

С целью снижения трения бурильного инструмента с породами при бурении искривленных и горизонтальных скважин добавляют вододиспергируемую смазывающую добавку LUBE-167. Этот реагент значительно уменьшает крутящий момент и аксиальное трение во всех буровых растворах на водной основе. LUBE-167 обладает еще одним немаловажным преимуществом – в его состав не входят углеводородные соединения, а потому он не выделяет раздражающих паров. С увеличением плотности бурового раствора увеличивают и концентрацию реагента.

Для придания буровому раствору универсальных свойств, обеспечивающих образование качественной фильтрационной корки, высокой смазывающей способности, уменьшения водоотдачи, используют сразу несколько названных реагентов. С целью облагораживания буровых растворов используют и более доступные дешевые химические вещества. Так, для регулирования водоотдачи можно использовать гидроксид калия (KOH), так как ионы калия повышают устойчивость стенок скважины, сложенных глинистыми породами (сланцами). В этих же целях может использоваться и крахмал.

Ограниченное количество химических реагентов, выпускаемых отечественной промышленностью для приготовления буровых растворов вообще и специальных растворов для бурения ГС в частности, затягивает успешное решение проблемы качественного строительства скважин. В этой связи подходы к решению данной важнейшей проблемы в различных регионах неодинаковы, неодинаковы и результаты проводки горизонтальных скважин.

Ниже приведем некоторые результаты исследований и опытно-промышленных работ по разработке рецептур буровых растворов для бурения горизонтальных скважин. Исследования проведены лабораторией института «УдмуртНИПИнефть» применительно к геолого-физическим условиям месторождений Удмуртии под руководством зав. лабораторией П. В. Киселёва и старшего научного сотрудника В. А. Махоро.

8. Состояние и пути совершенствования вскрытия пластов горизонтальными скважинами на месторождениях Удмуртии

Строительство скважин на нефтяных месторождениях Удмуртии осложняется наличием в разрезах неустойчивых глин, интервалов, содержащих высокоминерализованные воды, и зон поглощения промышленной жидкости различной интенсивности. Предупреждение и ликвидация осложнений становятся более трудоемкими при бурении горизонтальных скважин. Это связано с несоответствием в полной мере качественных показателей применяемых буровых растворов новым условиям бурения, а также с большим временем воздействия бурового раствора на продуктивный пласт при проходке горизонтального участка пласта. Из-за длительных кольматационных процессов в значительной степени снижается проницаемость коллектора. Это не могло не отразиться на результатах бурения первых горизонтальных скважин 3253, 3259, 3261 Кезского месторождения и скважины 450 Мишкинского месторождения, бурение которых проводилось на лигносульфатном глинистом растворе, утяжеленном мелом. Высокое содержание твердой фазы в буровом растворе приводило к большим затратам материалов и времени на приготовление и обработку бурового раствора. Кроме того, бурение сильно-искривленных и горизонтальных участков ствола сопровождалось рядом осложнений, таких как нарушение устойчивости стенок скважин, прилипание бурового инструмента. Все это отрицательно сказалось на технико-экономических показателях бурения, а главное, дебиты этих скважин мало чем отличались от дебита вертикальных скважин.

Проведенные исследования и обобщение опыта бурения горизонтальных скважин в других районах позволили определить некоторые критерии выбора рецептуры буровых растворов. К основным из них были отнесены следующие.

Буровой раствор должен:

- содержать минимальное количество твердой фазы;
- обладать ингибирующими свойствами по отношению к глинистым породам;
- иметь хорошие смазывающие свойства;
- фильтрационная корка, образуемая раствором, должна быть тонкой, плотной и прочной и в то же время легко удаляться в процессе освоения скважины;
- раствор должен позволять изменять свои свойства без полной замены на новый путем ввода дополнительных реагентов, т. е. должен обладать свойствами модификации в зависимости от требований условий бурения скважин.

На основании научного обоснования приемлемости выбранных критериев к буровым растворам для горизонтальных скважин было принято решение отказаться от применения при строительстве горизонтальных скважин глинистых буровых растворов. В результате дополнительных исследований был сделан выбор в пользу рецептуры полимералюминатного карбонатного бурового раствора (ПАКБР).

Полимералюминатный карбонатный буровой раствор представляет собой состав комплексного органического полимера в минерализованной воде, содержащий в качестве твердой фазы карбонатные частицы размером от 14 до 150 мкм. Для сравнения: размер частиц твердой фазы глинистого раствора не более 3 мкм. Преобладающие размеры каналов фильтрации, характерные для разновозрастных известковых коллекторов порового типа на месторождениях Удмуртии, находятся в пределах от 0,5 до 7 мкм. Распределение по размерам частиц твердой фазы ПАКБР и глинистого бурового раствора определялось на лазерном дифракционном микроанализаторе Анализетте-22. Наиболее представительный размер твердой фазы раствора ПАКБР в процентном соотношении составляет 60–120 мкм.

Гранулометрический состав твердой фазы ПАКБР соответствует структуре порового пространства продуктивного пласта и, в отличие от глинистого раствора, исключает глубокую кольматацию ПЗП. За счет хороших смазывающих свойств и низкого содержания твердой фазы в ПАКБР были значительно повышены технико-экономические показатели бурения, увеличилась проходка на долото и скорость бурения, а следовательно, сократилось время контакта бурового раствора с продуктивным пластом. Сравнительные технико-экономические показатели отработки долот представлены в табл. 1.7.

Таблица 1.7.

**Средние технико-экономические показатели бурения
горизонтальных интервалов ствола**

Показатели бурения	Месторождение			
	Кезское	Мишкинское		Южно-Киенгопское
	Глинистый раствор	Глинистый раствор	ПАКБР	ПАКБР
Интервал бурения на растворе, м	392	370	320	400
Время бурения, ч	414	165	77	99
Количество долот, шт.	14,6	10	7,3	9
Механическая скорость бурения, м/ч	0,95	2,24	4,15	4,05
Проходка на долото, м	26,7	37	43,9	44,4

Как видно из табл. 1.7, при применении ПАКБР средняя механическая скорость проходки при бурении скважин на Мишкинском месторождении почти в 2 раза выше, а удельная проходка на долото на 20 % больше, чем при бурении на глинистом растворе. Хорошие противозносные и смазывающие свойства ПАКБР позволили значительно снизить износ элементов телеметрических систем, сократить число случаев их отказа. Компонентный состав ПАКБР предусматривает двойной эффект ингибирования глинистых отложений в разрезе ствола скважины: ионное ингибирование за счет использования в качестве дисперсионной среды пластовой воды высокой минерализации, полимерное ингибирование – за счет применения в рецептуре бурового раствора высокомолекулярных полимеров. Параметры применявшихся при бурении горизонтальных скважин составов ПАКБР и глинистых буровых растворов приведены в табл. 1.8.

Таблица 1.8.

Параметры буровых растворов, применяемых при строительстве горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть»

Показатели свойств буровых растворов	Тип бурового раствора		
	глинокарбонт- ный лигно- сульфонатный	безглинистый полимералюми- натный карбо- натный	инвертная эмульсия
Плотность, кг/м ³	1200–1250	1100–1180	1050–1140
Условная вязкость, с	30–40	30–40	60–100
Показатель фильтра- ции, см ³ /30 мин	6–8	6–8	0–1
Статическое напряже- ние сдвига за 1/10 мин, Па	1–5/2–8	0/0	0/0
Толщина корки, мм	1,0	0,5	0,5
Содержание твердой фазы, %	20–25	8–10	6–8
Электростабильность, вольт			200–250

Как видно из представленной таблицы, плотность ПАКБР изменялась в зависимости от геолого-технических условий без повышения содержания твердой фазы. Показатель фильтрации поддерживался на достаточно низком уровне. Буровой раствор в процессе бурения имел стабильные свойства. Обработка бурового раствора в процессе бурения сводилась к поддержанию концентрации полимера вследствие адсорбции его на стенках скважины и выбуренной породе. Технологии приготовления, очистки от выбуренной породы и обработки ПАКБР в процессе бурения достаточно просты и позволяют применять имеющееся

оборудование для приготовления и очистки буровых растворов. Для получения качественного бурового раствора, а именно получения тонкой дисперсии карбонатного утяжелителя и предотвращения выпадения его в осадок, применялся гидравлический диспергатор типа «струя в струю». Ниже представлены две конструкции диспергаторов. На рис. 1.14 представлена наиболее эффективная конструкция диспергатора. Эта конструкция наиболее универсальна. Эффективность диспергирования в данном случае зависит не только от расхода жидкости в манифольдах, но и от размера сопел. Даже при небольших расходах жидкостей в трубах (давлениях в манифольдах) можно добиться высокой степени диспергирования, меняя диаметр сопел.

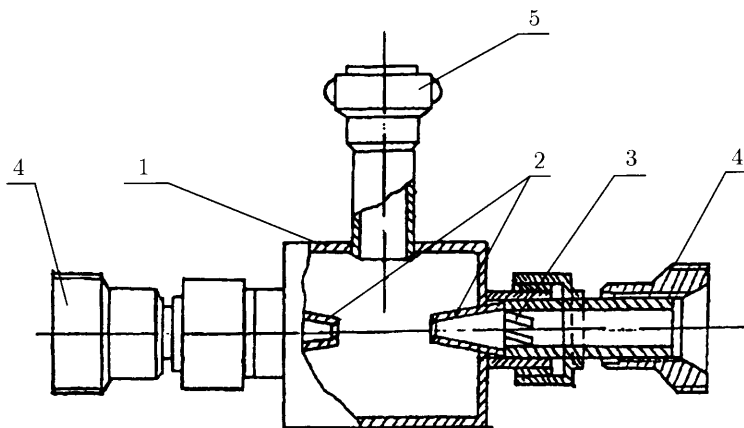
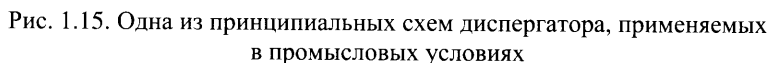


Рис. 1.14. Диспергатор конструкции «струя в струю»

На практике нередко используют более простую конструкцию диспергатора, хотя принцип практически один и тот же. Это, очевидно, объясняется простотой конструкции, что дает возможность изготовления его в промышленных условиях (см. рис. 1.15).

Сама же установка по приготовлению раствора представлена на рисунке 1.16.

Применение ПАКБР позволило повысить качество первичного вскрытия продуктивного пласта. При анализе результатов электрометрии бокового и индукционного каротажа по скважинам Николаевского месторождения, пробуренных на глинистом растворе и ПАКБР, можно сделать следующие выводы:



- удельное сопротивление буровых растворов, как глинистого, так и ПАКБР, составляло 0,5–0,8 мм;
- сопротивление по индукционному каротажу, т. е. в пласте, по скважинам, пробуренным на глинистом растворе и ПАКБР, практически совпадает, что позволяет провести объективное сравнение.

В скважинах, пробуренных на глинистом растворе, отмечается достаточно глубокая зона проникновения, в то время как в скважинах, пробуренных на ПАКБР, зона проникновения практически отсутствует. О качестве вскрытия продуктивных пластов в какой-то мере можно судить по результатам работы скважин (см. табл. 1.9).

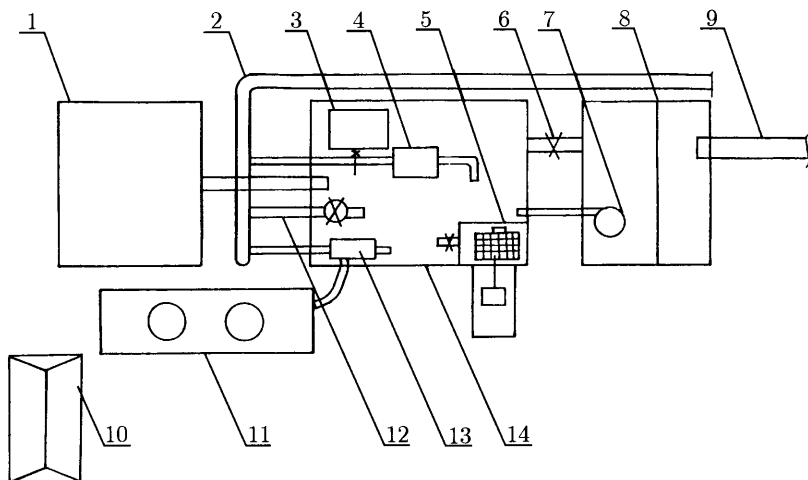


Рис. 16. Схема размещения технологического оборудования для приготовления и применения БПАКБР при бурении дополнительных стволов: 1 – насосный блок; 2 – манифольд; 3 – реакгентная емкость объемом 0,2–1 м³; 4 – диспергатор; 5 – глиномешалка МГ2-4; 6 – переточная труба с шиберной задвижкой; 7 – гидроразделитель с линией перекачки очищенного раствора; 8 – емкость-отстойник объемом 6 м³; 9 – желобная система; 10 – склад химреагентов; 11 – блок приготовления раствора БПР; 12 – пусковая задвижка; 13 – гидромеситель; 14 – емкость объемом 20 м³

Из табл. 1.9 видно, что средний дебит по горизонтальным скважинам, пробуренным с применением ПАКБР на Мишкинском месторождении, превышает дебит по соседним вертикальным скважинам в среднем на 23,8 т/с, по скважине 450 притока нефти не получено. По скважинам Кезского месторождения, пробуренным на глиномеловом растворе, этот показатель составляет в среднем 1,8 т/с.

В настоящее время проводятся опытно-промысловые работы по использованию для бурения горизонтальных скважин растворов на углеводородной основе типа инвертной эмульсии. Как известно, инвертные эмульсии являются, с точки зрения сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта при первичном вскрытии, наилучшими буровыми растворами. В то же время они характеризуются очень большим электрическим сопротивлением, что не позволяет использовать электрические методы каротажа и газовый каротаж, вследствие чего инвертные эмульсии могут быть применены только в хорошо изученном

разреze. Промысловые испытания рецептуры раствора на углеводородной основе проводились на Гремихинском месторождении, имеющем сравнительно плотную сетку скважин и геологическое строение которого хорошо изучено. При бурении горизонтальной скважины 453 был применен инвертно-эмульсионный буровой раствор.

В качестве дисперсионной среды использовалось дизельное топливо, дисперсной фазой являлась минерализованная пластовая вода. Отношение содержания воды к углеводородной жидкости составляло 0,7. В скважине осложнения не отмечены.

Опыт бурения горизонтальных скважин с применением ПАКБР и инвертно-эмульсионного бурового раствора показал достаточно высокую эффективность их использования по сравнению с глинистым буровым раствором при вскрытии продуктивных пластов. Вместе с тем остаются нерешенными технологические проблемы обеспечения устойчивости стенок скважины и выноса шлама из горизонтального и сильно искривленного участков ствола скважины.

Для решения этой задачи плотность бурового раствора, как было отмечено раньше, должна постоянно поддерживаться в определенном диапазоне. По данным исследований отечественных и зарубежных авторов было установлено, что с увеличением угла наклона ствола скважины вероятность обвала стенок скважины возрастает, а градиент давления гидроразрыва пластов уменьшается. Таким образом, при прочих равных условиях диапазон плотности применяемого бурового раствора снижается. Следовательно, для обеспечения устойчивости стенок скважины плотность бурового раствора при бурении горизонтальных скважин не должна приниматься по данным бурения вертикальных скважин. Некоторые зарубежные исследователи рекомендуют пошаговое повышение плотности бурового раствора. На каждые 30° увеличения зенитного угла повышать плотность раствора на 60 кг/м^3 , в сравнении с плотностью бурового раствора для бурения вертикальных скважин. В институте «УдмуртНИПИнефть» проведен расчет профилей минимальной и максимальной плотности бурового раствора, основанный на анализе упругости пород, и создана программа для ЭВМ, позволяющая определить необходимую плотность бурового раствора в зависимости от зенитного угла ствола скважины и свойств горных пород. Проведенный на ЭВМ анализ показывает, что в ряде случаев для обеспечения устойчивости стенок скважины необходимо изменить планируемый угол вхождения в продуктивный пласт и конструкцию скважины, т. к. при определенных свойствах горных пород требуемая для обеспечения устойчивости ство-

Таблица 1.9.

Данные по эксплуатации горизонтальных скважин ОАО «Удмуртнефть»

Показатели (параметры)	Кеское месторождение		Мишкинское месторождение													Южно-Киегтопское месторождение						
	месторождение		номер скважины													месторождение						
	3261	3253	3259	450	442	441	418	427	436	435	424	443	412	434	25	35	37	36	29			
Тип бурового раствора Объект разработки Длина горизонтального стола, м Вскрытая нефтенасыщ. часть горизонтального стола, м Дебит по прилегающим вертикальным скважинам на дату ввода ГС, т/сут нефти жидкости Обводненность, % $H_{всв}$, м Начальный дебит ГС, т/сут нефти жидкости Обводненность ГС, % Текущий дебит ГС, т/сут нефти жидкости Обводненность ГС, % $H_{всв}$ ГС, м Эффективность, т/сут Дебит нефти, приведен- ный к $H_{всв}$ вертикальных скважин Эффективность (по приведенному дебиту), т/сут	Башыр.	Верей	Верей	Глинистый	Турней	Турней	Турней	Турней	Турней	Турней	Турней	Турней	Турней	Турней	Верей	Верей	Верей	Верей	Верей			
	336	213	346	163	178	130	131	200	160	260	215	236	192	253	169	257	278	217	212			
	37,8	37,7	50,0	163	178	130	116,6	199,6	160	254,6	215	232	192	214,8	122	158,4	216,4	194	160,4			
	3,0	1,5	3,5	1,7	1,7	3,6	1,4	1,3	1,7	1,1	1,1	1,1	4,1	1,6	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0			
	3,1	1,7	3,9	10,5	8,1	17,1	5,1	8,6	8,9	17,6	17,6	8,9	10,4	6,9	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4			
	3,2	2,0	10,5	81,8	43,3	75,4	71,2	77,6	43,0	92,4	92,4	87,6	60,6	76,8	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0			
	868	640	880	681	692	670	827	608	608	600	600	733	614	614	600	600	600	600	600			
	2,0	3,0	9,1	11,6	12,6	8,0	19,5	61,6	8,9	8,9	8,9	34,0	45,0	18,7	6,0	22,0	7,0	8,0	8,0			
	3,0	3,0	13,0	12,4	14,9	8,0	20,5	73,6	9,3	9,3	9,3	43,0	45,0	19,5	6,0	22,5	7,6	8,0	8,0			
	33,3	0	29,7	6,5	15,2	0	4,9	3,8	3,8	3,8	3,8	20,9	0	4,4	0	2,0	8,0	0	0			
2,5	9,8	6,3	РИР	7,0	8,0	2,0	31,0	27,0	РИР	76	13,0	55,0	17,0	14,2	21,1	20,4	30,9	30,9				
2,6	10,5	7,0	11,0	9,0	3,0	68,0	46,0	8,0	21,0	55,0	8,0	55,0	17,1	15,2	23,6	20,5	34,1	34,1				
2,7	6,7	10,6	36,0	8,0	32,0	55,0	41,0	8,0	36,0	0,53	82	0,6	6,5	10,5	9,4	10,5	9,4	9,4				
725	757	809	950	541	864	594	92	316	316	732	217	488	702	676	644	656	590	590				
—	+8,3	+2,8	—	+5,3	+4,4	+0,6	+29,7	+25,3	—	+6,5	+11,9	+50,9	—	+11,0	+8,2	+15,1	+14,4	+24,9	+24,9			
3,0	8,3	6,8	—	5,0	10,2	1,6	43,1	187,4	—	14,4	13,0	185,5	—	14,5	12,6	19,6	18,6	31,4	31,4			
—	+6,8	+3,3	—	+3,3	+6,6	+0,2	+41,8	+76,7	—	+13,3	+11,9	+181,4	—	+8,5	+6,6	+13,6	+12,6	+25,4	+25,4			

В качестве эмульгатора использовался реагент Неонол-6 производства ПО «Нижекамскнефтехим». Раствор характеризовался высокой стабильностью свойств и не вызывал каких-либо проблем с обработкой в процессе бурения.

ла скважины плотность бурового раствора превышает максимальную и может привести к гидроразрыву пласта.

С целью снижения скорости осаждения шлама, а также его вымыва из ствола скважины в случае уже имеющихся отложений необходимо иметь буровой раствор с повышенными тиксотропными свойствами. Применяемые пока для бурения горизонтальных скважин в ОАО «Удмуртнефть» буровые растворы имеют низкие значения показателей тиксотропных свойств. С целью повышения вязкости при низких скоростях сдвига и придания буровым растворам тиксотропных свойств в настоящее время проводятся работы по совершенствованию рецептур буровых растворов. Для улучшения реологических свойств инвертных эмульсий у американской фирмы M1 Drilling Fluids закуплен реагент Vetsamod, являющийся, как показали лабораторные исследования, весьма эффективной добавкой для повышения вязкости при низких скоростях сдвига и придания буровому раствору на углеводородной основе тиксотропных свойств. Работы по совершенствованию свойств ПАКБР ведутся в направлении поиска полимерных загустителей и флокулянтов.

Исследования также показали, что немаловажную роль играет гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора в обеспечении качества вскрытия продуктивных пластов. Для регулирования содержания твердой фазы определенного размера ОАО «Удмуртнефть» закупило у фирмы Swako оборудование для очистки бурового раствора. В настоящее время совместно с этой известной фирмой – крупнейшим мировым производителем систем очистки бурового раствора – ОАО «Удмуртнефть» создает предприятие по выпуску оборудования для очистки бурового раствора.

Другим направлением, в значительной степени снижающим вероятность осложнений при бурении горизонтальных скважин, а также и стоимости их строительства, является применение оптимальных конструкций ГС. В настоящее время на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» в основном применяются две конструкции горизонтальной части скважин в зависимости от геолого-технических условий:

– горизонтальный участок ствола скважины в башкирских и турнейских залежах пластово-сводового и массивного типов, представленных устойчивыми карбонатными породами, оставляется необсаженным. В интервале набора зенитного угла и выхода на горизонталь в пределах продуктивного пласта может спускаться щелевой фильтр без цементирования затрубного пространства с целью снижения сил трения и предотвращения желобообразования при выполнении спускоподъемных операций во время освоения, исследования и эксплуатации скважины.

Эксплуатационная колонна цементируется от кровли продуктивного пласта до устья скважины;

– горизонтальный участок ствола скважины в верейских и яснополянских залежах пластового типа обсаживается эксплуатационной колонной и цементируется от забоя до устья скважины. В интервале продуктивных пластов устанавливается фильтр с кислоторастворимыми заглушками.

Совершенствование конструкции скважин идет в направлении облегчения конструкции скважин, уменьшения диаметра горизонтального ствола. ОАО «Удмуртнефть» в настоящее время перешло на бурение горизонтальных стволов малого диаметра. При этом используются долота диаметром 120,6 мм и 146 мм. Одновременно испытываются бицентричные долота фирмы DPI диаметром 120,6 мм, позволяющие получить ствол диаметром 146 мм, что способствует снижению осложнений за счет лучшей очистки ствола скважины и большей устойчивости стенок скважины малого диаметра. Кроме того, упрощение конструкции скважины позволяет обеспечить снижение материальных затрат и повышение коммерческой скорости бурения. В этом направлении перспективным является отказ от спуска промежуточных колонн за счет использования 146 мм или 168 мм эксплуатационной колонны, спускаемой до кровли продуктивного пласта. Резкоискривленный интервал набора зенитного угла и выхода на горизонталь углубляется долотами меньшего диаметра и в зависимости от геолого-технических условий оставляется открытым или крепится хвостовиком. Применение такой конструкции скважин позволяет не только снизить затраты на строительство горизонтальных скважин, но и решить ряд вопросов, связанных с ремонтом скважин. В частности, значительно упрощаются работы по резке дополнительного ствола, который в случае оставления горизонтального ствола необсаженным можно провести при обводнении первого горизонтального ствола. Кроме того, в стволе меньшего диаметра упрощается применение пакеров при ремонтно-изоляционных работах.

Работы по освоению первых горизонтальных скважин проводились компрессорным способом. Перед компрессированием скважины переводились на пресную воду. При этом призабойная зона пласта насыщалась пресной водой, что значительно снижало ее проницаемость по нефти. При компрессировании создавались значительные колебания давления, в результате чего наблюдались поглощения жидкости продуктивным пластом. Кроме того, такая организация работ по освоению требовала проведения операций для глушения скважин, позволяющих производить спуск глубинно-насосного оборудования при вводе скважины в эксплуатацию. Глушение проводилось минерализованной водой, что

значительно снижает продуктивность скважин. Учитывая то, что в настоящее время строительство горизонтальных скважин ведется на обустроенных месторождениях, комплекс работ по освоению предусматривает отработку скважин глубинно-насосным оборудованием, что позволяет сократить время от окончания бурения до ввода скважины в эксплуатацию, избежать проведения работ по глушению скважин. Для предотвращения снижения проницаемости призабойной зоны пласта за счет насыщения водой при простое до начала отработки глубинным насосом горизонтальная часть ствола скважины переводится на гидрофобный эмульсионный раствор.

Для того чтобы интенсифицировать приток нефти, на ряде скважин в опытном порядке проводились обработки призабойной зоны. Солянокислотные обработки в процессе освоения были проведены на 5 скважинах Мишкинского месторождения. После проведения СКО на скважинах 450 и 435 Мишкинского месторождения получен приток минерализованной воды. Можно предположить, что обводнение скважины после проведения СКО связано с прорывом воды по вертикальным трещинам, получившим дальнейшее развитие от кислотного воздействия. Учитывая конструктивные особенности горизонтальных стволов скважин, не следует на них переносить традиционные методы ОПЗ, применяемые в вертикальных скважинах. Следует отметить, что определение интервала обводнения в горизонтальном стволе является сложной задачей. Методы изоляции обводнившегося интервала в горизонтальном стволе до конца не разработаны, поэтому к выбору методов ОПЗ пласта в горизонтальном стволе следует подходить с особой осторожностью.

В горизонтальных скважинах, пробуренных на верейский объект разработки и обсаженных фильтрами с магниевыми заглушками, вскрытие последних осуществлялось растворением соляной кислотой. В таких случаях соляную кислоту закачивали в интервал фильтра с магниевыми заглушками и после 16 часов реагирования производили вскрытие цементного кольца против образовавшихся отверстий созданием избыточного давления. СКО горизонтальной части ствола проведено на 12 скважинах, пробуренных на верейские и башкирские отложения на Южно-Киенгопском, Кезском и Гремихинском месторождениях. Залежи нефти, приуроченные к верейским отложениям, пластовые, экранированные сверху и снизу непроницаемыми перемычками, поэтому проведение кислотных обработок на горизонтальных скважинах, пробуренных на данный объект разработки, не связано с риском обводнения.

Представляется целесообразным при проведении работ по восстановлению проницаемости призабойной зоны пласта, вскрытого с приме-

нением ПАКБР, проводить обработку призабойной зоны веществами, способными разрушать полимерную пленку, не вступая при этом в реакцию с породами, слагающими стенки скважины. На наш взгляд, в этих целях перспективно применение водных растворов гипохлоридов щелочных металлов. Однако окончательные выводы можно сделать после проведения опытно-промышленных работ.

Для снижения отрицательного влияния кольматации продуктивных формаций твёрдой фазой, а также решения задач специфики проводки горизонтальных участков стволов на месторождениях «Удмурт-нефть» были проведены опытно-промышленные работы по использованию коллоид-полимерных растворов на основе гидрозолей алюминия для вскрытия продуктивных отложений горизонтальными участками стволов скважин (С. Н. Горнович, А. М. Селиханович, А. Н. Олейников и др.).

Использование гидрозолей алюминия позволяет выполнить необходимое структурирование коллоидного раствора при их концентрации 0,1...0,12. Полученные коллоиды могли быть переведены в истинные растворы при изменении рН фильтрата бурового раствора ниже 4,35 или выше 10,5.

Опытно-промысловые работы по применению коллоид-полимерных растворов произведены при вскрытии продуктивных отложений на скважинах 306 и 314 Котовского месторождения и скважине 2927 Лудошурского месторождения (см. таб. 1.10).

Таблица 1.10.

п/п	Месторождение	Номер	Тип кол-лктора	Интервал бурения по длине ствола, м	Интервал коридора ствола по глубине, м	Диаметр долота, м	Проектная плотность бурового раствора кг/м ³
1	Котовское	306	Грануляр-ный	1334... 1532	1154... 1157,5	0,1206	1120
2	Котовское	314	Грануляр-ный	1425... 1607	1245... 1248	0,1206	1120
3	Лудошурское	2927	Карбонат-ный	1222... 1385	1040... 1043	0,1206	1120

Приготовление коллоид-полимерных растворов было выполнено по разработанной ООО «ВолгоУралНИПИгазом» рецептуре с использованием в качестве водной среды местных природных ресурсов и конденсированных коллоидов гидрозолей алюминия.

Химический состав природного рассола был представлен в основном хлоридами катионов Na^+ , Ca^{+2} , Mg^{+2} . При этом концентрации поливалентных катионов составили по Ca^{+2} – 12 г/л и Mg^{+2} – 4г/л при плотности 1160 кг/м³.

Для приготовления бурового раствора рассол разбавлялся технической водой до плотности, на 0,020 кг/м³ ниже нормированной плотности бурового раствора. Учитывая высокое содержание в используемом рассоле поливалентных катионов, приготовление конденсированных коллоидов производили проведением умягчения рассола кальценированной содой добавкой от 1,3 до 2,0% вес. и последующей добавкой хлористого алюминия. Данный подход к приготовлению коллоид-полимерного раствора позволил обеспечить следующие их технологические параметры (табл. 1.11).

Таблица 1.11.

Номер скважины	Интервал залегания глин, м	Коэффициенты кавернзности	
		Коллоид-полимерный раствор	Проектный раствор
306	1180...1240	1,0	1,3
314	1190...1250	1,0	1,2

Изменение технологических параметров коллоид-полимерных растворов в процессе бурения горизонтальных участков стволов на всех скважинах находилось в пределах допустимых колебаний по реологическим показателям; по водоотдаче растворы сохраняли первоначальные значения.

Изменение реологических показателей наиболее выраженным было при бурении скважин на Котовском месторождении. Это определялось наличием в верхнем карбоне яснополянских глин, которые при их разбурировании снизили концентрацию конденсированных коллоидов путём их адсорбирования на поверхности шлама. При разбурировании интервалов яснополянских глин также был установлен повышенный ингибирующий эффект коллоид-полимерного раствора, что подтверждено результатами кавернометрии, а также улучшением проходимости геофизических приборов при проведении ГИС скважин.

Бурение интервалов набора зенитного угла и горизонтальных участков стволов скважин осуществлялось с использованием гидрав-

лических забойных двигателей ДР-106 при расходе бурового раствора 0,008–0,010 м³/с, долотом 124 ЦАУ средней механической скоростью 4 м/ч. Этот расход бурового раствора позволял обеспечить нормальную гидроочистку ствола скважины и проходимость компоновки, в т. ч. и на участке набора зенитного угла.

Анализ затрат на бурение горизонтальных участков стволов, связанных с применяемыми буровыми растворами, показал, что снижение затрат по статье «Материалы» составило 17,8 % и по времени 20,8 % от сложившихся аналогичных результатов при применении проектных буровых растворов. Освоение скважин после бурения прошло успешно. При этом, учитывая поздние стадии разработки Котовского и Лудошурского месторождений и механизированный способ добычи, гидродинамических исследований пробуренных скважин по определению совершенства вскрытия продуктивных отложений при применении коллоид-полимерных растворов не производилось. Однако все скважины обеспечили проектный уровень добычи.

Хорошие результаты на месторождениях Оренбургской области при бурении ГС и БГС показали буровые растворы на основе биополимеров с плотностью 1,05 г/см³ и 1,3 г/см³, где полимерной основой служат реагенты полисахаридной природы – биополимеры и производные крахмала и целлюлозы. Эти растворы обладают высокими кольматирующими свойствами и хорошо сохраняют коллекторские параметры продуктивного пласта, так как образуют на стенках скважины плотную полимермеловую плёнку. Наличие полимерной плёнки позволяет без значительных осложнений осуществить проводку бокового ствола и до минимума сократить проникновение дисперсной фазы бурового раствора в продуктивный пласт.

Проводка горизонтальных скважин проводится с использованием новых типов промывочных жидкостей, биополимерных, коллоид-полимерных буровых растворов, которые разработаны ЗАО «Робус», ООО «ВолгоУралНИПИгаз», ЗАО «ИКТ-Сервис и других фирм. Новые типы буровых растворов выпускаются в виде сухих смесей, которые технологичны в применении. Плотность биополимерных растворов регулируется введением утяжелителя (мела) и уровнем минерализации дисперсной среды (воды) при введении хлористого натрия, хлористого кальция и рапы. При практическом использовании биополимерных растворов выявлено снижение вязкостных и реологических показателей в процессе углубления скважин. Вероятнее всего, это происходит за счёт формирования фильтрационной корки и адсорбции биополимера на выбуренной

поде. Для поддержания вязкостных характеристик в буровой раствор вводится биополимер. Полная характеристика компонентных составов, применяемых биополимерных и коллоид-полимерных растворов является коммерческой тайной разработчиков и производителей.

Интересен и опыт белорусских нефтяников. При бурении горизонтальных скважин в горизонтальной части ствола в буровом растворе значительно увеличивают смазывающие материалы. При этом соблюдаются следующие условия:

- плотность бурового раствора должна обеспечивать гидростатическое давление на пласт не более чем на 2–3 %;
- фильтрация должна способствовать быстрой кольтатации проницаемых зон и участков ($\Phi < 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $K = 0,2\text{--}0,3 \text{ мм}$);
- вязкость структуры – обеспечивать высокую подвижность и раннюю турбулизацию ($\mu = 52\text{--}60 \text{ мПа}\cdot\text{с}$);
- смазочная способность – обеспечивать подвижность бурового инструмента при различных технологических операциях.

Этот опыт может быть использован в идентичных геологических условиях на других месторождениях.

9. Критерии выбора размещения горизонтальных скважин и технико-экономической целесообразности их бурения

Как известно, основным целевым назначением проектирования разработки месторождений независимо от применяемых методов повышения нефтеотдачи является обеспечение запланированных уровней добычи нефти, а также наибольшего коэффициента извлечения нефти при максимальной прибыли с одновременным выполнением экологических требований и охраны недр. С учетом перечисленных требований становится вполне понятным, насколько важным является правильное размещение любых скважин на месторождении и особенно горизонтальных, преследующих цель наибольшего доизвлечения нефти на уже разрабатываемом месторождении. Этой цели подчинены все последующие технологические процессы, начиная от строительства скважин, вскрытия и освоения до непосредственной добычи нефти и ремонтных работ. При неправильном выборе размещения горизонтальных скважин и направлении горизонтального участка его ствола все последующие безукоризненно выполненные технологические работы не дадут желаемого эффекта. Поэтому основным критерием размещения горизонтальных ство-

лов скважин является предварительное тщательное изучение геологических условий залегания продуктивного пласта, нефтенасыщенности и степени выработанности запасов. При этом обязательно должна учитываться работа всей пластовой системы месторождения. Анализируя состояние разработки месторождений, находящихся продолжительное время в эксплуатации, не трудно убедиться, что в результате неравномерного фронта вытеснения нефти по различным причинам в продуктивном пласте остаются целики нефти, практически не тронутые разработкой. На выявление этих зон и должны быть направлены в первую очередь предварительные исследования геологов. Конечно же, целесообразность бурения горизонтальных скважин не определяется лишь этим изучением. Во внимание принимается целый ряд других обстоятельств, в том числе наличие слабозабоженных подошвенных вод, близость ВНК, наличие верхних вод и газовых шапок, коллекторские свойства продуктивного пласта, градиента давления внутри залежи, текущая обводненность продукции близлежащих скважин, проницаемость и трещиноватость разобщающих пропластков. Особое значение при этом уделяется анизотропии пласта по проницаемости, т. е. отношение вертикальной проницаемости к горизонтальной проницаемости. С учетом повышенной стоимости бурения горизонтальных скважин проводится технико-экономическая оценка доизвлечения указанных объемов нефти существующими новыми методами повышения нефтеотдачи и сопоставление этих данных при горизонтальном бурении.

При оценке стоимости строительства горизонтальных скважин учитываются опыт и особенности бурения горизонтальных скважин в зависимости от таких факторов, как:

- наличие неустойчивых пород и их толщины при вхождении в интервал горизонтального ствола;
- возможность оставления без изоляции и разобщения нижней части разреза;
- необходимость обсаживания горизонтальной части ствола.

Требуется также оценить коэффициент удорожания проведения исследовательских, ремонтных, а также геолого-технических мероприятий в горизонтальном стволе скважин в сравнении с вертикальными скважинами. Это, очевидно, можно сделать на основе предварительного анализа стоимости указанных мероприятий на месторождениях, разрабатываемых с использованием горизонтальных скважин.

С учетом накопленного опыта бурения и проектирования разработки с применением горизонтальных скважин, известно большое разнообразие систем разработки нефтяных месторождений с различным размещением горизонтальных и вертикальных скважин. Основные из них следующие: параллельно-линейная, блочно-линейная, лучевая, радиально-лучевая и т. д. Эти системы разработаны и применяются в основном на месторождениях Башкортостана и Татарстана.

Следует отметить, что горизонтальное бурение за рубежом и России применяется на месторождениях с легкими нефтями, в основном на мощные толщи коллекторов (10 и более метров), не имеющих газовых шапок и подстилающей воды.

Применение на месторождениях Удмуртии системы разработки с горизонтальными скважинами принципиально отличается от таковых в других регионах России.

Данные промысловых и геофизических исследований в добывающих и нагнетательных скважинах указывают на неравномерность выработки по разрезу скважин с высокой послойной неоднородностью. Охватываются выработкой в основном высокопроницаемые пропластки коллекторов. Из-за близости водонефтяных и газонефтяных контактов, как правило, не вскрывались целые пропластки высокой продуктивности, которые не могут быть вовлечены в разработку обычными методами.

Поэтому на ряде месторождений, содержащих вязкие и высоковязкие нефти, предложены и внедрены в промышленных объемах комбинированные системы разработки, включающие использование традиционно применяемых сеток скважин (7 и 13-точечные обращенные системы), внедрение термических и термополимерных методов воздействия на продуктивные пласты, бурение горизонтальных уплотняющих скважин в сформированных элементах и реанимацию высокообводненного, низкодебитного фонда скважин путем зарезки боковых горизонтальных стволов.

Как отмечалось ранее, первая ГС в Удмуртии пробурена в 1992 году на Мишкинском месторождении. Дебит скважины получен в 4 раза выше соседних вертикальных скважин. Плановое опытно-промышленное бурение ГС начато в 1994 году.

Горизонтальные скважины на Кезском месторождении бурились на продуктивные отложения башкирского яруса и верейского горизонта, которые сложены карбонатными коллекторами в основном порово-кавернозного типа. Эффективные нефтенасыщенные толщи – от 0,6 до 3,8 м, отмечается высокая расчлененность разреза (К расч. – около 8), рис. 1.17.

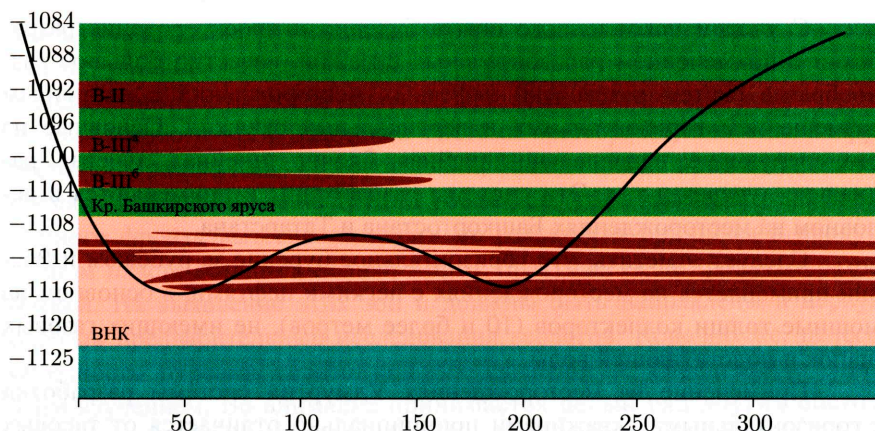


Рис. 1.17. Кезское месторождение. Профиль горизонтальной скважины 3261 в продуктивных отложениях верейского горизонта и башкирского яруса

На месторождении в опытном порядке пробурено 3 скважины в центральной части залежи.

Результаты эксплуатации наглядно свидетельствуют о значительном повышении дебита в сравнении с соседними вертикальными.

Первые четыре ГС на черепетской залежи Мишкинского месторождения, пробуренные на опытном участке, показали их высокую эффективность – более чем пятикратное увеличение продуктивности скважин в сравнении с соседними вертикальными скважинами.

В промышленных объемах горизонтальное бурение на Мишкинском месторождении реализуется с 1995 года на основании составленной технологической схемы разработки. Разработанная система размещения скважин позволяет семиточечный обращенный элемент преобразовать в систему из 4-х горизонтальных скважин и центральной нагнетательной скважины, что позволяет существенно увеличить охват и выработку запасов. В случае недостаточной приемистости вертикального ствола нагнетательной скважины, не обеспечивающей охват элемента вытеснением, предлагается забурка из нагнетательной скважины бокового горизонтального ствола. Как ранее было отмечено, коллекторами являются карбонатные породы, характеризующиеся высокой послойной и зональной неоднородностью и сравнительно невысокими коллекторскими свойствами.

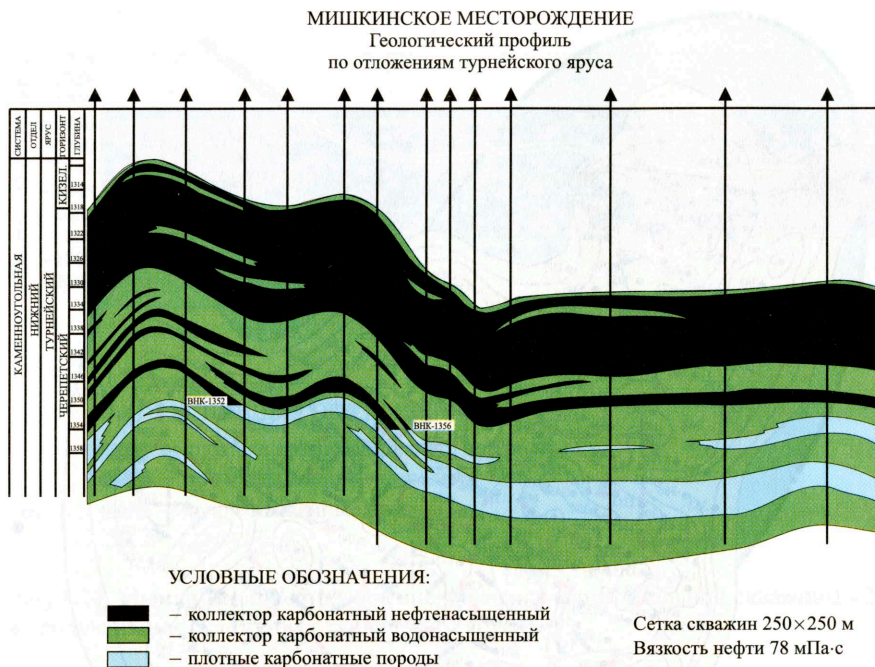


Рис. 1.18. Мишкинское месторождение. Геологический профиль по отложениям турнейского яруса

Для наглядности и удобства читателей мы вновь обращаемся к геологическому профилю Мишкинского месторождения, теперь уже с точки зрения размещения горизонтальных скважин.

Пористость в среднем около 16 %, проницаемость 0,213 мкм². Средняя нефтенасыщенная толщина 7,5 м. Нефть высоковязкая (75,7 мПа·с в пластовых условиях), высокосмолистая, высокопарафинистая. Длина горизонтального ствола ограничена 150 м, с учетом высокой плотности пробуренных скважин. В целях предупреждения обводнения скважин подошвенной водой горизонтальные скважины размещены на участках залежи с наличием уплотняющей пачки между нефтенасыщенными и водонасыщенными породами, выполняющей роль экрана в предупреждении обводнения подошвенной водой.

Схема размещения горизонтальных скважин на черепетской залежи Мишкинского месторождения представлена на рис. 1.18.

Выполненными технико-экономическими расчетами подтверждена экономическая и технологическая эффективность предложенной системы разработки на Мишкинском месторождении. Дополнительная до-

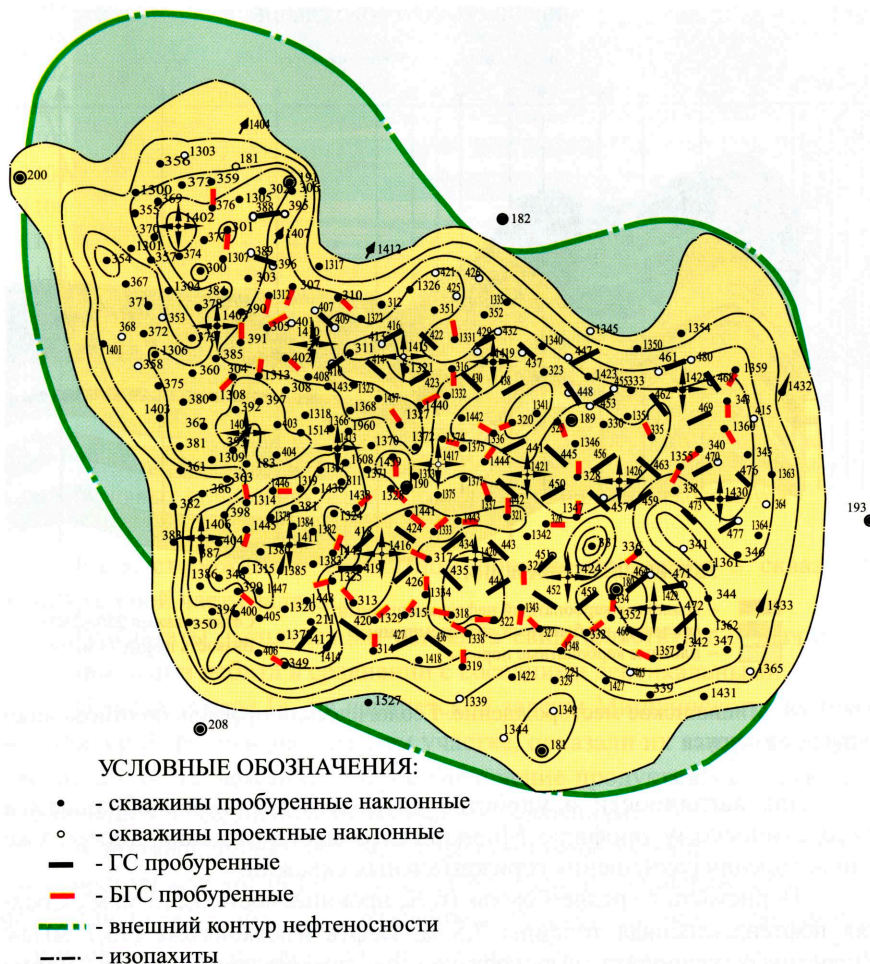


Рис. 1.19. Схема размещения горизонтальных скважин на черепетской залежи Мишкинского месторождения

быча нефти оценивалась в 1,5 млн т, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) на 2,9 %. Анализ работы пробуренных горизонтальных скважин показывает, что на начальном периоде работы прогрессирующего обводнения не отмечено. Высокие результаты получены по горизонтальным скважинам 436 и 427, пробуренным в южной переклиальной части структуры.

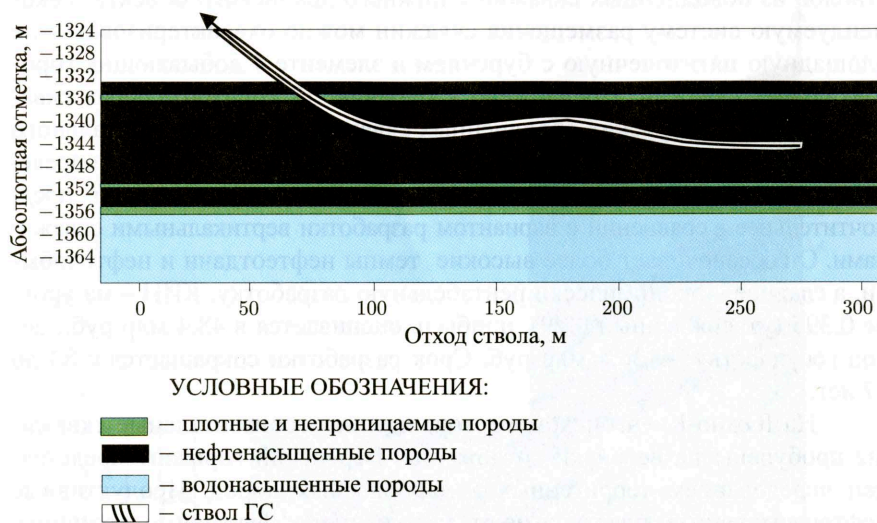


Рис. 1.20. Мишкинское месторождение. Профиль горизонтальной скважины 427 в продуктивных отложениях турнейского яруса

При освоении скважин получены фонтаны нефти более 60 т/сут, средние текущие дебиты составляли всего лишь около 4 т/сут. Начальный дебит по нефти в среднем составлял 25,5 т/сут при средней обводненности 16,4 %. За весь период разбуривания черепетской залежи системой вертикальных скважин дебит нефти не превышал 3,0–4 т/сут. Таким образом, начальный дебит по горизонтальным скважинам более чем в 6 раз превышает дебит по вертикальным. Текущий дебит составлял 15,7 т/сут. при обводненности 24,1 %. По вертикальным скважинам эти показатели составляли 2,8 т/сут. и 75,6 % соответственно. Иными словами, текущий дебит по горизонтальным скважинам в 6 раз выше, чем по вертикальным, обводненность в 3 раза ниже.

С учетом накопленного опыта бурения горизонтальных скважин в дополнение к проекту рассмотрен вариант разработки верейского объекта Ижевского месторождения вертикальными и горизонтальными скважинами на основе проектной площадной семиточечной системы. Добывающие горизонтальные скважины размещены по сторонам квадрата, в центре которого бурятся нагнетательные вертикальные скважины. Вместо шести вертикальных бурятся 4 горизонтальные скважины. Горизонтальные скважины размещены в зоне нефтенасыщенных толщин от 3,5 м и более. Предусмотрено бурение боковых горизонтальных

стволов из обводненных скважин с нижнего девонского объекта. Рекомендуюмую систему размещения скважин можно охарактеризовать как площадную пятиточечную с бурением в элементе 4 добывающих горизонтальных скважин. Предложено к бурению 12 горизонтальных скважин и 7 БГС с девонских обводненных скважин. Длина горизонтального ствола с учетом небольших дренируемых запасов одной скважиной определена от 100 до 200 м. Технологически и экономически этот вариант предпочтительнее в сравнении с вариантом разработки вертикальными скважинами. Он обеспечивает более высокие темпы нефтеотдачи и нефтедобычи, а главное – экономически рентабельную разработку. КИН – на уровне 0,395 (утвержденный 0,29), прибыль оценивается в 48,4 млрд руб., доход государству – 136,4 млрд руб. Срок разработки сокращается с 84 до 47 лет.

На Южно-Киенгопском месторождении горизонтальные скважины пробурены на верейские отложения. Верейский горизонт представлен чередованием терригенных и карбонатных пород. Продуктивные нефтенасыщенные пласты имеют небольшие эффективные толщины, которые изменяются от 2 до 5 м, в среднем составляя 2,9 м.

Согласно дополнению к технологической схеме, горизонтальное бурение предусматривалось на юго-восточном склоне поднятия. Общий фонд горизонтальных скважин – 8, из них 6 добывающих и 2 нагнетательных. Длина горизонтального ствола – от 212 до 470 м (рис. 1.21, 1.22).

Средний дебит по горизонтальным скважинам составлял 15 т/сут, коридор для бурения горизонтального ствола – не более 3 м, проектный профиль – горизонтальный. Учитывая небольшие размеры залежи, область дренирования горизонтальными скважинами значительна, темпы отбора при реализации варианта разбуривания горизонтальными скважинами почти на 3 % выше, чем вертикальными. По основным экономическим показателям данный вариант предпочтительнее. Срок разработки залежи 11 лет.

Расчетный КИН по опытному участку – 0,580, против утвержденного 0,434, или на 14,6 % выше. За весь срок разработки поток наличности в сравнении с утвержденным вариантом оценивается на 13,1 млрд руб. больше. Все горизонтальные скважины пробурены и находятся в эксплуатации.

На Гремихинском месторождении в период опытно-промышленного внедрения пробурено четыре горизонтальные скважины, в том числе одна скважина – на терригенные коллекторы. Гремихинское месторож-

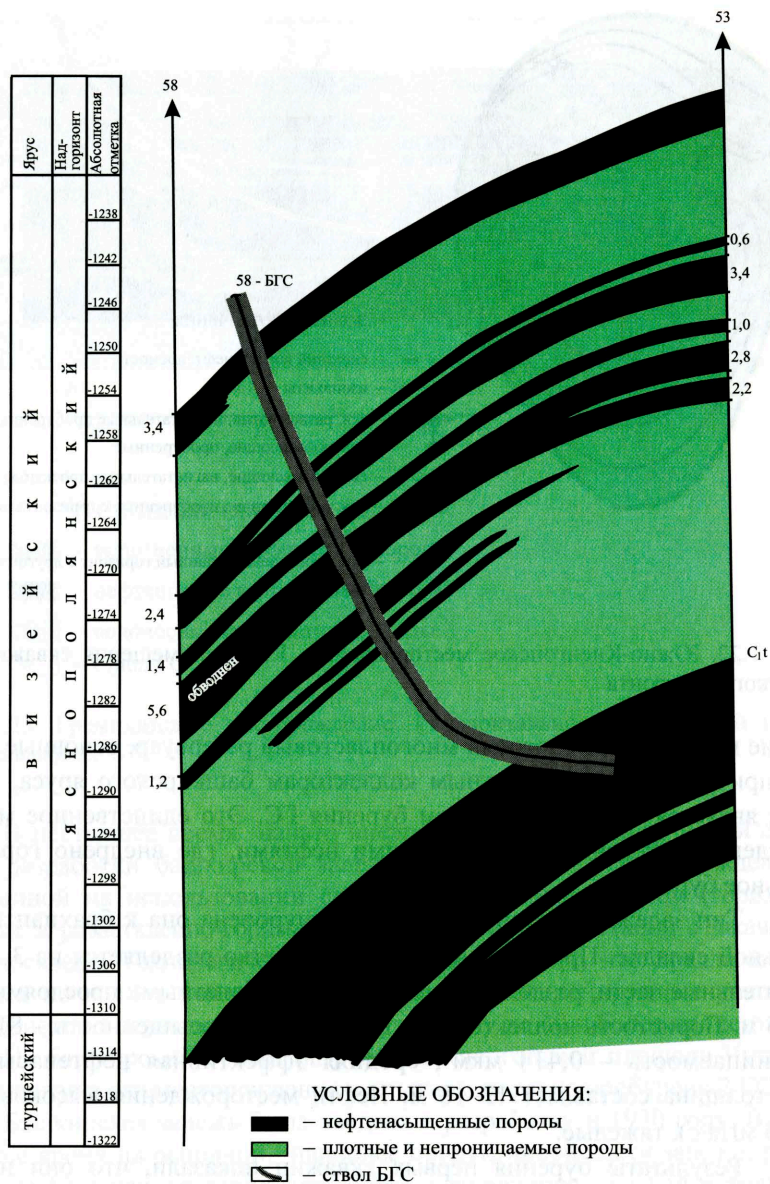


Рис. 1.21. Южно-Киевское месторождение. Геологический профиль бокового горизонтального ствола скв. 58 в продуктивных отложениях верейского горизонта

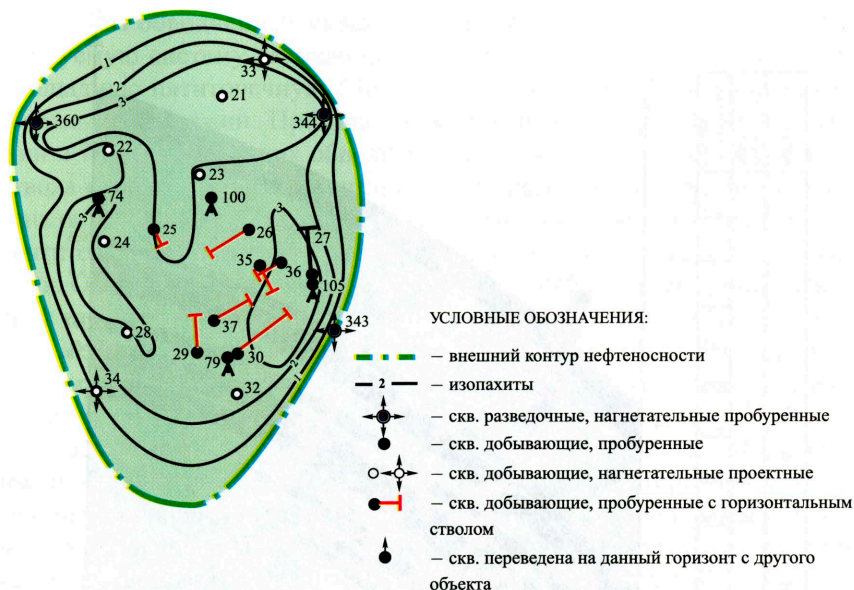


Рис. 1.22. Южно-Киенгопское месторождение. Карта размещения скважин верейского горизонта

Месторождение представляет сложный многопластовый резервуар, основные запасы приурочены к карбонатным коллекторам башкирского яруса, который является базовым объектом бурения ГС. Это единственное месторождение в России с высоковязкими нефтями, где внедрено горизонтальное бурение.

Тип залежи пластово-сводовый, приурочена она к брахиантиклинальной складке. Продуктивный пласт А4 четко разделяется на 3 самостоятельные части, разделенные плотными карбонатными прослоями от 1 до 5 м. Пористость коллекторов – 17,4 %, нефтенасыщенность – 81,7 %, проницаемость – 0,414 мкм², средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 12–18 м. Нефти месторождения высоковязкие (150 мПа·с), тяжелые.

Результаты бурения первых скважин показали, что они имеют продуктивность на уровне проектных (4 т/сут.), что в 2 раза выше, чем продуктивность работающих соседних вертикальных скважин.

На месторождении в опытном порядке пробурены многоствольные скважины (рис. 1.23).

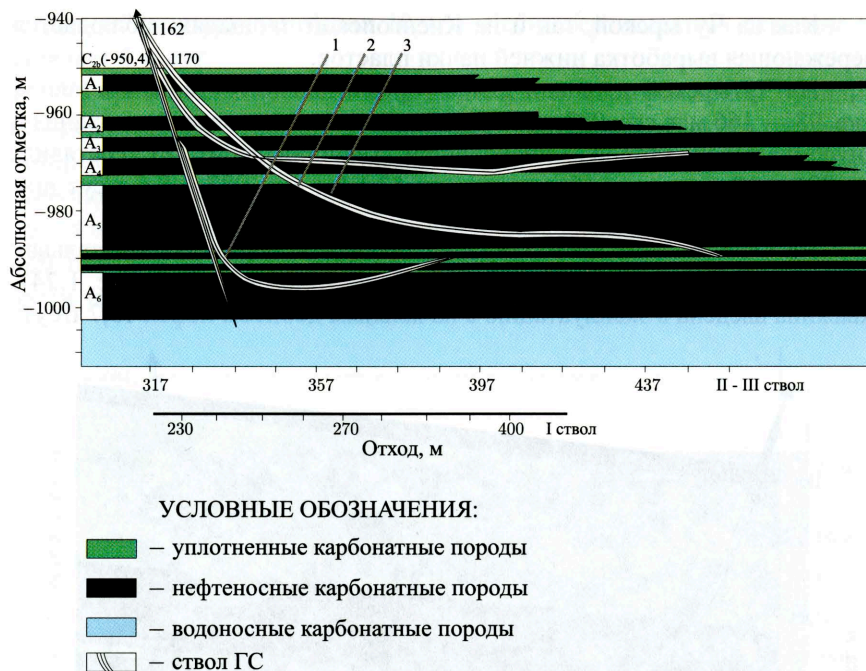


Рис. 1.23. Гремихинское месторождение. Горизонтально-разветвленный профиль скважины 673

В настоящее время начато внедрение принципиально новой системы разработки башкирской залежи Гремихинского месторождения, основанной на использовании сложных скважинных систем (горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин) в сочетании с закачкой теплоносителя. Технологические расчеты показывают, что предлагаемая система позволяет вовлечь в разработку слабодренлируемые участки и пропластки и довести конечную нефтеотдачу до 40 и более процентов.

На башкирский объект разработки Киенгопской площади Чутырско-Киенгопского месторождения в опытном порядке пробурено 2 ГС.

Башкирская залежь была введена в разработку в 1970 году. В настоящее время на основной, наиболее продуктивной части залежи, реализована 13-точечная площадная система заводнения с сеткой размещения скважин 300 x 300 м. Текущий дебит вертикальных скважин по нефти составляет 5 т/сут при обводненности 87%. Коллектора характеризуются невысокой пористостью и проницаемостью (11 % и 0,283 мкм²), нефти повышенной вязкости – 27 мПа·с.

Как на Чутырской, так и на Киенгопской площадях наблюдается опережающая выработка нижней пачки пластов.

На Чутырской площади длина горизонтального ствола составила в скв. 981 – 166 м, в скв. 987 – 206 м., при этом профиль первой скважины – синусоидальный, второй – нисходящий. Текущий дебит ГС составил: скв. 981 – 10 т/сут при обводненности 52,1 %; скв. 987 – 8,6 т/сут при обводненности 3 %.

На Ончугинском месторождении пробурена первая горизонтальная скважина 628 на терригенные яснополянские отложения (см. рис. 1.24). Скважина введена в эксплуатацию с начальным дебитом нефти 15,7 т/сут.

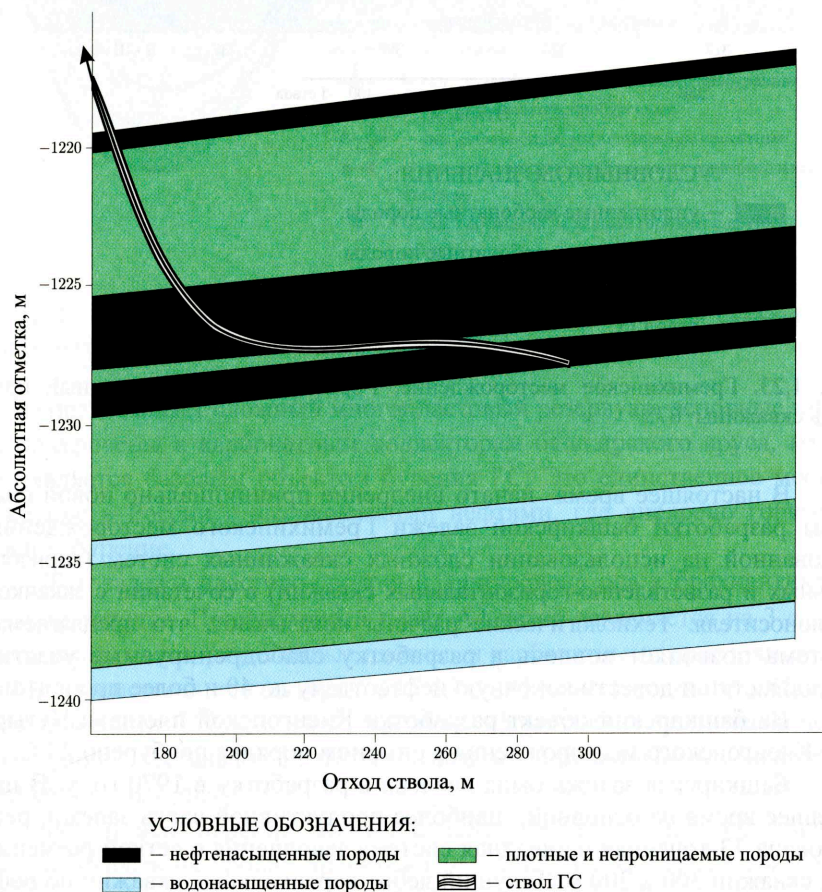


Рис. 1.24. Ончугинское месторождение. Профиль горизонтальной скважины 628 в отложениях яснополянского надгоризонта

и обводнённостью продукции 10,9 %. Дебит вертикальных скважин составляет 6 т/сут.

Горизонтальные скважины на Кезском месторождении бурились на продуктивные отложения башкирского яруса и верейского горизонта, которые сложены карбонатными коллекторами в основном порово-кавернозного типа. Эффективные нефтенасыщенные толщины – от 0,8 до 2,8 м, отмечается высокая расчленённость разреза (рис. 1.25). В опытно-порядке на месторождении пробурено 3 скважины в центральной части залежи.

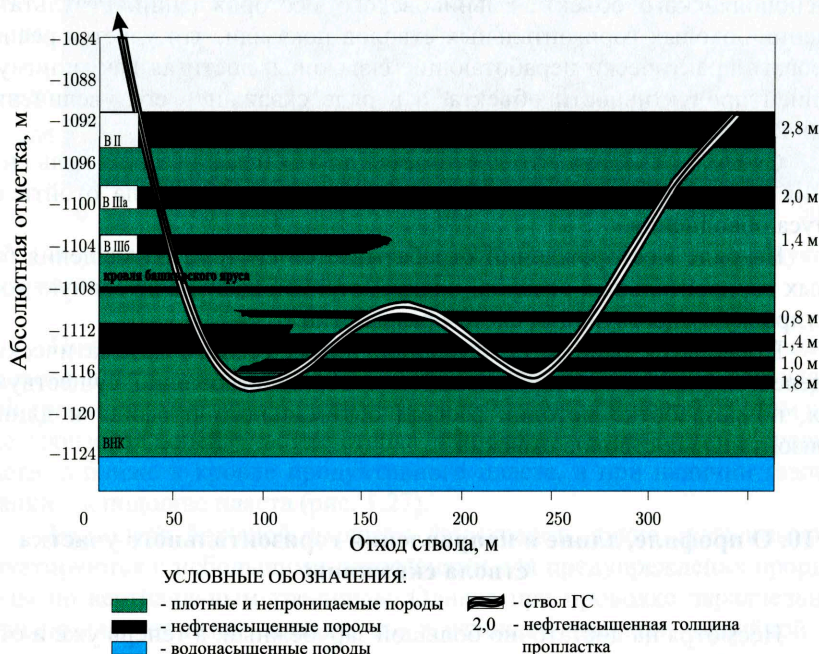


Рис. 1.25. Кезское месторождение. Профиль горизонтальной скважины 3261 в продуктивных отложениях верейского горизонта и башкирского яруса

Результаты эксплуатации скважин свидетельствуют о значительном превышении дебита ГС в сравнении с соседними вертикальными.

Анализ работы первых ГС показал, что их продуктивностькратно выше, а обводненность ниже, чем у вертикальных скважин. При этом отмечается стабильность работы скважин на протяжении нескольких

дуктивных пластах небольшой толщины (5–12 м) целесообразно проводить горизонтальный участок ствола скважины осуществлять в средней по толщине части параллельно кровле или подошве пласта (см. рис. 1.26).

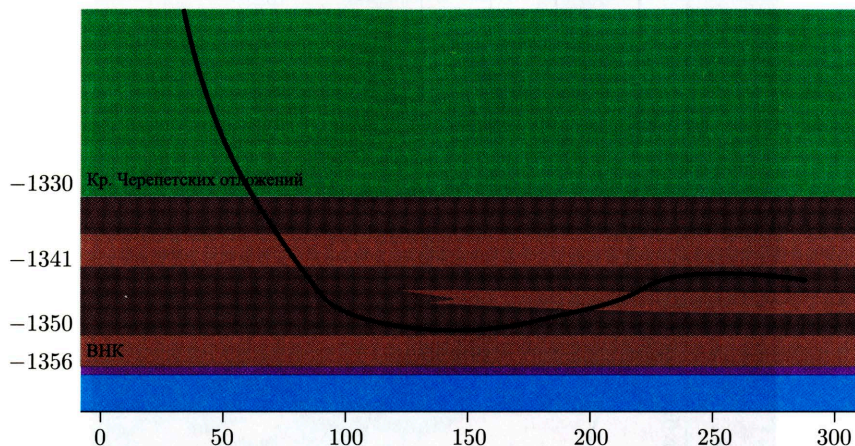


Рис. 1.26. Вариант размещения горизонтального ствола скважины в продуктивных пластах небольшой толщины

Почти то же самое можно рекомендовать для монолитного однородного пласта значительной толщины с преимущественно вертикальной трещиноватостью и подстилаемого подошвенной водой. В этом случае горизонтальный участок ствола располагается не точно в средней части, а ближе к кровле продуктивного пласта, а при наличии газовой шапки – к подошве пласта (рис. 1.27).

Благодаря большой площади фильтрации, такие скважины эксплуатируются с небольшими депрессиями для предупреждения прорыва воды по вертикальным трещинам. Однако при проводке параллельных стволов следует иметь в виду, что в условиях высокой послойной неоднородности продуктивного пласта по проницаемости, а еще хуже – в слоистонеоднородных пластах горизонтальный ствол, параллельный кровле или подошве пласта, может пройти по одному из непродуктивных или слабопроницаемых прослоев. Большая часть продуктивного разреза при этом окажется не вскрытой.

Пологонаклонные участки ствола в продуктивной части скважины можно рекомендовать при однородном по проницаемости и большом по толщине продуктивном пласте. Гидродинамическое совершенство призабойной зоны скважины в этом случае многократно возрастает. Если геологические условия или техническое оснащение бурильного инструмента не позволяют осуществить стабилизацию зенитного угла непо-

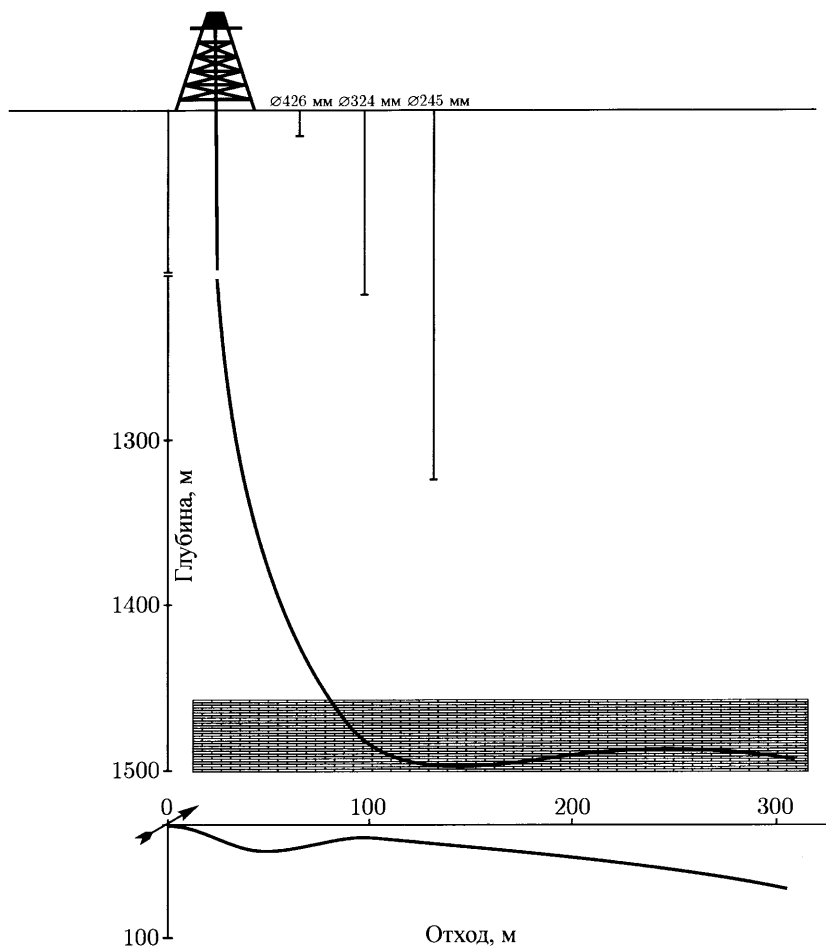


Рис. 1.27. Размещение горизонтального ствола скважины в монолитном пласте значительной толщины

средственно при вскрытии продуктивного пласта, то используются горизонтальные участки вогнутой или выпуклой формы. На конечный результат это практически не влияет.

Конкретный угол наклона при пологонаклонном профиле зависит от общей толщины пласта и протяженности горизонтальной части. Чем меньше толщина пласта и протяженной горизонтальный участок, тем более высокий угол отклонения, и наоборот. В этом случае наименование горизонтальный ствол имеет условный характер (см. рис. 1.28).

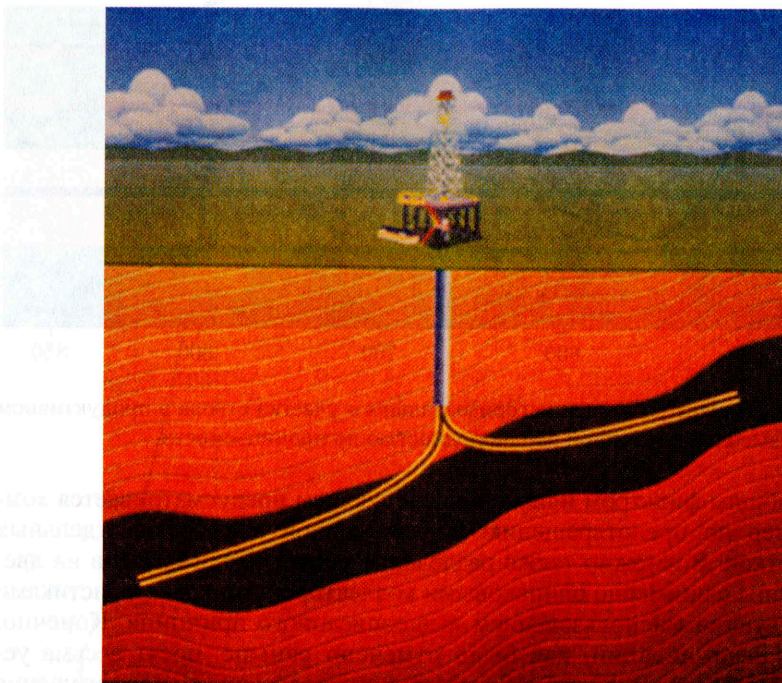


Рис. 1.28. Пологонаклонный профиль горизонтального ствола скважины

Задача же заключается в том, чтобы «горизонтальный» ствол пересек все продуктивные пропластки. В случае когда верхняя пачка залежи имеет худшую проницаемость, чем нижняя, вначале под углом меньшим 90° проходят верхнюю пачку, а затем нижнюю под тем же или еще меньшим углом. Величина угла наклона ствола скважины для верхней и нижней частей залежи определяется также в зависимости от их толщины и протяженности «горизонтальной» части. Если, наоборот, нижняя пачка имеет проницаемость меньше, чем верхняя, то при всех прочих равных условиях верхняя пачка пород проходится под меньшим углом, чем нижняя.

Если продуктивный пласт небольшой толщины и имеет неоднородную структуру, при которой продуктивные пропластки перемежаются с непродуктивными прослоями, то такие пласты целесообразно вскрывать волнообразным профилем (см. рис. 1.25, 1.26, 1.27, 1.29, 1.30).

В случаях когда пачка продуктивных пластов имеет высокую полойную неоднородность по проницаемости, то она, как правило, не вскры-

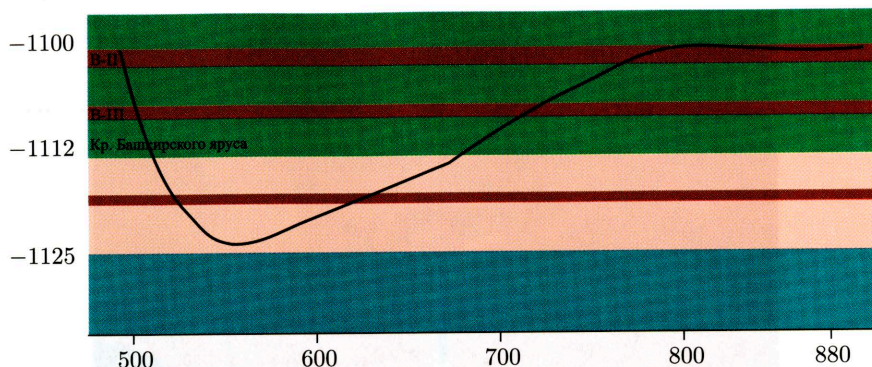


Рис. 1.29. Вариант размещения горизонтального участка ствола в продуктивном пласте с высокой послойной неоднородностью по проницаемости

вается общим фильтром или же в последующем предусматривается комплекс мер по предотвращению неравномерной выработки отдельных пропластков. Возможно также разделение общей пачки пластов на две-три группы с примерно одинаковыми коллекторскими характеристиками и последующим использованием вышеописанного принципа. Конечно, все эти рекомендации, как было отмечено раньше, носят весьма условный характер. Все требует тщательного предварительного изучения с последующим принятием решений.

Разработка технологии бурения волнообразных стволов, предусматривающих многократное пересечение продуктивных пропластков, требует изоляции продуктивных пропластков путем спуска и цементирования обсадной колонны. Перед освоением скважины производится перфорация нужных интервалов колонны. Многократное вскрытие каждого из прослоев идентично уплотнению сетки скважин, что приводит не только к увеличению текущих отборов нефти, но и к увеличению конечной нефтеотдачи. Волнообразный ствол скважины не следует применять в малых по толщине продуктивных пластах при наличии в кровле или подошве активных водоносных или газоносных, а также поглощающих пластов. Такое ограничение обосновывается возможным выходом ствола за пределы пласта при строительстве скважины. Не рекомендуется такой профиль скважины в продуктивной части при вскрытии небольших по толщине пластов, состоящих из прослоев горных пород, резко отличающихся по твердости. Последнее обстоятельство делает весьма затруднительным регламентированную проводку скважин на горизонтальном участке. Волнообразный профиль ГС рекомендуется в больших по толщине пластах, отличающихся значительной неоднородностью по проницаемости.

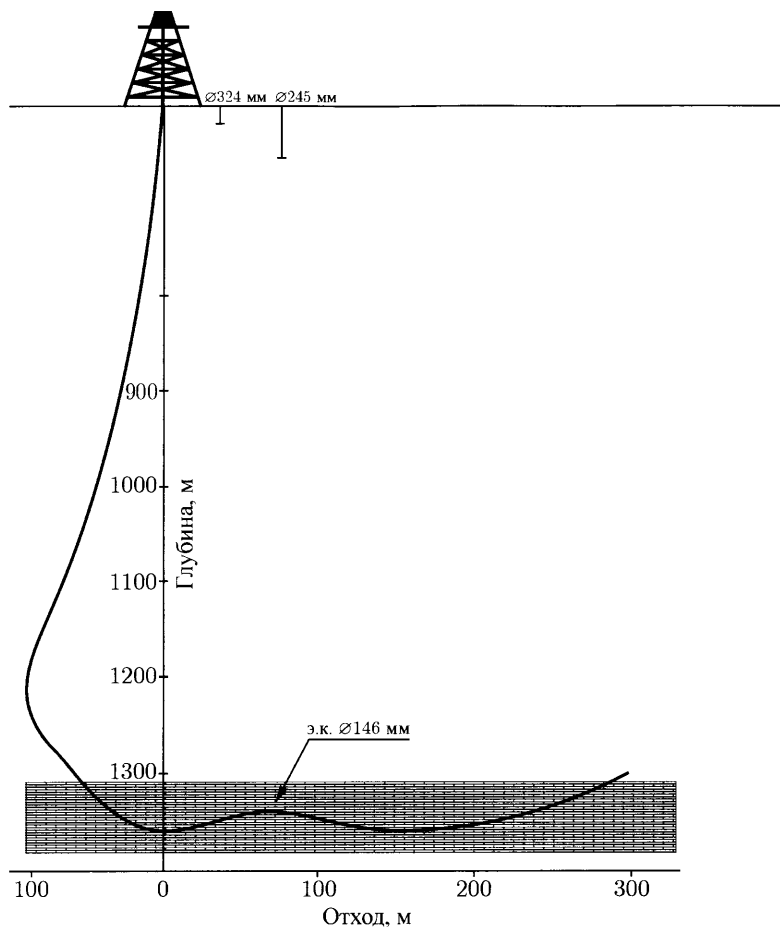


Рис. 1.30. Волнообразный профиль горизонтального участка ствола рекомендуется для продуктивных пластов большой толщины и значительной анизотропией пласта по проницаемости

Что касается длины горизонтальной части ствола, то здесь не меньше факторов, требующих учета, начиная от целевого назначения бурения скважины, коллекторских свойств пласта и заканчивая диаметром ствола скважины. Анализируя имеющийся опыт бурения горизонтальных скважин, можно встретиться с различными суждениями на этот счет, а протяженность горизонтальных скважин отмечается самая различная: от 40–50 м до 1 км. и более. Есть и более конкретные рекоменда-

ции – В. Г. Окнин и И. А. Полудень в книге «Экономическое обоснование протяженности горизонтального участка ствола при разработке нефтяных месторождений системой горизонтальных скважин» («ВНИИО-ЭНГ». – М., 1990. – Вып. 4). Считается, что оптимальная протяженность горизонтального участка нефтедобывающих скважин по критерию минимума затрат на бурение составляет 400–500 м при средних глубинах 1200–2600 м. По критерию общих затрат на разработку месторождения нефти эта величина составляет 700–800 м. Конечно же, выбор длины горизонтальной части ствола прежде всего должен основываться на результатах технико-экономического расчета. Поэтому давать какие-то рекомендации на этот счет без предварительного изучения всех условий, на наш взгляд, нецелесообразно.

В заключение этого параграфа коротко следует сказать о том, что нередко выпадает из поля зрения промысловых работников, да и нередко исследователей. Речь идет о преобладающем направлении естественных трещин в коллекторе, их открытости или закрытости, в зависимости от которого необходимо ориентировать горизонтальный ствол скважины. В этой связи приведем данные зарубежных исследователей, опубликованных в статье Fleming C.H. Comparing performance of horizontal versus vertical wells\ Wold oil. –1993. – P. 57–60.

Известно, что для достижения наибольшей производительности ствол скважины должен быть перпендикулярен направлению трещин преобладающего типа, так как это обеспечивает пересечение наибольшего числа пустот в пласте. Для того чтобы убедиться в этом или опровергнуть, была проведена серия исследований, при которой горизонтальный ствол был сориентирован параллельно направлению преобладающего числа трещин. Очевидность ранее высказанного суждения была бесспорна. Вместе с тем было отмечено, что строительство горизонтальных скважин может быть экономически целесообразным в тех случаях, когда в трещиноватом пласте отсутствуют поперечные открытые трещины, обеспечивающие сообщение между трещинами преобладающего типа. Если отсутствует сообщение через поперечные трещины, то для получения наибольшего экономического эффекта горизонтальные стволы скважин надо бурить перпендикулярно направлению трещин преобладающего типа.

Установлено также, что, в тех случаях когда даже незначительное сообщение между трещинами, характеризуемое соотношением проницаемостей трещин порядка 100:1, позволяет обеспечивать хорошее дренирование продуктивной зоны с помощью вертикальных скважин, применение горизонтальных скважин не даст заметного эффекта.

11. Уточнение основных объектов для бурения горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»

По совокупности геолого-физических характеристик наиболее перспективным является черепетский объект Мишкинского месторождения, далее верейский объект Южно-Киенгопского и Ижевского месторождений и башкирский объект Чутырско-Киенгопского месторождения. Перспективы бурения ГС на яснополянский объект Ельниковского месторождения невысокие в силу специфически сложных геологических условий: высокая расчлененность продуктивного разреза (до 6 продуктивных пластов), небольшие нефтенасыщенные толщины (менее 4 м), высокая выработка основного по запасам пласта С III.

Для оценки перспектив бурения ГС на Гремихинском месторождении требуется более глубокая проработка этого вопроса. На данной стадии его изученности, с учетом накопившегося опыта бурения ГС, технологически и экономически горизонтальное бурение неоправданно. Следует обратить внимание на неблагоприятное расположение ГС в разрезе продуктивного пласта. В скважине 673 пробурены три горизонтальных ствола. Однако дебит составляет всего 3,6 т/сут., т. е. по 1,2 т/сут. на один ствол. Обводненность высокая – 93,6 %. Средняя длина одного ствола – 104 м, а самый длинный ствол – 140 м, что для условий плотной сетки скважин (173 × 173 м) неприемлемо. Длина ствола, очевидно, в таких условиях не должна превышать 1/3 расстояния между скважинами, т. е. не более 50–60 м. Неблагоприятна и ориентировка стволов, которые пробурены не в створе добывающих скважин, а по направлению к нагнетательной скважине, в которую закачивают пар. Кроме того, нижний ствол пробурен очень близко к ВНК, всего в 3 м от него. Для коллекторов башкирской залежи указанные факторы являются, вероятно, основной причиной обводнения стволов.

Окончательные выводы о целесообразности бурения горизонтальных скважин могут быть сделаны после проведения дополнительных исследований.

12. Основные критерии выбора объекта для бурения горизонтальных скважин на месторождениях Удмуртии

Выполненный анализ успешности бурения ГС на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» позволяет определить достаточно уверенно основные критерии бурения в различных геолого-физических условиях месторождений Удмуртии:

Черепетский объект Мишкинского месторождения:

- нефтенасыщенная толщина не менее 10 м;
- наличие непроницаемого экрана между водонасыщенными и нефтенасыщенными породами;
- формирование горизонтального ствола осуществлять в кровельной части нефтенасыщенного пласта;
- направление бурения горизонтального ствола по нисходящей линии;
- недопущение седловидных перегибов ствола в вертикальной плоскости;
- длина горизонтального ствола не более 100–150 м.

Башкирский объект:

- эффективные нефтенасыщенные толщины отдельных пластов не менее 4–5 м;
- общий этаж нефтеносности не менее 15–20 м;
- отсутствие водоносных пластов ниже объекта горизонтального бурения не менее 10 м, газоносных – не менее чем 25 м выше объекта ГС;
- наличие уплотненного раздела между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями.

Верейский объект:

- нефтенасыщенная толщина не менее 4 м;
- пласт однородный по толщине, нерасчлененный.

Яснополянский объект:

- наличие в разрезе основного по толщине (не менее 4 м) продуктивного пласта с наибольшими запасами нефти;
- бурение ГС только в чисто нефтяной зоне;
- отсутствие газоносных пластов выше горизонтального ствола на 25 м.

13. Конструкции горизонтальных скважин

Конструкция горизонтальных скважин выбирается в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Оптимальное количество обсадных колонн и глубины установки их башмаков определяется количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород. Промежуточная колонна спускается для перекрытия зон

поглощения, приуроченных к верхней части серпуховских отложений, перекрытия водопроявляющих горизонтов верхнего и среднего карбона, неустойчивых отложений верейского горизонта.

Диаметр горизонтальной части ствола скважины определяется с учетом возможности проведения в скважине ремонтно-изоляционных работ и исследований, обеспечения величины радиальных зазоров между стенкой скважины и выступающими наружу элементами колонны, достаточной для ее нормального спуска. Упрощение конструкции скважины позволяет обеспечить снижение материальных затрат и повышение коммерческой скорости бурения. В этом направлении перспективным является отказ от спуска промежуточных колонн за счет использования 168 мм эксплуатационной колонны, спускаемой до кровли продуктивного пласта. Резкоискривленный интервал набора зенитного угла и выход на горизонталь проводится долотами меньшего диаметра и в зависимости от геолого-технических условий оставляется открытым или крепится хвостовиком. Применение такой конструкции скважин позволяет не только снизить затраты на строительство горизонтальных скважин, но и решить ряд вопросов, связанных с их ремонтом, в частности, значительно упрощаются работы по зарезке дополнительного ствола, которые можно провести при обводнении первого горизонтального ствола, или технической аварии в горизонтальном стволе. Кроме того, в стволе меньшего диаметра улучшаются условия применения пакеров при ремонтно-изоляционных работах.

Горизонтальный участок ствола скважины в башкирских и турнейских залежах применительно к условиям месторождений Удмуртии оставляется необсаженным. В интервале набора зенитного угла и выхода на горизонталь в пределах продуктивного пласта спускается щелевой фильтр без цементирования затрубного пространства с целью снижения сил трения и предотвращения жёлобообразования при выполнении спускоподъемных операций при освоении, исследованиях и эксплуатации скважины.

Вертикальная проекция профиля ствола скважины в интервале продуктивного пласта должна иметь пологопадающий вид, зенитный угол не должен превышать 90° . Исходя из этого азимут бурения горизонтального ствола должен выбираться в сторону падения пластов.

Длина горизонтального ствола выбирается на основании изучения геологического строения и технико-экономических показателей строительства скважин. При этом следует иметь в виду, что основной задачей

строительства горизонтальных стволов в карбонатных пластах является вскрытие высокопроницаемых нефтенасыщенных зон.

Наиболее оптимальным решением при необсаженном горизонтальном стволе является спуск эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта и бурение горизонтального ствола из-под башмака эксплуатационной колонны.

Например, для условий Мишкинского месторождения 168 мм эксплуатационная колонна спускается на глубину с установкой башмака колонны на 2–4 м ниже кровли черепетских отложений с зенитным углом на забое 70°–80°. Для Гремихинского месторождения 168 мм колонна спускается в кровлю башкирских отложений с зенитным углом на забое 70°–80°. После цементирования эксплуатационной колонны дальнейшее бурение рекомендуется вести долотом 120,6 мм до проектной глубины.

При необходимости горизонтальная часть обсаживается колонной 110 мм с толщиной стенки 6,5 мм марки «Д» с резьбой ОТТМ без муфты от проектной глубины до расположения «головы» колонны. По всей длине 110 мм колонны производится цементирование.

Трубы диаметром 110 мм должны быть оборудованы магниевыми заглушками диаметром 10 мм из расчета 4–5 на 1 п.м. В случае спуска щелевых труб предусмотреть установку резинового пакера над продуктивной частью (щелями) для последующего цементирования интервала ниже пакера.

Если говорить о хронологии развития конструкций горизонтальной части ствола БГС применительно к месторождениям Удмуртии, то следует отметить, что в 1996 году происходила отработка технологии бурения долотами 120,6 мм, винтовыми забойными двигателями Д-105, телесистемой с кабельным каналом связи СТС-108. Заканчивание производилось спуском хвостовика 89 мм на разъединителе конструкции «БашНИПИнефть» с последующим цементированием интервала водосодержащих горизонтов. Радиусы бурения боковых горизонтальных стволов составляют 20–100 м в зависимости от схемы разработки нефтяных залежей и геологического разреза в интервале проводки боковых стволов.

В январе 1997 года УБР по настоянию заказчика пересмотрела конструкцию БГС. Было принято решение бурить диаметром 124 мм и спускать хвостовик 102 мм. При этом было закуплено специальное оборудование для спуска и цементирования 102 мм колонны фирмы «TIW», США. Данный разъединитель позволяет спускать хвостовик как с упором о забой, так и подвешивать его над забоем.

14. Боковые стволы из старого фонда скважин

Критерии выбора вертикальных скважин для зарезки горизонтальных отводов

Решение о конверсии добывающей скважины в разветвленную с горизонтальным одним или несколькими отводами в интервале продуктивной залежи нефти принимается обычно на поздней стадии разработки месторождения и обязательно в соответствии с целевым назначением. Если целевым назначением является наиболее полное доизвлечение нефти по указанным в предыдущем параграфе причинам, то и критерии остаются практически теми же самыми. Правда, вероятность получения сопоставимых с плановыми горизонтальными скважинами в этом случае меньше, поскольку скважина долгое время находилась в эксплуатации и значительные запасы нефти в пределах контура питания выбраны. Поэтому требования к оценке удельных остаточных запасов еще более возрастают.

Если целевым назначением конверсии добывающих вертикальных скважин является снижение обводненности скважин подошвенной или пластовыми водами после безуспешных попыток проведения ремонтно-изоляционных работ, то основным требованием становится определение характера источника обводнения, а также причин, приведших к интенсивной обводненности. Следует отметить, что это является непростой задачей, поскольку в результате многочисленных предшествующих мероприятий по интенсификации текущей добычи нефти (кислотных и иных методов обработки ПЗП), а также ремонтных работ призабойная зона скважин перестает быть источником объективной информации. Обычно этой причиной становится образовавшаяся большая воронка депрессии в результате эксплуатации скважин с низкими забойными давлениями. В зависимости от изучения этих обстоятельств определяется конструкция конверсионной скважины и длина горизонтального участка ствола.

На практике в большинстве случаев задаются комплексной целью, а именно избавиться от высокой обводненности скважины и повысить нефтеизвлечение за счет более тщательного изучения остаточных запасов, наличия невыработанных участков залежи и других условий.

Кроме перечисленных выше требований, к выбору вертикальных скважин для зарезки боковых стволов проводится тщательное изучение самой конструкции скважины и ее состояния для оценки возможного осуществления запланированных мероприятий. Исследуется качество крепления скважины на герметичность заколонного пространства. При

наличии заколонных перетоков, источников обводнения и других неисправностей принимается решение о проведении ремонтных работ или отказе от намеченных мероприятий по зарезке второго ствола. При благоприятном исходе определяется состояние подземного и наземного оборудования, проводятся профилактические мероприятия по удалению возможных солевых и смолопарафиновых отложений, осуществляется шаблонирование ствола скважины. Только после осуществления полного комплекса мероприятий приступают к вырезанию окон в эксплуатационной колонне. Высота окон зависит от профиля искривленного участка и обычно не превышает 6–7 м, т.е. не превышает расстояние между муфтами. Проверка вырезанного интервала на соответствие проекту осуществляется геофизическими методами с использованием малогабаритных каверномеров и муфт-локаторов. Бурение второго ствола производится, как правило, радиусом 110–120 м с набором зенитного угла до 80–90° и проходкой по продуктивному пласту нисходящим профилем.

Одной из проблем при бурении боковых горизонтальных стволов является разобщение пластов, поскольку применение «хвостовиков» для этой цели не только не обеспечивает надлежащего качества разобщения, но и значительно уменьшает диаметр скважин, что осложняет их эксплуатацию, так как затрудняет последующие работы по капитальному ремонту, интенсификацию работы пластов и т. д.

Институтом «ТатНИПИнефть» разработаны оборудование и технология для крепления вторых стволов, забуренных из эксплуатационной колонны, с использованием профильных труб в двух вариантах.

Первый вариант предусматривает:

- бурение второго ствола одношарошечным долотом-расширителем, диаметр которого в рабочем состоянии на 6–8 мм больше внутреннего диаметра эксплуатационной колонны;
- крепление всего второго ствола профильным «хвостовиком» без центрирования его, с установкой между разнонапорными пластами пакерующих элементов;
- ограничение уменьшения внутреннего диаметра эксплуатационной колонны после крепления второго ствола – не более 8–10 мм.

Для скважин, забуренных из колонн диаметром 168 мм, разработаны новые конструкции профильного перекрывателя, трехшарошечного развальцевателя и одношарошечного долота-расширителя ОДР 145/152.

По второму варианту производят подвешивание хвостовика-фильтра к эксплуатационной колонне с помощью подвесного устрой-

ства из профильной трубы. Эта технология успешно испытана в Татарстане.

Целевое назначение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов по данным зарубежных специалистов

Целевое назначение ГС и БГС во многом совпадают, если говорить о главной цели – повышение выработки нефтяных залежей. В то же время, обладая более совершенной аппаратурой и методами геолого-геофизических исследований, им удастся более точно определять местонахождения невыработанных нефтенасыщенных участков в виде локальных целиков, песчаных нефтенасыщенных каналов, рифовых образований и др.

Ниже приводится схема, опубликованная нефтяной компанией «Шлюмберже», напечатанная в одном из выпускаемых ими журналов (см. рис. 1.31).

Кроме того, ГС и БГС рекомендуются в случаях, когда необходимо произвести выработку несимметричных коллекторов без бурения дополнительных скважин для ограничения возможности конусообразований подошвенных вод, для максимизации эффективности добычи нефти при сохранении пластового давления, для пересечения природных вертикальных трещин, пропущенных вертикальными скважинами, и др.

Основные критерии выбора скважин для зарезки боковых горизонтальных стволов на месторождениях Удмуртии

При выборе скважин для бурения боковых горизонтальных стволов помимо перечисленных выше геологических критериев определяющую роль будут иметь параметры технического и технологического плана: формирование горизонтального ствола в разрезе нефтенасыщенного пласта, длина горизонтального ствола, размещение горизонтальных стволов по площади залежи, степени выработки запасов, текущие дебиты нефти, обводненность скважин и их состояние, плотность сетки скважин, наличие целиков нефти и невыработанных пропластков и др. В первую очередь следует рассматривать скважины, находящиеся в пьезометрическом фонде, в консервации, в бездействии в связи с предельной обводненностью и нерентабельностью их эксплуатации из-за предельно низкого дебита, существующие методы изоляции вод в которых не дают эффекта.

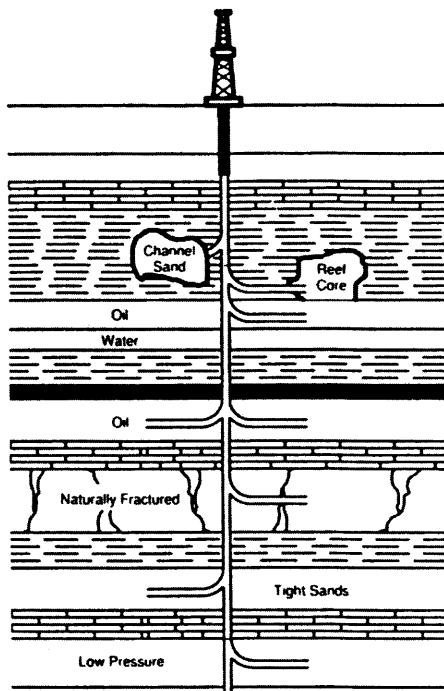


Рис. 31. Области применения горизонтальных скважин и скважин с боковыми горизонтальными стволами.

Наименование объектов, расположенных сверху вниз:

- 1 – нефтенасыщенный каналный песок;
- 2 – нефтенасыщенное рифовое локальное образование;
- 3 – нефтенасыщенный пласт, подстилаемый подошвенной водой
- 4 – нефтенасыщенный трещиноватый пласт;
- 5 – нефтенасыщенные плотные песчаники;
- 6 – пласт с низким давлением

Перед началом бурения бокового горизонтального ствола необходимо проводить комплекс исследований по выявлению обводненного пласта с привлечением аналогичной информации по соседним добывающим и нагнетательным скважинам. Необходимо учитывать не только прямые геолого-промысловые исследования, но и реализованные системы заводнения, определяющие направления фильтрационных потоков и положение невыработанных циклов нефти. При этом в карбонатных коллекторах следует учитывать трещиноватость, ее размеры и направление.

Для геологических и технологических условий разработки черепетской залежи Мишкинского месторождения при зарезке боковых горизонтальных стволов особое внимание следует обращать на поиск невыработанных зон как по площади, так и по разрезу продуктивного пласта. При этом необходимо учитывать, что процесс разработки черепетского объекта протекает весьма сложно. В связи с высокой трещиноватостью карбонатного коллектора происходит подтягивание подошвенных вод к забоям добывающих скважин в виде конусов обводнения. Разработка объекта к тому же ведется при площадном термополимерном заводнении. В этих условиях обводнение скважин происходит наиболее интенсивно как пластовыми, так и закачиваемыми водами. Невыработанные предполагаемые зоны по разрезу следует связывать с кровельной частью продуктивного пласта, а по площади – с участками между добывающими скважинами, не охваченными фильтрационными потоками закачиваемых вод. По мере увеличения объемов закачки невыработанные по площади участки залежи будут уменьшаться. С учетом представленной модели обводнения продуктивного пласта можно определить следующие критерии бурения боковых горизонтальных стволов:

- горизонтальные боковые стволы следует бурить в створе обводненных скважин;
- горизонтальный ствол можно бурить как параллельно створу обводненных скважин, так и перпендикулярно к нему в зависимости от формы целика нефти;
- длину горизонтального ствола ограничить 50–100 м и размещать его строго в средней части между забоями обводнившихся скважин, в целях предупреждения быстрого его обводнения за счет подтягивания конусов пластовой и закачиваемой вод;
- горизонтальный ствол бурить в кровельной части продуктивного пласта.

На башкирский объект Чутырско-Киенгопского месторождения критерии бурения БГС в основном те же, за исключением размещения БГС в разрезе продуктивной части залежи. БГС должен формироваться в той части продуктивного разреза, которая по результатам промысловых исследований не вырабатывается. Как правило, это верхняя пачка пластов (A_{4-1} , A_{4-2} , A_{4-3}).

15. Анализ причин обводнения ГС и БГС

Анализ причин обводнения ГС и БГС имеет большое значение не только с точки зрения разработки мероприятий по ремонтно-изоляцион-

ным работам, но и оценки принятых критериев выбора объекта и проводки горизонтальной части ствола.

На данном этапе более достоверный анализ обводнения ГС и БГС можно осуществить только по Мишкинскому месторождению, где горизонтальное бурение реализовано в значительных объемах.

Выполненный анализ причин обводнения ГС позволяет утверждать, что высокая обводненность скважин 427, 436, 450, 442 связана с невыполнением основного критерия – бурение горизонтального ствола в кровельной части пласта. Горизонтальный ствол пробурен вблизи текущего ВНК, что обуславливает высокую обводненность добываемой продукции.

Следует отметить, что из 4-х высокообводненных ГС три (442, 450, 436) пробурены по рекомендации «БашНИПИнефть» в условиях отсутствия на данном этапе времени опыта горизонтального бурения.

Из 9 скважин, пробуренных с БГС на Мишкинском месторождении, 2 ствола (скв. 1443 и 301) полностью обводнены. В скважине 1443 горизонтальный ствол пробурен вблизи ВНК (1,6 м), в скважине 301 – не обеспечен проектный коридор бурения, вскрыт водоносный пласт.

В условиях карбонатного трещиноватого коллектора черепетского объекта, когда отобрано уже 24 % НИЗ, происходит интенсивный подъем ВНК в виде конусов обводнения. При обосновании коридора бурения БГС и ГС необходимо учитывать текущее положение ВНК, особенно при бурении БГС.

На Чутырско-Киенгопском месторождении на башкирский объект пробурено 13 БГС, из них 5 на Киенгопской и 8 на Чутырской площадях.

На Киенгопской площади эффективность бурения БГС существенно ниже, чем на Чутырской. Последнее обстоятельство связано с невыполнением основного критерия – бурения БГС на верхнюю пачку пластов, имеющих более низкие охват вытеснением и выработку запасов. БГС пробурены на всю продуктивную толщину и вскрыли в основном более проницаемые, высокообводненные закачиваемой водой пласты (А₃₋₄₋₅₋₆). Обводненность составляет в среднем 79,6 %, стволы обводняются пресной водой. Такое формирование БГС весьма неэффективно. При средней длине БГС 162,5 м нефтенасыщенная составляет всего 83 м, или 50 %.

На Чутырской площади при бурении БГС были учтены основные рекомендации института «УдмуртНИПИнефть» о формировании горизонтального ствола в верхней не охваченной вытеснением и выработкой пачке пластов. Эффективность их бурения существенно выше, чем на Киенгопской площади. Средний дебит 8,8 т/с, обводненность 42 %. Коэффициент эффективности горизонтального ствола выше и равен 0,62.

Бурение БГС на Ельниковском месторождении на современном этапе экономически и технологически неоправданно по причине тонких продуктивных пластов. Большая часть БГС оказалась пробуренной в глинистых разделах. Только 30 % ствола скважины пройдены в продуктивном пласте.

В целом перспективы бурения ГС и БГС на Ельниковском месторождении недостаточно высокие. Продуктивная часть разреза характеризуется высокой расчлененностью. Выделяется до 6 нефтенасыщенных пластов. Основные запасы сосредоточены в пласте СШ, по которому осуществляется опережающая выработка запасов. Нижние пласты CV и CVI имеют линзовидное строение и на большей части залежи контактируют с подошвенными водами. Выработка их удовлетворительная. Не вырабатываются в основном верхние тонкие по толщине пласты CI и CII, в которых сосредоточены небольшие по величине запасы нефти. В целом по объекту выработанность запасов сравнительно высокая – 63,1 % при текущей обводненности 80,6 %. По объекту не выполнено заводнение в проектных объемах, дальнейшее расширение которого позволит улучшить разработку без бурения БГС. Бурение БГС возможно лишь в единичных скважинах.

Подводя итог проведенному анализу, следует отметить, что основные критерии эффективного бурения ГС и БГС определены правильно, о чем свидетельствует высокая эффективность горизонтального бурения на большинстве месторождений. В то же время следует иметь в виду, что геологические и технологические условия бурения ГС и БГС требуют индивидуального подхода к каждой скважине. В связи с этим необходимо более ответственно и обоснованно определять параметры горизонтального ствола на стадии составления индивидуальных проектов на бурение горизонтальных скважин.

16. Изоляция обводнения ГС скважин во время заканчивания скважин бурением и в период последующей их эксплуатации

Особенности конструкции горизонтальных скважин исключают традиционные технологии предотвращения обводнения скважин. К таким особенностям следует отнести: наличие скважин, имеющих диаметр горизонтального участка ствола больше диаметра вертикального участка; наличие скважин, в которых невозможно извлечь перфорированный «хвостовик» из горизонтального участка; наконец, сам профиль горизонтальной части ствола, обсадная труба которой расположена эксцентрично и находится в лежащем положении.

Не останавливаясь на анализе имеющихся технологий изоляции, считаем необходимым ознакомить специалистов с наиболее перспективной, на наш взгляд, технологией, разработанной татарскими учеными и производителями. Сущность технологии заключается в совместном применении тампонирующего состава в виде водоотталкивающей буферной оторочки вокруг ГС с надежным экранированием этой оторочки металлической оболочкой с целью исключения выноса состава в ГС. Поскольку создание изоляционного экрана непосредственно вокруг ГС из быстротвердеющих составов пока технически невыполнима, то в качестве экрана был предложен металлический профильный перекрыватель, устанавливаемый в интервале водопритока.

Выбор гидрофобных эмульсий в качестве наиболее перспективного водоотталкивающего материала обосновывается рядом факторов. Концентрированные гидрофобные эмульсии относятся по реологии к ярко выраженным неньютоновским системам с высокой степенью способности регулирования основных физико-химических, фильтрационных и структурно-механических свойств в широком диапазоне. Немаловажно, что составы на основе обратных эмульсий являются водоотталкивающими материалами, при фильтрации они гидрофобизируют стенки поровых каналов и трещин, снижая при этом фазовую проницаемость по воде.

Сама технология включает в себя две последовательно выполняемые операции: закачку в водоносный интервал ГС оторочки гидрофобной вязкой жидкости, спуск и установку в интервале водопритока металлического профильного перекрывателя конструкции института «ТатНИПИнефть».

При таком комбинированном подходе взаимодополняющие друг друга по физическому эффекту операции экранирования зоны осложнения позволяют успешно решить поставленную задачу.

Проведенные промысловые работы показали высокую эффективность комплексной технологии гидродинамического тампонирующего с дальнейшим механическим отсечением зоны водопритока ГС профильным перекрывателем.

Учитывая несомненную важность решения проблемы изоляции пластовых вод при бурении и эксплуатации горизонтальных скважин, считаю необходимым более подробно остановиться на опыте татарских нефтяников, достигших значительного успеха в этом деле.

Пристальное внимание к этой проблеме объясняется геологическим строением разреза, а точнее, достаточно большими по толщине кыновскими глинами, которые характеризуются крайней неустойчивостью и, как говорят бурильщики, «валят».

В связи с тем что кыновский горизонт вскрывают под углом 65–69°, существующие конструкции профильных перекрывателей не могут быть применены для осуществления данной технологии. Поэтому в институте были разработаны и испытаны: профильный перекрыватель со съемным башмаком и безрезьбовой соединительной головкой, технология колибровки внутреннего канала перекрывателя без вращения бурильной колонны и совместно с ОА «Волгабурмаш» – одношарошечное долото-расширитель ОДР 216/237. Кроме того, на Первоуральском Новотрубном заводе была изготовлена опытная партия профильных труб новой модификации, из которых затем, после соответствующей механической обработки, были скомпонованы в ОА «Перекрыватель» (г. Азнакаево) профильные перекрыватели. Опытные образцы одношарошечных долото-расширителей ОДР 216/237 изготавливались в АО «Волгоградбурмаш» (г. Самара).

Разработана также технология перекрытия кыновского горизонта профильным перекрывателем в двух вариантах:

- с частичным уменьшением диаметра скважины (без расширения ее ствола); с применением перекрывателя ПП – 216 (эта технология успешно испытана на скважине 39454 Западно-Ленинградской площади). После крепления Кыновского горизонта профильным перекрывателем длиной 144,5 м было пробурено еще 86 м горизонтального ствола диаметром 190,5 мм. При этом до спуска и цементирования эксплуатационной колонны на различные виды работ было затрачено 880 часов и произведено 18 спускоподъемных операций. За это время никаких осложнений, связанных с профильным перекрывателем, не возникало;

- без уменьшения диаметра скважины с помощью перекрывателя ПП-216. Для выполнения работ по этому варианту было разработано, изготовлено и испытано специальное долото-расширитель ОДР 216/237, которое предназначено для вскрытия кыновского горизонта с одновременным увеличением диаметра скважины до 237 мм с тем чтобы, не затрачивая времени на спуск и расширение ствола скважины раздвижным расширителем, после вскрытия указанного горизонта можно было сразу установить профильный перекрыватель, без уменьшения диаметра скважины. Такое решение вызвано тем, что устойчивость кыновского горизонта в значительной степени зависит от времени, затраченного на вскрытие его до начала работ по креплению ствола. Для локального крепления скважин по этой технологии подготовлен полный комплекс оборудования, который планируется применять при бурении горизонтальных скважин уже в последующие годы.

Переход к облегченной таким образом конструкции скважин снижает стоимость их на 25–30 %.

Разработан новый способ и технологические средства для поинтервального вскрытия и крепления зон осложнений путем наращивания профильных перекрывателей снизу без уменьшения диаметра скважины. Впервые этим способом произведено локальное крепление трещиновато-кавернозной зоны поглощения на скважине 202 Гараевской площади, вскрыть которую полностью было невозможно из-за осыпания выбуренного шлама из каверн и прихватов бурильного инструмента вследствие этого.

Используя эту технику и технологию при бурении горизонтальных скважин, можно поинтервально перекрыть зону обвалов в тех случаях, где это невозможно осуществить за один прием.

Созданы технологии и оборудование, позволяющее решать одну из труднейших проблем – изоляцию интервалов водопритоков в необсаженных горизонтальных скважинах с помощью профильных перекрывателей.

Использование этих разработок позволило впервые в мировой практике эксплуатации горизонтальных скважин возобновить работу обводненной на 100% бездействующей более 2-х лет скважины №11251 на Онбийской площади.

После проведения указанных работ скважина имеет дебит 12 т/сут.

Схема изоляции водопритока в горизонтальном стволе скважины представлена на рис. 1.32.



Рис. 1.32. Технологическая схема изоляции водопритоков в горизонтальных стволах с помощью перекрывателей

Эта технология, включающая разработку оборудования и технологические приёмы его применения, созданная татарскими специалистами-нефтяниками, позволяет решать одну из труднейших проблем – изоляцию интервалов водопритоков в необсаженных горизонтальных скважинах с помощью профильных перекрывателей.

На рис. 1.33 представлены варианты подвески хвостовиков-фильтров на профильных трубах.

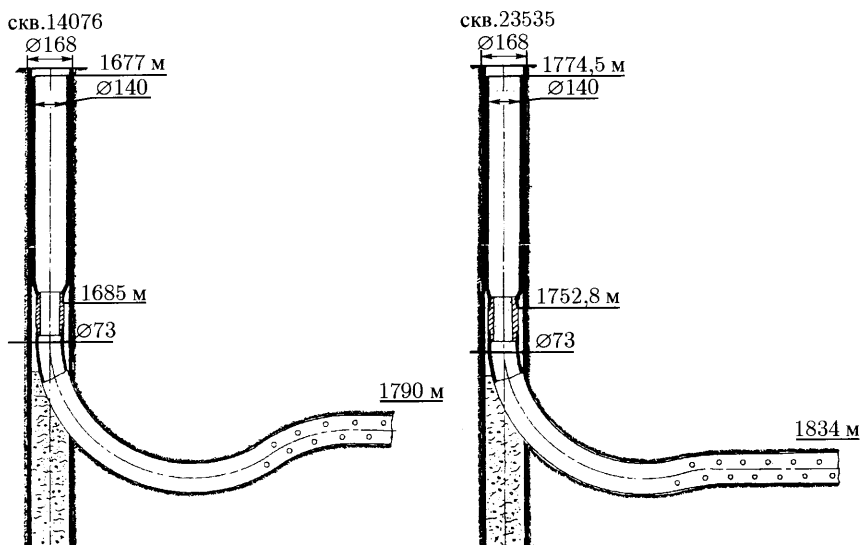


Рис. 1.33. Варианты использования профильных перекрывателей для подвески хвостовиков-фильтров

По этому варианту производят подвешивание хвостовика-фильтра к эксплуатационной колонне с помощью простого и надежного подвесного устройства из профильной трубы.

Эта техника и технология успешно испытаны в Татарстане на двух горизонтальных скважинах, бурение которых проводила фирма «Истмен Кристансон» из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм (скв.14076 и 235250). Из этих двух скважин после проведенных работ по бурению вторых стволов и подвески хвостовиков-фильтров добыто несколько десятков тысяч тонн нефти.

Технология и техника локального крепления скважин профильными трубами разработаны и применяются в нашей стране и не имеют аналогов за рубежом. На разработки получено более 30 патентов в Российской Федерации и 52 в зарубежных странах.

В настоящее время большинство горизонтальных скважин заканчиваются без цементирования. Горизонтальный участок зачастую укрепляется прорезным хвостовиком, заранее перфорированным или хвостовиком перфорированным, но с заглушенными перфорационными отвер-

ствиями магниевыми пробками, 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 заканчивание 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

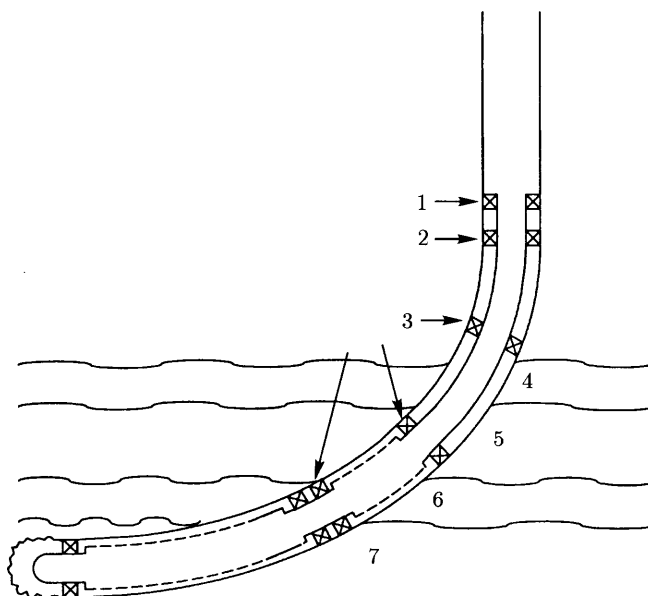


Рис. 1.34. Заканчивание горизонтального участка прорезным хвостовиком и затрубными пакерами: 1 – эксплуатационный пакер; 2 – подвесное устройство для хвостовика; 3 – заполненные цементом пакера; 4 – газовая шапка; 5 – верхняя нефтяная зона; 6 – глина; 7 – нижняя нефтяная зона

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 ствола 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. 1.34.

Имеются достаточно справедливые аргументы того, что короткие (до 2 м) пакеры легче цементировать и что они обеспечивают более надежную изоляцию, нежели стандартные длинные пакеры.

17. Отклоняющие устройства при проводке наклонных и горизонтальных скважин

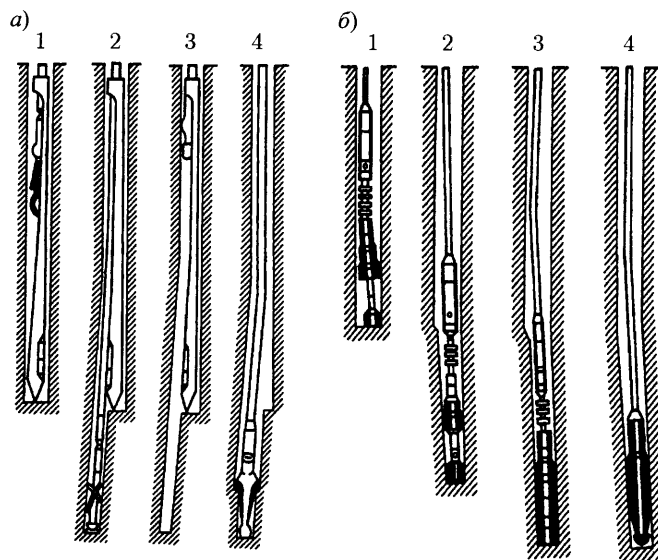


Рис. 1.35. Типы отклоняющих устройств (приспособлений) при роторном бурении: а) пооперационная последовательность применения устройства с отклоняющим клином: 1 – установка клина; 2 – забуривание ствола; 3 – извлечение клина; расширение ствола; б) пооперационная последовательность работы использованием шарнирных отклонителей: 1 – установка отклонителя; 2,3 – забуривание ствола; 4 – расширение ствола

18. Конструкция горизонтального участка ствола скважины

Конструкция горизонтальных стволов выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза выше и ниже продуктивного пласта, в том числе и самого продуктивного пласта, а также целевого назначения мероприятия. В качестве примера можно порекомендовать для условий месторождений Удмуртии следующую конструкцию.

Боковой ствол обсаживается хвостовиком диаметром 101,6–110 мм, который спускается до кровли продуктивного горизонта. «Голова» хвостовика устанавливается выше интервала зарезки на 50–100 м, а при многозабойном бурении ниже интервала вырезанного окна в устойчивых породах с последующим его цементированием.

Спуск хвостовика осуществлять с помощью устройства «ВНИИТ-нефть», «БашНИПИнефть» или фирмы TIW США на НКТ соответствующего размера или на буровых трубах в зависимости от фирмы изготовителя.

Конструкция самого хвостовика предусматривает наличие магнелевых заглушек до проектного забоя или щелевые вырезы в интервале продуктивных отложений с установкой пакера на хвостовике над щелевой трубой для последующего цементирования в интервале «пакер-головки» хвостовика.

В плотных и устойчивых к разрушению карбонатных породах горизонтальная часть ствола может оставаться необсаженной. Однако такие условия являются скорее исключением, так как чаще всего продуктивная часть пласта склонна к разрушению. Стремление к удешевлению строительства горизонтальных скважин привело к необходимости разработки новых технологий конструкций с использованием забойных перекрывателей. Надо отметить, что в этом преуспели татарские нефтяники, впервые в мировой практике применившие так называемые профильные перекрыватели. На их основе разработаны 5 различных типов конструкций хвостовой части горизонтальных скважин. Следует отдать должное татарским ученым, в частности Р. С. Абдрахманову, И. Г. Юсупову, Р. Х. Ибатуллину, Ш. Ф. Тахаутдинову, а также всему творческому коллективу, в том числе и специалистам заводов, которые не только разработали технологию, но и довели ее до массового внедрения.

С точки зрения изоляции интервалов водопритока в горизонтальные скважины некоторые конструкции скважин представляют определенную сложность.

В скважинах, схема конструкций которых приведена на рис. 1.36 а и 1.36 б, изоляционные работы можно проводить с предварительным

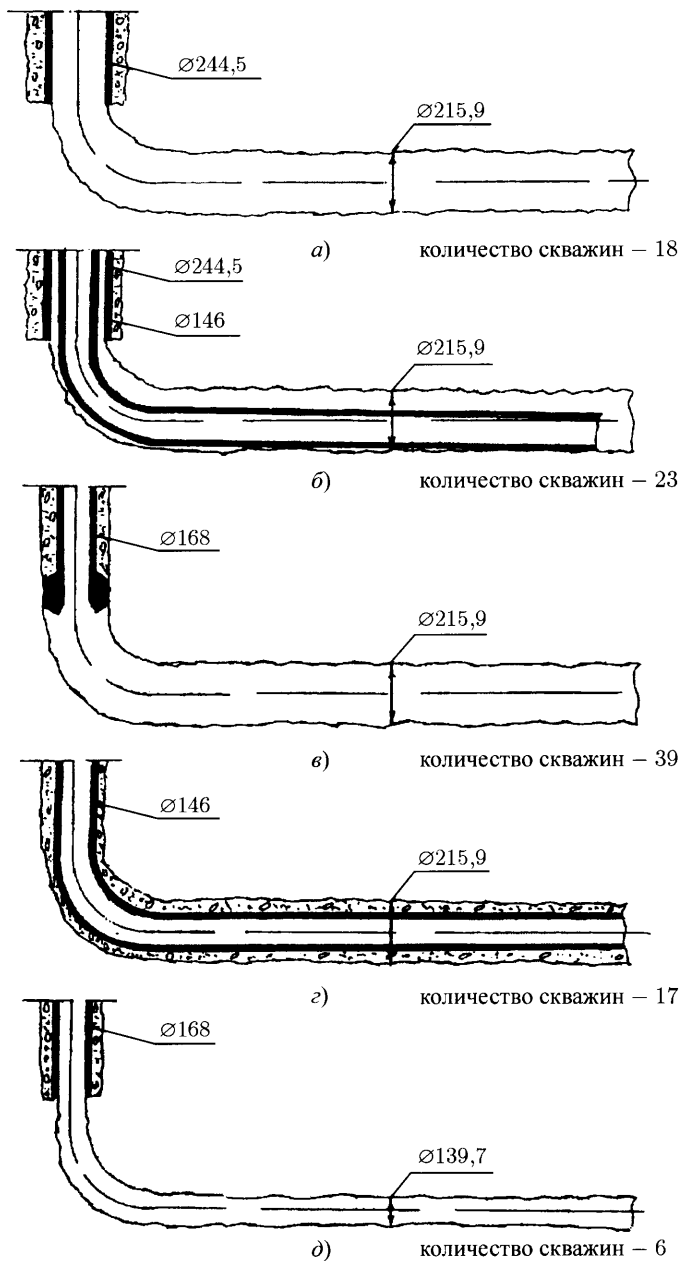


Рис. 1.36. Конструкции горизонтального участка ствола скважины

извлечением из скважин (рис. 1.36, б) незацементированных эксплуатационных колонн.

Большую сложность при изоляции интервалов водопритока представляют скважины с конструкцией, приведенной на рис. 1.36, в. Для тех скважин, в которых имеются спущенные до кровли продуктивного пласта зацементированные эксплуатационные колонны диаметром 168 мм, в настоящее время татарскими учеными разрабатываются многолучевые профильные перекрыватели диаметром 145 мм из трубных заготовок 216 на 5 мм. Проводятся работы и по созданию перекрывателей для горизонтальных скважин диаметром 140 мм (рис. 1.36, д).

Анализ зарубежных конструкций горизонтальных скважин, а также опыт бурения и эксплуатации их в «Татнефти», Удмуртии и других нефтедобывающих регионах показывает, что настало время единого подхода при выборе конструкции горизонтальных скважин, которые обеспечивали бы их эффективную эксплуатацию и проведение ремонтно-изоляционных работ. По мнению татарских специалистов, такими конструкциями могут быть следующие.

При бурении горизонтальных скважин в карбонатных отложениях, ещё до вскрытия продуктивного пласта, все зоны осложнений необходимо изолировать профильными перекрывателями, а после добуривания до проектной глубины долотом диаметром 215,9 мм, спустить в нее эксплуатационную колонну диаметром 146 мм с заколонными пакерами, которые разобщают горизонтальный ствол на отдельные участки (рис. 1.37, а).

Эксплуатационная колонна, расположенная выше продуктивного пласта, цементируется.

При бурении ГС в терригенных отложениях, до вскрытия продуктивного пласта, скважину следует обсадить эксплуатационной колонной диаметром 168 мм, а горизонтальный ствол бурить долотом-расширителем диаметром 151 мм (рис. 1.36, б). После добуривания до проектной глубины горизонтальный ствол скважины необходимо обсадить хвостовиком из профильных труб с установкой пакерующих элементов, разделяющих этот ствол на отдельные участки.

Приведенные конструкции скважин позволяют селективно воздействовать на отдельные участки горизонтального ствола и при необходимости отключать обводненные интервалы.

Строительство горизонтальных скважин по приведенным на схемах конструкциям позволяет значительно улучшить условия их эксплуатации при одновременном снижении стоимости строительства.

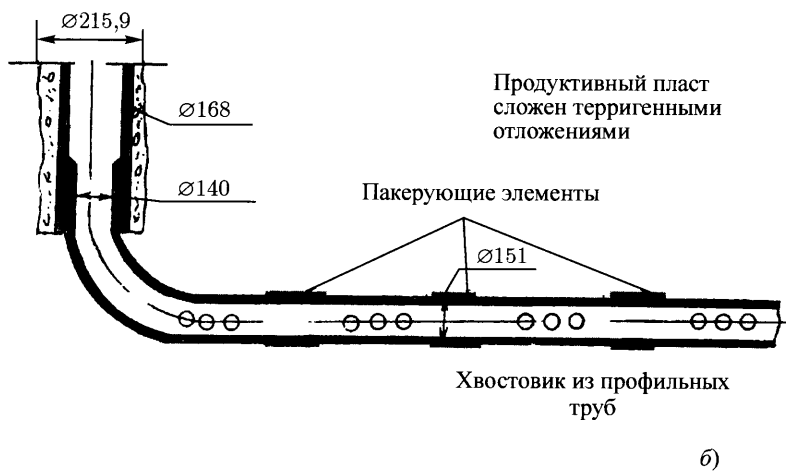
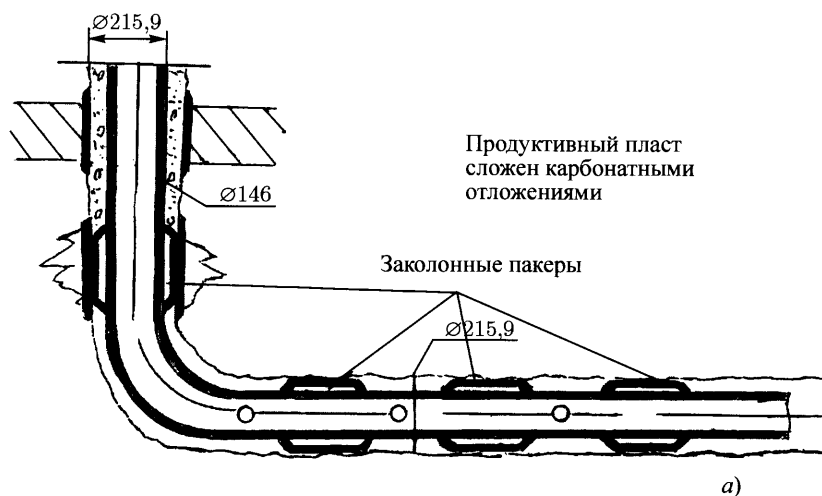


Рис. 1.37. Схемы разобщения горизонтального пласта профильными перекрывателями

19. Опыт цементирования и перфорации горизонтального участка ствола скважины

Приемы, приводящие к успешному цементированию горизонтальных скважин, аналогичны требующимся для успешного цементи-

рования стандартных вертикальных скважин. Разница заключается лишь в некоторых особенностях. Как и в каждой цементировочной операции, операторы стараются обеспечить вытеснение цементом как можно больше бурового раствора и твердых частиц из затрубного пространства. Смысл этой операции в том, чтобы не оставить в затрубном пространстве непрерывных каналов для перетоков флюидов за хвостовиком. Гораздо труднее добиться этого в горизонтальной скважине по сравнению с вертикальной. В вертикальной скважине каналы могут образовываться, но они обычно утрачивают сообщаемость. В горизонтальной скважине сила тяжести вызывает образование каналов на верхней стороне хвостовика из-за седиментации частиц цемента, а в нижней части – из-за невытесненного в процессе промывки шлама.

Цементирование хвостовика является первым этапом в достижении успешного вытеснения бурового раствора. В горизонтальных скважинах сила тяжести прижимает нецентрируемую трубу у нижней части ствола скважины, зажимая там невытесненный буровой раствор. Другими причинами эксцентричного положения колонны может быть зигзагообразная форма ствола горизонтальной скважины вследствие поперечно-горизонтальной вибрации буровых двигателей, которая может способствовать образованию штопорообразной формы ствола скважины и незапланированным изменениям направления ствола скважины в процессе бурения. Для устранения эксцентричности обсадной колонны используются центраторы двух типов: жесткий и в виде дугообразной листовой пружины (см. рис. 1.38).

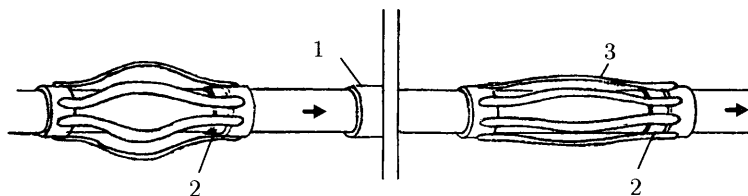


Рис. 1.38. Центраторы из листовых пружин устанавливаются вокруг стопорных муфт на хвостовике. Такое расположение гарантирует, что центраторы будут вставляться, а не вталкиваться в скважину, сопровождаясь уплотнением центратора во время спуска: 1 – обсадная труба; 2 – стопорная муфта; 3 – центратор

Жесткие центраторы обычно дают лучшие результаты для горизонтальных скважин номинального диаметра; определенные типы центраторов с большим пространством для циркуляции жидкости дают до-

полнительное преимущество 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 уплосались при проталкивании хвостовика через сужения ствола в скважине.

На рис. 1.39 показано расположение обсадной колонны без использования жёстких центраторов.

Это является одной из причин плохого цементирования хвостовика. Поскольку цемент плотнее бурового раствора, хвостовик может сместиться на нижнюю образующую горизонтальной скважины, захватывая в «ловушку» неподвижный буровой раствор.

Без стопорных муфт центраторы будут проталкиваться муфтами хвостовика дальше и деформироваться, вплоть до разрушения.

Эксцентрирование хвостовика в горизонтальных скважинах может также явиться результатом использования тяжелого цемента. При закачке тяжелого цемента в скважину хвостовик под его действием оседает в заполненной буровым раствором скважине, сжимая пластинчато-пружинные центраторы или заставляя жесткие центраторы вминаться в пласт. Это приводит к образованию узкого канала на нижней образующей затрубного пространства. Однако когда цемент прокачивается по затрубному пространству, увеличивается «плавучесть» обсадной трубы и это приводит к тому, что пластинчатые центраторы могут раскрыться, освобождая нижнюю сторону затрубного пространства. Но этот эффект на данном этапе не окажет существенного влияния на процесс вытеснения бурового раствора из-под хвостовика.

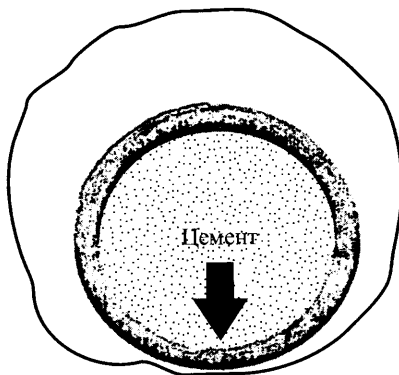


Рис. 1.39. Расположение обсадной колонны в горизонтальном стволе скважины без центраторов

Для улучшения операции по циркуляции используют хвостовики меньшего диаметра. Это приводит к тому, что хвостовик в меньшей степени смещается под действием цемента вниз во время вытеснения и отстоит от стенки скважины на большом расстоянии, которое хорошо коррелируется с эффективностью вытеснения. Использование уменьшенного диаметра хвостовика можно предусмотреть в плане заканчивания горизонтального ствола скважины.

При составлении рецептуры цементного раствора необходимо учитывать противоречивые требования. Цементный раствор должен обладать низким пределом текучести, чтобы способствовать образованию турбулентного потока, необходимого для обеспечения максимального вытеснения и предотвращения большой потери флюида, т. к. он прокачивается в пределах протяженных интервалов проницаемых коллекторов. Особенно важно, чтобы цементный раствор был стабильным по структуре, без осадкообразования или проявления свободной воды. Осадкообразование и выделение из цемента твердых компонентов ведет к образованию низкопрочного, высокопористого цементного камня. Свободная вода, образующаяся в верхней части трубы, может сформировать открытый непрерывный канал.

Зарубежными учеными предложено три варианта технологии для улучшения стабильности цементного раствора в зависимости от скважинной температуры:

1. Использование диспергаторов 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 меньше, 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.

Расхаживание представляет собой 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 с низким пределом текучести, низкой пластовой вязкостью и надежным контролем флюида, т.е. теми свойствами, которых можно добиться путем применения добавок на латексной основе.

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.

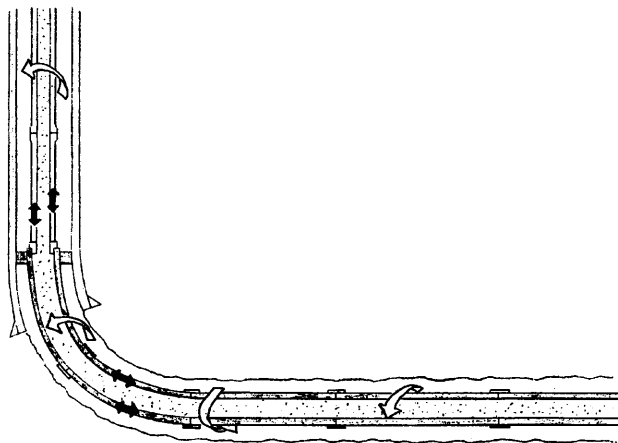


Рис. 1.40. Одновременное вращение и возвратно-поступательное движение хвостовика во время цементирования.

Одновременное вращение помогает уменьшить предельное статическое напряжение сдвига бурового раствора, облегчая эффективное вытеснение цемента (см. рис. 1.40). Нужно было разработать специальные подвесы для хвостовика, позволяющие производить эти движения.

Цементирование очень важно для создания в затрубном пространстве направленных путей поступления флюида 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, которые могут 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), которые 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. 1.41.

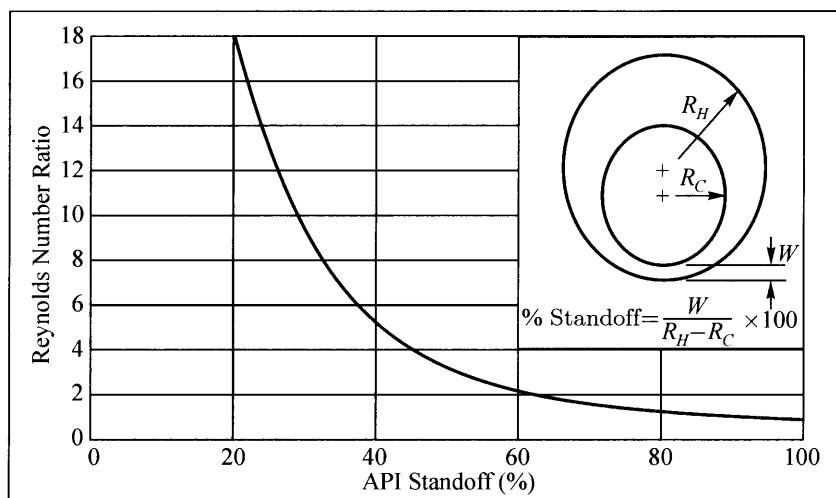


Рис. 1.41. Относительное изменение усредненного критического числа Рейнольдса как функция эксцентрирования: 1 – по вертикальной оси обозначены числа Рейнольдса; 2 – по горизонтальной – цифровые значения стандарта по данным института АНИ (% смещения); 3 – под эллипсным рисунком – фактическое смещение в %, рассчитанное по формуле

Коэффициент расхода или зависимость отношения скоростей потоков, протекающих между верхней и нижней сторонами хвостовика во время вытеснения бурового раствора, зависит 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 участке 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.

21. Предотвращение поступления песка в скважину

Первоначально горизонтальные скважины заканчивались нецементированным прорезным хвостовиком, пока пласт был достаточно прочен для заканчивания и эксплуатации необсаженным стволом (см. рис. 1.42).

Самая распространенная методика для предотвращения поступления песка в горизонтальных скважинах – это использование предварительного пакерования хвостовика, содержащего два концентрических пакера, покрытых смолой с частицами песка. Обычно они устанавливаются в необсаженной скважине, хотя рекомендуется устанавливать прорезной хвостовик в самом начале, чтобы облегчить ремонт или операции для увеличения дебита скважин. Предварительно пакерованные хвос-

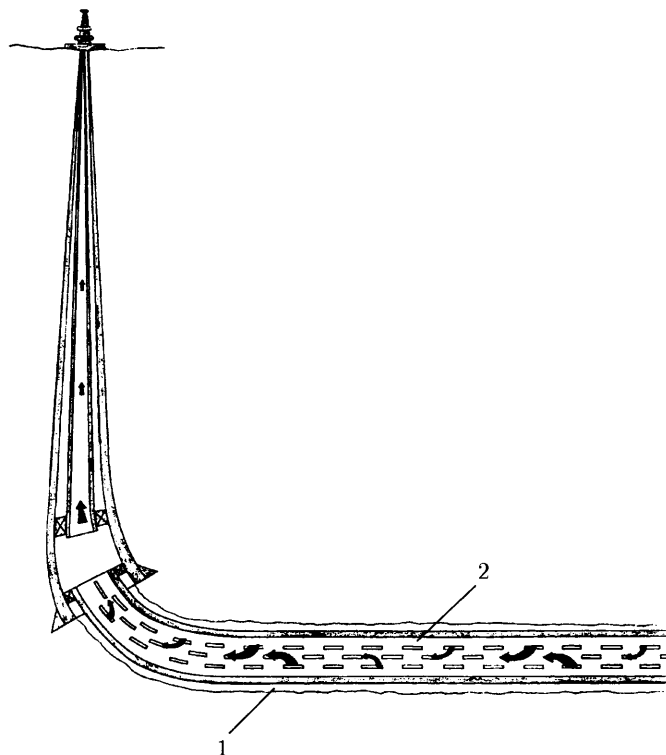


Рис. 1.42. Конструкция хвостовика горизонтальной скважины, рассчитанная на достаточно прочные породы продуктивного пласта. Рекомендуется на период работы скважины до разрушения песчаника призабойной зоны

товики хотя и не допускают поступление песка в скважину, однако они не предотвращают деформации ствола скважины. Так, поступающий в скважину песок скапливается вокруг наружной поверхности хвостовика и может блокировать добычу нефти.

Стационарная гравийная оболочка, в которой гравий полностью заполняет затрубное пространство хвостовика, предотвращает деформацию ствола, однако ее трудно установить в сильно искривленных скважинах.

Наилучших результатов следует ожидать при закачке гравийной смеси и флюида – носителя вниз по затрубному пространству и вверх по хвостовику. Это позволяет гравию накапливаться, начиная с забоя скважины, что сводит к минимуму шанс возникновения неконтролируемых перемычек. Раствор-носитель должен обладать хорошими сус-

пензионными свойствами, чтобы перемещать гравий, и высокой производительностью для обеспечения быстрого переноса гравия в нужное место. Гравий для этой цели должен быть предпочтительно легким и по плотности более близок к плотности жидкости с целью улучшения ее суспензионных свойств.

22. Примеры заканчивания горизонтальных скважин

Необсаженная скважина

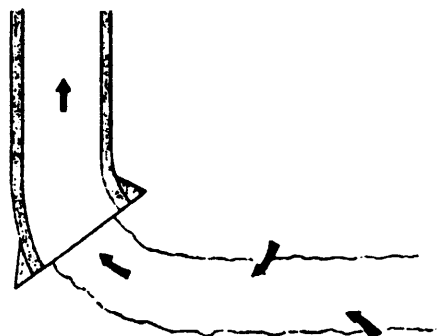


Рис. 1.43. Пример заканчивания скважин бурением с открытым забоем

Большинство скважин первоначально заканчивалось открытым стволом, но теперь такое заканчивание производится только в однородном коллекторе при наличии достаточного геохимического напряжения для обеспечения его устойчивости. При этом типе заканчивания локальная изоляция невозможна.

Вариант заканчивания скважин с заполнением цементом верхней части у башмака колонны.

Данный метод обеспечивает изоляцию газовой шапки. Перед освоением скважины цементная пробка выбурируется.

Проводится аналогично заканчиванию необсаженной скважины, за исключением того, что верхняя часть у башмака колонны заполняется цементом для обеспечения изолированной газовой шапки, а затем выбурируется.

На рисунке 1.44 эта зона обозначена цифрой 1. Это методика заканчивания нижнего горизонтального участка ствола скважины от верхнего цементуемого участка при помощи высоковязкой первичной полимерной пробки длиной до 60 м.

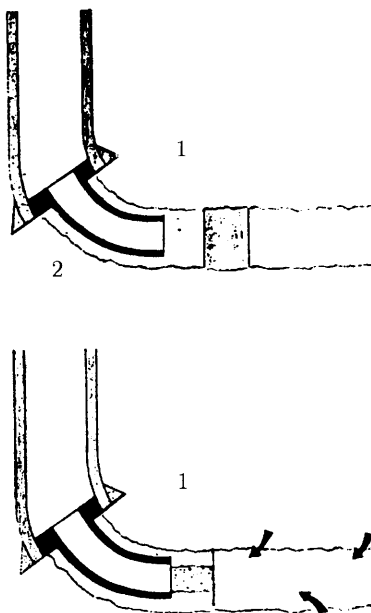


Рис. 1.44. Необсаженная скважина с цементированием верхней части забоя: 1 – газовая зона; 2 – поперечная полимерная пробка

Прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами

Ниже на рис. 1.45 приводится общий вид этого способа крепления.

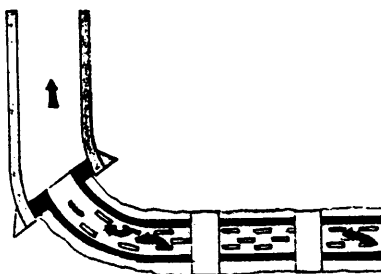


Рис. 1.45. Прорезной хвостовик с внешними обсадными пакерами

Вариант представляет самое простое заканчивание после варианта необсаженной скважины. Прорезной хвостовик может поддерживать

слабоустойчивые породы, но его не следует использовать там, где ожидается поступление песка из пласта в скважину. Песок в этом случае закупоривает прорези или будет поступать через них. Локальная изоляция в этом случае не производится.

Внешние обсадные пакеры первоначально представляют собой раздувную резиновую диафрагму, прикрепленную к внешней стороне прирезного или обычного хвостовика. Это позволяет изолировать определенный участок скважины. Качество изоляции зависит от целостности пакерной конструкции, работающей идеально в скважине с круглым сечением по сравнению со скважиной, имеющей овальное сечение.

Схема заканчивания скважины с установкой гравийного хвостовика

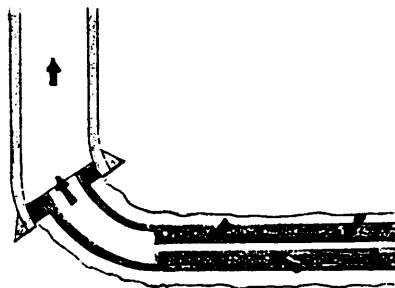


Рис. 1.46. Хвостовик с гравийным пакерованием

Вариант представляет заканчивание горизонтальной скважины для слабых пластов. Вариант трудный для производства. Самый легкий способ – оставить скважину необсаженной и закачивать гравий вокруг прирезного хвостовика или, например, вокруг заранее пакерованного хвостовика.

Цементированный и перфорированный хвостовик

Это наиболее верный способ достижения локальной изоляции пластов в горизонтальной скважине. Рекомендуется в тех случаях, когда применение гидроразрыва для целей интенсификации не предусматривается.

23. Оборудование и технология бурения бокового ствола

Для вскрытия окна в 146 мм эксплуатационной колонне применялся труборез конструкции «БашНИПИнефть» и бурильные трубы диамет-

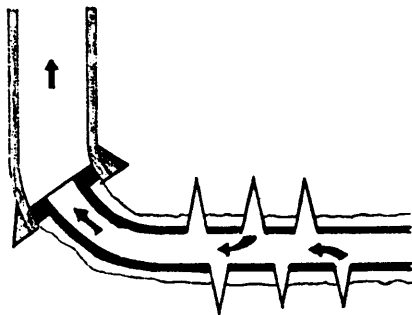


Рис. 1.47. Центрированный и перфорированный хвостовик

ром 73 мм. Скорость вращения трубореза 38–40 об/мин. При возможности выбора оборудования предпочтительнее применять труборез американской фирмы. Бурение в интервале набора зенитного угла проводилось с помощью КНБК долотом диаметром 120,6 мм и объемным двигателем диаметром 95 мм с изменяющимся углом перекоса производства США. При этом также использовалась телесистема и вертлюг фирмы «Радиус», бурильные трубы диаметром 73 мм. При бурении участка стабилизации производилось вращение инструмента при угле перекоса на двигателе не более 1° с обязательным контролем момента вращения на роторе.

Буровой раствор

При зарезке бокового ствола (разбуривание цемента) промывку осуществляли на соленой воде удельного веса 1140–1160 кг/м³. После зарезки скважину промывали с целью удаления цементного шлама и других механических примесей качественным полимерсолевым раствором с параметрами: плотность 1100–1140 кг/м³, растекаемость 23–25 сек., водоотдача 3–7 см³/30 мин. Очистку промывочной жидкости от выбуренной породы осуществляли гравитационным способом в двух последовательно соединенных емкостях объемом по 30 м³. Конструктивные особенности очистного устройства представлены в РД института «УдмуртНИПИнефть».

24. Вторичное вскрытие пласта

При вторичном вскрытии пласта применялся КНБК для разбуривания цемента: долото диаметром 85–95 мм, конструкции СКТБ «Азимут» (г. Уфа), трубы диаметром 50 мм. Бурение проводилось роторным способом с контролем момента вращения на столе ротора. Растворение магниевых заглушек на хвостовике осуществлялось по технологии «ТатНИПИнефть».

25. Зарезка боковых горизонтальных стволов (фрезерование обсадной колонны)

Одной из важнейшей проблем при бурении боковых горизонтальных стволов является забуривание горизонтального участка ствола из обсадной колонны уже существующей вертикальной скважины. В случае бурения бокового горизонтального ствола из ранее пробуренных скважин глубина залегания и свойства отдельных пластов, как правило, хорошо известны.

Имеется обширная геолого-геофизическая информация по данной скважине и по ряду соседних скважин. Эта информация позволяет хорошо проследить простираание пластов по месторождению. Особенно важно проследить пласты-маркеры, характеризующиеся особенно типичными признаками разреза данного месторождения, например, гамма-каротажа. Эти маркеры эффективно пользуются для навигации бурильного инструмента по продуктивному пласту при бурении горизонтального ствола. Имеется обширная информация по геолого-техническим осложнениям процесса проводки скважины. Осложняющие пласты в основном находятся выше точки вырезки ствола, т. е. уже за обсадной колонной. Точку вырезки бокового ствола надо выбирать как можно глубже, т. е. ближе к продуктивному пласту.

Экономия скважин с боковыми горизонтальными стволами характеризуется тем, что дополнительным затратам на процесс отклонения противостоит большая экономия на строительстве уже пробуренного верхнего интервала скважины. Таким образом, расходы на бурение боковых стволов из ранее пробуренных скважин намного ниже расходов на бурение новой горизонтальной скважины.

Выделяются следующие преимущества горизонтальных боковых стволов:

- сокращение периода разработки месторождения;
- повышение продуктивности пласта и дебитов скважин;
- повышение нефтеотдачи продуктивного пласта;
- уменьшение вредных явлений конуса давления в призабойной зоне;
- снижение общих затрат на бурение из-за использования ранее пробуренных скважин и имеющейся инфраструктуры промысла.

Приведём опыт вырезания «окна» венгерских нефтяников. Они пользуются двумя методами: методом вырезания целого участка из обсадной колонны и методом вырезания «окна». Предпочтение отдаётся второму методу, поскольку количество расфрезерованной стали обсадной колонны при вырезании «окна» составляет лишь 5 % от материала вырезанного участка длиной около 20 м, соответственно уменьшаются затраты энергии. Упрощается процесс очистки скважины и бурового

раствора от стружек расфрезерованного металла. Эти преимущества метода вырезания «окна» перед методом вырезания целого участка обсадной колонны сказываются в случае толстостенных обсадных труб и в случае, когда на глубине вырезки скважина обсажена двумя обсадными колоннами. Метод вырезания «окна» оказывается очень выгодным с точки зрения выдерживания запроецированной траектории бокового горизонтального ствола.

Клиновья поверхность отклонителя (уипстока) обеспечивает точный азимут по заданной глубине вырезки бокового ствола. Это значит, что участок набора зенитного угла начинается точно в соответствии с величиной угла клиновья поверхности уипстока. Оба метода, метод вырезки «окна» и метод вырезания участка, в равной степени требуют правильного выбора точки вырезки ствола в зависимости от состояния скважины (наличия цементного камня, местонахождения соединений обсадных труб). Как правило, процесс расфрезерования нельзя начинать вблизи муфтового соединения.

По причине стоимости для вырезки «окна» в Венгрии применялась специальная модифицированная фрезерная компоновка. Эта компоновка соединяется срезным болтом непосредственно с оконным фрезером. Таким образом, имеется возможность отказаться от применения так называемого стартового фрезера. И в наилучшем случае процесс фрезерования может совершаться одним разом.

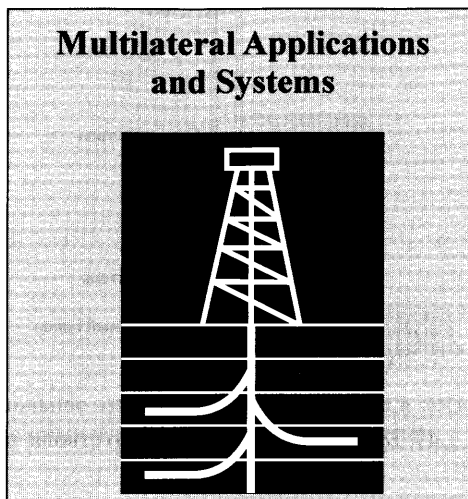
Стандартная компоновка низа бурильного инструмента для расфрезерования обсадной колонны диаметром 7 дюймов состоит из отклонителя Bottom-Trip Whipback диаметром 5½ дюйма, присоединен к трёхфрезерной компоновке, состоящей из оконного фрезера диаметром 5 5/8 дюйма и расширяющего сверху фрезера (типа Watermelon) диаметром 6 дюймов. Отклонитель соединяется с фрезерной компоновкой срезным болтом.

В начальной фазе проекта по внедрению боковых горизонтальных стволов оборудование по вырезанию «окна» и сервисная работа по расфрезерованию обсадных колонн были организованы через сервис по наклонно направленному бурению фирмы «Бэкфильд». По ходу завершения проекта по внедрению боковых горизонтальных стволов венгерскому заказчику удалось постепенно сократить затраты на выполнение работ по вырезанию «окна». Во-первых, он заказал оборудование непосредственно у поставщика из Германии и передал ответственность за выполнение работ этому поставщику. Этим упростилась работа сервиса фирмы «Бэкфильд». Во-вторых, оптимизировали и сократили объём применяемого спецоборудования для вырезания «окна». Но поставки этого оборудования из Германии остались у фирмы «Бэкфильд». Таким образом удалось сократить общие транспортные расходы на поставку.

Для наглядности и более полного понимания работ по вырезанию «окон» и последующей проводки горизонтального ствола считаем целе-

сообразным привести изображение схем, отражающих пошаговую последовательность проведения операций по многоствольному заканчиванию скважины.

СИСТЕМЫ МНОГОЗАБОЙНЫХ
СКВАЖИН И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ



Типовой пример — бурение бокового ствола

Typical Example — Sidetrack Well



Рис. 1.48. Спуск пакера и отклонителя, шаг 1

Типовой пример — бурение бокового ствола

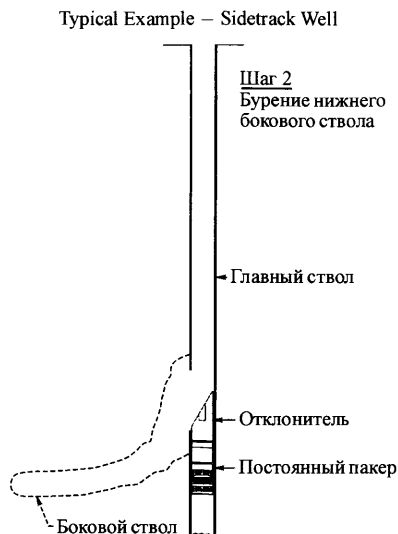


Рис. 1.49. Бурение нижнего бокового ствола, шаг 2

Типовой пример — бурение бокового ствола

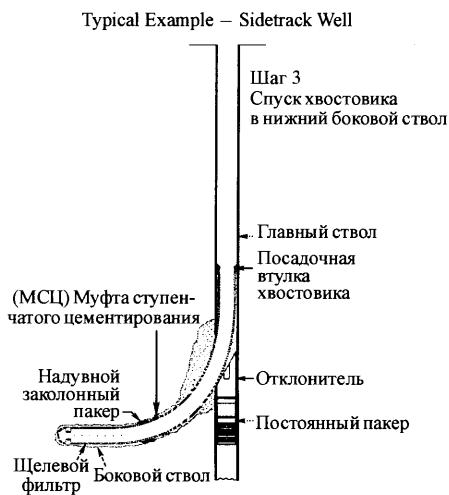


Рис. 1.50. Спуск хвостовика в нижний боковой ствол, шаг 3

Типовой пример — многоствольное заканчивание

Typical Example — Integrated Lateral Completion

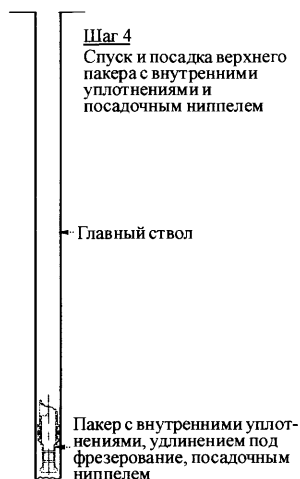


Рис. 1.51. Многоствольное заканчивание, шаг 4. Спуск и посадка верхнего пакера с внутренними уплотнителями и посадочным ниппелем

Типовой пример — многоствольное заканчивание

Typical Example — Integrated Lateral Completion



Рис. 1.52. Многоствольное заканчивание, шаг 5. Спуск, посадка верхнего отклонителя, бурение верхнего бокового ствола

Типовой пример — многоствольное заканчивание

Typical Example — Integrated Lateral Completion

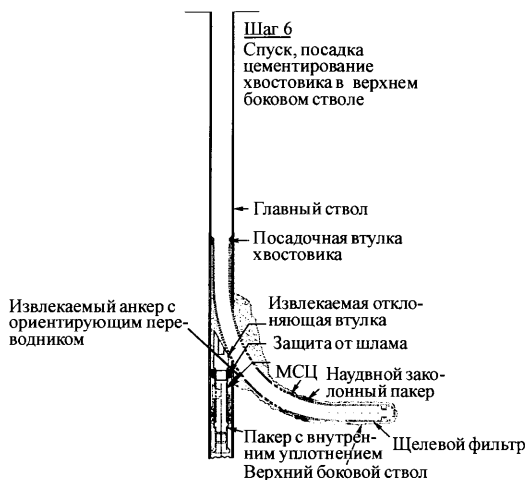


Рис. 1.53. Многоствольное заканчивание, шаг 6. Спуск, посадка, цементирование хвостовика в верхнем боковом стволе

Типовой пример — многоствольное заканчивание

Typical Example — Integrated Lateral Completion



Рис. 1.54. Многоствольное заканчивание, шаг 7. Фрезерование головы хвостовика верхнего бокового ствола

Типовой пример — множественное заканчивание

Typical Example – Integrated Multi-Lateral Completion

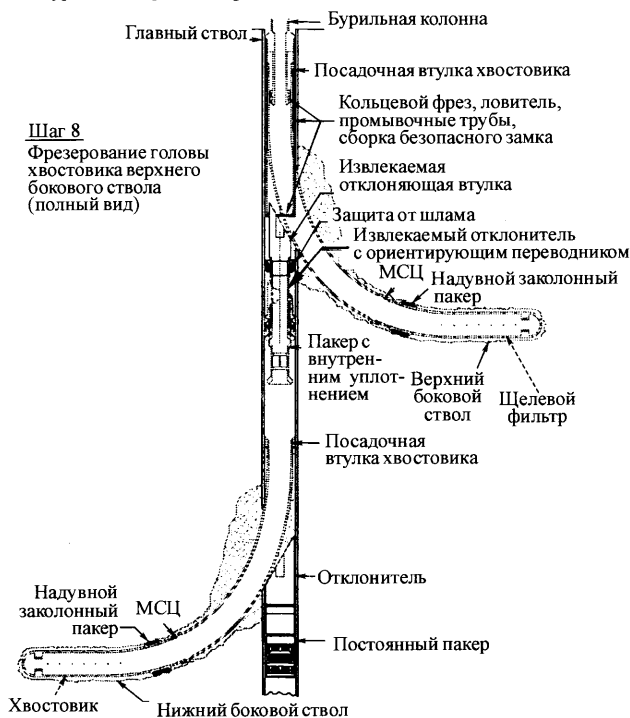


Рис. 1.55. Многоствольное заканчивание скважин, шаг 8. Фрезерование головы хвостовика верхнего бокового ствола (полный вид)

Исследования бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

Успешность строительства горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов во многом зависит от применяемых геофизических методов контроля за процессом бурения. Специфичность профиля горизонтального ствола скважин требует неординарных методов и приборного оснащения геофизической аппаратуры.

В общем комплексе необходимых условий, определяющих эффективность ГС, важное значение имеет уровень геофизического информационного сопровождения их на этапах строительства, испытания и экс-

Типовой пример — многоствольное заканчивание

Typical Example — Integrated Lateral Completion



Рис. 1.56. Многоствольное заканчивание скважины, шаг 9. Извлечение вырезанной части хвостовика верхнего бокового ствола

плуатации. Проблема геофизических исследований горизонтальных скважин всегда была сложной и актуальной, так как при зенитных углах 65° и более приборы приходилось не опускать, а проталкивать в скважину. В этой связи группой ученых специалистов-геофизиков А. Г. Корженевским, П. М. Кудашовым, Р. И. Юсуповым, В. Г. Золотарёвым и А. Е. Красновым с 1990 года осуществляется поиск технических решений создания устройства, работающего на геофизическом кабеле, с максимальным сохранением технологических возможностей испытания пластов на трубах. Были опробованы испытатели пластов на кабеле конструкции ВНИИГИС, НПГС «ГЕРС», однако из-за низкой эффективности насосной системы для создания депрессии они не нашли производственного применения.

Были рассмотрены различные варианты создания специального геофизического кабеля, обладающего принципиально новыми трудно совместимыми технологическими качествами — достаточной жесткостью для проталкивания приборов и необходимой гибкостью для использования серийного спускоподъемного оборудования. В результате в соавторстве со специалистами А. Г. Корженевским и В. Н. Алейниковым на основе серийно выпускаемых геофизических кабелей были раз-

работаны новые конструкции кабеля путем применения многослойного бронирования и различных составов полимерных материалов для поверхностного покрытия и заполнения технологических зазоров между проволоками брони. Создан параметрический ряд новых геофизических кабелей разного целевого назначения для проведения геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе и через бурильный инструмент; в колонне – через НКТ, в том числе и при герметизированном устье.

Геофизический кабель для исследования горизонтальных скважин имеет следующие технические параметры: диаметр от 17 до 36 мм, разрывная прочность 200–230 кН, номинальное рабочее напряжение 660 В, электрическое сопротивление изоляции 20 МОм, рабочая температура от 90 до 180° С, расчетная масса до 2,2 кг/м.

Получение необходимых параметров кабеля – жесткости и гибкости-достигается подбором диаметра проволок брони, техническим зазором в армирующей броне, материалом и толщиной полимерных оболочек. Изготовление такого кабеля на кабельных заводах не представляет технологической сложности.

Исследование наклонных и горизонтальных скважин при использовании такого кабеля существенно упрощается. Один из самых простых вариантов организации исследований горизонтальных скважин заключается в подсоединении к серийному геофизическому кабелю, намотанному на стандартном подъемнике ПКС-5 или ПКС-7, отрезка жесткого кабеля предложенной конструкции. Предполагаемая протяженность горизонтального участка, которая может быть исследована таким способом, будет составлять около одной трети длины отрезка жесткого кабеля.

Первые образцы нового геофизического кабеля КГ-3-200-90ГС поступили в «Татнефтегеофизика» в 1996 году. В том же году первые промысловые испытания проведены в скважине 103Д НГДУ «Лениногорскнефть», имеющей сложную геометрию ствола. Скважина обсажена 5 дюймовой эксплуатационной колонной до глубины 2029 м и имеет смещение забоя от вертикали 415 м. В этой скважине выполнены радиометрические исследования аппаратурой ДРСТ-3-90, проведены замеры локатором муфт, четко зафиксировано положение магниевого фильтра, зарегистрирована диаграмма акустической цементометрии аппаратурой УЗБА-21 с центраторами. Результаты работ подтвердили перспективность кабельной технологии исследования наклонных и горизонтальных скважин. С помощью жесткого кабеля были успешно проведены испытания на нескольких скважинах НГДУ «Бавлынефть» и в ОАО «Удмуртнефть».

Особенно эффективно применение жесткого кабеля при использовании горизонтальных скважин, пробуренных из стволов старого фонда скважин. Уменьшенный диаметр скважин и малый радиус перехода к горизонтали затрудняет применение других технологий, а для кабельной технологии эти условия были благоприятны. В скв. 556, 1278, 460 ОАО «Удмуртнефть» проведены исследования методами ГК, НГК, ИК и инклинометрические замеры горизонтальных участков протяженностью до 200 м.

Целесообразность оперативного контроля пространственного положения ствола ГС убедительно подтверждается результатами исследований скважины 435Г Мишкинского месторождения. Бурение скважины осуществлялось путем резки бокового ствола и использованием навигационной системы американской фирмы «Becfield». Протяженность горизонтального участка составила 260 м. В этой скважине проведены геофизические исследования методами ГК, НГК, ИК и ИМММ-73 с помощью системы «ГОРИЗОНТАЛЬ» и замеры инклинометрами ИОН-1 (Омского СКБ) на кабеле КГ-3-200-90ГС.

Осознавая исключительную важность контроля проводки скважин с горизонтальным стволом, в последнее время в России стали возникать специальные службы по обеспечению контроля бурения горизонтальных скважин и боковых стволов. Одной из ведущих из них является «ТехИнформСервис». Главным направлением деятельности ее является инженерно-техническое сопровождение при строительстве горизонтальных скважин, а также боковых горизонтальных стволов. Специалисты «ТехИнформСервис» используют современное программное обеспечение, выполняют проектирование профиля скважин и компоновки низа бурительной колонны с учетом всех геологических и технических факторов. География оказываемых услуг этой фирмой весьма значительна. Она работает в Иркутской, Пермской, Оренбургской областях, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, республике Коми, Восточной Сибири, Ставропольском крае, в Белоруссии и др. Услугами этой фирмы пользуются такие компании, как ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Славнефть» и другие нефтегазовые компании.

При участии специалистов «ТехИнформСервис» построено более 250 боковых стволов.

Использование ими современных технологий и измерительной техники дает успешно справляться с поставленной задачей. Так, для набора параметров кривизны для корректировки ствола скважины применяются телеметрические системы с кабельным и гидравлическим каналами связи. В арсенале компании имеются телесистемы: Radius (США)

с кабельным каналом связи, «VecFild» (Германия) с гидравлическим каналом связи, МСТ-45 («ТехИнформСервис») с кабельным каналом связи, МСТ-ГК («ТехИнформСервис») с гидравлическим каналом связи. Малогабаритная телеметрическая система МСТ-45 характеризуется высокой точностью и надежностью замеров по всем углам. Скважинный прибор размещается в немагнитной УБТ и работает в комплекте с подъемником. Забойная информация передается по одножильному каротажному кабелю в компьютер и на пульт бурильщика. В компоновке телесистемы может быть установлен дополнительный гамма-модуль. Системы МСТ-45 показали высокую надежность, технология их эксплуатации отработана, пробурено более ста скважин.

Специалистами «ТехИнформСервис» была разработана первая в России телесистема с гидравлическим каналом связи МСТ-ГК. Система может применяться для сопровождения скважин диаметром 215,9–295,3 мм. Прибор размещается в стандартных немагнитных УБТ диаметром не менее 168 мм и может быть поднят с забоя с помощью кабельной лебедки без подъема бурильной колонны.

Применение телеметрической системы «Radius» и МСТ-45 позволяет производить гамма-каротаж в процессе бурения, по результатам которого можно с уверенностью ориентироваться в геологическом разрезе без подъема инструмента. Возможность произвести гамма-каротаж в любое заданное время и пространственном интервале позволяет провести горизонтальный ствол по наиболее продуктивной части пласта.

1. Геофизические исследования горизонтальных скважин и боковых стволов

Перед пуском хвостовика проводились ГИС с помощью комплекта «Горизонталь-5» с записью приборов инклинометра, РК, БК, ИК. Определение качества крепления хвостовика производилось малогабаритным акустическим цементомером.

2. Особенности геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Следует отметить, что в части геофизических исследований горизонтальных скважин зарубежные фирмы преуспели благодаря более совершенному оснащению глубинными приборами и геофизическим оборудованием. По мнению специалистов зарубежных фирм, в том числе фирмы «Шлюмберже», эксплуатационный каротаж в горизонтальных скважинах следует рассматривать как особый вид исследований. Они

включают в себя: каротажные исследования, операции безопасности при выполнении каротажных работ, в том числе и при доставке геофизических приборов к месту каротажа, а также вопросы проведения самого каротажа приборами, спускаемыми на гибких трубах, одновременную регистрацию нескольких параметров 8-канальным прибором и выработку нужных данных при их передаче и обработке. Диаграммы эксплуатационного каротажа могут показать источник и тип флюидов, поступающих в ствол скважины. Большинство обычных приборов одновременно измеряют скорость и плотность флюида, его температуру, давление и ёмкостное сопротивление.

Типичными причинами проведения эксплуатационного каротажа является задача выделения в стволе скважины источника нежелательного притока газа и воды, что может потребовать обеспечения локальной изоляции, определения интервалов слабого притока нефти и газа или отсутствия такового, может потребовать выполнения операций стимулирующих воздействий. Цели проведения эксплуатационного каротажа включают оптимизацию продуктивности скважины и максимального увеличения добычи углеводородного сырья. Хотя цели эксплуатационного каротажа в вертикальных и горизонтальных скважинах в общем одни и те же, все же имеются существенные различия в том, как именно получают в них информацию; различаются и факты, влияющие на интерпретацию данных этого каротажа. Так, в вертикальных скважинах каротажные приборы спускаются на электрическом кабеле через полную лубрикаторную систему. Это позволяет проводить каротаж в то время, когда скважина находится под давлением. В горизонтальных скважинах сборка каротажных приборов наиболее эффективно проталкивается (протаскивается) по скважине гибкими трубами. Основными факторами, влияющими на интерпретацию данных каротажа горизонтальной скважины, являются:

1. Длина пройденного каротажем участка зачастую в 20 раз превышает таковую в вертикальных скважинах, в конце горизонтального участка интерпретация притока относительно прямолинейна. Однако, из-за добавочных эффектов, вызванных влиянием нескольких фаз флюидов поступающих, в ствол скважины, интерпретация становится все более трудной по мере того, как прибор поднимается с забоя на поверхность.
2. Разделение фаз на нефть, газ и воду в горизонтальном стволе аналогичен тому, что происходит в очень длинном горизонтальном сепараторе или трубопроводе.

Как было установлено по локации границ раздела различных фаз флюидов с помощью каротажных приборов, на точность измерений

влияет изменяющаяся скорость или плотность флюида, обтекающего прибор или проходящего вблизи его датчиков.

3. Основные цели исследования с помощью эксплуатационного каротажа

1. Оценка эффективности заканчивания путём выделения дающих приток интервалов и тех из них, которые оказывают влияние на газовый фактор и добычу газонефтяной смеси. Для определения влияния трещинной системы скважины нужно исследовать профили притока и плотности флюида в интервалах с естественной трещиноватостью.
2. Использование результатов каротажа для повышения производительности скважины. Ограничение имеющихся возможностей повышения давления сжатия газа и стабилизации величины усредненного фактора растворитель – нефть обуславливают необходимость применения стимулирующих операций. С этой целью необходимо выделить интервалы с малой величиной притока или с его отсутствием для проведения кислотной обработки с целью повышения величины притока и отдачи нефти.
3. Создание предпосылок для разработки многоствольного заканчивания. Сводит к минимуму необходимость будущих ремонтных операций.
4. Определение фактической оптимальной длины горизонтальной скважины для данного месторождения.
5. Доказательство того, что применение технологии строительства и эксплуатации горизонтальных скважин будет в этом случае успешным и обусловит её дальнейшее использование.

4. Технологические особенности компоновки глубинного оборудования для безопасного проведения каротажных работ в горизонтальных скважинах

Нельзя переоценить важность безопасного и эффективного размещения, спуска и подъёма каротажных приборов в скважине. Сборку каротажных приборов вначале располагают в вертикальном стволе скважины при полном перекрытии трубного давления на поверхности. На скважине во время всех операций должен присутствовать квалифицированный координатор. Работы выполняет обученный персонал в дневное время. Для работ в скважине под давлением, а также для спуско-подъёма приборов эксплуатационного каротажа требуется выполнить

специализированные операции. Использование гибких труб для доставки в скважину сборки геофизических приборов требует определённых условий (больших гидравлических усилий проталкивателя).

Не практично использовать длинный лубрикатор для размещения сборки приборов между противовыбросовыми устройствами и головкой проталкивателя во время каротажа. Это может привести к тому, что высота проталкивателя будет очень большой над поверхностью Земли. Поэтому был разработан специальный метод размещения приборов в скважине и извлечения лубрикатора до проведения каротажа. Этот надёжный и эффективный метод размещения каротажных приборов по данным фирмы «Шлюмберже» заключается в следующем:

1. Закрыть скважину и перекрыть выкидную линию при подготовке к подъёму головки проталкивателя.
2. Установить секцию противовыбросового превентора гибких труб на верхушку устья скважины, затем установить лубрикатор, содержащий электрический каротажный кабель, сборку каротажных приборов и смазочно-инжекторное уплотнение (см. рис. 1.49).
3. Спустить каротажные приборы с помощью развертывающего стержня длиной 1,4 м (в верхней части сборки приборов) рядом с превенторными плашками. Стержень должен иметь центральный участок достаточно небольшого диаметра и позволить трубным плашкам сдвинуться (сжаться) вокруг стержня, чтобы выдержать скважинное давление. Этот стержень на каждом конце имеет конусное сужение для облегчения прохода и извлечения прибора через скважинное оборудование, имеющее резкие переходные края и выступы.
4. Снять кабельный лубрикатор и отсоединить электрический кабель от развертывающего стержня, который предназначен для выталкивания верхней части противовыбросового превентора гибких труб.
5. Установить устьевой колпак, выполняющий роль упора превентора, в то же время готовя установку инжекторной головки для проталкивания гибких труб.
6. При снятом устьевом колпаке и инжекторной головке с прикреплённым к ней короткой лубрикаторной секцией, размещённой над превентором, ввести адаптер (стыковочный узел) головки гибких труб и гибкие трубы (с электрическим кабелем внутри) со стороны нижней части короткой лубрикаторной секции.
7. Прикрепить адаптер головки труб к верхнему концу развертывающего стержня.

8. Установить на место инжекторную головку, пропуская в то же время через нее гибкие трубы, пока короткая секция лубрикатора не уйдет до привентора.
9. Установить уровень давления в лубрикаторе до скважинного и открыть привенторы.
10. Включить глубиномеры и установить на нужной глубине сборку каротажных приборов в плашках привентора. Затем доставить сборку приборов в скважину на нужную глубину.

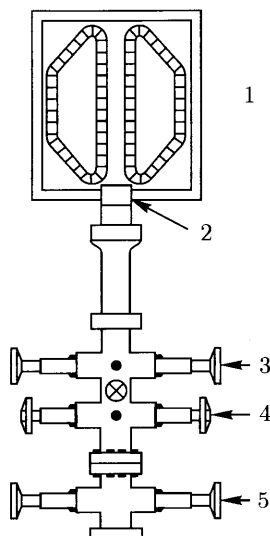


Рис. 1.57. Устьевое оборудование: 1) инжекторная головка; 2) съёмник (эжектор); 3) глухие срезные плашки; 4) трубные скользящие плашки; 5) трубные плашки

На рис. 1.57 представлена окончательная конфигурация наземного оборудования для доставки каротажных приборов в скважину.

Перед спуском геофизических приборов в скважину компоновка приборов предварительно собирается на поверхности у устья скважины в последовательности, показанной на рис. 1.58.

Существуют две конструктивные особенности, снижающие возникновение среза. Эксплуатационные трубы должны иметь воронкообразное направляющее устройство повторного ввода кабельной линии, оборудованное упором для ниппельного конца труб. Кроме того, конусные направляющие разворачивающего стержня предотвращают застревание прибора при его продвижении в скважине. В случае отрыва (отделе-

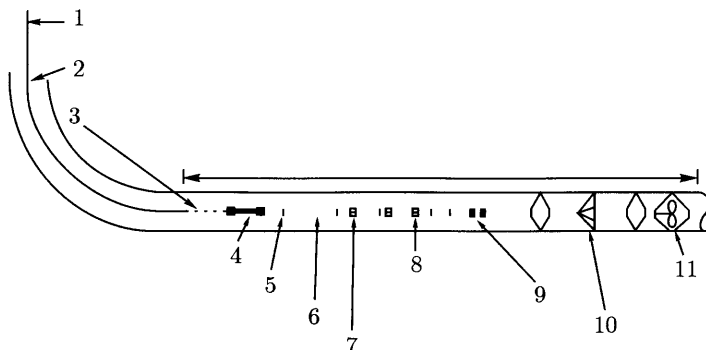


Рис. 1.58. Компоновка приборов для эксплуатационного каротажа горизонтальной скважины: 1) электрический кабель; 2) гибкие трубы; 3) кабельная головка и слабая точка конструкции; 4) развертывающий стержень; 5) локатор отбивки муфтовых соединений обсадной колонны; 6) ГК – телеметрия; 7) кварцевый датчик давления; 8) плотностномер; 9) датчик давления (температуры); 10) отклонительный расходомер; 11) вертушка

ния) сборки приборов от гибких труб ловильная головка, оборудованная скошенным краем под головкой со срезающей шпилькой, поможет зацепить и прихватить овершот.

Планирование каротажных работ на скважине включает анализ нагрузки, действующей на гибкие трубы. Это производится с целью оценки гарантии того, что каротажные приборы могут быть доставлены в горизонтальную скважину и затем извлечены из неё с помощью гибких труб определенного диаметра. Исходными данными, используемыми в программе анализа величины напряжения, являются инклинометрические данные, вес и диаметр гибких труб, а также диаметр скважины.

Анализ результатов каротажных приборов с учётом характеристик коллектора и скважинной геометрии привёл к следующим выводам:

1. Самыми информативными приборами в этой каротажной программе оказались: вертушечный расходомер с осевой вертушкой полного объёма (по диаметру скважины) и гамма-плотномер плотности флюида.

2. Термометр измерял очень небольшие понижения в температуре потока по соседству с некоторыми интервалами, подозреваемыми в перетоке в скважину пластового флюида. Низкий перепад давления на приборе не позволял газу за счёт его расширения повлиять на существенное изменение температуры потока, что не приводило к искажению результатов.

3. Гамма-плотномер флюида показал, то общее разделение фаз на газонефтяную части образовалось на самом низком участке ствола скважины на глубине 1815 м.

4. Интерпретация каротажных данных бывает затруднительной из-за разделения фаз в хвостовике, где объём газа значительно превышает объём нефти.

5. При наличии только одного перфорационного интервала, дающего нефть, возможно значительное искажение гидропроводности ПЗП за счёт воздействия на пласт процесса бурения, вскрытия пласта и перфорации.

6. Естественные трещины пласта усиливают приток в скважину газожидкостной смеси (в основном газа).

Раздел 2

ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНИРОВАНИЮ МЕТОДОВ ОПЗ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

О СОСТАВЕ И КОНЦЕНТРАЦИИ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН

Выбор концентрации кислотных растворов для ОПЗ скважин

Выбор концентрации кислотного раствора зависит от состава горных пород, коллекторских свойств пласта, целевого назначения и вида ОПЗ, режима обработки и других факторов. Обычно в промысловой практике многие из этих факторов не учитываются, а поэтому чуть ли не во всех случаях используют кислотный раствор 12 % концентрации. В результате такого подхода обработка ПЗП не всегда дает желаемый результат. Придавая большое значение выбору концентрации кислотного раствора в зависимости от конкретных геолого-технических условий, нами проанализирован обширный научно-технический материал по данному вопросу, обработка которого позволила дать ряд основных рекомендаций.

Выбор концентрации кислотного раствора для конкретных условий обработки той или иной скважины должен осуществляться геологической службой НГДУ с учетом изложенных ниже рекомендаций.

Для более аргументированных действий промысловой службы нам представляется полезным указать на некоторые количественные зависимости протекания реакции кислот с породами от концентрации кислоты, давления, температуры.

Концентрация HCl. Скорость реакции HCl с CaCO_3 растет почти пропорционально концентрации кислоты до 20 % HCl. При дальнейшем увеличении концентрации кислоты скорость реакции еще более увеличивается, достигая максимума при 24 % концентрации. Последующее повышение содержания HCl в растворе приводит к снижению скорости реакции. Качественная характеристика скорости реакции от концентрации кислоты приведена на рис. 2.1 Скорость реакции на графике представлена в условных единицах, поскольку определялась по количеству выделенного CO_2 при реакции с материалом карбонатного керна. Используя данную зависимость, можно в соответствии с поставленной задачей ОПЗ и конкретными геолого-физическими условиями пласта вы-

брать наиболее оптимальную концентрацию кислотного раствора. Так, для декольматации прифилтровой зоны пласта, кавернообразования в ПЗП или увеличения диаметра скважины в интервале продуктивного пласта по методу института УдмуртНИПИнефть надо применять кислотный раствор повышенной концентрации (20–24 %). Это ускорит процесс растворения пород и кольматационного материала и позволит достичь поставленной цели при меньших затратах на проведение работ. Однако добиться наилучших результатов можно лишь при динамическом режиме обработки ПЗП, так как скорость реакции при этом значительно возрастает в сравнении с растворением пород в статических условиях. Причем темп падения скорости в последнем случае тем выше, чем больше начальная концентрация HCl в растворе. Так, например, темп падения скорости реакции в статических условиях в два раза выше для кислоты с начальной концентрацией 28 % в сравнении с 12 % HCl . Это объясняется ростом концентрации продуктов реакции кислоты с породой, в том числе и CO_2 .

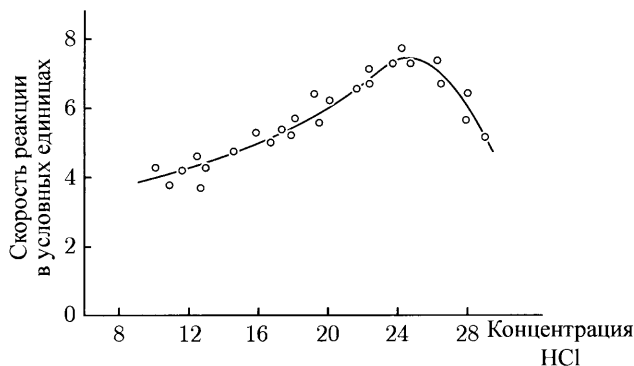


Рис. 2.1. Качественная характеристика скорости реакции HCl с CaCO_3 в зависимости от концентрации кислоты

Влияние давления на скорость реакции HCl с CaCO_3 и металлическим магнием

При выборе различного рода химических замедлителей реакции кислоты с породой, применяемых для целей более глубокой обработки пласта кислотой, в большинстве случаев не учитывается величина пластового давления, в то время как рост давления приводит к существенному замедлению скорости реакции. Так, например, скорость реакции

кислоты с породой при давлении 6 МПа в 3,5–4,0 раза ниже, чем при атмосферном давлении. Не учитывать это было бы неправильно в любом случае, тем более при определении времени реакции кислоты с породой в пластовых условиях.

При осуществлении термохимических кислотных обработок большой интерес представляет зависимость скорости реакции HCl с металлическим магнием, обычно применяемом при ОПЗ. Эта зависимость представлена в виде графиков для двух режимов растворения (статического и динамического) на рис. 2.2. Правильно выбранное время контакта HCl с Mg и режим растворения предотвратят возникновение нежелательных явлений, таких как спекание Mg , образование гидрата окиси магния и др.

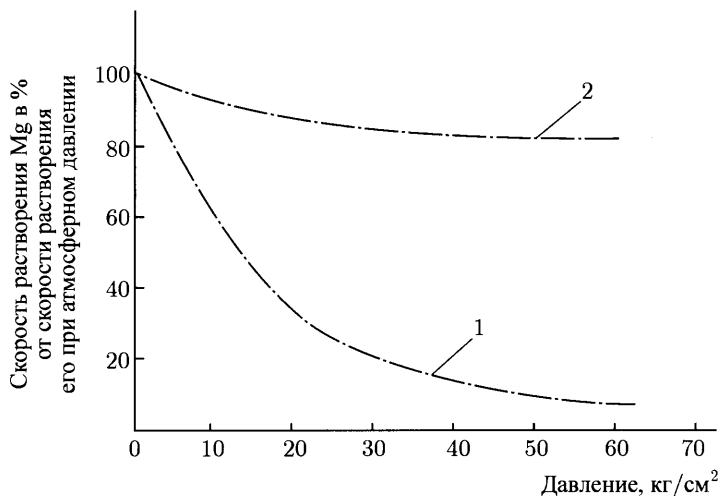


Рис. 2.2. Скорость растворения магния в 15%-й HCl при различных давлениях: 1 – в статическом режиме растворения; 2 – в динамическом режиме растворения

Влияние температуры на скорость реакции HCl с CaCO_3

С увеличением температуры скорость реакции кислоты с породой повышается в пропорциональной зависимости. Так, например, можно отметить, что скорость реакции кислоты с карбонатной породой возрастает в 2,5 раза при повышении температуры на 40°C . Это нужно учитывать при проведении термохимических ОПЗ, температура реакции при которых зависит от вида термогенерирующего вещества и его количест-

ва. Например, 1 кг алюминия генерирует 18924 кДж тепла, 1 кг едкого натра NaOH – 2868 кДж, а 1 кг металлического магния – 19259 кДж. Следует отметить, что при использовании алюминия образуется гидроксид алюминия $Al(OH)_3$, которая способна забить поровые каналы пласта.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КИСЛОТ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ОБРАБОТКЕ ПЗП

Неорганические кислоты

Соляная кислота (HCl).

Соляная кислота – раствор газа, имеющего плотность 1,639 кг/м³, точку кипения 84,9° С, хорошо растворимого в воде. Один объем воды растворяет при 20° С 450 объемов HCl. Процесс растворения кислоты в воде сопровождается выделением тепла в количестве 72,8 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, умноженному на два. Например, раствору кислоты плотностью 1,16 массовое содержание HCl будет соответствовать $16 \times 2 = 32$.

ρ , г/см ³	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/м³ 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_3 :

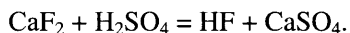


Известно, что 1 м³ раствора 15 %-ой HCl растворяет 220 кг известняка; при этом образуется 245 кг CaCl_2 , 0,040 м³ воды и 49 м³ CO_2 . Истощенный (прореагированный) кислотный раствор представляет собой раствор 29 %-го CaCl_2 . При использовании 1 м³ 28 %-го раствора HCl растворяется 440 кг известняка. Истощенный кислотный раствор представляет собой 28 % раствор CaCl_2 . 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, имеющего острый запах. Промышленный кислотный раствор чаще всего содержит 40 % и имеет плотность 1130 кг/м³. Эта кислота дымит 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 кислотой. Известно, что 1 м³ 3%-ой HF и 12%-й HCl растворяет 60 кг глинозема и 650 кг CaCO₃.

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 SiO₂. При реакции с CaCO₃ образуется нерастворимый фтористый кальций CaF₂, 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, молочнокислую соль или глюконат кальция, которые нейтрализуют плавиковую кислоту.

К неорганическим кислотам относятся также фосфорная кислота H₃PO₄; серная кислота H₂SO₄ и др. Для кислотных обработок призабойной зоны пласта они не нашли широкого применения, а поэтому не будем останавливаться на их характеристике.

Органические кислоты

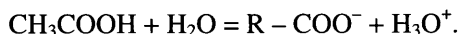
Органические кислоты менее активны при воздействии на породы по сравнению с HCl и HF. Применение их предпочтительнее при проведении геолого-технических мероприятий в условиях повышенных температур в ПЗП, так как они вызывают значительно меньшую коррозию оборудования и могут легко ингибироваться. Применяют 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 малоприспособна из-за малой концентрации и высокой стоимости. Промышленную уксусную кислоту 75–80 % концентрации получают при сухой дистиляции 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°С.

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 (уксусно-кальциевые или уксусно-магниево-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°С 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 коррозионноактивная, чем HCl + H₂, особенно при высоких температурах.

ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТОВАРНОЙ КИСЛОТЕ

Обязательным условием при приеме товарной кислоты на базах хранения УПТОиКО или промысловых площадках является проведение входного контроля качества кислотных растворов.

При кислотных обработках обычно используют абгазную соляную кислоту (ТУ 6-01-714-77) с содержанием хлористого водорода 22–36 % для марки А и 20–22 % для марки Б (сорт 2). Поставщик ингибирует кислоту по согласованию с потребителем.

В зависимости от сорта и марки в составе товарной кислоты могут содержаться примеси, которые при превышении допустимых концентраций (см. таблицу) приводят к отрицательным побочным явлениям в призабойной зоне пласта.

Таблица 2.1

Состав товарной соляной кислоты по ТУ 6-01-714-77, марка Б

Наименование показателей	Сорт 1	Сорт 2
1. Внешний вид	жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	жидкость от светло-желтого до коричневого цвета
2. Массовая доля хлористого водорода, %	20–22	20–22
3. Массовая доля железа в %, не более	0,03	0,03
4. Скорость растворения стали (Ст. 3) в г/м ² · час при t 0°C, не более	0,20	0,20
5. Массовая доля мышьяка в %, не более	0,015	0,015
6. Массовая доля фтористого водорода в %, не более	0,05	0,07

Содержание железа в кислоте ограничено, чтобы исключить возможность образования и выпадения в призабойной зоне коллоидных осадков типа гидроокиси железа $\text{Fe}(\text{OH})_3$ или его основных солей.

Наличие фтористого водорода в соляной кислоте ведет к формированию в поровом пространстве труднорастворимого осадка фтористого кальция. Поэтому данный вид товарной кислоты рекомендуется для двухрастворной обработки ПЗП (СКО + ГКО).

Наличие механических примесей в кислоте также влияет на коллаторские свойства ПЗП, вызывая закупорку порового пространства.

Ингибирование соляной кислоты

По договоренности потребителя ингибирование соляной кислоты производится непосредственно на заводах изготовителях. При этом потребитель вправе потребовать от поставщика соблюдения процентного соотношения ингибитора в объеме кислотного раствора определенной концентрации, а также порекомендовать наиболее подходящую марку ингибитора для условий разрабатываемого месторождения. Несоблюдение последнего приводит к значительному снижению эффективности кислотных обработок и неполной реализации антикоррозионной защиты промыслового оборудования от ингибирования. Особое внимание этим вопросам необходимо уделять при использовании кислотных растворов для ОПЗ высокотемпературных скважин или ОПЗ нагнетательных скважин при паротепловом воздействии на пласт, таких как на Гремихинском месторождении. Коррозионная активность кислот повышается с повышением температуры в стволе или на забое скважины, что требует дополнительного расхода ингибитора, т.е. повышения его начальной концентрации в кислоте. Увеличение расхода ингибитора требуется и при использовании кислотного раствора повышенной концентрации, так как с повышением последней защитный эффект ингибитора, как правило, снижается. Наиболее устойчивым в этом отношении является ингибитор В-2, защитный эффект которого сохраняется в кислотных растворах повышенной концентрации 24–30 %.

Особое внимание промысловых работников хотелось бы обратить на то, что эффективность отечественных ингибиторов в значительной степени зависит от присутствия в кислотном растворе механических примесей, а также ионов трехвалентного железа. И в этом отношении ингибитор В-2 имеет определенные преимущества, поскольку обладает способностью связывать трехвалентное железо с образованием растворимых комплексных соединений. Однако концентрация ингибитора в результате этого процесса в объеме кислоты уменьшается, что необходимо учитывать при выборе начальной концентрации ингибирования.

По данным литературных источников (А. И. Комисаров), оптимальная концентрация ингибитора в 30 % соляной кислоте находится в пределах 1–2,5 %. При этом скорость коррозии для стали составляет 35–75 г/(см² · ч). В 15 %-ной кислоте оптимальная концентрация ингибитора 0,75–1,5 %. С учетом необходимой компенсации потерь ингибитора на связывание трехвалентного железа, накапливающегося в кислоте при транспорте, хранении в плохо защищенных резервуарах и в процессе закачки в пласт по НКТ, оптимальная концентрация ингибитора сдвигается в большую сторону, а именно: для 24–30 % кислотного раствора составляет 1,5–6 %, для 12–15 % раствора от 1 до 1,5 %.

Товарная соляная кислота с ингибитором коррозии В-2 поставляется по ТУ 6-01-714-87, в которой концентрация ингибитора, как правило, не превышает 0,3 %. Это изначально создает условия для повышенной коррозии и образования в пласте гидроокиси железа. В соответствии с приведенными данными имеется необходимость пересмотреть ТУ или добавлять ингибитор в кислотный раствор при хранении и перед ОПЗ, доведя общую концентрацию ингибитора до оптимальных величин.

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ОПЗ ГС

Стабилизаторы кислотных составов

При обработке пласта в призабойной зоне скважин кислотный раствор реагирует с различными твердыми компонентами (карбонаты кальция и магния, окислы железа, силикаты алюминия и другие), образуя растворимые хлориды. Последние остаются в растворенном состоянии до истощения кислоты, пока рабочий раствор имеет низкий pH (менее 2). Обычный раствор HCl истощается относительно быстро, и pH возрастает, стремясь к 6. Одновременно с нейтрализацией кислотного раствора часть образовавшихся хлоридов остается в растворенном состоянии, а другая образует соединения, такие как гидроксиды железа Fe(OH)₃ и алюминия Al(OH)₃, которые осаждаются, давая вторичные отложения. Эти вторичные осадки имеют вид гелей и могут значительно уменьшать проточные каналы в продуктивном пласте, заметно снижая проницаемость обрабатываемой зоны. По этой причине после кислотной обработки вместо увеличения притока жидкости иногда происходит ее блокирование.

Чтобы избежать вторичного выпадения осадков в пласте, в кислотный раствор вводится стабилизатор. Для этого могут применяться

органические кислоты: уксусная, лимонная, молочная или глюконовая. С хорошими результатами могут использоваться этилендиаминтетрауксусная кислота – ЭДТК или нитрилтрехуксусная кислота (НТК).

В табл. 2. приведены количества различных стабилизаторов для предотвращения выпадения в осадок железа после истощения 15 % раствора HCl , когда концентрация ионов трехвалентного железа составляет 5 г/л.

Таблица 2.2

Характеристика стабилизаторов раствора

Стабилизатор раствора	Положительные свойства	Ограничения для применения	Рекомендуемое количество агента на 1 м ³ 15 % раствора HCl , кг
1	2	3	4
Уксусная кислота	Не образует осадков с кальцием	Эффективна только до 70° С	50
Лимонная кислота	Эффективна при относительно высоких температурах (около 90° С)	При избытке может осажаться в виде цитрата кальция	20
Смесь лимонной и уксусной кислот	Очень эффективна при умеренных температурах	Может осажаться цитрат кальция. Эффективность падает, когда температура превышает 60° С	6 (лимонная кислота) 11 (уксусная кислота)
Тетранатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты	Не осаждаются соли кальция даже при избытке соли. Эффективна при относительно высоких температурах (около 90° С)	Самая дорогая из всех комплексирующих агентов	36

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4
Тринатриевая соль нитрилтрех-уксусной кислоты	Не осаждаются соли кальция даже при относительном избытке. Эффективна при высоких температурах (около 90°С)	Более дешевая, чем ЭДТК, но намного дороже лимонной кислоты	30

Другим способом борьбы с вторичными отложениями является использование для ОПЗ органических кислот вместо соляной кислоты. К ним можно отнести уксусную кислоту с добавлением к ней ПАВ для предотвращения эмульгирования, а также ингибитор коррозии. Хорошие результаты в этом отношении дает применение смеси карбоновых кислот, так называемый оксидат.

Замедлители реакции соляной кислоты с карбонатной породой

Для увеличения зоны охвата призабойной зоны пласта (глубины проникновения) солянокислотной обработкой в условиях, когда прилегающая к фильтру часть пласта хорошо дренирована, а пласт характеризуется средней или повышенной проницаемостью, применяют различного рода замедлители.

В настоящее время для снижения скорости растворения карбонатов в соляной кислоте и стабилизации соединений железа рекомендуется и применяется уксусная кислота. Однако повсеместное внедрение ее затруднено ввиду дефицитности.

В то же время в нефтепромысловой практике все большее распространение находят различные химические реагенты для снижения вязкости водонефтяных эмульсий, предотвращения отложений минеральных солей и парафина, коррозии нефтепромыслового оборудования. Многие реагенты обладают хорошей совместимостью с соляной кислотой и могут быть использованы в качестве полифункциональных соединений. Такое применение комбинированных соединений весьма желательно и представляет непосредственный интерес.

Ниже (см. табл. 2.3) приводятся данные по влиянию различных реагентов на замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонат-

ной породой (CaCO_3). Результаты получены УКО ТатНИПИнефть в нормальных условиях (при 18°C и атмосферном давлении).

Таблица 2.3

Влияние добавок на скорость растворения керна в НСИ

Реагенты	Концентрация, %	Уменьшение скорости раство- рения, раз	Примечание
1	2	3	4
МЛ-72	0,01	1,17	ПАВ
ОП-10	0,01	1,85	ПАВ
	1	10,24	
Дисолван 4490	0,005	1,1	деэмульгатор
Север-1	1	1,65	ингибитор кор- розии
	2	2,19	
ВХ-502	0,01	2,64	
СНПХ - 7821	0,01	1,43	ингибитор пара- финоотложений
СНПХ - 7843	0,01	1,4	ингибитор пара- финоотложений
ПАА (1%)	0,5	3,4	полимер
	1	4,8	
	5	7,2	
	10	25	
ПАА + Север - 1	2,5 + 1	4,15	ингибитор кор- розии
Жидкое стекло	1	1,6	
Уксусно-кислый натрий + Север - 1	10 + 1	3,39	ингибитор кор- розии
Уксусная кислота (чистая)	1	3,21	
Щелок черный моносulfитный	33	25	

Ингибиторы коррозии

Катапин-К

Химическая характеристика

Алкилбензилпиридинийхлорид.

Физические свойства

Мазеобразная масса от светлого до темно-коричневого цвета. Содержание неомыляемых веществ не более 10 %. Содержание влаги – не более 15 %. Водные растворы катапина обладают смачивающей эмульгирующей и бактерицидной способностями. Эмульсия, содержащая 1 % катапина-К и 5 % вазелинового масла, устойчива менее суток; эмульсия, содержащая 1 % катапина-К и 5 % ксилола, устойчива более суток.

Растворимость

Катапин-К хорошо растворим в воде мягкой и жесткой; хорошо растворим в спирте и бензоле; слабо растворим в четыреххлористом углероде; практически не растворим в эфире.

Катапин-А (алкилбензилпиридинийхлорид)

Этот реагент считается одним из лучших ингибиторов солянокислотной коррозии стали. При дозировке его в количестве 0,1 % от общего количества рабочего кислотного раствора коррозионная активность последнего снижается в 55–65 раз. Даже при такой незначительной добавке, как 0,025 % от общего количества раствора или 0,25 кг катапина на 1 м³ 10 %-ной кислоты, коррозионная активность последней снижается в 45 раз.

Катапин-А хорошо растворяется в кислотных растворах, а после нейтрализации кислоты в поровом пространстве пласта за счет реагирования ее с карбонатной породой каких-либо осадков не образуется.

По совокупности технических и экономических показателей в качестве средней дозировки катапина-А может быть принято 0,05 % от количества кислотного раствора.

Для усиления защиты металла в условиях производства кислотной обработки (продолжительность хранения раствора или обработки, повышенная температура на поверхности или в скважине и т. д.) эта дозировка может быть повышена до 0,1 и 0,2 %.

Необходимо учитывать, что катапин-А при высоких температурах в скважине сильно снижает антикоррозионную активность. Поэтому при 80–100°С и выше следует применять другие реагенты. Лишь в случае отсутствия лучших необходимых реагентов при высоких температурах (80–100°С) можно применять катапин-А дозировкой 0,2 % с добавлением 0,2 % уротропина. Но при этом коррозия будет снижена всего в 15–20 раз.

Реагенты катапин-К и катапин-А также можно применять при обработке пластов с обычными температурами (20–40°С), так как их защитные свойства превышают таковые реагентов ПБ-5, уротропина и формалина.

Средние дозировки рекомендуются следующие (в %): катапин-А 0,05; катапин-К – 0,10.

Реагенты катапин-К и катапин-А являются хорошими катионо-активными ПАВ.

Ингибитор И-1-А

Химическая характеристика

Физические свойства

Растворимость

Назначение ингибитора

Сложная смесь полиакрилпиридинов.

Вязкая темно-коричневая жидкость с характерным запахом пиридинов.

Плотность при 20°С – 1,0–1,1 г/см³;

вязкость при 20°С – 550–700 ст.;

температура вспышки – 114°С;

температура самовоспламенения – 375°С.

Хорошо растворяется в органических растворителях (спирте, ацетоне), а также в соляной, серной и других сильных кислотах.

Для защиты черных и цветных металлов от кислотной коррозии, в том числе для защиты нефтегазодобывающего оборудования от коррозии со стороны нефтей, газа, пластовых вод, сточных вод, содержащих сероводород;

для защиты нефтедобывающего оборудования при солянокислотных обработках скважин;

для защиты от коррозии емкостей при перевозке абгазной соляной кислоты;

для защиты теплосилового оборудования от коррозии при солянокислотной промывке его от накипи.

Защитное действие по отношению к углеводородистой стали в 15 % соляной кислоте при 50° С составляет 99 %. Скорость коррозии в ингибированной 20 % абгазной соляной кислоте составляет 0,1 г/м².час

Наибольшей активностью этот реагент обладает в композиции с уротропином. Так, при дозировке в 0,1 % И-1-А + 0,2 % уротропина коррозионная активность кислотного раствора (20° С) снижается в 30 раз, а при дозировке 0,4 % И-1-А + 0,8 % уротропина – в 55 раз. Для обработок скважин с обычной температурой пласта предпочтительна дозировка 0,1 % И-1-А + 0,2 % уротропина во избежание чрезмерных затрат на ингибирование кислотного раствора.

Ингибитор И-2-А (Север-1)

Реагент на основе высших пиридиновых оснований. Применяется для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии под действием агрессивных сероводородсодержащих нефтей, пластовых и сточных вод. Предназначен для защиты от сероводородной коррозии и коррозии, вызываемой смесью сероводорода и углекислого газа. Замедляет коррозию сталей в растворах серной и соляной кислот. Может применяться по способу периодической закачки в технологические коммуникации, задавки в кольцевое межтрубное пространство скважины, методом закачки в призабойную зону пласта (метод наиболее экономичен при добыче высокообводненной нефти более 80–85 %). Используется для защиты от локальной коррозии низконапорных водоводов системы поддержания пластового давления. Ингибитор пленкообразующего типа, нефтерастворимый. Является органическим ПАВ.

Агрегатное состояние	легкоподвижная нефть
Цвет	темно-коричневый
Температура застывания	(–60)–(–65)° С
Плотность (20° С)	0,93–1,05 г/см ³
Вязкость кинематическая при 50° С	7–12 сСт
при 20 °С	10–30 сСт
Растворимость в воде	не растворим
в нефти, в спирте	растворим
в соляной и серной кислотах	растворим

Скорость коррозии стали в 20 % HCl с 1 % ингибитора (20 °C) 0,15 г/м²·час

Оптимальная дозировка при периодической обработке 100–150 мг/дм³

Группа горючести ЛВЖ

Температура вспышки 23° C

Температура самовоспламенения 385° C

Нижний и верхний пределы воспламенения 21; 44° C

ПДК в воздухе по этиловому спирту 1000 мг/м³

ПДК в воздухе по 2-метил-5-этилпиридину 2 мг/м³

Ингибитор В-2

Реагент, выпускаемый Волгоградским химкомбинатом. Защитные свойства его определяются следующими показателями технических условий завода-изготовителя.

Скорость растворения стали (ст.3, ст.20) при 20° C за 24 часа при дозировке В-2, равной 0,25–1,0 %, определяемая в г/м²·час, составляет:

- а) в технической соляной кислоте по ГОСТ 857-57 – не выше 0,15;
- б) в смеси 20–27 %-ной соляной кислоты по ГОСТ 857-57 с 3,0 % фтористо-водородной (плавиковой) кислоты – не выше 0,25;
- в) в концентрированных абгазовых кислотах с концентрацией HCl не выше 33 % коэффициент коррозии равен 0,2.

Столь высокие показатели позволяют рекомендовать реагент В-2 для широкого применения при обработках скважин с обычными температурами пласта при дозировке 0,2–0,3 %.

Приобретать В-2 следует в чистом виде, без добавок каких бы то ни было поверхностно-активных веществ. Добавление ПАВ к кислотным растворам должен производить сам потребитель НГДУ, подбирая их соответственно условиям и целевому назначению обработок.

Нефтехим-3

Применяется для защиты от коррозии нефтепромысловых коммуникаций и наземного оборудования систем поддержания пластового давления при содержании в среде сероводорода – до 300 г/м³, углекислого газа – до 300 г/м³, кислорода – до 3 г/м³. Применяется также нефтехим-1, отличающийся исходным сырьем. Химическая природа: вещества, содержащие амидоамины и амидозолины. Режим ингибирования – непрерывное дозирование в транспортируемую среду; ударная доза –

200 г/м³ в течение суток; рабочая доза рассчитывается с учетом условного показателя, характеризующего эффективность ингибитора типа «нефтехим» в зависимости от состава среды. Расчет проводится по РД 39-0147103-306-88.

<u>Агрегатное состояние</u>	жидкость
<u>Цвет</u>	темно-коричневый
<u>Защитное действие</u>	не < 90 %
<u>Кислотное число</u>	не > 30 %
<u>Содержание основного вещества</u>	не < 40 %
<u>Температура самовоспламенения</u>	216° С
<u>Токсичность</u>	4 класс опасности

Бактерицид ЛПЭ-11

Рекомендуется для обработки призабойной зоны нагнетательных скважин, предназначен для подавления СВБ в водных средах с целью предотвращения сульфатредукции. Подавление активных форм СВБ обеспечивается при дозировке 0,1 кг/м³, а для 100 %-ного подавления сульфатредукции в призабойных зонах применяют ударные дозы 0,5–2,0 кг/м³. Обладает противокоррозионными свойствами: при дозировке в сточную воду, содержащую сероводород и СВБ в количестве 0,1 кг/м³, защитный эффект составляет 48,7–63 %, при дозировке 1,0 кг/м³ – 100 %.

Химический состав: 45–55 % водный раствор хлористого метал-лилгек-саметилентетрамина. Подается в состоянии поставки, не теряет подвижности до температуры 30° С. Для борьбы с СВБ в призабойных зонах и продуктивном пласте закачиваемую в пласт воду периодически обрабатывают ударными дозами. Для снижения биокоррозии реагент подают в систему сбора, подготовки нефти и воды и ППД при более низкой концентрации непрерывно или периодически.

<u>Агрегатное состояние</u>	жидкость
<u>Цвет</u>	желтовато-оранжевый
<u>Запах</u>	слабый специфический
<u>pH</u>	5–8
<u>Температура застывания</u>	
при концентрации 50%	не выше –30° С
при концентрации 75%	не выше –36° С
<u>Температура кипения</u>	101° С
<u>Плотность (20° С)</u>	1,107 г/см ³
<u>Растворимость в воде</u>	растворим неограниченно
<u>в нефти</u>	не растворим
<u>Совместимость с минерализованными водами</u>	совместим ограниченно

<u>Эффективная дозировка для подавления СВБ</u>	0,1 кг/м ³
<u>Группа горючести</u>	не горюч
<u>Класс опасности</u>	3 класс

Ингибитор КРЦ-3

<u>Химическая характеристика</u>	смесь высококипящих продуктов окисления циклогексана, дегидрирования циклогексана и поликонденсации циклогексана
<u>Агрегатное состояние</u>	жидкость
<u>Цвет</u>	темно-коричневый
<u>Растворимость в 3 г этилового спирта (20° С)</u>	не менее 0,2 г
<u>Плотность (20° С)</u>	0,98–1,02 г/см ³
<u>Защитное действие</u>	не менее 90,0 %

Ингибитор Уникол ПБ-5.

Реагент представляет собой продукт конденсации анилина в присутствии формалина до молекулярной массы в пределах 400–600.

В основном он применяется для ингибирования соляной кислоты непосредственно на химических предприятиях. Однако выше отмечались недостатки такой ингибированной соляной кислоты. Вследствие большой концентрации ингибитора – 0,8–1,0 % – и способности большей части его выпадать в осадок после нейтрализации кислоты породой пласта использование этого реагента может отрицательно влиять на результаты обработок скважин. Однако при общей недостаточности промышленного производства хороших ингибиторов, например катапина-А, необходимо иметь в резерве и этот реагент, чтобы не допускать обработок скважин неингибированной кислотой. В этом случае рекомендуется дозировка ПБ-5 по крайней мере в 10 раз меньшая, чем та, которая требуется техническими условиями ВТУ МХП 2345-50 (0,8–1,0 %), т. е. ограничиться дозировкой 0,1 % ПБ-5 и даже до 0,05 %. При этом снижается степень защиты металла от коррозионного разрушения, но в 10–20 раз уменьшается количество осадка органической массы в порах пласта.

Уротропин технический

Уротропин, или иначе гексаметиленetetрамин, является таким же слабым ингибитором, как и формалин, если их дозировать в эквивалентном соотношении.

Так, при дозировке 0,6 % товарного 40 %-ного формалина или 0,2 % уротропина достигается примерно одинаковое 16-кратное снижение коррозионной активности 10 %-ной соляной кислоты. Но применять сухой препарат – уротропин – удобнее и безопаснее для персонала кислотной бригады, чем формалин.

Большее значение уротропин имеет не как самостоятельный ингибитор, а как средство, активизирующее защитное действие таких реагентов, как катапин-А и И-1-А.

Карбозолин-О

Физические свойства

Вязкая жидкость коричневого цвета, содержание влаги – 50%. Динамическое поверхностное натяжение 1% -ного водного раствора – не выше 40 эрг/см². Водородный показатель (рН) 1 %-ного водного раствора – 4,0–4,5.

Растворимость

Легко растворяется в воде при температуре 40–45° С с образованием однородных растворов светло-желтого цвета. Препарат не выпадает из разбавленных растворов минеральных кислот, а также в присутствии солей кальция и натрия.

Сульфонол

Химическая характеристика

Смесь натриевых солей алкилбензол-сульфокислот с алкильными остатками, содержащими 12–18 атомов углерода.

Физические свойства

Пластинки или зерна от желтого до светло-коричневого цвета.

Вторая критическая концентрация мицеллообразования – 1,88 г/л.

Растворимость

Хорошо растворим в дистиллированной воде; в жесткой воде выпадает в осадок; слабо растворим в спирте, эфире, бензоле и четыреххлористом углероде. Сульфонол не выпадает из разбавленных растворов минеральных кислот, щелочей, а также в присутствии солей меди. В присутствии

Назначение ПАВТоксичностьНомер и дата утверждения
технических условийУстойчивость при храненииОрганизация, выпускающая
ингибитор

хлористого натрия, солей алюминия и бария водные растворы препарата мутнеют.

Водородный показатель (рН) 5 %-ного водного раствора – 7,8.

Для приготовления кислотных пен при обработке пластов.

Не токсичен

ВТУ БУ 10.15.62

Устойчив

Химзавод Красноводской обл.

ДС-РАСХимическая характеристика

Смесь натриевых солей алкиларилсульфонокислот, содержащих 8–12 атомов углерода.

Физические свойства

Вязкая масса; при температуре не ниже 50°С – вязкая жидкость от желтого до светло-коричневого цвета; 0,5 %-ный раствор ДС-РАС имеет щелочную реакцию.

Растворимость

Хорошо растворим в воде; 1 %-ный водный раствор ДС-РАС полностью растворяется в 10 %-ной соляной кислоте.

Область применения

В нефтедобывающей промышленности применяется для снижения поверхностного натяжения закачиваемых растворов; в качестве добавок к промывочным жидкостям как ингибитор кислотной коррозии.

Токсичность

Не токсичен

Устойчивость при хранении

Устойчив

Предприятие, выпускающее
ингибитор

Нефтехимический комбинат, г. Салават, Республика Башкортостан.

Формалин

Формалин – 40 %-ный водный раствор формальдегида – применяли в качестве ингибитора солянокислотной коррозии лишь на начальной

стадии внедрения метода СКО. Защитное действие этого реагента мало, и в настоящее время его практически не рекомендуют в качестве ингибирующей добавки.

Марвелан-К(О)

Практически идентичен по составу и свойствам реагенту карбозолин-О. Рекомендуемая концентрация в рабочем соляно-кислотном растворе 0,05–0,1 %.

Реагенты карбозолин-О и марвелан-К(О) менее эффективны, чем катапин-К и катапин-А, но могут быть широко использованы в качестве базовых ингибиторов, так как практически не дают в пластовых условиях трудноудаляемых осадков. Кроме того, эти реагенты – высокоактивные катионные ПАВ, что повышает эффективность СКО.

Ингибитор УФЭ-48

Ингибитор УФЭ-48 – продукт оксиэтилирования угольных фенолов с восьмью молями окиси этилена – неионогенное поверхностно-активное вещество. Обладает определенным ингибирующим действием, но используют его в композиции с небольшим количеством активного реагента. При концентрации 0,1–0,3 % применяют самостоятельно, если отсутствуют более эффективные ингибиторы.

ИКИХП-2

Химическая характеристика

Продукт конденсации хлорметилированного продукта с пиридином.

Физические свойства

Вязкая жидкость темно-коричневого цвета.

Растворимость

Хорошо растворим в воде, соляной, серной и других сильных кислотах.

Назначение ингибитора

Для предотвращения коррозии углеродистой стали в 20 %-ном растворе соляной кислоты.

Характеристика

Защитное действие по отношению к углеродистой ингибирующей стали в 20 %-ной соляной кислоте: содержание % действия ингибитора обеспечивает 95–98 %.

Токсичность

Не токсичен

Организация-разработчик

Институт химии присадок АН АзССР

Ингибитор ХОСП-10

<u>Химическая характеристика</u>	Композиция, содержащая синергист-пенообразователь и соли замещенного аммония.
<u>Физические свойства</u>	Вязкая жидкость вишневого цвета со слабым запахом аминов. Удельный вес 1,050–1,150 г/см ³ , не летуч.
<u>Растворимость</u>	Хорошо растворим в соляной, серной, фосфорной, уксусной, муравьиной кислотах, в щелочах не растворим.
<u>Назначение ингибитора</u>	Для травления черных и цветных металлов в серной, соляной кислотах. Степень защиты в 20 %-ной серной кислоте при 0,05 % вес. и температуре 85–90° С не ниже 99 %.
<u>Номер и дата утверждения технических условий</u>	ТУ 6-02-7-27-74
<u>Токсичность</u>	Не токсичен
<u>Организация-разработчик</u>	Львовский государственный медицинский институт и физико-механический институт Академии наук Украинской ССР.

В целях повышения эффективности и экономической целесообразности применения химических реагентов ведется постоянный поиск и разработка новых ингибиторов коррозии.

Представляют интерес следующие перспективные реагенты, применяемые при кислотных обработках:

НИИ ФОХ-3 – разработчик Научно-исследовательский институт физической и органической химии при Ростовском госуниверситете;

КИ-1 – разработчик – ГосНИИХлорПроект;

ПИК-12 – разработчик Уфимский нефтяной институт.

Ингибитор коррозии КИ-1

Применяется в качестве ингибитора соляно-кислотной коррозии для защиты оборудования в нефтегазодобывающей промышленности. Является катионным ПАВ. Химический состав: смесь равных частей алкилбензилпиридинийхлорида, уротропина, соляной кислоты и воды. В сероводородсодержащей минерализованной среде при дозировке 50–100 г/м³ степень защиты составляет 80–90 %. Ингибирующие свойства КИ-1 сохраняются после хранения его при температуре –40° С.

<u>Агрегатное состояние</u>	жидкость
<u>Цвет</u>	желто-коричневый
<u>Запах</u>	пиридина
<u>Плотность (20° С)</u>	1,140–1,170 г/см ³
<u>Растворимость в воде</u>	растворим
<u>Растворимость в органических кислотах</u>	растворим
<u>Растворимость в неорганических кислотах</u>	растворим
<u>Группа горючести</u>	не горюч
<u>Класс опасности</u>	3 класс

Ингибитор коррозии ПИК-11

Применяется для защиты нефтепромыслового оборудования от коррозии при соляно-кислотных обработках, а также на кислотных базах, где производится хранение соляной кислоты. Химический состав: смесь на основе пирановых фракций, эфиров и фракций синтетических жирных кислот. Подается в соляную кислоту с перемешиванием. Возможно применение 33–36 % соляной кислоты, а также кислоты, разбавленной до 15 %. Рекомендован «ВНИИНП» к применению при максимальном содержании в товарной нефти не более 0,0001 % масс.

<u>Агрегатное состояние</u>	жидкость
<u>Цвет</u>	от желтого до темно-коричневого
<u>Запах</u>	специфический
<u>Температура замерзания</u>	не выше – 80° С
<u>Температура кипения</u>	118–120° С
<u>Плотность (20° С)</u>	0,915 г/см ³
<u>Класс опасности</u>	3 класс
<u>Растворимость в воде</u>	растворим слабо
<u>Растворимость в нефти</u>	растворим
<u>Дозировка в соляной кислоте (15 %)</u>	0,2 %
<u>Защитный эффект</u>	95 %
<u>Время действия защитного эффекта</u>	1 месяц
<u>Температура вспышки</u>	150° С
<u>Температура воспламенения</u>	200° С
<u>Температура самовоспламенения</u>	246° С
<u>ПДК паров в воздухе</u>	5 мг/м ³
<u>по 4-метил-5,6-дегидропирану</u>	
<u>Пределы взрываемости паров с воздухом</u>	16–40 %
<u>Группа горючести</u>	ЛВЖ

Составы кислотных растворов

Ниже приводятся составы кислотных растворов, нашедших достаточно широкое применение на месторождениях отрасли. Приведенные составы не отличаются сложностью, входящие в них химреагенты не дефицитны и, как правило, всегда имеются на промыслах.

Составы кислотных растворов для повышения продуктивности скважин в карбонатных коллекторах (РД 39-1-442-80), табл. 2.3.

Нетрадиционные составы химреагентов для ОПЗ скважин, табл. 2.4.

Таблица 2.3

Кислотные составы для освоения и повышения продуктивности скважин в карбонатных коллекторах, рекомендуемые ВНИИнефть (РД 39-1-442-80)

В таблице приняты следующие сокращения: СР – скорость растворения; РС – растворяющая способность; СК – скорость коррозии.

Категория скважин и особенности обработки	Наименование реагентов	Состав раствора	Основные условия применения	Основные свойства состава
1	2	3	4	5
1. Нефтедобывающие и нагнетательные скважины. Кислотные ванны и первичные внутрипластовые обработки	Ингибированный солянокислотный раствор	10–16%-ный раствор соляной кислоты и ингибитор	Забойная температура до 60° С	1м ³ 10%-ной соляной кислоты растворяет (РС) 143 кг СаСО ₃ , а 16% – 263,4 кг. Скорость растворения мрамора в 10%-ной НСІ при 20° С 6,03 г/м ² ·с (СР20). Скорость коррозии стали Ст.3 при 20° С – 0,32 г/м ² ·ч (СК20). Поверхностное натяжение на границе с очищенным керосином: рабочего раствора

Продолжение таблицы 2.3.

1	2	3	4	5
				4,9 дин/см (σ_p), отработанного раствора 4,5 дин/см (σ_0)
2. Нефтедобывающие и водонагнетательные скважины Внутрипластовые обработки	Соляная кислота улучшенной фильтруемости	По п.1 и ПАВ гидрофобизатор для нефтяных скважин, а для нагнетательных – гидрофилизатор. Содержание ПАВ – 0,1–0,025% по массе	Слабопроницаемый коллектор, загрязненный минеральной известью	РС по п.1, CP^{25} в 10 % HCl 0,25% ОП-10 около 2 г/м ² ·с, СК25 по Ст.3 при тех же условиях 1,7 г/м ² ·ч, σ_p = 6,8 дин/см, σ_0 = 7,9 дин/см
3. Нагнетательные скважины и скважины для сброса воды Внутрипластовые обработки	Стабилизированный соляно-кислотный раствор	По пп.2 и 1 с присадкой 3–5 % уксусной или 2–3 % лимонной кислоты	Железосодержащие коллекторы	В 10 % HCl и 5% уксусной кислоте РС=168,5 кг CaCO ₃ , CP = 5 г/м ² ·с, СК=4,76 г/м ² ·ч
4. Нефтедобывающие и водонагнетательные скважины	Состав для сульфатизированных карбонатов	Состав HCl по пп.1,2,3 затворенный на пластовой воде хлоркальциевого типа с плотностью 1,18 г/см ³ и более или на технической воде, содержащей 6–7 % поваренной соли, 5–10 % хлорида кальция, 3–4 % сульфата калия	Для сульфатсодержащих коллекторов	Основные свойства подобны составам по пп.1 или 2. Добавка солей предупреждает выпадение гипса

Продолжение табл. 2.3.

1	2	3	4	5
5. Нефтедобывающие и водонагнетательные скважины Внутрипластовые обработки	Состав для ангидридов	Состав НСІ По пп. 1 и 2, содержащий нитрат калия в количестве 6–10 %	Для ангидридных пород	РС 1 м ³ 12% НСІ равна 18,5 кг сульфата кальция. 12% НСІ с 6–10% нитрата калия увеличивает растворимость ангидридов на 8–12%
6. Нефтедобывающие и нагнетательные скважины с необсаженными продуктивными пластами	Концентрированная НСІ	Состав НСІ 25–35 %, ингибитор В-2 – 2–3,5 % и ОП-10 0,05–0,15 %	Легкие нефти, слабоминерализованная вода. Температурный режим 115–165 ⁰ С	1 м ³ 28 % НСІ растворяет 436 кг карбоната кальция. Скорость нейтрализации в 2–2,5 раза меньше 15 % НСІ, СК25 = 10 г/м ² ·ч
7. Нефтедобывающие и нагнетательные скважины. Внутрипластовые обработки	Газированная кислота	Составы НСІ по пп. 1–6, газированные азотом, углекислым газом, воздухом	Поровые и трещинные коллекторы, загрязненные минеральной известью	СР20 = 0,88 г/м ² ·с при степени аэрации 20–25 и атмосферном давлении
8. Нефтедобывающие и нагнетательные скважины	Кислотная пена	НСІ 15–20 % концентрации, ПАВ от 0,1 до 0,5%. Степень аэрации 1–1,5 в пластовых условиях, стабилизатор КМЦ до 1,5%	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллекторы	СР20 = 0,24 г/м ² ·с при 0,2 % ОП-10 и 0,5 % КМЦ

Продолжение табл. 2.3

1	2	3	4	5
9. Нефтедобывающие скважины Внутрипластовые обработки	Гидрофобная кислотная эмульсия	60–70 % HCl по пп. 1–6, 40–30 % светлых нефтепродуктов (керосин, дизельное топливо) и 0,5–1 % эмульгатора диаминдиалеат, алкиламид, первичные амины	Трещиноватые и трещиновато-кавернозные коллекторы при температурном режиме 70–170° С	Стабильность эмульсии при 130° С и давлении 300 кг/см ² – 1 час
10. Нефтедобывающие скважины Внутрипластовые обработки	Гидрофобная нефтекислотная эмульсия	50–70 % HCl по пп. 1–6, 30–50 % нефти, содержащей 2–4 % асфальтенов, 5–10% селикагелевых смол, до 6 % парафина, ПАВ типа ОП-10 в количестве 0,1–0,2 %	Трещиноватые, трещиновато-кавернозные коллекторы при температурном режиме 60–90° С	Стабильность эмульсии при температуре 50–90° С
11. Водонагнетательные скважины. Внутрипластовые обработки	Загущенная HCl	12–15 % HCl, 0,5–3 % КМЦ или сульфит-спиртовой барды	Трещиноватые и трещиновато-поровые коллекторы при температуре 60° С	Замедляет скорость растворения в 1,2–2 раза. Деструкция КМЦ при 60° С
12. Водонагнетательные скважины. Внутрипластовые обработки	Сульфаминовая кислота	10–15 % раствор сульфаминовой кислоты и 0,1–0,2 % ПАВ	Сульфат и железосодержащие коллекторы порового типа с температурой до 60° С	PC = 51,5 кг карбоната кальция в 1 м ³ 10% кислоты, CP20 = 1,57г/м ² ·с, СК20 = 2,18г/м ² ·ч

Продолжение табл. 2.3.

1	2	3	4	5
12. Нефтедобывающие скважины Внутрипластовые обработки	Уксусная кислота	10% раствор уксусной кислоты	Сульфат-железосодержащие коллекторы порового типа с температурой $> 90^{\circ}\text{C}$	$\text{CP20} = 0,27 \text{ г/м}^2\cdot\text{с},$ $\text{СК20} = 2,97 \text{ г/м}^2\cdot\text{ч}$
13. Нефтедобывающие скважины Внутрипластовые обработки	Оксидат	Опробован товарный продукт и его водные растворы в соотношениях от 1/1 до 1/3	Низкопроницаемые поровые коллекторы. Область применения и условия уточняются	CP мрамора при 140°C $0,17 \text{ г/м}^2\cdot\text{с}.$ СК при 100°C $30\text{--}80 \text{ г/м}^3\cdot\text{ч}$

Таблица 2.4.

Нетрадиционные составы химреагентов для ОПЗ скважин

Целевое назначение реагента и особенности использования	Наименование входящих в состав компонентов	Состав, масс. %	Источник информации
1	2	3	4
1. Обработка ПЗП нагнетательных скважин с целью увеличения приемистости	4,4-диметил-1,3-диоксан Вода	1,0–5,0 до 100	А.с 1027373 А.с. 1283359
	Соляная кислота Органосиликат натрия (ГКЖ-10, петросил) HF		А.с. 1104245
	Фенилгидразин Перекись водорода (или водорастворимая кислотная соль щелочного металла) Вода	5–6 1,5–7 Остальное	А.с. 1476111

Продолжение таблицы 2.4.

1	2	3	4
2. Увеличение притока за счет растворения карбонатов	Соляная кислота Сульфаминовая кислота Серная кислота Гексаметафосфат натрия ПАВ (дисолван, ОП-10)	5–95 0,1–15,0 0,1–60 4,5–40,0	А.с. 899873
	Кротоновая фракция Вода	50–80 Остальное	А.с. 991033
	Соляная кислота Окзил Вода	10–15 0,5–1,5 Остальное	А.с. 1000554
3. Предотвращение отложений неорганических солей	Ингибитор солеотложения Соляная кислота Раствор соды (или щелочи) Пластовая вода (с содержанием ионов кальция 2,0–20,0 г/л)	0,5–5,0 15 0,5–2,0 Остальное	А.с. 1268715
4. Растворение и удаление асфальтосмолапарaffиновых отложений	Углеводородная фаза (керосин, дизельное топливо) Щелочь Канифоль Вода 4,4-диметил-1,3-диоксан Легкая пиролизная смола	20–40 0,1–0,5 0,1–0,5 Остальное 5–25 до 100	А.с. 1025873 А.с. 1209829
5. Снижение образования эмульсии в пласте	Соляная кислота ПАВ Ацетон Вода	5–20 0,1–2 5–50 Остальное	А.с. 1320399

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

Как видно из предыдущих глав, в технологических процессах обработки призабойной зоны скважин применяется достаточно большое

количество различных химических реагентов. В то же время, анализируя состав рабочих жидкостей, используемых в технологиях ОПЗ, основанных на применении кислотных растворов и нашедших широкое применение на месторождениях Удмуртии, можно отметить наиболее распространенные химические реагенты, а именно различные поверхностно-активные вещества, углеводородные растворители, ингибиторы коррозии, соле- и парафиноотложений.

В этой связи представляет несомненный интерес изучение влияния химических реагентов на технологические процессы добычи нефти, начиная от подъема жидкости с призабойной зоны пласта до промысловой подготовки нефти.

Влияние углеводородов на эффективность обработки призабойной зоны

Кислотные растворы нередко используются в сочетании с углеводородными растворителями, которые служат для предварительного очищения призабойной зоны от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Углеводородные растворители, как правило, не смешиваются с кислотными растворами и выполняют свою, им предназначенную, функцию. Влияние реагентов друг на друга в этом случае является минимальным.

В последние годы промысловым работникам предлагается для обработки призабойной зоны использовать композиционные многофункциональные системы, включающие, например, углеводород, кислоту и промежуточный продукт, обеспечивающий стабильность и устойчивость получаемой системы. К таким химпродуктам могут относиться эмульгаторы, органические кислоты и спирты.

В результате получения многоатомной системы возникает и проблема взаимовлияния используемых в ней химических реагентов.

В настоящее время на промыслах НГДУ «Ижевскнефть» проводятся опытно-промышленные испытания технологии обработки призабойной зоны скважин с одновременным удалением из нее смолопарафиновых отложений. Данная технология основана на использовании рабочих растворов, обладающих многофункциональным воздействием на карбонатные породы и высокомолекулярные углеводородные соединения. Комплексность действия на пласт достигается за счет положительного воздействия входящих в рабочий раствор компонентов – взаиморастворимых друг в друге соляной кислоты и углеводородного растворителя – диспергатора АСПО. Углеводородный диспергатор де-

блокирует карбонатные породы от смолопарафинового экрана, улучшая тем самым доступ кислоты к карбонатным породам. В свою очередь кислота, растворяя породы, переводит оставшиеся нерастворимыми смолопарафиновые отложения в свободное состояние с последующим его объемным диспергированием и выносом из ПЗП в процессе промывки и освоения скважины.

В качестве растворителя-диспергатора могут быть использованы побочные продукты производства изопрена. Наибольший интерес из них представляют:

- 1) флотореагент Т-66;
- 2) тяжелая часть Т-66 – СОП;
- 3) легкая часть Т-66 – НК;
- 4) пирановая фракция – ПФ;
- 5) диметилдиоксан – ДМД;
- 6) триметилкарбинол – В-40.

В результате проведения исследований диспергаторов установлено, что добавление их к кислотным растворам замедляет на 10–15 % скорость реакции с карбонатными породами. Объем растворенного материала в конечном итоге не меняется. В то же время, если учитывать, что данная композиция предварительно деблокирует поровое пространство от высокомолекулярных углеводородных соединений, то в целом процесс обработки призабойной зоны пласта ускорится и эффективность ОПЗ становится значительно выше. Это происходит в основном за счет повышения степени диспергирования углеводородных соединений. Эффективность использования состава кислотного раствора с диспергаторами подтверждена и промышленными испытаниями.

Исследование совместимости ингибиторов солеотложения с соляной кислотой

В настоящее время для предотвращения отложения неорганических солей в призабойной зоне продуктивного пласта и глубинно-насосном оборудовании широкое распространение получили химические методы. В промышленной практике используется шесть видов ингибиторов солеотложения: ДПФ-1, ПАФ-13, СНПХ-5301, НТФ (ИСБ), Инкредол и ФТЭА.

Введение ингибиторов солеотложения в поток извлекаемой жидкости осуществляется с помощью технических средств дозирования, расположенных на устье скважин или непосредственно в самой скважине в интервале спуска глубинно-насосной установки. Широко практику-

ется способ задавки реагента в призабойную зону, основанный на высокой адсорбционно-десорбционной способности применяемых химических соединений.

Эффективность технологии закачки ингибитора в призабойную зону пласта определяется эффективностью самого реагента, объемом и глубиной доставки технологического раствора, степенью адсорбции и скоростью выноса ингибитора в процессе отбора жидкости из скважины.

Эффективность применяемых на промыслах ингибиторов исследована на искусственно приготовленных водах, результаты приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5.

Эффективность применяемых ингибиторов

Ингибитор	Эффективность ингибиторов, %, при концентрации, %									
	0,5	1	3	5	8	10	20	25	30	40
ПАФ-13А				18		20	28		56	100
ДПФ-1		3,5		22		42		100		
ФТЭА		11	44	89	100					
НТФ	15		50	100						
СНПХ-5301				15		53		79		100
Инкредол-1			8			45	88		90	100

Как видно из табл. 2.5, наибольшей эффективностью при наименьшей концентрации обладают реагенты НТФ и ФТЭА.

При приготовлении рабочих растворов НТФ для закачки в продуктивную зону пласта и для устранения явления несовместимости ингибитора с пластовыми водами хлоркальциевого типа целесообразно реагент предварительно растворять в соляной кислоте, а затем разбавлять до требуемой концентрации.

На практике часто обработку призабойной зоны пласта совмещают с обычной соляно-кислотной обработкой. За счет этого достигается большая глубина проникновения ингибитора, повышается степень адсорбции и удаляются продукты загрязнения призабойной зоны. Однако качество различных партий соляной кислоты неодинаково, поэтому растворение в ней некоторых реагентов (НТФ, ДПФ-1) сопровождается образованием побочного продукта, который выпадает в осадок.

При проведении лабораторных исследований растворимости ингибиторов солеотложений в различных партиях соляной кислоты обнаружено, что основным фактором, влияющим на растворимость ингибитора, является наличие ионов трехвалентного железа (ионы двухвалентного железа отрицательного влияния не оказывают).

Исследуемые концентрации ионов трехвалентного железа в кислоте соответствуют фактически обнаруженным в различных партиях кислоты, предназначенной для соляно-кислотных обработок, и не соответствуют предельно допустимым по ТУ 6-01-193-80 (0,03 %).

Результаты исследований растворимости различных реагентов в соляной кислоте свидетельствуют о резком снижении растворимости ингибиторов в присутствии ионов трехвалентного железа. Однако факт снижения растворимости не отражает сущности проблемы, поскольку количества растворенного реагента (1 %) достаточно для проведения обработки. Негативным моментом в процессе растворения является выпадаемый в осадок продукт взаимодействия ионов железа и активной основы реагентов, поскольку он не растворяется ни в воде, ни в чистой кислоте и не пригоден к дальнейшему использованию в качестве ингибитора. Например, при концентрации трехвалентного железа 0,03 % растворяется всего 7,6 % от максимально возможного количества НТФ, растворенного в чистой кислоте, а 92,4 % переходят в нерастворимую форму и являются прямыми потерями.

В результате проведенных исследований установлено следующее. Выбор наиболее эффективных ингибиторов солеотложения необходимо проводить с учетом возможного контактирования реагента с солями железа в растворах соляной кислоты или железосодержащими попутно-добываемыми водами.

На растворимость ингибитора в соляной кислоте и эффективность обработок скважин основное влияние оказывает трехвалентное железо. При высоком содержании ионов трехвалентного железа в растворе соляной кислоты рекомендуется применять реагенты СНПХ-5301, Инкредол-1, ФТЭА. При наличии реагентов других марок целесообразно растворение ингибиторов проводить на пресной воде с добавкой кислоты.

При проведении и проектировании технологических операций по предупреждению солеобразований в эксплуатационных скважинах необходимо:

- организовать повсеместный контроль за содержанием катионов железа в соляной кислоте и попутно-добываемых водах;
- не допускать обработок скважин ингибитором солеотложения при высоком содержании трехвалентного железа.

Влияние химических реагентов на скорость взаимодействия соляной кислоты с карбонатной породой

В настоящее время для достижения тех или иных технологических целей в процессе соляно-кислотных обработок используется огромное множество химических реагентов.

Для увеличения зоны охвата призабойной зоны пласта (глубины проникновения) соляно-кислотной обработкой в условиях, когда прилегающая к фильтру часть пласта хорошо дренирована, а пласт характеризуется средней или повышенной проницаемостью, применяют различного рода замедлители. Например, для стабилизации соединений железа и снижения скорости растворения карбонатов в соляной кислоте рекомендуется применение уксусной кислоты. Однако повсеместное использование ее затруднено ввиду дефицитности.

В то же время в нефтепромысловой практике все большее распространение находят различные реагенты для снижения вязкости водонефтяных эмульсий, предотвращения отложения солей и парафина, коррозии нефтепромыслового оборудования.

Многие реагенты обладают хорошей совместимостью с соляной кислотой и могут быть использованы в качестве полифункциональных соединений. Такое применение комбинированных соединений весьма желательно и представляет непосредственный интерес.

Для определения влияния различных химических реагентов проведены лабораторные исследования с целью определения динамики растворения образцов нефтенасыщенного карбонатного керна в соляной кислоте. В качестве критерия динамики процесса принято количество выделившегося углекислого газа.

Результаты исследования влияния добавок на скорость растворения карбонатов в 12 %-ой соляной кислоте представлены в табл. 2.6.

В результате данных исследований установлено, что практически все химические реагенты в той или иной степени влияют на скорость растворения карбонатов в соляной кислоте. Использование полиакрила-

Таблица 2.6

**Влияние добавок на скорость растворения
карбонатного керна в соляной кислоте**

Химический реагент	Концентрация, %	Уменьшение скорости растворения, раз	Тип реагента
Сепарол WF-41	0,005	1,02	деэмульгатор
R-11	0,005	1,08	деэмульгатор
Дисолван 4490	0,005	1,1	деэмульгатор
МЛ-72	0,01	1,17	ПАВ
ОП-10	0,01	1,85	ПАВ
	1,0	10,24	
Север-1	1,0	1,65	ингибитор коррозии
	2,0	2,19	
СНПХ-5301	0,01	1,02	
			ингибитор солеотложения
СНПХ-7214	0,01	1,43	ингибитор парафиноотложения
СНПХ-7511	0,01	1,4	ингибитор парафиноотложения
ПАА (1 %)	0,5	3,4	
	1,0	4,8	
	5,0	7,2	
	10,0	25	
	50,0	175	
КМЦ	1,0	1,5	
Жидкое стекло	1,0	1,6	
Уксусная кислота	1,0	3,21	
	2,0	4,12	

мида для снижения скорости растворения карбонатов может обеспечить практически любую скорость растворения.

Проведенные исследования позволяют также сделать вывод о том, что деэмульгаторы, ингибиторы солее- и парафиноотложений, ингибиторы коррозии не влияют на полноту растворения карбонатного керна.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Влияние химических реагентов на эффективность ингибиторов солеотложения

В технологических процессах добычи нефти с увеличением обводненности продукции скважин неизбежно появление неорганических соединений на нефтепромысловом оборудовании. Для предотвращения отложения неорганических солей применяются различные ингибиторы солеотложения, о чем было сказано выше.

Технология предотвращения солеотложений включает в себя закачку ингибитора в призабойную зону или дозирование реагента в затрубное пространство по периодической или постоянной схеме. При этом в скважине могут возникнуть комбинации ингибитора солеотложения с деэмульгатором, ПАВ, ингибитором парафиноотложения и соляной кислотой.

Комбинация ингибитор – соляная кислота встречается, как правило, при совмещении обработки скважины ингибитором солеотложения с обычной соляно-кислотной обработкой.

Исследование влияния остальных химических реагентов на эффективность НТФ, ДПФ-1 и СНПХ-5301 проведено по методике оценки эффективности ингибиторов солеотложения.

Результаты этого влияния отражены в табл. 2.7.

Как видно из приведенных данных, введение различных марок деэмульгаторов оказывает влияние на процесс предотвращения отложения солей на нефтепромысловом оборудовании. Для снижения степени отрицательного влияния деэмульгаторов на эффективность ингибиторов солеотложения необходимо уменьшить концентрацию деэмульгаторов до 15–30 г/т или применять реагенты, оказывающие минимальное влияние.

Ингибиторы парафиноотложений и ингибиторы коррозии оказывают положительное влияние на процесс предотвращения солеотложения и эффективность ингибиторов солеотложения.

Влияние химических реагентов на эффективность ингибиторов парафиноотложений

Объединением «Союзнефтепромхим» разработана новая серия ингибиторов парафиноотложений типа СНПХ-7800. В промышленное

Таблица 2.7

Влияние реагентов на эффективность ингибиторов солеотложения

Химический реагент, 50 г/т	Тип реагента	Эффектив- ность, (\pm %)
Дисолван 4411	деэмульгатор	(-) 0-2
Дипроксамин 157	деэмульгатор	(-) 3-6
Дисолван 4490	деэмульгатор	(-) 3-6
R-11	деэмульгатор	(-) 6-12
Сепарол WF-41	деэмульгатор	0
Прогамин ДЕМ 15/100	деэмульгатор	(-) 2-4
Проксамин 385	деэмульгатор	(-) 3-6
МЛ-72, 80	ПАВ	0
Север-1	ингибитор коррозии	(+) 1-4
Нефтехим-3	ингибитор коррозии	(+) 1-4
СНПХ-7841	ингибитор парафиноотложения	(+) 2-5
СНПХ-7843	ингибитор парафиноотложения	(+) 6-8
СНПХ-7844	ингибитор парафиноотложения	(+) 3-6

Примечание: (+) – увеличение эффективности;
(-) – снижение эффективности.

производство поступило шесть реагентов: СНПХ-7821, СНПХ-7841, СНПХ-7842, СНПХ-7843«А», СНПХ-7844, СНПХ-7861. Часть из этих реагентов предназначена для месторождений Удмуртии.

Лабораторные исследования эффективности действия указанных реагентов проведены по «Методике оценки эффективности ингибиторов парафиноотложений комплексного и многофазного действия на отмыв пленки нефти, диспергирование и отмыв парафиноотложений пластовой водой». Испытания проведены на промысловой воде и парафине со скважины 2872 Ижевского месторождения. Результаты исследований, проведенные в лаборатории института «УдмуртНИПИнефть» представлены в табл. 2.8.

Полученные результаты показывают высокую эффективность всех исследуемых ингибиторов.

Определение совместимости ингибиторов парафиноотложений с соляной кислотой показало, что ингибитор СНПХ-7843 «А» хорошо растворяется в 12 %-ой кислоте, а остальные реагенты вызывают некоторое помутнение раствора. Полученные результаты позволяют рекомендовать закачку ингибитора парафиноотложений совместно с соляной кислотой во время проведения операций ОПЗ.

Таблица 2.8

Эффективность ингибиторов парафиноотложений

Реагент, 100 г/т	Дисперсность, мм	Замазывание, %	Налипание, %
СНПХ-7842 оценка	до 0,5 отличная	20 хорошая	20 хорошая
СНПХ-7861 оценка	до 0,1 отличн.	0 отличн.	0 отличн.
СНПХ-7844 оценка	до 0,1 отличн.	0 отличн.	5 отличн.
СНПХ-7843«А» оценка	до 1,0 хор.	0 отличн.	5 отличн.
СНПХ-7841 оценка	до 0,5 отличн.	10 хорош.	10 хорош.
СНПХ-7821 оценка	до 0,5 отличн.	0 отличн.	0 отличн.
НМК оценка	до 0,1 отличн.	0 отличн.	0 отличн.

На основании проведенных исследований нами рекомендуется для применения на промыслах объединения реагент СНПХ-7843«А». Для подтверждения данной рекомендации проведены дополнительные исследования с парафиноотложениями других скважин. Результаты испытаний показаны в табл. 2.9.

Таким образом, исследование ингибиторов парафиноотложений типа СНПХ-7800 показало их высокую эффективность.

Поскольку ингибиторы парафиноотложений в большинстве случаев дозируются в поток извлекаемой продукции скважин, то неизбежно возникает необходимость проведения исследований по оценке влияния ингибиторов на вязкостную характеристику водонефтяных эмульсий. Такие исследования проведены на искусственной 50 %-ой эмульсии, приготовленной на основе нефти со скважины 404 Киенгопской площади. Результаты исследования приведены в табл. 2.10.

Как видно из приведенных данных, ингибиторы парафиноотложений снижают вязкость водонефтяной эмульсии в среднем на 19,7 %, что

Таблица 2.9

**Эффективность СНПХ-7843«А» на парафинах
различных месторождений (скважинах)**

<i>N</i> скважины	Дисперсия, мм	Замазывание, %	Налипание, %
161 оценка	0,1-1-3 хорошая	0 отличная	10 отличная
2804 оценка	0,1-1-2 хор.	0 отл.	10 отл.
229 оценка	до 2 удовлетворит.	5 отл.	5 отл.
2872 оценка	до 1 хор.	0 отл.	5 отл.

Таблица 2.10

**Влияние ингибиторов парафиноотложений
на вязкостную характеристику эмульсий**

Тип реагента	Концентрация реагента, %	Снижение вязкости, %
СНПХ-7100	0,02	17,7
СНПХ-7200	0,02	13,2
СНПХ-7300	0,02	26,3
СНПХ-7400	0,02	20,9
СНПХ-7800	0,01	15,6
	0,02	24,5

весьма положительно скажется на эксплуатационной характеристике добывающих скважин.

Применение реагентов-деэмульгаторов для снижения вязкости эмульсии в эксплуатационных скважинах, снижения нагрузки на головку балансира станка-качалки, предотвращения зависания штанго-

вой колонны на промыслах НГДУ носит повсеместный характер. В связи с этим проведена оценка возможности использования деэмульгаторов в качестве ингибиторов парафиноотложений. Испытания деэмульгаторов проведены методом «холодного цилиндра», позволяющим количественно оценить эффективность исследуемых реагентов.

Результаты данных исследований показаны в табл. 2.11.

Таблица 2.11

**Результаты испытания деэмульгаторов
в качестве ингибиторов парафиноотложений**

Реагенты	Эффективность, %, при концентрации, г/т			
	50	100	200	1000
Прогамин ДЕМ 15/100	27,3	30	34,9	24
R-11		39,6		
Дисолван 4411		33	35	
Дипроксамин 157	12,3		15	
EW-5		23,8	33,4	

Таким образом, данные реагенты можно использовать не только для снижения вязкости водонефтяных эмульсий, но и в качестве ингибитора парафиноотложений.

В ходе исследований установлено, что ингибиторы парафиноотложений обладают свойствами деэмульгаторов, а деэмульгаторы – свойствами ингибиторов парафиноотложений. Данные реагенты в определенной мере могут взаимозаменять друг друга, хотя по абсолютной величине эффективного действия реагенты, применяемые по прямому назначению, конечно, предпочтительнее. Сходство действия исследуемых ингибиторов и деэмульгаторов объясняется принадлежностью реагентов к одному классу соединений, лежащих в основе этих реагентов. Например, реагенты СНПХ-7843 и EW-5 относятся к классу неионогенных ПАВ.

Ингибитор парафиноотложений содержит в своей основе смесь реапона В-1267, синтанолол ДС-10 или АПМ-10 в растворе изопропилового, изобутилового или бутилового спиртов. В свою очередь реапон В-1267 представляет собой оксиалкилированное соединение.

Деэмульгатор EW-5 представляет собой блоксополимер на основе оксиэтилированных и оксипропилированных соединений в углеводородном растворителе.

Из всего сказанного следует, что деэмульгаторы и ингибиторы парафиноотложений не могут оказывать отрицательного влияния друг на друга. Подтверждением служат результаты испытаний эффективности реагентов СНПХ-7843 и EW-5 и их смеси в качестве ингибитора парафиноотложения (табл. 2.12).

Таблица 2.12

**Влияние деэмульгатора EW-5
на эффективность ингибитора СНПХ-7843**

Реагент	Эффективность, %, при концентрации ингибитора, г/т		
	50	100	200
СНПХ-7843	78	85	93
EW-5	12,3	23,8	33,4
СНПХ-7843 + EW-5 (50 г/т)	88	94	98

Как видно из приведенных результатов, введение деэмульгатора в состав ингибитора усиливает его действие, причем смесь ингибитора и деэмульгатора (50 г/т + 50 г/т) эффективнее действия чистого ингибитора концентрации 100 г/т. Из этого следует, что для предотвращения парафиноотложений часть ингибитора может быть заменена деэмульгатором при снижении общего расхода реагентов.

Раздел 3

ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Горизонтальные скважины (динамика развития)

В настоящее время одним из перспективных методов интенсификации добычи нефти и полноты ее извлечения из недр является разработка месторождений с использованием горизонтальных скважин (ГС). Особую актуальность это приобретает для месторождений со сложным геологическим строением продуктивных залежей и на поздней стадии их разработки. Следует отметить, что большинство нефтяных месторождений отрасли разрабатывается в основном с использованием традиционных методов вытеснения нефти, а именно путем применения различных вариантов заводнения. В неоднородных коллекторах оставлено немало невыработанных пропластков, целиков и других зон, заблокированных по различным причинам. Значимость создания систем разработки нефтяных месторождений с использованием ГС еще больше возрастает с вовлечением в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которых в структуре запасов становится все больше.

Конструктивные особенности горизонтальных скважин

Конструктивные особенности горизонтальных скважин требуют нестандартного подхода к выбору метода повышения производительности скважин. Сама же конструкция скважин зависит от устойчивости горных пород в интервале горизонтального участка ствола скважины. В связи с этим при креплении скважин следует учитывать прочностные свойства горных пород, слагающих продуктивный пласт, а также покрывающих отложений, нарушение целостности открытого ствола скважины, а иногда и обсадной колонны по причине выпучивания пластичных пород. Как правило, такие явления наблюдаются в глинистых пластах. По этой причине горизонтальные скважины не применяют при высоких аномальных давлениях горных пород. В горизонтальных скважинах несопоставимо больше вскрытая часть продуктивного пласта в сравнении

с вертикальной, что также является немаловажной особенностью при освоении скважин и последующей интенсификации ее работы. Если коэффициент вскрытия пласта (отношение суммы интервалов вскрытого продуктивного пласта к общей длине ствола скважины) в вертикальной скважине, как правило, изменяется в пределах 0,01–0,03, то в горизонтальной он может изменяться в пределах от 0,4 до 0,7.

В отношении устойчивости залежи нефти месторождений Удмуртии разделяются на две группы.

Первая группа – башкирские и турнейские залежи пластово-сводового и массивного типа – представлены устойчивыми карбонатными породами, имеющими зоны преимущественного развития вертикальной трещиноватости. Вторая группа – верейские и яснополянские залежи пластового типа, экранированные глинистыми пропластками, склонными к проявлению неустойчивости. В этой связи в ОАО «Удмуртнефть» применяются две конструкции горизонтальных стволов скважин:

- горизонтальный участок ствола скважины в башкирских и турнейских отложениях не обсаживается и остается открытым. В интервале набора зенитного угла и выхода на горизонтальный участок в пределах продуктивного пласта спускается щелевой фильтр без цементирования затрубного пространства. Это делается для снижения сил трения и предотвращения жёлобообразования при выполнении спускоподъемных операций, а также во время освоения, исследования и эксплуатации скважины;
- в верейских и яснополянских залежах горизонтальный участок ствола скважины обсаживается эксплуатационной колонной и цементируется от забоя до устья скважины. В интервале продуктивного пласта устанавливается фильтр с кислоторастворимыми заглушками. Для повышения надежности разобщения продуктивных пластов при относительно малых перемычках, отделяющих продуктивный пласт от водоносных пластов или пластов, содержащих газ, над продуктивными пластами устанавливается заколонный пакер.

Следует также отметить, что выбор метода воздействия на ПЗП – особенно в начальный период работы скважины – зависит и от вида бурового раствора, на котором бурилась горизонтальная часть ствола.

Вскрытие продуктивных пластов при строительстве горизонтальных скважин на месторождениях Удмуртии проводится на следующих типах буровых растворов:

- полимералюминатный карбонатный буровой раствор (ПАКБР);
- инвертноэмульсионный буровой раствор;

- глинистый буровой раствор – применяется значительно реже;
- буровые растворы на полисахаридной основе.

Кислотные обработки продуктивных пластов горизонтальных скважин основаны на двухстадийном принципе. На первой стадии предусматривается декольматация стенок скважины, которая произошла во время проходки горизонтального участка пласта, на второй – увеличение проницаемости пород продуктивного пласта. Непременное соблюдение этих условий основывается на том, что, во-первых, роль кольматации в ухудшении проницаемости продуктивного пласта возрастает из-за длительности воздействия бурового раствора при проходке горизонтальной части ствола скважины и, во-вторых, кольматационный материал не реагирует на применяемый кислотный раствор.

Причины ухудшения фильтрационно-ёмкостной характеристики в зоне перфорации скважин

Исследованиями, проведенными различными авторами на месторождениях, доказано существенное влияние гидропроводности призабойной зоны пласта на продуктивность скважин. Качественным вскрытием продуктивного пласта, характеризующимся хорошей гидропроводностью и высокой прочностью крепления, определяется производительная работа добывающих и нагнетательных скважин в течение длительного периода их эксплуатации, и в конечном итоге от этого в немалой степени зависят эффективность и технико-экономические показатели разработки всего месторождения. Это в равной степени относится как к вертикальным, так и к горизонтальным скважинам; как к добывающим, так и к нагнетательным скважинам. Вот почему изучению данных вопросов уделяется большое внимание во всех нефтедобывающих регионах нашей страны и за рубежом. Некоторые конструктивные особенности горизонтальных скважин в основном не должны повлиять на понимание процессов, происходящих в прифильтровой зоне продуктивного пласта. С учётом более объёмного опыта и детальных исследований, проведённых в вертикальных скважинах, считаем необходимым описать некоторые результаты этих исследований.

Установлено, что проницаемость ПЗП после завершения бурения во много раз ниже проницаемости продуктивного пласта; фильтрационные свойства ее зависят от многочисленных факторов: от фильтрата промывочной жидкости и наличия глинистых частиц при вскрытии пласта до асфальтосмолистых и парафиновых отложений во время эксплуатации скважин. Вследствие разработки большого числа методов, средств

и реагентов обработки ПЗП с целью повышения нефтеотдачи пластов все большее внимание уделяется изучению процессов механической, химической и биологической кольтматации. Многообразие условий, характерных для того или иного месторождения либо нефтедобывающего района в целом, не дает возможности систематизировать указанные факторы по степени их влияния на проницаемость ПЗП. Одним из основных факторов является некачественное вскрытие продуктивного пласта. Так, например, на завершающий этап цикла строительства скважин – испытание – в среднем по отрасли затрачивается до 60 % времени, хотя удельный вес этих работ по сметной стоимости скважины составляет лишь 6–8 %. Для повышения эффективности обработки призабойной зоны (ОПЗ) на конкретном месторождении уже в начальной стадии его разработки наряду с мероприятиями по снижению загрязнения ПЗП во время бурения скважин должны выполняться исследования и по определению глубины зоны ухудшенной проницаемости пород в прифилтровой части пласта. Это, на наш взгляд, имеет принципиальное значение, так как позволит более правильно выбрать оптимальные способы ОПЗ.

Под влиянием некоторых работ различных исследователей, рекомендующих глубокую обработку пласта, не уделяется должного внимания первоочередному доведению проницаемости зон, непосредственно примыкающих к забою скважины, до уровня естественной проницаемости продуктивного пласта. Закачка кислотного раствора с замедлителями реакции с высокой скоростью действительно увеличивает глубину проникновения кислоты в пласт. Однако если этому не предшествуют мероприятия по блокированию высокопроницаемых прослоев, то охват пласта обработкой не увеличивается, а раствор кислоты фильтруется по наиболее проницаемым участкам. Последующие соляно-кислотные обработки (СКО) еще больше увеличивают неоднородность обрабатываемых участков пласта по проницаемости.

Для определения влияния многофазовых СКО на изменение коэффициента охвата пласта заводнением $K_{\text{охв}}$ нами проанализирован материал по всем нагнетательным скважинам Чутырской площади Чутырско-Киенгопского месторождения, по которым сняты профили приемистости. Все скважины пробурены на башкирский горизонт и в большинстве из них к моменту анализа проведено по три-пять СКО. Обработка данных с использованием вариационно-статистического метода показала, что усредненный $K_{\text{охв}}$ после ввода скважины из бурения не превышает 0,3. Наряду с высокой послойной неоднородностью, на $K_{\text{охв}}$ начальной стадии эксплуатации скважины повлияли высокая степень загрязнения ПЗП во время вскрытия пласта бурением и последующая недоосвоенность при заканчивании скважины. Правильность таких выводов подтвердилась резким увеличением $K_{\text{охв}}$ до 0,5 после первой кислотной об-

работки. В процессе последующей работы по большинству скважин $K_{\text{охв}}$ уменьшился до 0,3, после чего СКО не только не повысили охват пласта заводнением, но и снизили его. После третьей-четвертой обработки $K_{\text{охв}}$ не превышал 0,2. Суммарный объем раствора 12%-ой соляной кислоты на 1 м работающей мощности после четырехкратной обработки пласта составил 7 м³.

Своевременное восстановление проницаемости ПЗП до естественной проницаемости пласта во всем интервале перфорации во многих случаях более эффективно, чем применение самых современных способов ОПЗ. Эффективность таких мероприятий выражается не только увеличением $K_{\text{охв}}$ или действующей толщины, но и существенным повышением производительности скважин.

В связи с многообразием геолого-физических и технологических условий разработки месторождений призабойная зона пласта в течение всего периода работы скважины подвержена различным физико-химическим, биологическим и другим изменениям, в определенной степени влияющих на гидропроводность ПЗП. В этой связи проницаемость призабойной зоны пласта практически никогда не является постоянной, а изменение ее во времени идет, как правило, в сторону снижения. Важность информации о состоянии ПЗП имеет исключительное значение не только для регулирования процесса разработки месторождения, но и для выбора новых методов повышения проницаемости пласта, а также разработки новых эффективных способов ОПЗ. Поэтому изучению процессов механической, химической и биологической кольтации ПЗП должно уделяться большое внимание. Неодинаковые геологические условия, характерные для того или иного месторождения либо нефтедобывающего района в целом, не дают возможности точно систематизировать различные факторы по степени влияния на проницаемость ПЗП. В то же время одним из главных условий, влияющих на добычные возможности скважины, является качество вскрытия продуктивного пласта. Нерегламентированная скорость спуска инструмента при вскрытии продуктивного пласта зачастую приводит к раскрытию трещин коллектора и, следовательно, к поглощению промывочной жидкости. После снятия давления трещины породы смыкаются и большая часть твердых частиц защемляется в породе. Увеличение скорости проходки скважин иногда вызывает непоправимые последствия. При определенных условиях призабойная зона настолько загрязняется, что восстановление естественной проницаемости пласта достигается только с помощью длительных и трудоемких технологических операций, а в некоторых случаях и не достигается вовсе.

Для повышения эффективности обработки призабойной зоны на конкретном месторождении уже в начальной стадии его разработки на-

ряду с мероприятиями по снижению загрязнения ПЗП во время бурения скважин должны выполняться исследования по определению интенсивности загрязнения и глубины зоны ухудшенной проницаемости пород в прифильтровой части пласта.

Загрязнение ПЗП во время вскрытия пласта

Проницаемость призабойной зоны пласта (в горизонтальных скважинах – фильтрационной зоны) в течение всего периода работы скважины, начиная от бурения и до ликвидации скважины, постоянно изменяется, причем практически никогда не соответствует естественной проницаемости пласта. Как правило, проницаемость фильтрационной зоны существенно ниже. Исключением могут быть отдельные пропластки в вертикальных скважинах после интенсивного кислотного или гидромеханического воздействия. Уже на стадии бурения во время первичного вскрытия продуктивного пласта происходят необратимые процессы, в значительной степени изменяющие структуру горных пород и их проницаемость. Необратимость процессов ухудшения проницаемости продуктивного пласта связана с уплотнением, а иногда и пластической деформацией пород от бурового инструмента и горного давления. По этой причине изменяется структура пород, напряженное состояние вокруг ствола скважины, характер насыщения коллектора флюидами, что снижает гидропроводность и фазовую проницаемость пласта. Так, по данным института «ТатНИПИнефть», снижение нефтенасыщенности ПЗП на 25–30 % по причине применения буровых растворов на водной основе и глинизации стенок скважин приводит к снижению фазовой проницаемости для нефти в 7–10 раз, что уменьшает потенциальные возможности скважин по дебиту в 3–6 раз. Последнее в значительной степени зависит от химических процессов, происходящих при этом, таких как сорбции, химические реакции, набухание глинистых частиц и др. Все это влияет на физико-химические свойства минералов, в основном смачиваемость порового пространства пород. Интенсивность загрязнения ПЗП существенно зависит и от физико-химических свойств бурового раствора, компонентного состава пластовой жидкости.

Степень необратимости фильтрационных свойств околоскважинных зон пласта в определенной степени зависит от природы коьматации, ее интенсивности и глубины. Исследованиями А. Абрамса отмечено проникновение глинистых частиц в поры гранулярных коллекторов до 40 см и более. Другими исследователями дается меньшая глубина коьматации: от нескольких миллиметров до 5–10 см. Отмечается, что на глубину коьматации, кроме фильтрационно-емкостной характери-

стики поровых каналов, влияет и дисперсность частиц коьматанта, хотя в количественной оценке этого фактора также нет единого мнения. Так, А. Н. Патрашов, изучая этот процесс, установил, что изменения физических свойств пород в зоне коьматации происходят лишь в случае, когда средний диаметр пор в 5–6 раз превышает средний диаметр коьматанта. Исследованиями, проведенными в ТатНИПИнефть, установлено, что, кроме размерных характеристик поровых каналов твердых частиц, глубина коьматации зависит от физико-химических свойств дисперсной среды и репрессии на пласт.

В частности, последняя в значительной степени зависит от режима бурения и применяемого бурильного оборудования. При быстром спуске бурильных труб в скважину и восстановлении циркуляции промывочной жидкости гидродинамическое давление на продуктивный пласт при заканчивании скважины может превышать давление разрыва пласта. Вполне понятно, что давление на забое скважины при спуске бурильной колонны зависит от скорости спуска, длины спускаемого инструмента, вязкости и сопротивления сдвигу промывочной жидкости, а также от величины зазора между бурильной колонной и стенками скважины – чем меньше зазор, тем больше давление на забое. Исследования показали, что повышение давления пропорционально глубине спуска бурильной колонны. Интенсивность повышения давления увеличивается с повышением скорости спуска. Сказанное говорит о том, что процессу бурения необходимо уделять самое пристальное внимание, чтобы избежать ненужных осложнений, а именно возможного гидроразрыва пласта, как следствие – прорыва пластовых вод и др.

В работе А. Ф. Боярчука, В. П. Кереселидзе говорится о том, что при размерах поровых каналов и трещин в 100 мкм глубина проникновения известково-битумного раствора составляет 20–60 см, а при 250 мкм достигает 130–150 см. Гидродинамические исследования, проведенные на скважинах после ввода их в эксплуатацию из бурения, свидетельствуют об еще более глубоком и существенном загрязнении призабойной зоны пласта. На основании проведенных ВНИИБТ исследований сделано заключение о том, что глубина коьматации твердой фазой бурового раствора пород с высокой проницаемостью составляет в среднем 5–6 см, а с низкой проницаемостью – 1,5–2 мм, что способно снизить проницаемость продуктивного пласта на 30–50 %.

Неоднозначность результатов по глубине и степени коьматации пород ПЗП на различных месторождениях очевидна и зависит от конкретных условий каждой скважины.

Отрицательное влияние происходящих при первичном вскрытии процессов, начиная с деформации пород и последующего загрязнения ПЗП, не заканчивается лишь снижением гидропроводности, хотя и этого уже вполне достаточно, чтобы оценить важность осуществления качест-

венного вскрытия пласта. Загрязнение призабойной зоны скважины перестает быть информативным. Отобранный из продуктивного интервала керн не отражает истинной фильтрационно-ёмкостной характеристики коллектора, а значит, не может быть использован для оценки фильтрационных свойств удаленной от призабойной зоны части пласта. В противном случае по этой причине могут быть внесены существенные ошибки при расчете запасов нефти, проведении гидродинамических расчетов и др. В этой связи особую значимость приобретает качественное вскрытие пласта в разведочных скважинах и на начальной стадии разработки месторождений.

Снижение гидропроводности ПЗП во время кумулятивной перфорации скважин

Характерной особенностью вторичного вскрытия пласта, осуществляемого кумулятивной перфорацией, является создание в ПЗП высоких импульсных давлений от взрыва зарядов. Так, по данным А. В. Мальцева, М. Г. Усманова, Б. И. Кирпиченко, при перфорации бескорпусными перфораторами ПКС-80 в колонне труб (146 мм) развивается давление до 200 МПа, при перфорации корпусными перфораторами ПК-103 соответственно 80 МПа. И в том и другом случаях развиваемое давление в значительной степени превосходит прочностные свойства цементного камня, что приводит к его разрушению. Последнему способствуют гидравлические удары столба скважинной жидкости под действием взрывного давления. Для оценки качества цементного крепления колонны в зоне продуктивного пласта после кумулятивной перфорации и последующей продолжительной эксплуатации скважин нами проанализирован геофизический материал по 143 скважинам, расположенным на различных месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Качество крепления определялось по данным геофизических исследований АКЦ и СГДТ. Проведенный анализ дал следующие результаты:

– количество скважин с плохим сцеплением цемента с колонной труб и породой	– 8
– количество скважин с плохим сцеплением цемента с породой и частично с колонной	– 34
– количество скважин с частичным заполнением цементом заколонного пространства по данным СГДТ	– 7

Количество скважин с некачественным состоянием крепления в зоне продуктивного пласта	– 49
--	------

Как видно из приведенных данных, неудовлетворительное состояние крепления скважин наблюдается в 49 скважинах из 143. Следует подчеркнуть, что во время заканчивания данных скважин бурением качество крепления скважин в зоне продуктивного пласта оценивалось как хорошее. Отсюда следует, что нарушение сцепления цемента с колонной и породой произошло во время вторичного вскрытия пласта и последующей эксплуатации скважин.

Нарушение целостности цементного камня было доказано и другими исследователями. Так, в работе Г. Т. Овнатанова «Вскрытие и обработка пласта» показано, что в результате глубинного фотографирования прифилътовой зоны скважины обнаружено наличие вертикальных трещин длиной до 30 см и шириной 6 мм. Подобные результаты были получены А. К. Дудаладовым по месторождениям Западной Сибири. Косвенным доказательством нарушения герметичности заколонного пространства являются многочисленные факты немедленного обводнения скважин после перфорационных работ (дострелов дополнительных интервалов, сгущения плотности перфорации). В наибольшей степени это проявляется в добывающих скважинах, имеющих в разрезе подошвенные воды, близость ВНК.

Проведение технологии вскрытия пласта в так называемом щадящем режиме, очевидно, потребует уменьшения мощности взрыва, что снизит пробивную способность кумулятивной перфорации, которая даже в обычном исполнении не всегда удовлетворительна. Об этом свидетельствуют исследования Р. Х. Муслимова, Р. Г. Габдуллина. В ряде нефтяных регионов применяются компенсаторы, снижающие амплитуду распространения ударной волны, что в определенной степени предотвращает растрескивание цементного камня. В наибольшей степени этот метод перфорации нашел распространение на Пермских месторождениях. В частности, на Кокуйском месторождении было показано, что применение компенсаторов в значительной степени повлияло на продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. Установлено, что применение компенсаторов позволяет в 1,5–2 раза снизить давление в прилегающих зонах.

Кроме разрушения цементного камня и возможного образования трещин в заколонном пространстве, во время перфорации в значительной степени происходит загрязнение продуктивного пласта. Этому в определенной степени способствуют некондиционные технологические жидкости, применяемые в процессе мероприятия. Как правило, в качестве жидкостей при перфорации применяют буровой раствор, сточную воду и др. Эти жидкости содержат твердые частицы различного происхождения и в большинстве случаев плохо совместимы с пласто-

выми флюидами и минералами. Во время перфорации под влиянием избыточных давлений жидкость и твердые частицы проникают в коллектор, захватывая с собой и шламовые накопления от разрушившегося цементного камня, ухудшая тем самым проницаемость ПЗП. На этом процесс загрязнения продуктивного пласта не заканчивается, так как скважина еще долгое время находится в бездействии по причинам ожидания освоения и других организационно-технических мероприятий, нередких в промысловых условиях. При перфорационных работах на протяженных интервалах производятся неоднократные спуски и подъемы перфорационного оборудования, что еще больше увеличивает время до освоения скважины. Таким образом, загрязнения ПЗП, произошедшие в результате некачественного первичного и вторичного вскрытия пласта, создают искусственные проблемы, решение которых иногда затягивается на весь период разработки месторождений.

Для снижения эффекта загрязнения ПЗП во время вторичного вскрытия в настоящее время начинают применяться достаточно смелые и, на наш взгляд, прогрессивные методы вторичного вскрытия, а именно: перфорация в кислотной среде, перфорация при депрессиях, бескумулятивные способы вскрытия при помощи сверлящих устройств, использование магниевых заглушек и др. Последние нашли широкое применение на месторождениях Татарстана и с успехом применяются в Удмуртии, в частности, при проводке горизонтальных стволов скважин. Наибольшие успехи в развитии способов перфорации при депрессиях в ПЗП достигнуты в США. Как показывает опыт (технология перфорации при депрессии начала развиваться в США с начала 1950-х годов), некоторые дополнительные издержки, связанные с необходимостью тщательной очистки и подбора технологических жидкостей, использования герметичного оборудования, пакеров, специальных средств контроля не только оправдываются при последующей эксплуатации скважин, но и в значительной степени избавляют от необходимости проведения многочисленных геолого-технических мероприятий по восстановлению гидропроводности призабойной зоны пласта, тем самым обеспечивается дополнительная добыча нефти, экономия материальных средств. Во время вторичного вскрытия пласта по американской технологии в наибольшей степени обеспечивается сохранение коллекторских свойств пласта. Эффект достигается не только от использования специального оборудования и создания депрессий в ПЗП, но и за счет применения очищенной от твердых частиц жидкости, совместимой с пластовыми жидкостями и минералами, что дает возможность сохранять проницаемость коллектора практически на уровне естественной проницаемости пласта. Частицы породы и цементного камня, разрушенные во время пер-

форации, получают возможность быть вынесенными из пласта в скважину. Все это в совокупности приводит к минимальной потере продуктивности скважин, связанной с процессом вскрытия пласта. Особое внимание уделяется виду применяемой для перфорации жидкости, ее качеству и совместимости с пластовыми флюидами, что в наших условиях не то чтобы недооценивается, но в силу разных обстоятельств не осуществляется. Для наглядной демонстрации важности применения качественного раствора и депрессии в таблице 3.1 приведены данные анализа вторичного вскрытия скважин на одном из американских месторождений.

Таблица 3.1

Влияние условий перфорации на дебит скважин при снижении проницаемости коллектора после бурения на 90 % и 30 %

Условия перфорации		Дебит скважин после перфорации со сниженной после бурения проницаемостью коллектора					
Жидкость	Характер давления	Снижение проницаемости на 90 %			Снижение проницаемости на 30 %		
		Дебит, т/сут	В % от макс.	Потери дебита, %	Дебит, т/сут	В % от макс.	Потери дебита, %
Глинистый раствор с твердыми включениями	Репрессия	2	3	97	15	15	85
Не отфильтрованный солевой раствор	Репрессия	7	10	90	33	32	68
Отфильтрованный солевой раствор	Депрессия	31	46	54	78	76	24
Отфильтрованная жидкость, совместимая с коллектором	Депрессия	67	100	0	103	100	0

Было бы несправедливо говорить, что в отечественной практике не предпринимаются шаги по снижению загрязнений ПЗП во время кумулятивной перфорации. Так, например, группой сотрудников ПО «Татнефтегеофизика» во главе с А. Г. Корженевским разработан метод пер-

форационно-депресссионного воздействия, нашедший применение на месторождениях Татарстана в процессе сгущения плотности перфорации. Стандартный корпусной перфоратор типа ПК-103 ДУ комплектуется специальной депрессионной камерой, которая разгерметизируется во время срабатывания перфоратора. За счет резкого падения давления происходит всасывание в депрессионную камеру жидкости, которая увлекает с собой и загрязнения призабойной зоны пласта. Создаваемая депрессия на пласт препятствует традиционному в этих случаях загрязнению пласта в интервале перфорации. Предохранению от разрушения цементного камня при депрессиях способствует, по мнению авторов, давление взрыва кумулятивных зарядов, которое компенсирует резкие перепады давлений. Способ может применяться в сочетании с известными методами воздействия на пласт, в том числе и с использованием различных химреагентов и ПАВ.

Как установлено, в большинстве случаев первопричиной обводнения скважин является перфорация, приводящая к разрушению цементного камня в заколонном пространстве и улучшающая условия проникновения воды из водоносных пластов.

С целью увеличения безводного периода эксплуатации, степени совершенства и сокращения сроков строительства скважин ученые Татарстана совместно с производственниками разработали технологию бесперфораторного вскрытия пласта. Сущность ее заключается в том, что в скважину на обсадной колонне спускается фильтр с магниевыми заглушками, перекрывающими фильтрационные отверстия, которые устанавливаются против продуктивного пласта. Одновременно в скважину спускается обсадный разобщитель внутренний (ОРВ), состоящий из внутренней и наружной трубы, в межтрубном пространстве которого находится воздух. Разобщитель служит для защиты от воздействия на колонну при ее опрессовке. Фильтр в комплексе с разобщителем является составным элементом эксплуатационной колонны, соединение с нижней частью которой производится при помощи патрубка. После заливки колонны цементом и ОЗЦ заглушки растворяют соляной кислотой, закачанной через насосно-компрессорные трубы. При этом с пластом устанавливается связь и происходит приток жидкости в колонну. Для большего эффекта от использования бесперфораторного способа вскрытия продуктивных пластов в соляную кислоту добавляют водорастворимые ПАВ. Это приводит к более полному восстановлению проницаемости призабойной зоны. Одним из перспективных путей совершенствования вторичного вскрытия пласта, на наш взгляд, может быть осуществление кумулятивной перфорации в газожидкостной среде, глушение гидроударной волны в которой идет большими темпами. При разработке со-

става технологической жидкости для перфорации следует наделить ее свойствами, предотвращающими снижение проницаемости пород в интервале перфорации.

Снижение гидропроводности прифилтровой зоны пласта добывающих скважин во время их эксплуатации

К основным факторам, снижающим гидропроводность ПЗП (прифилтровой зоны в ГС) добывающих скважин, следует отнести снижение фазовой проницаемости для нефти за счет:

- обводненности продукции скважин;
- газонасыщенности нефти, проявляющейся при эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения;
- изменения поверхностных свойств пород в сторону повышения гидрофильности или гидрофобности в результате применения химических реагентов во время проведения различного рода геолого-технических мероприятий;
- ухудшения фильтрационной характеристики ПЗП по причине повышения вязкости нефти в результате пластового разгазирования нефти либо адиабатического расширения газа и, как следствие, снижения температуры нефти;
- образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в ПЗП в результате охлаждения пласта при изменении теплофизических параметров и режимных факторов эксплуатации скважин;
- увеличения толщины граничных слоев на поверхности порового пространства по причинам снижения температуры;
- загрязнения призабойной зоны смолопарафиновыми соединениями, смытыми со стенок эксплуатационной колонны во время глушения, тепловой обработки и других мероприятий;
- отложения минеральных солей (в частности, гипса) в ПЗП вследствие нарушения состава вод и температурных изменений;
- заиливания ПЗП механическими частицами и минеральными соединениями из-за суффозионных процессов, происходящих в пласте;
- смыкания трещин в породах пласта за счет создания больших депрессий в ПЗП во время освоения и эксплуатации скважин.

Ухудшение фильтрационных свойств пласта может произойти и по другим причинам, а именно: глушение скважин некондиционными рас-

творами, несоблюдение технологии ОПЗ, несоответствие метода ОПЗ геолого-физическим условиям пласта, химической и биологической кольтации и т. д.

Снижение гидропроводности ПЗП нагнетательных скважин

Причины загрязнения ПЗП нагнетательных скважин в период бурения, первичного вскрытия пласта, проведения геолого-технических и ремонтных работ практически одинаковы с таковыми для добывающих скважин. Отличительными особенностями характеризуется период работы нагнетательных скважин.

К основным причинам, снижающим гидропроводность ПЗП в этот период, следует отнести:

- заиливание фильтрационной поверхности ПЗП механическими примесями закачиваемой воды;
- загрязнение ПЗП углеводородными соединениями, содержащимися в закачиваемых сточных водах установок подготовки нефти (УПН);
- загрязнение ПЗП продуктами коррозии водоводов (оксиды и гидроксиды, сульфосоединения железа);
- загрязнение ПЗП из-за появления в ней сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) и накопления продуктов их жизнедеятельности.

Перечисленные факторы не только снижают фильтрационную характеристику ПЗП скважин, но и ухудшают условия регулирования разработки месторождений, снижают темпы и полноту выработки залежей нефти и в конечном итоге уменьшают коэффициент нефтеизвлечения. В отдельных случаях из-за интенсивного загрязнения призабойной зоны пласта происходит полная потеря проницаемости нагнетательных скважин. В таблице 3.2 приведены данные по двенадцати нагнетательным скважинам месторождений Удмуртии, в которых отсутствует приемистость при высокой естественной проницаемости пласта.

На некоторых из перечисленных скважинах не произошло восстановления приемистости даже после неоднократных соляно-кислотных обработок призабойной зоны. Наибольшая глубина кольтации наблюдается в искусственных и естественных трещинах и трещинно-поровых коллекторах, где она может достигнуть нескольких метров. Диагностирование состояния призабойной зоны пласта с использованием гидродинамических исследований и методики «ВНИИнефть» (РД 39-1-442-80) позволило нам оценить глубину загрязнения продуктивного пласта сква-

Таблица 3.2

**Скважины, в которых отсутствует приёмистость при высокой
естественной проницаемости пластов**

Номер скважины	Интервал пласта, м	Фильтрационная характеристика пласта		Давление нагнетания воды, МПа
		Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	
672	1226,2–1233,2	17,9–19,8	0,150–0,420	4,3
	1233,6–1243,4	22,0–26,7	0,800–2,500	
661	1219,4–1227,0	22,8–24,6	2,500	8,0
662	1310,4–1314,0	26,7	2,500	7,5
	1318,0–1332,6	25,2–31,5	2,500	
626	1316,4–1317,2	22,0	0,880	8,0
	1317,6–1336,4	12,8–19,2	0,275	
633	1227,6–1228,6	18,2	0,175	7,0
	1229,0–1242,4	24,6–29,2	2,500	
635	1266,0–1274,4	18,8–19,2	0,26–0,27	7,0
	1275,2–1276,6	27,0	2,500	
643	1264,4–1266,8	20,5	0,490	7,0
	1270,2–1274,8	20,5–24,5	0,49–0,250	
650	1233,2–1240,8	23,5	2,500	10,0
663	1269,2–1274,0	16,8–20,1	2,095–0,456	7,0
	1277,8–1279,8	24,6	2,500	
665	1257,0–1266,8	26,7–30,1	2,500	7,0
	1267,2–1267,8	20,9	2,500	
666	1244,5–1245,6	17,4	1,200	8,0
	1245,6–1266,8	20,0–31,0	0,450–2,500	
676	1244,5–1245,6	17,4	1,200	8,0
	1245,6–1261,6	22,8–24,8	2,0–0,500	

жин месторождений Удмуртии. Оценка степени загрязнения производилась по числовому значению скин-эффекта и другим параметрам. Было установлено, что зоны существенного загрязнения ПЗП в большинстве исследованных скважин обнаружены лишь в прифильтровой части пласта, а радиус ухудшенной проницаемости в зависимости от коллекторской характеристики пород и их трещиноватости изменяется от 0,3 до 3,5 м. На некоторых скважинах отмечено более глубокое загрязнение пласта.

Гидромеханическое загрязнение ПЗП имеет одну особенность, учитывать которую необходимо при проведении геолого-технических мероприятий (ГТМ) и последующем освоении скважин. При исследова-

нии скважин после их освоения и последующей эксплуатации было отмечено неполное восстановление приемистости нагнетательных скважин. Установлено, что степень восстановления проницаемости ПЗП зависит от времени, прошедшего с момента остановки скважины до ее освоения. С увеличением этого времени полнота восстановления проницаемости снижается. Для выяснения причин нами были проведены лабораторные исследования, сущность которых заключалась в следующем. Через карбонатные керновые образцы известной проницаемости продавливали малоцентрированную мелкодисперсную водомеловую суспензию. Затем образцы экстрагировали и определяли их проницаемость, после чего часть образцов (первую группу) устанавливали в противоток, где они промывались дистиллированной водой определенного объема. Вновь определяли проницаемость. Полностью проницаемость керновых образцов не восстанавливалась, несмотря на достаточно длительную фильтрацию через них дистиллированной воды. Другую часть образцов (вторую группу) подвергали тем же операциям, но через 30 дней с момента их заиливания. Результаты измерения проницаемости первого и второго циклов исследований приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Номер группы образцов	Проницаемость образца, $\text{мкм}^2 10^{-3}$			Снижение проницаемости	
	исходная	после заиливания	после промывки	$\text{мкм}^2 10^{-3}$	отдельного образца, %
1	727	445	680	47	6,46
	869	518	721	148	17,03
	916	560	855	61	6,65
	785	490	664	121	15,41
Среднее снижение проницаемости по группе, %					11,4
2	780	453	542	238	30,5
	760	471	542	236	31,05
	830	520	581	229	27,5
	600	380	450	150	25,0
	750	420	487	253	35,0
Среднее снижение проницаемости, %					29,8

Сравнение результатов показало, что проницаемость кернов второй группы восстановилась в меньшей степени, чем первой, хотя количество прокачиваемой воды было одинаковым. Это свидетельствует о том,

что за месяц в образцах вследствие диффузионных процессов произошло закрепление заиливающих частиц на поверхности пор. Проведенные исследования дают возможность убедиться в необходимости реализации рекомендаций по сокращению до минимума времени с момента завершения ремонтных работ, ОПЗ или других геолого-технических мероприятий, связанных с глушением скважин, до освоения и ввода их в эксплуатацию.

Количественный и качественный состав забойных отложений в нагнетательных скважинах

Отличительные особенности осадконакоплений в нагнетательных скважинах и их состав по сравнению с добывающими скважинами требуют нестандартного подхода к выбору метода ОПЗ и применяемым при этом рабочим жидкостям. Однако для окончательного принятия решения требуется изучение состава шламовых накоплений и загрязняющих призабойную зону материалов. С этой целью применительно к скважинам месторождений ОАО «Удмуртнефть» нами проведен комплекс исследований. Программой исследований намечалось проанализировать компонентный и фракционный состав закачиваемых в скважину жидкостей в системе ППД, состав забойных шламовых накоплений и железосодержащих отложений на трубах в области призабойной зоны скважин.

Анализ вод, применяемых для закачки в системе ППД

Заводнение нефтяных месторождений ОАО «Удмуртнефть» осуществляется как пресной, так и сточной водой. Основная масса воды для заводнения крупнейшего месторождения Удмуртии является сточной с установки подготовки нефти. На других месторождениях используются сточные и пресные воды. Для заводнения используют воды рек Камы, Лозы и Сивы. Физико-химический состав закачиваемых сточных и пресных вод, определенный в летний период времени, приведен в таблицах 3.4, 4.5.

Как видно из таблиц, содержание мехпримесей и нефтепродуктов по Киенгопской площади находится в пределах норм, предусмотренных ОСТ. По Мишкинскому месторождению количество взвешенных частиц изменяется в пределах 70–120 мг/л, что примерно в три раза превышает допустимые нормы, а содержание нефтепродуктов – до 70 мг/л, что также

Таблица 3.4

**Физико-химический состав сточных и пресных вод,
применяемых для заводнения**

Место отбора	Тип воды	Содержание ионов, мг/л						Минерализация, г/л	Fe общ., мг/л
		HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl	Ca ⁺²	Mg ⁺²	(Na+K) ⁺		
Киенгопская площадь	Сточная	170	550	80990	17055080	2160	36590	131,0	12,8
Чутырская площадь	Сточная	220	670	34030	4600	960	15320	55,8	51,4
Мишкинское месторождение	Сточная	146	275	69971	9100	1920	31375	112,8	15,7
Ельниковское месторождение	Сточная	192	1058	89300	7214	1885	12360	112,0	18,7
Река Кама	Пресная	–	32	121	63	15	75	0,3	0,3
Река Лоза	Пресная	366	8	49	80	24	29	0,6	–
Река Сива	Пресная	268	20	154	50	42	73	0,6	–

Таблица 3.5

**Количество закачиваемых КВЧ и нефтепродуктов
со сточными водами на одну скважину**

Показатели	Киенгопское		Мишкинское		Ельниковское	
	за 1 мес.	за 1 год	за 1 мес.	за 1 год	за 1 мес.	за 1 год
КВЧ, кг	185,5	2226	103,6	1243	168,5	2022
Нефтепродукты, кг	214,9	2579	115,7	1388	74,0	890

несколько больше допустимых норм. Примерно такая же картина наблюдается и по Ельниковскому месторождению. Как видно из таблицы 2.5, в каждую нагнетательную скважину Киенгопской площади зака-

чивается 2,2 тонны мехпримесей и 2,6 тонн нефтепродуктов. Анализ закачиваемой с водой пленочной нефти показал, что она состоит в основном из высокомолекулярных углеводородных соединений: асфальтены 3,5–5%, смолы 18–26%, парафины 1,5–3,5%. Из приведенного состава видно, что наличие углеводородных соединений, обладающих поверхностно-активными свойствами, увеличивает сцепление нефтяной пленки с породой пласта. Дисперсионный анализ эмульгированной нефти показал, что основной объем частиц (80%) имеет размер менее 10 мкм. В то же время имеются частицы и размером 100 мкм и более. Замазучивание, происходящее по этой причине, приводит не только к потере нефтепродуктов, но и к снижению фазовой проницаемости для воды. Проведенный анализ изменения состава сточных вод при трубопроводном транспорте их в системе ППД говорит о том, что больших изменений компонентного состава не происходит, если проводится непрерывная закачка воды и периодическое дозирование ингибитора коррозии. Небольшие изменения в сторону увеличения наблюдаются по содержанию ионов Ca^{+2} и. Заметное повышение содержания соединений железа в виде окисных соединений наблюдается при возобновлении закачки воды после остановки водовода. Выявлена также тенденция повышения содержания окисных соединений железа и сульфидных соединений в зависимости от времени работы водоводов. На старых водоводах их количество возрастает иногда в несколько раз. Состав отложений непосредственно на внутренней поверхности водоводов сточных вод особым разнообразием не отличается, и в осадках анализируемых нами водоводов Мишкинского и Киенгопского месторождений содержится, как правило, углеводородных соединений от 25 до 55 %, причем высокомолекулярных углеводородов в виде асфальтенов, смол и парафинов – до 20–27 %, соединений железа в виде FeO , Fe_2O_3 , FeS – от 15 до 25%. Кроме названных веществ имеются в небольших количествах CaCl_2 , CaSO_4 , NaCl , MgCl_2 . При существующей технологии очистки воды, оставшейся после отстоя в резервуарах, механические примеси имеют размеры частиц до 10 мкм (более 80 %). Размер частиц сульфида железа, присутствующего в отстоях и в воде, колеблется в пределах 5–10 мкм.

Большой интерес представляют результаты анализа шламовых отложений в ПЗП. Для определения компонентного состава отложений на забое и в стволе скважины (на поверхности труб) анализировали пробы, отобранные при капитальных ремонтах скважин, а также во время промывок. С поверхности насосно-компрессорных труб брались соскобы. Многочисленные анализы шламовых накоплений, проведенные в разное время и со скважин различных месторождений Удмуртии (Чулырско-Киенгопское, Мишкинское, Красногорское, Гремихинское и др.),

позволили дать усредненную характеристику фракционного состава твердых частиц, аккумулярованных на забое во время длительной работы скважин. Содержание фракций с размерами твердых частиц менее 100 мкм составило 75,1 %, с размерами от 100 до 300 мкм – 15 %, от 300 мкм до 500 – 5,5 %, более 500 мкм – остальное, в том числе частиц, превышающих размер 2000 мкм – до 1,5 %. Как видно по фракционному составу, основной массой являются мелкодисперсные частицы размером менее 100 мкм, способные при определенных условиях проникать в глубь пласта. Отложения же, образовавшиеся непосредственно в призабойной зоне, при таком фракционном составе склонны к самоуплотнению.

Значительное содержание КВЧ крупных размеров в данных конкретных случаях объясняется приносом в ПЗП нагнетательных скважин различного рода загрязнений при проведении ремонтных работ непосредственно в скважинах, а также при ликвидации прорывов и замене прокорродированных трубопроводов.

Проведенный компонентный анализ шлама забойных отложений говорит о широкой гамме веществ, преобладающая часть которых техногенного происхождения. Говорить о количественной характеристике накоплений не представляется возможным по причинам большой дифференциации их состава, зависящего от различных причин, в том числе от способа эксплуатации скважин, продолжительности работы, обводненности продукции, количества и видов геолого-технических мероприятий, проведенных на той или иной скважине. Данную характеристику можно дать по каждой конкретной скважине, и она может оказаться непоказательной. Тем не менее, проанализировав общую картину загрязнений ПЗП, можно сделать вывод о том, что преобладающее значение в шламовых накоплениях для добывающих скважин имеют соединения железа, образующиеся в результате коррозионных процессов (Fe_2O_3 , FeO) и химических превращений в присутствии серосодержащих соединений (FeS), а также частицы породы пласта, такие как CaCO_3 , SiO_2 , CaSO_4 в сочетании с высокоактивными компонентами нефти. В ПЗП нагнетательных скважин увеличено количество соединений железа, особенно это относится к сульфиду железа (FeS), содержание которого по отдельным скважинам достигает 65% в составе шлама. Кроме углеводородных соединений, количественная характеристика которых была дана выше, в небольшом количестве отмечаются полимерные соединения, очевидно, применяемые для выравнивания профиля приемистости.

Примерно такой же состав химических элементов и твердых составляющих характерен и для отложений на поверхности труб.

Таким образом, из результатов проведенных исследований можно сделать выводы о возможных путях повышения эффективности геолого-

технических мероприятий, направленных на улучшение гидродинамической связи пласта со скважиной. Во-первых, следует исходить из того, что отличительный состав компонентов, загрязняющих призабойные зоны добывающих скважин и скважин нагнетательных, требует дифференцированного подхода к выбору рабочей жидкости для ОПЗ и, может быть, самих способов обработки.

Так, например, для повышения эффективности кислотной обработки нагнетательных скважин, в призабойной зоне которых скопилось большое количество нефтепродуктов, привнесенных вместе с закачиваемой сточной водой, требуется двухстадийная ОПЗ. В этом случае вначале целесообразно закачать растворитель углеводородных соединений для деблокирования загрязнений минерального происхождения и собственно пород пласта, а затем кислотный раствор. Наиболее рационально в таких случаях применять рабочую жидкость, обладающую комплексными свойствами. Учитывая техногенный характер происхождения основной массы, загрязняющей призабойную зону скважин, очевидно, следует изменить и традиционно установившиеся подходы к выбору рабочей жидкости для обработки карбонатных коллекторов, при которых в подавляющем большинстве случаев применяется лишь соляная кислота, иногда с добавлением химреагентов, в том числе замедлителей реакции и ингибиторов коррозии. Исследования по растворению осадков призабойной зоны, содержащих большое количество соединений железа, в различных составах кислотных растворов говорят о том, что растворение их в так называемых глинокислотных растворах (смеси соляной и фтористо-водородной кислот) на 18–22 % выше.

К превентивным мерам по снижению интенсивности загрязнения ПЗП скважин следует отнести мероприятия по:

- повышению качества подготовки воды, применяемой в системе ППД;
- применению кондиционных технологических жидкостей, используемых при проведении геолого-технических мероприятий;
- предупреждению или снижению коррозии нефтепромыслового оборудования;
- предупреждению выпадения в осадок продуктов реакции кислотных растворов;
- повышению эффективности промывок ПЗП от шламовых накоплений перед проведением любых ремонтных и профилактических работ на скважинах.

Особое внимание следует обратить на необходимость более полного удаления продуктов реакции кислотных растворов из ПЗП, наличие которых не только снижает продуктивность скважины, но и при несо-

блюдении мер безопасности может привести к тяжким последствиям, связанным с отравлением обслуживающего персонала.

Для получения наиболее полной информации о снижении гидропроводности фильтрационной зоны продуктивного пласта на всех этапах существования скважины, начиная с бурения, вскрытия пласта, его освоения и эксплуатации скважины, следует обратиться к опубликованной в 2005 году книге Б. М. Сучкова под названием «Добыча нефти из карбонатных коллекторов».

Условия, способствующие успешному проведению ГТМ в горизонтальных скважинах

Успешность проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти зависит не только от применяемой технологии, но и от условий, позволяющих ее применить в оптимальном режиме и полном объеме. Последнее зависит от обстоятельств, обусловленных конструктивными особенностями ГС, диаметром скважины, профилем проводки горизонтального участка ствола, устойчивостью пород к осыпанию в необсаженном интервале и т. д.

Профили горизонтальных скважин должны отвечать двум главным требованиям, а именно: соответствовать максимально возможной выработке пласта и возможности полнообъемного проведения ГИС, промысловых исследований, а также ремонтных работ и ОПЗ. Проанализировав профиль пробуренных горизонтальных скважин, следует отметить большое их разнообразие. Поэтому термин «горизонтальные скважины» следует воспринимать как условный. По сути дела, за редким исключением, строго горизонтального участка не встречается. Практически не встречается и ГС, в полной мере отвечающих перечисленным требованиям. На стадии опытно-промышленного внедрения на месторождениях Удмуртии были пробурены скважины с самыми разнообразными профилями: наклонные к продуктивному пласту, волнообразные, с подъемом удаленного участка ствола, с заходом начального участка ГС под продуктивный горизонт и т.д. Все это можно объяснить отсутствием необходимого оборудования, современных навигационных приборов, недостаточным опытом проводки таких скважин, геологическими условиями залегания продуктивного пласта и др. Конечно же, эти скважины не отвечали оптимальным условиям их эксплуатации. По мере совершенствования техники и технологии бурения ГС значительно повысились возможности проводки горизонтального участка по заданной траектории. Однако и в этом случае осталось еще много до конца не ре-

шенных вопросов. Количество этих вопросов диктуется сложностью геологического строения продуктивных пластов, их толщиной, наличием подошвенных вод и газовых шапок, характеристикой разобщающих перемычек и т.д. Было бы неправильным ничего не сказать о техническом оснащении при бурении ГС. Бурение наклонных участков осуществлялось отклонителями на базе серийных отечественных двигателей Д 2-195, Д 5-172 с небольшими конструктивными изменениями и американскими двигателями «Бафко» R-150. Участки стабилизации и горизонтальные участки бурились серийными двигателями с использованием калибраторов. Применение винтовых забойных двигателей в качестве отклонителей позволяло изменять интенсивность набора угла от 2 до 7°/10 м. Управление траекторией направления ствола скважины и контроль за ней осуществлялись с помощью телесистем ЗИС-4 производства ВНИИГИС (г. Октябрьский) и телесистем фирмы «Бекфилд» (США). Телесистемы с электромагнитным каналом связи обеспечивали информацию о зенитном угле, азимуте и положении отклонителя. Геофизические исследования горизонтальных скважин проводили автономным комплексом АМК «Горизонт».

Наиболее приемлемым профилем горизонтального участка ствола, отвечающим в большей мере вышеизложенным условиям, является прямолинейный профиль, пронизывающий продуктивный пласт под небольшим углом от кровли до подошвы (рис. 3.1). Угол наклона «горизонтального» участка выбирается в зависимости от толщины продуктивного пласта и длины «горизонтальной» части ствола скважины. Если объект разработки относится к массивной залежи, который включает несколько продуктивных пластов с примерно одинаковыми коллекторскими свойствами и реологической характеристикой нефти, то горизонтальная часть может пронизывать все нефтенасыщенные пропластки.

Особое внимание должно уделяться при проводке скважины правильному выбору радиуса кривизны при вхождении ствола в продуктивный пласт. Многолетний опыт строительства наклонно направленных скважин говорит о том, что искривление ствола скважины по радиусу 300–380 м в дальнейшем не вызывает существенных осложнений ни при креплении скважин, ни при исследованиях, ни при проведении ремонтных работ и ОПЗ. Для горизонтальных скважин оптимальный радиус искривления ствола скважин еще до конца не установлен. Очевидно, он должен быть в тех же пределах. Существующее в настоящее время буровое оборудование (секционные забойные двигатели, отклонители, навигационные системы типа «Горизонталь-4» и др.) позволяют это сделать даже в условиях высокопрочных горных пород и других осложняющих бурение условиях. Если искривленный участок ствола скважи-

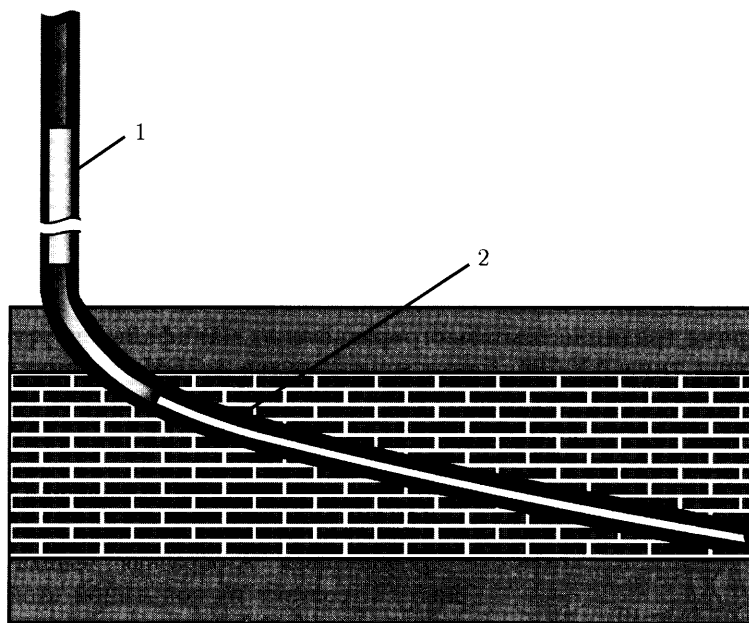


Рис. 3.1. Рекомендуемый профиль горизонтальной скважины: 1 – утяжеленные трубы; 2 – пластиковые или металлические трубы малого диаметра

ны расположен в интервале пород, способствующих образованию желобообразных выработок в нижней образующей ствола, то радиус кривизны определяется расчетным путем исходя из величины допустимых нагрузок замка бурильных труб на стенку ствола скважины, т. е. в зависимости от прочностной характеристики пород и бурового инструмента.

Профиль скважины, изображенный на рис. 3.1, в значительной степени облегчает проведение ГТМ, в частности поинтервальных кислотных обработок, непременным условием которых является спуск и передвижение труб в горизонтальной части ствола. Для облегчения этих операций можно порекомендовать некоторое изменение компоновки насосно-компрессорных труб, а именно:

- в нижнем интервале вертикального ствола до начала радиуса искривления применить утяжеленные трубы, которые исключают волнообразное расположение насосно-компрессорных труб и количество мест соприкосновений с обсадными трубами в вертикальной части ствола скважины. Это позволит существенно снизить нагрузку для проталкивания труб в горизонтальную часть ствола; для интервала горизонтального

участка ствола при отсутствии гибких пластиковых труб необходимо применять металлические трубы малого диаметра, например полудюймовые насосно-компрессорные трубы, имеющие большую гибкость по сравнению с трубами большего диаметра; для снижения сил трения труб о стенки скважины применять жидкости, обладающие смазывающими свойствами.

Оборудование, применяемое при интенсификации работы горизонтальных скважин с использованием химических реагентов

Кроме традиционных быстроразъёмных манифольдов, устьевой арматуры типа АУ-700, блока манифольдов – 1БМ, автоцистерны для перевозки рабочих жидкостей – 4ЦР, рабочая площадка оснащается следующими механизмами.

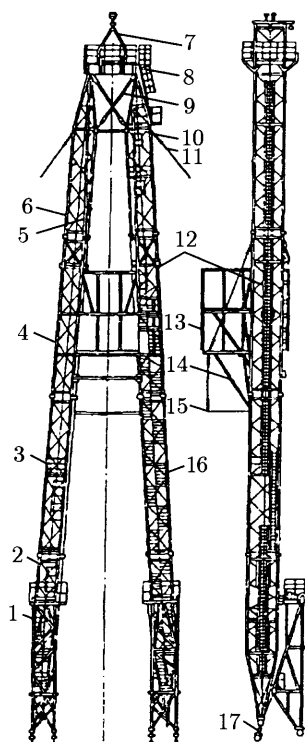


Рис. 3.2.

Вышка мачтовая А-образная

Мачтовая А-образная вышка (см. рис. 3.2) состоит из подъемной стойки 2, секций мачты (2,3,4,6), пожарной лестницы 5, монтажных козлов 7, подкронблочной 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 спускоподъемных 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.

Кислото́воз 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 м³ на прицепе ЦПК-6, а также центробежным насосом 3Х-98-351 с подачей 29–60 м³/ч и напором до 0,35 МПа, приводимого от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

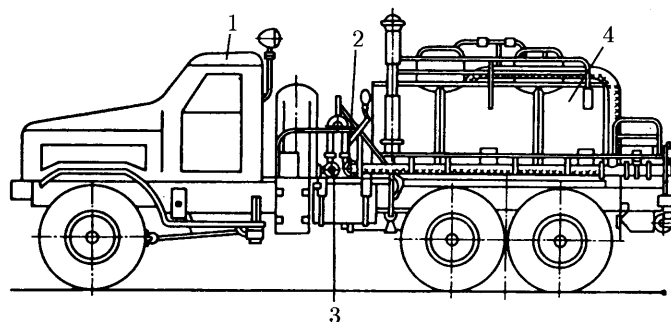


Рис. 3.3. Кислото́воз: 1 – автошасси; 2 – центробежный насос; 3 – манифольд; 4 – цистерна

Азинмаш-8А

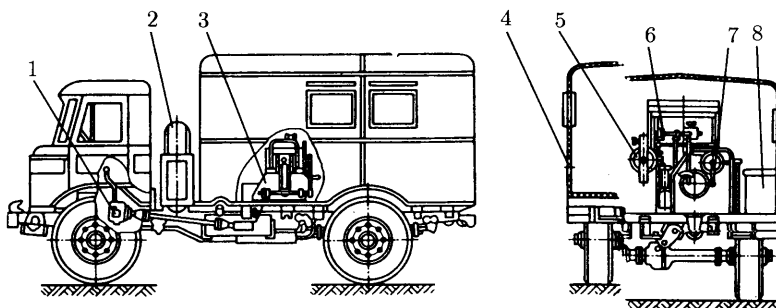


Рис. 3.4. Передвижная лабораторная установка для глубинных исследований АИНМАШ-8А

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.

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.

Азинмаш -35Б

Азинмаш-35Б предназначен для нагнетания различных жидкостей в скважину при промывке ее от песчаных робок, а также при проведении других промывочно-продавочных работ. Монтируется на автошасси ЗИЛ-130 (см. рис. 3.5) и включает насос, коробку отбора мощности, карданный вал, манифольд, вспомогательные трубопроводы.

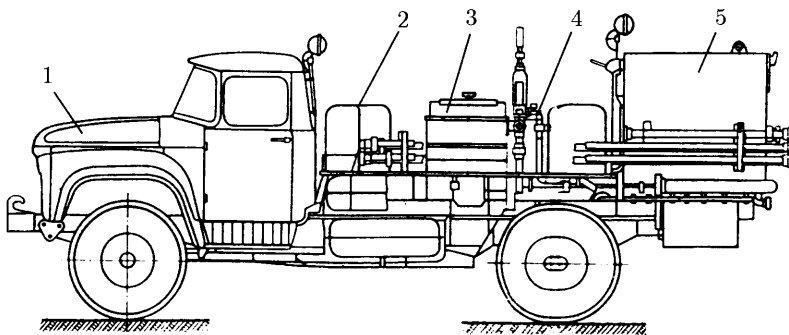


Рис. 3.5. Насосный агрегат для закачки в скважину различных жидкостей и цементных растворов **Азинмаш-35Б**: 1 – монтажная база-автомобиль ЗИЛ-130; 2 – ограждение; 3 – насос трехплунжерный 2НП-160; 4 – манифольд; 5 – мерный бак

Насос 2-НП – 100 трехплунжерный 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. 3.5) – в комплекте с мерным баком и Азинмаш-35А – без мерного бака.

Технические средства для заканчивания горизонтальных и наклонно направленных скважин и крепления вторых стволов

Разработкой технических средств и технологий бурения горизонтальных скважин занимаются уже более 40 лет с момента возникновения идеи строительства таких скважин на месторождениях Советского Союза. Значительные объемы работ в этом направлении проведены институтом «ВНИИБТ». В последующем в связи с внедрением горизонтального бурения в различных нефтедобывающих регионах к решению этой проблемы подключились территориальные институты. Немалую роль в создании оборудования сыграла Всероссийская программа «Горизонт», которая позволила не только проанализировать имеющийся опыт бурения ГС, но и собрать в единый технологический комплекс наиболее удачные разработки отраслевых институтов. За этот период создана широкая гамма забойных двигателей-отклонителей типа ДГ, ДО, ДН и др., шарнирных отклонителей типа ОШ (ДГ-88, ДГ-108, ДГ-155, ДГ-172; ДО-88, ДО-105, ДО-173; Д5-172, ДН-172, ОШ-172). Разработаны также турбобуры -отклонители ТО-120 и ТГ-120. К изготовлению данного оборудования подключено несколько заводов России. В этот же период времени проводилась работа по созданию средств контроля и измерения параметров ствола скважины. Нашли применение инклинометры типа КИТ, ИМММ-73, ИН1-721, телесистемы СТТ, ЗИС, СТЭ. Широкое применение при строительстве ГС имеют технологические измерительные комплексы «Горизонталь», разработанные НПФ «Геофизика». Институтом «ВНИИБТ» разработаны устройства для вырезания окон в эксплуатационных колоннах типа УВУ-114 и УВУ-168, устройства для отбора керна в горизонтальной части ствола, различного типа гидравлические пакера и др. Все это, безусловно, позволило ускорить внедрение горизонтальных скважин на месторождениях отрасли. Отдавая дань разработчикам технических средств для строительства ГС, следует также отметить, что опыт их использования выявил и ряд недостатков, которые в целом можно было бы охарактеризовать как не-

достаточная надежность, громоздкость, а в ряде случаев и несовершенство. Эти недостатки становятся особенно заметными при сравнении отечественного и зарубежного оборудования, хотя и последние не лишены недостатков. Так, при испытании телеметрической системы американской фирмы «Bec Field» отмечено слабое сцепление измерительной системы в посадочном узле, наличие большого количества резьбовых соединений, от чего страдает прочностная характеристика всей системы. На последнее влияет также использование хрупких тонкостенных материалов в местах интенсивной вибрации. В целом же телеметрические системы обеспечивали оперативный и устойчивый контроль отклонителя в процессе бурения, определения зенитного угла и азимута. Хорошо зарекомендовали себя и забойные двигатели Р-150 фирмы «BICO».

Из опыта зарезки вторых стволов в эксплуатационном фонде скважин можно отметить, что использование жестких отклонителей на базе винтовых забойных двигателей Д-105 и телесистем СТТ-108 производства СКТБЭ «Потенциал» (г. Харьков) показало хорошую работоспособность трубобуров. Глубинная измерительная система и пульт управления телесистемы работали исправно, но имеется проблема с надежностью охраны кабеля в затрубном пространстве и резиновых элементов стыковочных узлов. Отмечая сравнительную надежность упомянутого оборудования, нельзя не отметить, что общему делу зарезки вторых стволов мешает отсутствие буровых долот диаметром 125 мм. Долота диаметром 120,6 мм также не представлены полной гаммой. Все это снижает скорость бурения и проходку на долото.

Одним из условий успешного строительства горизонтальных скважин, зарезки и крепления вторых стволов, а следовательно, продуктивности и продолжительности эксплуатации нефтяных скважин является качество их крепления. Наиболее эффективным средством обеспечения надежной изоляции пластов в строго заданных интервалах затрубного пространства является применение заколонных пакеров, включенных в компоновку обсадной колонны.

В этой связи во ВНИИБТ созданы различные типы пакеров (ПЦС, ППГ, ПГП, ПГПМ и др). По данным публикаций В.И.Ванифатьева, А. М. Володина, А. К. Дудаладова, данные типы пакеров широко используются на месторождениях Тюменской области и других регионах страны. Так, заколонный проходной гидравлический пакер типа ПГПМ1 предназначен для повышения качества изоляции продуктивных пластов при креплении скважин с целью предотвращения межпластовых перетоков и затрубных проявлений флюидов в период твердения цементного раствора, освоения и эксплуатации скважины. Пакер спускается в сква-

жину в составе обсадной колонны и устанавливается в заданном интервале.

Отличительная особенность пакеров ПГПМ 1 – в наличии системы ремонтно-профилактической допакеровки. Система приводится в действие при гидравлической опрессовке зацементированной обсадной колонны, а также позволяет регулировать герметизирующую способность пакера в процессе освоения или подземного ремонта скважины путём дозированного приращения объёма жидкости в уплотнительном элементе.

1. Пакер заколонный многомодульный для разобщения тонкопесчаивающихся пластов типа ПЗМ 1 предназначен для герметического перекрытия участка стенки скважины с целью повышения качества их разобщения, а также защиты продуктивных пластов в период ОЗЦ от загрязняющего воздействия тампонажного раствора.
2. Пакерующее устройство типа ПГМД-146 образует в заколонном пространстве скважины самоуплотняющуюся манжетно-цементную перемышку заданной длины. Уплотняющаяся перемышка образуется за счет эффективного взаимодействия двух самоуплотняющихся резиновых манжет и сформированного между ними цементного кольца.
3. Заколонный перекрыватель типа ППЗ – это малогабаритное пакерующее устройство гидромеханического типа с существенно повышенным коэффициентом пакеровки. Перекрыватель включает односторонне самоуплотняющуюся лепестковую кольцевую манжету, расширяемую кольцевым комбинированным поршнем-клином.
4. Пакер, заполняемый тампонажным раствором, ПЗТР-146. Заколонный пакер ПЗТР-146 предназначен для создания высокопрочной и долговечной рукавно-цементной перемышки, обеспечивающей надежное разобщение эксплуатационного объекта и сохранение его коллекторских свойств.
5. Пакер для герметизации скважин ПГС-146.
Заколонный проходной гидравлический пакер ПГС-146 предназначен для долговечного предотвращения межпластовых перетоков в процессе освоения и эксплуатации наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Кроме пакерующих устройств различного назначения ВНИИБТ, созданы комплексы технических средств для разобщения пластов в горизонтальных скважинах с более широким кругом возможностей, таких как, обеспечение избирательного разобщения продуктивных зон скважин, регулируемых в процессе их освоения и эксплуатации, используе-

мых для проведения реззки второго ствола скважины в заданном интервале и др.

Таким образом, из сказанного напрашивается вывод о том, что повышение технологических показателей бурения горизонтальных и так называемых разветвленных, пробуренных из уже эксплуатируемых стволов скважин, а вместе с тем и снижение стоимости строительства скважин находится в прямой зависимости от совершенства и надежности всего комплекса применяемого технологического оборудования. Несмотря на определенные достижения, отмеченные выше в этой области, надежность и качество созданного оборудования несопоставимы с зарубежными образцами. Достаточно отметить, что в США на бурение горизонтального участка скважины протяженностью в 2000–6000 м затрачивается всего одно долото. У нас же на участке горизонтального ствола всего в 150 м приходится менять 3–4 долота, а на бурение вертикального ствола глубиной 1500 м – 30–35 долот. По этой причине сам процесс бурения из всего времени строительства скважины составляет всего лишь 10–15 %, а не 90 %, как в США. Нет четкой координации и необходимого финансирования работ в этом направлении. В результате в каждом нефтедобывающем районе решают эту проблему в одиночку и по-своему. Суммарных средств при таком автономном подходе затрачивается значительно больше, а результаты ниже.

Перспективы технического оснащения процесса бурения горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин

С целью успешного претворения широкомасштабной программы разбуривания объектов горизонтальными скважинами и ГС реззкой боковых горизонтальных стволов в обводнившихся, малопродуктивных скважинах необходимо решить вопросы технического оснащения буровых бригад специальным высококачественным оборудованием. Для более быстрого продвижения в этом направлении нефтедобывающей промышленности Российской Федерации необходимо не только использовать зарубежный опыт, но и создавать совместные предприятия по выпуску более совершенного оборудования на отечественных заводах по передовым технологиям зарубежных фирм.

Существенные сдвиги в этом отношении имеются в Удмуртии, располагающей огромным научно-техническим и производственным потенциалом на базе специальных конструкторских бюро и заводов военно-промышленного комплекса. Руководством ОАО «Удмуртнефть» принимаются меры не только по дооснащению буровых бригад за счет

покупки отечественного и импортного оборудования, но и по созданию совместных предприятий с зарубежными фирмами для его выпуска. Несложные расчеты показывают, что комплект оборудования для всего цикла бурения горизонтальных скважин, произведенный таким способом, будет стоить на 30–40 % дешевле, чем покупное. В плане совместных предприятий предусмотрено изготовление забойных двигателей, телеметрических систем, систем очистки буровых растворов, буровых долот, в том числе и алмазных. Следует отметить, что сравнительные испытания американских долот в условиях месторождений Удмуртии показали проходку на порядок выше отечественных. Одновременно с выпуском совершенного бурового оборудования предусматривается создание сервисных баз в Удмуртии и других нефтедобывающих районах.

В настоящее время уже практически созданы совместные предприятия с рядом зарубежных фирм, таких как: «Свако», «Радиус», «Бико», «Бекфилд» (США). Прежде всего предусматривается освоить выпуск систем очистки глинистых растворов по закрытой схеме, что обеспечит подготовку высококачественных глинистых растворов и выпуск долот, по качеству и ресурсам близким к зарубежным, выпуск оборудования для контроля и управления долотом на забое. На первой стадии не исключается возможность поставки отдельных комплектующих из-за рубежа.

Хотелось бы подчеркнуть исключительную важность создания специализированных структур (компаний) квалифицированно занимающихся не только разработкой оборудования для горизонтального бурения, но и всем комплексом работ, начиная от проектирования разработки месторождения с применением ГС и БГС, прогнозирования эффективности их использования, строительства скважин и последующего обслуживания.

Примером такой структуры на сегодня можно считать создание ООО «ТехИнформСервис» (ТИС).

ТехИнформСервис – одна из ведущих компаний в России, поставляющая свои услуги, решения и технологии на рынок сервисных услуг в бурении. Главным направлением её деятельности является инженерно-техническое сопровождение при строительстве наклонно направленных, пологих и горизонтальных скважин, а также капитальный ремонт скважин методом бурения боковых горизонтальных стволов.

Основным отличием компании от других российских подобных компаний являются следующие факторы:

1. Разработка, производство, испытание телеметрических систем и оказание сервисных услуг организационно объединены в еди-

ное предприятие. Это даёт независимость от сторонних производителей производства – телесистем, даёт возможность максимально сблизить потребности производства и научные разработки, позволяет постоянно совершенствовать имеющийся парк телесистем.

2. Благодаря высококвалифицированным специалистам и тесному сотрудничеству с другими предприятиями Удмуртии, других регионов России и зарубежья иметь возможность оказывать услуги, охватывающие весь комплекс строительства скважин: составление рабочего проекта, обеспечение траектории ствола, промывочные жидкости, крепление, геофизические работы, поставку оборудования и материалов, вплоть до строительства скважин «под ключ».

Сегодня компания располагает большим парком оборудования, телесистем, забойных двигателей, вырезающих устройств для обсадных колонн и другим специальным оборудованием. Производственные возможности компании позволяют одновременно вести работы на 15 скважинах. Срок объектах мобилизации в любой регион страны – от 3 до 14 дней. Все объекты работ охвачены спутниковой или мобильной связью.

При тесном сотрудничестве ООО «ТехИнформСервис», ЗАО «Первая национальная буровая компания», «Иждрил», «Удол», «Исот» и оборонных заводов Удмуртской Республики разработаны, изготавливаются и внедряются:

- мобильные буровые установки грузоподъёмностью 125, 160, 200 т.
- насосные агрегаты мощностью 310 и 650 л.с.;
- установка буровая для бестраншейной прокладки трубопроводов;
- буровые долота РС и РДС размером от 112 до 295 мм, керноотборные буровые головки (РДС), которые обеспечивают вынос керна на 92–100 %;
- оборудование для приготовления и очистки буровых растворов конкурентно-способное с западными образцами, но на 20% дешевле;
- телеметрические системы МСТ-45 и МСТ-45 ГК;
- керноотборный снаряд, предназначенный для отбора керна в горизонтальных скважинах и работающий на валу винтового двигателя.

Несмотря на определенные достижения в этой области науки и техники, до настоящего времени ещё не решены многие насущные вопросы.

К сожалению, отечественная промышленность сегодня мало выпускает надежного геофизического оборудования, а также отсутствуют стандарты по интерпретации геофизических данных в горизонтальных интервалах. Поэтому сотрудничество и в этом направлении с западными фирмами представляет большой интерес. Одной из не решенных в достаточной мере проблем является доставка приборов на забой скважины. В настоящее время это возможно осуществить лишь при помощи гибких труб, с помощью которых производится и эксплуатационный каротаж в скважине для определения приточных по нефти и воде интервалов пласта. Большой опыт в проведении подобных исследований имеет мировой лидер в производстве геофизической аппаратуры – французская фирма «Шлюмберже». Очевидно, до разработки современного отечественного оборудования придется закупать комплекты геофизической аппаратуры и стандарты интерпретации в этой фирме.

Следует отметить, что осталась ещё не до конца решённой немаловажная проблема, касающаяся бурового инструмента, а именно производство легкосплавных бурильных труб. Анализ применяемых технологий и технических средств в России и за рубежом, проведенный В. С. Басович, Г. М. Файн, М. Я. Гольфгат (ЗАО «Акватик»), и достигнутые при этом результаты позволяют сделать выводы о рациональной компоновки бурильной колонны как решающем факторе, влияющем на эффективность проводки горизонтальных скважин большой протяженности. Основным ограничением при бурении горизонтальных скважин являются силы сопротивления (трения) на перемещение и вращение бурильной колонны и приводят к потере её продольной устойчивости при сжатии в процессе спуска инструмента и доведения осевой нагрузки на долото. Силы сопротивления в основном формируются прижимающей нагрузкой элементов бурильной колонны к стенке скважины, которая зависит от составляющей собственного веса колонны с учётом его облегчения в буровом растворе. По этому показателю наибольший эффект достигается при применении легкосплавных бурильных труб (ЛБТ), которые легче стальных труб близкой геометрии почти в три раза и имеют существенно больший коэффициент облегчения в буровом растворе.

Уже настала необходимость создания многофункционального комплекса по бурению горизонтальных скважин с протяжённостью ствола до нескольких километров.

Как утверждают В. Ф. Буслаев Н. Д. Цхадая, Н. М. Уляшева и др. в сборнике трудов 9-й Международной конференции «Строительство

горизонтальных скважин», Москва, 2005, применение таких систем значительно упростит и сделает более эффективным геолого-разведочные работы и разработку месторождений в целом, позволит значительно увеличить производительность скважин, что особенно актуально при разработке «рассеянных» нерентабельных запасов. Назначение комплекса – обеспечение максимальной концентрации хозяйственной деятельности на кустах скважин при поиске, разведке и транспорте углеводородов в радиусе до 15000 м при глубине заложения горизонтального ствола до 1000 м.

Наклонное положение бурового ствола по сравнению с вертикальным позволяет уменьшить нагрузочные характеристики буровой установки, увеличение длины свечей с 25–36 м до 100–500 м позволитратно сократить время спуска подъёмных операций.

Возможность охвата разведкой, разработкой и транспортом значительных территорий, не подвергая их технологическому воздействию, особенно актуальна для труднодоступных районов. К таким месторождениям в первую очередь следует отнести заболоченные месторождения Западной Сибири, где на грунтовую отсыпку для строительства групповых скважин затрачиваются огромные средства.

На основе обобщения результатов эксплуатации горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола до 300–500 м обеспечивается сокращение фонда скважин в 2–3 раза. Это подтверждено на многих месторождениях отрасли: НШУ «Яреганефть», ОАО «Коминнефть», ОАО «Сургутнефть», НК «Башнефть», НК «Татнефть и др.

Немаловажную роль в деле строительства горизонтальных скважин играет система очистки бурового раствора от выбуренного шлама. Используемые ранее для этой цели шламовые амбары-накопители не только не справлялись в полной мере с возложенными на них функциями, но и не соответствовали экологическим нормам охраны окружающей среды. В последнее время для бурения скважин стали применяться более совершенные мобильные установки по очистке бурового раствора, основанные на использовании фильтрующих элементов.

Наиболее совершенной системой очистки бурового раствора, на наш взгляд, является система очистки с использованием центробежного полнопоточного фильтра, разработанная компанией ООО Научно-исследовательский центр «Практика» Удмуртского регионального центра инженерных проблем стабильности и конверсии Российской инженерной академии.

Специализируясь в области буровой техники, она разработала агрегат по очистки буровых растворов при бурении скважин. Простота конструкции и относительно небольшие габаритные размеры делают его мобильным. Один полнопоточный фильтр заменяет собой традиционную схему очистки бурового раствора с тремя ступенями:

- вибросито;
- пескоотделитель;
- илоотделитель.

Конструкция установки центробежного полнопоточного фильтра может производить очистку бурового раствора любой плотности, что обуславливается типом электродвигателя активатора и типом преобразователя частоты в проточном режиме, где скорости ввода и вывода равны. Более полную информацию об установке можно найти в статье Н. А. Михеева (сборник докладов 9-й Международной конференции по разработке нефтяных месторождений горизонтальными скважинами (г. Ижевск, 2–3 ноября 2004 г.)).

Главным инструментом в комплекте оборудования для проводки наклонно направленных скважин, горизонтальных скважин и скважин с боковыми горизонтальными стволами является бурильное долото. От его конструкции, качества изготовления, прочностных характеристик зависит не только скорость проходки скважины, но и все экономические показатели строительства скважины. Сегодня нефтяникам Удмуртии есть чем гордиться, поскольку в области создания и применения бурового инструмента им удалось выйти на передовые позиции. Созданные буровые долота в СП «УДОЛ» (Удмуртское долото) конкурентно с лучшими образцами зарубежных фирм.

На сегодняшний день предприятие «УДОЛ» может предложить заказчикам долота на уровне мировых стандартов для любых типов скважин, любых уровней бурения, причём по ценам российского производителя.

Основным направлением деятельности СП «УДОЛ» является производство буровых долот, армированных синтетическими алмазами, для бурения вертикальных, наклонно направленных, горизонтальных, а также боковых горизонтальных стволов нефтяных и газовых скважин.

Постоянная связь с производителями (потребителями) даёт возможность СП «УДОЛ» отлаживать отработку долот и вносить изменения в их конструкцию для максимального выполнения требований, предъявляемых потребителем.

Ниже приводится ряд конструкций высокопрочных долот, применяемых для проводки горизонтальных стволов скважин.

Лопастные долота РДС

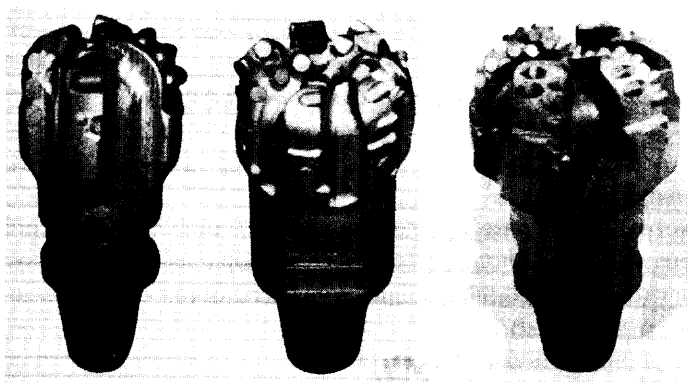


Рис. 3.6. Лопастное долото РДС

Обладая 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 ремонтнопригодности. 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
У123 ST-45	Удмуртия	1470 м	234 м	78 ч	3,00 м/ч	1 день
У 23 ST-45	Лянтор	2500 м	1982 м	256 ч	7,74 м/ч	12 дней
У 144,4ST-45	Удмуртия	1600 м	905 м	316 ч	2,86 м/ч	10 дней
У 63,5 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.

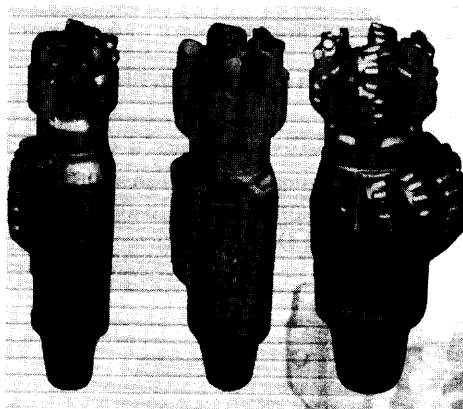


Рис. 3.7. Бицентричные долота «Speed Reamer»

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
✓ 114X132 SR-544	Удмуртия	2090 м	378 м	288 ч	1,31 м/ч	1 день
✓ 120,6X142,8 SR-544	Беларусь	2540 м	331 м	440 ч	0,75 м/ч	3 дня
✓ 120,6X142,8 SR-544	Лянтор	2170 м	1575 м	644 ч	2,45 м/ч	10 дней
✓ 144X160 SR-544	Удмуртия	1630 м	1545 м	443 ч	3,49 м/ч	8 дней
✓ 215,9X240 SR-546	Самарская 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 крутящим моментом. Обладая повышенной работоспособностью и лучшей управляемостью, долото «Speed Drill» достигает рекордные показатели как по проходке за долбление, так и по механической скорости бурения.

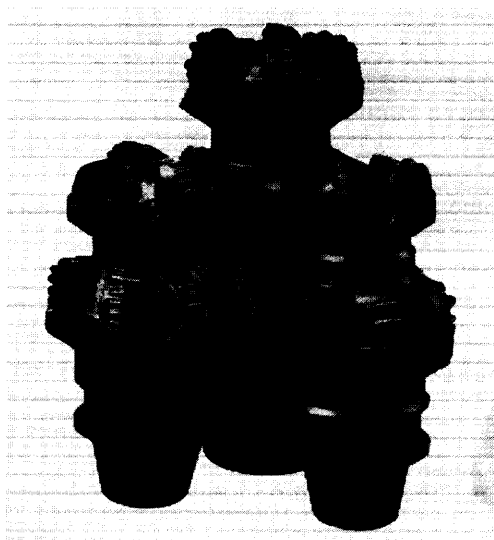


Рис. 3.8. «Speed Drill»

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

ние, 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 и 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. 3.9. 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 от попадания жидкости в керноприёмную часть, сохраняя керн от размыва, обеспечивая при этом качественную очистку и охлаждение инструмента, а также 100 % вынос керна.



Рис. 3.10. Долота РДС для отбора керна

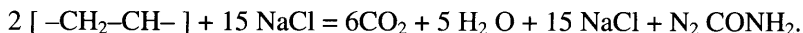
Техническую характеристику смотрите ниже.

ТИПОРАЗМЕР ДОЛОТА	РАЙОН ПРИ- МЕНЕНИЯ	ГЛУБИНА БУРЕНИЯ	ПРО- ХОДКА	ВРЕМЯ БУРЕНИЯ	МЕХАНИЧЕ- СКАЯ СКО- РОСТЬ	ЭКОНОМИ- ЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ
У 157,1/67 ST-47C	Астрахань	5240 м	38 м	30 ч	1,27 м/ч	88 %
У212,7/80ST-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 %
У212,7/80 ST-45C	Сургут	2400 м	217 м	66 ч	3,30 м/ч	82 %
у212,7/100ST-47C	Коми	845 м	178 м	132 ч	1,35 м/ч	96 %

Технология обработки горизонтального ствола скважины, вскрытого на полимералюминатном карбонатном растворе

Вначале хотелось бы обратить внимание на традиционно используемую терминологию применительно к вертикальным скважинам, а именно «обработка призабойной зоны скважины», механически перенесенную и для горизонтальных скважин. Поскольку объектом интенсификации дебита в горизонтальных скважинах является горизонтальная часть ствола, протяженность которой достигает нескольких сот метров, то правильнее было бы называть обработкой прискважинной зоны горизонтального участка ствола, а не ОПЗ. Тем не менее живучесть укоренившейся терминологии настолько велика, что до настоящего времени в научно-технической литературе пользуются старой терминологией, наделив значение этого термина более широким понятием. В данной книге также встречаются сокращения ОПЗ, ПЗП применительно к горизонтальным скважинам. На наш взгляд, понимание сути для специалистов от этого не изменится.

Во время первичного вскрытия продуктивных пластов на полимералюминатном карбонатном растворе происходит отфильтровывание молекул полимера (полиакриламида) и его адсорбция на поверхности карбонатных пород. Проводить разрушение образовавшейся пленки на поверхности пород кислотным раствором нецелесообразно из-за малой эффективности. Поэтому для разрушения кольматационного слоя используется метод, основанный на применении сильных окислителей, например гипохлорита натрия и кальция. Взаимодействие гипохлоритов с полиакриламидом происходит по следующей схеме:



Конечными продуктами окисления полиакриламида являются вода, углекислый газ и азот.

Для восстановления проницаемости пород горизонтального участка скважины первый этап обработки включает в себя:

- химическое разложение полимерной составляющей бурового раствора путем воздействия на нее раствором гипохлорита натрия;
- вымыв продуктов реакции и частично карбонатных составляющих обратной нефтекислотной эмульсией;
- промывку ствола скважины минерализованной водой на шаблящих режимах (без существенного перепада давления на пласт).

Когда первичное вскрытие продуктивного пласта производится на глинистом растворе, то первым этапом обработки должна стать разглинизация стенок ствола скважины, прошедшего по продуктивному пласту. Природные глины включают множество глинистых минералов, состоящих в основном из двух структурных единиц – кремнекислородного тетраэдра и алюминиевокислородного октаэдра. В первом случае атом кремния окружен четырьмя атомами кислорода, во втором – атом алюминия 8-ю атомами кислорода. В результате изоморфного замещения атома кремния и алюминия на катионы более низкой валентности сложная кристаллическая решетка глинистых минералов приобретает отрицательный заряд. Его компенсация происходит катионами, располагающимися в межплоскостном пространстве. Сила взаимодействия этих катионов с решеткой глинистых минералов обуславливает такие свойства глин, как пластичное набухание, способность к диспергированию и т. д. При контакте с водным раствором соли происходит обменная реакция, приводящая к замещению катионов глины на катионы, находящиеся в растворе. В результате такого обмена ослабляется связь между отдельными чешуйками глин и, вследствие электростатического отталкивания, происходит увеличение объема глины (набухание). При соответствующем подборе обменных катионов можно обеспечить такое уменьшение межплоскостных связей, что отдельные чешуйки глины начнут самопроизвольно переходить в контактирующий с ними раствор. Обеспечение такой дезагрегации (пептизации) глины и является целью предлагаемой реагентной обработки, т. к. после перехода глинистых компонентов в раствор удаление их уже не представляет особых сложностей.

Для достижения этой цели применяют бикарбонат натрия.

Бикарбонат натрия (NaHCO_3) является кислой солью угольной кислоты. Выпускается промышленностью в виде так называемой «питьевой соды». Бикарбонат натрия может быть получен также и как промежуточный продукт при производстве кальцинированной соды (Na_2CO_3). Технический бикарбонат натрия содержит до 20% влаги и небольшие добавки некоторых солей. Для приготовления необходимых растворов можно использовать оба продукта.

Разглинизация пород продуктивного пласта производится по варианту кислотных ванн. При открытой затрубной задвижке закачивается в горизонтальную часть ствола раствор бикарбоната натрия и выдерживается в течение 16 часов. Затем скважину промывают обычным способом.

Перед осуществлением второго этапа обработки проводятся исследования горизонтального участка ствола скважины на наличие зон поглощения и проявления. Данные исследования позволяют наметить конкретные геолого-технические мероприятия. Непременным условием для

проведения глубинных исследований и последующего этапа обработки является возможность спуска геофизических приборов и насосно-компрессорных труб до забоя скважины. Следует обратить внимание на принципиальные отличия последовательности (направления) обработки ствола, которое должно начинаться от забоя скважины. Это правило должно выдерживаться при любых кислотных обработках (общие кислотные, поинтервальные, поинтервально-направленные и т. д.).

Общие кислотные обработки

Применяются для обработки всего открытого ствола горизонтальной скважины при малоотличающейся проницаемости по его длине. Для создания благоприятных условий реакции кислоты с породой, т. е. наиболее равномерного распределения кислотного раствора по длине горизонтального участка можно рекомендовать применение комплекта насосно-компрессорных труб с перфорированной нижней частью на длину обрабатываемого интервала. Причем плотность перфорации и диаметры отверстий увеличиваются по направлению к забою скважины. Параметры перфорированной трубы рассчитываются в зависимости от гидравлического сопротивления при заданном расходе закачиваемого раствора. Трубы спускаются до забоя скважины, затем при открытой затрубной задвижке на устье скважины скважинная жидкость из насосно-компрессорных труб вытесняется раствором кислоты, которая доводится до забоя скважины. Все остальное ничем не отличается от кислотных обработок вертикальных скважин.

Стимулирование структурных нарушений ПЗП горизонтальной скважины

Основной целью горизонтального бурения является обеспечение пересечения ствола скважины с естественными трещинами. Но, наряду с тем, что эти трещины являются потенциальными проводниками для добычи нефти и газа, они также представляют собой и возможные интервалы поглощения бурового раствора во время бурения, вызывая его глубокое проникновение в пласт. Нарушения проницаемости скелета породы могут усугубляться в горизонтальных скважинах потому, что при их бурении предпочтительнее образуется более мелкий шлам, который легче колюматрирует проницаемые зоны пласта. Эти проницаемые зоны очищаются проведением специальных мероприятий по очистке,

равно как и связанные с ними вторичные трещины. Восстанавливается первоначальная проницаемость скелета породы посредством закачки кислоты или других растворителей под давлением ниже давления гидроразрыва пласта.

Поскольку горизонтальные скважины пересекают протяженные интервалы продуктивных пластов, очистная обработка может потребовать больших объемов химреагентов. Стоимость химреагентов при этом становится недопустимо высокой, если стимулирующие флюиды полностью поглощаются в нескольких проницаемых каналах и сообщающихся трещинах, ведущих в нежелательные области пласта, содержащие газ или воду. Этому явлению избегают, используя изолирующие агенты, такие как бензойная кислота, восковые бусины, пену или микроскопические растворимые в нефти (в масле) волокна. Они временно блокируют проницаемые зоны во время обработки, но растворяются и восстанавливают проницаемость, как только возобновляется добыча нефти. Нерастворимые изолирующие агенты, такие как шариковые изоляторы, в этом случае не рекомендуются, поскольку они могут остаться в горизонтальном участке пласта обработки и даже после пуска скважины в эксплуатацию, вынуждая впоследствии проведение ремонтных работ.

При заканчивании обсаженных или перфорированных скважин кислоту можно закачать на точную глубину через гибкие трубы путем проведения селективной обработки пласта. Для этого применяют специальное оборудование, в котором предусмотрена возможность закачки кислоты между двумя раздувными пакерами (см. рис. 3.11).

Прибор находится на инжекторном отверстии между двумя гидравлическими пакерами. Циркуляционный клапан, расположенный над прибором, устраняет необходимость закачки больших объемов скважинного флюида в пласт до начала подачи кислоты. Для более эффективного использования кислоты гибкие трубы можно протолкнуть до забоя скважины и медленно вытаскивать обратно во время закачки кислоты и декольматирующих добавок.

При заканчивании скважин открытым стволом или прорезным хвостовиком, не обеспечивающими локальной изоляции, рекомендуется закачивать кислоту через гибкие трубы, которые уже спущены в ствол до забоя скважины. Во время закачки гибкие трубы медленно поднимаются, а изолирующие агенты внедряются в пласт через каждые 15–30 м, чтобы изолировать уже очищенный участок скважины. Скорость подъема гибких труб зависит от скорости закачки, проницаемости коллектора и скин-эффекта и, кроме того, требуемого радиуса очистки.

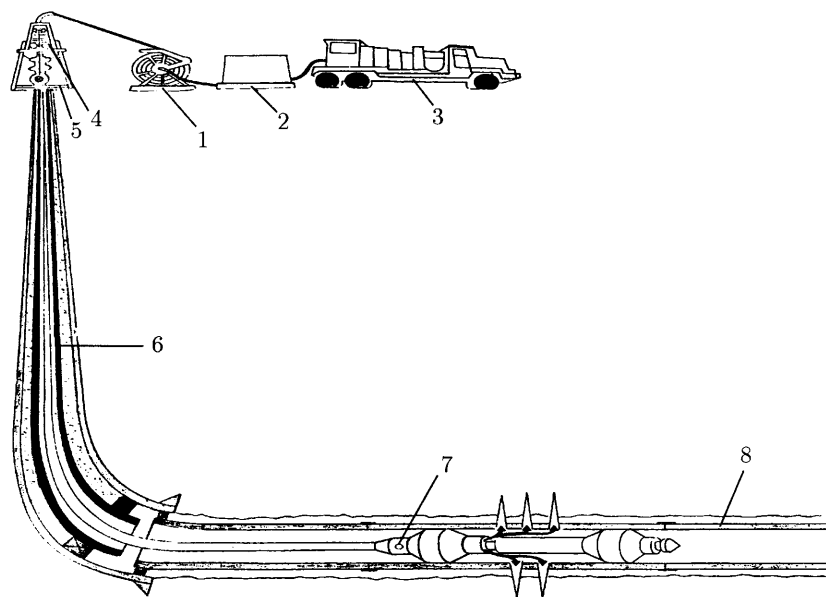


Рис. 3.11. Кислотная обработка скелета породы с помощью системы селективной обработки пластов: 1) барабан с гибкими трубами; 2) емкость с жидкостью для обработки породы; 3) каротажный модуль; 4) головка инжектора; 5) противовыбросовые превенеры; 6) гибкие трубы; 7) циркуляционный клапан; 8) хвостовик

Поинтервальные кислотные обработки

Наиболее предпочтительными, на наш взгляд, являются два варианта поинтервальной обработки открытого горизонтального ствола скважины.

Первый основан на применении специальных гидравлических пакеров, разобщающих обрабатываемый интервал пласта; второй – на использовании вязкоупругих составов, играющих роль разобщителя.

Технология поинтервальной обработки заданного горизонтального участка пласта с использованием гидравлических резиновых пакеров основывается на включении их в компоновку спускаемых в скважину НКТ. При закачке кислоты одновременно происходит распаковка за счет создаваемого давления и обработка пласта соляной ки-

слотой через перфорированную трубу, расположенную между двумя пакерами.

Принципиальная схема последовательности осуществления технологических операций кислотной обработки горизонтального ствола скважины с использованием гидравлических пакеров представлена на рис. 3.12.

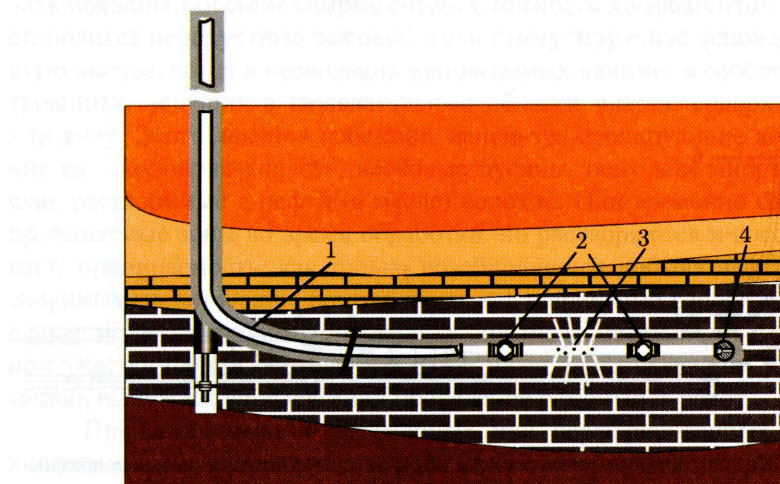


Рис. 3.12. Технологическая схема проведения поинтервальных ОПЗ: 1 – гибкая труба; 2 – гидравлические надувные пакера; 3 – перфорированный участок трубы; 4 – клапанное устройство

По второму варианту технология поинтервальной (избирательной) обработки осуществляется в следующей последовательности. После предварительных исследований намечаются интервалы обрабатываемых участков. В скважину спускают колонну НКТ таким образом, чтобы башмак колонны находился на расстоянии 20–30 метров от дальнего конца первого (начиная с забоя) выбранного участка горизонтального ствола, предназначенного для обработки (рис. 3.13, а).

Затем проводят закачку в горизонтальную часть ствола разделительной жидкости, обладающей низкой проницаемостью по отношению к продуктивному коллектору. В качестве такой жидкости может быть использована стабильная нефтекислотная эмульсия, вязкая дегазированная нефть, вязкие растворы полимеров (КМЦ) и других химических реагентов (рис. 3.13, б). Поднимают часть колонны НКТ и устанавли-

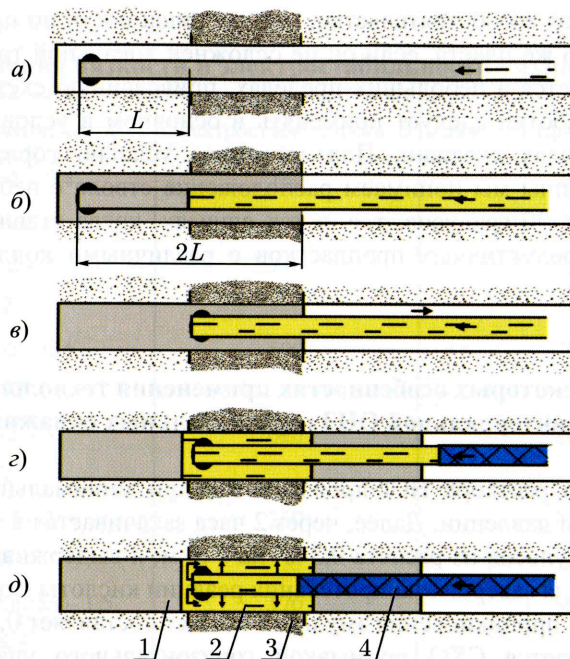


Рис. 3.13. Последовательность осуществления технологических операций при избирательной ОПЗ: 1 – вязкоупругая жидкость; 2 – соляная кислота; 3 – обрабатываемый интервал; 4 – продавочная жидкость

вают башмак-центратор в дальний конец обрабатываемого интервала (рис. 3.13, а). Далее при открытой задвижке на затрубном пространстве закачивают в НКТ расчетный объем соляной кислоты, продавливают его обратной нефтекислотной эмульсией в горизонтальную часть ствола до верхней границы обрабатываемого интервала (рис. 3.13, б). После закрывания задвижки на затрубном пространстве создают избыточное давление, достаточное для продавки кислотного раствора в пласт (рис. 3.13, в). Существующий во время ОПЗ перепад давления в затрубном пространстве способствует изоляции трещин пород в горизонтальном интервале, вдавливая в них разделительную высоковязкую жидкость.

Кислотный раствор выдерживается в пласте в течение 16 часов для протекания реакции. Все остальное проводится по традиционной схеме кислотных обработок. В такой же последовательности обрабатываются другие интервалы.

Учитывая то обстоятельство, что проницаемость по простиранию одного и того же пласта, если он не осложнен локальной трещиноватостью, изменяется в небольших пределах, приведенную схему поинтервальной обработки следует применять в основном в условно горизонтальных стволах скважин. Под термином условно горизонтального ствола скважины мы понимаем расположение ствола с небольшим отклонением от 90 градусов, т. е. в тех случаях, когда ствол пересекает несколько продуктивных пропластков с различными коллекторскими свойствами.

О некоторых особенностях применения технологии поинтервальной ОПЗ горизонтальных скважин

Закачка раствора HCl производится при минимальной скорости и избыточном давлении. Далее, через 2 часа закачивается в пласт нефтекислотная эмульсия из расчета $0,3 \text{ м}^3$ на 1 п. м. и выдерживается в течение 6 часов для завершения протекания реакции кислоты с породой. При этом глубина проникновения эмульсии в пласт составляет $0,3 \dots 0,5 \text{ м}$.

Завершается СКО промывкой горизонтального участка ствола пластовой водой в объеме $1,1 \dots 1,3$ объема ствола скважины.

В табл. 3.6 приведены составы разработанных нефтекислотных эмульсий, вязкостью которых необходимо варьировать в зависимости от коллекторских свойств и приемистости скважины.

Для проведения расчетов в операциях СКО в горизонтальных скважинах необходимо располагать значениями скорости растворения породы продуктивного пласта в зависимости от концентрации кислоты и времени ее закачки в скважину. Для обработок используется $8 \dots 20\%$ -ная концентрация HCl.

В общем случае скорость растворения породы под воздействием кислоты описывается формулой:

$$v = A \cdot C_{\text{HCl}} \cdot T^{-K},$$

где v – скорость растворения породы продуктивного пласта, $\text{кг/м}^3 \cdot \text{час}$; C_{HCl} – концентрация кислоты, %; T – время закачки кислоты, час; K – коэффициент активности кислоты; A – коэффициент пропорциональности.

Таблица 3.6

Значения вязкости и электростабильности эмульсий

Состав эмульсии, вес %	Электростабильность, В	Вязкость при 20 °С, мПа·с
Нефть – 25, ЭС-2 – 0,4, водная фаза – 74,6	160	470
Нефть – 25, ЭС-2 – 3, водная фаза – 72	210	150
Нефть – 75, ЭС-2 – 0,4, водная фаза – 24,6	500	70
Нефть – 75, ЭС-2 – 3, водная фаза – 22	620	160
Нефть – 50, ЭС-2 – 2, водная фаза – 48	260	250
Нефть – 50, эмультал – 1,5, водная фаза – 48,5	170	560
Нефть – 50, эмультал – 2,5, водная фаза – 47,5	220	210

Примечание: электростабильность эмульсии измеряется в вольтах по прибору ИГЭР-1.

Зависимости скорости растворения карбонатного керна от концентрации соляной кислоты представлена на рис. 3.14.

Коэффициент пропорциональности «А» составляет:

для $HC1 = 8\% - 1,167,$
 $HC1 = 12\% - 1,322,$
 $HC1 = 20\% - 1,172.$

Коэффициенты активности «К» соляной кислоты приняты по результатам лабораторных исследований и для 8, 12 и 20% соляной кислоты составляют соответственно 0,8106; –0,9762; –1,0769.

Для других концентраций все коэффициенты могут быть найдены методом экстраполяции.

Рассчитанное время закачки кислотного раствора при проведении соляно-кислотой обработки представлено в табл. 3.7.

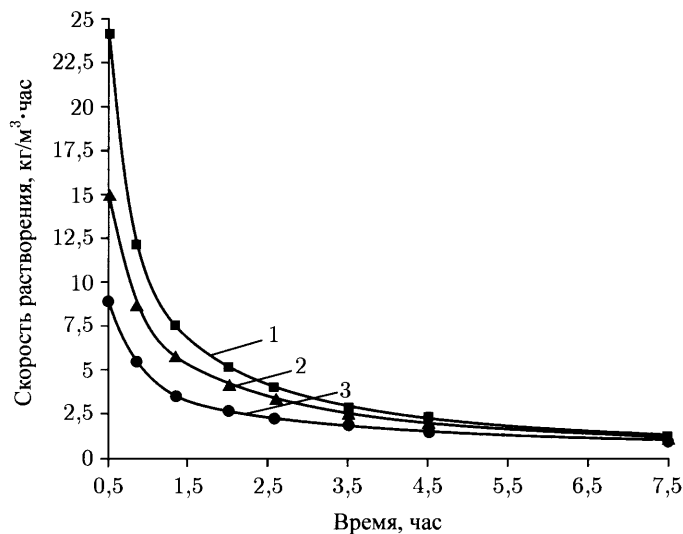


Рис. 3.14. Зависимости скорости растворения карбонатной породы от концентрации соляной кислоты:

$$\begin{aligned}
 1 - 20\% \text{ HCl}, \quad v &= 1,172 \cdot 20T^{-1,0769}; \\
 2 - 12\% \text{ HCl}, \quad v &= 1,322 \cdot 12T^{-0,9762}; \\
 3 - 8\% \text{ HCl}, \quad v &= 1,167 \cdot 8T^{-0,8106}
 \end{aligned}$$

Таблица 3.7

Время заправки кислоты, ч	Скорость растворения породы, кг/м³·ч, при воздействии соляной кислотой с концентрацией, %		
	8	12	20
0,5	9500	15700	22300
1	6100	10500	13700
1,5	3800	6600	9300
2	2900	3600	4800
2,5	2400	2800	3500
3	2000	2300	2800
3,5	1800	2100	2500
4	1600	1900	2200
4,5	1500	1800	2000
5		1600	1900
5,5		1550	1800
6		1500	1700
6,5			1600
7			1550

Для достижения одной и той же величины полноты растворения карбонатной породы растворами соляной кислоты различной концентрации требуется различное время. Так, закачку соляной кислоты 8 % концентрации необходимо осуществить за 4,5 часа, 12 % – за 6 часов, а 20 % – за 7,5 часа (при высоких концентрациях HCl ее растворяющая способность CaCO₃ снижается).

В табл. 3.8 приведены результаты проведения ОПЗ по описанной технологии в скважинах ОАО «Удмуртнефть».

Таблица 3.8

**Эффективность проведения обработок призабойной зоны
в горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных
стволах (нарастающий итог)**

Год проведения ОПЗ	Кол-во обработок	Дополнительная добыча, т		Продолжительность эффекта, сут		Удельный эффект, т/сут.
		На одну обработку	Суммарная	Одной обработки	Суммарная	
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ (ГС)						
1994	1	30	30	16	16	1,9
1995	7	186	1302	76	532	2,4
1996	8	420	3356	117	933	3,6
1997	23	659	15161	118	2709	5,6
1998	42	1166	48958	189	7939	6,2
1999	46	1586	72959	273	12554	5,8
2000	54	1891	102104	309	16668	6,1
2001	69	1727	119145	299	20604	5,8
БОКОВЫЕ СТОЛЫ (БГС)						
1997	7	71	498	55	382	1,3
1998	27	499	13466	144	3878	3,5
1999	34	904	30727	252	8570	3,6
2000	67	846	56683	225	15050	3,8
2001	98	940	92150	354	34723	2,7
ВСЕГО ПО ГС И БГС						
ИТОГО	167	1265	211295	331	55327	3,8

При изоляции водопритоков в горизонтальных или наклонных стволах добывающих скважин возникают трудности обработки значительных по длине обводнившихся интервалов. Традиционные подходы к решению данной проблемы дают нестабильные результаты по изоляции водопритоков. В разработанной технологии решается задача качественной изоляции водопритоков в горизонтальных или наклонных стволах добывающих скважин.

Перед проведением операций весьма полезно заполнить дальний продуктивный интервал скважины кислотой, провести технологическую выдержку в режиме кислотной ванны и продавить кислоту в пласт. Таким образом увеличивают проницаемость призабойной зоны продуктивных интервалов. В дальнейшем переходят к изоляции водопритоков, расположенных в срединной зоне горизонтальных или наклонных стволов добывающих скважин. Спускают в скважину колонну насосно-компрессорных труб, располагая перо у дальнего конца источника водопритока. Проводят закачку в пласт гелеобразующего раствора полиакриламида с отвердителем. Продавку гелеобразующего раствора в пласт осуществляют водой повышенной плотности. Затем проводят закачку с продавкой в пласт раствора кислоты. Закачку в пласт раствора кислоты также осуществляют водой повышенной плотности. Как правило, давление закачки раствора кислоты меньше давления продавки гелеобразующего раствора полиакриламида. Операции закачки в пласт гелеобразующего раствора полиакриламида и раствора кислоты повторяют до повышения давления продавки кислоты до давления продавки гелеобразующего раствора полиакриламида. После этого считают, что обрабатываемый участок обводненного интервала пласта насыщен гелеобразующим раствором полиакриламида. Поднимают колонну насосно-компрессорных труб на 2–3 м и повторяют операции. Затем опять поднимают колонну насосно-компрессорных труб на 2–3 м и вновь повторяют операции, добиваясь изоляции всего интервала водопритоков. Проводят технологическую выдержку для схватывания и отверждения геля полиакриламида в пласте. Спускают колонну насосно-компрессорных труб до забоя скважины и промывают скважину углеводородной жидкостью от остатков растворов. Затем поднимают колонну насосно-компрессорных труб на необходимую по условиям эксплуатации скважины высоту и вызывают приток.

В качестве гелеобразующего раствора полиакриламида используют 0,5–0,7 %-ный водный раствор полиакриламида со сшивателем – хромкалиевыми квасцами. В качестве раствора кислоты используют 10–15 %-ный раствор соляной кислоты или ее смесь с плавиковой кислотой. Для продавки в пласт используют воду повышенной плотности, например, солевые растворы. Плотность воды определяется глубиной скважины, пластовым давлением и другими параметрами. Технологическую выдержку проводят в течение времени, достаточного для образования геля, как правило, в течение 10–12 ч. Объемы закачки гелеобразующего раствора полиакриламида и раствора кислоты назначают как (4–6):1 соответственно.

Повышение производительности скважин методом кавернообразования

Метод кавернообразования на забоях вертикальных скважин нашел достаточно большое применение на месторождениях Предуралья и Среднего Поволжья. Эффективность метода не подлежит сомнению. Его можно с успехом применять и для интенсификации добычи нефти в горизонтальных скважинах, причем возможности при этом значительно возрастают. Учитывая достаточно большую протяженность горизонтальной части ствола скважины, каверны могут быть образованы в различных интервалах. При этом должны быть соблюдены определенные требования как по выбору мест кавернообразования, так и последовательности обработки. Наилучшие результаты этот метод может дать при хорошо изученной горизонтальной части ствола скважины, а именно: изменения проницаемости по простиранию, поинтервальной дифференциации зон притока жидкости, в том числе процентного соотношения нефти и воды, характера обводнения по результатам измерения химического состава и плотности воды и др. Последовательность кавернообразования может также зависеть от системы разработки с использованием закачки воды в пласт. Так, например, образование каверн-накопителей в горизонтальной части стягивающего ряда рекомендуется проводить последовательно в середине и начале ствола, а затем между соседними на равном удалении. После снижения производительности скважин до предыдущей первоначальной величины создают новую каверну-накопитель. В результате образуется равномерная обработка участков горизонтального ствола, способствующая выравниванию фронта вытеснения и увеличению нефтеотдачи пласта. Метод последовательного равномерного формирования каверн-накопителей может быть использован и при отсутствии существенных отличий проницаемости пород по открытому стволу скважины, а также при недостаточной информации о поинтервальных притоках вдоль ствола скважины. При наличии же такой информации выбор мест образования каверн-накопителей устанавливается более точно.

Использование этого метода дает возможность оптимизировать приток жидкости по всему горизонтальному участку ствола скважины. Участки горизонтального ствола, близко расположенные к газоносным зонам, зонам водопритокков, а также подошвенным водам, исключаются для какого-либо воздействия кислотных растворов. Для образования каверн-накопителей могут быть использованы практически те же схемы компоновки подземного оборудования и вязкоупругие смеси, что и при поинтервальных кислотных обработках. В то же время может быть использована беспакерная схема обработки. Эта схема отличается не

только простотой осуществления процесса образования каверн, но и позволяет в мягком режиме обрабатывать кислотным раствором весь горизонтальный участок открытого ствола. Одна из схем такой обработки показана на рис. 3.15.

Эффективность ОПЗ горизонтальных скважин различными методами приведена в табл. 3.8.

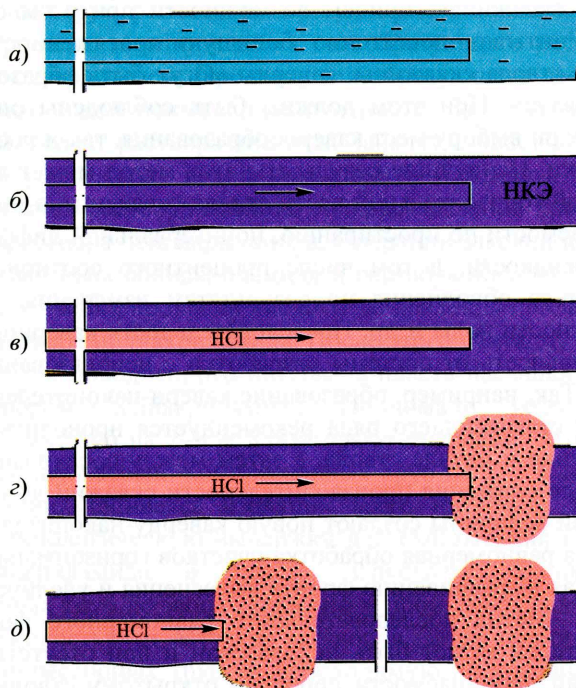


Рис. 3.15. Последовательность технологических приемов по формированию каверн-накопителей в горизонтальной части ствола: *а* – спуск гибкой колонны труб в скважину; *б* – заполнение горизонтального участка ствола вязкой нефтекислотной эмульсией; *в* – заполнение колонны труб раствором соляной кислоты; *г* – образование каверны в породах пласта; *д* – образование второй каверны.

По состоянию на май 1999 года на скважинах с горизонтальными стволами проведено 43 обработки. Средний дебит на них до обработки был равен 7,7 т/сут, после обработки – 13,6 т/сут. Средняя обводненность до и после обработки соответственно равны 13,3 % и 16,2 %.

Эффективность ОПЗ горизонтальных скважин

Данные по эксплуатации ГС Мишкинского месторождения приведены в табл. 3.9

Таблица 3.9

Параметры	Номера скважин							
	442	441	418	427	436	424	435	443
Глубина залегания, м	1505	1545	1548	1500	1521	1533	1484	1492
Нефтенасыщенная толщина пласта, м/количество пропластков	18,0/1	18,0/1	15/1	14,2/1	14,2/1	12,5/1	15/1	15/1
Пористость, %	15	12,4	12,41	14,7	14,0	14,7	14,7	13,2
Проницаемость, мкм ²	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235
Вязкость нефти, мПа·с	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3	78,3
Длина горизонтального ствола, м	178	130	131	200	160	215	260	236
Вскрытая нефтенасыщенная часть ствола, м	178	130	116,6	199,6	160	215	254,6	232
Дата ввода в эксплуатацию	24.12.92	21.07.94	29.08.94	01.10.95	16.11.95	01.05.96	15.02.97	31.01.96
Способ эксплуатации	НГН	НГН	НГН	НГН	ЭЦН	УЭДН	НГН	ЭЦН
Средний дебит по вертикальным скважинам, т/сут	По прилегающим скважинам							
– нефти	1,7	3,6	1,4	1,3	1,7	1,1	1,4	1,1
Динамический уровень, м	681	692	670	827	608	600	690	733
Обводненность, %	81,8	43,3	75,4	71,2	77,6	92,4	85,5	87,6
Начальный дебит ГС по нефти, т/сут	11,6	12,6	8,0	19,5	61,1	8,9	12,8	34
Обводненность, %	6,5	15,2	0	4,9	16,9	3,8	8,9	20,9
Текущий дебит ГС по нефти, т/сут	5,7	8,0	2,8	45,8	45	7,7	15,3	31
Динамический уровень, м	647	858	832	370	125	535	637	508
Обводненность, %	59,0	0	6	27	30	4	23,0	12
Эффективность, т/сут	+4,0	+4,4	+1,4	+44,5	+43,3	+6,6	+13,9	+29,9
Дебит нефти, т/сут, приведенный к дебиту вертикальных скважин	6,0	6,5	2,3	102,4	218,9	8,6	38,7	44,7

Выполненными технико-экономическими расчетами подтверждена экономическая и технологическая эффективность предложенной системы разработки на Мишкинском месторождении. Дополнительная добыча нефти оценивается в 1,5 млн т, увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) на 2,9 %. Анализ работы пробуренных горизонтальных скважин показывает, что дебиты устойчивы, прогрессирующего обводнения не отмечено.

Высокие результаты получены по горизонтальным скважинам 436 и 427, пробуренным в южной переклиальной части структуры.

При освоении скважин получены фонтаны нефти более 60 т/сут. при средних текущих дебитах около 4 т/сут. Начальный дебит по нефти в среднем составляет 25,5 т/сут. при средней обводненности 16,4 %. За весь период разбуривания черепетской залежи системой вертикальных скважин дебит нефти не превысил 3,5–4 т/сут. Таким образом, начальный дебит по горизонтальным скважинам более чем в 7 раз превышает дебит по вертикальным. Текущий дебит составляет 15,7 т/сут. при обводненности 24,1 %, по окружающим вертикальным – соответственно 2,8 т/сут. и 75,6 %. Иными словами, текущий дебит по горизонтальным скважинам в 6 раз выше, чем по вертикальным, обводненность, наоборот, в 3 раза ниже. С учетом накопленного опыта бурения горизонтальных скважин в дополнение к проекту рассмотрен вариант разработки верейского объекта Ижевского месторождения вертикальными и горизонтальными скважинами на основе проектной площадной семиточечной системы. Добывающие горизонтальные скважины размещены по сторонам квадрата, в центре которого бурится нагнетательная вертикальная скважина. Вместо шести вертикальных бурятся 4 горизонтальные скважины. Горизонтальные скважины размещены в зоне нефтенасыщенных толщин от 3,5 м и более. Предусмотрено бурение боковых горизонтальных стволов из обводненных скважин нижнего девонского объекта. Рекомендованную систему размещения скважин можно характеризовать как площадную пятиточечную с бурением в элементе 4 добывающих горизонтальных скважин. Предложено к бурению 12 горизонтальных скважин и 7 БГС девонских обводненных скважин. Длина горизонтального ствола с учетом небольших дренируемых запасов одной скважиной принята от 100 до 200 м. Технологически и экономически этот вариант предпочтительнее в сравнении с вариантом разработки вертикальными скважинами. Он обеспечивает более высокие темпы нефтедобычи и нефтеотдачу, а главное, экономически рентабельную разработку.

На Южно-Киенгопском месторождении пробурено 8 горизонтальных скважин на верейские отложения. Верейский горизонт представлен

чередованием терригенных и карбонатных пород. Продуктивные нефтенасыщенные пласты имеют небольшие эффективные толщины, которые изменяются от 2 до 5 м в среднем, составляя 2,9 м.

Согласно работе «Дополнение к проекту разработки Южно-Киенгопского месторождения с бурением опытных горизонтальных скважин на верейскую залежь» (Ижевск, УдмуртНИПИнефть, 1996 г.) горизонтальное бурение предусматривалось на юго-восточном склоне поднятия. Общий фонд горизонтальных скважин – 8, из них 6 – добывающих и 2 – нагнетательных. Средний проектный дебит по горизонтальным скважинам – 15 т/сут, коридор для бурения горизонтального ствола – не более 3 м, проектный профиль – горизонтальный. Учитывая небольшие размеры залежи, область дренирования горизонтальными скважинами значительна, темпы отбора при реализации варианта разбуривания горизонтальными скважинами почти на 3 % выше, чем вертикальными. По основным экономическим показателям данный вариант предпочтительнее. Срок разработки залежи на 11 лет меньше при горизонтальном разбуривании опытного участка.

Последовательность по годам и проведенные геолого-технические мероприятия в горизонтальных скважинах, а также их эффективность приведены в таблице 3.10.

Обработка призабойной зоны горизонтальных скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб

Как было отмечено ранее, использовании гибких колонн труб в горизонтальных скважинах находит все большее применение при производстве различных работ, начиная с заканчивания строительства скважин, промывок различного назначения, ОПЗ и до геофизических, гидродинамических и других исследований скважин. К сожалению, в нашей отечественной практике еще не накоплен достаточный материал для проведения анализа эффективности и недостатков использования гибких колонн вообще, тем более в горизонтальных скважинах. В этой связи ниже приводится краткое описание зарубежного опыта.

Прежде всего, необходимо отметить целый ряд преимуществ применения гибких колонн по сравнению с использованием обычных муфтовых колонн насосно-компрессорных труб. Во-первых, с организационно-технической стороны проведения работ по ГТМ требуется меньшая рабочая площадь для выполнения скважинных операций. При этом устраняется также необходимость привлечения обычных установок для ремонта скважин. При производстве работ, связанных с повышением про-

Таблица 3.10

Месторождение	№ скважины	Дата ввода в эксплуатацию Дата ОПЗ	Вид ОПЗ	Дебит по нефти, т/сут		Содержание воды, %		Дополнительная добыча, т		Продолжительность эффекта, сут	Удельная эффективность	
				перед ОПЗ	после ОПЗ	перед ОПЗ	после ОПЗ	нефти	воды		т/сут	т/обр.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
НГДУ												
«Ижевскнефть»												
Гремихинское	673	08.06.96 01.12.96	Дострел	6,3	8,5	83,4	90,0	461	10348	205		
- " -	220	30.07.97 29.07.97	СКО									
- " -	- " -	30.07.97 09.02.98	ПСКО	1,0	3,0	7,1	6,9	36	2	18		
- " -	224	07.05.97 28.07.97	СКО	1,7	2,6	10,7	9,9	165	14	189		
- " -	232	18.08.97 19.02.98	ПСКО	1,6	3,3	11,6	8,3	17	2	10		
- " -	238	20.06.97 04.08.97	СКО с обратной эмульсией	1,5	2,3	25,5	12,3	154	20	202		
- " -	1230 Г	07.03.97 28.07.97	ПСКО	2,1	3,1	7,5	6,5	36	5	37		
- " -	- " -	07.03.97 19.09.97	СКО	2,6	4,3	7,2	12,2	20	13	12		
- " -	609	29.07.97 01.01.98	ОПЗ растворителем	3,8	4,4	24,2	5,8	18	39	31		
- " -	655	31.03.97 10.02.98	ПСКО	1,6	4,0	11,6	8,4	46	3	19		

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Южно-Киевское	25 г	01.02.96 26.01.98	СКО с обратной эмульсией	4,9	9,4	7,7	7,0	153	10	34		
- " -	35 г	17.09.96 29.01.98	- " -	3,8	7,3	7,3	8,3	107	10	31		
- " -	36 г	19.09.96 04.02.98	- " -	3,6	7,0	6,7	7,4	84	9	25		
- " -	37 г	12.06.96 09.02.98	- " -	6,2	9,8	5,9	7,3	72	8	20		
Итого по НГДУ «Ижевскнефть»												
Всего: по 14 обработкам на 13 скважинах												
Без дострелов и ДПСКО: по 13 обработкам на 11 скважинах				3,1	4,7	16,6	14,6	1369	10483	833	1,64	105
Игринское НГДУ				2,9	4,3	11,1	8,4	908	135	628	1,44	76
Кезское	3261 г	31.10.94 25.07.95	Замеленная ПСКО	9,0	12,5	0,0	0,0	138	0	40		
- " -	- " -	31.10.94 04.09.95	Дострел	2,6	2,6	0,0	3,2	-	-	-		
- " -	- " -	31.10.94 08.12.95	СКО	2,6	3,1	2,9	3,1	87	9	164		
- " -	- " -	31.10.94 13.06.96	ПСКО открытого ствола	4,7	9,4	2,2	2,2	230	234	49		
- " -	- " -	31.10.94 02.04.97	ДПСКО	1,7	8,5	3,7	6,2	718	139	106		
- " -	- " -	31.10.94 07.08.97	ОПЗ горизонтального ствола	7,7	13,4	14,5	12,1	2279	288	195		

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Кезское	3253 г	31.05.94 25.11.94	ДПСКО	2,9	4,8	10,0	2,0	471	0	248		
- " -	- " -	31.05.94 03.09.95	ОПЗ открытого стволы СКМД	6,0	8,8	0,0	3,3	5272	0	890		
- " -	3259 г	25.03.94 12.07.95	- " -	8,0	10,7	0	0,5	260	19	105		
- " -	- " -	25.03.94 25.11.95	Дострел горизон- тальной части	9,7	5,9	1,6	4,4	0	-	0		
- " -	3259 г	25.03.94 18.04.97	ДПСКО	3,5	10,1	2,7	8,2	2121	246	319		
Чутырское	1259	26.08.97 26.12.97	ОПЗ гипохлори- дом	8,2	9,0	31,7	23,0	5	0	6		
- " -	1317	22.04.97 26.12.97	- " -	6,8	8,2	12,8	10,6	70	0	50		
Итого по Игринскому НГДУ		Всего: по 13 обработкам на 5 скважинах										
Без дострелов и ДПСКО:		по 8 обработкам на 5 скважинах		5,6	10,9	6,3	6,1	11651	935	2172	5,36	896
Воткинское НГДУ				6,6	12,2	8,0	6,9	8341	550	1499	5,56	1043
Мишкинское	414	11.07.97 30.08.97	Солянокислотная ванна	11,5	17,4	11,3	7,9	498	24	84		
- " -	418 г	29.08.94 06.05.97	- " -	2,4	2,7	20,0	18,0	17	14	57		
- " -	420 г	01.02.97 18.08.97	- " -	17,3	22,3	11,7	6,5	238	0	45		

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мишкинское	420 г	01.02.97 23.02.98	Солянокислотная ванна	10,9	21,9	5,8	22,0	66	30	6		
- "	424 г	01.05.96 12.03.97	- "	3,1	6,2	11,4	16,3	1055	237	336		
- "	- "	01.05.96 28.02.98	- "	5,3	-	21,8	-	-	-	-		
- "	430 г	09.07.97 21.08.97	- "	27,0	46,6	6,9	5,2	3761	113	192		
- "	441 г	21.07.94 07.04.97	- "	6,0	5,1	14,0	12,1	0	-	0		
- "	- "	21.07.94 02.05.97	- "	5,1	5,9	12,1	11,3	166	58	200		
- "	- "	21.07.94 25.02.98	- "	6,1	-	7,4	-	-	-	-		
- "	442 г	24.12.92 03.05.97	- "	7,0	10,3	27,3	42,6	672	504	203		
- "	443 г	30.07.96 31.07.97	- "	9,6	18,5	4,0	7,0	1893	233	213		
- "	463 г	30.09.97 09.02.98	- "	8,9	12,4	4,1	5,0	70	5	20		
- "	1439	30.09.97 26.11.97	- "	2,5	1,1	13,8	10,0	0	-	0		
- "	- "	30.09.97 04.02.98	- "	0,9	10,0	7,7	12,3	250	33	25		
- "	412 г	06.09.96 10.12.97	- "	32,3	22,8	15,0	9,2	0	-	0		

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мишкинское	310	<u>14.09.97</u> 24.12.97	Солянокислотная ванна	1,5	1,0	21,1	61,0	0	-	0		
- "	1313	<u>02.06.97</u> 28.02.98	- "	4,6	-	7,1	-	-	-	-		
- "	1333	<u>02.03.97</u> 02.02.98	- "	2,3	0,1	23,2	99,2	-	-	-		
Итого по Воткинскому НГДУ		Всего: по 19 обработкам на 14 скважинах										
Итого по АО "Удмуртнефть"		Всего: по 46 обработкам на 32 скважинах		9,7	16,0	12,4	16,4	8686	1251	1381	6,29	457
Без дострелов и ДПСКО:		по 40 обработкам на 30 скважинах		6,3	11,5	11,8	12,5	21706	12669	4386	4,95	472
				6,6	11,7	10,9	11,5	17935	1936	3508	5,11	448

Примечание. По состоянию на 1 марта 1998 года

изводительности скважин, а точнее, эффективности кислотных обработок, значительно упрощается сама технология, особенно при производстве поинтервальных и направленных кислотных обработок. До разработки гибких колонн НКТ для закачки кислоты в пласт и проведения других интенсифицирующих обработок использовали обычные колонны НКТ с резьбовыми соединениями. Кислоту закачивали с устья через муфтовые колонны и помещали в интервал пласта. Этот процесс характеризуется ограниченной степенью успешности вследствие плохого охвата обрабатываемого пласта закачиваемой жидкостью, перерывов в закачке и опасности дополнительного загрязнения пласта. Снижение опасности дополнительного загрязнения пласта при выполнении операций исключается, поскольку гибкая колонна может быть спущена в скважину, находящуюся под давлением, устраняя необходимость ее глушения с использованием рабочей жидкости, не исключаяющей опасности загрязнения пласта. Отпадает также необходимость в извлечении из скважины эксплуатационной колонны (что может сопровождаться загрязнением пласта заколонной жидкостью), поскольку гибкая колонна НКТ обычно спускается через существующую эксплуатационную колонну. Проблемы, связанные с герметизацией устьевого и забойного оборудования и опасностью повреждения уплотнительных устройств во время извлечения и повторного спуска инструментов, минимизируются, поскольку не требуется освобождать пакеры и поднимать колонну НКТ. Еще одно преимущество связано с выполнением и безопасностью. Циркуляция рабочей и вытесняющей жидкости может осуществляться во время спуска гибкой концентрической колонны НКТ в скважину или извлечения ее из скважины, поскольку закачку можно выполнять при перемещении колонны.

С точки зрения ОПЗ скважин интенсифицирующие обработки могут быть произведены двумя способами.

Первый способ основывается на том обстоятельстве, что кислота может селективно вводиться в заданные зоны пласта или циркулировать в стволе скважины, чтобы обеспечить охват всего обрабатываемого интервала. После завершения кислотной обработки скважина может быть разгружена с использованием гибкой колонны НКТ, чтобы минимизировать время, в течение которого отработанная кислота остается в скважине.

В основе второго способа повышения эффективности обработки лежит «замкнутый» характер операций с использованием гибкой колонны НКТ. Он обеспечивает возможность непрерывного контроля над скважиной и позволяет снизить опасность, связанную с появлением сероводорода и газов из отработанной кислоты. В данном случае все сред-

ства управления оборудованием при проведении работ с использованием гибкой колонны НКТ размещаются на отдельном пульте, благодаря чему персонал сервисной компании в ходе работ выведен за пределы опасной зоны.

Как и при обычных обработках с применением гибких НКТ или без, используются различные композиции кислотных растворов: с применением ингибиторов коррозии, различных ПАВ и др.

Применение гибкой колонны труб в горизонтальных скважинах имеет целый ряд специальных условий, исполнение которых должно выполняться в обязательном порядке. Особое внимание должно уделяться выбору максимальной скорости закачки (МСЗ) рабочей жидкости. Эта скорость оценивается как предельно допустимая, превышение которой чревато разрывом пласта. Поэтому в большинстве обработок с использованием гибкой колонны НКТ темп закачки кислоты контролируется в реальном масштабе времени забойным давлением обработки.

Следует обратить внимание, что при заканчивании горизонтальных скважин с открытым стволом, имеющим, как правило, неровную поверхность (размывы, уступы и др.), значительно затрудняется спуск гибкой колонны НКТ и инструментов для интенсификации добычи. При обработке ПЗП в таких скважинах требуется применять специальные устройства-протекторы.

Все вышесказанное справедливо и для наклонных, и для боковых горизонтальных стволов, зарезанных из вертикального фонда скважин. Для обработки пластов с большим углом отхода от вертикали требуются значительные подготовительные работы, чтобы гарантировать, что гибкая колонна НКТ может быть спущена до планируемой глубины залегания обрабатываемого пласта.

При проведении поинтервальных кислотных обработок в горизонтальном стволе скважин спускаемые на гибкой колонне НКТ пакеры (одиночные или установленные последовательно друг за другом) могут использоваться для изоляции отдельных перфорированных интервалов с целью максимального контроля за поступлением рабочего раствора в интервал обработки.

Методика кислотной обработки с использованием гибкой колонны НКТ обеспечивает значительные преимущества благодаря возможности закачки рабочей жидкости в процессе перемещения труб. Тем не менее число циклов перемещения колонны вверх и вниз должно быть ограничено, чтобы уменьшить число циклов изгиба труб и соответственно снизить возможность преждевременной поломки или смятия НКТ.

Ниже приводятся технологии стимулирования притоков нефти в скважину, применяемые зарубежными фирмами.

Технологические схемы осуществления процесса ОПЗ горизонтальных стволов скважин путем интенсивной декольматации прифильтровой части пласта

Прежде чем перейти к описанию технологии, необходимо дать краткую оценку влияния загрязнения прифильтровой зоны на её гидропроводность. Следует сразу заметить, что данная характеристика дается применительно к вертикальным скважинам. В то же время, учитывая то обстоятельство, что для горизонтальных стволов пока нет чётких зависимостей, а процесс кольтматации продуктивного пласта во время бурения мало чем отличается от такового в вертикальных скважинах, считаем целесообразным поместить этот материал.

Фильтрационная характеристика призабойной зоны пласта

При плоскорадиальном движении жидкости в пласте по мере приближения к забою скважины площадь фильтрации уменьшается, а скорость увеличивается, что приводит к росту фильтрационного сопротивления. Определенное влияние на фильтрационное сопротивление оказывает степень совершенства скважин по характеру вскрытия, которая зависит в обсаженных скважинах от количества перфорационных отверстий, их суммарной площади и глубины проникновения каналов в пласт. Наиболее существенную роль в увеличении фильтрационного сопротивления играет загрязнение призабойной зоны пласта в процессе вскрытия и бурения продуктивной толщи при строительстве скважин.

Дебит гидродинамически несовершенной скважины по характеру вскрытия можно выразить следующей формулой:

$$q = \frac{2\pi \cdot k_{\text{пл}} \cdot h \cdot (p_{\text{п}} - p_3)}{b \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_{\text{скв}}} + C \right)} \cdot 10^3, \quad (1)$$

где q – дебит скважины, см³/с; $k_{\text{пл}}$ – естественная проницаемость пласта, мкм²; h – толщина пласта, м; $p_{\text{п}}$ – давление на контуре питания, МПа; p_3 – забойное давление, МПа; R_k – радиус влияния скважины, м; $r_{\text{скв}}$ – радиус скважины, м; b – объемный коэффициент жидкости; μ – динамическая вязкость жидкости в пластовых условиях, мПа·с; C – коэффициент несовершенства скважины по характеру вскрытия.

Выражение (1) можно представить в виде классической формулы притока жидкости к забою скважины, если $r_{\text{скв}}$ заменить приведенным радиусом скважины $r_{\text{пр}}$, определяемым из соотношения $r_{\text{пр}} = r_{\text{скв}}/e_c$, когда $C > 0$, $r_{\text{пр}} < r_{\text{скв}}$. Таким образом, дебит гидродинамически несовершенной скважины равен дебиту гидродинамически совершенной скважины меньшего диаметра. В то же время гидродинамически несовершенную скважину по характеру вскрытия, какой бы величине ни равнялся коэффициент C , можно сделать совершенной путем увеличения диаметра скважины.

Оценивая влияние коэффициента несовершенства скважины, следует остановиться на результатах обобщения исследований в этой области по месторождениям Урало-Поволжья. По этим данным добывающие скважины при существующей плотности перфорации эксплуатационных колонн в основном гидродинамически совершенны по характеру вскрытия пластов независимо от вида перфорации (А. А. Литвинов, А. Ф. Блинов). Р. Х. Муслимов, Р. Г. Габдуллин на основании специальных исследований, проведенных на скважинах того же региона, отметили, что увеличение числа перфорационных отверстий более пяти на один метр незначительно повышает гидродинамическое совершенство скважины. При справедливости сделанных выводов и с учетом того обстоятельства, что исследования проводились на достаточно высокодебитных скважинах (50 и 150 т/сут.), достоверность таких суждений для низкодебитных скважин еще более возрастает. Очевидно, что при общепринятой в промысловой практике плотности перфорации (10–20 отверстий на 1 м) степень совершенства по характеру вскрытия не оказывает существенного влияния на фильтрационное сопротивление призабойной зоны.

Преобладающая роль в увеличении фильтрационного сопротивления отводится загрязнению призабойной зоны пласта. Приток жидкости в этом случае будет иметь следующий вид:

$$q = \frac{2\pi \cdot k_3 \cdot k_{\text{пл}} \cdot h \cdot (p_{\text{п}} - p_3)}{b \cdot \mu \cdot \left(k_{\text{п}} \ln \frac{R_3}{r_{\text{скв}}} + k_3 \ln \frac{R_k}{R_3} \right)} \cdot 10^3, \quad (2)$$

где k_3 – проницаемость призабойной зоны, мкм²; R_3 – радиус призабойной зоны с проницаемостью k_3 , м. Задаваясь реально существующими в нефтепромысловой практике значениями k_3 и R_3 , можно вывести зависимость снижения продуктивности скважины вследствие загрязнения призабойной зоны пласта.

На рис. 3.16 представлена зависимость относительной продуктивности для широкого диапазона значений радиуса загрязнения призабойной зоны скважины от абсолютных значений степени загрязнения. Зависимости, полученные расчетным путем, по существу, повторяют данные работы, несмотря на различные методики расчетов. Анализируя полученные результаты, нужно отметить значительное влияние загрязнения прифилътовой зоны на продуктивность скважин.

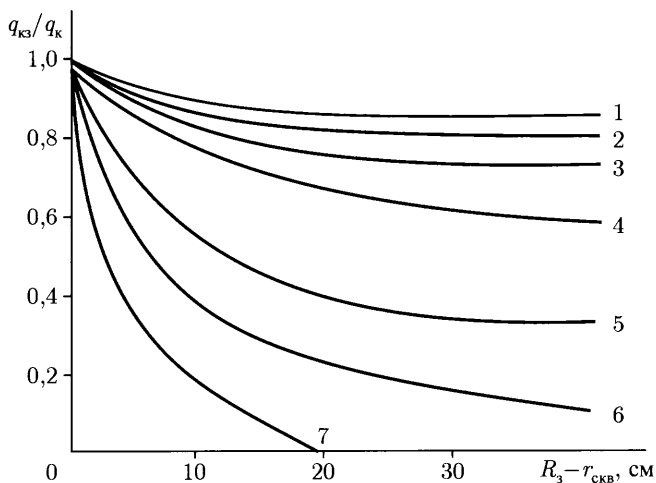


Рис. 3.16. Влияние степени и глубины загрязнения призабойной зоны ($R_3 - r_{\text{скв}}$) на относительную продуктивность скважины $q_{\text{кз}}/q_k$ при соотношении проницаемостей K_3/k : 1–7 соответственно 0,5; 0,4; 0,3; 0,2; 0,1; 0,05; 0,02

Загрязнение призабойной зоны пласта, происходящее в результате кольтматации во время бурения скважин и последующей их эксплуатации, играет существенную роль в процессе всего периода добычи нефти. Это требует пристального внимания исследователей к изучению процесса кольтматации, определению глубины и прочности закрепления кольтматационного материала, а также к разработке превентивных мер и способов очистки продуктивного пласта.

На основании анализа литературных источников нельзя сделать определенного вывода ни по глубине кольтматации призабойной зоны, ни по влиянию ее на продуктивность скважин. Очевидно, это объясняется сложностью процесса кольтматации, глубина и степень загрязнения при котором зависят от целого ряда факторов, определяющих как кол-лекторские свойства пласта, так и физико-химическую характеристику

кольматационного материала. По этой причине ряд исследователей, давая количественную оценку кольматации, как правило, приводит описание пород и условий, в которых изучался процесс. Так, на основании проведенных ВНИИБТ исследований сделано заключение о том, что глубина кольматации твердой фазы бурового раствора для пород с высокой проницаемостью составляет в среднем 5–6 мм, а с низкой проницаемостью – 1,5–2,0 мм, что способно снизить проницаемость продуктивного пласта на 30–50 %. Исследованиями А. Ф. Боярчука и В. П. Кереселидзе установлено, что при размерах поровых каналов и трещин в 100 мкм глубина проникновения известково-битумного раствора в пласт составила 20–60 см, а при 250 мкм – 130–150 см. Гидродинамические исследования, проведенные на скважинах после ввода их в эксплуатацию из бурения, указывают на еще более глубокое и существенное проникновение фильтрата и бурового раствора, особенно при проходке трещиноватых пород. Для условий карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии нами проведена оценка возможной глубины проникновения фильтрата бурового раствора в ПЗП ($R_{\text{пр}}$). При этом была использована методика ВНИИКРнефть, представленная в работе Н. Р. Рабиновича, Н. В. Смирнова, А. П. Крезуба.

В общем случае $R_{\text{пр}}$ (проникновения) в любой момент t определяется по формуле

$$R_{\text{пр}}^2 = r_{\text{пр}}^2 + \frac{1}{\pi \cdot h \cdot m} \int_0^{\tau} Q(t) dt, \quad (3)$$

где h , m – соответственно толщина и пористость пласта; t – заданный промежуток времени; $Q(t)$ – расход жидкости в момент времени t , который зависит от градиента давления, геометрических характеристик пористой среды и свойств жидкости. Для постоянной репрессии на пласт Δp и равенства вязкостной фильтрации μ' и μ , используя в формуле (3) известное квазистационарное решение для $Q(t)$, получили следующее приближенное решение:

$$R_{\text{пр}} = r_{\text{СКВ}} \left(1 + \frac{\alpha \cdot \tau}{\ln \tau + 2s} \right)^{1/2} \quad \text{при } \tau > 1, \quad (4)$$

где $\alpha = 1,77 \cdot k \cdot \Delta p / m \cdot \chi \cdot \mu$; χ – пьезопроводность пласта; $t = 2,25 \cdot \chi \cdot t / r_{\text{СКВ}}$; $s = (k/k' - 1) \cdot \ln(1 + h/r_{\text{СКВ}})$ – скин-эффект; k' – проницаемость зоны кольматации. Проведя расчеты при следующих значениях, входящих в формулу параметров: $r_{\text{СКВ}} = 0,11$ м; $\Delta p = 6$ МПа; $k = 1,5 \cdot 10^{-13}$; $\chi = 0,1$ м²/с; $m = 0,17$;

$\mu = 1 \cdot 10^{-3}$ мПа·с; $s = 10$; $t = 10$ ч, мы получили результаты, позволяющие сделать вывод о том, что при проведении ремонтных работ и геолого-технических мероприятий проникновение фильтрата бурового раствора, а надо полагать и другой жидкости, загрязняющей ПЗП, распространяется на достаточно большую глубину (3–5 м). Причем если при бурении степень проникновения фильтрата зависит от качественных показателей образующейся при этом глинистой корки, т. е. значения s (скин-эффекта), то во время проведения ремонтных работ или ГТМ, после кислотных обработок проникновению жидкости в пласт могут препятствовать лишь естественная проницаемость пород и загрязнение ПЗП, произошедшее в результате колюматационных процессов во время эксплуатации скважины.

Величина дополнительного гидравлического сопротивления притоку жидкости, обусловленного влиянием колюматационных процессов, может оцениваться по известной формуле:

$$\Delta p_q = \frac{q_n \cdot \Pi \cdot \delta_r}{\pi \cdot d \cdot h_n \cdot K}, \quad (5)$$

где q_n – удельный дебит нефти, приходящийся на каждое перфорационное отверстие:

$$q_n = \frac{Q_n}{n},$$

где Q_n – дебит скважины; n – количество работающих перфорационных отверстий; Π – коэффициент Пуассона; d – диаметр скважины; δ_r – суммарная величина толщины глинистой корки и зоны интенсивной колюматации; h_n – интервал перфорации. По данной формуле были проведены расчеты для наиболее характерных параметров работающих скважин месторождений Удмуртии, а именно: диаметра скважин 216 мм; диаметра обсадной колонны 146 мм; плотности перфорации 20 отверстий на 1 м (ПК-80); дебита скважины 20 м³/сут при $q = 0,08$ см³/с; работающего интервала пласта 200 см; коэффициента проницаемости зоны колюматации 0,005 мкм²; толщины зоны интенсивной колюматации 2 см и коэффициента Пуассона 0,18. Подставляя значения принятых параметров в формулу (5), получим $\Delta p_q = 3,6$ МПа. Столь значительные потери давления не только снижают продуктивность пласта, но и ухудшают условия для разрушения прифилтровой зоны пласта. Восстановление номинальной продуктивности при этом возможно повышением пластового давления на 3,6 МПа или растворением материала колюматации в ПЗП.

На рис. 3.17 представлены выведенные нами зависимости возможного увеличения дебита скважины от величины растворенной низкопроницаемой прифилтровой части пласта. Рассматривая полученные зависимости, нетрудно убедиться в том, что при значительной степени загрязнения призабойной зоны даже небольшое увеличение диаметра скважины существенно влияет на повышение ее дебита. Подтверждением этому явились результаты промысловых испытаний, полученных нами, проведенных на ряде скважин Мишкинского месторождения. Промышленное внедрение разработанной нами технологии увеличения диаметра скважины (УДС) в зоне продуктивного пласта позволилократно повысить дебит (сущность технологии будет изложена ниже). Для получения зависимости Δq от $r_{\text{скв}}$ и коэффициента проницаемости загрязненной зоны пласта необходимо прежде всего определить диаметр скважины после применения технологии. Отсутствие инструментальных способов измерения диаметра скважин за обсадной колонной предопределило косвенный метод. Сущность способа заключается в том, что по данным геофизических исследований методами АКЦ и СГДТ после увеличения диаметра скважины оценивали толщину пласта, охваченную обработкой, а на заключительном этапе обработки, во время вымыва продуктов реакции кислотного раствора с породой из скважины, последовательно отбирали пробы жидкости на химический анализ. При этом

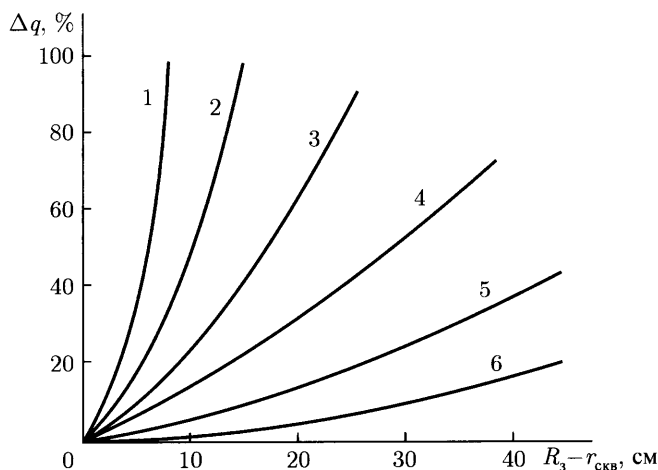


Рис. 3.17. Зависимость повышения дебита Δq от увеличения диаметра скважины при различной проницаемости призабойной зоны k : 1 – 0,05 k ; 2 – 0,1 k ; 3 – 0,15 k ; 4 – 0,2 k ; 5 – 0,5 k ; 6 – 1 k

определяли количество растворенного кальция и хлора, а также количество нерастворенных в кислоте твердых частиц минерального и органического происхождения. По объему промывочной жидкости находили общее количество выносимой породы из призабойной зоны и затем расчетным путем определяли диаметр скважины. При определении последнего принимали допущение о равномерном растворении пород в интервале воздействия на них кислоты. Проведенный по такой методике расчет показал, что в обрабатываемых скважинах 1314, 1319, 1355, 2063 увеличение диаметра произошло не более чем на 25–35 см. Производительность скважин возросла в несколько раз. Это свидетельствует о том, что растворенная часть породы обладала очень низкой проницаемостью вследствие ее загрязнения, а толщина породы существенно ухудшенной проницаемости, очевидно, не превышала в данных скважинах размеров растворенной части породы. Подтверждение результатов экспериментальных исследований было получено и путем несложных расчетов по данным промышленного внедрения на скважинах месторождений Татарстана. Зная количество израсходованной кислоты для образования каверн-накопителей, определили массу карбонатных пород (CaCO_3), растворенных в кислоте, по которой было подсчитано увеличение диаметра скважины в зоне обработки. Было установлено, что при условии полной нейтрализации кислотного раствора в ПЗП и расходе 12 %-го раствора соляной кислоты в количествах от 1,5 до 5,5 м³/м диаметр скважины будет меняться соответственно на величину 20–53 см. Значительное повышение дебита при сравнительно небольшом увеличении диаметра скважин (площади фильтрации) говорит о том, что порода прифилтровой части пласта, растворенная кислотой, обладала очень низкой проницаемостью, что блокировало нефтяной пласт от забоя скважины.

Объясняя причины существенного повышения дебита после увеличения диаметра скважины, следует иметь в виду возможное подключение к работе выше- и нижележащих интервалов продуктивного пласта. Локальное увеличение диаметра скважины (образование каверны) приводит к изменению напряженного состояния пород призабойной зоны. В результате разгрузки горных пород в прифилтровой зоне скважины вертикальные напряжения значительно снижаются и могут быть меньше радиальных напряжений, что создает условия для раскрытия существующих и образования новых горизонтальных трещин по плоскостям напластования пород. Реальность трещинообразования и подключения в работу смежных интервалов пласта подтверждена путем исследования пластов глубинными расходомерами до и после проведения щелевой пескоструйной перфорации, а также путем увеличения диаметра ствола скважин месторождений Удмуртии. Отмечая положи-

тельные стороны способа увеличения диаметра как метода повышения производительности скважин, следует обратить внимание и на то, что он способствует уменьшению разрушения призабойной зоны при эксплуатации скважин и повышению надежности конструкции открытого забоя.

Увеличение площади фильтрации флюида и уменьшение градиента давления при истечении жидкости приводит к повышению устойчивости разрушения призабойной зоны.

Таким образом, знание причин, приводящих к повышению дебита скважин, а также зависимостей, отображенных на рис. 2.1, 2.2, дает возможность не только количественно определить влияние загрязнения призабойной зоны пласта на продуктивность скважины, но и позволяет прогнозировать эффект от проведенных мероприятий по снижению фильтрационного сопротивления. Высокая степень загрязнения призабойной зоны пласта в процессе первичного и вторичного вскрытия, недоосвоенность скважин во время ввода их в работу после бурения создают неблагоприятные условия при последующей эксплуатации скважин, такие как, например, необходимость создания больших депрессий для вызова притока нефти.

Для улучшения гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной имеется целый ряд способов. К ним можно отнести кумулятивную перфорацию, перфорацию взрывными снарядами, разгрузку пород призабойной зоны путем щелевой пескоструйной перфорации, кислотные ванны, расширение ствола скважин высоконапорными струями жидкости, создание кратковременных высоких депрессий. Наиболее эффективным, на наш взгляд, для карбонатного коллектора и коллектора с карбонатным цементом является способ удаления загрязнений прифилтровой части пласта с породой. Это способ, который дает возможность увеличить гидродинамическую связь пласта со скважиной по всей вскрытой толщине независимо от послойной неоднородности пород, что в значительной степени выравнивает скорость фильтрации потока в призабойной зоне, а следовательно, снижает вероятность обводнения продукции по отдельным пропласткам. Кроме того, разблокирование пласта за счет удаления загрязняющего его экрана позволяет эксплуатировать скважины при значительно меньших депрессиях на пласт, что является немаловажным с точки зрения снижения темпов обводнения скважин при наличии подошвенных вод, а также разрушения слабосцементированного коллектора в ПЗП. Учитывая исключительную важность данных вопросов, ниже приводим результаты исследований в этом направлении.

Технология рекомендована и успешно освоена в вертикальных скважинах при наличии газовых шапок и подошвенных вод, которыми

характеризуются многие месторождения, в том числе и в Удмуртии (Чу-тырско-Киенгопское, Восточно-Красногорское, Мишкинское, Лиственское и др.). Так, черепетский горизонт Мишкинского месторождения, на котором пробурено 126 скважин, полностью подстилается подошвенной водой. Нефтяная часть пласта отделена от водоносной слабоглинистой перемычкой небольшой толщины. В связи с этим после бурения нижнюю часть нефтяного пласта не вскрывают перфорацией. Однако и при данных условиях в процессе эксплуатации скважины быстро обводняются. Одной из причин, очевидно, служит порово-трещиноватый карбонатный коллектор. Проведение обычных соляно-кислотных обработок призабойной зоны пласта сокращает срок обводнения скважин, поэтому выполнение их в дальнейшем было прекращено. В результате дебит скважин стал падать, и часть их перевели на периодическую насосную откачку.

Для повышения эффективности обработки призабойной зоны пласта нами предложен простой, но, как показали промысловые испытания, результативный метод декольматации прифилтровой части обсаженного продуктивного пласта, а при необходимости и увеличения диаметра скважин (УДС). Сущность его заключается в декольматации, а затем и растворении карбонатных пород соляной кислотой в динамическом режиме, что многократно уменьшает время ОПЗ. Весь процесс обработки проходит практически без перепада давления на пласт, что исключает возможность образования каналов растворения, сообщающихся с подошвенной водой.

Считаем, что данный способ может быть с успехом применен и в горизонтальных скважинах для исключения вышеизложенных проблем с одновременным повышением производительности скважин.

Технологический процесс осуществляется по следующей методике. В зону обрабатываемого пласта на гибкой колонне НКТ спускают шлипсовый, гидравлический пакер или пакер другой конструкции. Скважинную жидкость в НКТ и призабойной зоне до места установки пакера замещают 12–24 %-й ингибированной соляной кислотой (см. верхний рисунок). Призабойную зону предварительно очищают от загрязнений промывкой водой. Затем проводят запакерровку, разделяя интервал перфорации две части. В НКТ создается небольшое избыточное давление, под действием которого кислота, огибая пакер, через перфорационные отверстия и породу пласта выходит в заколонное пространство выше пакера (см. средний рисунок). Прокачав таким образом 1–1,5 м³ раствора кислоты, переключают насос на затрубное пространство и этот же объем кислоты вновь прокачивают в подпакерную зону и НКТ. В последующем операции повторяют.

После каждого цикла давление прокачки кислоты снижается, а после двух-трех циклов оно уменьшается до 0,5–1,5 МПа. Это свидетельствует о начале увеличения диаметра скважины. После полной нейтрализации первой порции кислотного раствора за пять-шесть полных циклов прокачки на первой скорости агрегата ЦА-320 нейтрализованный раствор вытесняют свежей порцией кислоты выше по затрубному пространству, обеспечивая условия интенсивной реакции кислоты с породой в зоне установки пакера. Циклическую перекачку последующих порций кислоты проводят, как правило, на второй и третьей скоростях. Продавку первой порции солянокислотного раствора можно начинать и по обратной схеме – из затрубного пространства в НКТ. При этом перед запакерровкой раствор кислоты поднимается по затрубному пространству выше пакера. В этом случае вероятность прорыва кислоты в водоносный пласт еще более снижается.

Для расширения зоны воздействия после завершения работ по декольматации или увеличению диаметра скважины в одном месте пакер переставляют на 2–3 метра по зоне обработки в ту или иную сторону закольматированного участка продуктивного пласта и процесс повторяют.

Количество требуемого раствора кислоты q различной концентрации на 1 м толщины пласта для увеличения диаметра скважины d на определенную величину определяют расчётным путём (рис. 3.18).

Эти результаты получены расчётным путем для условий полного растворения карбонатной породы в кислоте. В действительности же количество требуемого раствора для достижения того же результата будет меньше, так как при ослаблении связей структуры породы она разрушается за счет суффозионных процессов и гидромеханического воздействия струй кислотного раствора.

Технология ОПЗ, используемая фирмой «Арко»

В горизонтальных скважинах, пробуренных на низкопродуктивные пласты, а также в коллекторах нормальной проницаемости, ухудшенных образованием глинистой корки, возникает необходимость в обработке ПЗП с целью стимулирования притока нефти в скважину уже на ранней стадии эксплуатации скважин.

Фирма «Арко» для удаления глинистой корки в горизонтальных скважинах месторождения Бима использовала двухступенчатую кислотную обработку. Для выполнения этой обработки применялся гидравличес-

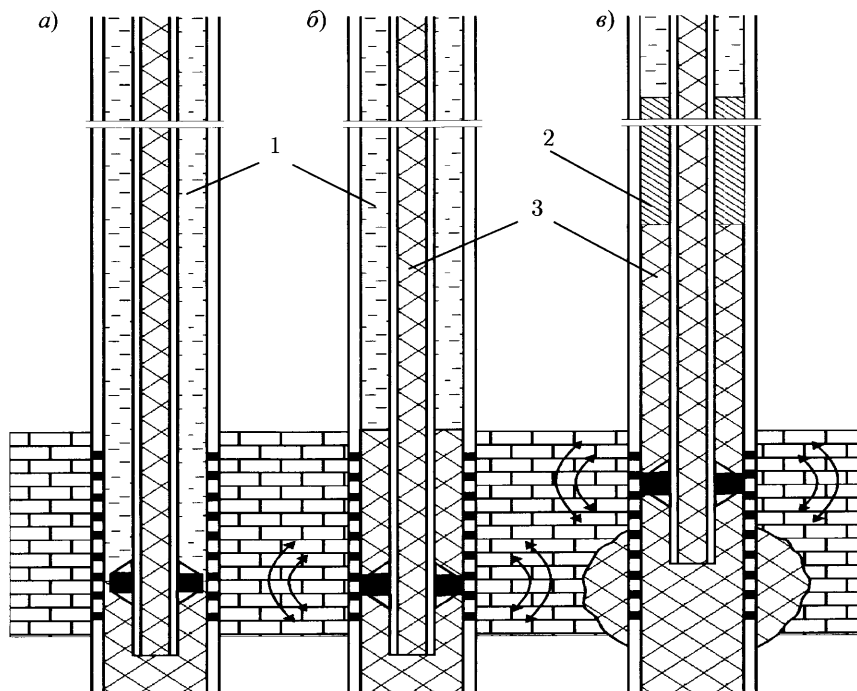


Рис. 3.18. Технологическая схема осуществления процесса увеличения диаметра скважины: а – исходное положение НКТ с пакером; б – начало процесса увеличения диаметра скважины; в – перестановка пакера в новый интервал обработки; 1 – промывочная жидкость; 2 – нейтрализованный раствор кислоты; 3 – раствор соляной кислоты

ки управляемый инструмент на колонну подъемных труб. Инструмент позволял обрабатывать ствол через интервал 0,3 и 3 м с максимальным охватом всей поверхности ствола скважины кислотной промывкой. Способ оказался эффективным при обработке 600-м горизонтальных стволов в нескольких скважинах при низком расходе кислоты. Обработка проводилась соляной кислотой (морская вода, 5 % кислота и 2 % ПАВ) на гибкой колонне.

Для обработки пластов, сложенных хорошо растворимыми в соляной кислоте породами, фирма «Арго» использовала эмульсии на основе 7,5 %-й соляной кислоты и эмульгатора в соотношении 9:1. Обработка

с расходом 125 л/м эффективно снимала глинистую корку при сохранении свойств пласта.

Технология обработки ПЗП компании «Эльф Акитен»

Компания в своей практике столкнулась с трудностями кислотной обработки горизонтальных скважин, имеющих щелевые хвостовики. В этом случае она применяла два способа: обработку всего ствола за одну операцию и поинтервальную обработку с применением гелевых пробок. Для выполнения этих работ компания использовала специальный гидромониторный инструмент с радиальными струями для подачи кислотной жидкости через отверстия хвостовика в кольцевое пространство.

Применение гидроимпульсных, волновых сейсмоакустических и других процессов с целью повышения проницаемости ПЗП

В последнее время в отечественной и зарубежной нефтепромышленной практике все большее применение находят волновые процессы. Распространение волновых процессов обусловлено многогранностью их использования в различных областях нефтяного дела, начиная от сейсморазведки месторождений и прострелочно-взрывных работ в скважинах до промысловой очистки буровых растворов и сточных вод от механических примесей.

Интерес исследователей к применению волновых процессов вызван целым рядом положительных явлений, происходящих при импульсном воздействии. Так, высокочастотные импульсы способствуют уменьшению вязкости нефти, снижению поверхностного натяжения, увеличению скорости фильтрации, повышению теплопроводности пород, разрушению структуры неньютоновских нефтей, замедлению процесса внутрипластового образования эмульсий и т.п. Перечисленные достоинства влияния волновых процессов на пласт требуют всестороннего изучения их практического применения для конкретных условий нефтепромышленного дела.

При несомненном интересе ученых к исследованию волновых процессов до настоящего времени не изучен ряд вопросов, связанных с механизмом их воздействия, нет четкой градации волновых процессов по частоте воспроизводимых волн и их амплитуде, особенно это относится к переходным зонам. Применительно к нефтепромышленному делу не зафиксированы точно границы между ультразвуковым воздействием

и высокочастотным, высокочастотным и вибрацией, вибрацией и гидроимпульсным воздействием с малой частотой, между импульсным воздействием и гидроударом. Нет четкого определения, что такое импульсное ударное воздействие, гидроударное и гидроимпульсное. Наличие вполне определенного разграничения волнового воздействия по частоте и амплитуде импульсов не только позволяет систематизировать волновые процессы, но и дает возможность наиболее глубоко изучить механизм воздействия каждого волнового процесса в отдельности.

В последнее время все большее внимание уделяется сейсмическому воздействию, основанному на высокочастотных упругих колебаниях, и влиянию их на капиллярное перераспределение нефти по пропласткам различной проницаемости.

Одним из перспективных, но, к сожалению, не до конца изученных является волновой метод воздействия на пласт, основанный на нелинейных эффектах, в частности, трансформации фронта волны, дисперсии и нелинейном поглощении энергии генерируемых волн. Как утверждают авторы данного метода (УНИ, НПО «Союзнефтеотдача», институт машиноведения АН РФ), в результате волнового воздействия на пласт происходит увеличение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин, при этом изменяются реологические свойства добываемых нефтей и снижается темп обводнения скважин. В конечном итоге это приводит к повышению гидропроводности пласта. Эффективность и успешность применения волновых методов неоднозначны для различных геологических условий месторождений. Недостаточная эффективность от их использования получена на 22 скважинах месторождений Татарстана, что объясняется несоответствием применяемых генераторов волн типа ГД потенциальным возможностям выбранных для обработки скважин, а также бессистемным их расположением. Кроме того, отмечена трудность запуска их в работу, т. е. неотработанность технологии, а также отсутствие геолого-физических критериев их применения.

Разновидностью волновых методов воздействия является вибрационный метод с различной амплитудой и частотой генерируемых волн. С этой целью применяются золотниковые и клапанные вибраторы различных конструкций (С. М. Гадиев), в том числе гидравлические клапанные машины с большой амплитудой создаваемых импульсов. Эксперименты по использованию вибратора-пульсатора типа ПВ-54 конструкции ТатНИПИнефть успешно завершены на нагнетательных скважинах Ромашкинского месторождения. Установлено повышение приемистости скважин на 18–40 % при успешности операций 80 %. Продолжительность эффекта не превышала 2-х месяцев.

Известно также применение вибрационного воздействия для предупреждения отложений парафина в нефтепромысловом оборудовании (Д. М. Шейх-Али, Е. П. Линьков). Однако успешность этого метода зависит от целого ряда факторов и в первую очередь обеспечивающих создание на границе раздела «парафин – твердое тело» виброкипящего слоя, характеризуемого критическим числом Фруда. Иначе, режим вибрации (частота и амплитуда колебаний) должен обеспечивать отрыв от вибрирующей твердой поверхности парафиновой частицы или предупреждать ее прилипание. В работе А. Д. Рудой, А.Н. Раевской установлено, что ударно-вибрационное воздействие при числах Фруда в диапазоне 3,6–7,2 приводит к повышению интенсивности парафиноотложения. В другой серии опытов с иными параметрами отмечено снижение интенсивности отложений. Авторы работы делают вывод, что при соответствующих режимах виброударное воздействие может быть использовано для предотвращения парафиноотложений на стенках трубопроводов. На наш взгляд, успешность применения данного способа зависит не только от режима вибрации, но и от состава отложений, их физико-химических свойств, а также структуры жидкостной системы и режима ее движения по трубам. Кроме того, диапазон режимных параметров вибровоздействия не должен приводить к резонансным явлениям. Еще большая сложность в подборе благоприятных режимов депарафинизации ожидается для условий прифилътовой зоны пласта.

Особый интерес представляет применение гидроударов в режиме низкочастотных или одиночных импульсов. К ним можно отнести гидроудар столбом скважинной жидкости с репрессивным (в сторону пласта) направлением импульса давления, осуществляемый с помощью струйного насоса и гидравлического пакера (Р. С. Яремийчук, Г. А. Лесовой); имплозионные гидроудары (в сторону скважин), воздействие которых основано на разрушении диафрагм пустотных камер различных конструкций (Е. З. Рабинович и др.); гидроудары, основанные на применении взрывчатых веществ (Г. А. Чазов, В. И. Азаматов, С. В. Якимов и др.); электроразрядные гидроудары (И. Г. Ахметов, А. А. Молчанов и др.).

Исследованиями О. Д. Сизоненко, Р. А. Малюшевского, Р. А. Максимова экспериментально доказано, что при электрическом разряде, создающем давление 20 МПа, ударная волна, проходя через перфорационные отверстия, воздействует на пласт, создавая в нем сеть трещин глубиной до 0,1–0,2 м. Это приводит к изменению структуры порового пространства, в результате чего улучшаются фильтрационные свойства пласта. Для повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин используются и депрессивные гидроимпульсы (В. С. Афа-

насьев, В. А. Захаров, В. И. Овчинников), позволяющие улучшить условия очистки пласта в призабойной зоне от колюматизирующих поровое пространство твердых частиц и продуктов реакции после кислотных обработок. В качестве средств для проведения технологии депрессивного воздействия можно применить пластоиспытатель КИОД-110, КИМ-95, установку освоения скважин (УОС) и др. Эффективность использования последнего неодинакова для различных месторождений. Так, если в условиях некоторых месторождений Западной Украины, Удмуртии, Западной Сибири применение депрессивных методов с использованием оборудования УОС показало хорошие результаты, то в условиях месторождений Татарстана оказалось малоэффективным, что привело к отказу от этого метода.

Для интенсификации добычи нефти в Татарстане широко применяется так называемая депрессионно-репрессионная технология обработки ПЗП в импульсном режиме, разработанная в тресте «Татнефтегеофизика» Ю. В. Зуевым, В. М. Воронцовым, А. Г. Корженевским и др. Отличительной ее особенностью является многократность создания в зоне обработки с помощью пластоиспытателя знакопеременных импульсов давления, направленных из пласта в скважину и обратно. Проведение депрессионно-репрессионных ОПЗ позволяет, по мнению авторов, существенно повысить их эффективность за счет использования эффекта гидроудара.

Работы по акустическим, вибрационным и виброакустическим методам воздействия на породы пласта были начаты в начале 1962 года нашими учеными О.Л.Кузнецовым и Э.М.Симкиным в институте нефти АН СССР. Источником идей явились геофизические методы исследования скважин при помощи акустического каротажа скважин. Подобные методы воздействия на пласт за рубежом (США) появились значительно позже. В настоящее время разработан и используется целый ряд акустических устройств, отличающихся своими техническими характеристиками (акустической мощностью, рабочей частотой, напряжением электропитания и др.) Их сокращенное название АИ-1, АИ-2, АИ-3, АИ-4. Сокращения расшифровываются как акустический излучатель. Наряду с акустическими излучателями выпускаются и генераторные установки ГУ-3, ГУ-4, ГУ-5 и ГУ-6, используемые в наземном варианте.

Ниже приводятся методы воздействия на призабойную зону скважины – акустический, сейсмоакустический и электродинамический, которые могут быть сравнительно легко адаптированы для ОПЗ горизонтального ствола скважины.

Современное развитие геофизической техники и технологий в части доставки геофизических приборов и аппаратуры в стволы горизонтальных скважин делает эту проблему реально разрешимой. В частности, для этой цели могут быть использованы трубные испытатели пластов, гибкие трубы, кабели-канаты, разработанные АО «Татнефтегеофизикой» и др. Непременным условием применения данных методов является возможность перемещения генераторов-излучателей по горизонтальному участку ствола скважины. Этим достигается наилучшая обработка всего горизонтального ствола.

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 испытаниями в вертикальных и наклонных скважинах, в частности, в различных нефтяных регионах, и особенно на месторождениях Пермского Прикамья.

Интенсивное акустическое воздействие, особенно в ультразвуковом диапазоне частот, перспективно во многих отношениях. Использование их предполагает в основном расколматизацию 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 колматации 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°» (г. Екатеринбург). Прибор работает на магнитострикционном принципе и имеет следующие параметры: частота колебаний 21 кГц, интенсивность 88 Вт/см², диаметр 42 мм, одножильный кабель, рабочий диапазон температуры до 90° 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 кольматации, разложение парафинов и газовых гидратов. Одна из модификаций аппаратуры АВ состоит из наземного ультрозвукового преобразователя частоты и соединенного с ним геофизическим кабелем скважинного магнитострикционного излучателя.

Ультрозвуковой преобразователь частоты монтируется на стандартном геофизическом подъемнике и предназначен для преобразования электрической энергии промышленной частоты в электрическую энергию ультрозвуковой 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 месторождений 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 воздействия; имеет малую энергоемкость процесса (30–50 кВт·час) на одну скважину; полностью адаптирована к технологии ГИС. Столь высокие технические характеристики АВ и эффективность метода делает весьма заманчивым адаптацию его к стволам горизонтальных скважин.

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, устанавливаемый 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, быстротекающих во времени высоких градиентов давления, величина которых достаточна для разрушения кольтирующих структур и пристенных анамальных слоев пластовых жидкостей в порах.

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

В АО «Татнефть» технология успешно внедряется с 1996 года. Использование технологии комплексной стимуляции скважин на действующем (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 непосредственном 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 импlosionной 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.

Виброобработка скважин

К числу методов, адаптируемых к использованию в горизонтальных скважинах, можно отнести метод виброобработки ствола скважины, нашедший успешное применение в вертикальных скважинах.

Как известно, 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.

На рис. 3.19. показана традиционная схема размещения оборудования в вертикальной скважине. Использование вибратора в горизонтальном стволе предусматривает применение гибких труб.

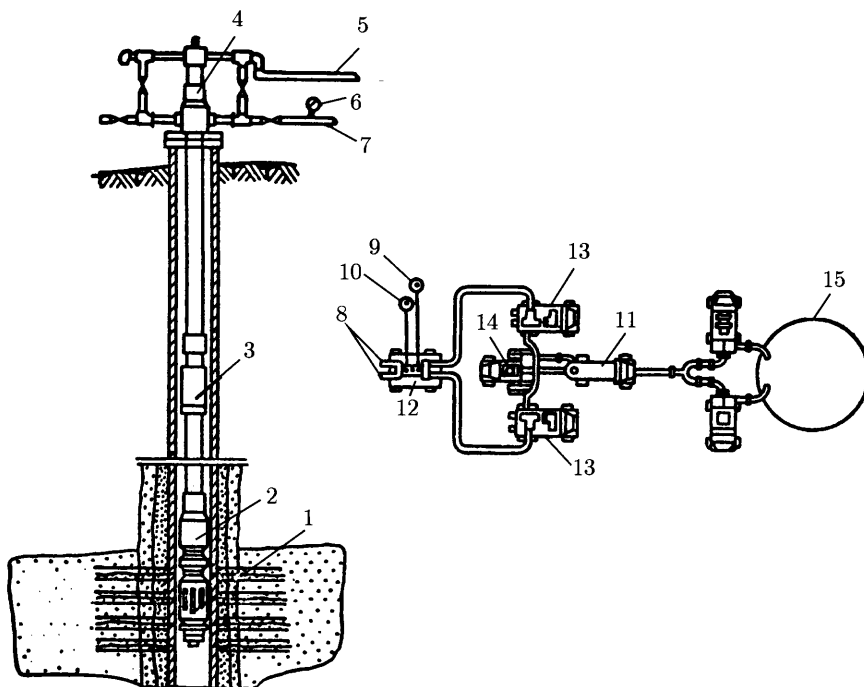


Рис. 3.19. Схема расположения оборудования при вибрационной обработке скважин: 1 – вибратор; 2 – фильтр; 3 – амортизатор; 4 – заливочная головка; 5, 7 – выходные линии; 6 – манометр; 8 – выходные линии коллекторов; 9 – регистрирующий расходомер; 10 – регистрирующий манометр; 11 – автоцистерна; 12 – лифт 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 образование сетки микротрещин. Виброударные колебания одновре-

менно 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 горизонтального участка 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 скважины, 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 эффек-

тивного 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 не результативным.
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 от 10,0 до 22,0 МПа, а затрубное – от 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 скважин, подвергнутых 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, 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 гибких насосно-компрессорных трубах и устанавливается в месте 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.

Вибросейсмический метод воздействия на пласт и ПЗП

Метод является одним из перспективных физико-химических методов воздействия на нефтяную залежь. В традиционном варианте, т. е. при применении его в вертикальных скважинах, вибросейсмическое воздействие осуществляется двумя способами: 1) через призабойную зону скважины скважинными виброисточниками (см. рис. 3.20) или 2) поверхност-

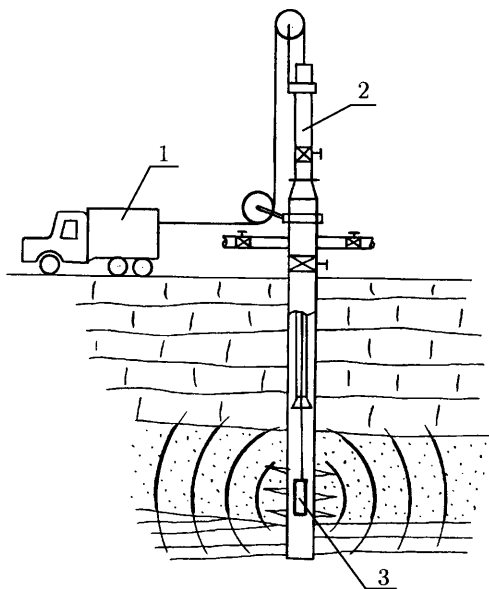


Рис. 3.20. Принципиальная схема осуществления вибросейсмического метода воздействия на ПЗП: 1 – геофизический подъемник с аппаратурой; 2 – лубрикатор; 3 – скважинный излучатель

ными с передачей энергии на призабойную зону скважины через волновод. При использовании первого метода в горизонтальных стволах главной отличительной особенностью является то, что излучатель спускается в скважину на гибких насосно-компрессорных трубах. Все остальные операции остаются практически идентичными. При использовании второго метода изменений в технологии не требуется.

Вибровоздействие передает сейсмическую энергию на нефтяной пласт с земной поверхности через толщу вышележащих горных пород (см. рис. 3.21).

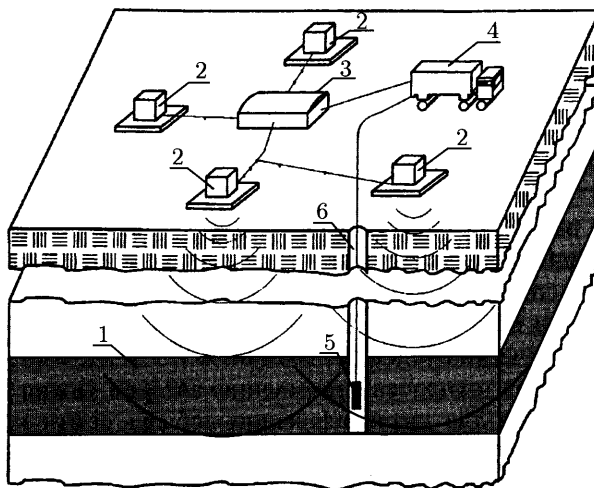


Рис. 3.21. Принципиальная схема виброволнового воздействия на ПЗП и продуктивный пласт с дневной поверхности. 1 – продуктивный пласт; 2 – мощный источник сейсмических колебаний; 3 – система управления (находится в отдельной кабине) 4 – система регистрации; 5 – зонд; 6 – измерительная скважина.

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

лено на «АО ЭЛСИБ» (г. Новосибирск). Промышленные испытания технологии проводились с 1987 по 1995 г. на месторождениях Абузы ПО «Краснодарнефтегаз», Мортимья-Тетеревское (ПО «Ураинефтегаз»), Мардово-Кармалинское (ПО «Татнефть»), Правдинское, Северо-Салымское (ПО «Юганскнефтегаз»). Из-за неоднозначности результатов промышленных испытаний по обводненности и дополнительно добытой нефти в последующем испытания постепенно были прекращены. В этом, по всей вероятности, не последнюю роль 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. При использовании метода в горизонтальных стволах скважин предъявляются более жесткие требования к выбору объекта обработки. В основном это относится к наличию водоносных зон. При недостаточной изученности этого вопроса применять метод не рекомендуется во избежание обводнения продуктивного пласта.

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 Мортимья-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, обработка 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 подстилающейся 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 геолого-технических мероприятий с непременным включением всех необходимых исследований мер безопасности.

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 нефтяном пласте. В качестве излучателя упругих ко-

лебаний 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 ее 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 очистке 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).

Применение этого метода в горизонтальных стволах скважин, очевидно, потребует определенного совершенствования самой технологии и, может быть, некоторого изменения технического оснащения, но достигнутая цель с лихвой компенсирует все затраты.

Электродинамический метод очистки призабойной зоны пласта от загрязнений

Метод основан на одновременном воздействии на прискважинную зону пласта повышенной депрессией и постоянным электрическим полем высокого напряжения. Это обуславливает появление в капиллярной среде электрохимического, электрокинетического, теплового и других факторов, вызывающих в загрязненной призабойной зоне гидроразрыв оболочек капилляров в тонкопористом слое вследствие электроосмоса; образования кислотной или щелочной сред в зависимости от знака электрического заряда на скважинном электроде; повышение температуры на 10–20 градусов; снижение межфазного поверхностного напряжения; увеличение объемной скорости вытеснения флюида в направлении скважины.

Физическая основа метода базируется на теории электрических явлений, возникающих в капиллярно-поровых средах под действием постоянного электрического поля, и экспериментальных данных, полу-

ченных Э.М. Симкиным в лабораторных условиях и нефтяных скважинах Саматлорского месторождения и месторождениях Ферганской впадины (Таджикистан).

Разработанный метод, как отмечает автор статьи В. Д. Кукуруза в журнале «Нефтяное хозяйство» № 5 за 1995 г, позволяет вызвать промышленный приток нефти из продуктивного пласта путем воздействия на него одновременно постоянным электрическим полем разной полярности. Вначале на электрод подают отрицательный заряд для вызова притока фильтра глинистого раствора из призабойной зоны, а затем, с появлением углеводородов, интенсифицируют их приток заменой электрода на положительный.

Оценка эффективности проведенных работ определяется по скорости подъема уровня жидкости в затрубном пространстве. Для этого применяются известные способы замера уровня эхолотом и др. ГИС.

Повышение проницаемости призабойной зоны пласта созданием высоковольтного электрического разряда на забое скважины

Изучением данного вопроса занимались Р. А. Максutow, О. Н. Сизенко, П. П. Малюшевский и др. Их первые публикации относятся к 1985 году. В работах отмечается возможность создания большого импульса давления при высоковольтном электрическом разряде в ПЗП. Под действием высокого давления происходит разрушение горных пород и, как следствие, их разрыхление, т.е. повышение гидропроводности. Несмотря на некоторую техническую сложность и определенную дороговизну, использование данного способа считалось перспективным при технологической доработке способа. Возможность электрического разряда в жидкости как метод воздействия на призабойную зону пласта была доказана при обработке 150 скважин. Успешность метода составила 70 %, что подтвердило его эффективность с одной стороны и необходимость его совершенствования – с другой.

В последующих исследованиях и публикациях О. Н. Сизенко, А. Д. Любимова и О. Н. Денисюк изложен интересный материал по влиянию обводненности водонефтяной эмульсии на эффективность электрического разряда. Было установлено, что с увеличением электрической проводимости уменьшается амплитуда импульса давлений и, следовательно, снижается эффективность электроразрядной обработки призабойной зоны скважины.

Выполненными ими исследованиями установлено, что водонефтяная эмульсия является наиболее предпочтительной средой в скважине для электроразрядной обработки по сравнению с водными растворами электролитов любой возможной удельной электрической проводимости.

Таким образом, выявлена существенная зависимость амплитуды волны сжатия от обводненности водонефтяной эмульсии, причем при обводненности более 50 % наиболее значительно (примерно на 36 %) снижается амплитуда волны сжатия. Реализация высоковольтного электрического разряда в эмульсии до 50 % может повысить эффективность воздействия на призабойную зону скважины. Считаем, что данный способ не исчерпал себя в дальнейшем совершенствовании за счет конструкции электродов, электроконденсаторов и др.

Этот метод повышения производительности скважин помещен в раздел интенсификации работы горизонтальных скважин скорее как информация для осмысления и последующей доработки технологии, позволяющей адаптировать ее к новым условиям. В частности, прибор в данном случае должен спускаться и в последующем перемещаться по горизонтальному участку продуктивного пласта на гибких насосно-компрессорных трубах с внутренним электрокабелем.

Что касается подвода электротока, то он может быть выполнен и иным способом.

Принципиальная схема расположения прибора в скважине показана на рис. 3.22.

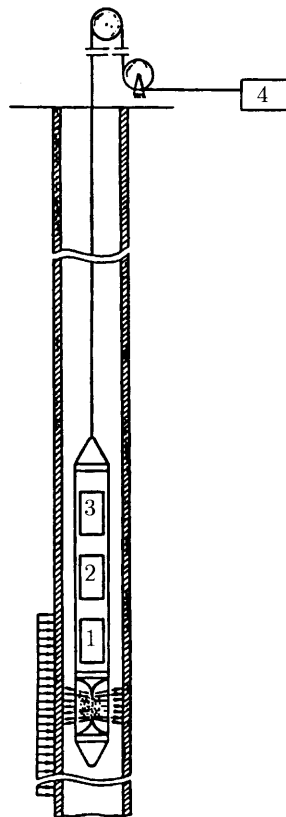


Рис. 3.22. Принципиальная схема расположения прибора в скважине: 1 – узел коммутации; 2 – высоковольтные накопительные конденктуры (конденсаторы); 3 – выпрямители напряжения

Скважинный прибор состоит из высоковольтных накопительных конденкторов 2, блока повышения и выпрямления напряжения 3 и узла коммуникаций 1, формирующего высоковольтные импульсные разряды в скважинной жидкости. При этом возникает импульсное высокое гидравлическое давление, проявляющееся в механическом перемещении и разрушении непроницаемых или слабопроницаемых барьеров, блокирующих призабойную зону пласта.

Ниже приводится схема одного из возможных вариантов осуществления электрогидравлического воздействия на ПЗП при помощи установки ЭГВ. Сам аппарат представляет собой скважинный прибор, спускаемый на каротажном кабеле и снабженный поверхностным блоком питания, а также блоком управления и контроля.

Обработка призабойной зоны ЭГВ производится с периодически-ми остановками прибора для обработки интервала продуктивного пласта. Время обработки одного метра вскрытой толщины пласта при таком режиме составляет 1 час. При уменьшении шага обработки или его увеличении время соответственно изменяется.

Краткие технические характеристики:

Напряжения накопительных конденсаторов, кв.	– 30
Частота следования разрядных импульсов, имп./мин	– 12
Диаметр скважинного прибора, мм	не более 114
Длина скважинного прибора, мм	не более 5000

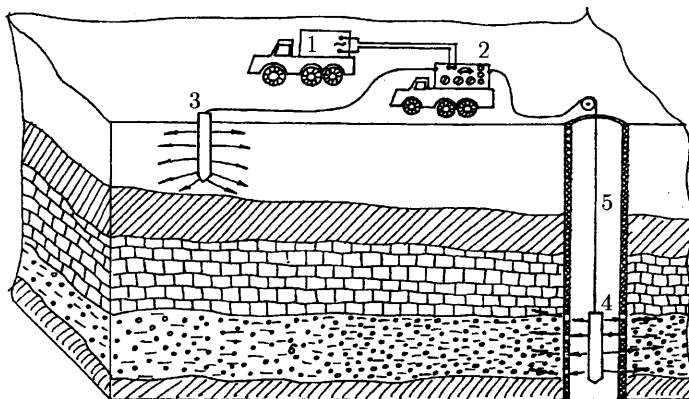


Рис. 3.23. Схема подвода энергии к продуктивному пласту при интенсификации методом электровоздействия: 1 – мобильная электростанция; электронно-силовая установка; 3 – электрод – заземление; 4 – электрод, опускаемый в скважину; 5 – силовой кабель; 6 – продуктивный пласт

Другим вариантом осуществления метода электровоздействия на ПЗП может служить экологически чистая технология, разработанная сотрудниками отдела теоретических проблем Российской академии наук под руководством профессора В. И. Селякова. Принципиальная схема осуществления технологии для использования его в вертикальных скважинах представлена ниже (см. рис. 3.23).

Для применения метода в горизонтальных скважинах может быть взята принципиальная схема, изображенная на рис. 3.24, традиционно используемая для перфорации.

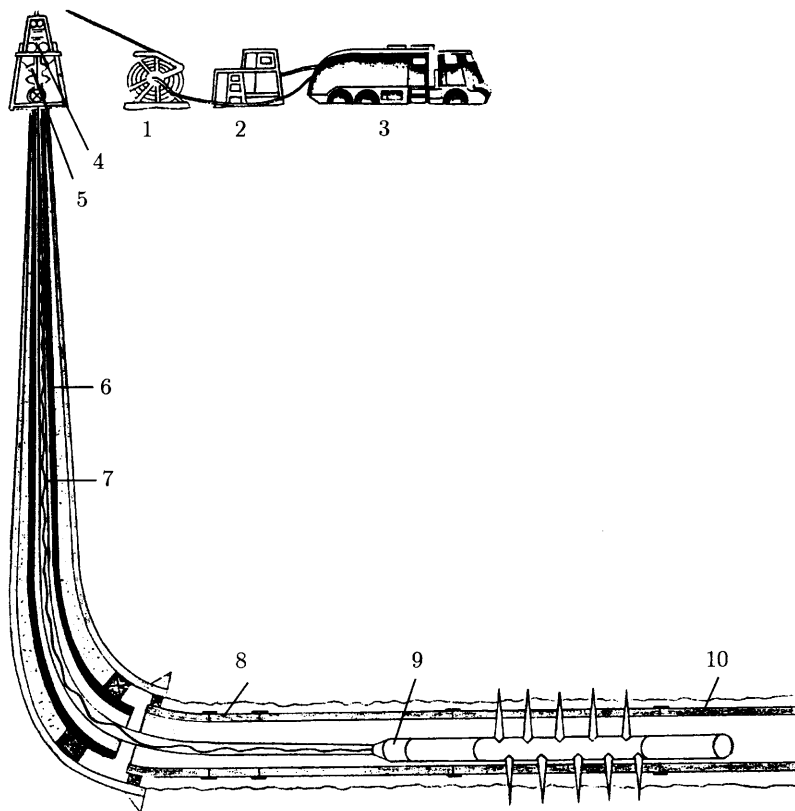


Рис. 3.24. Принципиальная схема расположения оборудования для применения высоковольтного электрического разряда в горизонтальной части ствола скважины: 1) катушка гибких труб; 2) кабина управления; 3) каротажный модуль; 4) головка инжектора; 5) противовыбросовые привенторы; 6) эксплуатационные трубы; 7) гибкие трубы с кабелем; 8) патрубковое соединение; 9) локатор муфт; 10) хвостовик

Развитие данной технологии должно идти в направлениях как повышения дебита после обработки ПЗП (в основном в низкопроницаемых коллекторах), так и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых нефтей в обводненных коллекторах. В результате теоретических исследований показано, что при коэффициенте неоднородности коллекторов, характерном для многих нефтедобывающих регионов России (например, Западной Сибири), воздействием электрическими полями на продуктивный пласт можно добиться повышения нефтеотдачи на 30–35 %.

Данная технология может быть использована для повышения приемистости нагнетательных скважин, интенсификации добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов, снижения обводненности продукции, удаления парафиноасфальтовых отложений. По мнению авторов, в отличие от традиционного теплового прогрева, данная технология требует минимум времени и энергетических затрат.

Гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах

Техническое оснащение для проведения гидравлического разрыва пласта

От технического оснащения и исправного его состояния зависит не только качество проведенных работ, но и технологическая безопасность обслуживающего персонала. Дело в том, что ГРП относятся к силовым методам ОПЗ, при котором в агрегатах и манифольдах создаются большие гидравлические давления, а потому их порывы или другие неисправности могут привести к тяжким последствиям обслуживающего персонала. Поэтому к применяемому оборудованию должно уделяться самое большое внимание.

В последнее время на промыслах появилось самое совершенное оборудование, в том числе и оборудование зарубежных фирм. Из отечественного оборудования применяется в основном следующее. Устье скважины оборудуется специальной высокопрочной арматурой типа АУ-700 на допустимое рабочее давление 700 МПа. Из насосного оборудования, как правило, применяются насосные агрегаты 4АН-700 или 5АН-700, пескосмесительные установки ЗПА или 4ПА, автоагрегаты для перевозки блока манифольда БМ-700, автоцистерны для перевозки технологической жидкости ЦР-20, агрегаты для перевозки наполнителя (песок и др.).

Особые требования предъявляются к насосным агрегатам. Они изготавливаются из износостойкого материала, монтируются на шасси

высокопроходимого грузового автомобиля КРАЗ-257. Силовым приводом агрегатов служит дизельный двигатель мощностью до 600 кВт.

Для смешения жидкости (воды) с песком или другим наполнителем применяются пескосмесительные установки ЗПА или 4ПА, смонтированные также на автомашинах высокой проходимости. Грузоподъемность таких автомобилей доходит до 50-ти т. Агрегаты оборудованы шнеками для загрузки и разгрузки песка. Перевозка жидкости осуществляется в автоцистернах ЦР-20, монтируемых на автоприцепах 4МЗАП-552, и транспортируется седельными тягачами КРАЗ-258.

Манифольдный блок транспортируется на платформе автомобиля. Для дистанционного управления за процессом ГРП применяется станция управления и контроля.

Оборудование для проведения гидроразрыва пласта

1. Арматура устьевая – АУ-700.
2. Блок манифольдов – 1БМ-700.
3. Насосные агрегаты – 4АН-700, АН-500, ЦА-320.
4. Фильтры – ФИ.
5. Пескосмеситель – 4ПА.
6. Станция контроля за цементом – СКЦ-2М-69.
7. Автоцистерна для перевозки рабочих жидкостей – 4ЦР.
8. Пакера типа: ПВ, ПД, ПВ-Я, ПД-Я.

Направленный гидравлический разрыв пласта

Технологическая схема проведения направленного гидроразрыва пласта

Подготовительные работы:

1. Провести комплекс гидродинамических и промысловых исследований.
2. Провести щелевое вскрытие пласта по методике.
3. Провести расчёт технологических параметров процесса направленного гидроразрыва пласта.
4. Подготовить прискважинную площадку для размещения необходимого оборудования.
5. Завезти на скважину необходимое оборудование и проверить его работоспособность.

Последовательность операций направленного гидроразрыва пласта:

6. Промыть и прошаблонировать скважину.
7. Спустить в скважину колонну насосно-компрессорных труб с пакером для изоляции затрубного пространства.
8. Пакер установить в зависимости от плана проведения работ.
9. Проверить герметичность затрубного пространства скважины.
10. Устье скважины оборудуется арматурой АУ-700 с манометрами.
11. Производится обвязка наземного оборудования по схеме (рис. 3.25) и опрессовка коммуникаций.

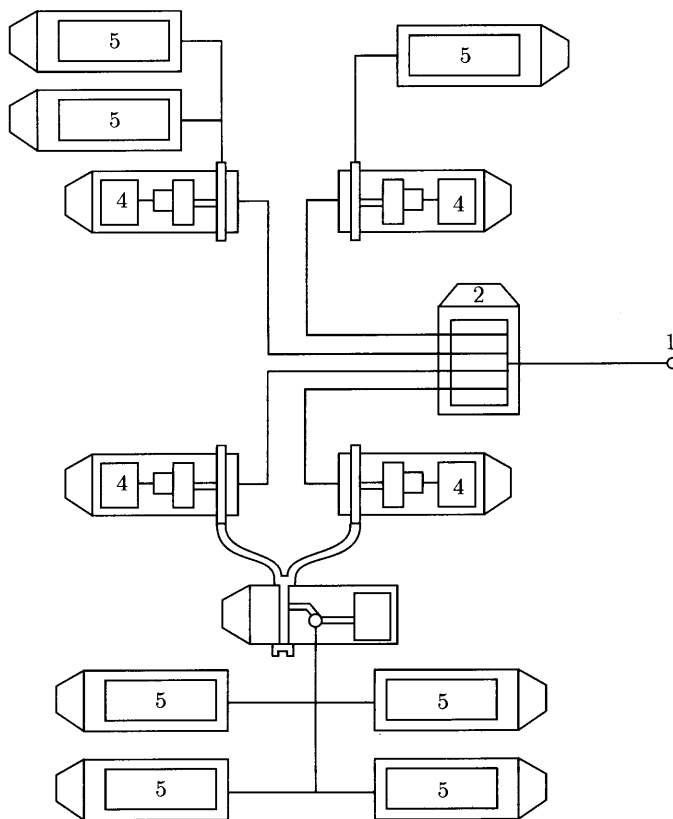


Рис. 3.25. Схема обвязки наземного оборудования при гидроразрыве пласта: 1 – скважина; 2 – блок манифольдов; 3 – пескосмеситель; 4 – насосные агрегаты; 5 – автоцистерны

12. Используя насосные агрегаты 4АН-700, произвести закачку расчётного количества жидкости разрыва с темпом, обеспечивающим создание в пласте трещин. Образование трещины характеризуется резким снижением давления в процессе нагнетания.
13. После создания в пласте трещин для поддержания их в раскрытом состоянии производится закачка расчётного количества жидкости-песконосителя. Затем для освобождения насосно-компрессорных труб от жидкости-песконосителя производится закачка расчётного количества продавочной жидкости, после чего скважина закрывается до стабилизации давления.

Заключительные работы:

14. После осуществления направленного гидроразрыва пласта скважина оборудуется глубинно-насосной установкой и пускается в эксплуатацию.
15. После выхода скважины на устойчивый режим эксплуатации проводится комплекс гидродинамических и промысловых исследований.
16. Производится оценка эффективности проведенного мероприятия.

Применением направленного ГРП в горизонтальных скважинах осуществляется в продуктивных монолитных пластах большой толщины после инициирования направления трещин.

Ниже приведем некоторые насосные установки, применяемые при ГРП

Насосная установка УН-1-630 на 700А (4АН-700) предназначена для нагнетания различных жидких сред при гидравлическом разрыве пласта, гидropескоструйной перфорации и других продавочно-промысловых работах, проводимых в нефтяных и газовых скважинах.

Установка (рис. 3.26) 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 всем диапазоне давлений и подач трехплунжерный насос 4Р-700 укомплектован сменными плунжерами двух типоразмеров. Приемная линия насоса оборудована выводами с обеих сторон установки, напорная линия – предохранительным клапаном.

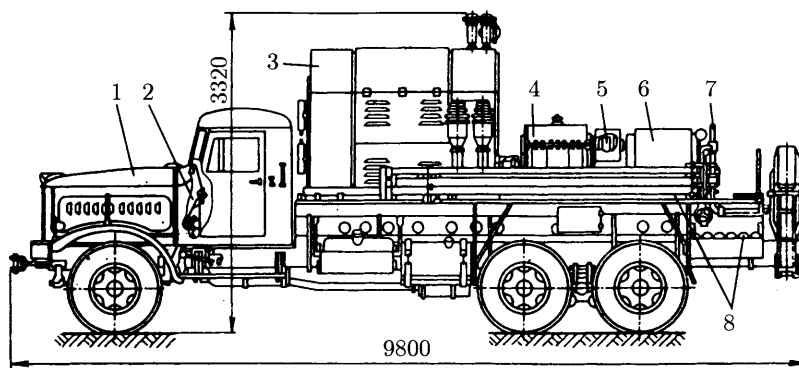


Рис. 3.26. Насосная установка УН-1-630 на 700А: 1 – автошасси КрАЗ-257; 2 – пост управления; 3 – силовой агрегат; 4 – коробка передач ЗКПМ; 5 – зубчатая муфта; 6 – насос 4Р-700; 7 – напорный трубопровод; 8 – вспомогательный трубопровод

Управление установкой централизованное, с поста управления, расположенного в кабине автомобиля.

Насосная установка АКПП-500 предназначена для транспортирования и нагнетания жидкости при ГРП и соляно-кислотной обработке призабойной зоны скважины.

Состоит из трехплунжерного горизонтального насоса 5НК – 500, трансмиссии, цистерны, манифольда, вспомогательного трубопровода и другого оборудования, смонтированного на автошасси КрАЗ-255Б грузоподъемностью 7,5 т.

Нужные давления и подачи обеспечиваются сменными насосными плунжерами диаметром 100 и 120 мм. Насос приводится от тягового двигателя автомобиля через раздаточную коробку, коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор.

Для транспортирования соляной кислоты на раме за насосом установлена цистерна с гумированной внутренней поверхностью и поплавковым указателем уровня жидкости.

На нагнетательной линии манифольда предусмотрены манометр, предохранительный клапан со срезным стержнем и запорная арматура. Насосная установка АКПП-500 комплектуется кислотовозом КП-6,5 для перевозки раствора ингибированной соляной кислоты и подачи ее на прием насосной установки или в другие емкости (см. 3.3). Может быть использован также универсальный кислотовоз-смеситель (рис. 3.27), смон-

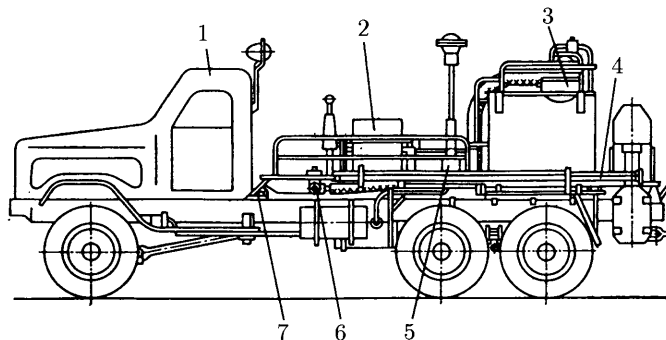


Рис. 3.27. 1 – автошасси КраЗ-255Б; 2 – насос 5-НК-500; 3 – цистерна; 4 – вспомогательный трубопровод; 5 – редуктор; 6 – манифольд; 7 – коробка отбора мощности

тированный на автошасси КраЗ-255Б. Комплектуется двухсекционной, гуммированной с поплавковым указателем уровня цистерной – емкостью 6 м^3 на прицепе ЦПК-6, а также центробежным насосом 3Х-98-3-51 с подачей $29\text{--}60 \text{ м}^3/\text{ч}$ с напором до $0,35 \text{ МПа}$, приводимым от тягового двигателя через коробку отбора мощности, карданную передачу и редуктор. Имеет вакуумную систему с максимальной герметической высотой всасывания 7 м , предназначенную для заполнения перекачиваемой жидкости перед началом работы.

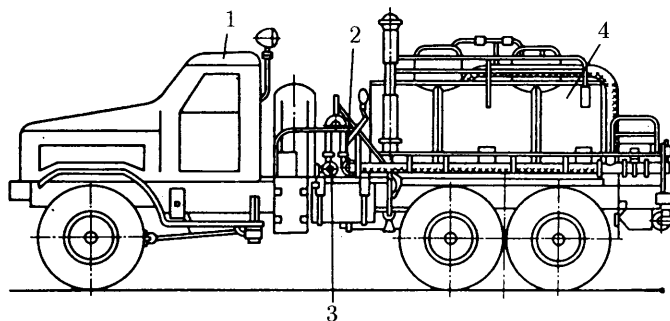


Рис. 3.28. 1 – автошасси КраЗ -255б; 2 – центробежный насос; 3 – манифольд; 4 – цистерна

Агрегат пескосмесительный (рис. 3.28) предназначен для транспортирования песка, приготовления песчано-жидкостной смеси и пода-

чи ее на прием насосных установок при гидроразрыве пласта, а также при проведении гидропескоструйной перфорации в скважинах.

Агрегат 4ПА (рис. 3.29) состоит из бункера, разделенного перегородкой на две секции для песка двух различных фракций, прикрепленных к стенкам бункера пневмовибраторов рабочего и загрузочного шнеков, регулировки выдачи сыпучего материала, смесителя, представляющего собой цилиндрическую емкость с коническим днищем и лопастной мешалкой, раздаточного и приемного коллекторов, а также центробежного пескового насоса.

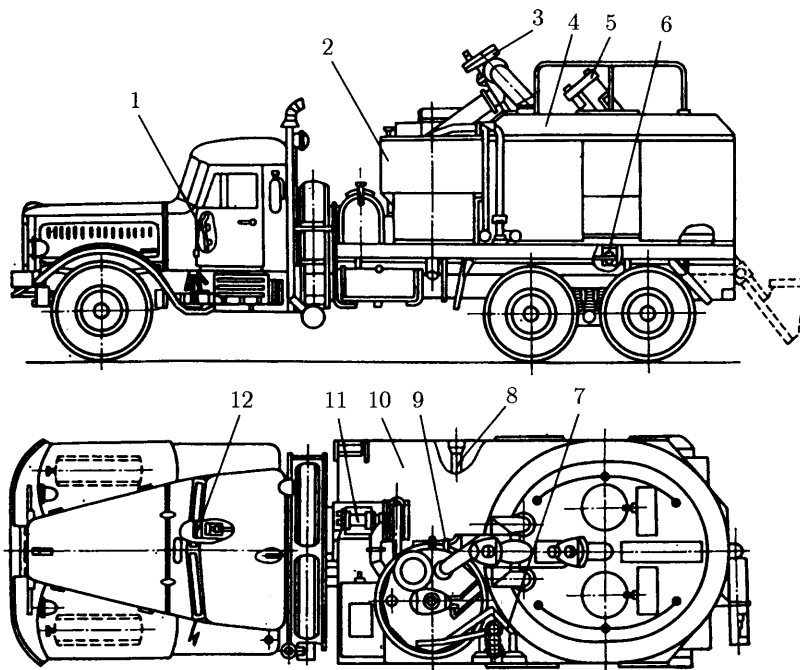


Рис. 3.29. Агрегат 4ПА: 1 – пульт управления; 2 – аккумулятор; 3 – рабочий шнек; 4 – сварной бункер; 5 – загрузочный шнек; 6 – пневмовибратор; 7, 8 – соответственно приемный и раздаточный коллекторы; 9 – регулятор выдачи сыпучего материала; 10 – рама автошасси КрАЗ-257; 11 – центробежный песковый насос 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.

Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта

Гидравлический разрыв пласта – формирование трещин в массивных газонефтеводонасыщенных и др. горных породах под действием подаваемых в них под давлением жидкостей. Производят гидравлический разрыв пласта для повышения продуктивности скважин (увеличения дебита или снижения депрессии), их приемистости при заводнении нефтяных пластов или закачки растворов полимеров, ВУЗ (вязкоупругих составов) и др. В однородных (изотропных) по толщине пластах, как правило, создается одна трещина значительной длины. На многослойных 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, соляно-кислотные растворы (для карбонатных коллекторов), сырую нефть и др. наиболее распространенные жидкости на водной основе. 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 гидронескоструйная 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.

Гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах осложняется тем, что основное направление естественной напряженности пород находится под углом к оси скважины, что затрудняет или делает невозможным предсказание направления трещин гидроразрыва. Для учета этих особенностей при гидроразрыве используют перфорацию коротких интервалов, бурение ствола перпендикулярно к азимуту простираения трещин, предварительные испытания перед гидроразрывом, учет поворота трещин и применение гидроразрыва на холодной воде.

Фирма «Мобил рисеч энд дивелопмент» на основе промысловых экспериментов установила, что при точечной перфорации или перфорации коротких интервалов в скважине при гидроразрыве образуются вертикальные трещины, а не трещины, параллельные оси ствола.

Та же фирма для создания вертикальных трещин гидроразрыва рекомендует бурить горизонтальные стволы под большим углом к азимуту простираения естественных трещин.

Фирма «Арко» для создания вертикальных трещин запатентовала способ селективного гидроразрыва на холодной воде. Сущность способа заключается в нагнетании холодной воды через теплоизолированную колонну на забой горизонтальной скважины для создания охлажденной призабойной зоны. В остальную часть горизонтального ствола, изолированную пакером, через кольцевое пространство нагнетается горячая вода. Охлаждение уменьшает естественную напряженность горных пород на 1,0–2 МПа ниже давления разрыва нагретой воды. Это создает условия возникновения трещин в охлажденной призабойной зоне.

Первые обнадеживающие результаты горизонтального бурения были получены в плотных слабопроницаемых коллекторах. Увеличения притока из таких коллекторов можно добиться за счет проведения многократных гидравлических разрывов пласта. Такие разрывы возможны при селективном заканчивании скважин с затрубными пакерами и золотниковыми устройствами, управляемыми инструментом на гибкой колонне. Эффективные работы по многократному гидроразрыву проводились на датских морских месторождениях. Здесь применяли новый способ заканчивания горизонтальных скважин, позволяющий за один спуск рабочей колонны производить перфорацию, обработку и изоляцию каждой отдельной зоны.

Роль ориентации естественных трещин коллектора на эффективность ГРП горизонтальных скважин

Успешное дренирование коллектора образованными трещинами зависит от их ориентации, радиуса простираения и проводимости по пластовому флюиду. Такой особенностью строения коллектора отличаются карбонатные коллекторы.

Близ скважины ориентация трещин определяется сложными околоскважинными напряжениями. Однако когда трещина распространяется в глубь пласта от ствола скважины, она проходит перпендикулярно минимальному напряжению горных пород (см. рис. 3.30).

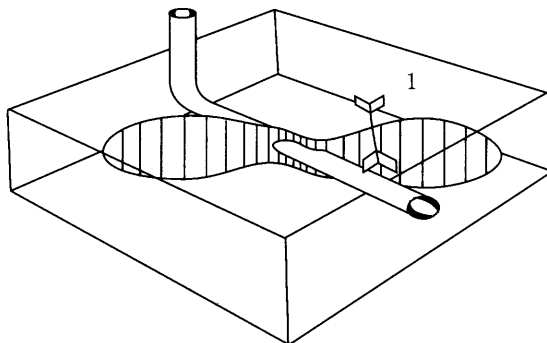


Рис. 3.30. Искусственная трещина направлена перпендикулярно минимальному напряжению в горной породе: 1) минимальное напряжение

На глубинах 600 м горное давление формируется в горизонтальном направлении, так что плоскость трещины будет соответственно вертикальной.

Ключевым фактором в определении зависимости продуктивности от вызванных трещин является их относительная ориентация к стволу скважины. Если скважина проходит перпендикулярно направлению минимального напряжения, трещины будут проходить вдоль скважины. Точка входа в любую трещину будет проходить через простирающуюся длину горизонтального ствола (рис. 3.31).

С другой стороны, если минимальное напряжение параллельно скважине, трещины также располагаются поперечно, потенциально увеличивая площадь дренажа коллектора.

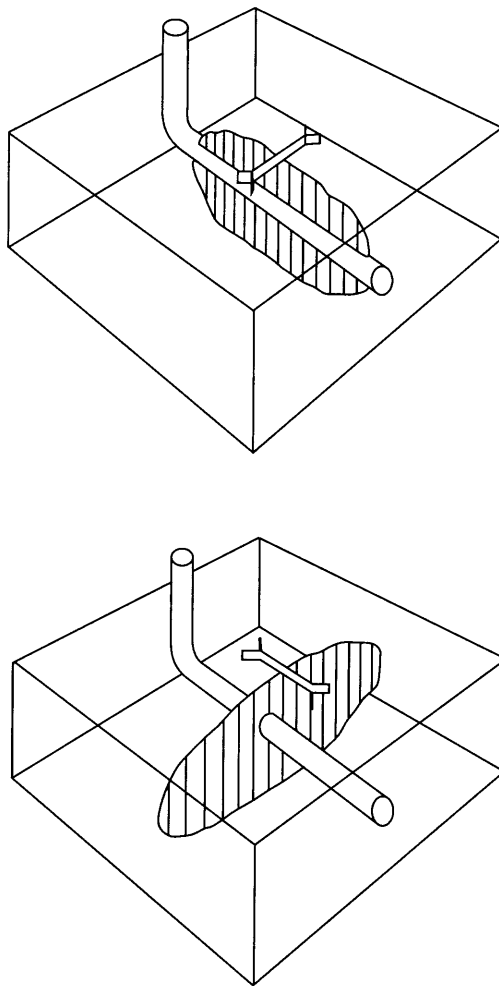


Рис 3.31. Два варианта выбора направления горизонтального ствола относительно естественных трещин. Если ствол бурится перпендикулярно минимальному напряжению в горной породе, то трещина пройдет параллельно направлению скважины (верхний рисунок). Если ствол бурится параллельно минимальному напряжению горной породы, то трещина пройдет поперек направлению скважины (нижний рисунок)

Если известны величина и направление горного напряжения, скважину можно направить по наиболее выгодному направлению – поперечному или продольному.

Однако прежде чем принять решение о строительстве горизонтальной скважины, следует удостовериться, что она будет лучше по производительности, чем эквивалентно стимулированная вертикальная скважина, и что затраты на горизонтальное бурение и стимулирование окупятся. Результаты зависят от того, продольны или поперечны горизонтальные скважины относительно трещин в горном массиве и каково их количество, раскрытость и проводимость их по пластовому флюиду, какова проницаемость пласта, а для поперечных трещин необходим еще и учет скин-эффекта, образующегося на точке пересечения трещины со скважиной (рис. 3.32).

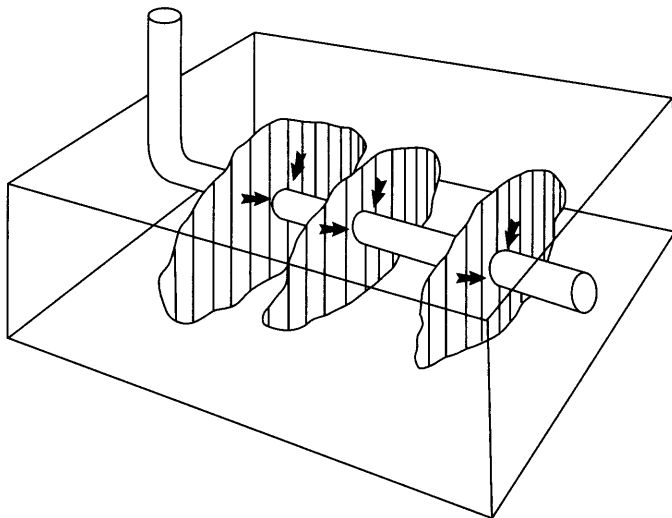


Рис. 3.32. Многочисленные поперечные трещины – возможно наилучший способ вскрытия коллектора. Недостатком является ограничение потока, возникающее на пересечении между плоскостью каждой трещины и скважины

Установив, что гидроразрыв горизонтальной скважины экономически оправдан, оператор должен выбрать из множества методов один, наиболее подходящий для селективной изоляции каждой зоны во время операции трещинообразования. Эта технология используется с обязательным применением местных пробок, которые впоследствии выбури-

ваются. Но эта методика требует времени и вызывает образование мелкого шлама, который может нарушить проницаемость пласта. В настоящее время имеется несколько комбинаций традиционного и нового аппаратного обеспечения, которые гарантируют успешное проведение операций (рис. 3.33).

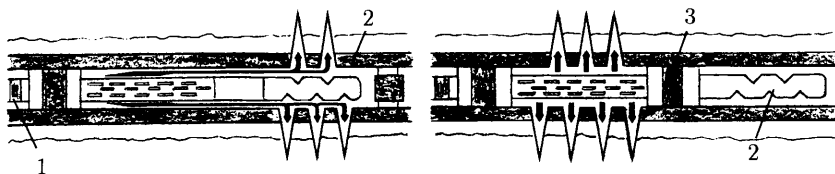


Рис. 3.33. 1) циркуляционный клапан; 2) перфоратор; 3) раздвижной пакер

Три способа селективного стимулирования горизонтальных скважин. **Традиционный способ** (слева) использует объемный пакер для изолирования верхней части продуктивного интервала и разбуриваемые пробки при изолировании нижней части. Мелкие отходы от выбуриваемых пробок могут закупорить проницаемые каналы пласта. **Второй способ** использует раскрывающиеся пакеры, устанавливаемые возвратно-поступательным движением труб. Посадка пакера должна производиться после того, как устройство было перемещено к только что перфорированной зоне.

Третий способ использует объемную мостовую пробку на забое.

Другие, менее известные, способы герметизации продуктивной зоны, выбранной для стимулирования скважин, включают группу пакеров для заканчивания скважин с колонной труб, оборудованной скользящими муфтами, хвостовиками, оборудованными полированными приемными гнездами, скользящими муфтами или алюминиевыми дисками, которые могут растворяться кислотой.

– Комбинация съемного мостового пакера: операция проста, но могут возникнуть проблемы, если пакер протекает во время испытания под давлением. Если пакер нельзя извлечь, его следует высверлить.

– Съемные раздвижные пакеры: они устанавливаются возвратно-поступательным движением бурильной трубы. Но во время спуска-подъема на ранее вскрытые интервалы будет воздействовать жидкость глушения до тех пор, пока не будет установлена временная пробка. Проблемой является точное размещение прибора против нескольких перфорационных отверстий.

– Пакеры многократного действия со скользящими муфтами в трубах: эксплуатационные пакеры должны устанавливаться только раз; каждая обработанная зона механически изолируется; а специальные трубы (СТ), управляющие скользящими муфтами в трубах, позволяют проводить раздельное испытание каждой зоны. Главным недостатком этой системы является уменьшенный поток, вызванный малым диаметром СТ-труб. Вдобавок повторное закачивание или каротаж скважины может потребовать извлечения эксплуатационных пакеров.

– Многочисленные приемные гнезда с полированными стволами в хвостовике, использующиеся со съемной изолирующей конструкцией, которая прижимается к стенке скважины на глубине. Эта простая конструкция требует только возвратно-поступательного движения труб, чтобы открыть либо изолировать пласт от скважины. Однако возникают иногда трудности, когда невозможно установить обсадку на нужной глубине.

– Скользящие муфты или алюминиевые пробки, встроенные в обсадные трубы: муфты могут открываться или закрываться с трудом, а эта проблема препятствует операциям спуска-подъема пакеров. Алюминиевые диски растворяются в кислоте, делая спуск колонны с перфоратором в скважину необязательным. В то же время иногда наблюдались затруднения с растворением пробок и трещинообразование в породе при проводке кислоты через цемент. (Описанные выше способы разработаны компанией Шлюмберже.)

Электродинамический метод очистки призабойной зоны пласта от загрязнений

Метод основан на одновременном воздействии на прискважинную зону пласта повышенной депрессией и постоянным электрическим полем высокого напряжения. Это обуславливает появление в капиллярной среде электрохимического, электрокинетического, теплового и других факторов, вызывающих в загрязненной призабойной зоне гидроразрыв оболочек капилляров в тонкопористом слое вследствие электроосмоса; образование кислотной или щелочной сред в зависимости от знака электрического заряда на скважинном электроде; повышение температуры на 10–20 градусов; снижение межфазного поверхностного напряжения; увеличение объемной скорости вытеснения флюида в направлении скважины.

Физическая основа метода базируется на теории электрических явлений, возникающих в капиллярно-поровых средах под действием постоянного электрического поля, и экспериментальных данных, полученных Э. М. Симкиным в лабораторных условиях и нефтяных скважинах Саматлорского месторождения и месторождениях Ферганской впадины (Таджикистан).

Оценка эффективности проведенных работ определяется по скорости подъема уровня жидкости в затрубном пространстве. Для этого применяются известные способы замера уровня эхолотом и др. ГИС.

Метод очистки загрязненной части ствола скважины от шламовых накоплений путем создания высоких депрессий с использованием струйных насосов

Метод с успехом применяется в вертикальных скважинах на стадии освоения скважин, пробуренных на низкопроницаемые коллекторы, когда традиционные способы освоения скважин не дают желаемого результата. С таким же успехом метод может быть применён и в горизонтальных скважинах для очистки интервала перфорированной колонны или открытого пласта, зашламлённого механическими примесями. В этом случае струйный насос располагают на участке перед входом в горизонтальную часть ствола, т. е. в вертикальной его части. Для осуществления процесса применяются различные конструкции струйных насосов. Приведем конструкции струйных насосов, описанные в книге И. Т. Мищенко под названием «Скважинная добыча нефти», изданной к 75-летию Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина. Данные струйные насосные установки снабжены поверхностными силовыми приводами. В этом случае силовое оборудование и оборудование для подготовки рабочей жидкости устанавливается на поверхности. Может использоваться однотрубная или двухтрубная система. При однотрубной системе используется пакер, который отделяет всасывающую линию от нагнетательной. При такой компоновке погружного оборудования возможны два варианта работы струйного насоса:

1. Рабочая жидкость под давлением силового поверхностного насоса подается к соплу струйного насоса через затрубное пространство, а смешанный поток поднимается на поверхность по колонне НКТ. Такая схема (прямая) наименее благоприятна, т. к. высокое давление рабочей

жидкости действует на внутреннюю стенку обсадной колонны, нередко приводя к нарушению ее герметичности в резьбовых соединениях.

2. Рабочая жидкость под давлением силового насоса подается к соплу струйного насоса через колонну НКТ, а смешанный поток поднимается на поверхность по затрубному пространству (обратная схема).

На рис. 3.34. представлена схема стационарной части погружного оборудования СНУ, спускаемой на колонне НКТ вместе с пакером.

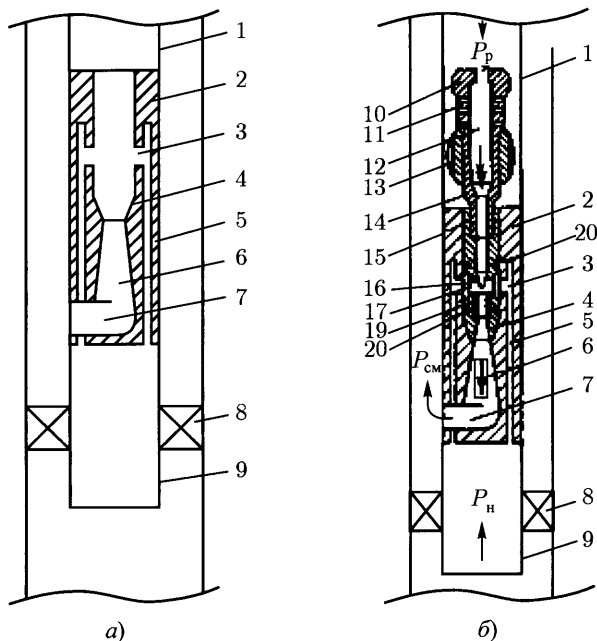


Рис. 3.34. Схема погружного оборудования струйной насосной установки: а – стационарная часть; б – в рабочем положении; 1 – колонна НКТ; 2 – корпус насоса; 3 – радиальные каналы; 4 – посадочный конус; 5 – каналы подвода нижней жидкости; 6 – диффузор насоса; 7 – радиальные отверстия; 8 – пакер; 9 – приемный патрубок; 10 – ловильная головка; 11 – фильтр; 12 – осевой канал; 13 – центратор; 14 – подъемный узел; 15 – сердечник; 16 – активное сопло струйного насоса; 17 – приемная камера; 18 – кольцевая проточка; 19 – камера смешения; 20 – уплотнительные элементы

Эта часть включает колонну НКТ 1, корпус 2 струйного насоса. В корпусе 2 струйного насоса выполнены радиальные каналы 3, сооб-

щающие полость посадочного конуса 4 с каналами 5 подвода инжектируемой жидкости, а также размещен диффузор 6, сообщающийся радиальными отверстиями 7 с затрубным пространством скважины. Подпакерное пространство соединено с насосом-патрубком 9. Эффективная эксплуатация скважин СНУ зависит от герметичности основных элементов погружного оборудования. При любой компоновке погружного оборудования образуется три смежные полости с различными давлениями движущихся в них жидкостей: подпакерная полость, полость НКТ и полость затрубного пространства. При этом каждая из полостей связана с погружным струйным насосом. Так, например, для однотрубной обратной схемы СНУ с пакером по колонне НКТ к струйному насосу движется рабочая жидкость под высоким давлением; в подпакерном пространстве — инжектируемая жидкость низкого давления; в затрубном пространстве — смешанный поток рабочей и инжектируемой жидкости, давление в котором определяется гидравлическими сопротивлениями и весом гидростатического столба смешанного потока. Исходя из изложенного герметичность элементов погружного оборудования является одним из важных условий нормальной работы СНУ. Поэтому контроль герметичности системы является основной операцией при запуске СНУ в работу.

Сложность данной операции для упомянутой однотрубной схемы СНУ состоит в том, что погружной струйный насос имеет нормально открытые отверстия для выхода смешанного потока. Таким образом, при неработающей СНУ затрубное пространство всегда гидравлически связано с полостью НКТ и подпакерным пространством. Это означает, что создание опрессовочного давления только в одной из этих полостей невозможно без применения специального погружного опрессовочного устройства; при этом раздельная опрессовка этих полостей является необходимым условием поиска и определения возможных источников негерметичности. Кроме того, особенностью опрессовки пакера является то, что в зависимости от поглощающей способности продуктивного пласта опрессовочное давление на пакер необходимо подавать снизу (в подпакерное пространство) или сверху (в надпакерное затрубное пространство). Именно поэтому опрессовочное устройство должно обеспечивать раздельный и последовательный контроль герметичности погружного оборудования СНУ. Такое опрессовочное устройство разработано фирмой «Инжектор».

На рис. 3.35. представлены компоновки погружного оборудования при опрессовке пакера сверху (рис. 3.35, а) и снизу (рис. 3.35, б).

В посадочном конусе 4 корпуса насоса 2 размещено спускаемое опрессовочное устройство, включающее в себя сердечник 15 и подъем-

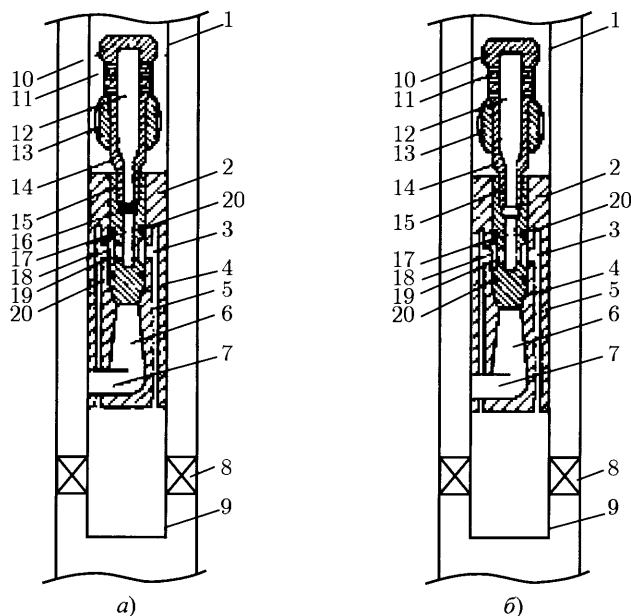


Рис. 3.35. Схема погружной струйной насосной установки: *а* – при опрессовке пакера сверху; *б* – при опрессовке пакера снизу; 1 – колонна НКТ; 2 – корпус погружного насоса; 3 – радиальные каналы; 4 – посадочный конус; 5 – каналы подвода инжектируемой жидкости; 6 – диффузор; 7 – радиальные отверстия; 8 – пакер; 9 – приемный патрубок; 10 – ловильная головка; 11 – фильтр; 12 – осевой канал; 13 – центратор; 14 – подъемный узел; 15 – сердечник; 16 – съемная заглушка; 17 – центральный канал сердечника; 18 – кольцевая проточка; 19 – радиальные отверстия сердечника; 20 – уплотнительные элементы

ный узел 14. На поверхности сердечника имеются два уплотнительных элемента 20 и кольцевая проточка 18, которая с помощью радиальных отверстий 19 сообщается с центральным каналом 17 сердечника. Подъемный узел 14 имеет осевой канал 12, фильтр 11, ловильную головку 10, съемный центратор 13 и крепится к сердечнику 15 разъемным соединением, в котором размещена съемная заглушка 16, разобщающая каналы 12 и 17.

На рис. 3.35, *б* представлена компоновка погружного оборудования при опрессовке пакера снизу. Все элементы аналогичны схеме на рис. 3.35, *а*, за исключением съемной заглушки 16, которая в этом случае не используется. При опрессовке пакера сверху опрессовочное давление подается в затрубное пространство, а опрессовка НКТ производится закачкой опрессовочной жидкости в НКТ.

При опрессовке пакера снизу опрессовочное давление подается в колонну НКТ (рис. 3.35, б). Технология запуска скважинной насосной установки следующая.

В скважину на колонне НКТ спускается погружное оборудование, представленное на рис. 3.35, и определяется приемистость скважины закачкой жидкости в затрубное пространство. Опускают в корпус струйного насоса опрессовочное устройство с заглушённым центральным каналом (см. рис. 3.35, а), создают давление опрессовки в полости НКТ и выдерживают его в течение 30 минут. Снижают давление и производят посадку пакера в колонне. Начиная с этого момента, порядок операций по опрессовке пакера зависит от определенной ранее продуктивности (приемистости) скважины.

После опрессовки плавно снижают давление в затрубном пространстве и полости НКТ и поднимают опрессовочное устройство на поверхность.

Для скважин, у которых очень низкая приемистость, порядок опрессовки следующий. Поднимают на поверхность опрессовочное устройство, извлекают съемную заглушку 16 из центрального канала 17 сердечника 15 и опускают опрессовочное устройство в корпус насоса (рис. 3.34, б). При открытом затрубном пространстве в полости НКТ создают давление опрессовки, которое через каналы 12 и 17, радиальные отверстия 19 сердечника опрессовочного устройства, радиальные каналы 3 и каналы 5 корпуса 2 струйного насоса передается в подпакерное пространство скважины. После опрессовки пакера давление в НКТ плавно снижают, а опрессовочное устройство поднимают на поверхность.

Дальнейшие операции по запуску насосной установки и скважины заключаются в следующем. Производят замену жидкости глушения на рабочий агент.

В корпус струйного насоса устанавливают вставную часть насоса (см. рис. 3.34, б) и подают по НКТ рабочий агент к струйному насосу, который, истекая из сопла 16, создает пониженное давление в приемной камере 17, и продукция скважины (инжектируемый поток) из подпакерного пространства через каналы 5 и отверстия 3 поступает к струе рабочего агента. Далее рабочий агент и инжектируемая продукция скважины смешиваются в камере смешения 19, через диффузор 6 смешанный поток поступает в затрубное пространство и затем — на поверхность.

На рис. 3.34, б представлена компоновка погружного оборудования при рабочем положении струйного насоса. В посадочном конусе 4 располагается вставная часть струйного насоса, включающая в себя активное сопло 16, приемную камеру 17 и камеру смешения 19. Разработанные

установки со струйными насосами нашли достаточно широкое применение при эксплуатации скважин с осложненными условиями. Применение струйных насосов для добычи нефти связано также с так называемыми тандемными установками (системами).

Применение паротепловых методов воздействия на призабойную зону пласта

Паротепловые методы применяются в основном с целью удаления из зоны фильтрации скважины высокомолекулярных углеводородных отложений, в основном смол и парафинов. В этом смысле конструкция скважины практически не играет решающей роли. Технологические приёмы и применяемое при этом оборудование одинаковы с таковыми при производстве работ в вертикальных скважинах.

Ниже приведем две разновидности агрегатов, которые применяются для проведения данных работ.

Агрегат ППУА-1200/100 предназначен для депарафинизации скважин, промысловых и магистральных нефтепроводов, обогрева 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. 3.36).

Агрегат 1АДП-4-150 предназначен для нагрева и нагнетания нефти в скважины, расположенных 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, трансмиссию привода механизмов, контрольно-измерительные приборы, манифольд. Вспомогательное оборудование. Оборудование агрегата смонтировано на общей раме, закрепленной на шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-255Б (рис. 3.37). Привод всех механизмов осуществляется от тягового двигателя автомобиля, управление работой агрегата – из кабины водителя.

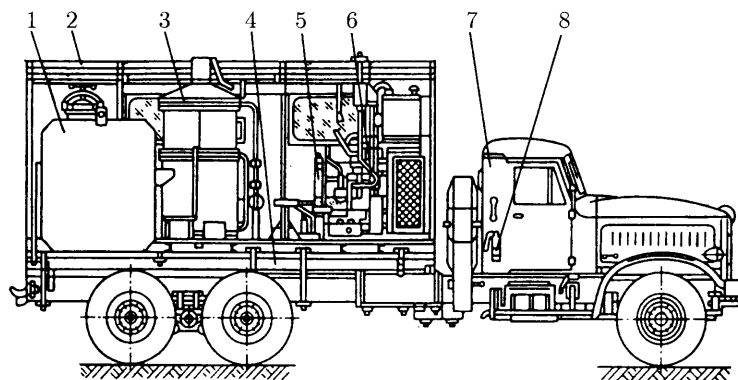


Рис. 3.36. Агрегат (установка) ППУА-1200/100: 1 – цистерна для воды; 2 – кузов; 3 – паровой котел; 4 – монтажная рама; 5 – приводная группа; 6 – питательный насос; 7 – шасси автомобиля; 8 – огнетушитель

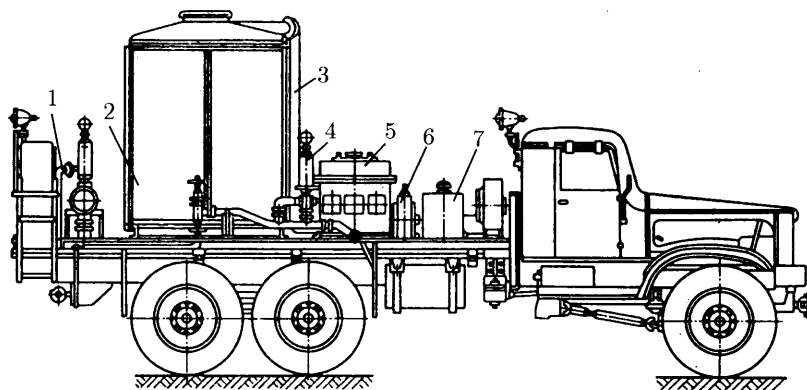


Рис. 3.37. Агрегат 1 АДП-4-150: 1 – манифольд; 2 – нагреватель; 3 – система воздухоподачи; 4 – контрольно-измерительный прибор, система автономного регулирования; 5 – нагнетательный насос 2НП-160; 6 – трансмиссия привода механизмов; 7 – топливная система

ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА С ОДНОВРЕМЕННЫМ УДАЛЕНИЕМ ИЗ НЕЕ СМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Технология ОПЗ разработана институтом УдмуртНИПИнефть. В основу технологии положен патент Российской Федерации № 1788961 по изобретению Кудинова В. И., Каменщикова Ф. А., Сучкова Б. М. и Хусаинова З. М. «Диспергатор асфальтосмолопарафиновых образований для кислотных обработок». Технология может успешно применяться, как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах

Для интенсификации обработки призабойной зоны пласта, осложненной отложениями парафина, предложена новая технология, основанная на использовании рабочих растворов, обладающих универсальным действием на карбонатные породы и высокомолекулярные углеводородные соединения. Это происходит за счет положительного взаимовлияния входящих в рабочий раствор химических компонентов, а именно взаиморастворимых друг в друге углеводородных растворителей и соляной кислоты. Углеводородный растворитель деблокирует карбонатные породы от смолопарафинового экрана, улучшая тем самым доступ кислоты к карбонатным породам. В свою очередь кислота, растворяя породы, переводит оставшиеся нерастворенными смолопарафиновые отложения в свободное состояние с последующим его объемным диспергированием и выносом из ПЗП в процессе промывки и освоения скважины.

На основании всестороннего изучения химических веществ было установлено, что к таким растворителям-диспергаторам относятся некоторые побочные продукты конденсации изобутилена с формальдегидом в присутствии серной кислоты при производстве изопрена на заводах синтетического каучука. Наибольший интерес из них представляют НК, ПФ, СОП, В-40, Т-66, ДМД. Для практического применения в указанных выше целях был рекомендован флотореагент Т-66 и диметилдиоксан. Опытно-промышленные испытания рабочего раствора на основе HCl и ДМД и в целом технологии показали хорошие результаты.

В сравнении с обычными соляно-кислотными обработками, кроме эффективности, данный метод отличается простотой осуществления технологии, практически не отличающейся от обычных СКО, а при централизованном вводе реагента в HCl становится идентичной. Рабочий раствор на основе кислоты и диспергатора может быть с успехом использован при всех видах кислотных обработок без применения дополнительного оборудования.

Материалы и технические средства, необходимые для осуществления технологического процесса

1. Для осуществления технологического процесса обработки призабойной зоны пласта требуются материалы и оборудование, перечисленные в табл. 3.11 и 3.12.

Таблица 3.11

Материалы, необходимые для осуществления технологии по рекомендуемым схемам

Наименование материалов	ГОСТ, ТУ
1. Диспергаторы	
1.1. Флотореагент Т-66	смесь углеводородов
1.2. Тяжелая часть Т-66 (СОП)	то же
1.3. Легкая часть Т-66 (НК)	то же
1.4. Пирановая фракция (ПФ)	то же
1.6. Триметилкарбинол (В-40)	то же
2. Соляная кислота ингибированная	ТУ 6-01-714-77
3. Вода пластовая техническая 1,5–2 объема НКТ	ТУ 6-01-193-80

Таблица 3.12

Технические средства

Наименование оборудования	Шифр, ГОСТ
Промывочный агрегат	ЦА-320, ЦА-320М, АН-500 (ТУ 26-02-30-75)
Кислотный агрегат	Азинмаш-30 А
Кислотовозы	Бочки на шасси КамАЗа, КРАЗа, Татры (в кислотостойком исполнении)
Насосно-компрессорные трубы	ГОСТ 633-80

Что касается состава диспергатора, физико-химических свойств, их растворимости, поверхностного натяжения и коррозионной активности и др., то в связи с тем, что они очень подробно описаны в главе 7 настоящего раздела, остановимся лишь на технологии проведения обработки ПЗП.

Технология проведения обработки призабойной зоны пласта кисотно-углеводородным составом

Приготовление кисотно-углеводородного раствора

Товарная форма кисотно-углеводородного раствора может быть получена на кислотной базе или непосредственно на месте потребления.

Приготовление раствора реагентов производится с применением любой ёмкости и циркуляционного насоса. Для получения раствора объемом до 5 м³ используется агрегат типа ЦА-320 или Азинмаш-32. Получение больших объемов возможно с применением автоцистерн и вышеупомянутых агрегатов.

Приготовление рабочего раствора

1. Рассчитать необходимое количество реагентов исходя из соотношения:

соляная кислота – 90 %
диспергатор – 10 %.

Минимальное количество диспергатора устанавливается в пределах 5 %.

2. Рассчитать необходимое количество соляной кислоты традиционным для данного промысла методом.

3. Залить последовательно расчетное количество диспергатора и соляной кислоты в ёмкость и произвести циркуляцию (перемешивание) в течение 30 минут.

Технология проведения обработки

Технология проведения обработки ПЗП кисотно-углеводородным составом не отличается от технологии проведения обычных соляно-кислотных обработок (кислотная ванна, СКО, ПСКО) и проводится согласно выбранной схеме.

При необходимости технология обработки кислотно-углеводородным составом может сочетаться с другими технологическими приемами воздействия на ПЗП, такими как гидроразрыв и гидроударное воздействие, и техническими средствами (например, струйный насос).

Техника безопасности

1. Все работы, выполняемые по данной технологии, проводить согласно требованиям «Правил безопасности в нефтедобывающей промышленности». – М.: Недра, 1975, «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности». – Баку, 1976, «Сборника инструкций по технике безопасности, пожарной безопасности и промсанитарии для бригад капитального ремонта скважин» УПНП и КРС объединения «Удмуртнефть», 1981.

2. К работе с соляной кислотой и другими кислотами допускаются лица, прошедшие медицинский осмотр и обучение согласно «Положению о порядке обучения рабочих и инженерно-технических работников методам работы на предприятиях и организациях Миннефтепрома», требованиям настоящей инструкции и только после проверки знаний комиссией, назначенной приказом по предприятию.

3. К работе по осуществлению технологии допускаются лица, прошедшие инструктаж по правилам безопасного ведения работ и ознакомленные с технологией создания многократных депрессий.

4. Все манометры должны быть установлены с трехходовыми кранами.

5. Для обслуживания верхней части устьевого оборудования на скважине должна быть установлена стационарная или передвижная площадка, оборудованная лестницей с перилами.

6. Передвижное оборудование (компрессор, насосный агрегат и т. д.) должны устанавливаться с наветренной стороны на расстоянии не менее 30 метров от устья скважин и оборудоваться искрогасителями.

7. Все временные трубопроводы должны быть надежно закреплены и защищены от механических повреждений.

8. Разрядная линия колонны НКТ закрепляется в местах поворотов и в конце закрепления в грунте якорей с усилием страгивания не менее 10,0 кН.

9. Ежедневно перед началом работ проверить надежность заземления электрооборудования, исправность искрогасителей технических средств.

Правила производственной санитарии

1. Работники, занятые технологическими операциями с применением химреагентов, должны быть обеспечены комплектом спецодежды.

2. При попадании кислоты на кожу необходимо длительное промывание пораженного участка водой, затем нейтрализация содовым раствором.

3. При попадании кислоты в глаза необходимо промыть их водой, закапать по 1 капле 2 % раствора новокаина с последующим смазыванием вазелином.

4. Предельная допустимая концентрация ДМД в воздухе рабочей зоны 3 мг/м^3 .

5. При длительном вдыхании паров ДМД через 30 минут – 3 часа ощущается слабость, головная боль, раздражение дыхательных путей. Без лечения кашель и одышка держатся 4–8 часов. По степени воздействия на организм ДМД относится к 3 классу опасности. В случае подозрения на отравление парами ДМД обратиться к врачу.

6. Флотореагент Т-66 – легкоподвижная маслянистая жидкость с ароматическим запахом.

7. По степени воздействия на организм относится к веществам малоопасным – 4 класс опасности по ГОСТ 12.1.007-76.

При непосредственном контакте с незащищенными кожными покровами не вызывает патологических изменений, но влияет на слизистые оболочки глаз.

Аллергенные свойства флотореагента Т-66 не выражены.

При попадании продукта на незащищенные участки кожи промыть обильным количеством воды.

8. При первых признаках отравления, человека надо вывести на свежий воздух, при потере сознания, не ожидая прихода врача, необходимо сделать искусственное дыхание.

9. Кумулятивные свойства флотореагента Т-66 слабо выражены.

10. Предельно допустимая концентрация Т-66 в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м^3 (по 4,4 – диметилдиоксану – 1,3).

11. Средства индивидуальной защиты – фильтрующий противогаз марки «БКФ» (необходим только в аварийной ситуации).

Правила пожарной безопасности

1. Реагент ДМД пожароопасное вещество. Средства тушения – тонкораспыленная вода, пена.

2. Емкости или бочки, в которых хранится ДМД, должны иметь надпись – название продукта, «Огнеопасно».
3. Температура самовоспламенения ДМД – 369° С.
4. Флотореагент Т-66 при взаимодействии с водой и кислородом воздуха не взрывается и не горит.
5. Средства пожаротушения: водяной пар, пена, инертные газы, углекислотные и пенные огнетушители.

Меры по охране окружающей среды

1. При производстве работ по данной технологии исключить разбрызгивание и разливание нефти, кислоты и реагента, для чего:
 - перед закачкой указанных веществ в скважину манифольд должен быть опрессован пресной водой;
 - подъем НКТ из скважины должен осуществляться с использованием устройства по очистке наружной поверхности труб;
 - в случае подъема из скважины труб, заполненных жидкостью, следует применять «юбку» против разбрызгивания.

Осуществление технологии глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта

(Технология может применяться на вертикальных и горизонтальных скважинах).

Данная технология предусматривает использование задавочной жидкости, обладающей растворяющей способностью к асфальто-смолистым и парафинистым отложениям.

Особенностью новой технологии глушения является обязательное полное замещение скважинной жидкости на жидкость глушения (обработывающий раствор). При выполнении этой операции могут наблюдаться три варианта:

1. Продуктивный пласт обладает достаточной приемистостью. Заменить скважинную жидкость на жидкость глушения (обработывающий раствор) на глубину подвески НКТ, затем поднасосную жидкость продавить в пласт.
2. Продуктивный пласт «не принимает». Величина пластового давления позволяет допустить НКТ до забоя. Спустить НКТ до забоя, закачать задавочную жидкость в межтрубное пространство или в трубы и промывкой заменить скважинную жидкость на жидкость глушения.

3. Продуктивный пласт «не принимает». Величина пластового давления не обеспечивает безопасность спуска НКТ до забоя.

Заменить скважинную жидкость жидкостью глушения на глубину подвески НКТ. Допустить НКТ до забоя.

Произвести замену скважинной жидкости жидкостью глушения на глубину подвески НКТ. Допустить НКТ до забоя и заменить скважинную жидкость жидкостью глушения во всем объеме.

Подземный ремонт скважин производится по общепринятой технологии.

Пуск скважин в работу после ремонта с использованием технологии глушения с одновременной обработкой призабойной зоны пласта производится без освоения и мероприятий, связанных с вызовом притока.

Задавочная жидкость (обрабатывающий раствор) после ремонта откачивается из скважины в систему сбора. Задавочная жидкость, утяжеленная баритом или другими твердыми утяжелителями, откачивается в автоцистерны и используется повторно или возвращается на установку приготовления для регенерации и повторного использования.

Рекомендации по подбору скважин, на которых может быть использована данная технология

1. Технологию глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта следует применять при производстве подземных (текущих) ремонтов скважин.

2. Технология может быть использована при подземном ремонте скважин со всеми существующими способами добычи нефти.

3. Наибольший эффект от использования данной технологии может быть получен в скважинах, где продуктивный пласт имеет значительную разнородность по проницаемости.

4. Наименьший эффект от использования данной технологии может быть получен на скважинах с обводненностью продукции выше 90 %.

Состав и свойства обратных эмульсий

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 промысловой 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 CaCl_2 , NaCl , 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, кг/м^3 – 900–1400; условная вязкость, с – 50–200; статическое напряжение сдвига, 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, (вольт) В – 80–200; растворяющая способность – на уровне чистого дистиллята.

Обратные эмульсии вышеприведенного состава, обладающие растворяющей способностью к парафинистым и асфальто-смолистым отложениям, могут применяться в скважинах с забойными температурами до 80° С, а утяжеленные твердым 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.

Составы обратных эмульсий, обладающие растворяющей способностью и свойствами задавочных жидкостей, приведены в табл. 3.13. Растворяющая способность находится на уровне растворяющей способности чистого растворителя, так, в 1 м^3 эмульсии при температуре 20° С за 24 часа растворяется около 0,03 м^3 (30 кг) парафинистых отложений.

Таблица 3.13

Состав и параметры обратных эмульсий

№ п/п	Состав 1м ³ обратной эмульсии				Параметры обратной эмульсии				
	углеводородная фаза		водная фаза		вязкость, с	электро- стабиль- ность, В	статическое на- пряжение сдвига		фильтра- тоотдача, см ³ /30 мин.
	нефть, $\gamma = 870$ кг/м ³	дистил- лят $\gamma = 780$ кг/м ³	ЭС-2 $\gamma = 950$ кг/м ³	ПДВ $\gamma = 1160$ кг/м ³			через 1 мин.	через 10 мин.	
1	0,152	0,190	0,008	0,650	1054	80-120	8-14	14-18	6-10
2	0,183	0,210	0,007	0,600	1037	80-120	8-14	14-18	6-10
3	0,247	0,248	0,005	0,500	1003	100-120	8-12	10-16	10-12
4	0,298	0,297	0,005	0,400	967	100-120	8-12	10-16	12-14
5	0,150	0,190	0,010	—	1160	100-120	20-24	22-26	8-10
6	0,180	0,210	0,010	—	1133	100-120	16-20	18-24	8-10
7	0,246	0,246	0,008	—	1083	100-130	14-18	16-20	10-12

Технология приготовления обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель

Приготовление обратных эмульсий, содержащих углеводородный растворитель, осуществляется на специальной установке по приготовлению гидрофобно-эмульсионных растворов.

Установка строится, как правило, вблизи с установкой комплексной подготовки нефти и включает в себя резервуары для хранения готового раствора и исходных компонентов, смесительную емкость, оборудованную смешивающими устройствами, насосы, компрессор и систему трубопроводов с задвижками.

Заданные параметры обратной эмульсии могут быть получены при соблюдении дозировки компонентов и технологии приготовления.

Подготовительные работы по приготовлению эмульсии сводятся к заполнению соответствующих резервуаров исходными компонентами.

Технология приготовления обратных эмульсий, содержащих во внешней среде углеводородный растворитель

1. В смесительную емкость 9 подать расчетное количество нефти.
2. С помощью одного из насосов 4 установить циркуляцию нефти по схеме: емкость 9 – насос 4 – смеситель 7 – емкость 9.
3. Одновременно с операцией по п. 2 подать в смесительную емкость 9 расчетное количество эмульгатора с помощью одного из насосов 3.
4. Не прекращая операции по п. 2, подать в емкость 9 расчетное количество дистиллята.
5. Не прекращая операции по п. 2, подать в емкость 9 расчетное количество водной фазы (пластовая вода, водный раствор CaCl_2 и т. п.). Подачу водной фазы осуществлять с помощью второго насоса 4 через смеситель 7.

После подачи расчетного количества воды оба насоса 4 продолжают осуществлять циркуляцию эмульсии до полной готовности по схеме: смесительная емкость 9 – насосы – 4 смеситель 7 – смесительная емкость 9.

7. Готовность эмульсии определяется величиной электростабильности, которая измеряется с помощью прибора ИГЭР-1. Величина электростабильности должна быть не менее величин нижнего предела, указанных в табл. 3.13 и 3.14, для скважин с забойной температурой до 40°C и не менее 120 В – для скважин с забойной температурой до 80°C .

8. Для эмульсий, подлежащих утяжелению твердыми утяжелителями, критерием готовности (кроме электростабильности) является наличие статического напряжения сдвига, величина которого должна быть не менее 5 кгс/см^2 за 1 минуту по СНС-2.

Регулирование свойств обратных эмульсий

Электростабильность обратных эмульсий характеризует агрегативную устойчивость системы. Чем выше величина электростабильности, тем выше устойчивость эмульсии во времени и тем выше термостабильность. Для рецептур обратных эмульсий величина электростабильности должна выдерживаться не ниже указанной в таблице 3.14.

Таблица 3.14

Состав эмульсии, вес %	Электростабильность, В	Вязкость при 20 °С, мПа·с
Нефть – 25, ЭС-2 – 0,4, водная фаза – 74,6	160	470
Нефть – 25, ЭС-2 – 3, водная фаза – 72	210	150
Нефть – 75, ЭС-2 – 0,4, водная фаза – 24,6	500	70
Нефть – 75, ЭС-2 – 3, водная фаза – 22	620	160
Нефть – 50, ЭС-2 – 2, водная фаза – 48	260	250
Нефть – 50, эмультал – 1,5, водная фаза – 48,5	170	560
Нефть – 50, эмультал – 2,5, водная фаза – 47,5	220	210

Повышение величины электростабильности осуществляется добавкой (с последующим перемешиванием) эмульгатора-стабилизатора. Незначительное повышение величины электростабильности (на 20–30 В) может быть достигнуто увеличением времени перемешивания.

Условная вязкость обратных эмульсий измеряется с помощью воронки ВП-5. Регулирование вязкости осуществляется изменением соотношения водной и углеводородной фаз. Увеличение концентрации водной фазы (уменьшение концентрации углеводородной среды) приводит к повышению вязкости вплоть до нетекучего состояния. При разных соотношениях фаз двух эмульсий условная вязкость будет ниже там, где меньше вязкость углеводородной среды.

Статическое напряжение сдвига (СНС) измеряется с помощью прибора СНС-2 стандартным методом за 1 и 10 минут. Эта величина характеризует наличие тиксотропии эмульсии, т.е. способность системы удерживать во взвешенном состоянии твердый утяжелитель. Статическое напряжение сдвига зависит от природы используемого эмульгатора. При использовании в качестве эмульгатора реагента ЭС-2 необходимая величина сдвига появляется при концентрации ЭС-2 от 1 до 2,5 %.

Плотность обратной эмульсии определяется прибором АГ-3ПП или другими стандартными способами. Регулирование плотности осуществляется изменением соотношения фаз, изменением плотности водной фазы (за счет минерализации) и добавлением твердого утяжелителя.

Растворяющая способность обратной эмульсии по отношению к отложениям смол, асфальтенов и парафинов обусловлена наличием фильтрации углеводородного растворителя. Фильтрация определяется по прибору ВМ-6.

Величина фильтрации определяется количеством углеводородного растворителя, содержащегося в дисперсионной среде эмульсии и соотношением фаз. Чем больше углеводородной фазы в эмульсии и чем больше в ней углеводородного растворителя, тем выше величина фильтрации.

Особенности работ на скважинах, заглушенных обратной эмульсией

Для геофизических исследований в среде обратной эмульсии следует применять виды каротажа, не требующие электропроводящей среды (ГК, НГК, ЯМК, ИК и др.).

Перфорация колонн производится в среде этой эмульсии.

При использовании обратных эмульсий запрещается применение глинистых растворов на водной основе, водных растворов солей и воды во избежание образования в скважине непроницаемой «пробки» и попадания воды в зону продуктивного пласта.

Меры безопасности

Общие меры безопасности:

1. К работам по приготовлению и применению обратных эмульсий допускаются лица, прошедшие обучение согласно «Положению о по-

рядке обучения рабочих и инженерно-технических работников методам работы на предприятиях и организациях Миннефтепрома» и требованиям настоящей Инструкции и только после проверки их знаний комиссией, назначенной приказом по предприятию.

2. Работники, занятые на установке приготовления обратной эмульсии, а также глушения скважин, должны быть обеспечены комплектом спецодежды, спецобуви.

3. Все работы по ремонту скважин с использованием обратных эмульсий должны производиться согласно требованиям раздела 5, пп. 5.1 и 5.2 «Правил безопасности в нефтедобывающей промышленности». – М.: Недра, 1975 и раздела 10 «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности». – Баку, 1976.

Меры безопасности при приготовлении обратных эмульсий на установке

1. Установку по приготовлению обратных эмульсий считать пожароопасным объектом. На ее территории и подъездных путях установить аншлаги о пожароопасности – «Огнеопасно». Установка оснащается первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, стандартным инструментом.

2. Электродвигатели, пусковые устройства и соединительные провода должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении, согласно «Правилам устройства электроустановок (ПУЭ)». – М.: Энергия, 1968. Вращающиеся и движущиеся детали установки должны быть ограждены.

3. Все металлические конструкции и устройства, которые могут оказаться под напряжением, должны быть заземлены к контуру заземления.

4. На территории установки должна быть предусмотрена грозо-защита в соответствии с ПУЭ.

5. Емкость смесительная, емкости для хранения нефти, дистиллята и готового раствора должны быть оборудованы дыхательными клапанами или вертикальными вытяжными трубами с огнепреградителями.

6. На территории установки должны быть установлены пожарные стояки.

7. Устранение неполадок и очистку в установке производить при полной остановке приводов и движущихся деталей. При этом на пусковых устройствах вывесить плакат «Не включать, работают люди».

8. Все емкости должны быть защищены от попадания атмосферных осадков внутрь.

9. Транспортирование обратных эмульсий производится автоцистернами, оборудованными для перевозки нефти и нефтепродуктов.

Меры безопасности при ремонте и освоении скважин

1. В плане по ремонту скважин указывать объем и плотность обратной эмульсии, основные операции и ответственных лиц по глушению скважин.

2. В течение всего времени работ с применением обратных эмульсий на расстоянии менее 25 м от устья скважины и емкостей с обратными эмульсиями запрещается:

- пользование открытым огнем (курение, электросварочные работы и др.);
- пребывание техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах;
- пребывание посторонних людей.

3. Принять меры против загрязнения обратной эмульсией оборудования и территории, а также попадания обратной эмульсии на рабочих, для чего:

- необходимо иметь на устье скважины устройство для очистки наружной поверхности НКТ и кабеля;
- в случае подъема НКТ, заполненных жидкостью глушения или скважинной жидкостью, обязательно применение приспособления против разбрызгивания; члены бригады должны обеспечиваться прорезиненными фартуками и перчатками;
- на территории скважины должны быть запас пакли, солянки для очистки загрязненного оборудования, а также сыпучий материал (песок) для очистки рабочей площадки.

4. Обратная эмульсия, как и нефть, по степени воздействия на организм человека относится к 4 классу опасности. При попадании ее на кожу рук и других частей тела эмульсию следует удалить с помощью ветоши, а загрязненный участок вымыть с мылом. («Вредные вещества в промышленности». – Л.: Химия, 1976 г., «Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий», СН-245-71, м., 1972).

Исследования бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

Успешность строительства горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов во многом зависит от применяемых геофизиче-

ских методов контроля за процессом бурения. Специфичность профиля горизонтального ствола скважин требует неординарных методов и приборного оснащения геофизической аппаратуры.

В общем комплексе необходимых условий, определяющих эффективность ГС, важное значение имеет уровень геофизического информационного сопровождения их на этапах строительства, испытания и эксплуатации. Проблема геофизических исследований горизонтальных скважин всегда была сложной и актуальной, так как при зенитных углах 65 градусов и более прибор приходилось не опускать, а проталкивать в скважину. В этой связи группой ученых-специалистов геофизиков А. Г. Корженевским, П. М. Кудашовым, Р. И. Юсуповым, В. Г. Золотаревым, А. Е. Красновым с 1990 года осуществляется поиск технических решений создания устройства, работающего на геофизическом кабеле, с максимальным сохранением технологических возможностей испытания пластов на трубах. Были опробованы испытатели пластов на кабеле конструкции ВНИИГИС, НПГС «ГЕРС», однако из-за низкой эффективности насосной системы для создания депрессии они не нашли производственного применения.

Были рассмотрены различные варианты создания специального геофизического кабеля, обладающего принципиально новыми трудно совместимыми технологическими качествами – достаточной жесткостью для проталкивания приборов и необходимой гибкостью для использования серийного спускоподъемного оборудования. В результате в соавторстве со специалистами А. Г. Корженевским и В. Н. Алеиниковым на основе серийно выпускаемых геофизических кабелей были разработаны новые конструкции кабеля путем применения многослойного бронирования и различных составов полимерных материалов для поверхностного покрытия и заполнения технологических зазоров между проволоками брони. Создан параметрический ряд новых геофизических кабелей разного целевого назначения для проведения геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе и через бурильный инструмент, в колонне и через НКТ, в том числе и при герметизированном устье.

Геофизический кабель для исследования горизонтальных скважин имеет следующие технические параметры: диаметр от 17 до 36 мм, разрывная прочность 200–230 кН, номинальное рабочее напряжение 660 В, электрическое сопротивление изоляции 20 МОм, рабочая температура от 90 до 180 °С, расчетная масса до 2,2 кг/м.

Получение необходимых параметров кабеля – жесткости и гибкости достигается подбором диаметра проволок брони, техническим зазором в армирующей брони, материалом и толщиной полимерных оболоч-

чек. Изготовление такого кабеля на кабельных заводах не представляет технологической сложности.

Исследование наклонных и горизонтальных скважин при использовании такого кабеля существенно упрощается. Один из самых простых вариантов организации исследований горизонтальных скважин заключается в подсоединении к серийному геофизическому кабелю, намотанному на стандартном подъемнике ПКС-5 или ПКС-7. Предполагаемая протяженность горизонтального участка, которая может быть исследована таким способом, будет составлять около одной трети длины отрезка жесткого кабеля.

Первые образцы нового геофизического кабеля КГ-3-200-90ГС поступили в «Татнефтегеофизика» в 1996 году. В том же году первые промысловые испытания проведены в скважине 103Д НГДУ «Ленинаторскнефть», имеющей сложную геометрия ствола. Скважина обсажена 5-дюймовой эксплуатационной колонной до глубины 2029 м и имеет смещение забоя от вертикали 415 м. В этой скважине выполнены радиометрические исследования аппаратурой ДРСТ-3-90, проведены замеры локатором муфт, четко зафиксировано положение магниевого фильтра, зарегистрирована диаграмма акустической цементометрии аппаратурой УЗБА-21 с центраторами. Результаты работ подтвердили перспективность кабельной технологии исследования наклонных и горизонтальных скважин. С помощью жесткого кабеля были успешно проведены испытания на нескольких скважинах НГДУ «Бавлынефть» и в АО «Удмуртнефть».

Особенно эффективно применение жесткого кабеля при использовании горизонтальных скважин, пробуренных из стволов старого фонда скважин. Уменьшенный диаметр скважин и малый радиус перехода к горизонтали затрудняет применение других технологий, а для кабельной технологии эти условия были благоприятны. В скв. 556, 1278, 460 АО «Удмуртнефть» проведены исследования методами ГК, НГК, ИК и инклинометрические замеры горизонтальных участков протяженностью до 200 м.

Целесообразность оперативного контроля пространственного положения ствола ГС убедительно подтверждается результатами исследований скважины 435Г Мишкинского месторождения. Бурение скважины осуществлялось путем резки бокового ствола и использованием навигационной системы американской фирмы «Becfield». Протяженность горизонтального участка составила 260 м. В этой скважине проведены геофизические исследования методами ГК, НГК, ИК и ИМММ-73 с по-

мощью системы «ГОРИЗОНТАЛЬ» и замеры инклинометрами ИОН-1 (Омского СКБ) на кабеле КГ-3-200-90ГС.

Осознавая исключительную важность контроля проводки скважин с горизонтальным стволом, в последнее время в России стали возникать специальные службы по обеспечению контроля бурения горизонтальных скважин и с боковыми стволами. Одной из ведущих из них является ТехИнформСервис. Главным направлением деятельности ее является инженерно-техническое сопровождение при строительстве горизонтальных скважин, а также боковых горизонтальных стволов. Специалисты ТехИнформСервис используют современное программное обеспечение, выполняют проектирование профиля скважин и компоновки низа буровой колонны с учетом всех геологических и технических факторов. География оказываемых услуг этой фирмой весьма значительна. Они работают в Иркутской, Пермской, Оренбургской областях, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, республике Коми, Восточной Сибири, Ставропольском крае, в Белорусии и др. Услугами этой фирмы пользуются такие компании, как ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Славнефть» и другие нефтегазовые компании.

При участии специалистов ТехИнформСервис построено более 250 боковых стволов.

Использование ими современных технологий и измерительной техники дает успешно справляться с поставленной задачей. Так, для набора параметров кривизны для корректировки ствола скважины применяются телеметрические системы с кабельным и гидравлическим каналами связи. В арсенале компании имеются телесистемы: Radius (США) с кабельным каналом связи, «BecFild» (Германия) с гидравлическим каналом связи, МСТ-45 (ТехИнформСервис) с кабельным каналом связи, МСТ-ГК (ТехИнформСервис) с гидравлическим каналом связи. Малогабаритная телеметрическая система МСТ-45 характеризуется высокой точностью и надежностью замеров по всем углам. Скважинный прибор размещается в немагнитной УБТ и работает в комплекте с подъемником. Забойная информация передается по одножильному каротажному кабелю в компьютер и на пульт бурильщика. В компоновке телесистемы может быть установлен дополнительный гамма-модуль. Системы МСТ-45 показали высокую надежность, технология их эксплуатации отработана, пробурено более ста скважин.

Специалистами ТехИнформСервис была разработана первая в России телесистема с гидравлическим каналом связи МСТ-ГК. Система может применяться для сопровождения скважин диаметром 215,9 – 295,3 мм. Прибор размещается в стандартных немагнитных УБТ диаметром не

менее 168 мм и может быть поднят с забоя с помощью кабельной лебедки без подъема бурильной колонны.

Применение телеметрической системы «Radius» и МСТ-45 позволяет производить гамма-каротаж в процессе бурения, по результатам которого можно с уверенностью ориентироваться в геологическом разрезе без подъема инструмента. Возможность произвести гамма-каротаж в любое заданное время и пространственном интервале позволяет провести горизонтальный ствол по наиболее продуктивной части пласта.

Технология геофизических исследований горизонтальных скважин за рубежом

За рубежом технология исследования горизонтальных скважин приборами, опускаемыми на кабеле, не нашла широкого развития и уже на первых этапах строительства ГС была заменена телеметрическими системами, опускаемыми на бурильных трубах с передачей информации на поверхность посредством промывочной жидкости. Такие системы, получившие название MWD (measurement – while – drilling), оказались достаточно эффективными. Эта система обеспечивает ориентацию горизонтального ствола скважины, измерение ряда технологических параметров (крутящий момент, осевую нагрузку) и др. В дальнейшем эта телеметрическая система была дополнена датчиками геофизических параметров, таких как ГГК и ННК, ЭМК (БК, ИК и др.), АК, ГК и получила название – LWD. Специалисты зарубежных фирм, занимающиеся геофизическими исследованиями горизонтальных скважин, считают, что любая траектория горизонтальной скважины ГС не составляет проблем для доставки приборов, используют для этого гибкие трубы, внутри которых находится геофизический кабель.

Гибкие трубы считаются новейшим техническим средством бурения, ремонта наклонных и горизонтальных скважин, а также для проведения геофизических исследований. Наиболее эффективным считается применение гибких труб для бурения боковых горизонтальных стволов из старого фонда скважин, так как при этом не нужны буровые станки и исключаются вышкомонтажные работы. Диаметр гибких труб варьирует от 25,4 до 90 мм. Как показали наши работы по применению различных методов повышения производительности скважин, в том числе и в горизонтальных стволах скважин, наличие таких гибких труб позволило бы решить ряд проблем и увеличить производительность скважин при меньших материальных затратах. К сожалению, в России до сих пор не налажен массовый выпуск гибких труб. У нас впервые в АО «Сур-

гутнефтегаз» стали применять гибкие трубы для геофизических исследований.

Оценочные расчеты влияния отдельных параметров на производительность горизонтальной скважины

Как было отмечено выше, одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти при разработке нефтяных месторождений, как показали опытно-промышленные работы и промышленное внедрение, является бурение горизонтальных скважин, а на поздней стадии разработки месторождений – зарезка боковых горизонтальных стволов из эксплуатационного или простаивающего фонда скважин. Срок окупаемости затрат на бурение таких скважин зависит от целого комплекса факторов, основными из которых являются производительность скважин и уровень капитальных затрат на строительство скважин. Последний в немалой степени зависит от конструктивных особенностей скважины, глубины залегания продуктивного пласта, длины горизонтального участка ствола скважины, технического оснащения буровых бригад и отработанности технологических приемов бурения. При несомненной эффективности данного метода интенсификации добычи нефти еще до конца не исчерпаны резервы снижения капитальных затрат на строительство ГС и БГС, от которых в немалой степени зависит срок окупаемости их бурения. Определенным резервом в этом отношении является дальнейшее совершенствование технологии проводки таких скважин, более детальное изучение геологических условий залегания продуктивных пластов с невыработанными нефтенасыщенными целиками, научно обоснованное размещение ГС и БГС на разрабатываемой площади и т. д. До настоящего времени остается также неизученным влияние отдельных параметров на дебит ГС, в том числе и скважин с зарезанными боковыми стволами. К таким параметрам можно отнести влияние длины горизонтального участка ствола скважины, диаметра горизонтального ствола, толщины нефтенасыщенного пласта, величины радиуса контура питания.

Изучение этих вопросов имеет большое значение, поскольку они тесно связаны с оптимизацией капитальных затрат при строительстве скважин. Несмотря на имеющиеся публикации, по данному вопросу еще не выработано однозначного толкования. Очевидно, это в определенной степени оправданно, так как для каждого конкретного случая требуется детальное изучение геолого-физических условий разрабатываемой за-

лежи и проведение технико-экономических обоснований. Тем не менее считаем полезным выявить указанные выше зависимости.

Как известно, стационарный дебит вертикальной скважины можно оценить по формуле Дюпюи

$$q_{\text{верт}} = 86,4 \cdot \frac{2\pi Kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (6)$$

где K – абсолютная проницаемость пласта; h – толщина пласта; μ – вязкость жидкости; p_k – давление на контуре питания; p_c – давление на забое скважины; $\Delta p = p_k - p_c$ – перепад давления; R_k – радиус контура питания; r_c – радиус скважины.

По литературным источникам многими авторами предложены аналоги формулы Дюпюи для стационарного дебита горизонтальной скважины.

Сравнительным анализом установлено, что наиболее точной из них является формула, предложенная Ренардом:

$$q_{\text{гор}} = 86,4 \cdot \frac{2\pi Kh}{\mu} \cdot \frac{p_k - p_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \ln \frac{h}{2\pi r_c}}, \quad (7)$$

где

$$a = \frac{L}{2} \left[\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4} \right]^{\frac{1}{2}};$$

где L – длина горизонтальной скважины.

Формула (7) имеет более сложный вид, чем формула (6), и по ней не сразу видно, как влияют на дебит горизонтальной скважины такие параметры, как r_c , h , L , R_k .

Непосредственное сравнение формул (6) и (7) показывает, что влияние величины радиуса скважины r_c на дебит в случае вертикальной скважины более существенно, чем в случае горизонтальной скважины. Объясняется это тем, что по формуле (7) радиус горизонтальной сква-

жины влияет лишь на значение внутреннего фильтрационного сопротивления и не влияет на значение внешнего фильтрационного сопротивления.

Результаты численной оценки влияния величины радиуса r_c на дебит горизонтальной скважины представлены на рис. 3.38.

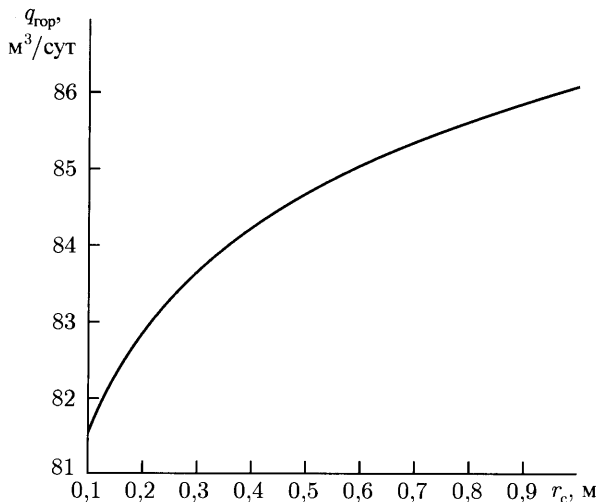


Рис. 3.38. Зависимость дебита горизонтальной скважины от радиуса r_c . Входные данные: $h = 10$ м; $L = 200$ м; $R_k = 400$ м; $K = 0,2$ мкм²; $\mu = 300$ мПа·с; $p_k - p_c = 5$ МПа; пересчетный коэффициент (на день) 86,4

Как следует из результатов расчетов, увеличение радиуса (или диаметра) скважины в 2 раза приводит к увеличению дебита всего лишь на 1,6 %, увеличение радиуса в 3 раза – на 2,5 % и т. д. Из этого следует, что увеличение радиуса скважины не дает существенного эффекта.

Рассмотрим влияние на дебит горизонтальной скважины толщины пласта h .

Результаты расчетов представлены на рис. 3.39.

Расчеты показывают, что характер влияния толщины пласта на дебит скважины почти линейен. При увеличении толщины пласта от 2 м до 30 м (в 15 раз) дебит горизонтальной скважины увеличивается от 17,3 до 204,1 м³/сут (в 12 раз). Однако следует заметить, что с ростом толщины пласта темп роста дебита постепенно падает, что характеризуется показателями падения градиента dq/dh .

Как показывают расчеты, большое влияние на дебит горизонтальной скважины имеет расстояние до контура питания R_k .

Для горизонтальной скважины длиной $L = 200$ м дебит изменяется от 35,67 до 118,53 м³/сут (в 3,3 раза) при уменьшении величины контура питания R_k – от 2000 до 200 м (в 10 раз). Это говорит о том, что чем больше область дренирования, на границе которой поддерживается постоянное давление p_k , тем меньше стационарный (установившийся) дебит горизонтальной скважины. Объясняется это ростом внешнего фильтрационного сопротивления для скважины с ростом области дренирования (радиуса R_k).

r_c	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$q_{гор}$	81,59	82,89	83,66	84,22	84,66	85,02	85,33	85,60	85,84	86,05
$\Delta q, \%$	0,00	1,59	2,54	3,23	3,76	4,21	4,59	4,92	5,21	5,48

На рис. 3.39. представлена зависимость удельного дебита скважины от толщины продуктивного пласта.

h	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
$q_{гор}$	17,31	34,20	50,56	66,37	81,59	96,23	110,30	123,81	136,77	149,21	161,13	172,57	183,53	194,05	204,13
dq/dh	8,65	6,45	8,18	7,90	7,61	7,32	7,04	6,75	6,48	6,22	5,96	5,72	5,48	5,26	5,04

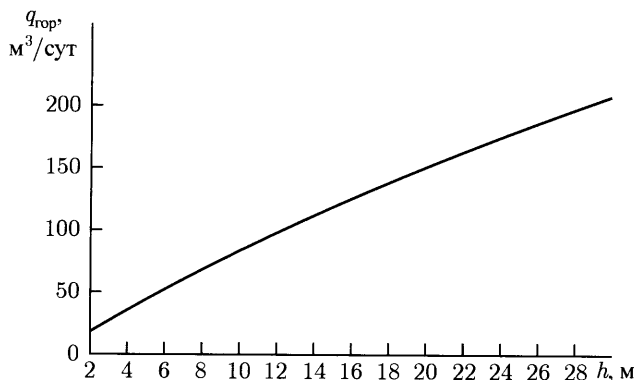


Рис. 3.39. Зависимость дебита горизонтальной скважины от толщины пласта h . Входные данные: $k = 0,1$ м; $L = 200$ м; $R_k = 400$ м; $K = 0,2$ мкм²; $\mu = 300$ мПа·с; $p_k - p_c = 5$ МПа; пересчетный коэффициент (на день) 86,4

R_k	2000,0	1000,0	666,7	500,0	400,0	333,3	285,7	250,0	222,2	200,0
$q_{гор}$	35,67	49,07	59,30	68,32	76,80	85,04	93,22	101,48	109,89	118,54

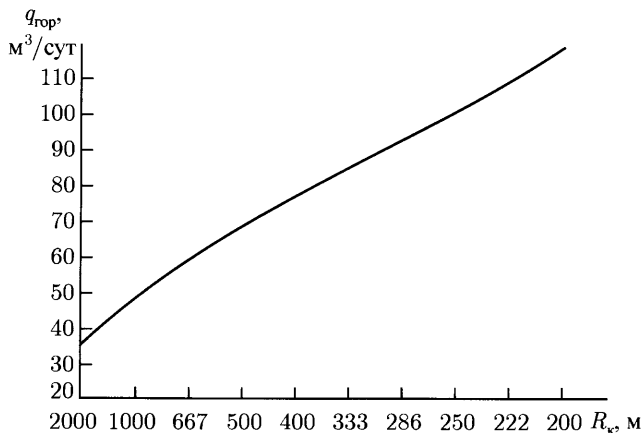


Рис. 3.40. Зависимость дебита горизонтальной скважины от расстояния до контура питания $R_к$. Входные данные: $r_c = 0,1$ м; $h = 10$ м; $L = 200$ м; $K = 0,2$ мкм²; $\mu = 300$ мПа·с; $p_k - p_c = 5$ МПа; пересчетный коэффициент (на день) 86,4

Для однородного пласта ясно, что с ростом длины скважины L растет и дебит q . А это приводит к интенсификации выработки запасов области дренирования, т.е. к сокращению срока разработки. В свою очередь, сокращение срока разработки сказывается на конечных экономических показателях.

Таким образом, одних данных по росту дебита скважины с ростом L и увеличения расходов (на бурение, обустройство и др.) недостаточно для определения оптимальной длины L . Оптимальная длина может быть определена только на основании сопоставления конечных технико-экономических показателей разработки.

На практике для выбора длины горизонтальной скважины можно поставить следующую задачу.

Как видно из рис. 3.41, с увеличением длины горизонтального ствола удельный дебит скважины (дебит на 1 м длины) падает.

Ниже приведём один из приближённых расчетов определения оптимальной длины горизонтального ствола.

Будем считать, что толщина пласта h , проницаемость k , вязкость μ , перепад давления $\Delta p = p_k - p_c$, радиус скважины r_c нам известны. При заданной площади дренирования, а следовательно, при заданном радиусе контура питания $R_к$ надо определить длину скважины L , обеспечивающую необходимый (заданный) дебит горизонтальной скважины q или увеличение дебита горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной скважиной в заданное число β раз.

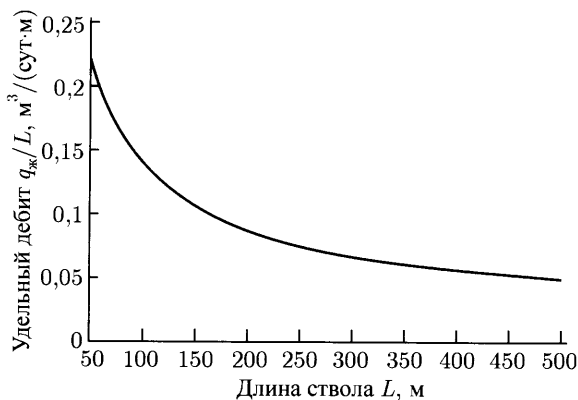


Рис. 3.41. Зависимость удельного дебита горизонтальной скважины от ее длины L

Решение задачи представлено в таблице 3.1.

Расчетная таблица 3.1 используется следующим образом.

Допустим, что для конкретной горизонтальной скважины радиус контура дренирования $R_k = 400$ м. Депрессия на пласт $\Delta p = p_k - p_c = 5$ МПа.

Для определения длины ствола горизонтальной скважины со стационарным дебитом $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ находим α , соответствующую строке, пересекающейся со столбцом $R_k = 400$ м в точке $q_{\text{гор}} = 80 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\alpha = 0,5$. Тогда $L = 0,5 \cdot 400 = 200$ м.

Если депрессия другая ($\Delta \bar{p}$), то длина скважины уточняется по формуле

$$\bar{L} = L \cdot \frac{\Delta p}{\Delta \bar{p}}.$$

Например, если $\Delta \bar{p} = 10$ МПа, то дебит $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ обеспечивается скважиной длины

$$\bar{L} = 200 \cdot \frac{5}{10} = 100 \text{ м}.$$

Аналогично поступают при любом другом значении радиуса контура дренирования. Если необходимо определить L не для конкретного дебита $q_{\text{гор}}$, а для относительного увеличения дебита в сравнении с дебитом вертикальных скважин (например, в 3 раза), при известном радиусе контура дренирования (допустим, $R_k = 400$ м) находим α на пересече-

нии столбца R_k и строки в точке $q_{\text{гор}}/q_{\text{верт}}$ со значением, близким заданному (в данном случае 3 м). Для рассматриваемого случая получаем $\alpha = 0,3$ и $L = 0,3 \cdot 400 = 120$ м. Следовательно, скважина длиной $L = 120\text{--}125$ м обеспечивает 3-кратное увеличение дебита по сравнению с вертикальными.

Таким образом, таблица 15 позволяет ориентировочно оценить длину горизонтальной скважины по критерию обеспечения заданного дебита.

Заметим, что таблицу 15 необходимо строить для каждого конкретного месторождения с учетом проницаемости k , толщины пласта h , вязкости нефти μ и др.

На рис. 3.42 результаты таблицы 3.15 представлены в графическом виде.

В зависимости от величины R_k выбираем нужную зависимость $q_{\text{гор}}/q_{\text{верт}}$ от коэффициента $\alpha = L/R_k$ и по этой зависимости для любого конкретного значения $q_{\text{гор}}/q_{\text{верт}}$ находим необходимую длину горизонтальной скважины L .

Естественно, приведенные методы являются приближенными, т. к. оперируют средними постоянными параметрами разрабатываемого объекта.

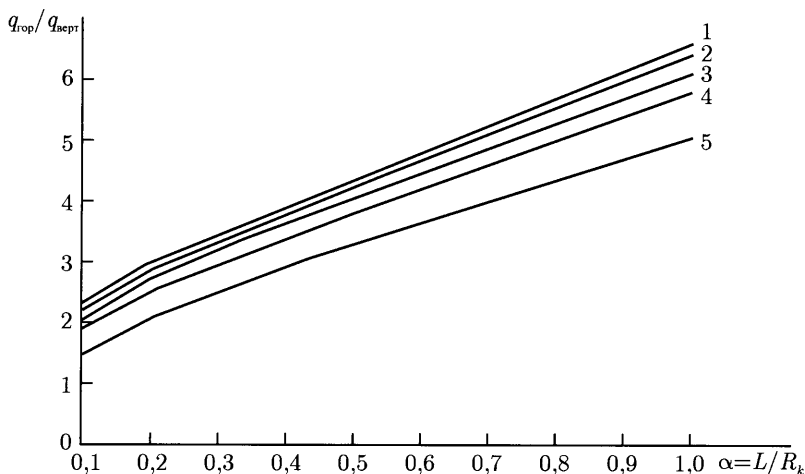


Рис. 3.42. Относительное увеличение дебита горизонтальной скважины по сравнению с вертикальной в зависимости от длины ствола L при различных радиусах R_k области дренирования: 1 – 1000 м; 2 – 800 м; 3 – 600 м; 4 – 400 м; 5 – 200 м

Таблица 3.15

Зависимость стационарного дебита горизонтальной скважины $q_{гор}$ и отношения дебитов $q_{гор}/q_{верт}$ от длины ствола L при различных радиусах R_k области дренирования

$\alpha = L/R_{\kappa}$	$q_{\text{гор}}, \text{ м}^3/\text{сут}, (q_{\text{гор}}/q_{\text{верт}}) \text{ при } R_{\kappa}$									
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
0,1	28,028 (1,07)	35,674 (1,5)	39,242 (1,74)	41,307 (1,89)	42,655 (2,01)	43,603 (2,1)	44,306 (2,17)	44,849 (2,23)	45,280 (2,28)	45,631 (2,32)
0,2	41,320 (1,58)	49,072 (2,06)	52,345 (2,32)	54,152 (2,48)	55,296 (2,6)	56,087 (2,7)	56,666 (2,77)	57,107 (2,84)	57,456 (2,89)	57,738 (2,94)
0,3	51,515 (1,97)	59,301 (2,49)	62,447 (2,76)	64,148 (2,94)	65,215 (3,07)	65,945 (3,17)	66,478 (3,25)	66,882 (3,32)	67,200 (3,38)	67,457 (3,43)
0,4	60,430 (2,31)	68,323 (2,87)	71,432 (3,16)	73,096 (3,35)	74,132 (3,49)	74,839 (3,6)	75,352 (3,69)	75,742 (3,76)	76,048 (3,83)	76,294 (3,88)
0,5	68,725 (2,62)	76,797 (3,23)	79,926 (3,54)	81,588 (3,74)	82,619 (3,89)	83,320 (4,01)	83,829 (4,1)	84,215 (4,18)	84,517 (4,25)	84,760 (4,31)
0,6	76,722 (2,93)	85,036 (3,57)	88,223 (3,9)	89,908 (4,12)	90,950 (4,28)	91,658 (4,41)	92,171 (4,51)	92,559 (4,6)	92,864 (4,67)	93,108 (4,74)
0,7	84,608 (3,23)	93,223 (3,92)	96,499 (4,27)	98,224 (4,5)	99,290 (4,67)	100,013 (4,81)	100,536 (4,92)	100,932 (5,01)	101,242 (5,09)	101,491 (5,17)
0,8	92,506 (3,53)	101,479 (4,26)	104,869 (4,64)	106,651 (4,89)	107,749 (5,07)	108,494 (5,22)	109,032 (5,33)	109,440 (5,44)	109,759 (5,52)	110,015 (5,6)
0,9	100,508 (3,84)	109,892 (4,62)	113,422 (5,02)	115,273 (5,28)	116,413 (5,48)	117,186 (5,63)	117,744 (5,76)	118,166 (5,87)	118,497 (5,96)	118,762 (6,04)
1	108,684 (4,15)	118,535 (4,98)	122,228 (5,41)	124,162 (5,69)	125,352 (5,9)	126,158 (6,07)	126,740 (6,2)	127,180 (6,32)	127,525 (6,42)	127,802 (6,5)

Следует подчеркнуть, что полученные данные (рис. 3.42) являются справедливыми лишь для вполне конкретных геологических условий и принятых определенных допущений. К сожалению, в ряде случаев таких результатов не получено. В связи с этим необходимо более тщательно изучать причины низкой продуктивности ГС по сравнению с теоретической. По мнению Kuchuk (см. литературный источник в конце книги), основными из них являются: различное распределение пластового давления вдоль ствола скважины; извилистость ствола скважины, неоднородность пласта по проницаемости, особенно для протяженных горизонтальных стволов, наличие локальных зумпфов в стволе, в которых наблюдается скопление воды и газа; ухудшение призабойной зоны во время бурения; некачественное освоение скважин.

На рис. 3.43 приведена зависимость между относительной эффективной длиной и отношением продуктивности горизонтальной скважины к окружающим вертикальным скважинам (ВС).

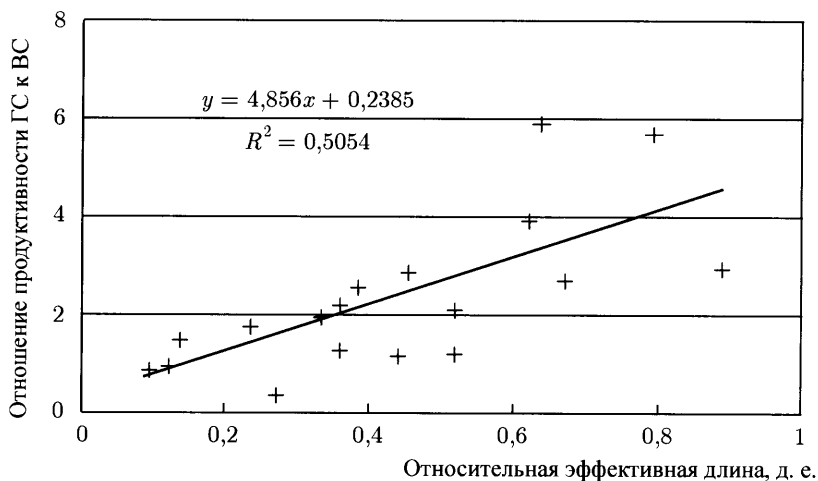


Рис. 3.43. Зависимость эффективной длины скважины, определённой по значениям пористости, от отношения коэффициента продуктивности ГС к окружающим ВС

Тенденция повышения продуктивности ГС с ростом эффективной длины наблюдается, хотя устойчивой связи между этими двумя параметрами не существует. Данный фактор свидетельствует о том, что, помимо эффективной длины, коэффициент продуктивности ГС зависит и от других факторов. Кроме того, точное определение эффективной длины является достаточно сложным, а поэтому он, как правило, нахо-

дится приблизительно, так как известно, что корреляция между пористостью и проницаемостью обладает значительным разбросом. Приблизённо оценить эффективную длину возможно при помощи кривых восстановления давления (КВД). Один из способов заключается в использовании допущения о равенстве средних значений проницаемости удалённой зоны пласта, эксплуатируемого ГС, и окружающими вертикальными скважинами (ВС). В этом случае применяется метод итерации, когда в методику для обработки КВД ГС подставляются различные значения длины горизонтального ствола до тех пор, пока проницаемости удалённых зон для ГС и ВС не совпадают с требуемой точностью.

Технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов

(Выполнено в институте УдмуртНИПИнефть под руководством Н. В. Зубова).

Для увеличения эффективности горизонтального бурения к каждой скважине следует подходить с серьезным экономическим обоснованием, тщательно рассчитывая эффективность и окупаемость проводимых работ. Проводке каждой горизонтальной скважины и бокового горизонтального ствола должно предшествовать технико-экономическое обоснование (ТЭО) с целью решения вопросов выбора места и направления бурения горизонтальных скважин, оценки оптимальной длины горизонтальных стволов, прогнозирования технологической и экономической эффективности бурения.

Основными вопросами, которые необходимо решить при проектировании горизонтального бурения, являются оценка и прогноз технологической и экономической эффективности. Остановимся на принципиальных моментах их решения в ОАО «Удмуртнефть».

Подходы к оценке технологической эффективности горизонтальных скважин или скважинных систем должны учитывать стадийность разработки месторождения.

Прогнозирование технологической эффективности ГС на новых объектах разработки

Если горизонтальное бурение проектируется на новом объекте, то прогнозирование технологической эффективности основывается на теоретических оценках.

Поскольку ГС бурят вместо традиционно вертикальных, их эффективность определяется по отношению к вертикальным. Относительная

технологическая эффективность ГС характеризуется соотношением текущих дебитов или накопленной добычи нефти при разработке месторождения горизонтальными и вертикальными скважинами. Разность этих показателей определяет дополнительную добычу нефти, полученную за счет бурения ГС.

По ранее проведенным исследованиям следует, что отношение дебитов $q_{\text{гор}}/q_{\text{верт}}$ обратно пропорционально отношению фильтрационных сопротивлений. Известны аналоги формул (6) и (7), в которых учитывается анизотропия пласта по проницаемости.

Однако практическое применение формул (6) и (7) для сравнительных оценок ограничено тем, что они предназначены для определения стационарного дебита скважины при изотермической фильтрации однофазной жидкости. Поэтому расчеты по ним могут дать оценки технологических показателей лишь в первом приближении. Тем не менее на этапе проектирования оценки подобного рода широко применяются и дают представления об эффективности использования ГС.

Для более точных оценок необходим учет в расчетных формулах нестационарности и многофазности фильтрационного потока.

Учет многофазности при стационарной фильтрации трудностей не вызывает. Например, при двухфазной фильтрации воды и нефти для вертикальной скважины дебит жидкости будет

$$q_{\text{верт}}^{\text{ж}} = 86,4 \cdot 2\pi Kh \cdot \left(\frac{f_{\text{в}}(s)}{\mu_{\text{в}}} + \frac{f_{\text{н}}(s)}{\mu_{\text{н}}} \right) \cdot \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{с}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (8)$$

дебит нефти

$$q_{\text{верт}}^{\text{н}} = 86,4 \cdot 2\pi Kh \cdot \frac{f_{\text{н}}(s)}{\mu_{\text{н}}} \cdot \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{с}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}}, \quad (9)$$

где $f_{\text{в}}(s)$, $f_{\text{н}}(s)$ – относительная фазовая проницаемость соответственно для воды и нефти; s – водонасыщенность; $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{н}}$ – вязкости воды и нефти.

Аналогично для горизонтальной скважины можно рассчитать по формулам:

дебит жидкости

$$q_{\text{гор}}^{\text{ж}} = 86,4 \cdot 2\pi Kh \cdot \left(\frac{f_{\text{в}}(s)}{\mu_{\text{в}}} + \frac{f_{\text{н}}(s)}{\mu_{\text{н}}} \right) \cdot \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{с}}}{\Omega}, \quad (10)$$

дебит нефти

$$q_{\text{гор}}^{\text{ж}} = 86,4 \cdot 2\pi Kh \cdot \frac{f_{\text{н}}(s)}{\mu_{\text{н}}} \cdot \frac{p_{\text{к}} - p_{\text{с}}}{\Omega}, \quad (11)$$

где

$$\Omega = \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2\pi r_{\text{с}}}.$$

Для расчетов нестационарных режимов фильтрации используем метод последовательной смены стационарных состояний.

Необходимо в первую очередь четко выделить зоны дренирования для вертикальной и горизонтальной скважин, задать начальные пластовые давления на контуре питания и среднюю водо- или нефтенасыщенность в области фильтрации.

Алгоритм расчетов динамики дебитов вертикальной и горизонтальной скважин с постоянным шагом по времени $\Delta t = \text{const}$ строится по следующей схеме.

1) С использованием известных давлений на контуре питания $p_{\text{к}}(t_i)$ и средней насыщенности в области фильтрации $s(t_i)$ на предшествующий момент времени t_i по формулам (8)–(11) определяются дебиты скважин $q(t_i)$.

2) Рассчитывается новое значение давления на контуре дренирования (среднее давление в пласте):

$$p_{\text{к}}(t_{i+1}) = p_{\text{к}}(t_i) - \frac{q(t_i) - q_{\text{к}}(t_i)}{V \cdot \beta^*} \cdot \Delta t, \quad (12)$$

где $q(t_i)$ – дебит вертикальной или горизонтальной скважины по жидкости, определяемый по формулам (3) и (5); $V = \pi R_{\text{к}}^2 \cdot h$ – объем пласта в пределах контура питания; $\beta = m\beta_* + \beta_{\text{с}}$ – коэффициент упругоэкомости пласта; $q_{\text{к}}(t_i)$ – объемная скорость жидкости, поступающей через контур питания.

Приток жидкости в область через контур питания нетрудно задать по текущему балансу отбора и закачки на разрабатываемом объекте. При $q_{\text{к}}(t_i) = 0$ имеем замкнутую область. При этом скорость падения давления в пласте полностью определяется значением коэффициента упругоэкомости.

кости. При $0 < q_k(t) < q(t)$ объем поступления жидкости меньше ее отбора, и среднее давление в пласте будет падать.

Закон поступления – «вторжения» жидкости согласно формуле (7) удобно задавать в виде

$$q_k(t_i) = \alpha \cdot q(t_i), \quad (13)$$

где α – коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой (обычно $\alpha \leq 1$).

3) Определяется новое значение средней водонасыщенности пласта в области отбора:

$$s(t_{i+1}) = s(t_i) - \frac{q_{вт}(t_i) - q_{в}(t_i)}{V_n} \cdot \Delta t, \quad (14)$$

где $s(t_i)$ – водонасыщенность на предшествующем отрезке времени; $q_{в}(t_i)$ – дебит воды скважины на отрезке времени (t_i, t_{i+1}) ; V_n – поровый объем пласта в области фильтрации.

4) С использованием параметров $p_k(t_{i+1})$ и $s(t_{i+1})$ в качестве новых исходных данных проводят расчеты на очередном отрезке времени, т. е. повторяются все пункты алгоритма.

Описанный метод позволяет прогнозировать на этапе проектирования дебиты жидкости, нефти, обводненность, технологическую эффективность горизонтальных скважин по отношению к вертикальным, показателям интенсификации разработки.

На рис. 3.44 и рис. 3.45 представлены расчетные дебиты вертикальной и горизонтальной скважин. По графикам устанавливаются отношения начальных дебитов, темпы их падения, сроки разработки в пределах рентабельного дебита и др.

При проектировании горизонтального бурения на начальной стадии разработки месторождения прогнозные показатели, как для горизонтальных, так и вертикальных скважин рассчитываются по теоретическим формулам. Качество прогнозирования прямо зависит от соответствия исходных параметров расчетной модели реальным условиям пластовой системы.

Ниже приведены в виде графиков расчётные дебиты вертикальной и горизонтальной скважин для условий Гремихинского месторождения. По графикам можно установить отношение начальных дебитов, темпы и падения, сроки разработки в пределах рентабельного дебита и др.

При проектировании горизонтального бурения на начальной стадии разработки месторождения прогнозные показатели как для горизонтальных, так и вертикальных скважин рассчитываются по аналитиче-

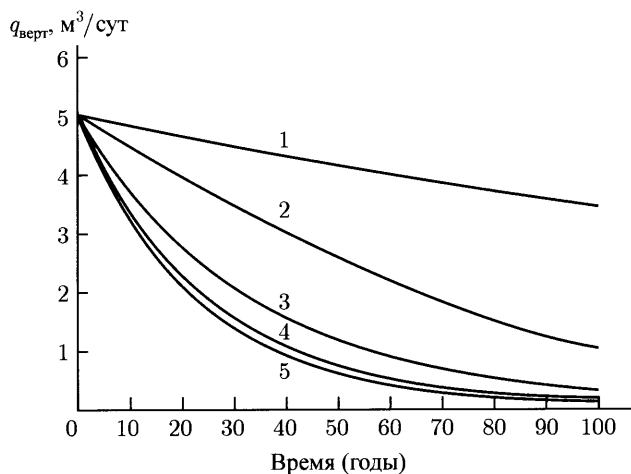


Рис. 3.44. Динамика дебита вертикальной скважины в зависимости от степени компенсации отбора закачкой α : $h = 10$ м; $R_k = 500$ м; $K = 0,105$ Дарси; $p_k = 12$ МПа; $p_c = 6$ МПа; $\mu = 80$ МПа·с; 1–5 – α равна соответственно 0,9; 0,6; 0,3; 0,1; 0

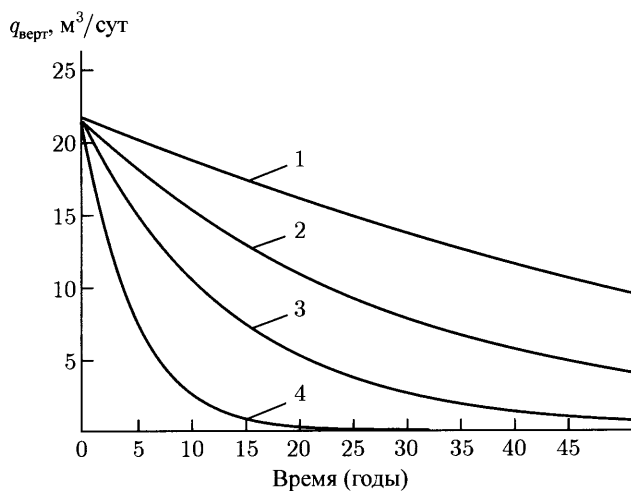


Рис. 3.45. Динамика дебита горизонтальной скважины в зависимости от степени компенсации отбора закачкой α : $h = 10$ м; $L = 150$ м; $R_k = 500$ м; $K = 0,105$ Дарси; $p_k = 12$ МПа; $p_c = 6$ МПа; $\alpha = 8$ МПа·с 1–4 – α равна соответственно 0,9; 0,8; 0,6; 0

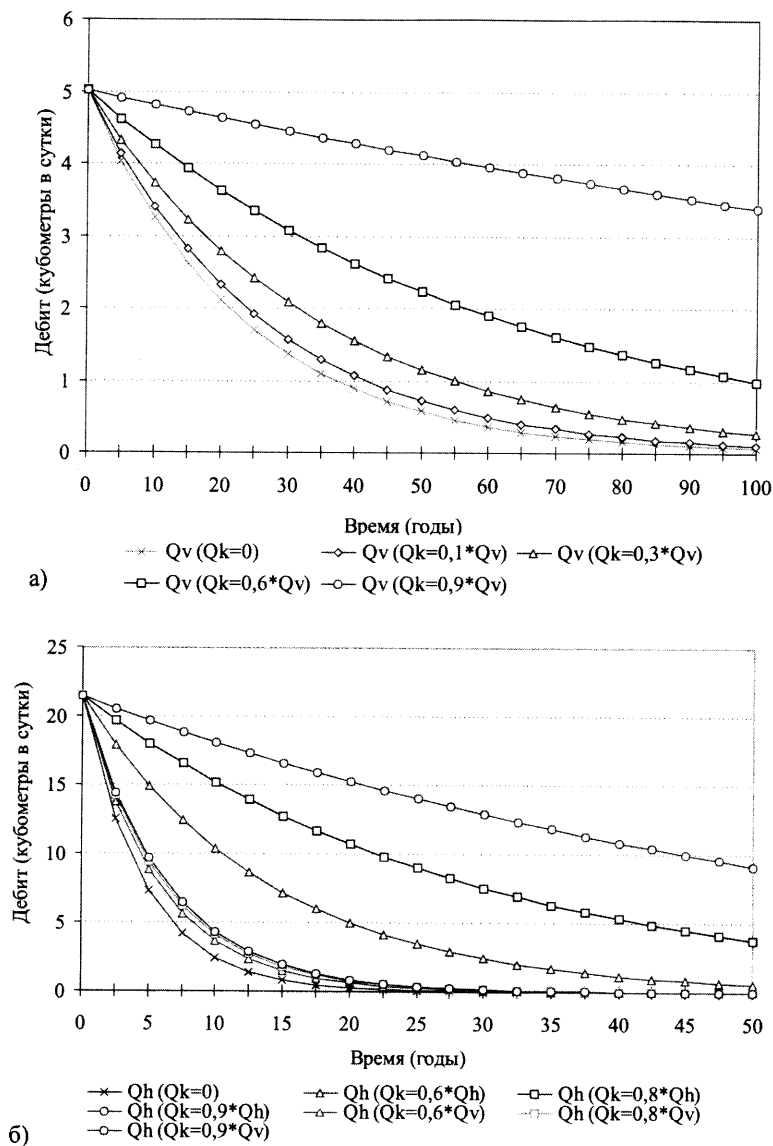


Рис. 3.46. Динамика дебита вертикальной (а) и горизонтальной (б) скважин для условий Гремихинского месторождения в зависимости от степени компенсации отбора закачкой ($h = 10$ м; $R_k = 500$ м; $P_k = 12$ МПа; $P_c = 6$ МПа; $m = 80$ мПа·с; $L = 150$ м; $K = 0,105$ мкм²)

ским формулам. Качество прогнозирования прямо зависит от соответствия исходных параметров расчётной модели реальным условиям пластовой системы.

На рис. 3.46 представлены в виде графического изображения результаты аналитического расчёта, опубликованные в книге Е. И. Богомольного «Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии».

Сравнивая их с ранее полученными, нами следует отметить практически полную сопоставимость.

Эффективность ГС на объектах, разрабатываемых вертикальными скважинами

Обычно горизонтальные скважины проектируются на объектах, разрабатываемых (и имеющих историю разработки) вертикальными скважинами. Наличие фактических показателей разработки месторождения облегчает определение технологической эффективности горизонтального бурения.

Методический подход заключается в следующем.

На основе теоретических формул оцениваются дебиты вертикальных скважин, которые затем сравниваются с фактическими дебитами работающих вертикальных скважин. Для согласования расчетных дебитов вводятся поправочные коэффициенты, которые комплексно учитывают неточности в определении параметров пластовой системы, входящих в теоретические формулы.

Получаемые таким образом поправочные коэффициенты используются затем в теоретических формулах оценки дебитов горизонтальных скважин.

Данный прием значительно уточняет прогнозирование дебитов горизонтальных скважин и оценку ожидаемого технологического эффекта.

При оценке начального ожидаемого эффекта дебит горизонтальной скважины является расчетной величиной, дебит вертикальной скважины – фактической.

Сравнительный прогноз показателей разработки на определенный период времени осуществляется по изложенной выше методике.

Эффективность ГС на объектах, разрабатываемых вертикальными и горизонтальными скважинами

На стадии фактической разработки месторождения вертикальными и горизонтальными скважинами текущая технологическая эффектив-

ность от горизонтальных скважин определяется непосредственно на основе промысловых данных (по известным дебитам как горизонтальных, так и окружающих вертикальных скважин).

Прогноз на определенный период времени осуществляется на основе вышеизложенной методики.

Технологическая эффективность боковых горизонтальных стволов

Зарезка боковых горизонтальных стволов осуществляется в настоящее время на нерентабельных, высокообводненных скважинах.

На стадии проектирования БГС прогнозируемые дебиты для каждого горизонтального ствола определяются расчетным способом аналогично изложенному выше, затем определяется суммарный ожидаемый дебит от всех стволов.

Разность между прогнозируемым дебитом и фактическим дебитом вертикальной скважины до зарезки БГС определяет технологическую эффективность.

На стадии фактической работы боковых горизонтальных стволов текущая технологическая эффективность может быть определена непосредственно как разность между фактическим дебитом и дебитом скважины до зарезки боковых стволов.

Прогноз эффективности на определенный период осуществляется по аналогии с вариантом горизонтальных скважин.

Экономическая оценка горизонтального бурения

Показатели технологической эффективности являются основой для экономических оценок вариантов разработки.

Экономическое обоснование горизонтального бурения базируется на сравнении себестоимости добываемой нефти, получаемой прибыли от ее реализации, срока окупаемости капитальных вложений с аналогичными показателями при разработке месторождений без такого бурения. Используются общепринятые формулы:

$$C(t) = \frac{\mathcal{E}(t)}{Q_n(t)}, \quad (15)$$

$$\Pi(t) = B(t) - \mathcal{E}(t) - H(t), \quad (16)$$

где $C(t)$ – себестоимость тонны нефти за данный период времени t ; $\Xi(t)$ – эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений за этот же период; $Q_n(t)$ – добыча нефти за время t ; $\Pi(t)$ – прибыль от реализации продукции за данный период; $B(t)$ – выручка от реализации продукции; $N(t)$ – сумма налогов за соответствующий период.

Период окупаемости капитальных вложений определяется из условия

$$\sum_{i=1}^n (\Pi_i + A_i) \geq \sum_{i=1}^n K_i, \quad (17)$$

где A_i – амортизационные отчисления в i -ом году; K_i – капитальные вложения в i -ом году.

Из формулы (12) следует, что период окупаемости составляет n лет, т. е. определяется тем временем, за которое произойдет полный возврат вложенного капитала.

Ниже приводится фактический материал экономической эффективности бурения горизонтальных скважин (см. табл. 3.16).

В таблице 3.17 приводится фактический материал экономической эффективности бурения боковых горизонтальных стволов по состоянию на середину 2004 года.

Использование для строительства ГС и БГС оборудования собственного производства и накопленный опыт горизонтального бурения позволит в ближайшей перспективе значительно снизить себестоимость добываемой продукции из горизонтальных скважин, повысить экономическую и технологическую эффективность работы старых месторождений, приступить к освоению новых низкопродуктивных сложнопостроенных объектов и месторождений, снизить темпы падения добычи нефти и увеличить нефтеотдачу пластов.

Перспективы бурения ГС и БГС в Удмуртской Республике приведены в табл. 3.18 и 3.19. Информация приведена по данным статьи В.А.Савельева «Перспективы горизонтального бурения в Удмуртской Республике (см. «Сборник докладов 8-й Международной конференции по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами», г. Ижевск, 21–22 октября 2003 г. Издательство «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. М.М. ГУБКИНА).

Экономические показатели можно улучшить на основе сокращения эксплуатационных затрат и капитальных вложений. Поэтому основу экономической политики нефтедобывающей организации должны составлять мероприятия, направленные на уменьшение указанных статей расходов. В ОАО «Удмуртнефть» ведется постоянная работа в этом на-

Таблица 3.16

Экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин на месторождениях Удмуртии

Месторождения, объекты эксплуатации	Кол-во скв.	Добыча нефти с начала разраб., тыс. т	Чистая прибыль, тыс. руб.	Поток наличности с начала разраб., тыс. руб.	Капитальные вложения, тыс. руб.	Средняя стоимость одной скважины, тыс. руб.	Количество окупившихся скважин, ед.	Успешность пробуренных скважин, %	Индекс доходности, д. ед.
Южно-Киевское, верей	8,0	160,5	66 998,7	50 012,4	16 986,3	2 123,3	8	100	3,9
Гремяхинское, башкир.	3,0	10,1	3 699,1	-12 495,1	16 194,2	5 398,1	1	33	0,2
Гремяхинское, яснопол.	1,0	33,9	18 792,0	11 597,3	7 194,7	3 597,3	1	100	2,6
Киевское, башкир.	6,0	39,1	18 452,7	-29 625,4	48 078,0	8 013,0	1	17	0,4
Кезское, башкир.	1,0	20,6	6 339,2	4 798,0	1 541,2	1 541,2	1	100	4,1
Кезское, верей	2,0	41,1	16 127,1	13 148,0	2 979,1	1 489,5	2	100	5,4
Мишкинское, турней	50,0	1 001,5	513 601,5	360 495,1	153 106,5	3 062,1	45	90	3,4
Мишкинское, верей	5,0	13,0	9 077,6	-28 576,7	37 654,4	7 530,9	0	0	0,2
Олчутинское, яснопол.	6,0	84,8	52 610,1	24 293,6	28 316,4	4 719,4	5	83	1,9
Котовское, турней	2,0	4,5	1 404,8	-9 363,8	10 768,7	5 384,3	0	0	0,1
Котовское, яснопол.	3,0	4,7	1 211,8	-36 288,2	37 500,0	12 500,0	0	0	0,0
Котовское, верей	7,0	36,5	22 453,1	-35 900,2	58 353,2	8 336,2	1	14	0,4
Всего	94,0	1450,4	730767,7	312095,1	418672,6	4454,0	65	69	1,7

Таблица 3.17

Экономическая эффективность бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Удмуртии

Месторождения, объекты эксплуатации	Кол-во скв., ед.	Добыча нефти с начала разраб., тыс. т	Чистая прибыль, тыс. руб.	Поток наличности с начала разраб., тыс. руб.	Капитальные вложения, тыс. руб.	Стоимость бурения бокового ствола, тыс. руб.	Количество окупившихся скважин, ед.	Успешность пробуренных скважин, %	Индекс доходности, д. ед.
Южно-Киевское, турней	1	1,4	376,4	-5 327,7	5 704,1	5 704,1	0,0	0	0,1
Гремихинское, башкир.	16	104,7	38 966,4	19 471,7	19 494,6	1 218,4	10,0	63	2,0
Гремихинское, аснотол.	2	13,8	8 716,4	3 991,1	4 725,3	2 362,6	1,0	50	1,8
Киевское, башкир.	13	58,3	25 864,5	-7 023,8	32 888,4	2 529,9	4,0	31	0,8
Киевское, турней	1	0,6	49,1	-4 874,5	4 923,6	4 923,6	0,0	0	0,0
Ижевское, верей	5	9,7	6 110,0	-15 484,2	21 594,2	4 318,8	0,0	0	0,3
Лудошурское, башкир.	2	24,1	13 665,5	10 005,4	3 660,2	1 830,1	1,0	50	3,7
Лудошурское, турней	6	103,0	78 240,5	63 564,3	14 676,2	2 446,0	5,0	83	5,3
Чутырское, башкир.	22	157,8	73 705,1	36 520,8	37 184,3	1 690,2	11	50	2,0
Чутырское, верей	3	10,5	7 052,7	-2 664,5	9 717,2	3 239,1	0	0	0,7
Л.-Зулинское, башкир.+верей	4	13,5	8 558,9	-8 819,9	17 378,8	4 344,7	1	25	0,5
Мишкинское, турней	69	713,9	412 928,9	294 168,3	118 760,6	1 721,2	52	75	3,5
Мишкинское, верей	9	27,3	18 462,1	-29 506,2	47 968,3	5 329,8	1	11	0,4
Листавское, аснотол.	1	15,2	10 200,5	7 242,0	2 958,5	2 958,5	1	100	3,4
Листавское, турней	1	14,5	9 512,7	3 034,6	6 478,1	6 478,1	1	100	1,5
Ельняковское, аснотол.	18	106,2	53 043,7	268,7	52 775,0	2 931,9	7	39	1,0
Ельняковское, турней	2	5,8	3 434,8	-1 430,9	4 865,7	2 432,9	1	50	0,7
Котовское, турней	1	0,5	68,5	-2 195,4	2 263,9	2 263,9	0	0	0,0
Котовское, аснотол.	7	70,0	49 687,1	29 173,0	20 514,1	2 930,6	5	71	2,4
Кырымское, аснотол.	2	12,6	8 732,9	1 303,9	7 429,0	3 714,5	1	50	1,2
Всего	185,0	1463,5	827376,7	391416,8	435959,9	2356,5	102	55	1,9

Перспективы бурения ГС и БГС в терригенных пластах-коллекторах

[illegible]

Таблица 3.19

Перспективы бурения ГС и БГС в терригенных пластах-коллекторах на месторождениях Удмуртии

Месторождение	Площадь, участок	Отложения	Пласт	Категория	Коллектор	Нефт. толщина (эфф.)	Запасы на 01.01.2002 г. (геол.)	Запасы на 01.01.2002 г. (ИЗБ.Л.)
ОАО «Удмуртнефть»								
Заборское		тульские	С-III, C-IV	C ₁	терриген	3,70	1531	444
Котовское		тульские, бобриковские	С-II – C-VI	B	терриген	6,30	4400	1027
Котовское		тульские, бобриковские	С-II – C-VI	C ₁	терриген	8,10	17095	5128
Чишникское		тульские, бобриковские	Тл-0,1,2, B-1-3	B	терриген	6,70	10768	1653
Ельниковское	Ельниковская площадь	тульские, бобриковские	С-II – C-VI	B	терриген	5,90	47427	8183
Ельниковское	Прикамский участок	тульские, бобриковские	С-II – C-VI	B	терриген	4,70	9253	2162
Грехинское		тульские, бобриковские	Тл-0,1,2,5,1-3	C ₁	терриген	5,80	6720	1300
Лиственское		Алексинские+тульские, бобриковские		B	терриген	5,50	7692	998
Кырымасское		тульские, бобриковские		B	терриген	5,30	6123	1247
Онугинское		тульские, бобриковские		C ₁	терриген	4,60	4234	992
Итого по ОАО «Удмуртнефть»							115243	23134
ОАО «УНК»								
Патраковское		тульские, бобриковские		C ₁	терриген	6,50	5018	1505
ОАО «Белкамнефть»								
Арданское (Вятская площадь)	Вятская площадь	тульские, бобриковские	С-I-VI	A	терриген	9,10	50040	5871
Арданское (Вятская площадь)	Вятская площадь	тульские, бобриковские	С-I-VI	B	терриген	8,90	26519	2555
Арданское (Вятская площадь)	Вятская площадь	тульские, бобриковские	С-I-VI	C ₁	терриген	9,00	11726	1231
Черновское	Восточный купол	тульские, бобриковские		C ₁	терриген	4,93	6717	2752
Тукмачевское		Тиманское	D-0	C ₁	терриген	4,30	9055	3708
Итого ОАО «Белкамнефть»				A+B+ C ₁			104057	16117
ОАО «Удмуртгеология»								
Западно-Ельниковское		бобриковские	C-V	C ₂	терриген	6,68	2398	719
Итого по терригенным отложениям				A+B+ C ₁			224318	40756
				C ₂			2398	719

правлении. Принимаемые меры по обустройству объектов, материально-техническому снабжению, закупке оборудования для горизонтального бурения уже сейчас приводят к сокращению нормативов затрат, составляющих основу для определения себестоимости и капитальных вложений. Созданы и приступили к работе совместные (с американскими и канадскими фирмами) предприятия по выпуску бурового и нефтепромыслового оборудования, что выводит ОАО «Удмуртнефть» на принципиально новый уровень в технике и технологии горизонтального бурения.

В результате всех осуществляемых мероприятий экономические показатели внедрения горизонтального бурения в «Удмуртнефти» из года в год заметно улучшаются.

Средний срок окупаемости горизонтального бурения по ОАО «Удмуртнефть» на середину 1999 года составлял около 2,5 года.

Таким образом, разработанная методика оценки технико-экономических показателей горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов позволяет на этапе проектирования проводить оценку продуктивности и определять целесообразность вложения средств в бурение скважины.

Несмотря на значительный прогресс в технике и технологии, в строительстве ГС остаются нерешенными многие вопросы. В частности, большая сложность возникает при определении истинного положения ГС и боковых горизонтальных стволов (БГС): телесистемы и инклинометры имеют низкую точность замеров параметров кривизны. При этом неопределенность положения горизонтального ствола в нефтяной оторочке затрудняет выбор оптимального режима эксплуатации скважины. Траекторию ГС приходится проследивать несколькими (от 3 до 10) промежуточными каротажными, постоянно корректировать и вести навигационные и исправительные работы. Отсутствуют методики определения фильтрационно-емкостных свойств пласта в ГС, методы регулирования притока в скважину и выработки пласта, способа эффективных и недорогих ремонтно-изоляционных работ.

Перед геофизической службой встает проблема определения интервалов поступления воды. Сложность здесь заключается, кроме трудностей доставки приборов в исследуемый интервал горизонтального ствола, в недостаточном опыте исследования и интерпретации геофизических материалов, неудовлетворительной разрешающей способности скважинных приборов. Аппаратура по контролю за разработкой месторождений, широко применяемая в вертикальных и наклонно-направленных скважинах, малоприспособлена по своим технико-методическим возможностям в специфических условиях ГС.

Следует отметить, что многие прогрессивные технологические приемы, успешно внедренные в вертикальных скважинах, при проведении геолого-технических мероприятий, ремонтно-изоляционных работ и др. сдерживаются отсутствием специального оборудования при строительстве ГС и БГС. Достаточно сказать о гибких колоннах насосно-компрессорных труб, необходимость в которых трудно переоценить.

В результате недостаточной проработки целесообразности бурения ГС и БГС на стадии проектирования с использованием геолого-математических моделей и других исследований не редко эффективность проводки таких скважин становится нерентабельной или ниже.

Считаем, что все эти недостатки со временем будут устранены. Ведь по большому счету бурение ГС и БГС в России интенсивно стало развиваться лишь в последнее десятилетие.

Таблица 20

**Эффективность проведения обработок призабойной зоны
в горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах**

Год проведения ОПЗ	Кол-во обработок	Дополнительная добыча, т		Продолжительность эффекта, сут		Удельный эффект, т/сут.
		На одну обработку	Суммарная	Одной обработки	Суммарная	
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ (ГС)						
1994	1	30	30	16	16	1,9
1995	7	186	1302	76	532	2,4
1996	8	420	3356	117	933	3,6
1997	23	659	15161	118	2709	5,6
1998	42	1166	48958	189	7939	6,2
1999	46	1586	72959	273	12554	5,8
2000	54	1891	102104	309	16668	6,1
2001	69	1727	119145	299	20604	5,8
БОКОВЫЕ СТВОЛЫ (БГС)						
1997	7	71	498	55	382	1,3
1998	27	499	13466	144	3878	3,5
1999	34	904	30727	252	8570	3,6
2000	67	846	56683	225	15050	3,8
2001	98	940	92150	354	34723	2,7
ВСЕГО ПО ГС И БГС						
ИТОГО	167	1265	211295	331	55327	3,8

По данным расчетов на конец 2002 года, известно, что в результате эксплуатации ГС и БГС только на месторождениях «Удмуртнефть»

получено прибыли более 1052,6 млн. руб. Эффективность бурения ГС и БГС на месторождениях Удмуртии наглядно свидетельствует о правильности выбранной технологии повышения темпов нефтедобычи и нефтеотдачи.

Применение горизонтальных скважин позволяет существенно улучшить технологические и экономические показатели разработки и обеспечить более высокие темпы нефтедобычи и увеличение нефтеотдачи.

Использование для строительства горизонтальных скважин оборудования собственного производства и накопленный опыт строительства ГС и БГС позволяет в ближайшей перспективе значительно снизить себестоимость добываемой нефти в ГС, повысить экономическую и технологическую эффективность разработки старых месторождений.

Больших успехов достигли в деле строительства и эксплуатации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов в Татарстане, где на 01.01.1004 г. пробурено 236 горизонтальных скважин, боковых горизонтальных стволов пробурено 111 и 214 боковых стволов. В 1003 году введено в эксплуатацию 48 ГС со средним дебитом нефти 8,4 т/сут, 18 скважин с БГС – со средним дебитом 5,3 т сут.

Анализ результатов эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием за 2003 год показывает, что увеличение дебита нефти по ГС в 1,5 раза относительно среднего дебита вертикальных скважин обеспечивается при стоимости ГС, превышающей в 1,4 раза стоимости ВС, а стоимость бурения боковых БС составляет до 72% от стоимости новой ВС.

Сравнение результатов эксплуатации ГС, пробуренных на депрессии, с пробуренными по традиционной технологии показывает увеличение дебита нефти в 1,5 раза, жидкости – в 1,4 раза и снижение обводненности добываемой продукции.

Ближайшими задачами при применении горизонтальной технологии являются всемерное снижение стоимости строительства, совершенствование первичного и вторичного вскрытия ГС, особенно в случае их применения на терригенные отложения девона и карбонатные отложения верхних горизонтов месторождений.

Охрана окружающей среды при пользовании недрами

В соответствии с Конституцией РФ каждый имеет право на благоприятную окружающую среду и при этом обязан сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам, которые являются основой устойчивого развития, жизни и деятельности

народов РФ. Одним из элементов, определяющих правовые основы государственной политики в области охраны окружающей среды, Закон РФ «Об охране окружающей среды» назвал «сохранение природных ресурсов в целях удовлетворения потребностей нынешнего и будущих поколений». Этот конституционный принцип не случайно установлен и в данном законе, и в Законе РФ «О недрах».

Закон РФ «Об охране окружающей среды» определил недра в качестве одного из компонентов природной среды, к которым отнесены также земля, почвы, поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, растительный и животный мир. В случае если какие-либо из перечисленных компонентов природной среды используются или могут использоваться при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в качестве источников энергии или иных предметов потребления, имеющих потребительскую ценность, они называются природными ресурсами. Таким образом, недра являются одним из видов природных ресурсов. Именно так они определяются Конституцией РФ (ст. 72). Применительно к недропользованию хозяйственная деятельность всех субъектов правоотношений в соответствии с законодательством должна осуществляться на основе следующих принципов:

- охрана, воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов как необходимые условия обеспечения благоприятной окружающей среды и экологической безопасности;
- платность природопользования и возмещение вреда окружающей среде;
- независимость контроля в области охраны окружающей среды;
- презумпция экологической опасности планируемой хозяйственной деятельности;
- обязательность оценки воздействия на окружающую среду при принятии решений об осуществлении хозяйственной деятельности.

Недропользование в системе природопользования

- обязательность проведения государственной экологической экспертизы проектов и иной документации, обосновывающих хозяйственную деятельность, которая может оказать негативное воздействие на окружающую среду, создать угрозу жизни, здоровью и имуществу граждан;
- учет природных и социально-экономических особенностей территорий при планировании и осуществлении хозяйственной деятельности;

- допустимость воздействия хозяйственной деятельности на природную среду исходя из требований в области охраны окружающей среды;
- обеспечение снижения негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду в соответствии с нормативами в области охраны окружающей среды, которого можно достигнуть на основе использования наилучших существующих технологий с учетом экономических и социальных факторов;
- обеспечение интегрированного и индивидуального подходов к установлению требований в области охраны окружающей среды к субъектам хозяйственной и иной деятельности, осуществляющим такую деятельность или планирующим осуществление такой деятельности;
- ответственность за нарушение законодательства в области охраны окружающей среды;
- участие граждан, общественных и иных некоммерческих объединений в решении задач охраны окружающей среды.

Законодательство отнесло недра к объектам охраны окружающей среды наряду с другими ее компонентами. При этом особой охране подлежат дно и недра континентального шельфа как объекта, включенного в Список всемирного природного наследия.

В целях осуществления действенного государственного регулирования отношений, связанных с охраной окружающей среды, законодательство четко разграничило полномочия органов государственной власти РФ, субъектов РФ и местного самоуправления, определило органы, осуществляющие государственное управление в этой области, механизмы разграничения полномочий (договоры, соглашения).

Одним из наиболее действенных механизмов государственного регулирования является система методов экономического регулирования. Такими методами, в частности, являются:

- установление платы за негативное воздействие на окружающую среду;
- 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. Проблема эта напрямую связана с регулированием процесса истощения недр. Поскольку полностью устранять отрицательное воздействие хозяйственной деятельности на окружающую среду невозможно.

Недропользование в системе природопользования устанавливает систему нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, включающую следующие виды нормативов:

- нормативы допустимых выбросов и сбросов веществ;
- нормативы образования отходов производства и потребления и лимиты на их размещение;
- нормативы допустимых физических воздействий (количество тепла, уровни шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей и иных физических воздействий);
- нормативы допустимого изъятия компонентов природной среды;

- нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- нормативы иного допустимого воздействия на окружающую среду при осуществлении хозяйственной деятельности.

Нормативы допустимого воздействия на окружающую среду должны обеспечивать соблюдение нормативов качества окружающей среды с учетом природных особенностей территорий и акваторий.

Последние устанавливаются для оценки состояния окружающей среды.

За превышение установленных нормативов допустимого воздействия на окружающую среду субъекты хозяйственной деятельности в зависимости от причиненного окружающей среде вреда несут ответственность в соответствии с законодательством. Необходимо отметить, что разработка нормативов в области охраны окружающей среды законом определена как самостоятельная организационно-правовая система, включающая в себя решение широкого круга задач:

- проведение научно-исследовательских работ по обоснованию нормативов;
- проведение экспертизы, утверждение и опубликование нормативов;
- установление оснований разработки или пересмотра нормативов; осуществление контроля за применением и соблюдением нормативов;
- формирование и ведение единой информационной базы данных нормативов;
- оценку и прогнозирование экологических, социальных, экономических последствий применения нормативов. Хозяйственная деятельность объективно приводит к негативному воздействию на окружающую среду. Результатом могут быть загрязнение, порча, уничтожение и, в частности, истощение.

Последнее применительно к недропользованию имеет особое значение. Основная цель пользования недр — добыча полезных ископаемых. Она объективно приводит к истощению недр. Поэтому требование закона об охране недр от истощения следует понимать как требование их рационального использования, т. е. получения полезных свойств недр с наименьшими потерями, которое возможно обеспечить в условиях современной экономики и технологии. Эта проблема настолько важна, что обычно рассматривается самостоятельно как законодательное требование обеспечения рационального использования и охраны недр. Истощение является фактором, оказывающим влияние на внутреннее состояние самих недр. Процесс же недропользования приводит и к внешнему воз-

действию на окружающую природную среду. Происходит это главным образом в результате:

- нарушения почвенного слоя земли при производстве горных работ, строительстве шахт, карьеров, разрезов, прокладке трубопроводов, строительстве объектов инфраструктуры и т. п.;
- разлива нефти при аварийных выбросах и открытых фонтанах, порывах трубопроводов, крушениях танкеров и т. п.;
- складирования отходов горного производства в форме отвалов и т. п.;
- производства сейсмических взрывов на суше и особенно на море (в настоящее время запрещены);
- сброса в море выбуренной породы и др.

В принципе технология производства горных работ предусматривает осуществление мероприятий либо устраняющих отрицательное воздействие на окружающую среду, либо сводящее это отрицательное воздействие к минимуму. Вред окружающей среде следует рассматривать как негативные изменения в состоянии окружающей среды, вызванные деятельностью человека в результате загрязнения, повреждения, разрушения экологических систем природы, создающие реальную угрозу здоровью человека, растительному и животному миру, материальным ценностям. Различают правомерный и неправомерный вред окружающей среде. Правомерный вред допустим при наличии лицензии (разрешения) на его причинение в результате хозяйственной деятельности. Неправомерный вред окружающей среде возникает в результате правонарушения. Возмещение вреда – институт гражданского права, представляющий собой комплекс технологических, экономических и организационно-правовых мер, направленных на устранение имущественного ущерба, возникшего в результате причиненного вреда. Применительно к проблемам экологического воздействия недропользования он имеет целый ряд специфических особенностей, регулируемых как ГК РФ, так и законодательством об охране окружающей среды и недропользовании. Гражданское законодательство исходит из необходимости полного возмещения вреда, оговаривая при этом ряд исключений. При этом возмещение идет по двум направлениям в зависимости от характера нанесенного вреда: нанесен он непосредственно недрам или окружающей среде. В каждом из этих случаев действуют самостоятельные организационно-правовые и экономические механизмы. За нарушение законодательства в области охраны окружающей среды устанавливается имущественная, дисциплинарная, административная и уголовная ответственность. Юридические и физические лица, причинившие вред окружающей среде, обязаны возместить его в полном объеме. Законодатель-

ство предусматривает необходимость такого возмещения в результате загрязнения, порчи, уничтожения, деградации, разрушения естественных экологических систем, природных комплексов и природных ландшафтов, иного нарушения законодательства, а также истощения и нерационального использования природных ресурсов. Вред окружающей среде, причиненный субъектом хозяйственной деятельности, в том числе на проект, который имеет положительное заключение государственной экологической экспертизы, включая деятельность по изъятию компонентов природной среды, подлежит возмещению заказчиком и (или) субъектом хозяйственной деятельности. Вред возмещается в соответствии с утвержденными в установленном порядке таксами и методиками исчисления размера вреда окружающей среде, а при их отсутствии исходя из фактических затрат на восстановление нарушенного состояния окружающей среды, с учетом понесенных убытков, в том числе упущенной выгоды. Компенсация вреда окружающей среде осуществляется добровольно либо по решению суда или арбитражного суда. Определение размера вреда окружающей среде, причиненного нарушением законодательства в области охраны окружающей среды, осуществляется исходя из фактических затрат на восстановление нарушенного состояния окружающей среды, с учетом понесенных убытков, в том числе упущенной выгоды, а также в соответствии с проектами рекультивационных и иных восстановительных работ, при их отсутствии в соответствии с таксами и методиками исчисления размера вреда окружающей среде, утвержденными органами исполнительной власти, осуществляющими государственное управление в области охраны окружающей среды.

Вред окружающей среде может быть возмещен посредством возложения на ответчика обязанности по восстановлению нарушенного состояния окружающей среды за счет его средств в соответствии с проектом восстановительных работ. Иски о компенсации вреда окружающей среде, причиненного нарушением законодательства в области охраны окружающей среды, могут быть предъявлены в течение двадцати лет. Реальная возможность возмещения вреда окружающей среде в полном объеме, и особенно с учетом упущенной выгоды, – достаточно сложная проблема. В частности, это касается вреда, наносимого, например, в результате нерациональной разработки месторождений полезных ископаемых.

В настоящее время разработан и действует пакет нормативных актов, устанавливающих методику оценки вреда, исчисление размера ущерба и возмещения вреда, нанесенного окружающей среде в результате экономических правонарушений различного характера. Необходимо иметь в виду, что карательные меры не могут обеспечить в полном

объеме решение рассматриваемой проблемы. Поэтому законодательство особое место уделило вопросам формирования экологической культуры, воспитания и так называемого экологического просвещения.

Законодательство о недрах прямо обязывает пользователя недр соблюдать утвержденные в установленном порядке стандарты (нормы, правила), регламентирующие условия охраны атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с использованием недр. Все эти требования и определяют предмет эколого-правового регулирования пользования недрами. Экологические отношения при пользовании недрами регулируются Конституцией РФ (ст. 58: «Каждый обязан сохранять... окружающую среду...»), Законом РФ «Об охране окружающей среды», другими федеральными законами и нормативными правовыми актами, а также соответствующими актами субъектов Федерации. Специальных законодательных актов, регулирующих экологические отношения в процессе пользования недрами, практически нет, за исключением отдельных ведомственных положений, инструкций и предписаний. Закон отнес недра к объектам, подлежащим охране от загрязнения, порчи, истощения и разрушения. Пользование отдельными участками недр может быть ограничено или запрещено в целях обеспечения национальной безопасности и охраны окружающей среды. Пользование недрами на территориях населенных пунктов, пригородных зон, объектов промышленности, транспорта и связи может быть частично или полностью запрещено в случаях, если это пользование может создать угрозу жизни и здоровью людей, нанести ущерб хозяйственным объектам или окружающей среде. Пользование недрами на особо охраняемых территориях осуществляется в соответствии со статусом этих территорий. В компетенцию органов государственной власти РФ и субъектов РФ в сфере регулирования отношений недропользования, в частности, входит введение ограничений на пользование недрами на отдельных участках для обеспечения требований охраны окружающей среды.

К компетенции органов местного самоуправления законодательством о недрах отнесено:

- участие в решении вопросов, связанных с соблюдением экологических интересов населения территорий при предоставлении недр в пользование и отводе земельных участков для этих целей;
- введение ограничений на пользование участками недр на территориях населенных пунктов, пригородных зон объектов промышленности, транспорта и связи в случаях, если это пользование может создать угрозу жизни и здоровью людей, нанести ущерб хозяйственным объектам или окружающей среде. Наряду с целым рядом конкретных видов

хозяйственной деятельности, оказывающих воздействие на окружающую среду, закон установил специальные требования, в частности, к объектам нефтегазодобывающих производств, транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки. Установлено, что при размещении, проектировании, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию и эксплуатации должны предусматриваться эффективные меры по очистке и обезвреживанию отходов производства и сбору нефтяного (попутного) газа и минерализованной воды, рекультивации нарушенных и загрязненных земель, снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также по возмещению вреда окружающей среде, причиненного в процессе строительства и эксплуатации указанных объектов.

Строительство и эксплуатация объектов нефтегазодобывающих производств, объектов транспортировки, хранения и реализации нефти, газа и продуктов их переработки допускаются при наличии проектов восстановления загрязненных земель в зонах временного и (или) постоянного отвода земель, положительных заключений государственной экологической экспертизы и иных установленных законодательством государственных экспертиз, финансовых гарантий реализации таких проектов. Строительство и эксплуатация таких объектов, расположенных в акваториях водных объектов, на континентальном шельфе и в исключительной экономической зоне, допускаются при наличии положительных заключений государственной экологической экспертизы и иных установленных законодательством государственных экспертиз после восстановления загрязненных земель.

Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию экологически вредных объектов в соответствии с предписаниями специально на то уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды. В процессе поиска, разведки и добычи полезных ископаемых, эксплуатации подземных объектов, не связанных с добычей, эксплуатации любых объектов инфраструктуры, пользователи недр обязаны принимать эффективные меры по соблюдению технологического режима и выполнению требований по охране природы, оздоровлению окружающей среды. Выброс и сброс вредных веществ, захоронение и складирование отходов горного производства допускаются на основе разрешения, выдаваемого специально уполномоченными на то государственными органами власти. В таком разрешении устанавливаются нормативы предельно допустимых выбросов и сбросов

вредных веществ и другие условия, обеспечивающие охрану окружающей среды и здоровья человека.

Пользователь недр должен постоянно за свой счет вести мониторинг окружающей среды, периодически осуществлять оценку результатов своей деятельности на состояние окружающей природной среды и предоставлять соответствующие отчеты государственным органам экологического контроля. В случае загрязнения, происшедшего по вине пользователя недр, и причинения ущерба или создания угрозы ущерба живой природе, собственности, природным объектам или среде обитания человека контроль и борьба с загрязнением должна производиться за счет пользователя недр. Затраты на это должны осуществляться за счет его прибыли. Меры по борьбе с загрязнением должны приниматься во всех случаях немедленно.

Особое внимание уделяется охране окружающей среды при освоении морских нефтяных и газовых месторождений, предотвращении разливов нефти на суше и на море, разработке нефтегазовых месторождений, содержащих большое количество сероводорода и др. Горнодобывающие предприятия своей деятельностью, помимо загрязнения окружающей среды, в общем характерного для любых видов деятельности, оказывают серьезное, плохо прогнозируемое воздействие на литосферу в виде деформации земной поверхности и дна моря в зоне размещения месторождений, приводят к изменению недродинамики поверхностных и подземных вод и др., в результате чего происходят сдвиги земной поверхности, обвалы и другие катаклизмы, негативные последствия которых в настоящее время предсказать и оценить их последствия практически невозможно. Все требования экономического характера, соответствующие обязательствам пользователя недр, обязательно указываются в лицензии на пользование недрами в форме специального приложения или отдельных статей лицензионного соглашения или СРП. Необходимые экологические мероприятия, их финансирование должны предусматриваться в общей и годовых программах работ и сметах работ по освоению месторождений.

Система экологического регулирования недропользования представляет собой элемент общей народнохозяйственной системы экологического регулирования хозяйственной и иной деятельности. В ее составе следует выделять три взаимосвязанных элемента:

- экологическая экспертиза;
- экологический мониторинг;
- экологический контроль.

ПЕРВЫЙ элемент — ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА и, в частности, порядок ее проведения — выделены

в самостоятельный блок и регулируются отдельным федеральным законом. Проводится она в целях установления соответствия планируемой хозяйственной деятельности требованиям в области охраны окружающей среды.

Экологическая экспертиза – установление соответствия намечаемой хозяйственной и иной деятельности экологическим требованиям и определение допустимости реализации проекта в целях предупреждения возможных неблагоприятных его воздействий на окружающую природную среду и связанных с ними социальных, экономических и иных последствий. Государственная экологическая экспертиза организуется и проводится специально уполномоченными государственными органами в области экологической экспертизы в порядке, установленном федеральным законом и нормативными правовыми актами РФ, а также нормативными правовыми актами объектов Федерации.

Государственной экспертизе подлежат все предпроектные материалы по объектам обустройства месторождений, независимо от их сметной стоимости. Заключение государственной экологической экспертизы является документом, характеризующим состояние окружающей природной среды на момент начала работ, и должно быть учтено пользователем недр при составлении общей программы работ. При разработке указанных документов пользователь недр должен соблюдать экологические требования. Под экологическими требованиями в лицензионных соглашениях обычно понимаются требования, установленные федеральным и региональным природоохранительным законодательством, включающие правила и условия воздействия на окружающую природную среду, порядок проведения экологического контроля, порядок определения фоновых уровня загрязнения, порчи, повреждения, истощения, разрушения объектов окружающей природной среды, а также нормы, применяемые в РФ при организации и ведении хозяйственной и иной деятельности, связанной с воздействием на окружающую природную среду. Выполнение работ по освоению месторождений производится пользователем недр только при наличии положительного заключения государственной экологической экспертизы.

ВТОРЫМ элементом экологического регулирования хозяйственной деятельности является *государственный экологический мониторинг*. Осуществляется он в соответствии с федеральным законодательством и законодательством субъектов РФ. Порядок организации и осуществления государственного мониторинга окружающей среды устанавливается Правительством РФ. При недропользовании мониторинг окружающей среды должны вести и сами недропользователи. Это необходимо осуществлять в течение всего периода действия лицензии на пользова-

ние недрами с целью получения оперативной достоверной информации, возможности своевременного принятия необходимых мер, направленных на соблюдение установленных требований в области охраны окружающей среды.

ТРЕТЬИМ элементом системы регулирования является **ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ**. Проводится он в целях обеспечения органами государственной власти РФ, органами государственной власти субъектов РФ, органами местного самоуправления, юридическими и физическими лицами исполнения законодательства в области охраны окружающей среды, соблюдения требований, в том числе нормативов и нормативных документов, в области охраны окружающей среды, а также обеспечения экологической безопасности. Выделяются при этом государственный, производственный, муниципальный и общественный контроль в области охраны окружающей среды.

Осуществляются они соответственно:

- государственный экологический контроль – государственными уполномоченными органами;
- производственный экологический контроль – непосредственно субъектом хозяйственной деятельности и, в частности, пользователем недр;
- муниципальный и общественный контроль – соответствующими организациями и гражданами;
- государственный экологический контроль – федеральными органами исполнительной власти и органами исполнительной власти субъектов РФ в порядке, установленном Правительством РФ.

Запрещается совмещение функций государственного экологического контроля и функций хозяйственного использования природных ресурсов.

Государственные инспектора в области охраны окружающей среды имеют право:

- посещать в целях проверки организации, объекты хозяйственной и иной деятельности независимо от форм собственности, в том числе объекты, подлежащие государственной охране, оборонные объекты, объекты гражданской обороны, знакомиться с документами и иными необходимыми для осуществления государственного экологического контроля материалами;
- проверять соблюдение нормативов, государственных стандартов и иных нормативных документов в области охраны окружающей среды, работу очистных сооружений и других обезвреживающих устройств, средств контроля, а также выполнения планов и мероприятий по охране окружающей среды;

- проверять соблюдение требований, норм и правил в области охраны окружающей среды при размещении, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации и выводе из эксплуатации производственных и других объектов;
- проверять выполнение требований, указанных в заключении государственной экологической экспертизы, и вносить предложения о ее проведении;
- предъявлять требования и выдавать предписания юридическим и физическим лицам об устранении нарушения законодательства в области охраны окружающей среды и нарушений природоохранных требований, выявленных при осуществлении государственного экологического контроля;
- приостанавливать хозяйственную и иную деятельность юридических и физических лиц при нарушении ими законодательства в области охраны окружающей среды;
- привлекать к административной ответственности лиц, допустивших нарушение законодательства в области охраны окружающей среды;
- осуществлять иные определенные законодательством полномочия.

Производственный экологический контроль осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды.

Субъекты хозяйственной деятельности обязаны предоставить сведения об организации производственного экологического контроля в органы исполнительной власти и органы местного самоуправления, осуществляющие соответственно государственный и муниципальный контроль в порядке, установленном законодательством. Производственный экологический контроль осуществляется в качестве обязательного в течение всего срока действия лицензии на пользование недрами. Он предусматривает наблюдение за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной деятельности пользователя недр при выполнении работ по освоению месторождений, проверку выполнения пользователем недр планов и мероприятий по охране природы, рациональному использованию природных ресурсов, оздоровлению окружающей природной среды, соблюдению требований природоохранного законодательства и нормативов качества окружающей природной среды.

Лицензия обязывает пользователя недр в соответствии с программой экологического контроля самостоятельно, путем создания для его ведения специального подразделения (службы) или на основе договора (контракта) со специализированными организациями, осуществлять производственный экологический контроль и представлять отчеты в специально уполномоченные государственные органы РФ по форме и в сроки, определяемые законодательством. Пользователь недр обязан разработать программу производственного экологического контроля на лицензионном участке недр на основании законодательства РФ и в течение обычно трех-шести месяцев после даты вступления лицензии в силу, согласовать программу экологического контроля со специально уполномоченными органами в области охраны окружающей природной среды. Пользователь недр обязуется вести экологический паспорт предприятия и обновлять его сведения в порядке, определяемом органами стандартизации, метрологии и специально уполномоченными органами по охране окружающей природной среды. Пользователь недр передает результаты производственного экологического контроля органам государственной власти, государственного экологического контроля и местного самоуправления. Данные об уровнях воздействия на окружающую среду, а также об их изменениях он обязан предоставлять вместе с государственной статистической отчетностью в порядке, определяемом законодательством РФ.

На основании полевых исследований химических анализов воды, почвы и атмосферного воздуха пользователя недр представляет уполномоченным государственным органам ежегодно в начале года информацию за предыдущий календарный год о состоянии окружающей природной среды в границах лицензионной территории. Пользователь недр обязан немедленно информировать соответствующие федеральные органы государственной власти и органы местного самоуправления о чрезвычайных происшествиях, авариях, пожарах и порывах нефтегазопроводов, а также об ухудшении экологической обстановки в зоне ведения работ по освоению месторождений.

Экологическая безопасность при разработке нефтяных месторождений Удмуртии

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, 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 стабиль-

ность 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.

Экологическая безопасность при строительстве 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 в ОАО «Удмуртнефть» 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 Ижевское Управление буровых работ ОАО «Удмуртнефть» с 1996 года проводит модернизацию 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. Кустовое бурение в ОАО «Удмуртнефть» ведется с конца 70 годов.

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 увеличиваются.

С целью снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для электроснабжения буровых установок широко внедряются электродвигательные установки, заменяя при этом дизельные агрегаты.

Для защиты грунтовых и подземных вод на нагнетательных и поглощающих скважинах устанавливаются «пакера».

На всех скважинах, расположенных в водоохранной зоне, установлена защита по давлению (ЭКМ), количество которых достигло 560 штук. На всех артезианских скважинах установлено специальное ограждение СЗЗ, 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.

Повышение экологичности процессов добычи и транспортировки нефти

Ежегодно по нефтепромысловым трубопроводам перекачиваются десятки миллионов кубометров добываемых жидкостей. Высокая агрессивность транспортируемых сред существенно сокращает срок службы трубопроводов. Возникающие аварийные ситуации при порывах нефти 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 в ОАО «Удмуртнефть» 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 вывозят-

ся в шламонакопители 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 в ОАО «Удмуртнефть» нефтей 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 Удмуртии. Для снижения его содержания подбираются эффективные ингибиторы и бактерициды, в ОАО «Удмуртнефть» разработана двухгодичная программа (1997–1998 гг.) 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 Удмуртии 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 пла-

стового 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 на территории Удмуртии 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 институте «УдмуртНИПИ-нефть». 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.

Экологическая безопасность на объектах подготовки нефти

Подготовка нефти, добываемой на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», ведется на 6 установках различной мощности.

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 Удмуртии 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.

Организация системы производственного мониторинга

Одним из действенных методов, на основе которого можно принимать оперативные решения, является постоянный контроль за состоянием окружающей среды на действующих месторождениях. Для наблюдения за элементами природного комплекса определено 84 точки контроля атмосферного воздуха, 124 точки подземных и 165 поверхностных вод и 85 точек контроля почв. Отбор проб поверхностных вод сопровождается отбором донных отложений. Для оперативности проведения данных работ закуплен передвижной экологический комплекс (ПЭК).

В настоящее время анализ проводимых работ по изучению состояния воздушной среды на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» по-

казывает отсутствие превышения загрязнения углеводородами и сероводородом ближайших населенных пунктов.

Загрязнение поверхностных вод возможно лишь в результате аварийных ситуаций. Однако крупных аварий с материальным ущербом в ОАО «Удмуртнефть» не было, локальные разливы нефти, образующиеся в результате «свищей» на трубопроводах не приводят к сверхнормативному загрязнению поверхностных вод, содержание нефтепродуктов в пробах воды в летнюю межень находится в пределах нормы.

Одним из новых направлений в проведении производственного контроля за состоянием природного комплекса является почвенный мониторинг. Для организации данной службы предпринимаются меры по расширению области аккредитации химико-аналитической лаборатории института «УдмуртНИПИнефть».

Проведение специальных работ в области экологии

Наличие в составе ОАО «Удмуртнефть» научно-исследовательского института «УдмуртНИПИнефть» значительно помогает удмуртским нефтяникам. Каждое из направлений деятельности института стремится решать поставленные перед ними задачи с учетом требований охраны окружающей среды.

Специальное подразделение института (лаборатория охраны окружающей среды) целиком ориентировано на разработку документов экологической направленности. К ним относятся инвентаризация источников выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и разработка проекта нормативов их выбросов в атмосферу для всех предприятий ОАО «Удмуртнефть», составление разделов «охрана атмосферного воздуха» к проектным материалам по обустройству и реконструкции объектов нефтедобычи и вспомогательных производств. Кроме того, все стадии проектирования документов в нефтяной отрасли (проект поисково-разведочного бурения, технологическая схема разработки, проект разработки, пересчет запасов, проект обустройства, реконструкции, перепрофилирования производства) сопровождаются экологическим обоснованием с обязательным проведением оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Институтом «УдмуртНИПИнефть», помимо решения основных тематических задач, большое внимание уделяется работам природоохранной тематики.

Разработан и запатентован способ очистки поверхностей от загрязнений нефтью и нефтепродуктами с применением местного сырья и биопрепарата «родер».

Разработаны и запатентованы газоочистные аппараты серии «ШВ», позволяющие очищать газы от многих вредных примесей и пыли.

Разрабатывается технология утилизации твердых шламовых осадков.

Кроме того, в последнее время нефтяники уделяют большое внимание проведению специальных исследовательских работ в области охраны окружающей среды. С 1995 года в рамках ОВОС проводятся натурные исследования биологического разнообразия растительного и животного мира как на территориях действующих, так и новых месторождений.

Так, за 1995–1997 гг. было обследовано 9 месторождений. Обследование ряда новых месторождений показывает, что объекты обустройства не располагаются на землях с высоким производственным потенциалом и эрозионноопасных. Антропогенная нарушенность земель к началу обустройства находится на уровне 60–85 %, биологическое разнообразие территории невелико. По мнению специалистов-биологов, иной альтернативы, кроме организации нефтедобычи, на данной территории нет.

Обследование небольших месторождений (а таких в ОАО «Удмуртнефть» большинство) с умеренной техногенной нагрузкой (герметизированный сбор и транспорт нефти на ДНС, предварительная сепарация газа, иногда обезвоживание нефти, использование в целях ППД пресной воды) показывает, что рядом с нефтяными качалками соседствуют редчайшие виды растений и животных. Например, на территории Бегешкинского месторождения выявлен 31 вид редких и исчезающих видов растений; 20 редких видов животных. Два вида – Голубянка болотная и Перламутровка торфяная относятся к ледниковым реликтам.

Для исследования трансформации почвенного покрова при аварийных разливах нефти и пластовой воды два вуза Удмуртской Республики (Удмуртский государственный университет и Сельскохозяйственная академия) проводят специальные исследования на территориях Чутырского, Мишкинского и Гремихинского месторождений. Заложены опытные делянки, проводятся работы по рекультивации нарушенных земель. Конечным результатом проводимых исследований является определение критической нагрузки на типы почв, характерных для Удмуртской Республики и выбор оптимальных агротехнических приемов восстановления нарушенных земель.

В настоящее время для сбора нефти с водной поверхности и рекультивации почв в ОАО «Удмуртнефть» широко применяются следующие препараты:

- биопрепарат «Валентис» экспериментально применялся в Воткинском НГДУ на заболоченных территориях, очищено 15000 м²;
- сорбент «Сорбойл» применяется в Игринском НГДУ, очищено более 4200 м².

При ликвидации последствий аварийных разливов нефти и сточной воды возникает необходимость утилизации нефтяного шлама. С этой целью в 3-х НГДУ построены установки по утилизации замазученной массы, на которых происходит отделение нефти от твердого осадка.

В последнее время возникает еще одна проблема, связанная с загрязнением пресных подземных и грунтовых вод. Чаще всего это связано с поверхностным загрязнением, однако есть некоторые очаги, которые свидетельствуют о подземных источниках. Поиск этих источников, определение границы загрязнения, выбор оптимальных вариантов очистки источника водоснабжения – вот перечень вопросов, которые необходимо решать в ближайшее время. Здесь нам в значительной степени пригодится опыт проведения таких работ в АО «Татнефть». Предполагается использовать метод виброакустической цементометрии для выявления зон распространения загрязнения в комплексе с методом естественных электрических потенциалов по методике ТГРУ АО «Татнефть».

Для защиты водных ресурсов от нефти на больших и малых водотоках построено и функционирует около 60 водозащитных сооружений, построено и восстановлено почти 2000 обваловок на скважинах и кустах, ГЗУ.

На транспортных предприятиях ведется строительство моек автотранспорта с оборотным водоснабжением.

Положительная работа ОАО «Удмуртнефть» в области охраны окружающей среды отмечена международным призом «За эффективный контроль за охраной окружающей среды», который был вручен в декабре 1997 года. Получение приза послужило дополнительным стимулом к тому, чтобы приобретенный опыт использовался с эффективностью в производственной и экологической деятельности.

МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ОЧИСТКИ ВОДЫ И ГРУНТА ОТ НЕФТЯНЫХ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К УСЛОВИЯМ УДМУРТИИ

В последнее время, в связи с резким ухудшением экологической обстановки на всей Планете, решение проблем защиты растительного и животного мира от техногенного воздействия становится настоятель-

ной 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 последующей рекультивации 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 вывезенной насыпают слой незагрязненной почвы и вносят удобрения;
- вариант метода – очистка почвы на месте пропуская ее через специальные установки;
- использование сорбентов для поглощения и связывания нефтепродуктов. В составе сорбентов возможно присутствие абсорбентов 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 бара-

банным 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 «Klon Ink», производимые на предприятии «Peat Sorb Ink» и зарегистрированные под торговой маркой «Peat Sorb», достаточно исследованы.

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 биоразлагаемы 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 мало известны 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, он 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. Естествен-

но, 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 подобранных 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 углеводородоокисляющими бактериями.

Осуществление технологии базируется на следующих предпосылках:

- а) биопрепараты представляют собой выращенную ассоциацию природных углеводородоокисляющих 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 углеводов 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 лаборатории УдмуртНИПИнефть под руководством Ф. А. Каменщикова и Н. Л. Черных.

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/см³ 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 бы-

ла промывта дистиллированной водой в соотношении 1:1, в которой после фильтрования были определены: $\text{pH} = 6,92$; ионы, (мг/л) : $= 23,87$; $= 23,18$; $\text{Ca}^{+2} = 1,43$; $\text{Mg}^{+2} = 1,45$; $(\text{K} + \text{Na})^{+1} = 22,13$; $\text{Cl}^{-1} = 9,79$; общая минерализация – $0,082 \text{ г/л}$.

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) : $= 21,40$; $= 39,08$; $\text{Cl}^{-1} = 18,27$; $\text{Ca}^{+2} = 31,4$; $\text{Mg}^{+2} = 10,99$; $(\text{K} + \text{Na})^{+1} = 17,59$; с общей минерализацией $0,24 \text{ г/л}$; $\text{pH} = 7,19$; плотность $1,000 \text{ г/см}^3$.

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 $1 \times 10^9 \text{ кл/мл}$.

Препарат перед применением разводился таким образом, чтобы число живых клеток не превышало в почве $1 \times 10^{6-8} \text{ кл/мл}$; в воде $1 \times 10^4 \text{ кл/мл}$ 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 каннадского 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 кристаллизаторы стеклянные, 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 см³ с отрезанным носиком. Шприц вертикально вводился в грунт, отбирались образцы объемом 2 см³, 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 анали-

зом образец 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 проводился так же, как описано для арбитражного метода анализа воды, загрязненной нефтью или нефтепродуктами [40]. 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 3.21. 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 могут вносить в анализы присутствие солей, биопрепарата «Родер», адсорбентов («Пит Сорб», торф). Однако полученные данные (табл. 3.22) убеждают в том, что больших искажений вышеперечисленные компоненты не вносят.

Численность внесенных с биопрепаратом клеток родококков равнялась 1×10^7 кл/мл, численность аборигенных бактерий составляла 1×10^7 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

Таблица 3.21

Очистка модели грунтов от нефтепродуктов

№ п/п	Мониторинг, сутки	Вариант модели грунта	Сумма органических веществ			Углеводороды			Нафты		Степень очистки %		Титр микроорганизмов, кл/мл
			г/кг	%	г/кг	г/кг	%	%	г/кг	%	углеводородов	нафтов	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
0	0	Песок	4,30	-	2,33	-	0,63	-	-	-	-	-	2,1×10 ⁹ 3,5×10 ⁷ 1,3×10 ⁸
	18		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	36		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	90		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1	0	Песок нефть	41,52	100	24,21	100	1,08	100	0	0	0	0	4,3×10 ⁶ 2,1×10 ⁸ 2,2×10 ⁷ 3ДхЮ ⁷
	18		39,17	94,3	22,24	91,8	1,08	100	8,2	0	0	0	
	36		37,07	89,3	21,14	87,3	1,10	100	12,7	0	0	0	
	90		35,07	84,5	19,33	79,8	1,10	100	17,3	0	0	0	
2	0	Песок нефть соли	35,84	100	25,80	100	1,08	100	0	0	0	0	1,9×10 ⁷ 1,8×10 ⁸ 1,0×10 ⁷ 1,6×10 ⁸
	18		35,13	98,0	23,36	90,5	0,93	86,1	9,5	13,9	0	0	
	36		32,92	91,8	18,56	71,9	0,66	61,1	28,1	38,9	0	0	
	90		30,71	85,7	16,24	62,9	0,49	52,9	37,1	47,1	0	0	
3	0	Песок нефть соли «Родер»	44,15	100	39,43	100	1,08	100	0	0	0	0	1,7×10 ⁷ 1,6×10 ⁸ 1,3×10 ⁸ 7,9×10 ⁸
	18		41,18	93,3	18,31	46,4	0,62	57,4	53,6	42,6	0	0	
	36		35,15	79,6	17,44	44,2	0,52	48,1	55,8	51,9	0	0	
	90		34,86	79,0	16,57	42,0	0,22	20,4	58,0	79,6	0	0	

Продолжение табл. 21

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» «Ролер» 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	«Ролер» соли	36,44	84,5	8,20	19,8	0,50	42,6	80,2	57,4	$6,6 \times 10^8$

удовлетворительной (полив осуществлялся 2 раза в неделю). Модель грунта, 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 надосадочной жидкости, делались разведения и затем рассев на МПА, МПБ и среду Раймонда. Оставшаяся жидкость использовалась для определения pH и водорастворимых микробных метаболитов.

Во всех вариантах, в том числе и в 1 варианте – контрольном, куда не вносилось дополнительное питание в виде раствора солей, идут процессы деградации нефтяных загрязнений различной интенсивности. Достаточно интенсивно идут очистительные процессы в случае внесения биопрепарата «Родер» как индивидуально, так и в сочетании с активированным торфом (варианты 3, 7): процент очистки составил величины соответственно 53,6 % и 53,9 %. Несколько менее интенсивен процесс очистки в варианте применения биопрепарата с «Пит Сорб» – 33,5 % (вариант 5). Но аборигенные бактерии с этим же сорбентом и добавкой раствора солей азота, фосфора и калия показали самый высокий уровень очистки на 18 сутки от начала эксперимента – 66,1 %. А в варианте с торфом и солями аборигенные бактерии снижают уровень загрязнения на 54,9 % за такой же период времени.

После отбора всех необходимых проб в контрольные сосуды были внесены или вода, или раствор солей, а в опытные сосуды вносилась новая порция биопрепарата вместе с солями в тех же объемах, что и жидкости в контрольные варианты.

Через 36 суток от начала эксперимента до начала третьей обработки был проведен визуальный контроль всех сосудов. Отобраны пробы для микробиологического и химического анализов. Влажность моделей грунта во всех вариантах была удовлетворительной. Модели грунта, в которых присутствовали «Пит Сорб» или активированный торф, визуально были светлее, чем другие модели грунта. В сосудах, где применялся биопрепарат «Родер», нефтяной запах был слабее, чем в контрольных сосудах с аборигенной микрофлорой.

И в этот раз после отбора всех необходимых проб в контрольные сосуды были внесены вода или раствор солей, а в опытные сосуды до-

бавлена следующая порция биопрепарата вместе с солями в тех же объемах, что и жидкости в контрольные варианты.

Через 90 суток от начала эксперимента и через 54 дня после последнего внесения биопрепарата был проведен визуальный контроль всех вариантов очистки моделей грунта. Отобраны пробы и проведен химический и микробиологический анализ.

Интенсивность биodeградации нефтяного загрязнения представлена в таблице 2.21 и на рисунках 3.47 и 3.48. Из приведенных данных видно, что даже там, где не добавлялся раствор солей, дополнительного источника легко усвояемых азота, фосфора и калия, на одной водопроводной воде идет процесс очистки, и уровень загрязнения снижается.

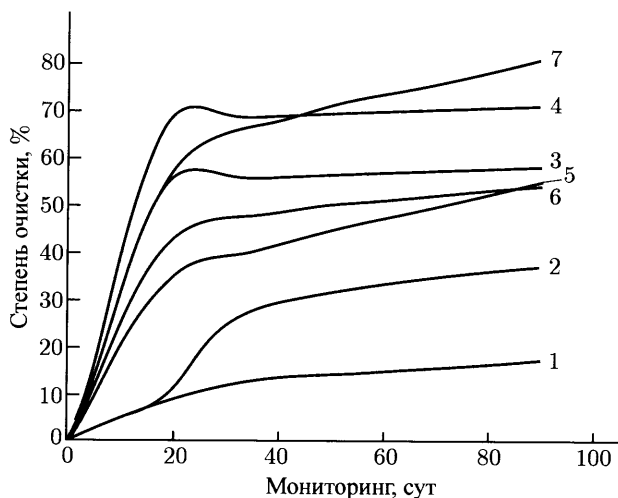


Рис. 3.47. Динамика очистки моделей грунтов от углеводородов: 1 – песок, нефть; 2 – песок, нефть, соли; 3 – песок, нефть, соли, «Родер»; 4 – песок, нефть, соли, «Пит Сорб»; 5 – песок, нефть, соли, «Родер», «Пит Сорб»; 6 – песок, нефть, соли, торф; 7 – песок, нефть, соли, «Родер», торф

Результаты эксперимента на модели воды

Результаты анализа начального уровня загрязнения в нескольких вариантах опытов представлены в таблице 3.22 и на рисунке 3.48. Через 18 дней от начала постановки опытов проведен визуальный контроль за состоянием процесса очистки модели воды, загрязненной нефтью Ельниковского месторождения (0,1 %).

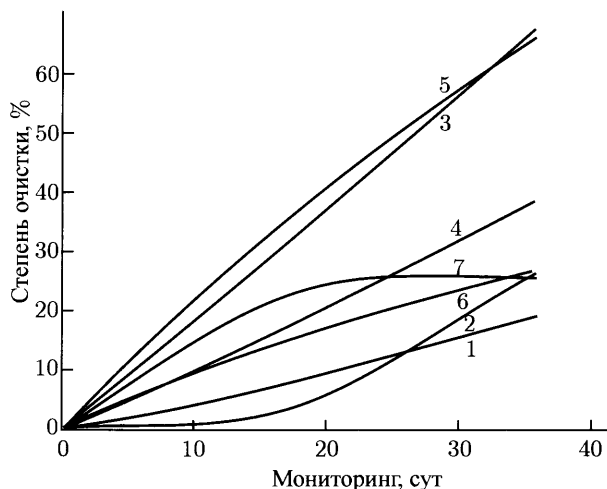


Рис. 3.48. Динамика очистки моделей воды от углеводородов: 1 – песок, нефть; 2 – песок, нефть, соли; 3 – песок, нефть, соли, «Родер»; 4 – песок, нефть, соли, «Пит Сорб»; 5 – песок, нефть, соли, «Родер», «Пит Сорб»; 6 – песок, нефть, соли, торф; 7 – песок, нефть, соли, «Родер», торф

Результаты визуальной оценки

0. Вода – без изменений.
1. Вода + нефть – пленка нефти визуально не изменена.
2. Вода + нефть + соли – пленка нефти визуально без особых изменений.
3. Вода + нефть + «Родер» + соли – нефть сильно биодegradирована (в виде вязкого комка, раствор мутный, на поверхности слабая радужная пленка).
4. Вода + нефть + «Пит Сорб» + соли – нефть вся адсорбирована на частичках мха, часть частиц мха с нефтью упала на дно стакана. Раствор слегка мутный.
5. Вода + нефть + «Пит Сорб» + «Родер» + соли – нефть отсутствует, т.к. вся адсорбировалась на мхе и почти вся опустилась на дно сосуда. На стенках сосуда пленка нефти как бы «присохла» в виде тончайшей пленки и не смывается при взбалтывании раствора. На поверхности водного зеркала радужная пленка, раствор мутный.
6. Вода + нефть + соли + торф – нефть вся адсорбировалась на крупинках торфа, больше половины крупинок торфа с нефтью осели на дно. Раствор слабо-мутный.

Таблица 3.22

Очистка модели воды от нефтепродуктов

№ пп	Мониторинг, сутки	Вариант модели воды	Сумма органических веществ			Углеводороды			Степень очистки, %	Титр микро- организмов, кл/мл
					%			%		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	0	Вода	0	0	0	0	0	0	0	$1,0 \times 10^7$
	18		0	0	0	0	0	0	0	$2,9 \times 10^7$
	36		0	0	0	0	0	0	0	$5,3 \times 10^5$
1	0	Вода	346,7	866,7	100	213,4	553,5	100	0	$2,3 \times 10^5$
	18	нефть	329,4	823,5	95,1	196,5	491,5	92,1	7,9	$1,2 \times 10^6$
	36		308,1	770,2	88,9	173,2	432,9	81,1	18,9	$9,5 \times 10^6$
2	0	Вода	287,0	717,0	100	155,0	388,0	100	0	$7,7 \times 10^5$
	18	нефть	282,0	704,5	98,3	149,4	373,5	92,3	3,7	$2,2 \times 10^6$
	36	соли	259,9	649,8	90,6	114,4	286,0	73,7	26,3	$1,4 \times 10^6$
3	0	Вода	425,1	1062,3	100	223,8	559,5	100	0	$5,9 \times 10^6$
	18	нефть	347,2	868,0	81,7	151,3	378,3	67,6	32,4	$1,0 \times 10^8$
	36	соли «Ролер»	270,2	675,5	63,6	73,2	183,0	32,7	67,4	$1,3 \times 10^7$

Продолжение табл. 3.22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	0	Вода	313,2	783,0	100	146,6	366,6	100	0	$2,9 \times 10^7$
	18	нефть	250,7	626,8	80,1	120,3	300,8	82,1	17,9	$9,0 \times 10^8$
	36	соли	197,1	422,7	53,9	90,4	226,0	38,4	38,4	$2,8 \times 10^5$
		«Пит Сорб»								
5	0	Вода	270,0	675,0	100	158,0	395,0	100	0	$5,0 \times 10^6$
	18	соли	236,0	590,0	87,4	99,5	248,7	62,9	37,1	$4,0 \times 10^8$
	36	нефть	173,3	433,3	61,2	54,1	135,3	34,3	65,7	$6,7 \times 10^7$
		«Пит Сорб»								
		«Родер»								
6	0	Вода	221,0	554,3	100	122,4	306,0	100	0	$1,4 \times 10^8$
	18	нефть	196,5	491,3	88,6	103,0	257,5	84,2	15,8	$2,3 \times 10^7$
	36	соли	185,4	463,5	83,6	90,5	226,3	43,9	26,1	$2,2 \times 10^5$
		торф								
7	0	Вода	296,6	741,6	100	154,5	386,2	100	0	$7,4 \times 10^6$
	18	соли	273,6	684,0	92,2	118,9	297,2	76,9	23,1	$1,6 \times 10^8$
	36	нефть	238,0	659,0	88,9	115,4	288,5	74,7	25,3	$2,3 \times 10^6$
		торф								
		«Родер»								

7. Вода + нефть + соли + торф + «Родер» – нефть в виде мягкого комка, остальная поверхность сосуда чистая. На поверхности водного зеркала очень слабая радужная пленка. Часть нефти, адсорбировавшейся на торфе, опустилась на дно сосуда. Раствор мутный, зеленого цвета от водорослей, которые скопились главным образом на дне сосуда.

Экспериментальные данные однозначно показывают, что внесение биопрепарата «Родер» вместе с сорбентами (активированный торф или «Пит Сорб») или без них улучшает процессы биodeградации нефтяного загрязнения в 2–2,5 раза.

По результатам исследований проведенных в лабораториях института «УдмуртНИПИнефть» можно сделать следующие выводы:

1. Биопрепарат «Родер», рекомендованный для очистки грунтов и водной поверхности от нефтяных загрязнений, показал хорошую биодеградирующую активность при очистке модели грунта применительно к условиям Удмуртии: после трехкратной обработки модели грунта уровень загрязнения снизился на 58,0 %, что в 3,4 раза превышает контроль и в 1,6 раза активность аборигенной микрофлоры, которая была простимулирована добавкой легкоусвояемых источников азота, фосфора и калия.

2. Биопрепарат «Родер» после трехкратной обработки модели воды снизил уровень загрязнения на 67,3 %, что в 3,8 раза превышает контроль и в 2,4 раза биодеградирующую активность аборигенной микрофлоры, также простимулированной добавками раствора солей.

3. Применение местного активированного торфа вместе с биопрепаратом «Родер» после трехкратной обработки объекта позволило получить самый высокий процент очистки модели грунта – 80,2 %.

4. Активизация аборигенной микрофлоры легко доступными источниками азота, фосфора и калия в сочетании с сорбентами «Пит Сорб» или активированным торфом ускоряет процессы естественного восстановления грунтов от нефтяного загрязнения.

5. Местный активированный торф предпочтительнее «Пит Сорб» при очистке грунтов от нефтяных загрязнений ввиду его более низкой стоимости и хорошей эффективности.

6. При очистке грунтов целесообразно использовать местный активированный торф после внесения дополнительных легко доступных источников азота, фосфора и калия для активизации деструктирующей активности аборигенной микрофлоры. Необходимо поддержание влажности в очищаемом грунте на уровне 15–20 %, рыхление с целью увеличения доступа кислорода, необходимого для процессов деградации загрязнителя.

7. Применение биопрепарата «Родер» в сочетании с местным активированным торфом позволит быстрее и качественнее провести очистку грунтов от нефтяных загрязнений.

8. Применение биопрепарата «Родер» целесообразно для очистки водной поверхности без добавки каких-либо сорбентов, особенно при среднем и низком уровне загрязнения по классификации Минэкологии России.

9. Для отработки технологии рекультивации загрязненных земель и ее оптимизации необходимо провести лабораторные и опытно-промышленные испытания в полевых условиях.

Учитывая большую важность решения проблем, связанных с защитой окружающей среды, сохранения экологического равновесия, несмотря на все большее вторжение техногенных факторов в природную среду, в последнее время стало уделяться все большее внимание использованию передовых технологий и реагентов для ликвидации загрязнений, связанных с разливом нефтепродуктов и других жидкостных загрязнителей. Наибольший прогресс в этой области достигнут зарубежными фирмами и компаниями. Так, слияние двух американских компаний с мировым именем Эластэк Инк и Американ Марин дало им возможность стать единым мощным высокопрофессиональным производителем экологического оборудования. Барабанные скиммерные нефтесборщики быстро получили признание во всем мире как наиболее эффективное оборудование для сбора нефти и нефтепродуктов с водной поверхности. Отличительной особенностью данного оборудования от аналогичных скиммерных устройств является то, что оно собирает только нефтепродукты, не впитывая в себя воду. Боновые заграждения этой компании, а также сопутствующее оборудование широко используются во время ликвидации нефтяных разливов.

Финская фирма Ламор Корпорейшин АБ специализируется на изготовлении механических жесткощеточных нефтесборщиков. Вращающиеся щетки притягивают нефть под поверхностью воды. Нефть плотно осаждается на щетках, которые при последующем вращении очищаются лезвием. Нефть, собранная с помощью чистящего лезвия, стекает через слив в резервуар для нефти. При этом количество захваченной с нефтью воды не превышает 5-10%. Фирма производит различные по габаритам и производительности сборщики, начиная от ручных – до больших размеров, монтируемых на катерах и морских судах.

Всемирно известная датская фирма РО-КЛИН-ДЕСМИ специализируется на выпуске боновых защитных устройств, имеющих высокую

эффективность применения для очистки больших водных поверхностей в сложных условиях.

Большие достижения в области разработки химических реагентов для очистки различного рода загрязнений от разлива нефтепродуктов и углеводородосодержащих жидкостных смесей достигнуты зарубежными фирмами. Так, фирмой XSORB Super Absorbent разработан целый ряд абсорбирующих веществ, обладающих высокой активностью.

Как работает XSORB?

XSORB абсорбирует жидкие вещества посредством абсорбции кварцевыми минералами и их застывания. Благодаря огромному количеству внутренних клеток, частицы XSORB, в сравнении с их объемом, охватывают значительные площади поверхности. Эта форма обладает прекрасными связывающими характеристиками. Абсорбированная жидкость удерживается внутри частиц XSORB, не растекаясь и не выщелачиваясь после утилизации. XSORB, контактируя, устраняет разлив жидкости животного, минерального, химического, растительного происхождения (за исключением фтористого водорода).

XSORB Universal – универсальный абсорбент при взаимодействии впитывает любую жидкость. Предназначен для использования в помещениях или снаружи при очистке загрязнений на всех типах твердой поверхности. Кроме нефтепродуктов абсорбирует масляные продукты, краску, охлаждающую жидкость, эмульсии, кислоты, за исключением фтористоводородной и др.

XSORB Select – уникальный продукт, произведенный по запатентованной технологии XSORB, предназначен для специального удаления продуктов на нефтяной основе, включая нефть, бензин, дизельное топливо, ксилол, толуол, уайт-спирит с водных поверхностей. Реагент, распределяясь на водной поверхности тонким слоем, абсорбирует углеводородные соединения, при этом отталкивает воду. Последнее имеет большое значение, так как снижает расход реагента на очистку водной поверхности.

Суперабсорбент Select предназначен для быстрого образования барьера из абсорбента на пути движущейся жидкости с нефтепродуктами. Рукава, заполненные XSORB Select, удерживаются на поверхности воды неограниченное время даже тогда, когда полностью пропитываются нефтью. Для удаления использованных рукавов они легко связываются в компактные упаковки при помощи шнуров.

XSORB Select Netted Booms – рукава, покрытые сеткой, предназначены для очистки больших водных поверхностей. Применяют их также для очистки днища нефтетанкеров и др.

Продукция XSORB Super Absorbent хранится и транспортируется к месту загрязнения в специальных бочках, которые повторно используются для собранных загрязняющих продуктов. Во всех комплектах предусмотрены респираторы, защитные перчатки и маски.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллаев М. А., Велибеков А. А., Карапетов К. А., Меликбеков А. С. Гидравлический разрыв пласта. – Баку: Азнефтеиздат. – 1956, 168 с.
2. Асмоловский В. С., Шулындин М. И. Влияние плотности перфорации на продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин. Нефтяное хозяйство. – 1979. – № 8. – С. 29–31.
3. Богомольный Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. – Москва–Ижевск. – 2003.
4. Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А. Повышение производительности горизонтальных скважин. Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти, Материалы всероссийской конференции. Ижевск, 1998.
5. Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А. Повышение производительности горизонтальных скважин. Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти (материалы Всероссийской конференции. Ижевск, 29–30 октября 1997 г). С. 30–36.
6. Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Савельев В. А. и др. Методика оценки технологической и экономической эффективности бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти (материалы Всероссийской конференции. Ижевск, 29–30 октября 1997 г). С. 37–46.
7. Патент РФ № 2144616. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальных скважин. Кудинов В. И., Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А. – Оpubл. 20.01.2000; Бюл. № 2.
8. Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А. Повышение дебита горизонтальных скважин. – М.: Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 3. – С. 35–36.
9. Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Савельев В. А. и др. Технологическая и экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. – М.: Нефтяное хозяйство, 1998. – № 3. – С. 19–21.
10. Кудинов В. И., Савельев В. А., Сучков Б. М. Горизонтальное бурение и зарезка боковых горизонтальных стволов в нерентабельных скважинах ОАО «Удмуртнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 1998. – № 5. – С. 17–20.
11. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Опыт применения горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин при разработке месторождений нефти Удмуртии. – И.: Газета «Нефтяник Удмуртии», 1996. – № 32–33.

12. Кудинов В.И., Сучков Б.М., Богомольный Е.И., Дацик М.И. Проблемы применения горизонтальных скважин в сложнопостроенных залежах нефти. – М.: Труды Всероссийской научной конференции по Фундаментальным проблемам нефти и газа, 22–25 января. – Т. 4. – 1996. С. 247–264.

13. Патент РФ № 2149992. Способ прогнозирования эффективности геолого-технических мероприятий в карбонатных коллекторах. Богомольный Е. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А. и др. – Оpubл. 27.05.2000; Бюл. № 20.

14. Патент РФ № 1319660. Приоритет 28.02.1985. Способ обработки призабойной зоны пласта. Сучков Б. М., Кудинов В. И. и др.

15. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара: Кн. изд., 1996. – 440 с.

16. Кудинов В. И., Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А., Богомольный Е. И. Повышение эффективности кислотных обработок призабойной зоны пласта, осложненного отложениями парафина // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 1. – С. 46–49.

17. РД 39.0147585.92. Временное методическое руководство по проведению опытно-промышленных работ по технологии «Многофункциональный технологический комплекс воздействия на призабойную зону пласта, осложненного наличием асфальто-смолопарафиновых отложений» / Сучков Б.М., Каменщиков Ф. А., Богомольный Е. И. – Ижевск, 1992. – 17 с.

18. Богомольный Е. И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003. – 272 с.

19. Борисов А. А., Гельфонд Б. Е., Губайдуллин А. А. и др. Усиление ударных волн в жидкости с пузырьками газа. Сб. Нелинейные волновые процессы в двухфазных средах. Материалы 20-го Сибирского теплофизического семинара, 1976.

20. Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Недра, 1973.

21. Везиров С. А. Мелик-Асланов Л. С., Сидоров О. А. Методика выбора способа перфорации. Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1968. – № 3. – С. 22–23.

22. Временная инструкция по гидропескоструйному методу перфорации и вскрытия пласта. М.: ВНИИНефтегаз, 1967. – 73 с. (П. М. Усачев, Н. П. Лесин, А. Л. Саврасов, А. М. Галыбин и др.).

23. Временная инструкция по проведению щелевого вскрытия пласта. Л.: Изд-во ВНИИОкеангеология, 1983. – 35 с.

24. Гиматулинов Ш. К. Отчет МИНХ и ГП по теме 42–83 «Оценка по методу Полларда результатов воздействия на призабойную зону скважин». – М., 1983.

25. Дмитриевский А. Н., Басниев К. С., Михайлов Н. Н. Способ обработки призабойной зоны эксплуатационных скважин, переводимых под нагнетательные воды. Семинары АЕН в АО «Татнефть» и «Удмуртнефть», 11–13 апреля 1995.
26. Дмитриевский А. Н., Басниев К. С., Михайлов Н. Н. Технология воздействия на сложнопостроенные околоскважинные зоны. Семинары АЕН в ОА «Татнефть» и «Удмуртнефть», 11–13 апреля, 1995.
27. Зубов Н. В., Жданов Р. А. Инженерная методика расчета нестационарного притока в горизонтальную скважину. Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Материалы всероссийской конференции. Ижевск, 1998.
28. Желтов Ю. П. Деформация горных пород. М.: Недра, 1966. – 198 с.
29. Каменьщиков Ф. А., Богомольный Е. И. Нефтяные сорбенты. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2003. – 268 с.
30. Каменецкий С. Г., Кузьмин В. М., Степанов В. П. Нефтепромысловые исследования пластов. – М.: Недра, 1974.
31. Каменщиков Ф. А., Черных Н. Л., Черепанова Г. В. Исследование эффективности ингибиторов солеотложений. Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 10. – С. 39–41.
32. Киселев П. В., Махоро В. А. Обеспечение бурения горизонтальных скважин высокоэффективными буровыми растворами. Материалы всероссийской конференции. Ижевск, 1998.
33. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Методы повышения производительности скважин. – Самарское книжное издательство, 1996.
34. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Новые технологии повышения добычи нефти. – Самара, 1998.
35. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Секреты удмуртских нефтяников. Нефтегазовая вертикаль. – 1998. – № 4.
36. Кудинов И. И., Богомольный Е. И., Сучков Б. М. и др. Разработка месторождений высоковязких нефтей Удмуртской Республики с использованием горизонтальных скважин. Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 3.
37. Ловля С. А. Прострелочно-взрывные работы в скважинах. – М.: Недра, 1987. – С. 90–92.
38. Методическое руководство по освоению и повышению производительности скважин в карбонатных коллекторах. РД 39-1-442-80. – М.: 1980, С. 81–93.
39. Методические рекомендации по увеличению проницаемости при-скважинной зоны методом щелевой разгрузки. – Л.: ПГО «Севморгеология».
40. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва, 2003.

41. Молокович Ю. М. Импульсные методы определения фильтрационных параметров пластов. – Казань: КГУ, 1987.
42. Муслимов Р. Х., Габдуллин Р. Г. Выбор плотности перфорации скважин. Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 31–33.
43. Нигматулин Р. И. Динамика гетерогенных сред. Пропринт. – Новосибирск, 1984. – С. 35–40.
44. Нигматулин Р. И., Ивандеев А. И., Нигматуллин Б. И. и др. Нестационарные волновые процессы в газо-парожидкостных смесях. Материалы 20-го Сибирского теплофизического семинара. – 1976. – С. 80–89.
45. Оркин К. Г., Юрчук А. М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. – М.: Недра, 1967.
46. Перчик А. И. Горное право. – Москва, 2002.
47. РД 39-1-1295-85. Технология предотвращения отложения минеральных солей в эксплуатационных скважинах.
48. РД 39-1-218-79. Способ предупреждения отложения неорганических солей с применением фосфорорганических соединений отечественного производства.
49. Савельев В. А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. – Москва–Ижевск, 2003.
50. Савенков Г. Д., Бойков В. С. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин. – Львов, 1986.
51. Сборники докладов на международных конференциях по горизонтальному бурению, проводимых в Ижевске в 2000–2005 г.
52. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. Под общей редакцией Ш. К. Гиматулинова. – М.: Недра, 1983.
53. Сучков Б. М. Повышение производительности малодобитных скважин. – Ижевск, 1999.
54. Сучков Б. М. Добыча нефти из карбонатных коллекторов. – Москва–Ижевск, 2005.
55. Сучков Б. М., Каменщиков Ф. А., Черных Н. Л., Мурыгина В. П. Методы и технологические приемы очистки воды и грунта от нефтяных загрязнений применительно к условиям Удмуртии. – Ижевск, 1998. – Материалы всероссийской конференции.
56. Ставрогин А. Н., Георгиевский В. С. Исследования газовой проницаемости горных пород при объемном сжатии. В кн. «Техника безопасности, охрана труда и горно-спасательное дело». – М.: Недра, ЦНИИЭИуголь, 1968. – С. 7–23.
57. Тахаутдинов Ш. Ф., Юсупов И. Г., Ибатуллин Р. Х., Абдрахманов Г. С., Хамитьянов Н. Х., Зайнуллин А. Г. Стойительство горизонтальных скважин

и боковых стволов в АО «Татнефть» . – Ижевск, 1998. – Применение новых технологий бурения горизонтальных стволов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Материалы всероссийской конференции.

58. Чернов Б. С., Базлов М. Н., Жуков А. И. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М.: Гостоптехиздат, 1960.

59. Armemessen P. et al.: «Horizontal Drilling and Completion», paper SPE 18349. 1988.

60. Ackert D, Beardsell M, Corrigan M and Newman K: 'The Coiled Tubing Revolution', Oilfield Review 1 no. 3 (Oktober 1989).

61. King G. E.: «Perforation the Horizontal Well», journal of Petroleum Tehnology 41 (1989): 671–672.

62. Percevaux P: «Guides Emege for cementing horizontal Strings» Oil end Gas Journal 85, no. 42 (Oktober 19, 1987): 35–45.

63. Mac Donald, R.R.: «Drilling the Cold Lake Horizontal Well Pilot No 2,» paper SPE 14428, 1985.

64. Lessi, J and Spreux, A: Completion of Horizontal Drayholes, paper SPE 15572, 1988.

65. Zamora M., Hanson P. 0 Rules of improve high-angle hole cleaning // Petroleum Engineering. – Jan 1991.

66. Joshi S. D. Horizontal well technology. – Penwell publishing company / Tulsa Oklahoma, 1990.

67. Daccord G., Touboul E., Lenormand R. Carbonate Acidizing Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon // SPE Prod. Eng.-Febr.. 1989. – V. 4, № 1. – p. 63–68.

68. Kuchuk F. J., Lenn C., Hook P., Fjerstad P/ Performance Evaluation of Horizontal Wells. SPE39749. – P. 231–243.

69. Hoefner M.L., Fogler H.S. Fluid – Velocity and Reaction-Rate Effects During Carbonate Acidizing: Application of Network Model // SPE Prod Eng. – Febr., 1989. – V. 4, № 1. – p. 56–62.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Список сокращений.....	4
Раздел 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УДМУРТИИ.....	6
Физико-химическая характеристика нефтей разрабатываемых месторождений Удмуртии	9
О редкоземельных элементах в составе добываемой продукции	14
Гидродинамическая характеристика пластовых вод	15
Перспективы освоения ресурсов нефти слабоизученных толщ Удмурт- ской Республики	16
Краткая характеристика месторождений Удмуртии	36
История развития мировой нефтедобычи.....	40
Бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов	46
1. Динамика развития и применения горизонтального бурения ...	46
2. Бурение горизонтальных скважин за рубежом	55
3. Классификация горизонтальных скважин.....	57
4. Область применения горизонтальных скважин.....	60
5. Повышение продуктивности горизонтальных скважин	64
6. Требования, предъявляемые к буровым растворам.....	65
7. Наиболее эффективные реагенты, применяемые для пригото- вления буровых растворов американской компанией M-1 Drilling Fluids Co.....	78
8. Состояние и пути совершенствования вскрытия пластов горизонтальными скважинами на месторождениях Удмуртии.....	80
9. Критерии выбора размещения горизонтальных скважин и техни- ко-экономической целесообразности их бурения	95
10. О профиле, длине и направлении горизонтального участка ствола скважины	108
11. Уточнение основных объектов для бурения горизонтальных скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть»	115

12. Основные критерии выбора объекта для бурения горизонтальных скважин на месторождениях Удмуртии	115
13. Конструкции горизонтальных скважин.....	116
14. Боковые стволы из старого фонда скважин	119
15. Анализ причин обводнения ГС и БГС	123
16. Изоляция обводнения ГС скважин во время заканчивания скважин бурением и в период последующей ее эксплуатации ...	125
17. Отклоняющие устройства при проводке наклонных и горизонтальных скважин	131
18. Конструкция горизонтального участка ствола скважины	132
19. Опыт цементирования и перфорации горизонтального участка ствола скважины	135
21. Предотвращение поступления песка в скважину	141
22. Примеры заканчивания горизонтальных скважин	143
23. Оборудование и технология бурения бокового ствола	145
24. Вторичное вскрытие пласта.....	146
25. Зарезка боковых горизонтальных стволов (фрезерование обсадной колонны)	147
Исследования бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов	153
1. Геофизические исследования горизонтальных скважин и боковых стволов	157
2. Особенности геофизических исследований в горизонтальных скважинах	157
3. Основные цели исследования с помощью эксплуатационного каротажа	159
4. Технологические особенности компоновки глубинного оборудования для безопасного проведения каротажных работ в горизонтальных скважинах	159
Раздел 2. ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНИРОВАНИЮ МЕТОДОВ ОПЗ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	164
О СОСТАВЕ И КОНЦЕНТРАЦИИ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН ..	164
Выбор концентрации кислотных растворов для ОПЗ скважин...	164
Влияние давления на скорость реакции HCl с CaCO_3 и металлическим магнием.....	165

Содержание	419
Влияние температуры на скорость реакции HCl с CaCO_3	166
КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КИСЛОТ, ПРИМЕНЯЕМЫХ	
ПРИ ОБРАБОТКЕ ПЗП	167
Неорганические кислоты	167
Органические кислоты	169
ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ТОВАРНОЙ КИСЛОТЕ	171
Ингибирование соляной кислоты	172
ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ	
ПРИ ОПЗ ГС	173
Стабилизаторы кислотных составов	173
Замедлители реакции соляной кислоты с карбонатной породой	175
Ингибиторы коррозии	177
Составы кислотных растворов	179
ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ ХИМИЧЕСКИХ	
РЕАГЕНТОВ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ОБРАБОТКИ	
СКВАЖИН	193
Влияние углеводородов на эффективность обработки призабой-	
ной зоны	194
Исследование совместимости ингибиторов солеотложения с со-	
ляной кислотой	195
Влияние химических реагентов на скорость взаимодействия со-	
ляной кислоты с карбонатной породой	198
ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТИМОСТИ ХИМИЧЕСКИХ	
РЕАГЕНТОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	200
Влияние химических реагентов на эффективность ингибиторов	
солеотложения	200
Влияние химических реагентов на эффективность ингибиторов	
парафиноотложений	200
 Раздел 3. ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОН-	
ТАЛЬНЫХ СКВАЖИН	206
Горизонтальные скважины (динамика развития)	206
Конструктивные особенности горизонтальных скважин	206
Причины ухудшения фильтрационно-ёмкостной характеристики	
в зоне перфорации скважин	208

Загрязнение ПЗП во время вскрытия пласта	211
Снижение гидропроводности ПЗП во время кумулятивной перфорации скважин	213
Снижение гидропроводности прифилътовой зоны пласта добывающих скважин во время их эксплуатации	218
Снижение гидропроводности ПЗП нагнетательных скважин	219
Количественный и качественный состав забойных отложений в нагнетательных скважинах	222
Анализ вод, применяемых для закачки в системе ППД	222
Условия, способствующие успешному проведению ГТМ в горизонтальных скважинах	227
Оборудование, применяемое при интенсификации работы горизонтальных скважин с использованием химических реагентов	230
Технические средства для заканчивания горизонтальных и наклонно направленных скважин и крепления вторых стволов	233
Перспективы технического оснащения процесса бурения горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин	236
Лопастные долота РДС	242
Бицентричные долота «Speed Reamer»	243
Долота «Speed Drill»	244
Твёрдосплавные долота РС	245
Долота РДС для отбора керна	246
Технология обработки горизонтального ствола скважины, вскрытого на полимералюминатном карбонатном растворе	247
Общие кислотные обработки	249
Стимулирование структурных нарушений ПЗП горизонтальной скважины	249
Поинтервальные кислотные обработки	251
О некоторых особенностях применения технологии поинтервальной ОПЗ горизонтальных скважин	252
Повышение производительности скважин методом кавернообразования	259
Эффективность ОПЗ горизонтальных скважин	261
Обработка призабойной зоны горизонтальных скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб	263

Технологические схемы осуществления процесса ОПЗ горизонтальных стволов скважин путем интенсивной декольматации прифилътовой части пласта.....	271
Фильтрационная характеристика призабойной зоны пласта.....	271
Технология ОПЗ, используемая фирмой «Арко»	280
Технология обработки ПЗП компании «Эльф Акитен»	282
Применение гидроимпульсных, волновых сейсмоакустических и других процессов с целью повышения проницаемости ПЗП	282
Акустическое воздействие на коллектор нефтяного пласта	286
Акустико-химическое воздействие на ПЗП	288
Виброобработка скважин	289
Факторы, влияющие на эффективность вибровоздействия	293
Технология проведения процесса вибровоздействия	294
Вибросейсмический метод воздействия на пласт и ПЗП	294
Основные параметры проекта	296
Выбор объектов для вибровоздействия	297
Сейсмоакустическое воздействие на ПЗП и пласт	297
Электродинамический метод очистки призабойной зоны пласта от загрязнений	299
Повышение проницаемости призабойной зоны пласта созданием высоковольтного электрического разряда на забое скважины	300
Гидравлический разрыв пласта в горизонтальных скважинах и боковых горизонтальных стволах	304
Направленный гидравлический разрыв пласта	305
Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта	311
Роль ориентации естественных трещин коллектора на эффективность ГРП горизонтальных скважин	313
Электродинамический метод очистки призабойной зоны пласта от загрязнений	317
Метод очистки загрязненной части ствола скважины от шламовых накоплений путем создания высоких депрессий с использованием струйных насосов.....	318
Применение паротепловых методов воздействия на призабойную зону пласта	323

Технология обработки призабойной зоны пласта с одновременным удалением из нее смолопарафиновых отложений	325
Материалы и технические средства, необходимые для осуществления технологического процесса.....	326
Технология проведения обработки призабойной зоны пласта кислот- но-углеводородным составом	327
Техника безопасности	328
Правила производственной санитарии	329
Правила пожарной безопасности	329
Меры по охране окружающей среды	330
Осуществление технологии глушения скважин с одновременной обработкой призабойной зоны пласта	330
Состав и свойства обратных эмульсий	331
Регулирование свойств обратных эмульсий.....	335
Особенности работ на скважинах, заглушенных обратной эмульсией.....	336
Меры безопасности.....	336
Исследования бурения горизонтальных скважин и боковых горизон- тальных стволов	338
Технология геофизических исследований горизонтальных скважин за рубежом	342
Оценочные расчеты влияния отдельных параметров на производи- тельность горизонтальной скважины.....	343
Технологическая эффективность бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов	352
Прогнозирование технологической эффективности ГС на новых объектах разработки	352
Эффективность ГС на объектах, разрабатываемых вертикальными скважинами.....	358
Эффективность ГС на объектах, разрабатываемых вертикальными и горизонтальными скважинами	358
Технологическая эффективность боковых горизонтальных стволов ...	359
Экономическая оценка горизонтального бурения	359
Охрана окружающей среды при пользовании недрами	367

Содержание	423
Экологическая безопасность при разработке нефтяных месторождений Удмуртии	380
Экологическая безопасность при строительстве скважин	382
Повышение экологичности процессов добычи и транспортировки нефти	383
Экологическая безопасность на объектах подготовки нефти.....	386
Организация системы производственного мониторинга	387
Проведение специальных работ в области экологии.....	388
Методы и технологические приемы очистки воды и грунта от нефтяных загрязнений применительно к условиям Удмуртии	390
Анализ существующих методов ликвидации загрязнений	391
Очистка и рекультивация земель с помощью агромероприятий.....	394
Биологические методы очистки почвы от нефтяных загрязнений.....	395
Выводы	408
Список литературы	412