


62.244.3  
Я 72  
Р. С. ЯРЕМЧИК  
Ю. Д. КАЧМАР

# **В**скрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин

The lower half of the book cover features a dark red background with several horizontal, wavy lines in a slightly darker shade of red. A thin, vertical light-colored line runs down the left side of this section, intersecting the wavy lines.

**Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин.** Яремийчук Р. С., Качмар Ю. Д. — Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1982. — 152 с.

В монографии описан заключительный этап строительства скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов. Рассмотрены причины снижения проницаемости продуктивных пластов и предложена схема комплекса исследований для получения информации об их характеристиках и качестве вскрытия. Впервые обобщены результаты исследований выработки каналов в пластах гидropескоструйным и газогидropескоструйным способами, разработана методика проектирования перфорации с учетом индивидуальных особенностей скважин и пластов. Описана новая технология создания циклических глубоких депрессий с использованием струйных аппаратов, а также раскрыт механизм их воздействия на приствольную зону пласта.

Нормативные материалы приведены по состоянию на 1 июля 1982 года.

Для инженерно-технических работников нефтяной и газовой промышленности, преподавателей и студентов нефтяных вузов.

Табл. 22. Ил. 42. Библиогр.: 129 назв.

Рецензент д-р геол.-мин. наук М. М. Иванюта  
(Украинский научно-исследовательский геологический институт)

н/а

Редакция природоведческой литературы

Зав. редакцией Т. К. Гулида

я 2504030300—093  
М225(04)—82 БЗ—40—8—81

© Издательское объединение  
«Вища школа», 1982

Заканчивание скважин — важный заключительный этап их строительства, включающий вскрытие пласта, обоснование конструкции забоя, перфорацию скважин и вызов притока пластовых флюидов. Именно на этом этапе закладываются предпосылки уровня совершенства скважины, непосредственно влияющего на приток пластовых флюидов.

Совершенствование и выбор рациональной технологии заканчивания скважин — актуальные проблемы нефтедобывающей промышленности, поскольку число месторождений, находящихся в разработке в текущем пятилетии, возрастет примерно на 20%. Для этого в настоящее время нефтяники страны ежегодно бурят около 20 млн. м скважин, улучшение качества заканчивания которых, несомненно, приведет к увеличению их дебита и, следовательно, повышению эффективности бурения.

Как указано в «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года», необходимо применять больше новых методов воздействия на нефтяные пласты, увеличивать за счет этого извлечение нефти из недр, внедрять прогрессивные способы эксплуатации скважин, совершенствовать технологию добычи нефти: «Расширить применение новых методов воздействия на нефтяные пласты и увеличить за счет этого извлечение нефти из недр»\* — таковы задачи, стоящие перед нефтяной промышленностью.

Технология вскрытия пласта и перфорации эксплуатационных колонн скважины является на качество и длительности освоения скважины. Известно, что неконтролируемые изменения фильтрационно-емкостных свойств пород в приствольной зоне, происходящие в период первичного вскрытия пласта и крепления скважины, оказывают влияние не только на первоначальные дебиты скважины, но и на конечный коэффициент нефтеотдачи. При вторичном вскрытии пласта достигается определенный коэффициент совершенства скважины, который зависит от обоснованного выбора плотности перфорации и размеров перфорационных каналов.

Обычно период освоения скважины совпадает с периодом очистки приствольной зоны от попавшего фильтрата, закупоривающих частиц дисперсной среды и пр. Технология освоения скважины должна обеспечивать максимально возможное восстановление первоначальных фильтрационных свойств пласта.

Заканчиванию скважин уделяется постоянное внимание, однако многие вопросы этого этапа строительства скважин изучены недостаточно. В связи с многообразием горногеологических условий (глубина залегания пластов, фильтрационно-емкостные и физические свойства пород, физико-химические свойства нефти, термобарические условия в пластах и др.) требуется дифференцированный подход к проблеме заканчивания скважин с целью повышения качества и эффективности работ. Для выбора рациональной технологии и параметров процессов необходимо также учитывать изменение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при вскрытии пластов.

На примере нефтегазовых месторождений Украинской ССР мы описали основные характеристики пород-коллекторов, а также изменения их фильтрационных свойств под влиянием промывочной жидкости. Оценить эти изменения можно путем проведения многократных геофизических измерений различными методами в открытом стволе бурящейся скважины. Предложенная схема проведения комплекса исследований позволяет получить сведения об объекте разработки — пласте. Эти сведения в свою очередь являются необходимым компо-

\* Материалы XXVI съезда КПСС. — М.: Политиздат, 1981, с. 149.

нением обоснования не только технологии освоения скважин и методов искусственного воздействия на пласт, но и последующей технологии эксплуатации скважины.

В настоящее время в основном применяются два метода перфорации в скважинах — кумулятивный и гидropескоструйный. Вопросы рациональной техники и технологии кумулятивной перфорации обобщены в трудах Н. Г. Григоряна, Е. М. Вицени, Л. Я. Фридендера и др., однако в настоящее время отсутствуют работы, обобщающие результаты исследований гидropескоструйной перфорации. Уровень изученности гидropескоструйного метода уже достаточно высок для таких обобщений.

Поставлена задача систематизировать накопленные результаты с тем, чтобы инженер-технолог, который занимается выбором рациональных режимов процесса, мог обоснованно проектировать технологию гидropескоструйной перфорации. С этой целью рассмотрены результаты изучения гидродинамики распространения струй, в том числе содержащих песок и газ. Классификация условий работы струй использована для анализа и обобщения опытных данных исследований гидropескоструйной перфорации. Предложенный метод обработки экспериментальных данных стендовых испытаний позволяет определить максимальную глубину канала при неограниченном времени его выработки.

Усовершенствована методика расчета размеров каналов, создаваемых гидropескоструйной перфорацией, учитывающая индивидуальные особенности скважин и пластов. При отсутствии данных о прочности пород пластов, подвергаемых гидropескоструйной перфорации, рекомендуется использовать коэффициент пористости по данным геофизических исследований и корреляционную связь между пористостью и прочностью пород.

Коэффициент совершенства скважин с каналами перфорации рекомендуется определять при наличии зоны пониженной проницаемости вокруг ствола скважины. Для этого предложена методика оценки влияния зоны пониженной проницаемости на совершенство скважины с каналами перфорации и проведен анализ факторов, влияющих на коэффициент совершенства скважины.

С учетом изложенного подхода к расчету размеров каналов и совершенства скважины проанализирован опыт применения гидropескоструйной перфорации по опубликованным данным в разных районах страны. Впервые описано применение этого метода на Предкарпатье.

Весьма перспективны методы освоения скважин путем создания глубоких депрессий на пласты. В этой связи предложены новые технологические схемы с применением струйных аппаратов. Раскрыт механизм воздействия циклических депрессий на приствольную зону пласта. Разработанная технология применялась для очистки приствольной зоны при освоении скважин и для извлечения продуктов реакции после кислотной обработки.

Первая и третья главы монографии написаны Р. С. Яремичуком, вторая — Ю. Д. Качмаром. В работе над параграфом 1.3 принимал участие Г. П. Савюк, параграфом 2.4 — Е. В. Рыбчак, а параграфом 3.2 — Н. Р. Рабинович.

Авторы выражают искреннюю благодарность научным сотрудникам Ивано-Франковского института нефти и газа Г. И. Антонишин, Б. М. Кифору и З. Д. Хоминцу за помощь при подготовке 1 и 3 глав и Е. В. Новакевичу за полезные замечания по 2 главе.

## ИЗМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ИХ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ

### 1.1. Основные характеристики пород-коллекторов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ)

В пределах Внутренней зоны Предкарпатского прогиба наиболее перспективны палеогеновые отложения.

По емкостной характеристике (коэффициенту пористости) здесь выделяют следующие группы коллекторов [118]: очень малой емкости (пористость до 5%); малой емкости (пористость 5...10%); средней емкости (пористость 10...15%); большой емкости (пористость 15% и выше).

По коэффициенту песчанистости (под коэффициентом песчанистости следует понимать отношение эффективной мощности коллектора к общей мощности отложений, выраженное в процентах) их можно разделить так: песчанистость до 20%, 20...40%, 40...60% и выше 60%. В зонах уменьшения мощности пород-коллекторов наблюдается постоянное замещение песчаников и алевролитов глинистыми породами, ухудшающими коллекторские свойства.

По фильтрационно-емкостной характеристике промышленные коллекторы классифицируются таким образом: 1) большой емкости с коэффициентом пористости  $k_p = 15\%$  и коэффициентом проницаемости  $k_{пр} \geq 0,1$  мкм<sup>2</sup>; 2) средней емкости с  $k_p = 10...15\%$  и  $k_{пр} = 0,001...0,1$  мкм<sup>2</sup>; 3) малой емкости с  $k_p = 6...10\%$ ,  $k_{пр} = 0,0001...0,001$  мкм<sup>2</sup>.

Основными стратиграфическими подразделениями продуктивных отложений являются ямненская (палеоцен), манявская (нижний эоцен), выгодская (средний эоцен), быстрицкая свиты (верхний эоцен), нижнеменилитовая, среднеменилитовая, верхнеменилитовая подсвиты (олигоцен), а также поляницкая свита.

Породы ямненской свиты представлены в основном массивными песчаниками с редкими прослоями аргиллитов, гравелитов и конгломератов. Пористость породы от 2...4 до 12...16%. Породы с повышенной пористостью обладают проницаемостью 0,009...0,13 мкм<sup>2</sup>.

Манявская свита сложена тонкоритмичным чередованием известковых аргиллитов с прослоями плотных алевролитов и песчаников. Иногда в песчаниках встречаются трещины, ориентирован-

ные перпендикулярно наслоению, заполненные легким битумом. В алевролитах широко развиты трещины тектонического происхождения, различно направленные, частично открытые.

Породы с наибольшей пористостью (12...14%) распространены на площади Северная Долина. Межзерновая проницаемость песчано-алевролитовых пород изменяется от тысячных долей до 0,026 мкм<sup>2</sup>. Высокопористые песчаники имеют проницаемость до 0,26 мкм<sup>2</sup> (пл. Старуня). Фильтрационные свойства пород значительно улучшены за счет трещиноватости в алевролитах. Трещинная проницаемость их изменяется от одной десятитысячной до единиц квадратных микрометров (в среднем 0,01...0,02 мкм<sup>2</sup>). Пористость аргиллитов 2,5...12,2%.

Выгодская свита сложена песчаниками и алевролитами с редкими тонкими прослоями аргиллитов. Песчаники массивные, толстослойные, разномерные, иногда трещиноватые. Алевролиты серые, кварцевые, очень плотные, перебитые системой слабоизвилистых, пересекающихся между собой трещин. Широко развиты в разрезе выгодской свиты коллекторы с пористостью 10...15%. Проницаемость изменяется от 0,0001 до 0,12 мкм<sup>2</sup>, в среднем 0,025...0,03 мкм<sup>2</sup>.

Выгодские песчаники и алевролиты являются поровыми коллекторами средней емкости и средней проницаемости и обладают лучшими коллекторскими свойствами в палеогеновых отложениях.

Быстрицкая свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием последних. В песчаниках встречается большое количество трещин с раскрытием 0,1...0,2 мм. В алевролитах раскрытость трещин составляет 0,05...1,1 мм. Коллекторские свойства быстрицкой свиты в целом весьма низкие. Поровые коллекторы приурочены в основном к сводной части; в направлении от оси структуры пористость уменьшается до 5...10%, а еще дальше становится меньше 5%.

Нижнеменилитовая подсвита сложена песчаниками и алевролитами. Песчаники характеризуются низкой пористостью и почти непроницаемы. Только в сводовой части структур наблюдается более высокая пористость (12...15%). В алевролитах более широко развита трещиноватость, чем в песчаниках, и раскрытие трещин составляет 0,03...0,05 мм. В юго-восточном направлении Предкарпатского прогиба (месторождения Росильная, Старуня, Гвизд) проницаемость песчаников повышается и в отдельных прослоях достигает 0,4...0,5 мкм<sup>2</sup>.

Среднеменилитовая подсвита представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников (в разрезе преобладают алевролиты). Лучшими коллекторскими свойствами обладают прослойки слабосцементированных песчаников. Их пористость 10...17%, проницаемость 0,045 мкм<sup>2</sup>. В плотных крепко сцементированных алевролитах широко развиты трещины, которые повышают фильтрационные свойства пород.

Верхнеменилитовая подсвита состоит из песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пористость песчаников и алевролитов до

6...7%, межзерновая проницаемость до 0,002 мкм<sup>2</sup>, открытая пористость аргиллитов 6...7%. Трещины увеличивают проницаемость до 0,1...1 мкм<sup>2</sup>.

Таким образом, породы менилитовой свиты в основном (до 90%) практически непроницаемы, только десятая часть пород имеет межзерновую проницаемость до 0,05 мкм<sup>2</sup>.

В то же время высокая продуктивность скважин, эксплуатирующих менилитовые отложения, показывает, что породы, слагающие толщу в целом, несмотря на низкую проницаемость поровых

Таблица 1.1.  
КЛАССИФИКАЦИЯ КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДДВ,  
СОГЛАСНО Г. И. АНТОНИШИН

Показатель	Группы		
	I	II	III
Содержание цемента, %	15	15	10...25
Пористость, %	13...21	12...20	7,5...15
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	(250...980)·10 <sup>-3</sup>	(33—192)·10 <sup>-3</sup>	(4...4,5)·10 <sup>-3</sup>
Эффективный радиус поровых каналов, обеспечивающих фильтрацию, мкм	1...27	5...9,2	2,5...10

коллекторов, обладают хорошими фильтрационными свойствами. Очевидно, путями фильтрации в пластовых условиях являются трещины и области контактов слоев, характерные для флишевых отложений.

Нефтеносность полинитических отложений незначительна и приурочена к линзам и отдельным пропласткам песчаных пород.

Основные промышленные запасы нефти в Днепровско-Донецкой впадине связаны с верхневизейскими и нижневизейскими отложениями нижнего карбона. Породы-коллекторы преимущественно состоят из песчаников, гораздо меньше алевролитов. По литофизическим особенностям они относятся к гранулярным поровым коллекторам.

По литологическим особенностям и структуре порового пространства Г. И. Антонишин подразделила их на три группы (табл. 1.1.).

## 1.2. Изменение фильтрационных свойств пород-коллекторов под влиянием промывочной жидкости

При вскрытии породы в процессе образования скважины и в последующий период происходит изменение фильтрационных свойств продуктивных пластов в пристволенной зоне под влиянием ряда факторов, зависящих от:

- 1) физико-химических свойств промывочной жидкости;

2) противодействия на пласт, создаваемого промывочной жидкостью в процессе его вскрытия;

3) времени контакта породы с промывочной жидкостью;

4) изменения свойств нефти в пристволенной зоне под влиянием охлаждения пласта при бурении скважины и др.

Радиальная фильтрация приводит к образованию глинистой корки, зоны коьматации или внутренней глинистой корки, зоны проникновения с последующей фильтрацией через них. Причем этот процесс наблюдается при статическом и динамическом режимах. При интенсивном замещении порового или трещинного флюида посторонним веществом, имеющим сложную физико-химическую природу, происходит неконтролируемое изменение нефтегазопроницаемости, которое в конечном счете приводит к существенному уменьшению нефтеотдачи. Проникший в пласт фильтрат промывочной жидкости нарушает установившееся статическое равновесие между породой и пластовым флюидом, в результате чего образуются новые физико-химические процессы, которые приводят к набуханию глинистого вещества, выпадению в осадок солей, коллоидов и прочих взвешенных частиц, образованию стойких эмульсий, увеличению остаточной водонасыщенности. Проникновение промывочной жидкости в пласт подчиняется законам фильтрации жидкости в пористую среду. В реальной буровой скважине в связи с неоднородностью свойств породы, степенью диспергирования промывочного раствора, изменениями проницаемости породы под влиянием набухания глинистого материала фильтрация имеет очень сложный характер.

Толщина наружной фильтрационной корки зависит от типа промывочной жидкости, температуры и давления и может колебаться от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров. Зона коьматации тоже может достигать 0,03 м. Вслед за зоной коьматации вокруг ствола скважины образуется промытая, или инфильтрационная зона, размеры которой являются функцией состава промывочного раствора и пластовой жидкости, времени бурения, пористости, соотношения в порах воды, нефти или газа, реакции взаимодействия глинистых материалов с фильтратом. Известно, что чем меньше пористость породы, тем больше размер этой зоны, так как количество фильтрата, зависящее от проницаемости фильтрационной корки, должно заполнить пространство пор, соответствующее объему фильтрата. Так при высокопористом песке радиус этой зоны едва превышает два радиуса скважины, а при отсутствии зоны коьматации (проходка малопористых пород) теоретически рассчитанный размер этой зоны составляет 0,3...14,3 радиуса скважины, т. е. может достигать 0,5 м и более.

Точные данные о размерах наружной и внутренней фильтрационных корок (зоны коьматации), а также зоны проникновения необходимы, так как от них зависят оценка результатов геофизических исследований скважин (ГИС), выбор метода вторичного вскрытия продуктивного горизонта после спуска обсадной колонны и ее цементирования, а также проектирование и применение ме-

тодов вызова притока из пласта, искусственного воздействия на пристволенную зону с целью восстановления первоначальных фильтрационных свойств и т. д.

Если коллектор трещиноватый, то зона проникновения может распространяться от нескольких до десятков метров, на берегах трещины образуется зона коьматации, которая переходит затем в промытую зону. В этом случае пласт, нарушенный системой трещин, в пристволенной зоне оказывается заполненным промывочной жидкостью и ее фильтратом. Если учесть, что в процессе проводки скважины порода на ее стенках деформируется под действием концентрации напряжений, а при освоении скважин возможно смыкание трещин, то задача последующего вызова притока пластовых жидкостей или газа становится чрезвычайно трудной.

В. А. Аммян и Н. П. Васильева [9] показали, что проникновение в околоствольную зону фильтрата бурового раствора всего в несколько сантиметров приводит (при последующей разработке месторождений с поддержанием пластового давления) к снижению охвата пласта заводнением по мощности на 30...40%. Образованная искусственная неоднородность пласта снижает среднюю скорость фильтрации жидкости во всем пласте. Г. Г. Вахитов и др. [20] указывают, что в реальных условиях расчлененного и неоднородного пласта неконтролируемые изменения нефтегазопроницаемости пристволенных зон вызывают существенное уменьшение нефтеотдачи.

В работах Р. Коллинза [59], У. Д. Мамаджанова [72], Ю. П. Каротаева и М. И. Швидлера [44], А. С. Пестрикова [85] показано, что с увеличением перепада давления пропорционально увеличивается количество отфильтровавшейся жидкости, однако экспериментальные исследования С. К. Фергюссона и Д. А. Клотца [117], В. Энгельгардта [128], В. Г. Алекперова [6, 7] показали, что ее количество слабо зависит от перепада давления. Н. Н. Михайлов [79] показал, что размер радиуса проникновения слабо зависит как от свойств глинистого раствора, так и от перепада давления. Б. В. Касперский [46], исследуя влияние перепада давления и проницаемости пористой среды на скорость фильтрации утяжеленных промывочных жидкостей, установил, что при интенсивности потока от 2 м/с увеличение перепада давления свыше 2...3 МПа практически не влияет на скорость фильтрации. Это связано с уплотнением внешней фильтрационной корки и более плотной закупоркой поверхностного слоя пористой среды частицами твердой фазы промывочной жидкости.

Коьматация пласта оказывает определенное влияние на изменение его проницаемости. В работе [80] показано, что коьматация может наблюдаться и в пластах с трещинной пористостью. Н. Н. Михайлов и др. [80] установили, что чем выше исходная проницаемость породы, тем значительней уменьшение фильтрующей способности в результате коьматации, т. е. коьматация может существенно влиять на размеры зоны проникновения. Исследованиями В. Г. Алекперова и В. А. Никишина [6, 7] установлено, что независимо от действующего перепада давления и исходной проницае-

мости кольтация наиболее интенсивна в течение первых 180... 300 с и практически заканчивается по истечении 900 с. Поэтому представляют большую ценность добавки к растворам инертных, тонкодисперсных или хорошо диспергируемых материалов, которые полностью кольтатировали бы проницаемые породы.

При вскрытии продуктивных пластов бурением в качестве промывочной жидкости широко применяют глинистые растворы или воду. При этом выбор промывочной жидкости — глинистого раствора или воды — обычно предопределяется не горно-геологическими условиями региона и особенностями продуктивного горизонта, а физико-механическими свойствами разреза горных пород и пластовым давлением. Такое положение объясняется тем, что влияние промывочной жидкости на вскрываемый продуктивный пласт сводят к влиянию фильтрата и взаимодействию его с пластом. Роль частиц дисперсной фазы определена недостаточно и в большинстве случаев не учитывается. Отметим, что ряд авторов считают проникновение глинистых частиц в поровое пространство пласта-коллектора несущественным. Однако полученные в последние годы экспериментальные и промысловые данные опровергают это положение [11].

В общем случае можно считать, что частицы дисперсной фазы промывочной жидкости, с одной стороны, препятствуют фильтрации в пласт большого количества воды, чем способствуют уменьшению отрицательного влияния фильтрата, с другой — сами могут проникать в пласт-коллектор, ухудшая его фильтрационные свойства в призабойной зоне.

Известно, что продуктивность скважины зависит от многих параметров, но качество вскрытия отражается только на одном из них — проницаемости пласта-коллектора. Фактический дебит скважины определяется средней проницаемостью пород  $k_{ср}$ , связанной с проницаемостью «ухудшенной» призабойной зоны  $k_3$  и удаленной зоны пласта  $k_{пл}$  следующей теоретической зависимостью:

$$k_{ср} = \frac{k_{пл} k_3 \ln \frac{R_k}{R_c}}{k_{пл} \ln \frac{R_3}{R_c} + k_3 \ln \frac{R_k}{R_3}}, \quad (1.1)$$

где  $R_k$  — радиус контура питания, м;  $R_3$  — радиус «ухудшенной» зоны, м;  $R_c$  — радиус скважины, м.

На рис. 1.1 представлены теоретические зависимости  $k_{ср}/k_3$  от глубины проникновения глинистых частиц промывочной жидкости ( $l_3 = R_3 - R_c$ ) в пласт при различных значениях  $k_3/k_{пл}$  для случая, если ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне произошло только в результате проникновения частиц дисперсной фазы в пласт-коллектор. Из анализа рис. 1.1 (кривые 3, 4, 5) видно, что проникновение последних на незначительную (2... 5 см) глубину при условии снижения проницаемости пласта сопровождается существенным ухудшением качества его вскрытия.

На примере преимущественно терригенных продуктивных пластов верхнекаменноугольно-нижнепермского возраста Лебяковского и Гнединцевского месторождений Днепровско-Донецкой впадины в работе [11] анализируется качество их вскрытия с учетом проникновения дисперсной фазы промывочной жидкости и максимальным исключением влияния других факторов. Отметим, что породы-коллекторы этих месторождений представлены разномасштабными олигомиктовыми и полимиктовыми песчаниками, в меньшей мере — алевролитами и доломитизированными известняками. Песчаники сцементированы в основном карбонатным цементом контактово-порового и порового типа, количество цемента колеблется от 5 до 25... 30%. Бурение, тампонаж и перфорацию анализируемых скважин производили примерно в одинаковых условиях.

Оценку качества вскрытия продуктивных пластов, пробуренных отдельными скважинами, производили с помощью параметра ОП [18] и коэффициента призабойной закупорки  $P_3$  [24]. Параметр ОП (отношение продуктивностей) представляет собой отношение фактической продуктивности скважины к теоретической

$$ОП = k_{ср}/k_{пл}. \quad (1.2)$$

Коэффициент призабойной закупорки определяется отношением параметров гидропроводности пласта и призабойной зоны:

$$P_3 = (kh/\mu)_{пл}/(kh/\mu)_{п.з.} \quad (1.3)$$

Результаты анализа показали, что качество вскрытия продуктивных пластов при других равных условиях зависит от первоначальной проницаемости этих пластов.

На рис. 1.2, а представлена зависимость параметра ОП от проницаемости пластов, изменяющейся в широких пределах 0,035... 2,47 мкм<sup>2</sup>. Из рисунка следует, что с минимальным ухудшением фильтрационных свойств в призабойной зоне вскрываются пласты с проницаемостью 0,035... 0,1 мкм<sup>2</sup>. С увеличением проницаемости пород качество вскрытия ухудшается. Наименьшие значения ОП (0,05... 0,25) характерны для скважин, вскрывших пласты проницаемостью 0,45... 0,78 мкм<sup>2</sup>. Фактический дебит таких скважин составляет менее 25% от теоретически возможного. Данным зна-

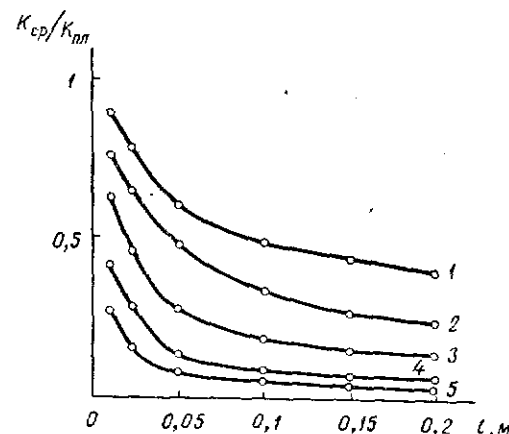


Рис. 1.1. График снижения проницаемости пласта  $k_{ср}/k_{пл}$  при  $k_3/k_{пл}$ : 1 — 0,1; 2 — 0,05; 3 — 0,025; 4 — 0,01; 5 — 0,005.



чениям параметра ОП на рис. 1.2,а соответствует глубина проникновения глинистых частиц в пласт при различных значениях  $k_a/k_{пл}$  от 2 до 5 см. При дальнейшем увеличении проницаемости качество вскрытия пластов постепенно улучшается, однако остается более низким, чем для пластов с проницаемостью 0,35...0,1 мкм<sup>2</sup>.

Подобные зависимости наблюдаются и при оценке качества вскрытия с помощью коэффициента  $\Pi_3$  (рис. 1.2,б). Из рис. 1.2,б следует, что пласты-коллекторы проницаемостью 0,035...0,25 мкм<sup>2</sup> и 1,2...2,3 мкм<sup>2</sup> вскрываются с минимальным ухудшением их

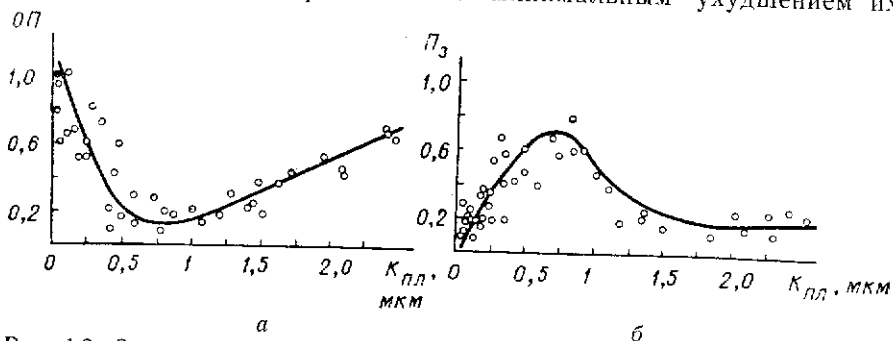


Рис. 1.2. Зависимость фактической производительности скважины по отношению к теоретической (а) и коэффициента приствольной закупорки (б) от проницаемости пласта.

фильтрационных свойств в призабойной зоне. Значительно хуже обнаружены пласты-коллекторы с проницаемостью 0,25...1,1 мкм<sup>2</sup>, причем при проницаемости пластов от 0,25...0,28 мкм<sup>2</sup> до 0,78...0,8 мкм<sup>2</sup> коэффициент призабойной закупорки постепенно увеличивается — 3,5...8, затем с увеличением проницаемости снижается до 2—3.

Авторы работ [101] на модели пористой среды изучили влияние структуры порового пространства на проникновение дисперсной фазы промывочной жидкости в пористую среду и характер ее закупорки. Установлено, что при диаметре соединяющих поры канальцев, обеспечивающих фильтрацию флюидов менее 10 мкм, глинистые частицы не только не проникают в эти канальцы, но и в соединяемые ими поры. Проникновение глинистых частиц начинается при диаметре соединяющих канальцев более 10 мкм, причем последние диаметром 10...20 мкм, а также соединяемые ими поры диаметром 30...40 (редко 60 мкм) закупориваются глинистыми частицами полностью, а большего диаметра — частично или вообще не закупориваются. Проникновение 6...8% глинистых частиц в пористую среду снижает ее проницаемость в несколько раз.

Структура порового пространства пород-коллекторов Леляковского и Гнединцевского месторождений характеризуется такими параметрами [13]: у слабо уплотненных крупно-, среднезернистых песчаников с содержанием цемента не более 15% средние диаметры расширенных и суженных участков поровых каналов составля-

ют соответственно 35...50 и 10...15 мкм, средний эффективный (условный) диаметр поровых каналов 10...30 мкм. Проницаемость таких песчаников более 0,500 мкм<sup>2</sup>. С увеличением количества цемента до 25% эти параметры соответственно уменьшаются до 20...40, 8...13 и 10...22 мкм, а проницаемость до 0,15...0,5 мкм<sup>2</sup> у пород-коллекторов, вскрываемых с минимальным ухудшением фильтрационных свойств (проницаемость 0,35...0,1 мкм<sup>2</sup>), средний диаметр поровых каналов не превышает 10 мкм, а максимальный (проницаемость 0,25...0,8 мкм<sup>2</sup>) 16...30 мкм.

Исследование структуры порового пространства пород-коллекторов Леляковского и Гнединцевского месторождений, а также изучение характера закупорки моделей пористой среды глинистыми частицами промывочной жидкости дают возможность утверждать, что снижение качества вскрытия анализируемых пластов вызвано проникновением в них дисперсной фазы промывочной жидкости. Характер кривых, изображенных на рис. 1.2,а и 1.2,б, обусловлен геометрией порового пространства пород, а тем самым, их фильтрационными свойствами. Анализ приведенных зависимостей (рис. 1.2,а,б) показывает, что при проницаемости пород менее 0,1 мкм<sup>2</sup> из-за незначительного размера поровых каналов глинистые частицы бурового раствора закупоривают поры пласта-коллектора в околоствольной зоне и препятствуют проникновению большого количества фильтрата, но сами в пласт практически не проникают, т. е. их роль сводится к образованию глинистой корки. С увеличением проницаемости, а следовательно, и эффективного размера пор количество проникшего в пласт фильтрата увеличивается, изолирующая способность глинистой корки уменьшается. Последнее подтверждается характером зависимости диаметра зоны проникновения  $D_{з.п.}$  по данным бокового каротажного зондирования, от проницаемости пластов. Из этого следует, что с увеличением проницаемости от 0,035...0,05 до 0,1...0,17 мкм<sup>2</sup> диаметр зоны проникновения увеличивается, а с увеличением проницаемости более 0,2 мкм<sup>2</sup> постепенно уменьшается.

Глинистые частицы начинают проникать в поровое пространство пласта при проницаемости 0,25...0,28 мкм<sup>2</sup>. При проницаемости 0,45...0,75 мкм<sup>2</sup> геометрия порового пространства наиболее благоприятна для максимальной глинизации призабойной зоны пласта: диаметр основных фильтрующих каналов составляет 12,6...50 мкм, на их долю приходится около 60...70% объема порового пространства, система поровых каналов характеризуется высокой степенью разветвленности и сообщаемости и максимальной удельной плотностью пор (4...9 тыс/см<sup>2</sup>).

Из высокопроницаемых пластов (более 1 мкм<sup>2</sup>) часть глинистых частиц выносятся при изменении направления потока (испытание, освоение, эксплуатация скважины). Определенную роль, по-видимому, играет и другое явление: количество проникших в пласт глинистых частиц ограничивается моментом образования глинистой корки. При этом в высокопроницаемых пластах с благоприятной

структурой порового пространства глинистые частицы будут уноситься фильтратом на большие расстояния, чем в средне- и низкопроницаемых. Снижение проницаемости первых в призабойной зоне будет менее чувствительным, чем вторых.

Сказанное выше согласуется с промысловыми и экспериментальными данными, полученными другими исследователями. Так, авторы работы [36] экспериментально установили, что коэффициент восстановления проницаемости  $\beta$  при фильтрации через керн воды уменьшается, а приготовленного на ней глинистого раствора — возрастает с увеличением проницаемости. Минимальные значения  $\beta$  при фильтрации воды получены для кернов с минимальной проницаемостью. С увеличением последней  $\beta$  резко возрастает, а при проницаемости более  $1,6 \text{ мкм}^2$  стабилизируется, а затем практически не меняется. При фильтрации глинистого раствора наблюдается обратное явление: максимальные значения  $\beta$  характерны для кернов с минимальной проницаемостью, а с увеличением последней  $\beta$  уменьшается. Точка пересечения кривых соответствует проницаемости около  $0,75 \text{ мкм}^2$ , т. е. при проницаемости менее  $0,75 \text{ мкм}^2$  дисперсная фаза промывочной жидкости играет положительную роль, при большей проницаемости — отрицательную. Некоторые расхождения при оценке интервала проницаемости, соответствующего максимальной глинизации, очевидно, вызваны условиями проведения опытов, которые отличаются от пластовых.

Авторами [98] установлено, что граничное значение естественной проницаемости пород-коллекторов Ромашкинского месторождения, ниже которой проникновения дисперсной фазы промывочной жидкости не наблюдается, составляет  $0,270 \text{ мкм}^2$ .

Таким образом, данные промысловых и лабораторных исследований показывают, что при вскрытии продуктивных пластов бурением в зависимости от их проницаемости дисперсная фаза промывочной жидкости может играть двоякую роль: положительную, ограничивая проникновение фильтрата в пласт при проницаемости последнего менее  $0,25 \dots 0,28 \text{ мкм}^2$ , и отрицательную при большей, особенно в области  $0,45 \dots 0,70 \text{ мкм}^2$ . Эти данные необходимо учитывать при выборе промывочной жидкости, особенно при вскрытии поровых коллекторов III и II классов [118]. Кроме того, технология освоения скважины должна предусматривать возможность извлечения глинистых частиц из порового пространства продуктивного пласта в ствол скважины на начальной стадии процесса освоения.

Анализ влияния технологии вскрытия продуктивных горизонтов месторождений Предкарпатья на изменение проницаемости продуктивных пластов в призабойной зоне и на продуктивность скважин показал, что в процессе вскрытия происходит снижение фильтрационных свойств пластов, однако четкой зависимости коэффициента снижения проницаемости не получено. С увеличением репрессии на пласт наблюдается тенденция снижения продуктивности скважин, причем последняя более четко выражена у пластов менилитовой свиты, так как эти пласты характеризуются трещинной проница-

емостью. Отдельные трещины имеют раскрытость до  $50 \text{ мкм}$ , что способствует проникновению в них не только фильтрата, но и твердой части глинистого раствора с последующей закупоркой не только трещин, но и околотрещинного порового пространства. Максимальное снижение проницаемости пластов и продуктивности скважин обусловлено значительным превышением давления столба промывочной жидкости над пластовым, так как это в ряде случаев приводит к раскрытию трещин, гидроразрыву и как следствие этого к поглощению промывочной жидкости и даже к потере гидродинамической связи пласта со скважиной.

В УкрНИГРИ [40] проведены обширные лабораторные исследования при температуре  $40 \dots 80^\circ \text{C}$  и давлении  $20 \dots 60 \text{ МПа}$  по изучению восстановления проницаемости песчаников и алевролитов Предкарпатья, характеризующихся низкой начальной проницаемостью  $(0,3 \dots 10) 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Выявлено, что коэффициент восстановления проницаемости для керосина после насыщения образцов технической водой составляет  $60\%$ , водными растворами КССБ —  $65 \dots 100\%$ , а растворами с щелочными реагентами (гипан, УЩР) —  $10 \dots 50\%$ .

Отрицательное влияние глинистого раствора, технической пресной и минерализованной воды на производительность скважин существует и в промысловых условиях.

Например, по 12 скважинам Долинского месторождения [49] коэффициент продуктивности после ремонтных работ по герметизации эксплуатационной колонны снизился в среднем в два раза, хотя дебит скважины упал примерно на  $23\%$ . Меньшее влияние загрязнения пласта на дебит скважин связано со снижением забойных давлений и увеличением депрессии на пласт после ремонта, компенсирующих рост фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне.

Однако при вскрытии участков залежей с повышенной проницаемостью и высоким пластовым давлением происходит самопроизвольная частичная очистка призабойной зоны, которая вызывает рост дебита. Это встречается на залежах с лучшими коллекторскими свойствами и высоким пластовым давлением, например по эоценовой залежи Долинского месторождения, где депрессии достигали  $15 \text{ МПа}$ . Тем не менее в большинстве случаев для восстановления дебита скважины до среднего дебита действующего фонда необходимо проведение специальных работ по увеличению проницаемости призабойной зоны.

Радиус зоны пониженной проницаемости при вскрытии пласта на Предкарпатских месторождениях, по данным гидродинамических исследований [40], составляет  $3 \dots 28 \text{ м}$  и имеет тенденцию к увеличению в низкопористых коллекторах. Длительность формирования зоны проникновения фильтрата составляет соответственно от 20 до 60 суток.

Следует отметить, что снижение фильтрационных свойств пласта происходит в основном с применением глинистых растворов при значительных репрессиях на пласт. При вскрытии продуктивных



горизонтов с применением растворов на углеводородной основе такого ухудшения фильтрационных свойств не наблюдается.

Л. К. Мухиным и В. И. Токуновым [82] детально изучено влияние промывочных жидкостей на нефтяной основе на процессы вскрытия продуктивного горизонта и освоение скважины. Они показали, что незначительный объем фильтрации в поровое пространство растворов на нефтяной основе объясняется образованием на поверхности породы малопроницаемой асфальто-смолистой пленки и значительно большей вязкости фильтрата, чем у водных растворов. На стенке скважины образуется тонкая плотная корка, состоящая из мелкодисперсных частиц битума, извести, смол, парафина и т. д. Исследованиями [82] подтверждено, что для очистки приствольной зоны скважины, подверженной воздействию фильтрата растворов на углеводородной основе, требуется в пять раз меньшая депрессия и почти в три раза меньшее время, чем для очистки породы от глинистого раствора.

### 1.3. Парафиновая кольматация в приствольной зоне пласта

В процессе вскрытия пласта, вмещающего парафинистые нефти, при охлаждении приствольной зоны скважины возможно выпадение кристаллов парафина и образование вокруг скважины своеобразного дросселя. На этот факт впервые обратил внимание А. Х. Мирзаджанзаде, изучая влияние охлаждения приствольной зоны промывочной жидкостью.

Размеры кристаллов парафина составляют 5...30 мкм, размеры пор в песчаниках месторождений Предкарпатья — в среднем 20...25 мкм, а соединяющих канальцев — 7...9 мкм. В связи с этим при выпадении кристаллов парафина закупориваются в основном канальцы, соединяющие поры, в результате чего резко падает фильтрационная способность пласта [12]. На это явление указывал и В. П. Тонов [115].

Центрами коагуляции кристаллов парафина являются высокомолекулярные составляющие, а также пузырьки газа.

Известно также, что температура плавления кристаллов парафина на 20 К, а для наиболее тугоплавких фракций парафина на 30 К и более выше температуры насыщения нефти парафином, т. е. для устранения парафиновой кольматации необходимо либо растворить парафин, либо прогреть приствольный массив пласта до температуры плавления. Например, на месторождении Битков температура начала кристаллизации парафина 315...319 К, а температура, необходимая для последующего расплава наиболее тугоплавких фракций парафина, 345...347 К. Для большинства месторождений Предкарпатья температура плавления парафина колеблется в пределах 324...377 К, а температура начала кристаллизации парафина 308...315 К. В табл. 1.2 приведены сведения о термобарических условиях залегания нефти и

температурных фазовых превращений нефтей ряда месторождений Предкарпатья [71].

Учитывая сказанное, можно предположить, что явление парафинистой кольматации может происходить только тогда, когда охлаждение приствольной зоны будет приводить к выпадению кристаллов парафина, а последующий естественный прогрев пласта не обеспечит температуры, необходимой для плавления кристаллов парафина. Например, на месторождении Битков при глубине скважины 2000 м температура породного массива 319 К.

Таблица 1.2

ТЕРМОБАРИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДКАРПАТЯ

Месторождение	Средняя глубина залежи, м	Возраст	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, К	Массовое содержание силикатных смол, %	Массовое содержание парафина, %	Температура плавления парафина, %	Температура насыщения нефти парафином, К
Верхняя Лука	1400	М1	15,7	311	7,2	9,1	326	308
Спас	1750	М1	15,4	317	5,5	8,4	326	306
Гвизд	1750	М1	31,1	319	8,7	9,2	326	311
Гвизд	1950	Еос	35,1	324	8,4	8,8	327	315
Битков	2000	М1	27,0	319	9,4	9,1	329	315
Попелд	2200	М1	29,6	331	7,6	13,6	327	327
Довбушанка	2500	М1	22,3	320	7,1	8,1	377,5	308

При промывке скважины температура стенки может составить 293...298 К, тем самым обеспечиваются условия выпадения кристаллов парафина. Естественный же прогрев при простое скважины не обеспечивает расплава кристаллов парафина в приствольной зоне. Поэтому для ликвидации явлений парафиновой кольматации необходим искусственный прогрев приствольной зоны пласта. По данным В. С. Бойко и Г. Д. Савенкова [90], зона охлаждения пласта ниже температуры насыщения нефти парафином ограничивается радиусом 0,4...0,6 м. При этом принят одинаковый радиус охлаждения по всей мощности продуктивного пласта. В процессе проектирования методов, например теплового прогрева, количество тепла, подводимое к пласту, также принимают одинаковым по всему разрезу. Однако радиусы зоны кристаллизации парафина в верхней и нижней частях разреза отличаются, так как в верхней части продуктивного горизонта породы подвержены более длительному воздействию промывочной жидкости, охлаждающей пласт, и, следовательно, радиус зоны охлаждения должен быть значительно большим, чем в нижней части разреза.

Считают [114], что выпадение кристаллов парафина начинается при температуре насыщения нефти парафином. Поэтому с точки зрения возможности выпадения кристаллов парафина в приствольной зоне пласта в процессе вскрытия продуктивного гори-

зонта интерес представляют только те месторождения, пластовые температуры которых близки к температурам насыщения нефти парафином.

В результате анализа и обобщения экспериментальных и расчетных данных Е. А. Малицкий [71] составил номограмму для определения насыщения нефти парафином при известных давлениях, газосодержании, массовом содержании парафина и силикагелевых смол для месторождений Предкарпатья. Номограмма представлена на рис. 1.3.

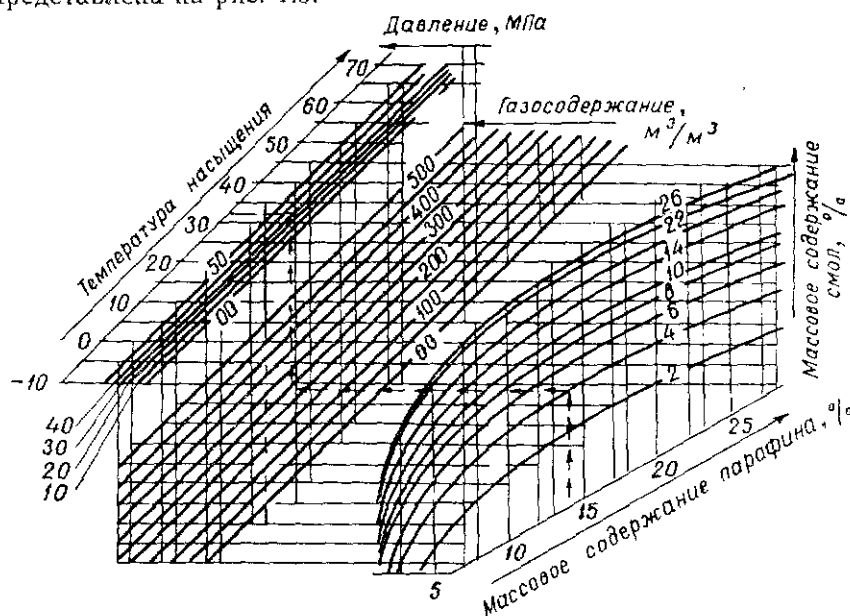


Рис. 1.3. Номограмма для определения температуры насыщения парафином пластовых нефтей Предкарпатья.

Так как изменение температурного поля в пристволевой зоне при прочих равных условиях зависит от выполняемых технологических операций (собственно бурение и промывка, спуско-подъемные операции с прекращением промывки), то их циклическое повторение обуславливает циклическое повторение принудительного и свободноконвективного движения раствора соответственно при промывке и простое. В работе [121] представлены зависимости для оценки изменений температурного поля как внутри скважины, так и в окружающем породном массиве.

Решение краевой задачи о температуре окружающего скважину массива для периода циркуляции с граничными условиями 4-го рода имеет такой вид:

$$U_{2n}^{(1)} = 1 - \sqrt{\frac{R}{r}} \operatorname{erfc} \frac{r-R}{2\sqrt{a_2\tau}}. \quad (1.4)$$

Эти зависимости получены при условии, что  $\frac{R}{2\sqrt{a_2\tau}} > 0,1$ . Решение для первого периода простоя скважины имеет вид

$$U_{2np}^{(1)} = 1 - x_{np} + \left(1 - \sqrt{\frac{R}{r}} \operatorname{erfc} \frac{r-R}{2\sqrt{a_2\tau}}\right) (1 - U_{2n}^{(1)}), \quad (1.5)$$

Здесь

$$x_{np} = \sqrt{\frac{R}{r}} \exp\left(z \frac{r-R}{\sqrt{a_2}} + z^2 \tau_{np}\right) \exp\left(\frac{r-R}{2\sqrt{a_2\tau_{np}}} + z\sqrt{\tau_{np}}\right); \quad (1.6)$$

$$z = k_1(i_2 - i_1); \quad m = \frac{1}{2R},$$

где

$$k_1 = m/n_1; \quad n_1 = (\lambda_1/\sqrt{a_2}) + (\lambda_2/\sqrt{a_2}).$$

Температурное поле в первый период простоя определяется следующим рекуррентным соотношением:

$$N_{2np}^{(N_{np})} = \left(\sum_{n=1}^{N_{np}} (U_{2np}^{(1)})^n\right) / N_{np}, \quad (1.7)$$

которое используют при оценке изменения температурного поля вокруг скважины с учетом смены технологических операций. Для температуры стенки скважины в первый период простоя получим

$$U_{2np}^{st(N_{np})} = \left(\sum_{n=1}^{N_{np}} (1 - x_{np})^n\right) / N_{np}, \quad (1.8)$$

где  $U_2$  — безразмерная температура массива;  $U_2 = (t_2 - t_p) / (t_n - t_p)$ ;  $t_2$  — температура в пристволевой зоне;  $t_n$  — естественная температура горных пород;  $t_p$  — температура промывочной жидкости в период циркуляции;  $a_{1,2}$  — температуропроводность жидкости и массива;  $\lambda_{1,2}$  — теплопроводность жидкости и массива;  $\tau_{пр,ц}$  — продолжительность одного периода простоя, циркуляции;  $R$  — радиус скважины;  $r$  — расстояние от оси до расчетной точки.

Нижними индексами ц и пр обозначены расчетные значения, относящиеся к периодам циркуляции и простоя, верхний индекс означает порядковый номер соответствующего периода.

Для определения области охлаждения ниже температуры насыщения нефти парафином мы провели расчеты температурного поля в пристволевой зоне ряда месторождений Предкарпатья. Расчеты произведены на ЭВМ ЕС-1022. Блок-схема расчетов представлена на рис. 1.4.

Были приняты следующие исходные данные  $\tau_{ц}$  — продолжительность одного периода циркуляции;  $T_p$  — температура промывочной жидкости;  $T_n$  — единственная температура горных пород;  $N_{пр}$  —  $n$ -й период простоя.  $\lambda_1 = 0,587$  ккал/м·ч·град;  $\lambda_2 = 2,28$  ккал/м·ч·град;  $a_1 = 6,6 \cdot 10^{-4}$  м²/с;  $a_2 = 1,254 \cdot 10^{-6}$  м²/с.

При этом коэффициенты теплопроводности и температуропроводности для песчаника и бурового раствора приняты по данным Ю. М. Проселкова [87].

Мощность продуктивного горизонта условно принята равной 200 м, так как это значение является средним для менилитовых

и эоценовых отложений Предкарпатья, проходка на долото 10 м, продолжительность одного долбления 4 ч, спуско-подъемных операций 7 ч. Разность между температурой пласта и температурой раствора принята равной 20 К (по литературным данным [90] она составляет 12...24 К). Значение пластовых температур и температур насыщения нефти парафином взяты из табл. 1.2. Радиус скважины  $R$  принят равным 0,095 м. Расчеты проводили для определения температур на расстоянии  $r$ , равном 0,095; 0,2; 0,5; 1,5 м от оси скважины при количестве циклов простоя  $N_{пр}$ , равном 1, 4, 10, 15, 20.

По расчетным данным построены графики зависимости температуры на расстоянии от оси скважины (текущего радиуса) для различных  $N_{пр}$ , в масштабе мощности пласта. Например, температура кровли пласта соответствует расчетной при  $N_{пр}=20$ , т. е. вскрытие продуктивного пласта от кровли до подошвы длилось 20 циклов. Температура пласта, рассчитанная  $N_{пр}=1$ , соответствует участку пласта, расположенному на расстоянии 10 м (одно долбление) от подошвы пласта, и т. д. На рис. 1.5 изображено расчетное изменение температуры в приствольной зоне при вскрытии пласта. Графики со

значениями  $N=20; 15; 10; 5; 1$  соответствуют области охлаждения пласта при соответствующих количествах долблений и спуско-подъемных операций. На построенные графики наносили температуру насыщения нефти парафином для этих месторождений.

В результате графической обработки расчетных данных были получены сведения о максимальных (на кровле пласта) и мини-

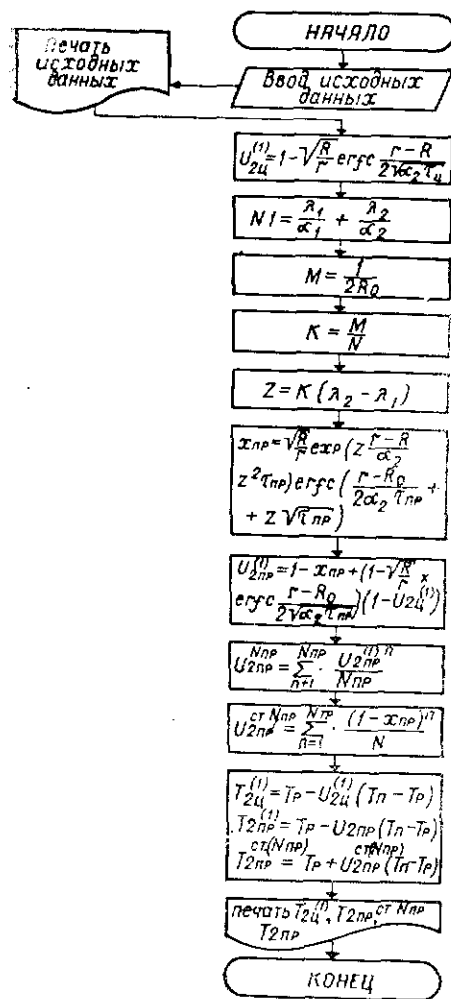


Рис. 1.4. Блок-схема расчетов.

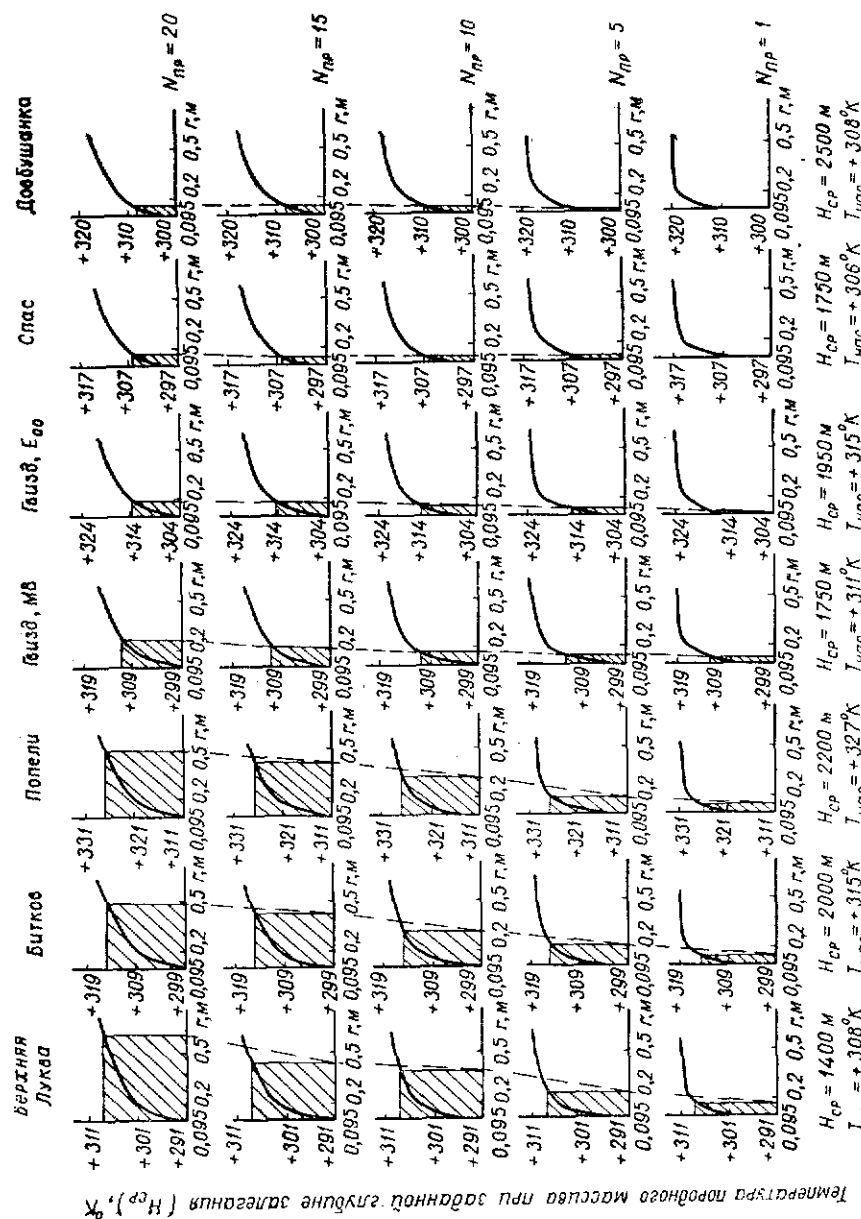


Рис. 1.5. Расчетная область выпадения кристаллов парафина для месторождений Верхняя (В) Лукава, Битков, Попели, Гвизд (Мп) — менилитовые отложения, Гвизд (Еос) — эоценовые отложения, Слас, Довбушанка.

мальных (в подошве пласта) радиусах охлаждения приствальной зоны ниже температуры насыщения нефти парафином, которые приведены в табл. 1.3.

Анализ зон выпадения кристаллов парафина по ряду месторождений Прикарпатья показывает, что их размеры в зависимости от свойств нефти различны. Следовательно, должны быть различны и методы воздействия на пласт с целью ликвидации закупорки пласта в процессе вызова из него притока нефти.

Таблица 1.3  
РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНЫХ  
И МИНИМАЛЬНЫХ РАДИУСОВ ОХЛАЖДЕНИЯ  
ПРИСТВАЛЬНОЙ ЗОНЫ НИЖЕ ТЕМПЕРАТУРЫ  
НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ПАРАФИНОМ

Месторождение и возраст	Радиус охлаждения ниже температуры насыщения (на кровле), м	Радиус охлаждения ниже температуры насыщения (на подошве), м	Максимальная разность $T_{пл} - T_{ст}$ , К	Минимальная разность $T_{пл} - T_{ст}$ , К
Гвизд, М1	0,25	0,11	19	11
Гвизд, Еос	0,2	0,1	19	11
Битков, М1	0,48	0,15	19	11
Попели, М1	0,49	0,15	19	11
Верхняя Луква, М1	0,6	0,16	19	11
Спас, М1	0,17	0	19	0
Довбушанка, М1	0,16	0	19	0

В. С. Бойко [90] указывает, что выпадение парафина влечет за собой необходимость преодоления значительного начального градиента сдвига при освоении скважины, что возможно при создании больших депрессий на пласт. Так как не всегда возможно создание таких депрессий на пласт, часть пор остается закупоренной агрегатными структурами и кристаллами парафина. В связи с этим часть скважин осваивается с низкими дебитами.

Восстановление фильтрационных свойств в приствальной зоне скважины возможно двумя путями: тепловым прогревом этой зоны выше температуры плавления парафина и путем создания многократных циклических депрессий на пласт.

Выбор метода воздействия на эту зону должен обосновываться, исходя из структуры порового пространства и свойств нефти для каждого конкретного случая.

#### 1.4. Оценка изменений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе их первичного вскрытия

Геофизические исследования скважины (ГИС) в процессе ее углубления обеспечивают стратиграфическое расчленение разреза, служат инструментом для выделения и оценки нефтегазоносных

горизонтов. Обычно комплекс методов ГИС проектируют в зависимости от условий бурения, а также применения тех или иных типов промывочных жидкостей. Кроме традиционных целей, ГИС позволяют оценивать степень изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при скважинной части под действием промывочной жидкости. В этом случае необходимо проведение временных геофизических замеров. Так, по данным работы [30], первый замер следует производить сразу же после вскрытия кровли продуктивного горизонта, но не позже чем через пять суток. Последний замер следует производить перед спуском обсадной колонны. Если время разбуривания продуктивного горизонта превышает пять суток, тогда второй замер делается через пять суток после первого, и одновременно перекрывается каротажем вышележащий интервал.

Количество таких циклов исследования  $N$  зависит от времени разбуривания продуктивного горизонта  $T$  и выражается формулой  $N=0,2 \tau$ .

По данным ГИС [32], можно выделить минимальную глубину зоны кольматации  $h_{з.к.}$ , соизмеримую с радиусом исследования самого метода  $R_n$   $h_{з.к. \min} = a R_n$ , где  $a$  — безразмерный коэффициент, изменяющийся от 0,2 до 0,8, который учитывает характер распространения физического поля, радиальную и вертикальную характеристики скважинной аппаратуры.

В табл. 1.4, согласно [22, 84, 41, 25], приведена средняя глубинность исследования некоторыми геофизическими методами и соответствующая им глубина зоны кольматации  $h_{з.к. \min}$ .

Известно, что зона кольматации образуется уже в первые часы после вскрытия пластов бурением. Глубина ее, как правило, не превышает нескольких сантиметров, а со временем она может увеличиваться под влиянием технологических и геологических факторов. Для оценки методами ГИС закольматированных продуктивных горизонтов нельзя применять электрические методы с большим радиусом исследования ( $R_n > 0,5$  м) из-за влияния на их показания нефтенасыщенности удаленной зоны пласта. Поэтому в продуктивных коллекторах максимальная зона кольматации, которую можно определить по данным ГИС, не превышает 0,2...0,4 м.

Сопоставляя результаты замеров одним и тем же геофизическим методом, проведенным сразу же после вскрытия пласта бурением и перед спуском обсадной колонны, можно оценить степень изменения коллекторских свойств приствальной зоны пласта за истекший период. При проведении более двух замеров ГИС можно наблюдать изменения физических свойств приствальной зоны во времени. Необходимое условие при таких исследованиях — постоянство рецептуры промывочной жидкости, удельное электрическое сопротивление ( $УЭС$ ) которой не должно меняться более чем на 10%. В табл. 1.5, 1.6, составленных З. Д. Хоминцом и др., приведены результаты выделения закольматированных

пластов по комплексу повторных замеров ГИС по скв. 225 Гвизд и 5 Сходница.

По скв. 225 Гвизд и 5 Сходница определяли изменения пористости, происшедшие между двумя замерами АК, БМ, ГК (соответственно  $\Delta k_{пак}$ ,  $\Delta k_{пбмк}$ ,  $\Delta k_{пгк}$ ). По скв. 225 Гвизд для менилитовой залежи время, прошедшее между двумя замерами, составляет 17 суток, а для Манявской залежи — 5 суток. По скв. 5 Сходница время между двумя замерами равно 50 суткам. Изменения

Таблица 1.4  
ГЛУБИННОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ

Метод ГИС	$R_{и}, м$	$\frac{h_{з-к\min}}{м}$
Гамма-гамма-плотностный каротаж (ГГКП)	0,06...0,08	0,014
Двухэлектродный боковой микрозонд (КМБК-3)	0,1	0,02
Акустический каротаж (АК) (СПАК-2М)	0,2...0,25	0,18
Нейтронный каротаж (НКТ)	0,2...0,3	0,05
Ядерно-магнитный (ЯМК)	0,3	0,06
Индукционный нейтрон-нейтронный (ИННК)	0,6...0,8	0,3
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	1...2	0,2 — для водоносных пластов 0,4 — для нефтеносных пластов
Зонд АО, 4МО, I	0,45	0,22
Зонд АI, ОМО, I	1,05	0,5

пористости определяли по формулам, выведенным из обычных петрофизических связей [30]:

$$\Delta k_{пак} = (\Delta t_2 - \Delta t_1) / (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}); \quad (1.9)$$

$$\Delta k_{пбмк} = (a_{п} \rho_{ф} P_{но} \Pi_{п1} / \rho_{п1,2})^{1/m} - (a_{п} \rho_{ф} P_{но} \Pi_{п2} / \rho_{п2,3})^{1/m}; \quad (1.10)$$

$$\Delta k_{пгк} = k(\Delta \gamma_2 - \Delta \gamma_1), \quad (1.11)$$

где  $\Delta t_1$ ,  $\Delta t_2$ ,  $\Delta t_{ж}$ ,  $\Delta t_{ск}$  — интервальное время пробега продольных волн в пласте при первом и втором замерах в жидкости и в скелете породы;  $\rho_{п1,2}$  — УЭС промытой зоны пласта при первом и втором замерах;  $\rho_{ф1,2}$  — УЭС фильтрата промывочной жидкости при первом и втором замерах;  $\Pi_{п1,2}$  — параметры поверхностной проводимости;  $a_{п}$ ,  $m$  — постоянные величины;  $P_{но}$  — параметр остаточного нефтегазонасыщения в промытой зоне пластов;  $k$  — объемное содержание пелитового материала в опорной глинистой

толще;  $\Delta \gamma_{1,2}$  — двойные разностные относительные параметры ГК.

В табл. 1.5 и 1.6 приведены результаты определения глубины зоны кольтматации и степени измерения пористости  $\sigma_k$  на стенке скважины по сравнению с ее размером и в удаленной зоне пластов.

Таблица 1.5  
РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОНЫ КОЛЬМАТАЦИИ

Интервал, м	$h, м$	$k_{п}$	$k_{и}$	$\Delta k_{пак}$	$\Delta k_{пбмк}$	$\Delta k_{пгк}$	Состояние пласта
Менилитовая залежь							
1691,8 ... 1693	1,2	0,096	0,79	0	0,003	0,0138	$h_{з,к}$ увеличилась незначительно
1693,6 ... 1696	2,4	0,046	0,66	0	0,019	0	$h_{з,к}$ увеличилась
1697,4 ... 1699	1,6	0,171	0,93	0	0,0	0,018	То же
1699 ... 1700	1,0	0,172	0,94	0,038	0,039	0,009	"
1700 ... 1701,2	1,2	0,169	0,90	0,008	0,033	0	"
1701,2 ... 1703	1,8	0,103	0,80	0	—	0,005	"
1703 ... 1704	1,0	0,199	0,90	0,012	—	0	"
1704 ... 1707,6	3,6	0,142	0,84	0,028	0,01	0,005	"
1707,6 ... 1710,6	3,0	0,147	0,80	0,020	0,005	0,018	"
1710,6 ... 1712,8	2,2	0,107	0,75	0	0,005	0,009	$h_{з,к}$ незначительно увеличилась
1712,8 ... 1715,2	2,4	0,117	0,77	0	—	0	Изменений нет
1715,2 ... 1718,6	3,4	0,078	0,66	0	0,005	0	$h_{з,к}$ незначительно увеличилась
1720 ... 1722	2,0	0,158	0,84	0	—	0,009	То же
1722 ... 1724	2,0	0,186	0,85	0,005	—	0	"
Манявская залежь							
1997 ... 1998	1,0	0,111	0,63	—	0,005	—	$h_{з,к}$ незначительно увеличилась
1998,4 ... 1999,4	1,0	0,116	0,68	—	0	—	Изменений нет
2001 ... 2002,2	1,2	0,116	0,75	—	—	—	То же
2004,2 ... 2006	1,8	0,132	0,74	—	—	—	"
2006 ... 2007	1,0	0,098	0,70	—	0	—	Изменений нет
2007 ... 2009	2,0	0,131	0,77	—	0	—	То же
2009 ... 2011	2,0	0,136	0,77	—	—	—	"
2011 ... 2013,6	2,6	0,126	0,70	—	0	—	"
2013,6 ... 2017,4	3,8	0,106	0,75	—	0	—	"
2017,4 ... 2021	3,6	0,115	0,75	—	0	—	"
2022 ... 2025	3,0	0,162	0,83	—	0,11	—	$h_{з,к}$ увеличилась

Для оценки  $h_{з,к}$  определяли пористость каждого пласта  $k_{п}$  по данным трех методов ГИС и строили кривую ее связи со средним радиусом исследования  $R_{и}$ . Связь  $k_{п} = f(R_{и})$  аппроксимировали до пересечения с ординатой  $R_{и} = 0$ , что соответствует стенке скважины, и в точке пересечения определяли минимальное значение

пористости  $k_{п\ min}$ , которое наблюдается в результате максимальной закупорки поровых каналов.

Степень уменьшения пористости определяли по формуле

$$\sigma_{кп} = \frac{k_{п\ max} - k_{п\ min}}{k_{п\ max}}, \quad (1.12)$$

где  $k_{п\ max}$  — пористость, определенная по методу с наибольшим  $R_{п}$ .

Таблица 1.6

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗОНЫ КОЛЬМАТАЦИИ  
И СТЕПЕНИ ИЗМЕНЕНИЯ ПОРИСТОСТИ НА РЯДЕ СКВАЖИН  
ТАЛАЛАЕВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Скважина	Интервал, м	$h, м$	$k_{п}$	$k_{п\ зп.}$	$k_{п\ АК}$	$k_{п\ ЗМК}$	$k_{п\ min}$	$\sigma_{кп}$	$h_{з.к}, м$
Талалаев-ка 21	3709,2...3712	3,6	0,73	0,18	0,18	0,125	0,07	0,610	0,11
Талалаев-ка 22	3740,8...3743,6	2,8	0,87	0,185	0,151	0,124	0,11	0,405	0,33
"	3749,6...3755,6	6	0,86	0,175	0,152	0,08	0,025	0,857	0,36
Матлахи 19	3296...3301,6	5,2	0,84	0,20	0,19	0,13	0,075	0,625	0,22
Талалаев-ка 32	3728...3732,4	4	0,60	0,17	0,163	0,11	0,068	0,600	0,19
"	3734,8...3737,6	2,8	0,59	0,205	0,186	0,125	0,073	0,644	0,19
Талалаев-ка 18	3778,8...3782,8	4	0	0,17*	0,165	0,115	0,028	0,835	0,18
"	3934,4...3938	3,6	0	0,158*	0,154	0,125	0,075	0,525	0,15
"	3878,2...3887,2	8	0	0,171*	0,157	0,13	0,090	0,392	0,25
Талалаев-ка 21	3879,2...3886,4	7,2	0	0,171*	0,154	0,123	0,06	0,55	0,5
Матлахи 2	3613,6...3616,8	3,2	0	0,198*	0,196	0,149	0,005	0,975	0,13
Талалаев-ка 32	3585,6...3595,2	9,6	0	0,170*	0,166	0,14	0,07	0,578	0,09
Скороход-ы 1	3748...3750,8	2,8	0	0,14*	0,132	0,11	0,07	0,50	0,50
Смилы-ца 24	4681,4...4687,2	5,8	0	0,097*	0,087	0,065	0,010	0,900	0,4
"	4687,2...4691,6	4,4	0	0,074*	0,059	0,028	0	1,00	0,9
"	4692,2...4695,4	3,2	0	0,081*	0,079	0,035	0	1,00	0,15
"	4708,0...4715,0	7,0	0	0,085*	0,068	0,035	0	1,00	0,75

\* Коэффициент пористости определен по данным индукционного каротажа (ИК).

При определении  $h_{з.к}$  использовали связь  $k_{п} = f(R_{п})$ . При этом  $h_{з.к}$  брали такое удаление от стенки скважины, при котором  $k_{п} = 0,95 k_{п\ max}$ .

Пористость, входящую в табл. 1.5, 1.6, определяли по данным бокового каротажа зондирования, акустического каротажа, бокового микрокаротажа и индукционного каротажа (соответственно  $k_{п\ з.к}$ ,  $k_{п\ АК}$ ,  $k_{п\ БМК}$ ,  $k_{п\ з.к}$ ).

Результаты анализа материалов по определению физических свойств прискважинной зоны пластов показали, что степень этих изменений зависит от геологических и технологических факторов.

З. Д. Хоминец изучил и обобщил геофизические материалы по 500 пластам-коллекторам палеогенового возраста Предкарпатья и по 200 пластам-коллекторам нижнего карбона Талалаевской группы месторождений Днепровско-Донецкой впадины. Исследуемые породы расположены в интервале глубин 1...6 км. Среди них пласты с зоной кольматации, фиксируемой по данным ГИС, составляют 15% для Предкарпатья и 12% для ДДВ.

Результаты анализа имеющихся материалов показали, что степень изменения физических свойств прискважинной зоны пласта зависит от геологических и технологических факторов. К геологическим факторам относятся: тип и значение пористости, раскрытость микротрещин, минеральный состав глинистого цемента, соотношение диаметров поровых каналов и твердой фазы промывочной жидкости. Технологические факторы: сумма статической и динамической репрессий промывочной жидкости на пласт, время контакта промывочной жидкости с пластом, реологические свойства промывочной жидкости, тип долота.

Установлено, что наибольшая закупорка прискважинной зоны наблюдается при прочих равных условиях в трещиноватых породах, а также в породах высокопористых и крупнозернистых. Отмечается рост степени закупорки коллекторов с увеличением их глубины залегания.

### 1.5. Опорно-технологическое изучение вскрываемого разреза, испытание и освоение скважин

При общем расширении объемов глубокого и сверхглубокого бурения отмечается увеличение времени освоения продуктивных пластов в скважинах, а также количества пластов, не давших притока пластового флюида при положительных заключениях об их продуктивности по данным промыслово-геофизических исследований, наблюдений за вскрытием продуктивного горизонта в процессе бурения, данным исследований ядерного материала и т. д.

Обычно при незначительном притоке из пласта или полном его отсутствии пласт либо признают бесперспективным, либо подвергают искусственному воздействию (повторная перфорация, гидроразрыв, применение метода переменных давлений, кислотная обработка, тепловой прогрев и др.). Используемая технология освоения скважин практически не учитывает состояния пласта после его вскрытия и крепления эксплуатационной колонной, хотя в эти периоды строительства скважин происходит значительное изменение коллекторских свойств в пристволенной зоне пласта, которое в ряде случаев становится необратимым. Эти изменения происходят под действием концентрации напряжений на стенке скважины, проникновения фильтрата и дисперсной фазы промывочной жидкости в пласт, набухания глинистого материала породы-коллектора, выпадения кристаллов парафина при



охлаждении приствольной зоны, образования водонефтяных эмульсий и других факторов. Получение оптимальных значений притока из пласта как в процессе освоения, так и при последующей эксплуатации возможно лишь при максимальном восстановлении коллекторских свойств испытываемого продуктивного горизонта (объекта испытания).

При существующей практике освоения скважин величину и время действия создаваемой депрессии, а также способ искусственного воздействия на пласт устанавливают на основании обобщения фактического материала, полученного по пробуренным ранее скважинам, т. е. оптимальный метод и технологию освоения устанавливают только после разбуривания значительного количества скважин на той или иной площади.

В то же время разработка научно-обоснованной технологии бурения, испытание и освоение продуктивных горизонтов требуют получения достаточно полной информации непосредственно в процессе вскрытия продуктивных отложений, а также обобщения результатов испытания новейших технических средств и технологии, обеспечивающих повышение эффективности заканчивания скважин.

Именно поэтому в 1980 г. предложена методика опорно-технологического испытания пластов и освоения скважин для объединения «Укрнефть», которая утверждена Министерством нефтяной промышленности СССР как руководящий документ. Эта методика реализуется на перспективных газонефтеносных площадях и базируется на результатах обработки достаточно полной информации о продуктивном пласте, полученной с помощью геофизических, гидродинамических, литолого-петрографических, физических и иных методов исследования уже в начале разбуривания перспективных площадей.

В табл. 1.7 сведены параметры и информация, необходимые для разработки системы объективных показателей качества вскрытия и освоения продуктивных пластов. Главная цель опорно-технологического изучения вскрываемого разреза, испытания и освоения в разведочных и эксплуатационных скважинах — повышение информативности работ по заканчиванию скважин. Их реализация служит достаточным основанием для составления научно обоснованного проекта на испытание и освоение скважины. При этом должны быть собраны и тщательно проанализированы материалы по вскрытию, испытанию и освоению разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в этом нефтепромысловом районе и расположенных вблизи скважин, где проектируется опорно-технологическое испытание и освоение. Для анализа нужны следующие сведения: эффективная мощность продуктивного горизонта; литолого-петрографическая характеристика и коллекторские свойства пород, слагающих продуктивный горизонт; термодинамическая характеристика пласта; физико-химические свойства пластовых флюидов, компонентный состав и свойства промысловой жидкости, на которой вскрывался продуктивный горизонт; время воздействия

Таблица 1.7  
КОМПЛЕКС ИНФОРМАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМЫ ОБЪЕКТИВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
КАЧЕСТВА ВСКРЫТИЯ И ОСВОЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Цель информации	Источник информации	Вид исследований	Параметр
Составление комплексной характеристики пород-коллекторов продуктивных отложений	Геофизические исследования в открытом стволе скважины	Боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), боковой микрокаротаж (БМК), индукционный каротаж (ИК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК), индукционный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), кавернометрия, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), газовый каротаж	Коэффициент пористости, удельное электрическое сопротивление, удельная электропроводимость, интервальное время пробега акустической волны, показания нейтронного гамма-метода, рассеянное гамма-излучение, количество песчаных пропластков, мощность (толщина) и эффективная мощность пород-коллекторов
	Керновый материал, отобранный колонковым долотом и боковыми керноотборниками	Макроскопическое описание, консервация керна, петрографическое исследование в шлифах	Литологическая характеристика разреза, тип коллектора, особенности уплотнения и цементации. Минеральный и фракционный состав обломочных зерен, состав, тип и количество цемента, катагенетические изменения
		Исследование структуры пустотного пространства	Размер и характер распределения пустот (пор, трещин, каверн), их разветвленность и сообщаемость, удельная плотность пустот, тип коллектора (поровый, трещинный)
		Определение емкостных и фильтранционных свойств, степени заполнения углеводородами и карбонатности пород-коллекторов	Полная и открытая пористость, газопористость, нефть- и водонасыщенность, карбонатность
Изучение физико-химических свойств	Лабораторные исследования проб промысловой жидкости	Физические свойства и химический состав промысловой жидкости. Обработка промысловой жидкости химическими реагентами	Плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига, процентное содержание песка. Количество анионов (Cl, SO <sub>4</sub> ), катионов (Na, K, Ca, Mg), карбона-

Цель информации	Источник информации	Вид исследований	Параметр
Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов	Лабораторные исследования глубинных проб пластовых флюидов	Анализ состава и свойств флюидов, насыщающих пласт-коллектор	тов ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ , $\text{NaHCO}_3$ ), pH окислительно-восстановительный потенциал. Количественный и компонентный состав хмреагентов Состав и количество углеводородов; давление насыщения; плотность, вязкость, растворимость, сжимаемость, усадка, объемный коэффициент пластового флюида, количество и температура плавления парафина
Оценка состояния приствольной зоны пласта	Геофизические методы исследования скважин  Гидродинамические исследования испытателями пластов	Геофизические исследования скважин методами разной глубинности (БКЗ, БК, БМК, ИК, кавернометрия, ГК, НГК, ИИНК, ЯМК). Повторные геофизические исследования  Изменение термодинамических условий и производительности скважин  Интерпретация данных, полученных с помощью испытателей пластов	Эффективная мощность, коэффициенты пористости, полного и остаточного нефтегазонасыщения, вытеснения нефти, проницаемость, глубина зоны коьматации, степень изменения пористости и проницаемости в приствольной зоне пласта  Текущее забойное давление, устьевое давление, продолжительность вызова притока во времени, депрессия на пласт (текущая, установившаяся), дебит жидкости (текущий, средний, установившийся), газовый фактор, статический и динамический уровни жидкости в скважине, текущая и установившаяся температура на забое скважины  Коэффициенты продуктивности и удельной продуктивности скважины, коэффициенты гидропроводности и незопроводности пласта, коэффициент гидродинамического совершенства скважины, коэффициент закупорки прискважинной части пласта, проницаемость, потенциальный дебит

Продолжение табл. 1.7

Цель информации	Источник информации	Вид исследований	Параметр
Изучение влияния технологического процесса крепления продуктивного пласта на состояние приствольной зоны пласта	Тампонажные карточки, планы работ на спуск и цементирование скважин, лабораторный анализ цементного раствора, первичная документация по скважине, данные кавернометрии	Анализ и обобщение данных по креплению продуктивного интервала	Тип тампонажного раствора, гидростатическое давление столба цементного раствора, продолжительность воздействия цементного раствора на пласт, количество цементного раствора или фильтрата, поступившего в пласт, плотность цементного кольца по высоте
Выбор объектов для кислотных обработок	Рентгеноструктурный, термический, химический и петрографический методы исследования керна	Минеральный состав цемента, скорость разложения составляющих цемента в разных по концентрации и компонентному составу кислотах	Состав и количество глинистой и карбонатной составляющей цемента, состав и количество нерастворимого остатка
Изучение термобарической характеристики продуктивного пласта	Прямые замеры пластового давления и температуры	Замер манометрами, глубинными термометрами, опробование пластоиспытателями и на каротажном кабеле	Пластовое давление, пластовая температура
Изучение влияния организационно-технических и технологических показателей первичного вскрытия на результаты освоения и испытания продуктивных пластов	Баланс календарного времени, индикаторные диаграммы, суточные рапорта, первичная документация по скважине	Анализ и обобщение технико-экономических и технологических данных по результатам первичного вскрытия пласта  Принятие решения о необходимости искусственного воздействия на пласт	Скорость бурения, продолжительность контакта промывочной жидкости с пластом при статических и динамических условиях, текущее состояние скважины (осложнения, поглощения, нефтегазопоявления); репрессия на пласт; текущие параметры промывочной жидкости и ее химсостав, расход хмреагентов и утяжелителей  Рекомендуемый метод искусственного воздействия на пласт

промывочной жидкости на пласт; способ вторичного вскрытия продуктивного горизонта; результаты испытания продуктивных горизонтов с помощью испытателей пластов; депрессии, при которых происходит вызов притока из пласта; результаты гидродинамических исследований продуктивных пластов; результаты искусственного воздействия на пласт в процессе испытания и освоения скважин. приток пластовых флюидов. Сбор и систематизацию перечисленных сведений производят согласно работе [88].

На основании анализа геологических, технологических и технических факторов по ранее пробуренным скважинам определяют степень их влияния на результаты освоения скважин.

В процессе вскрытия газонефтеносных горизонтов в зависимости от геологических условий и технологии проводки скважин осуществляется детализационный комплекс методов геофизических исследований в скважинах с целью получения информации о параметрах продуктивных пластов в околоствольной и удаленной зонах. По данным ГИС определяют основные параметры пород-коллекторов: эффективную мощность  $h_{эф}$ , коэффициенты пористости  $k_d$ , полного и остаточного нефтенасыщения  $k_n$ ,  $k_{по}$ , вытеснения нефти  $\beta$  и проницаемости  $k_{пр}$ .

На основании данных о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) приствольной и удаленной зон пластов определяют степень их ухудшения в процессе вскрытия бурением. После вскрытия продуктивного горизонта проводят испытание его в открытом стволе со снятием гидродинамических характеристик и отбором герметичных проб пластовых флюидов. Оценивают потенциальный дебит и коэффициент снижения проницаемости пласта по геофизическим данным и результатам исследования испытателями пласта на бурильных трубах.

Для проведения исследовательских работ по опорно-технологическому испытанию и освоению предусмотрено поэтапное увеличение депрессий на пласт для выбора оптимального его значения и оценки времени выдержки при заданной депрессии с целью изучения условий притока из пласта с учетом горного и гидростатического давлений; сравнение полученного значения притока с потенциальным дебитом, определенным по формуле Дюпюи или согласно данным испытания объектов испытателями пластов; принятие решения о необходимости применения методов искусственного воздействия на пласт; планирование и осуществление искусственного воздействия на пласт с использованием известных и новых технических устройств и технологических решений.

После завершения работ по опорно-технологическому изучению вскрываемого пласта, его освоению и испытанию материал исследований обрабатывают для определения технологии вызова притока из пласта.

При опорно-технологическом изучении вскрываемого объекта отобранные образцы пород со стенок скважины с помощью боковых керноотборников при их исследовании в лабораторных условиях дают информацию об изменении состояния приствольной зоны

за время вскрытия пласта. Выбор метода отбора керна обоснован следующим: применение боковых керноотборников позволяет производить многократный повторный отбор керна из одних и тех же интервалов; керна отбирают после вскрытия опорно-технологического объекта и проведения геофизических исследований, т. е. тогда, когда точно известно местонахождение точек отбора образцов: образцы можно получать без нарушения целостности в неустойчивых, слабосцементированных породах, которые практически не выносятся колонковым инструментом, и из любой заданной точки продуктивного пласта; 100%-ный отбор образцов из продуктивного пласта обеспечивают тогда, когда в процессе бурения большую часть керна отбирают из непродуктивных пород; это позволяет производить точную привязку точек отбора к каротажным диаграммам и кавернограммам; при необходимости можно производить отбор глинистой корки со стенки скважины. Привязка точек отбора образцов осуществляется после проведения геофизического комплекса работ. Точки отбора, количество которых зависит от поставленной задачи, намечают с помощью одной из каротажных диаграмм, на которой наиболее четко выделены объекты исследования.

Известно, что глубина зоны проникновения твердых частиц дисперсной фазы и фильтрата промывочной жидкости зависит от многих факторов, основные из них: коллекторские свойства пласта, репрессия и время воздействия промывочной жидкости на пласт.

Результаты анализа данных повторных замеров удельного электрического сопротивления продуктивных пластов в условиях Внутренней зоны Предкарпатского прогиба показали следующее: время формирования полностью промытой зоны в большинстве случаев на глубине замера приборов БМК (8...12 см) составляет 1...3 суток при репрессии 5...10 МПа, зона кольматации формируется не позже четырех суток после вскрытия пласта бурением, дальнейшее увеличение времени контакта бурового раствора с пластом приводит к дополнительному уменьшению пористости, не превышающему 9...14% от первоначального значения, определенного при первичной закупорке. Следовательно, отбор образцов пород со стенки скважины следует проводить не позже, чем через трое суток после вскрытия кровли опорно-технологического объекта. Для оценки возможных изменений в приствольной зоне со временем необходимо проводить повторные отборы керна из тех же интервалов: второй через 10...12 суток, третий — после окончания бурения.

Отбор образцов следует производить по инструкции на проведение работ боковыми керноотборниками на каротажном кабеле. Отобранные образцы после подъема инструмента на поверхность следует парафинировать, погружая их на 1...2 с в расплавленный парафин.

**Порядок и объем исследования керна.** Для получения информации, необходимой при опорно-технологическом испытании пластов и освоении скважин, предлагается такой объем исследований керна:

1. После расконсервации и очищения поверхности керна проводят макроописание 100% образцов керна.

2. Из образцов, предназначенных для определения насыщенности, отгоняют воду и определяют коэффициент водонасыщенности.

3. Затем образцы экстрагируют в аппарате Сокслета спирто-бензольной смесью, высушивают до постоянной массы. Для определения емкости им придают наиболее удобную форму. Срезанные при обработке поверхности образца кусочки породы используют для изготовления шлифов, определения плотности, карбонатности, снятия порометрической характеристики.

4. Оценивают полную и открытую пористость в объеме 100% образцов.

5. Из того же или смежного с ним куска керна изготавливают цилиндр, по которому определяют проницаемость в объеме 100% образцов.

6. Оставшиеся кусочки керна (10...12% наиболее представительных образцов) используют для снятия порометрической характеристики и определения карбонатности.

7. Боковую поверхность цилиндрических образцов (10...12% наиболее представительных образцов) пропитывают бакелитовым лаком или эпоксидной смолой, после чего образец высушивают и используют для изучения структуры пустотного пространства, главным образом кавернозности и трещиноватости.

8. Из кусочка керна, пропитанного бакелитовым лаком или эпоксидной смолой, изготавливают шлиф для изучения геометрии порового пространства в объеме 10...20% наиболее представительных образцов, включающих все литологические разности. Параллельно изучают минеральный и гранулометрический состав, тип и количество цемента, вторичные преобразования, структуру и текстуру пород.

*Выделение объектов для кислотных обработок.* Рекомендации по выбору объектов для кислотных обработок принимают на основании детального исследования минерального состава цемента пород-коллекторов под микроскопом и с помощью рентгеноструктурного и термического анализов, степени уплотненности пород, структуры пустотного пространства, определения скорости разложения составляющих цемента в разных по составу и концентрации кислотах, а также изучения количества и состава нерастворимого остатка после взаимодействия породы с кислотой.

На образцах керна до кислотной обработки определяют открытую пористость, проницаемость, размер пор, характер распределения пор по размерам, степень разветвленности, сообщаемости и удельную плотность пор, состав и количество цемента. Затем образец устанавливают вертикально в кернодержателе экспериментальной установки (например, УИПК). Выход из кернодержателя сообщается с сосудом высокого давления, в котором поддерживается постоянное давление. Подачу кислоты осуществляют измерительным прессом через разделительную камеру. После нагнета-

ния в образец кислоту выдерживают в течение определенного времени. Время выдержки зависит от ее концентрации, скорости нейтрализации, состава цемента породы. Затем давление со стороны входа кислоты в образец постепенно снижается для вытеснения продуктов реакции воздухом. Подвергнутый кислотной обработке образец экстрагируется, высушивается, затем повторно определяются пористость, проницаемость, размер и характер распределения пор, количество нерастворимого остатка и др.

На основании результатов проведенных опытов, анализа изменений структуры порового пространства, состава цемента и степени уплотненности пород, а также анализа построенных по данным ранее пробуренных скважин карт равных значений карбонатности и глинистости продуктивных горизонтов следует выбрать объекты для проведения соляно- или глинокислотной обработки той или иной скважины на определенной структуре.

### ГИДРОПЕСКОСТРУЙНЫЙ МЕТОД ФОРМИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

Эксплуатационным забоем, по определению Г. Т. Овнатанова [83], называется поверхность пласта, обнаженная бурением, перфорацией или иными средствами.

Ниже рассмотрим метод гидropескоструйной перфорации (ГПП), который является одним из эффективных способов формирования эксплуатационного забоя в обсаженных скважинах. Метод ГПП исследуют и применяют с 1960 г., однако до настоящего времени не сделан анализ выполненных работ и не обобщены их результаты. Отдельные публикации и монографии освещают только некоторые стороны вопроса.

В этом разделе сделана первая попытка рассмотреть результаты предыдущих исследований с целью выработки практических рекомендаций для обоснованного выбора оборудования, режимов его работы и построения технологического процесса при гидropескоструйной перфорации в скважинах.

Для решения поставленной задачи сначала рассмотрим работы Г. Н. Абрамовича [3], А. К. Козодоя [58], Е. Б. Соловкина [106, 108] и А. Э. Кулиева [64] по изучению геометрических и энергетических параметров струй жидкости, в том числе содержащих абразивный материал. Результаты этих исследований в дальнейшем будем использовать для объяснения и описания механизма выработки каналов.

Анализ результатов экспериментов по выработке каналов в стендовых условиях выполнен в соответствии с классификацией условий работы струи, созданной на основании трудов Н. П. Лесика, П. М. Усачева, Е. Б. Соловкина, В. И. Гусева, Ю. А. Миклина [27, 67, 68, 69, 76, 77, 108], И. В. Кривоносова [61, 119], Л. С. Мелик-Асланова, О. А. Сидорова, Ю. В. Зайцева [37, 73], А. М. Солдатов [105], посвященных изучению механизма процесса. Обобщение результатов стендовых испытаний проведено в плане определения эмпирических значений констант и функций, используемых в расчете длины канала по методике С. В. Фальковича, Г. Д. Севостьянова и др. [116].

Предложенный нами метод обработки экспериментальных кривых выработки каналов во времени позволяет определить

максимальную глубину канала при неограниченном сроке работы струи. Впервые определены закономерности развития канала во времени при различных давлениях среды и условиях работы струи. Это позволило усовершенствовать методику расчета [116], вследствие чего средняя относительная ошибка расчетной глубины канала не превышает 12% фактической. На основании изложенного появилась возможность рекомендовать методику достоверного прогнозирования глубины гидropескоструйной выработки при вскрытии пласта в скважинах в зависимости от условий работы струи, свойств породы и параметров процесса.

Рассмотрен механизм выработки щелей, описана конструкция разработанного устройства для глубинных перемещений перфоратора и даны примеры его применения.

Формирования эксплуатационного забоя скважины проводятся в соответствии с поставленной задачей — снижение напряжений в призабойной зоне пласта или обеспечение заданного уровня совершенства скважины. Мы рассмотрели задачу определения плотности и размеров каналов или щелей, создаваемых гидropескоструйным методом в скважинах с пониженной проницаемостью призабойной зоны пласта, обеспечивающих заданный коэффициент совершенства скважины.

Кроме того, проанализирован опыт применения ГПП на Предкарпатье и представлены рекомендации по построению рациональной технологии процесса.

#### 2.1. Технологическая схема и механизм образования каналов в пласте

Метод гидropескоструйной перфорации применяется для образования в обсаженных и необсаженных скважинах выработок с большой поверхностью фильтрации в виде каналов или щелей различной конфигурации.

Для создания в пласте каналов в скважину 1 (рис. 2.1) спускают насосно-компрессорные трубы 2 с гидropескоструйным аппаратом 3, в котором установлены две—четыре насадки 4. Жидкостно-песчаная смесь закачивается насосными агрегатами в насосно-компрессорные трубы (НКТ) обычно при давлении 25...45 МПа на устье и расходах 8...16 л/с. При этом скорость истечения жидкости из насадок составляет 160...240 м/с. Потенциальная энергия смеси преобразуется в насадке перфоратора в кинетическую энергию струи, используемую для разрушения металла, цементного камня и породы и образования выработки 6. Частицы разрушенной породы уносятся из выработки возвратными потоками жидкости и по затрубному пространству поднимаются на поверхность. Для направления восходящего потока на устье скважины устанавливают сальник 7.

Процесс выработки канала в скважинах, оборудованных эксплуатационной колонной, можно разделить на два этапа. На первом происходит выработка отверстия в колонне, на втором —

выработка канала в цементном кольце и породе 5. Рассмотрим последовательно эти процессы.

**Образование отверстий в обсадной колонне.** При ГПП гидropескоструйный аппарат (ГПА), находящийся на нижнем конце НКТ, можно установить неподвижно, если трубы закреплены якорем к эксплуатационной колонне, или дать ему возможность перемещаться, если якорь не установлен.

При проведении работ с заякоренными трубами диаметр отверстия, вырабатываемого струей в эксплуатационной колонне, равен 3...4 диаметрам насадки. Обычно время выработки отверстия в колонне меньше 60 с. Форма отверстия круглая или овальная, изменение устьевого давления не влияет на нее.

Колонна НКТ при проведении работ с незаякоренными трубами ведет себя как упругое звено, реагирующее на изменение устьевого давления. Удлинение НКТ, которое происходит при увеличении давления, согласно закону Гука, пропорционально их длине и приросту давления. На этом принципе основан способ вертикального надреза пласта [74]. Гидропескоструйную перфорацию обычно проводят при незаякоренных трубах.

Поскольку форма и размеры отверстия в эксплуатационной колонне влияют на выработку канала, исследование поведения перфоратора на забое при гидропескоструйной перфорации имеет важное практическое значение.

Рис. 2.1. Схема оборудования скважины при гидропескоструйной перфорации.

48-миллиметровые НКТ с ГПА на глубине 380 м. Давление на устье преднамеренно не изменяли, однако отмечали его колебания в пределах 2...3 МПа. После подъема 89-миллиметровой колонны оказалось, что в теле труб при ГПП образовались щели шириной 12...16 мм и длиной 35...38 мм, а низ труб с ГПА перемещался на 22 мм.

При ГПП на Шкановском месторождении, проводимых при давлении на устье 25...35 МПа, колебания давления тоже составляли 3...5 МПа [81], а вертикальные перемещения перфоратора на глубине 2100 м равны 120 мм, тогда как расчетные по закону Гука — 140 мм [37].

Необходимо было проверить поведение ГПА при работах в глубоких скважинах. Для этого мы провели промысловый эксперимент

по исследованию поведения ГПА в глубокой нагнетательной скв. 549 Долинского месторождения. В интервале продуктивного горизонта установлены эксплуатационная 146-миллиметровая колонна и бросовой 114-миллиметровый хвостовик на глубине 2946,6...3001 м. После ГПП трубу, находящуюся в интервале 2946,6...2952 м, извлекли на поверхность.

Перфорацию проводили ГПА, изготовленным из 62 мм НКТ, с семью нестандартными насадками,  $d_0=3,5$  мм, расположенными по винтовой линии через 0,5 м по вертикали. На рис. 2.2 изображены отпечатки отверстий и следов работы струи, которые образовались на входе в тело хвостовика. Трубу перфорировали два раза. В нижней части трубы образовалось шесть групп отверстий, в верхней две. Одна из насадок при работе в нижнем интервале была засорена, а пять насадок верхнего интервала находилось за пределами поднятой трубы.

Выработку каналов проводили водопесчаной струей  $c_p=40$  кг/м<sup>3</sup>, причем в каждом интервале подача песка в воду осуществлялась на поверхности в течение 20 мин, а за ней следовала промывка — 15 мин. С учетом времени заполнения НКТ (объем НКТ 9 м<sup>3</sup>) прохождение рабочих жидкостей через насадку было несколько иным.

В результате последовательной замены НКТ воды на водопесчаную смесь перепад давления на ГПА изменялся на 1 МПа. Через насадку последовательно прокачивали порцию воды от предыдущей промывки, затем жидкостно-песчаную смесь и далее опять вытесняющую ее воду. При резке в верхнем интервале давление на устье поддерживали условно постоянным: 39 МПа ( $\Delta P=31$  МПа), а в нижнем — при прокачке жидкостно-песчаной смеси: 32 МПа ( $\Delta P=26$  МПа) и воды: 38 МПа ( $\Delta P=31$  МПа). Следовательно, образование каналов в нижней части трубы проходило при преднамеренном изменении устьевого давления на 6 МПа. Кроме того, наблюдались колебания на устье на 2...3 МПа.

Обследование отверстий и отпечатков на поверхности трубы дает возможность сделать ряд интересных выводов:

1. Перфорация при условно постоянном давлении на устье (верхний интервал) не приводит к образованию круглого или овального отверстия, как это происходит в стендовых испытаниях.

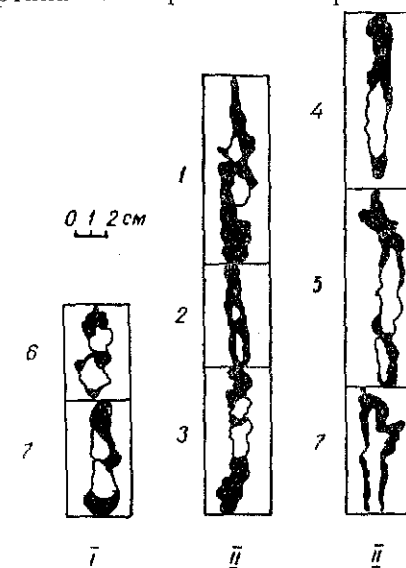


Рис. 2.2. Отпечатки отверстий и следов, образованных при ГПП в скважине на глубине 2950 м:

1-7 — порядковые числа насадок; I-III — номер установки перфоратора.



На теле трубы образуется углубление (след) длиной 58...72 мм, переходящее в два отверстия. Расчетное перемещение перфоратора при изменении давления на 1 МПа составляет 34 мм. Таким образом, наблюдаются неучитываемые перемещения перфоратора на забое, связанные с вынужденными колебаниями давления на устье скважины во время работы насосных агрегатов. Эти колебания, как показал Г. Д. Савенков [96], могут достигать  $\pm 2 \dots 3$  МПа.

2. Перфорация при преднамеренном изменении давления на устье, равном 6 МПа (нижний интервал), позволила получить следы длиной 65...120 мм и отверстие до 60 мм. Длина следов и отверстий меньше расчетной в 1,5...3 раза. Столь большие колебания размеров следов вызваны, очевидно, кратковременной закупоркой некоторых насадок. Отметим, что отверстия, вырабатываемые верхними насадками, значительно меньше, чем нижними. Это можно объяснить неравномерным распределением абразивного материала, которое обусловлено влиянием инерционных сил.

3. Ширина вырабатываемых следов и отверстий в любом из обследованных интервалов составляет соответственно 20 и 11...15 мм. Характерно, что при выработке щели насадкой, перемещающейся вертикально, но закрепленной жестко, в стендовых условиях [67] ширина щели составляет 5,5...6 мм при диаметре насадки 4,5 мм. Следовательно, при перфорации аппаратом, размещенным на конце незаякоренных НКТ, происходят не только продольные, но и поперечные колебания ГПА. Самые разнообразные формы следов и отверстий подчеркивают случайный характер колебательных процессов.

Из изложенного следует, что в процессе перфорации в глубоких скважинах даже при постоянном режиме работы агрегатов незакрепленным ГПА насадки осуществляют продольные и поперечные колебания, в связи с чем вырабатываемое отверстие имеет большие размеры, чем в стендовых условиях. Ориентировочно их размер может составлять около  $30 \times 15$  мм. Площадь сечения отверстия равна  $4,5 \text{ см}^2$ , что, согласно работе [67], позволяет значительно снизить потери давления при прохождении струи за колонну.

Подтверждением факта образования в обсадной колонне отверстий больших размеров служит неоднократно наблюдавшийся вынос из скважины при образовании каналов методом ГПП кусков породы и цемента размером  $0,5 \times 0,5 \times 0,8$  см;  $1 \times 1 \times 1$  см и даже  $1 \times 1 \times 1,5$  см.

**Выработка канала в породе.** Если выработка отверстия в обсадной колонне при перепадах давления на насадках 20...40 МПа возможна только при наличии абразивного материала в жидкой струе, то каналы в породе могут образовывать также и струями без песка.

На рис. 2.3 показано изменение глубины канала при отсутствии и наличии песка в жидкости (0...75 мин — работа струи

без песка; 75...150 мин — с песком). Характерное резкое замедление углубления канала объясняется изменением энергетических параметров струи по мере удаления от насадки, связанным со снижением ее скорости. Скорость струи уменьшается в результате захвата турбулентным пограничным слоем частиц среды при взаимодействии с возвратным потоком.

Выработка канала высоконапорными струями жидкости без песка происходит в результате повышения давления на его забое до некоторого критического значения. Это давление линейно зависит от прочности породы на одноосное сжатие и условий перфорации [14, 57] и др. Поскольку на процесс разрушения влияют и другие факторы (текстура породы, пластичность и др.), считается [14, 78], что данное условие должно уточняться.

Если выработка каналов проводится при невысоких давлениях среды (ориентировочно глубина скважины менее 200 м) и перепадах давления на насадках 20...40 МПа, то интенсивность ее увеличивается в связи с возникновением явления кавитации [56]. Для каждой начальной скорости струи, определяемой перепадом давления на насадках, существует определенное давление среды, при котором кавитация прекращается.

Кавитационные полости в текущей жидкости возникают [86] в точках потока с наименьшими давлениями. Затем, попадая в области с высокими давлениями, пузырьки газа схлопываются и разрушаются. При схлопывании возникают ударные волны, которые могут привести к высоким (до 400 МПа) перепадам давления в окружающей пузырек жидкости. Кавитационное разрушение более интенсивно в породах с меньшей прочностью.

На определенном расстоянии от насадки, вследствие снижения скорости струи, углубление канала за счет энергии струи жидкости практически прекращается (рис. 2.3).

Введение в струю жидкости песка позволяет возобновить интенсивную выработку канала при той же начальной скорости струи. Поскольку частицы кварцевого песка имеют большую скорость, чем скорость жидкости, и большую плотность [78, 116], они обладают большей кинетической энергией, чем жидкость, и, следовательно, эффективнее разрушают породу. Разрушение породы происходит [73, 116], если сила удара частицы песка больше силы сцепления между частицами породы. Если напряжение, создаваемое в частице породы при ударах частиц песка

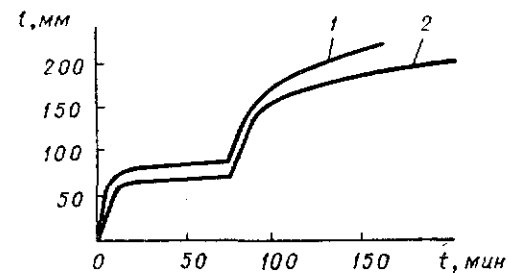


Рис. 2.3. Гидроструйное и гидропескоструйное разрушение цементного камня [105]:  
1 —  $d_0=4,5$  мм;  $\Delta P=28$  МПа;  $\sigma_{сж}=20$  МПа; 2 — То же,  $\sigma_{сж}=40$  МПа.

о разрушаемую поверхность, больше предела прочности породы на сжатие ( $\sigma_{сж}$ ), то происходит отделение частицы породы от массива. После этого давление на частицу породы выравнивается, и поперечные токи жидкости уносят ее из канала. При воздействии струями жидкости с песком процессы разрушения и уноса разрушенной породы протекают одновременно.

Как и при разрушении породы струей жидкости, по мере удаления от насадки происходит снижение силы удара частиц песка о забой выработки. Скорость выработки канала снижается тем быстрее, чем больше прочность породы.

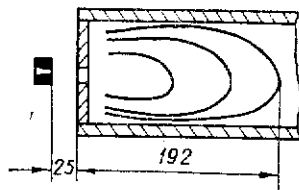


Рис. 2.4. Осевые сечения каналов, вырабатываемых за 15, 30 и 60 мин гидропескоструйным методом в искусственном камне на глубинном стенде (1750 м), согласно работе [105].

При перепадах давления на насадке до 60 МПа [129] более эффективна струя, содержащая абразивный материал. При перепадах давления до 120 МПа струя жидкости без песка становится кавитирующей и эффективно разрушает твердые породы.

На рис. 2.4 контуры каналов, выработанных через насадку диаметром 4,5 мм за 15, 30 и 60 мин при давлении в канале 5...17 МПа, в цементном камне с  $\sigma_{сж}=25$  МПа показаны совмещенными. Начальная скорость разрушения составила 200 м/с, концентрация песка в воде 40 кг/м<sup>3</sup>. Если экспериментальные данные представить таким образом, то следует отметить, что на всех этапах развития вырабатываемый канал принимает форму, близкую к цилиндрической, с забоем в виде полусферы, а его диаметр составляет примерно 40% длины. Для канала, создаваемого гидропескоструйным методом, характерно интенсивное развитие поверхности во времени. Так, если глубина канала за 15 мин выработки составляет 98 мм и поверхность фильтрации его 54 см<sup>2</sup>, то за 30 мин глубина увеличивается в 1,5 раза и поверхность в 4 раза, а за 60 мин — соответственно в 2 и 7,5 раза. Отметим, что объем породы, разрушенной на забое и его окрестностях, больше объема, удаляемого из стенок канала.

Поверхность фильтрации канала, создаваемого гидропескоструйной перфорацией, в несколько десятков раз превышает поверхность канала, который образуется при взрыве кумулятивного заряда.

**Основные параметры струи.** Рассмотрим схему распространения струи в тупиковом цилиндрическом канале диаметром  $D_n$  и забоем в форме полусферы, близком по конфигурации к каналам, вырабатываемым в породе. Отметим, что, согласно исследованиям А. Э. Кулиева [65], сферический забой наиболее выгоден с энергетической точки зрения, поскольку он воспринимает наибольшее значение силы давления струи.

На рис. 2.5 изображено плоское сечение осесимметричной струи, истекающей из насадки диаметром  $d_0$  с начальной скоростью  $u_0$  в вырабатываемый канал. По Г. Н. Абрамовичу [3], на начальном участке струи длиной  $l_0$ , расположенном между начальным сечением у среза насадки и переходным сечением, находится постепенно сужающееся ядро постоянных скоростей  $u=u_0$ , имеющее форму конуса с основанием, равным сечению отверстия насадки. С удалением от насадки внешняя граница турбулентной струи расширяется, а ее масса возрастает, так как в струю увлекаются частички жидкости из окружающей среды. Зона смешения струи и окружающей среды постепенно увеличивается, на расстоянии  $x \geq l_0$  полностью занимает сечение струи. Вследствие этого осевая скорость  $u_x$  на основном участке  $l_{осн}$  снижается от  $u=u_0$  до  $u=0$  в точке  $k$  на забое канала.

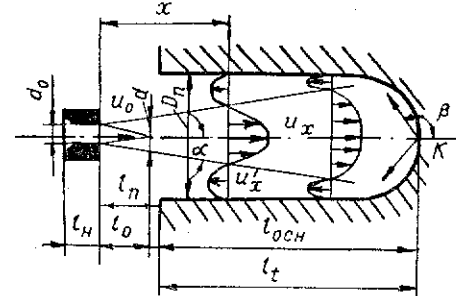


Рис. 2.5. Схема истечения струи в канал, создаваемый гидропескоструйным методом перфорации.

Вблизи забоя начинается поворот скорости, в результате которого изменяется направление потока. Скорость обратного течения  $u'_x$  уменьшается к выходу из канала и может быть определена из уравнения неразрывности. Эпюры скоростей схематически представлены на рис. 2.5.

Если диаметр канала  $D_n \geq 20d_0$ , параметры несвободной турбулентной затопленной струи в тупике приближаются [64] к параметрам свободной затопленной струи. Для таких условий истечения диаметр струи с удалением от насадки изменяется по линейному закону. Согласно А. К. Козодю [58], можно записать

$$d^* = 1 + (ax/d_0), \quad (2.1)$$

где  $a = 2 \tan \alpha$  — коэффициент структуры струи, характеризующий интенсивность ее расширения. Значение  $0,22 < a < 0,44$  зависит от формы входной и выходной части насадки;  $d^* = d/d_0$  — безразмерный диаметр струи.

Длина начального участка определяется из выражения

$$l_0 = m_0 d_0, \quad (2.2)$$

где  $4,9 < m_0 < 5,8$  для цилиндрических насадок с эллиптическим и коническим входом и острой выходной кромкой.

Е. Б. Соловкин [106], изучавший влияние песка на параметры струи, определил зависимость изменения площади струи с удалением от насадки. После преобразования представим ее в виде

$$d^* = \sqrt{1 + (2a_{см} x/d_0) + (2a_{см} x/d_0)^2}. \quad (2.3)$$

Здесь  $a_{см}$  — коэффициент структуры смеси жидкости с песком определяется из выражения

$$a_{см} = 0,12 + 2,8 \cdot 10^{-7} Re - \exp(-c_{п}/800) \sqrt[3]{10^{-5} c_{п}}, \quad (2.4)$$

где  $Re$  — число Рейнольдса потока перед насадкой;  $c_{п}$  — концентрация песка в жидкости, кг/м<sup>3</sup>.

По данным работы [108], добавление песка в жидкость при  $c_{п}=42$  кг/м<sup>3</sup> уменьшает коэффициент структуры струи примерно на 0,07. Так, при внутреннем диаметре гидроперфоратора 0,05 м и расходе жидкости 3...9 л/с  $a_{см}=0,14...0,19$ , если  $c_{п}=0$ , и  $a_{см}=0,07...0,12$ , если  $c_{п}=42$  кг/м<sup>3</sup>.

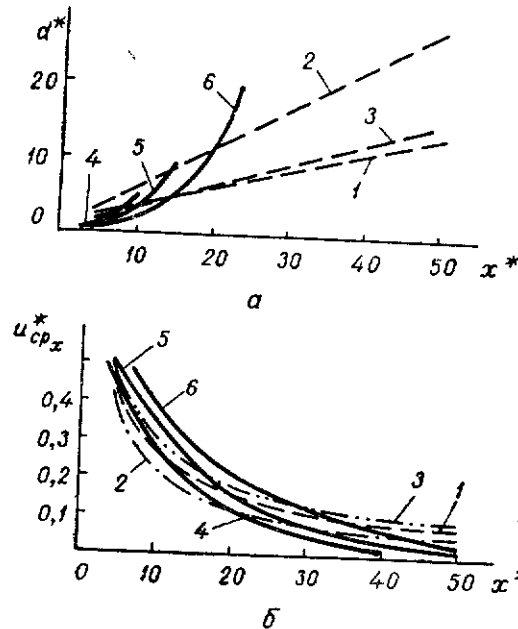
Длину начального участка струи рекомендуется определять по формуле

$$l_0 = (0,2/a_{см}) d_0. \quad (2.5)$$

Если диаметр канала  $D_{п} < 20d_0$ , изменение диаметра струи необходимо рассчитывать по криволи-

Рис. 2.6. Изменение диаметра (а) и средней скорости струи

(б) при  $d^* = d/d_0$ ;  $u_{ср,x}^* = u_{ср,x}/u_0$ ;  $x^* = x/d_0$ , согласно: 1 — А. К. Козодю [58] при  $a=0,25$ ; 2 — Г. Н. Абрамовичу [3] при  $a=0,08$ ; 3 — Е. Б. Соловкину [106] при  $a=0,14$ ; 4—6 — А. Э. Кулиеву [64] при  $Re=65 \cdot 10^3$ .



нейной зависимости как функцию не только расстояния от насадки, но и гидродинамических условий истечения  $Re$  из насадки и степени стесненности струи  $D_{п}^*$ . С учетом этого А. Э. Кулиев [64] получил такие выражения:

$$d^* = 1,1 \exp[(\xi)(x^* - x_0^*)], \quad (2.6)$$

где  $\xi = 0,213 - 0,00267 D_{п}^*$ ;  $x_0^* = Re/(10^4 + 0,89 D_{п}^{*-0,5} Re)$ ;  $x^* = x/d_0$ ;  $Re = u_0 d_0/\nu$ ;  $D_{п}^* = D_{п}/d_0$ ;  $d^* = d/d_0$ ;

здесь  $\nu$  — вязкость жидкости.

На рис. 2.6,а представлены расчеты изменения диаметра струи по мере удаления от насадки, согласно Г. Н. Абрамовичу [3], А. К. Козодю [58] и Е. Б. Соловкину [106] для свободной затопленной струи и А. Э. Кулиеву [64] для несвободной струи при различной степени стесненности и  $u_0=182$  м/с;  $d_0=4,5$  мм;  $\nu=0,01$  см<sup>2</sup>/с соответственно  $D_{п}=5d_0$ ;  $D_{п}=10d_0$ ;  $D_{п}=20d_0$ . Из ри-

сунка видно, что определение по формуле, полученной для идеальной жидкости [3], даже при очень низком значении  $a$  дает завышенные результаты сравнительно с расчетами зависимостей экспериментальных работ по исследованию истечения струй воды [58, 106], которые практически совпадают.

Расширение несвободной струи в значительной мере зависит от ее стесненности и с уменьшением диаметра канала происходит еще активнее. На конечном этапе развития канала гидроскоструйной перфорации, исходя из накопленного опыта, можно принять  $D_{п}=10d_0$ .

Процесс выработки канала гидроскоструйным методом перфорации в большей степени зависит от изменения скорости струи с удалением ее от начального сечения.

Осевую скорость свободной затопленной струи на расстоянии  $x$  от насадки определяют, по А. К. Козодю [58], из выражения

$$u_x = u_0 \frac{1 + (a l_0/d_0)}{1 + (a x/d_0)} = u_0 \varphi. \quad (2.7)$$

Относительная осевая скорость струи соответственно равна

$$u_x^* = u_x/u_0 = \varphi.$$

Среднюю скорость струи в сечении  $x$  можно определить по известной осевой скорости из соотношения

$$u_{ср,x}/u_x = 0,425 = \text{const}. \quad (2.8)$$

Изменение средней скорости струи жидкости с песком можно определить по формуле Е. Б. Соловкина [108]

$$u_{ср,x} = u_0 0,35 \sqrt[3]{(a_{см} x/a_0)^2}. \quad (2.9)$$

А. Э. Кулиев [64] показал, что при распространении в тупике несвободной затопленной струи средняя скорость изменяется согласно зависимости

$$u_{ср,x} = u_0 0,53 \exp[-\sqrt[4]{168/Re D_{п}^*} (x^* - x_0^*)]. \quad (2.10)$$

Осевую скорость струи на выходе из насадки рассчитывают из выражения

$$u_0 = \mu \sqrt{2\Delta P/\rho_{см}}, \quad (2.11)$$

где  $\Delta P$  — перепад давления на насадке;  $\mu$  — коэффициент расхода при истечении водопесчаной смеси,  $\mu=0,89$ , согласно работе [68];  $\rho_{см}$  — плотность водопесчаной смеси, определяемая по методике [35].

На рис. 2.6,б представлены результаты расчетов изменения средней скорости струи по мере удаления от насадки.

Сопоставляя кривые на рис. 2.6,а,б можно заметить определенное их соответствие. С удалением от насадки и увеличением

диаметра струи средняя скорость снижается. Результаты расчетов зависимостей (2.7) и (2.9) незначительно отличаются, что свидетельствует о правильной постановке опытов и их интерпретации. Эти зависимости можно использовать для практических расчетов параметров затопленных струй в тупиках больших размеров.

Расчет скорости несвободной струи, согласно зависимости (2.10), показал, что с уменьшением диаметра канала снижение скорости струи происходит интенсивнее. Так, при  $5 < D_n^* < 20$  скорость струи в канале равна или больше скорости свободной струи до того момента, пока  $d^* < D_n^*$ . Это, возможно, происходит в результате образования вокруг струи [65] сосредоточенных вихрей большого напряжения. Как только диаметр несвободной струи приближается к диаметру канала, средняя скорость ее становится меньше скорости свободной струи и затем уменьшается до  $u_{ср} = 0,01 u_0$  уже при  $40 < x^* < 60$ . Снижение скорости происходит тем быстрее, чем меньше  $D_n^*$ .

Для оценки возможностей выработки канала струями жидкости без песка большой интерес представляет исследование изменения динамического давления по оси струи по мере удаления разрушаемого забоя от насадки.

Известно [3, 58], что динамическое давление по оси струи жидкости в пределах начального участка можно определить из такой зависимости:

$$P_0 = \rho u_0^2 (1 - \cos \beta),$$

где  $\rho$  — плотность жидкости;  $\beta$  — угол поворота струи при ударе о забой канала.

Если  $\beta = 120^\circ$ , согласно работе [57], то

$$P_0 = 1,5 \rho u_0^2. \quad (2.12)$$

Динамическое давление по оси свободной струи с удалением от насадки определяют [58] по формуле

$$P_x = P_0 \varphi^2. \quad (2.13)$$

Поскольку  $\varphi < 1$ , динамическое давление по мере удаления от насадки снижается интенсивнее, чем уменьшение скорости по оси струи, которое описывается формулой (2.7).

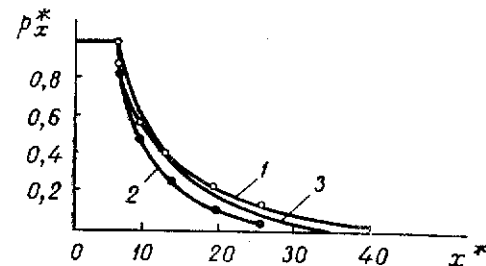
На рис. 2.7 изображены опытные и расчетные кривые изменения  $P_x$  для свободной и несвободной струй в зависимости от удаления насадки.

Расчеты, согласно зависимости (2.13), хорошо (кривая 1) согласуются с опытными данными [57] на исследованном участке, что позволяет прогнозировать изменение  $P_x$  свободной струи на большом удалении от насадки. Кривая 2, построенная в пределах исследованного [104] интервала при  $D_n^* = 13$ , характеризует снижение давления по оси несвободной струи. Давление несвободной струи падает быстрее, чем свободной в связи с ростом сопротивле-

ния движению жидкости в канале. Для оценки значений динамического давления по оси несвободной струи с различной степенью стесненности можно применить следующую последовательность расчета с использованием зависимостей, предложенных в работах [58, 64, 65]. Сначала определяем  $u_{ср,x}$  по формуле (2.10), затем  $u_x$ , согласно соотношению (2.8), и подставляем это значение в формулу (2.12). Далее определяем  $P_x/P_0$ . На рис. 2.7 кривая 3 рассчитана при  $D_n^* = 10$ . Из рисунка видно, что описанный прием приемлем для расчета  $P_x^*$  несвободной струи.

Рис. 2.7. Изменение динамического напора по оси струи ( $P_x^* = P_x/P_0$  — безразмерный динамический напор по оси струи):

1, 2 — экспериментальные кривые, согласно А. К. Козодю [58]; 1 — свободная затопленная струя; 2 — несвободная затопленная струя при  $D_n^* = 13 d_0$ ; 3 — расчетная кривая при  $D_n^* = 10 d_0$ .



Рассмотренные геометрические ( $d_0, l_0, x, d, a, a_{см}, m_0$ ) и энергетические ( $u_0, u_x, P_0, P_x$ ) параметры свободной и несвободной струи в дальнейшем используют для объяснения физической картины и аналитического описания процесса выработки канала.

## 2.2. Исследование процесса гидропескоструйной перфорации

*Обобщение исследований по изучению условий работы струи.* Поверхность фильтрации канала, определяемая глубиной и площадью поперечного его сечения, зависит от условий работы струи, особенностей конструкции гидропескоструйного аппарата, технологических параметров процесса и свойств разрушаемой породы.

Обсудим условия работы струи, используя результаты работ [3, 61, 64, 73, 76, 105, 107, 116, 125]. Прежде всего к ним относится режим истечения жидкости из насадки. При гидропескоструйной перфорации скважин  $Re > 2320$ , поэтому струя жидкости с песком является турбулентной.

Для рассматриваемого процесса характерно, что среда, в которую истекает струя, образуется истекающей из насадки жидкостью. Следовательно, плотность жидкости струи и среды практически не отличаются. Такая струя является затопленной. Струи воды в газе или газа в воде незатопленные.

Развивается канал постепенным углублением и расширением тупика, в который устремляется струя [см. рис. 2.5], т. е. струя является несвободной, ограниченной стенками канала. По мере расширения канала влияние стенок на изменение скорости снижается [см. рис. 2.6]. По данным А. Э. Кулиева [64], если диаметр

канала в 20 или более раз больше диаметра насадки, параметры затопленной струи в канале приближаются к параметрам затопленной свободной струи, движущейся в неограниченном пространстве.

Струя, воздействующая на горные породы, может работать в открытых и закрытых условиях. Открытые условия наблюдаются при отсутствии металлической преграды между насадкой и разрушаемым образцом. В промысловых условиях они создаются в скважине с необсаженным стволом или оборудованной фильтром, а также при выработке канала незакоренным аппаратом в скважине с зацементированной обсадной колонной. Закрытые условия возникают тогда, когда струя и возвратный поток жидкости из выработываемого канала истекают через отверстие в преграде, созданное струей. Закрытые условия могут возникать при гидropескоструйной перфорации в скважине, обсаженной зацементированной обсадной колонной, при закоренном ГПА.

При неподвижном положении насадки в металлической преграде вырабатывается овальное отверстие размером около  $3 \dots 4 d_0$ . Поэтому струя, выходящая из канала, встречает дополнительные сопротивления. Следовательно, по мере удаления от насадки происходит более интенсивное уменьшение ее скорости. Глубина канала по сравнению с выработкой в открытых условиях уменьшается примерно в 1,5 раза.

Согласно исследованиям Е. Б. Соловкина, Н. П. Лесика [107] и И. В. Кривоносова [61], если площадь отверстия в металлической преграде больше площади насадки в 20...30 раз, то дополнительные сопротивления практически устраняются, и при гидropескоструйной перфорации искусственно создаются условия, близкие к открытым.

Глубина канала, вырабатываемого при гидropескоструйной перфорации, уменьшается с увеличением давления среды в перфорационном канале вдвое [51, 100, 119].

По Ю. А. Миклину, В. И. Гусеву и Н. П. Лесику [76], основная причина влияния давления среды — изменение динамического напора струи, связанное с процессами выделения и поглощения растворенных в жидкости газов и паров. Считается, что выделение газа происходит непосредственно в массе струи после выхода из насадки. При невысоких давлениях среды за счет турбулентного обмена плотность окружающей среды уменьшается. Это приводит к росту динамического напора струи и увеличению глубины канала в поверхностных условиях. Если давление среды возрастает, выделившийся из струи газ растворяется и динамический напор струи снижается. Дальнейшее повышение давления среды больше определенного значения не влияет на характеристику струи. Отмечается, что с ростом начальной скорости истечения из насадки давление среды, влияющее на характеристику струи, возрастает. В связи с этим введено понятие критического давления среды  $P_{кр.ср.}$ , после превышения которого не изменяется характеристика струи.

Относительное изменение напора струи при увеличении давления среды пропорционально относительному изменению времени поглощения газов. Следовательно, относительное изменение глубины канала с ростом давления среды можно определить [77] из зависимости

$$l_t^* = l_{тср}/l_{тн} = (P_n/P_{ср})^{1/3}, \quad (2.14)$$

где  $P_n$ ,  $P_{ср}$  — давление насыщения жидкости газом и давление среды;

$l_{тн}$ ,  $l_{тср}$  — длина канала, выработанного гидropескоструйным методом при  $P_n$  и  $P_{ср}$ .

В соответствии с расчетами [76] основная масса газа выделяется и поглощается при  $P_{ср} < 2$  МПа, поэтому  $P_{кр.ср} = 2$  МПа для условий перфорации скважин.

На основе обобщения изложенного составлена классификация условий работы турбулентной струи, влияющих на процесс выработки канала гидropескоструйным методом. Ниже приводим характеристику условий работы струи:

$P_{ср} \leq P_{стр.}$ (незатопленная струя)	$P_{ср} = P_{стр.}$ (затопленная струя)
$D_n \rightarrow \infty$ (свободная струя)	$D_n \leq 20 d_0$ (несвободная струя)
$S_{отв} \rightarrow S_n$ (открытые условия)	$S_{отв} \leq 30 S_0$ (закрытые условия)
$P_{ср} < 2$ МПа; (давление меньше критического)	$P_{ср} \geq 2$ МПа (давление больше критического).

Здесь  $S_{отв}$  — площадь отверстия, вырабатываемого струей в обсадной колонне;  $S_n$  — площадь отверстия канала, вырабатываемого струей в породе;  $S_0$  — площадь сечения насадки.

Так как глубина вырабатываемого канала в значительной мере зависит от условий работы турбулентной струи, то при изучении или проектировании процесса гидropескоструйной перфорации необходимо их учитывать.

Например, изучая процесс применительно к скважине с зацементированной обсадной колонной и глубиной залегания пласта больше 200 м, необходимо соблюдать условия течения турбулентной затопленной несвободной струи при давлении больше критического давления среды. Если в такую же скважину спущен фильтр или она необсажена, то процесс проходит в открытых условиях истечения турбулентной затопленной несвободной струи при давлении больше критического давления среды. Эти два случая наиболее характерны для рассматриваемого процесса в промысловых условиях. Для оценки глубины канала, вырабатываемого в глубокой скважине с зацементированной обсадной колонной,

нельзя применять опытные или расчетные данные, полученные, например, при использовании незатопленной несвободной струи и давлении среды, равном атмосферному, и в открытых условиях, ибо тогда глубина канала будет немного завышена.

*Влияние свойств разрушаемой породы на выработку канала.* В качестве параметра, характеризующего свойства породы при разрушении ее струями в стендовых условиях, используют предел прочности на одноосное сжатие. На рис. 2.8 представлены результаты опытов по выработке каналов в открытых и закрытых усло-

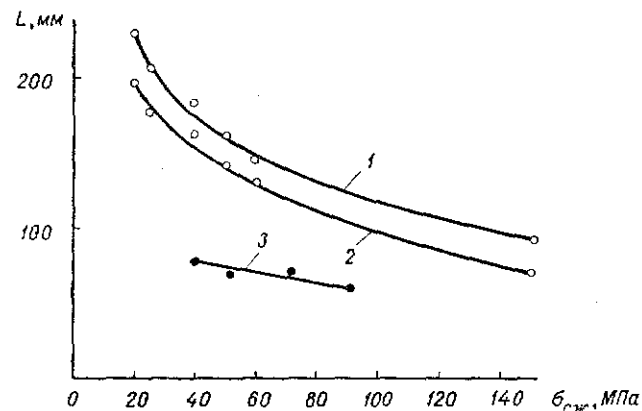


Рис. 2.8. Зависимость глубины вырабатываемого канала от прочности образцов на одноосное сжатие: 1 — согласно А. М. Солдатову и др. [105], Открытые условия; перфорация цементного камня при  $d_0=4,5$  мм;  $\Delta P=20$  МПа;  $c_n=50$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ср}=2$  МПа;  $t=60$  мин; 2 — то же;  $t=20$  мин; 3 — согласно Ю. Д. Качмару, Закрытые условия; перфорация искусственного камня и песчаника при  $d_0=4,5$  мм;  $\Delta P=20$  МПа;  $c_n=50$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ср}=20$  МПа;  $t=20$  мин.

виях для пород различной прочности. Увеличение прочности породы на сжатие от 20 до 100 МПа приводит к уменьшению глубины канала в два раза. В закрытых условиях влияние этого параметра несколько снижается, тем не менее очевидна необходимость его учета при проведении процесса гидропескоструйной перфорации в скважинах.

Обработка данных экспериментов по разрушению пород высоконапорными струями позволила выявить [57] зависимость между энергетическими параметрами струи в начале разрушения породы и ее прочностью на сжатие в виде

$$P_{хкр} = K \sigma_{сж}, \quad (2.15)$$

где  $P_{хкр}$  — критическое значение динамического давления на оси струи в точке контакта с породой, при котором начинается разрушение;  $K$  — коэффициент, зависящий от свойств породы, струи, а также давления среды, характеризующий относительную сопротивляемость породы разрушению.

Значение  $K$  зависит от наличия абразивного материала в струе. Так, согласно работе [56], при разрушении образцов струями воды  $K=1,8$ , струями неутяжеленного глинистого раствора  $K=0,42$ , а глинистого раствора с баритом  $K=0,06$ . Это означает, что разрушение породы неутяжеленным глинистым раствором происходит при динамических давлениях в семь раз меньших, а утяжеленным раствором в тридцать раз меньших, чем струями воды.

Следовательно, критическое значение динамического давления зависит не только от прочности породы на сжатие, но и от абразивности смеси. При гидропескоструйном методе выработки каналов в качестве абразивной добавки обычно применяется кварцевый песок. Как показано ниже, существуют определенные рациональные, довольно широкие пределы концентрации песка в жидкости, обеспечивающие наибольшую эффективность разрушения, для которых  $k \approx \text{const}$ . Поэтому, если выработку каналов проводить при таких концентрациях песка, динамическое давление разрушения и эффективность процесса будут определяться при прочих равных условиях только прочностными свойствами породы. Следовательно, при подборе параметров процесса и определении глубины вырабатываемого канала необходимо учитывать прочность породы.

*О рациональной конструкции гидропескоструйного аппарата.* Размеры вырабатываемого канала зависят от особенностей конструкции гидропескоструйного аппарата, в частности, формы и размеров насадок, внутреннего и наружного диаметра аппарата, расположения насадок на его поверхности и др.

А. К. Козодой [58] показал, что для получения струй с хорошими структурными свойствами необходимо использовать насадки с эллиптической или конической входной частью и цилиндрической проточной частью с острой выходной кромкой. Длина насадки должна быть хотя бы в 2,5 раза больше ее диаметра.

А. Ф. Жданов [34] описал перфоратор с шелевидными отверстиями насадок. Основное преимущество такой насадки — значительное увеличение площади фильтрации канала, вырабатываемого в породе.

Л. С. Мелик-Асланов, О. А. Сидоров [73] предложили конструкцию насадки с плавным входом, проточная часть которой имеет сначала коническую, а затем цилиндрическую форму. Длина начального участка струи для такой насадки в несколько раз больше.

Обширные исследования по изысканию рациональной формы конструкции перфоратора выполнены под руководством Н. П. Лесика [27, 68]. В результате опытов по выработке в цементно-песчаных блоках каналов насадками с эллиптическим, коническим и коноидальным входным и цилиндрическим выходным участками выявлено, что выбранные профили не оказывают существенного влияния на разрушающую способность струи. Для обеспечения устойчивости к износу насадок из сплавов ВК—6 при длительном



проведении процесса длина цилиндрического участка должна быть не менее 3,5 диаметра.

Влияние диаметра насадки на размеры канала изучали на стенде в открытых и закрытых [4, 105] условиях. В результате опытов во всех случаях обнаружено наличие линейной связи между диаметром насадки и размерами вырабатываемого канала. Увеличение диаметра насадки в полтора раза вызывает такое же увеличение диаметра и глубины канала.

Поэтому одним из направлений повышения эффективности процесса может быть применение насадок больших размеров, однако здесь имеются ограничения. Поскольку расход жидкости через насадку пропорционален квадрату ее диаметра

$$q = u_0 \pi d_0^2 / 4, \quad (2.16)$$

то двукратное увеличение диаметра насадки вызывает четырехкратный рост расхода. Вместе с тем создание больших расходов жидкости ограничивается техническими возможностями оборудования и вызывает резкое увеличение гидравлических потерь при движении жидкости в скважине, особенно при большой глубине спуска НКТ.

На основе исследований ВНИИнефть разработаны насадки с конoidalным входом и конусной проточной частью (конусность  $0^\circ 20'$ ) диаметром 3,0; 4,5 и 6,0 мм на выходе. Эти насадки широко применяются при проведении промысловых работ.

ВНИИнефть также разработаны несколько типоразмеров гидрорескоструйного аппарата АП-6М с насадками, расположенными под углом  $90^\circ$  к оси скважины, наружный диаметр которого для работы в скважине должен подбираться так, чтобы расстояние от торца насадки до обсадной колонны составляло 15...25 мм. При этом обеспечивается достаточная для проведения работ устойчивость корпуса аппарата от разрушения струей, истекающей из вырабатываемого канала. Кроме того, стенка обсадной колонны находится в зоне начального участка струи или вблизи его, там, где скорость абразивных частиц практически не снижается (при  $x/d_0 \leq 8$ , по данным работы [78]). Поэтому разрушение обсадной колонны происходит очень быстро, менее чем за 60 с.

Известны также конструкции аппаратов с насадками, расположенными под углом к оси скважины. Способ перфорации пласта путем создания наклонных каналов с целью увеличения охвата перфорацией тонкослойных пластов предложен Г. Д. Савенковым [97]. Для практической реализации этого способа Г. Д. Савенков, Ю. Д. Качмар и др. [95] разработали конструкцию гидрорескоструйного аппарата (рис. 2.9), которая позволяет производить дистанционное многократное закрытие и открытие определенного количества отверстий аппарата путем изменения давления нагнетания жидкости в полость аппарата, а также достичь значительно увеличения глубины каналов при перфорации в результате предварительного создания каналов для отвода обратной струи жидкости из вырабатываемого канала.

Отличительная особенность предлагаемого аппарата в том, что посредством изменения давления в его внутренней полости происходит перемещение подвижной втулки, которая перекрывает часть насадок. После закрытия части насадок выработка канала продолжается через неперекрываемые насадки. При этом достигается увеличение глубины выработки, поскольку создаются открытые условия работы струи. Перевод аппарата в исходное положение

происходит после снижения давления во внутренней полости перфоратора до давления в затрубном пространстве.

Перфоратор состоит из сборного корпуса 6 с насадками 5, расположенными под заданным углом внутренней втулки 1, изготовленной в виде дифференциального поршня с уплотнителями 4, пружины-замка 2, фиксирующей втулку в верхнем положении, и

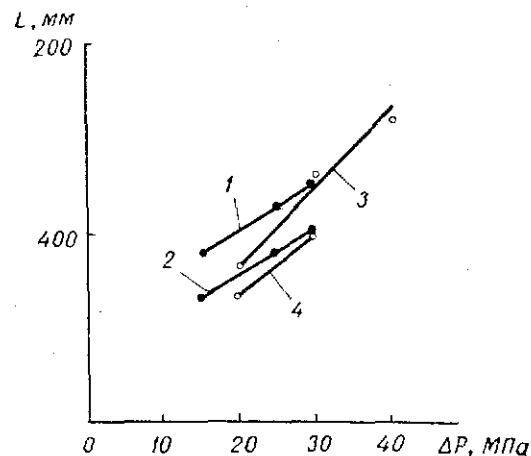
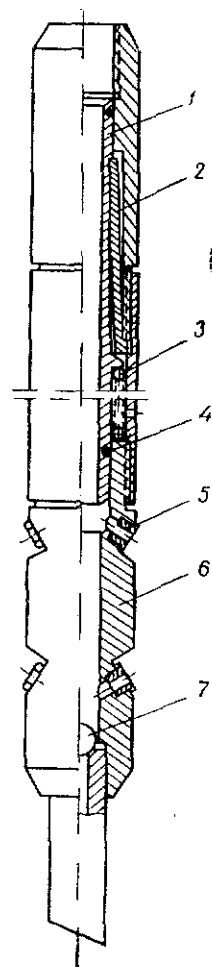


Рис. 2.10. Зависимость глубины канала от перепада давления на насадке:

1, 2 — по данным работы [105], цементный камень, открытые условия,  $d_0 = 4,5$  мм,  $\sigma_{\text{п}} = 20$  кг/м<sup>2</sup>,  $P_{\text{ср}} = 2$  МПа; 3, 4 — по данным Ю. Д. Качмара, искусственный камень,  $\sigma_{\text{сж}} = 51...53$  МПа,  $t = 20$  мин, закрытые условия,  $d_0 = 4,5$  мм.

Рис. 2.9. Гидрорескоструйный аппарат.

пружины 3, служащей для возврата втулки в исходное положение. В нижней части аппарата установлен шаровой клапан 7 для обратной промывки скважины.

ГПА спускают в скважину на НКТ, затем делают промывку и забрасывают в трубы шарик клапана 7. Далее производят выработку каналов при всех открытых насадках в течение времени,

достаточного для образования в пласте пересекающихся каналов. При этом на втулку 1 действует перепад давления, создающий усилие, уравниваемое пружиной-замком 2 и пружиной 3. Для перекрытия части насадок 5 перепад давления увеличивается до значения, достаточного для преодоления усилий пружин. В связи с тем, что основное усилие воспринимается пружиной-замком 2, после срыва ее с упора втулки 1, закрытие насадок 5 происходит быстро. Закрытие насадок достигается посадкой нижней коничес-

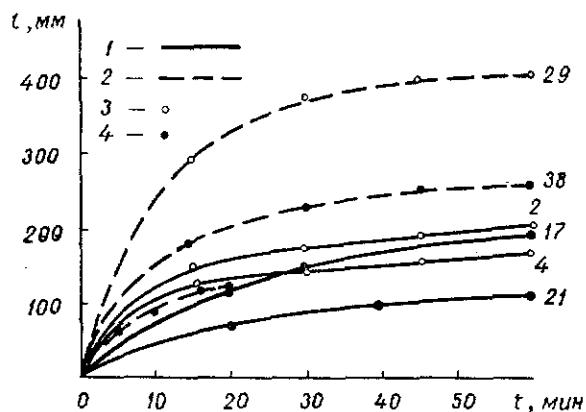


Рис. 2.11. Зависимость глубины канала от времени выработки (номер кривой соответствует номеру опыта в табл. 2.1):

1 —  $P_{ср} > P_{ср.кр.}$ ; 2 —  $P_{ср} < P_{ср.кр.}$ ; 3 — открытые условия; 4 — закрытые условия.

кой части втулки 1 в седло перфоратора, размещенное ниже закрываемых насадок.

С применением описанного аппарата осуществлено, например, дополнительное вскрытие быстрицких отложений в скв. 8 СД на глубине 2770...2795 м. Из скважины дополнительно добыто 5480 т нефти. В скв. 114 СД после ГПП на глубине 2986...2989 м изменился профиль приемистости.

**Влияние технологических параметров процесса на выработку канала.** К основным технологическим параметрам процесса, влияющим на размеры вырабатываемого канала, относятся начальная скорость струи, которая пропорциональна корню квадратному из перепада давления на насадке, время выработки, концентрация и свойства абразивного материала, свойства рабочей жидкости.

Повышение перепада давления на насадках и, следовательно, увеличение начальной скорости струи вызывает рост размеров канала.

На рис. 2.10 показано влияние перепада давления на глубину канала в различных условиях. Для кривой 1  $t=15$  мин;  $\sigma_{сж}=25$  МПа; для кривой 2  $t=10$  мин;  $\sigma_{сж}=45$  МПа. Для кривой 3  $C_{п}=17$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ср}=0,1$  МПа; кривой 4 —  $C_{п}=50$  кг/м<sup>3</sup>;  $P_{ср}=$

$=15...25$  МПа. Можно заметить (опыты 3 и 4), что при увеличении давления среды от 0,1 до 20 МПа глубина канала уменьшается. В открытых условиях (опыты 1, 2) рост перепада давления на глубину канала отражается в несколько меньшей мере, чем в закрытых (опыт 4). Воздействие перепада давления на увеличение длины канала остается неизменным при перфорации пород различной прочности (опыты 1, 2).

Влияние времени выработки канала на его длину представляет большой практический интерес, поскольку этот параметр независим от других факторов и легко подвергается изменению.

В табл. 2.1 приведены наиболее полно описанные в литературе опытные данные ряда исследователей, классифицированные нами по условиям работы струи. На рис. 2.11 выполнено графическое изображение некоторых характерных опытов. Из приведенных данных видно, что выработка канала во времени замедляется. Это замедление вызвано в основном снижением скорости струи по мере удаления от насадки. Обработка опытных данных развития канала во времени показала [100], что глубина его в небольших исследованных интервалах времени выработки пропорциональна корню кубическому времени воздействия струи

$$l_t = F \sqrt[3]{t}, \quad (2.17)$$

где  $F$  — коэффициент, зависящий от технологических параметров процесса и свойств разрушаемой породы.

Однако эту зависимость нельзя использовать для прогнозирования развития канала при неограниченном времени выработки, поскольку тогда и глубина канала неограничена, а это противоречит физической картине протекания процесса.

В связи с тем, что наиболее интенсивная выработка канала наблюдается в начале процесса, рекомендуется время перфорации ограничить 15...20 мин [27, 119]. Если требуется создать канал с большей площадью фильтрации, время выработки целесообразно увеличить до 30 мин [105]. Очевидно, большее время также необходимо для образования канала в более прочных породах, т. е. время перфорации должно определяться в зависимости от прочности породы. В частности, в поровых коллекторах можно ограничиться меньшей длительностью процесса, а в трещинных — для создания большей площади фильтрации длительность перфорации целесообразно увеличить. Г. Т. Овнатанов убедительно показал [83], что производительность скважин в значительной мере зависит от числа микротрещин, пересеченных эксплуатационным забоем.

Условия работы струи оказывают сильное влияние на глубину и скорость образования канала (см. рис. 2.11). Наиболее интенсивная выработка канала наблюдается в открытых условиях, если давление среды меньше критического, однако такие условия при перфорации нефтяных скважин надо создавать искусственно. Наиболее медленная выработка канала наименьшей глубины осущест-

Таблица 2.1.  
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЫРАБОТКИ КАНАЛОВ  
МЕТОДОМ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

№ опыта	Источник	Материал образца	$\sigma_{сж}$ , МПа	$P_{ср}$ , МПа	$d_{0,}$ , мм	$\Delta P$ , МПа	$c_p$ , кг/м³	$t$ , мин	$l_t$ , мм	$l_{max}$ , мм
Выработка каналов										
Открытые условия, давления среды больше критического										
1	[105]	Цементный камень	20	1,8	4,5	28	35	15	166	252
								30	195	
								45	208	
								60	225	
								75	235	
2	[105]	„	25	1,8	4,5	28	35	15	155	225
								30	175	
								45	190	
								60	205	
								75	212	
3	[105]	„	40	1,8	4,5	28	35	15	138	201
								30	160	
								45	175	
								60	180	
								75	187	
4	[105]	„	50	1,8	4,5	28	35	15	125	173
								30	140	
								45	150	
								60	160	
								75	165	
5	[105]	„	60	1,8	4,5	28	35	15	118	155
								30	130	
								45	137	
								60	145	
								75	150	
6	[105]	„	150	1,8	4,5	28	35	15	61	108
								30	72	
								45	85	
								60	93	
								75	100	
7	[104]	„	25	1,4	4,5	20	12	15	114	168
								30	135	
								45	146	
8	[104]	„	25	1,4	4,5	23	12	15	123	173
								30	142	
								45	154	
9	[104]	„	25	1,4	4,5	26	12	15	150	186
								30	165	
								45	173	
10	[104]	„	25	1,4	4,5	26	30	45	185	
11	[104]	„	25	1,4	4,5	26	45	18	155	
12	[104]	„	45	2,0	4,6	25	18	15	100	
13	[104]	„	45	2,2	4,6	25	30	15	115	
14	[104]	„	45	2,3	4,6	25	48	15	120	
15	[104]	„	45	2,3	4,6	25	79	15	121	
16	[104]	„	50	2,0	6,0	20	30	15	119	

Продолжение табл. 2.1

№ опыта	Источник	Материал образца	$\sigma_{сж}$ , МПа	$P_{ср}$ , МПа	$d_{0,}$ , мм	$\Delta P$ , МПа	$c_p$ , кг/м³	$t$ , мин	$l_t$ , мм	$l_{max}$ , мм
Закрытые условия, давление среды больше критического										
17	[105]	Цементный камень	25	5,5	4,5	31	42	15	98	296
				17,0	4,5	32	42	20	114	
				17,0	4,5	31	41	30	153	
				5,5	4,5	31	38	60	192	
18	[119]	Искусственный камень (цемент + песок)	20	14,0	4,5	24	60	10	89	227
								20	130	
								30	150	
19	[119]	„	~38	14,0	4,5	24	60	5	50	150
								10	76	
								20	100	
20	[54]	Цементный камень	26	5,0	2,3	20	40	5	28	67
								10	38	
								15	44	
								20	49	
								25	52	
21	[89]	Искусственный камень (цемент + песок)	52	5,0	6,0	15	40	20	75	122
								40	93	
								60	101	
22	[119]	„	30	16,3	4,5	25	50	30	145	
23	[51]	„	51	25	4,5	20	48	20	69	
24	[51]	Песчаник	39	21	4,5	20	47	20	77	
25	[51]	Цементный камень	69	23	4,5	20	49	20	73	
26	Данные Ю. Д. Качмара	Песчаник	90	21	4,5	20	45	20	60	
27	„	Искусственный камень	51	24	4,5	20	50	20	68	
Открытые условия, давление среды меньше критического										
28	[5]	Песчаник мелекесского горизонта	~15	0,1	4,5	35	75	15	495	86
								30	650	
								45	690	
								60	720	
29	[5]	Песчаник пласта D <sub>2</sub> V	~37	0,1	4,5	35	75	15	293	467
								30	370	
								45	392	
								60	400	
30	[5]	Цемент с добавкой гранитных осколков	~50	0,1	4,5	35	75	15	260	431
								30	340	
								45	353	
								60	362	
31	[5]	Мрамор	~60	0,1	4,5	35	75	15	115	278
								30	165	
								45	193	
								60	200	

Продолжение табл. 2.1

№ опыта	Источник	Материал образца	$\sigma_{сж}$ , МПа	$P_{ср}$ , МПа	$d_0$ , мм	$\Delta P$ , МПа	$c_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$t$ , мин	$l_t$ , мм	$l_{max}$ , мм
32	[5]	Углеродистая сталь марки 30	~540	0,1	4,5	35	75	15 30 45 60	100 130 138 165	200
Закрытые условия, давление среды меньше критического										
33	[63]	Искусственный камень (цемент + песок)	25	0,1	4,5	25	25	5 8 14	40 115 140	201
34	[63]	"	25	0,1	4,5	25	60	3 8 14	105 175 220	312
35	[119]	"	34 (средние данные из двух опытов)	0,1	4,5	25	50	2,5 5 10 20	40 75 125 165	294
36	[119]	"	17	0,1	4,5	25	50	2,5 5 10 20	125 180 250 300	369
37	[5]	Песчаник мелекеского горизонта	~15	0,1	4,5	35	75	15 30 45 60	224 283 299 308	358
38	[5]	Искусственный камень (песок + цемент)	20	0,1	4,5	35	80	15 30 45 60	180 227 247 257	302
39	Данные Ю. Д. Качмара	"	53	0,1	4,5	20	50	5 10 15 20	65 77 107 177	146
40	"	"	53	0,1	4,5	20	20	5 10 15 20	54 71 79 86	105
41	Данные Ю. Д. Качмара	"	53	0,1	4,5	25	17	5 10 15 20	64 80 91 100	117
42	"	"	53	0,1	4,5	30	14	5 10 15 20	75 94 112 130	155
43	"	"	53	0,1	4,5	20	10	5 10 15 20	35 60 72 82	151

Продолжение табл. 2.1

№ опыта	Источник	Материал образца	$\sigma_{сж}$ , МПа	$P_{ср}$ , МПа	$d_0$ , мм	$\Delta P$ , МПа	$c_n$ , кг/м <sup>3</sup>	$t$ , мин	$l$ , мм	$l_{max}$ , мм
44	"	"	51	0,1	4,5	20	50	20	85	
45	"	"				40	50	20	160	
46	"	Песчаник	39	0,1	4,5	20	45	20	145	
47	"	Искусственный камень	69	0,1	4,5	20	46	20	100	
48	"	"	69	0,1	4,5	32	46	20	162	

## Выработка щели и каналов

Выработка щели, закрытые условия, давление среды меньше критического (размер щели в металле 6×70 мм)

49	[69]	Цементный камень	35	0,1	4,5	20	30	10 15 30 45	180 220 295 340	454
50	[69]	Цементный камень	35	0,1	4,5	20	80	10 15 30 45	212 240 310 380	476

Выработка канала, закрытые условия, давление среды меньше критического (размер отверстия в металле 15 мм)

51	[69]	Цементный камень	35	0,1	4,5	20	30	5 10 15 25	110 140 150 160	179
----	------	------------------	----	-----	-----	----	----	---------------------	--------------------------	-----

Выработка щели, закрытые условия, давление среды меньше критического (размер отверстия в металле 6×60)

52	[67]	Искусственный камень	Нет данных	0,1	4,5	15	35	5 10 15 20	177 207 250 273	323
----	------	----------------------	------------	-----	-----	----	----	---------------------	--------------------------	-----

Выработка щели, закрытые условия, давление среды меньше критического (размер отверстия в металле 6×120)

53	[67]	Искусственный камень	Нет данных	0,1	4,5	15	35	5 10 15 20	282 323 350 368	400
----	------	----------------------	------------	-----	-----	----	----	---------------------	--------------------------	-----

Выработка канала, закрытые условия (размер отверстия в металле 15 мм)

54	[67]	Искусственный камень	Нет данных	0,1	4,5	15	35	5 10 15 20	109 110 120 125	143
----	------	----------------------	------------	-----	-----	----	----	---------------------	--------------------------	-----

Продолжение табл. 2.1

№ опыта	Источник	Материал абразива	$\sigma_{сж}$ , МПа	$P_{ср}$ , МПа	$d_0$ , мм	$\Delta P$ , МПа	$c_p$ , кг/м <sup>3</sup>	$t$ , мин	$t_l$ , мм	$t_{max}$ , мм
Выработка щелп, закрытые условия, давление среды больше критического (размер отверстия в металле 18×248)										
55	[67]	Искусственный камень	20	2,0	4,5	25	70	44	384	
Выработка канала, закрытые условия (размер отверстия в металле Ø15 мм)										
56	[67]	Искусственный камень	20	2,0	4,5	27	70	45	237	
Выработка каналов с добавлением газовой фазы, закрытые условия, давление среды больше критического										
57	[54]	Цементный камень	26	5	2,0	Нет данных	40	5	42	161
								10	65	
								15	79	
								20	93	
								25	103	
58	[89]	Искусственный камень	60	5	4,5	20	40	20	105	189
								40	135	
								60	144	
								80	163	
59	[89]	"	52	5	6,0	15	40	15	85	182
								40	125	
								60	140	
								80	155	
60	[89]	"	60	6	4,5	20	40	20	97	
61	[89]	"	60	6	4,5	25	40	20	108	
62	[89]	"	60	6	4,5	29	40	26	130	
63	[89]	"	60	6	4,5	20	40	20	83	
64	[89]	"	60	6	4,5	20	40	20	102	
65	[89]	"	60	6	4,5	20	40	20	116	
66	[53]	"	52	7,0	6,0	11	40	20	110	
67	[53]	"	"	10,0	6,0	11	40	20	120	

Примечания. Диаметр канала в опытах № 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 17; 18; 19; 20; 22; 55; 56 составил соответственно 43; 58; 50; 67; 45; 34; 40; 43; 55; 48; 58; 75; 100; 60; 20×265; 43×38 мм.

Газосодержание в опытах № 57; 58; 59; 60; 61; 62; 63; 64; 65; 66; 67 составило соответственно 0,3; 0,3; 0,32; 0,24; 0,24; 0,24; 0,14; 0,30; 0,50; 0,19; 0,26.

вляется в закрытых условиях при давлении среды, большем критического (при перфорации скважин глубиной более 200 м, оборудованных зацементированной обсадной колонной). Остальные комбинации условий занимают промежуточное положение. Очевидно, можно добиться увеличения размеров канала перфорации только за счет изменения условия работы струи.

Отметим также, что при исследовании процесса выработки каналов на стендах необходимо, чтобы условия проведения опытов соответствовали условиям в скважине или находились в автомобильной области.

Количество абразивного материала в жидкости, размер и форма частиц абразивного материала, его плотность и твердость влияют на размеры вырабатываемого канала. При одних и тех же характеристиках струя с абразивным материалом имеет намного большую разрушающую способность.

Наибольшее количество исследований выполнено с применением в качестве абразивного материала песка [4, 37, 69, 105, 119 и др.]. На основе данных этих исследований рекомендуется применять концентрацию песка в жидкости в пределах 40...60 кг/м<sup>3</sup>. Увеличение содержания песка в жидкости выше указанных значений не приводит к росту глубины канала. Снижение концентрации меньше 30 кг/м<sup>3</sup> вызывает уменьшение глубины канала (см. табл. 2.1, опыты 7—9 и 41—43 и др.).

Размер зерен песка должен быть 0,5...2,0 мм. Применение песка мелкой фракции снижает эффективность выработки канала. При многократном использовании происходит очень сильное разрушение песка. Так, по данным работы [119], в волгоградском песке содержание фракции 0,25...1,70 мм снижается после однократного использования в два раза. После двукратного (два цикла выработки канала) использования песка установлено [4] изменение содержания фракции: 0,5...3,0 мм, от 92 до 24%. Наряду с дроблением частиц отмечена потеря их угловатости, появление окатанности.

В. С. Сиятский [100] изучал абразивные свойства водных растворов бентонитовой глины плотностью 1080 кг/м<sup>3</sup> с добавкой гематита, барита, волгоградского песка (0,4...0,8 мм) и электрокорунда (0,4...0,8 мм) плотностью 4560, 4120, 2650 и 3610 кг/м<sup>3</sup>. Режущие свойства растворов оценивали количественно по коэффициенту абразивности. Согласно опытным данным,  $1 < A' < 55$  увеличивается в ряду электрокорунда > кварцевого песка > гематита > барита, а также с ростом концентрации добавки. Установлено наличие прямо пропорциональной связи между  $A'$  и глубиной канала.

Б. И. Мительман, А. М. Гусман [78] в патентном обзоре приводят данные об эффективном использовании в качестве абразивного материала стальных и чугунных опилок и дробы, концентрация которых должна составлять 10...40 кг/м<sup>3</sup>, а размер фракций 0,3...1,2 мм. Применение в качестве абразивного материала железистых частиц позволяет почти в три раза увеличить глубину канала. Вместе с тем резко снижается разрушение крупных частиц (до 4,0% за один цикл). Опилки и дробь используют в металлургической промышленности для обработки поверхности металлов. Твердость железистых частиц, применяемых при гидроабразивной перфорации, должна составлять не менее 55...65 HRC.

По инициативе Г. Т. Овнатанова мы осуществили испытания электрохромистого корунда ЭХ-50 плотностью 3950 кг/м<sup>3</sup>, фракции 0,25...1,00 мм в качестве абразивного материала. Опыты проводились в закрытых условиях при перепаде давления 20 МПа на насадке 4,5 мм в течение 10...20 мин и при концентрации песка,

корунда или смеси его с песком (1 : 1), равной 40...50 кг/м<sup>3</sup>. Установлено, что глубина каналов, вырабатываемых в образцах искусственного камня прочностью на сжатие 40...60 МПа, составляет 90...110 мм и не зависит от типа абразивного материала. Необходимо отметить повышенную стойкость корунда к разрушению (за один цикл не более 5% фракции 0,4...1,0 мм) и повышенный износ насадок из сплава ВК-6. За один цикл перфорации (20 мин) давление при постоянном расходе жидкости снижается на 20,0...10,0 МПа. Таким образом, использовать электрохромистый корунд целесообразно только при повышении износостойкости насадок в процессе с закрытым циклом циркуляции жидкости с абразивом.

Применение абразивных материалов большей плотности и твердости является перспективным направлением повышения эффективности процесса.

Влияние свойств жидкости на глубину выработки каналов изучено недостаточно. Преобладает мнение [78] о незначительном влиянии свойств жидкости на разрушающую способность струи. Очевидно, поэтому в существующих руководствах требования, предъявляемые к жидкостям, выработаны с учетом обеспечения безопасности работ и сохранения коллекторских свойств продуктивных пород.

А. Э. Кулиев [64] обращает внимание на то, что диаметр струи глинистого раствора на 20% меньше диаметра струи воды, и объясняет этот факт увеличением вязкости жидкости. Однако наблюдаемое явление может быть вызвано также содержанием твердой фазы в струе [108] вследствие снижения коэффициента ее структуры.

В настоящее время в качестве рабочей жидкости при гидроструйной перфорации используют воду, водные растворы полимеров, ПАВ и различные промывочные жидкости.

### 2.3. Совершенствование методики расчета размеров каналов

*Выбор зависимости для описания процесса выработки каналов.* Наряду с изучением процесса гидроструйной перфорации в стендовых условиях ряд исследователей разработали теорию процесса. По условиям работы струи эти работы можно разделить на две группы: описывающие выработку канала свободной затопленной струей [73, 103, 119, 125, 126] и несвободной струей [100, 116].

Поскольку струя, вырабатывающая канал, ограничена его стенками ( $D \leq 20 d_0$ ), использование для расчета канала зависимостей, выведенных для свободной струи, дает завышенные результаты. Поэтому эти работы мы не рассматриваем, за исключением Р. В. Брауна [125], в которой впервые описано развитие канала во времени в открытых и закрытых условиях. Он ввел и

использовал для описания процесса понятие скорости истечения струи, при которой начинается разрушение породы.

Согласно Р. В. Брауну, время выработки канала заданной глубины в открытых условиях определяют в зависимости от материала породы, диаметра насадки, начальной скорости струи и скорости, при которой начинается разрушение породы. В закрытых условиях учитывают уменьшение скорости струи в результате потерь напора в перфорационном отверстии, что очень сложно сделать при расчетах. Отмечено также увеличение глубины выработки канала для закрытых условий в проницаемых породах, при перфорации которых часть жидкости уходит в пласт.

Р. В. Браун и Дж. Лопер [126] получили выражение для максимальной глубины канала при неограниченном времени его выработки, без учета влияния давления среды. С. В. Фалькович и др. [116] дали наиболее полное решение задачи выработки канала несвободной осесимметричной плоской струей, содержащей абразивный материал, однако также без учета давления среды. Получены формулы для расчета распределения скорости жидкости вдоль оси затопленной несвободной струи, распределения скорости твердых частиц в струе  $u_n$  и вдоль оси  $u_{nx}$ , а также скорости удара твердой частицы о преграду. Значение скорости удара твердых частиц о забой, которое разделяет разрушающие и неразрушающие скорости, названо начальной скоростью разрушения  $u_n$ . Поскольку определить ее трудно, введено дополнительное понятие начальной скорости резания  $u_{он}$ , при которой частица ударяется о забой с начальной скоростью разрушения. Очевидно, выработка канала возможна, если  $u_0 > u_{он}$ , и прекращается на определенном расстоянии от насадки, где  $u_x = u_{он}$ .

Формула для расчета выработки канала гидроструйным методом имеет такой вид:

$$(l/d_0)^{\beta} = C [(u_0/u_{он}) (u_n/u_{nx}) - 1], \quad (2.18)$$

где  $l$  — глубина канала;  $C$  — константа постоянная для заданных условий перфорации (открытые, закрытые), свойства неска (размер частиц, его плотность) и свойств жидкости.

Согласно условию, если  $u_n = u_{nx}$ , выработка канала прекратится, следовательно,

$$(l_{max}/d_0)^{\beta} = C [(u_0/u_{он}) - 1]. \quad (2.19)$$

Рост глубины происходит с течением времени, поэтому в формулу (2.18) введено обозначение  $u_n/u_{nx} = f_0(t)$ , причем  $f_0(0) = 0$  и  $f_0(\infty) = 1$ . Тогда зависимость (2.18) можно изобразить в виде

$$(l/d_0)^{\beta} = C [(u_0/u_{он}) f_0(t) - 1]. \quad (2.20)$$

Формулы (2.19) и (2.20) рекомендуют использовать при расчете выработки канала осесимметричной струей, причем  $\beta$ ,  $C$ ,  $u_{он}$  и  $f_0(t)$  необходимо определить экспериментально для условий перфорации.



Исследование опытных данных зависимости глубины канала от начальной скорости разрушения стали в открытых условиях [5] позволило установить между ними линейную зависимость, поэтому для прочных материалов принято  $\beta=1$ .

При применении жидкостно-песчаных струй с оптимальной концентрацией песка в воде и размерах его частиц авторы работы [116] определили для закрытых условий  $C=1,3$ , а для открытых —  $C=7,0$ . Столь большое различие коэффициента  $C$  не соответствует результатам опытов других исследователей по опре-

Следовательно, зависимость, полученная С. В. Фальковичем и др. [116], наиболее полно описывает процесс выработки каналов, однако перед ее использованием требуется уточнить значения коэффициента  $C$  и функции  $f_0(t)$  при разных условиях работы струи, а также усовершенствовать методику определения  $u_{0н}$  для различных пород.

Методика обработки результатов стендовых испытаний, обеспечивающая подготовку исходных данных для расчета. Для решения поставленных задач разработана методика обработки ис-

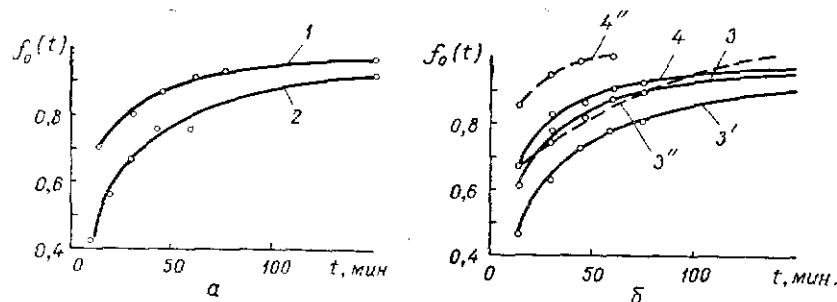


Рис. 2.12. Графики функции  $f_0(t)$ :  
1, 3, 3' — открытые условия; 2, 4, 4' — закрытые условия; 1, 2, 3, 4, 4' — песчаник, цементный или искусственный камень; 3', 3'' — мрамор, сталь; 3', 4'' — кривые С. В. Фальковича и др. [116].

делению длины канала в открытых и закрытых условиях, поэтому данные величины необходимо уточнить.

Функция  $f_0(t)$ , представленная [116] графически на рис. 2.12, построена по данным единичных экспериментов, выполненных при давлении среды, меньшем критического ( $\beta$ ). При расчете значений функции  $f_0(t)$   $l_{\max}$  принимали по данным исследований при каком-то заданном конечном времени выработки канала. Это противоречит условию  $f_0(\infty)=1$ , положенному в основу получения приведенных аналитических зависимостей, и вносит серьезную погрешность в результаты расчетов. Следовательно, прежде чем использовать методику С. В. Фальковича, необходимо более обоснованно определить значения функции  $f_0(t)$ .

Значения  $u_{0н}$  рекомендуют получать путем экспериментов на стенде [5]. Для некоторых материалов такие данные сведены в табл. 2.2.

Конечно, проведение опытов на специальном стенде по определению  $u_{0н}$  для различных образцов пород, отобранных из горизонтов, подлежащих ГПП, сложно, а порой невозможно. Необходимо изыскивать иной подход определения начальной скорости разрушения пород.

С учетом того, что для прочных материалов  $\beta=1$ , приведенные зависимости принимают такой вид:

$$l_{\max} = d_0 C [(u_0/u_{0н}) - 1]; \quad (2.21) \quad l_t = d_0 C [(u_0/u_{0н}) f_0(t) - 1]. \quad (2.22)$$

Таблица 2.2

ЗНАЧЕНИЯ НАЧАЛЬНОЙ  
СКОРОСТИ РАЗРУШЕНИЯ  
ЖИДКОСТНО-ПЕСЧАНОЙ СТРУИ

Материал	По работе [5]	По работе [126]
	$u_{0н}, \text{м/с}$	$v_{th}, \text{м/с}$
Песчаник тульского горизонта	4,0	—
Песчаник битуминозный	—	4,0
Песчаник мелекесского горизонта	4,1	—
Искусственный камень ( $\sigma_{сж}=20 \text{ МПа}$ )	5,1	—
Песчаник пласта $D_2 V$	6,3	—
Мрамор кальцинированный	7,4	7,3
Гранитогайе	11,0	—
Гранитокварц	—	12,0
Известняк доломитизированный	10,8	9,4
Сталь	25,0	—

ходных данных, которая обеспечивает получение надежных значений искомых величин с учетом условий работы струи. Сначала результаты экспериментов, приведенные в табл. 2.1 [5, 54, 63, 89, 104, 119 и др.], разбиты на четыре группы по таким признакам: давлению среды и наличию металлической преграды перед породой (открытые и закрытые условия).

Многообразие условий и факторов, влияющих на выработку каналов, обуславливает сложную картину процесса и влияет на форму кривых изменения глубины канала во времени, изображенных на рис. 2.11.

Для получения обобщающих показателей, характеризующих развитие канала во времени в разных условиях, криволинейные зависимости, которые описаны в исследованном промежутке функцией (2.17), мы преобразовали в линейные. В качестве функции для выравнивания принята зависимость

$$l_t = \frac{t}{A + Bt}. \quad (2.23)$$

Выравнивание осуществляли путем преобразования зависимости (2.23) к виду

$$\frac{1}{l_t} = A \frac{1}{t} + B, \quad (2.24)$$

где  $A$  — угловой коэффициент, характеризующий рост канала во времени. Чем больше  $A$ , тем медленнее увеличивается глубина канала во времени.

Характерно, что  $\lim_{t \rightarrow \infty} l_t = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1}{A \frac{1}{t} + B} = \frac{1}{B}$ .

Поэтому, определив участок  $B$  на оси ординат, отсекаемый прямой  $1/l_t = f(1/t)$ , легко рассчитать глубину канала при неограниченном времени выработки, которая и служит искомой максимальной глубиной канала для данных условий и параметров процесса

$$l_{\max} = 1/B. \quad (2.25)$$

При обработке методом наименьших квадратов исходных данных (табл. 2.1), представленных в виде обратных величин  $1/l_t = f(1/t)$ , коэффициент корреляции равен  $0,95 \leq R \frac{1}{t} \frac{1}{l} \leq$

$\leq 1,00$ . Следовательно, установлено наличие тесной связи указанных параметров.

Точность расчетов по указанной зависимости высока, ибо среднеквадратическое отклонение опытных значений функции от расчетных выражений, согласно (2.27), на два и более порядка меньше значений функции.

На рис. 2.13 в качестве примера графически изображены данные некоторых опытов, обработанные по предложенному способу. Результаты расчетов коэффициентов  $A$  и  $B$  и их значения приведены в табл. 2.3.

Рис. 2.13. Зависимости глубины канала от времени выработки после выравнивания. Обозначения такие же, как и на рис. 2.11.

Средние значения  $A_{\text{ср}}$  и  $B_{\text{ср}}$  рассчитаны по опытам, проведенным при концентрации песка не менее  $35 \text{ кг/м}^3$ .

Использование такого подхода позволило количественно оценить различия скорости роста канала в зависимости от условий опыта. Так, наиболее медленно увеличивается глубина канала  $A_{\text{ср}} = 0,0853$  в закрытых условиях при отсутствии кавитации, когда  $P_{\text{ср}} > P_{\text{ср.кр}}$ .

Таблица 2.3.  
РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ \*

№ опыта	$h^{**}, \text{мм}$	$b^{***}, \text{мм}$	$A$	$B$	$l_{\max}, \text{мм}$	$u_{\text{оп}}, \text{м/с, по формуле (2.28)}$	$C, \text{ по формуле (2.21)}$	$l_t, \text{мм}$	$f_u(t)$	$\Delta l_t, \text{мм}$	$\delta l_t, \text{или } \delta l_t \%$
Выработка каналов											
Открытые условия, давление среды больше критического											
1			0,0318	0,00396	252	4,8	1,42				7,0
2			0,0315	0,00444	225	5,4	1,43				6,3
3			0,0350	0,00496	201	6,8	1,62				6,2
4			0,0352	0,00575	173	7,6	1,58				1,3
5			0,0321	0,00643	155	8,3	1,54				1,3
6			0,0331	0,00510			1,50				
10			0,1047	0,00928	108	13,3	1,50	185	0,87	199	13,8
11							1,50	153	0,72	164	5,8
13							1,50	155	0,70	114	0,9
14							1,50	120	0,70	114	5,0
15							1,50	121	0,70	114	6,1
16							1,50	119	0,70	96	19,3
Среднее значение											
											6,7
Закрытые условия, давление среды больше критического											
17			0,1030	0,00337	296	5,4	1,67				22,1
18			0,0700	0,00440	227	4,8	1,30				0,0
19			0,0666	0,00667	150	6,6	1,19				8,5
20			0,1000	0,01500	67						
21			0,1020	0,00820	122	7,8	1,10				15,4
Среднее значение (без опыта 20)											
			0,0853	0,00566			1,30				
22						5,9	1,30	145	0,67	124	14,4
23						7,7	1,30	69	0,58	72	4,3
24						6,7	1,30	77	0,58	83	7,8
25						9,0	1,30	73	0,58	60	17,8
26						10,2	1,30	60	0,58	53	11,6
27						7,1	1,30	68	0,58	78	14,7
Среднее значение											
											11,7
Открытые условия, давление среды меньше критического											
28			0,0128	0,00116	865	4,2	3,33				15,9
29			0,0188	0,00214	467	6,4	2,77				6,1
30			0,0222	0,00232	431	5,9	2,35				19,1
Среднее значение											
			0,0179	0,00187			2,8				13,7
31			0,0760	0,00360	278	7,6	2,0				
32			0,0730	0,00500	200	25,0	5,0				
Среднее значение											
			0,0745	0,00430			3,5				

Продолжение табл. 2.3

№ опыта	$h^{**}$ , мм	$b^{***}$ , мм	$A$	$B$	$l_{\max}$ , мм	$\mu_{\text{он}},$ м/с, по формуле (2.28)	$C$ , по формуле (2.21)	$l_t$ , мм	$f_0(t)$	$\Delta l_t$ , мм	$\delta l_{\max}$ или $\delta l_t$ , %
Закрытые условия, давление среды меньше критического											
34			0,0190	0,00320	312	5,4	1,96				13,2
35			0,0180	0,00340	294	6,3	2,17				21,6
36			0,0134	0,00271	369	4,4	1,88				10,6
37			0,0248	0,00279	358	4,2	1,38				23,1
38			0,0336	0,00330	302	4,8	1,33				27,6
39			0,0448	0,00685	146	7,9	1,53				11,1
Среднее значение			0,0256	0,00371			1,70				
44						7,7	1,70	85	0,73	120	41,1
45						7,7	1,70	160	0,73	175	9,4
46						6,7	1,70	145	0,73	139	4,1
47						9,0	1,70	100	0,73	101	1,0
48						9,0	1,70	162	0,73	130	19,9
Среднее значение											16,6
Выработка щели, давление среды меньше критического											
49	70	6	0,0240	0,0022	454	6,4					
50	70	6	0,0180	0,0021	476	6,4					
51	15	15	0,0110	0,0056	179	6,4					
52	60	6	0,00150	0,0031	323	—					
53	120	6	0,00060	0,0025	400	—					
54	15	15	0,0122	0,0070	143	—					
55	250	18	—	—	—	4,8		384			
56	15	15	—	—	—	4,8		327			

\* Для расчета  $C$ , согласно данным опытов 1—16, принимали значение коэффициента расхода, равное 0,83, как это было определено экспериментаторами. В остальных случаях — 0,89.

\*\* Высота щели.

\*\*\* Ширина щели.

Несколько быстрее вырабатывается канал в открытых условиях при отсутствии кавитации  $A_{\text{ср}}=0,0331$ . При давлении среды меньше критического скорость выработки канала еще больше возрастает. В закрытых условиях  $A_{\text{ср}}=0,0256$ , а в открытых условиях  $A_{\text{ср}}=0,0179$ . При перфорации в скважинах подобные благоприятные условия создать пока не удавалось, хотя стремление к этому может быть одним из направлений увеличения размеров канала.

Значения расчетных максимальных размеров глубины каналов, создаваемых в условиях опытов, определены с использованием найденного ранее  $B$  из зависимости (2.25). Они значительно отличаются от опытных значений, определяемых при проведении дорогостоящих длительных экспериментов, и более точны. Например, по данным опыта № 34 табл. 2.1 рассчитано по выражению (2.25)  $l_{\max}=302$  мм, тогда как авторы экспериментально (за время меньше 100 мин) определили его значение, равное 260 мм (ошибка 14%).

Для стали при  $\Delta P=15$  МПа определено  $l_{\max}=232$  мм, а по данным [116] — 172 мм за 140 мин (ошибка 26%). Занижение значения  $l_{\max}$  влечет за собой увеличение темпа роста выработки канала во времени и создает неправильное представление о возможностях процесса гидропескоструйной перфорации. Более точное определение  $l_{\max}$  по формуле (2.25) позволяет обоснованно подобрать режимы процесса.

Значение функции

$$f_0(t) \cong l_t/l_{\max} \quad (2.26)$$

рекомендуется [116] определять из экспериментальных данных. В этой работе представлены изображения функции  $f_0(t)$ , построенные по данным единичных опытов в открытых и закрытых условиях и давлении среды меньше критического (см. рис. 2.12, 3' и 4' б).

Значения функции  $f_0(t)$  можно рассчитать точнее и надежнее подстановкой выражения (2.23) и (2.25) в формулу (2.26) в таком виде:

$$f_0(t) = B_{\text{ср}}t / (A + B_{\text{ср}}t), \quad (2.27)$$

где  $B_{\text{ср}}$  — средние значения константы  $B$ , определяемые для заданных условий (табл. 2.3).

На рис. 2.12, а графически изображены расчетные и опытные значения  $f_0(t)$ , определенные впервые для открытых и закрытых условий при давлении среды больше критического для гидропескоструйной перфорации песчаника, цементного и искусственного камня. При определении  $B_{\text{ср}}$  для построения кривой не учитывались данные опыта № 20 (табл. 2.3), полученные при использовании мелкозернистого песка фракции 0,3...0,8 мм. Отметим хорошее совпадение расчетных и опытных данных.

Необходимо подчеркнуть большую разницу в скорости выработки канала для открытых и закрытых условий. Так, например, если за 30 мин вырабатывается 82% от максимальной глубины канала в открытых условиях, то в закрытых — только 67%. За 15 мин эта разница увеличивается еще больше, соответственно 70 и 49%. Отмеченную особенность выработки каналов необходимо учитывать при проектировании процесса. Время выработки канала в закрытых условиях должно составлять 40...60 мин, а не 20...30, как это считалось ранее [5, 105].

На рис. 2.12, б представлены кривые, построенные для давления среды меньше критического. Такие давления наблюдаются преимущественно при выработке каналов в стендовых условиях или в неглубоких, менее 200 м, скважинах. Здесь мы имеем обратную картину — значение функции  $f_0(t)$  в закрытых условиях больше, чем в открытых. По всей вероятности, это обусловлено особенностями кавитационного разрушения и связано с очень большими размерами абсолютных значений глубины канала в открытых условиях.

При обработке материалов опытов [5] по предложенной методике выявлено, что значение коэффициентов  $A$  и  $B$  в уравне-

нии (2.23) значительно отличается (табл. 2.2, для однородных материалов (сталь, мрамор) и материалов, состоящих из сцементированных частиц (песчаник, искусственный камень). Следовательно, механизм разрушения этих материалов различный. В первом случае преобладает эрозионное разрушение, во втором — нарушение сил сцепления между зернами, вследствие чего разрушение песчаника происходит быстрее. В дальнейшем полезно проверить, сохраняется ли подобная картина для выработки каналов при давлении среды больше критического.

Наконец, сопоставляя данные рис. 2.12, а и б, можем заметить, что значения функции  $f_0(t)$  в открытых условиях при давлении среды больше критического и в закрытых условиях при давлении среды меньше критического практически совпадают.

Самое медленное приближение к максимальной длине канала наблюдается в закрытых условиях при давлении среды больше критического. Внедрение в практику мероприятий, обеспечивающих переход к открытым условиям, наряду с известным эффектом увеличения длины канала, позволит сократить время перфорации для достижения того же значения  $L$  в три раза.

**Определение начальной скорости разрушения породы.** Начальная скорость разрушения породы струей с абразивом является одним из основных параметров, который характеризует свойства разрушаемой породы и струи, содержащей абразивный материал.

Значения  $u_{он}$ , приведенные в табл. 2.3, соответствуют абразивным свойствам водопесчаной струи по отношению к определенным видам разрушаемых пород, однако без учета их прочностных свойств. Для практических целей весьма интересно получить такую зависимость.

Уже упоминалось о результатах исследований А. К. Козодоя, А. А. Босенко [56], выполненных при давлении среды больше критического, которыми установлено наличие линейной связи (2.15) между критическим давлением разрушения и прочностью пород на сжатие.

Вычисление осевого критического давления струи авторы производили по формуле (2.12), полагая  $u_0 = u_{кр}$ , где  $u_{кр}$  — это скорость струи с абразивным материалом, которая по физическому смыслу соответствует  $u_{он}$ . Поэтому, приравняв формулы (2.15) и (2.12), определим

$$u_{он} = \sqrt{K\sigma_{сж}/1,5\rho}. \quad (2.28)$$

Для разрушения образцов пород и искусственного камня водопесчаными струями мы определили  $K=0,0018$ . Тогда формула (2.28) принимает такой вид:

$$u_{он} = 1,68 \sqrt{\sigma_{сж}}, \quad (2.29)$$

где  $\sigma_{сж}$ , МПа;  $u_{он}$ , м/с.

Однако при расчете параметров ГПП для перфорации пластов в разрезе скважин учитывать прочность породы значительно слож-

нее. Это вызвано отсутствием достаточного количества кернового материала и трудностью постановки экспериментов по определению  $\sigma_{сж}$  применительно к пластам каждой скважины, где предполагается проводить ГПП. Поэтому необходимо найти иной подход.

В работе [24] отмечается наличие корреляционной связи между прочностными и коллекторскими свойствами горных пород. Степень тесноты этой связи бывает различной, поскольку она зависит от типа и состава цементирующих веществ. Там же приводятся графики, иллюстрирующие это положение. На рис. 2.14

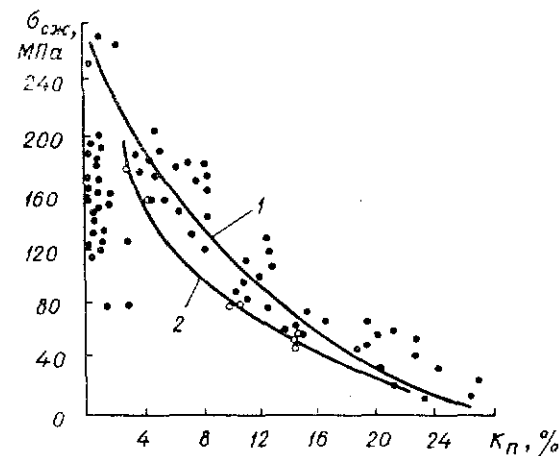


Рис. 2.14. Зависимость прочности пород на одноосное сжатие от пористости пород:  
1 — согласно работе [24]; 2 — для пород Предкарпатья.

представлены зависимости прочности породы на одноосное сжатие от ее пористости.

Заключение о пористости коллекторов, которая является одним из основных и наиболее обоснованных параметров, характеризующих продуктивные пласты, представляется по всем пластам разреза, поэтому получить такие данные весьма легко.

Располагая зависимостью прочности породы от ее пористости, легко определить параметры процесса применительно к разным продуктивным пластам разреза данной скважины. Например, пусть необходимо провести ГПП песчаника продуктивных отложений Внутренней зоны Предкарпатского прогиба, характеризующегося в одном интервале пористостью 16%, в другом — 10%. Соответственно определим значение  $\sigma_{сж}=50$  МПа и  $\sigma_{сж}=100$  МПа, которым соответствует  $u_{он}=5,4$  и  $u_{он}=10,8$  м/с. Используя эти данные для расчета глубины канала, можно рационально построить технологию процесса, например увеличить перепад давления на насадке или время выработки канала в более прочной породе.

**Расчет глубины каналов, вырабатываемых ГПП.** Для уточнения значений константы  $C$  используем результаты экспериментов

табл. 2.2 и зависимость (2.21), в которой теперь известны все остальные значения. В табл. 2.3 приведены результаты расчетов значений  $u_{оп}$  по формуле (2.29) и  $C$  по преобразованной зависимости (2.21) для рассматриваемых опытов. Определим значение  $C_{ср}$ , которое используем для прогнозных расчетов длины канала. Среднее значение константы  $C_{ср}$ , характеризующей здесь качество абразивного материала и наличие металлической преграды, а также влияние давления среды, с изменением последнего значительно отличается.

Таким образом можно определить все исходные значения для расчета длины канала по зависимости (2.22). Большой практический интерес представляет оценка погрешности расчета ожидаемой максимальной длины канала или выработанной за определенное время перфорации при описанной подготовке исходных данных для расчета.

Относительную погрешность расчета максимальной глубины канала (в %) определяли из такого соотношения:

$$\delta l_{\max} = (l_{\max} - \hat{l}_{\max}) 100 / l_{\max} = (C - C_{ср}) 100 / C, \quad (2.30)$$

где  $l_{\max}$  определяют из выражения (2.25);  $\hat{l}_{\max}$  — из формулы (2.21) при  $C = C_{ср}$ .

Относительную погрешность расчета глубины канала, вырабатываемого за определенное время, можно рассчитать из той же зависимости, подставив вместо  $l_{\max}$  значение  $l_t$ , замеренное в образце (см. табл. 2.1), а вместо  $\hat{l}_{\max}$  — значение  $\hat{l}_t$ , рассчитанное по зависимости (2.22) при  $C = C_{ср}$ . Значения  $f_0(t)$  определяют из рис. 2.12.

Из приведенных в табл. 2.3 данных видно, что средняя относительная погрешность расчета глубины канала по зависимости (2.22) с применением изложенного подхода определения исходных данных при открытых условиях перфорации и давления среды больше критического составляет 6,7%, а при закрытых соответственно 11,7%. Следовательно, изложенная методика позволяет проектировать режимы выработки каналов.

Кроме этого, впервые появилась возможность определить глубину канала при одинаковых параметрах процесса и различных условиях работы струи, а также в зависимости от прочности породы и параметров процесса при неизменных условиях.

В табл. 2.4. приведены результаты расчета изменения глубины канала в зависимости от условий работы струи для пород средней прочности. Из данных таблицы видно, что максимальная глубина канала, выработанного в открытых условиях при давлении среды меньше критического, примерно в два раза больше, чем в закрытых условиях, и давлении среды больше критического. В результате создания открытых условий максимальной глубина канала при давлении больше критического может быть увеличена всего на 15%. Однако в реальных условиях перфорации скважины время выработки практически не может превышать 30...60 мин (в осо-

бых случаях 100 мин). Поскольку скорость выработки канала в открытых условиях выше, чем в закрытых, различие глубины канала за указанное время значительно больше и достигает 40%. Если время перфорации составляет 20 мин и меньше, эта разница будет еще больше — 50%. Поэтому преднамеренное изменение условий выработки канала, заключающееся в искусственном создании открытых условий, является реальным резервом увеличения глубины канала.

Таблица 2.4  
ИЗМЕНЕНИЕ ГЛУБИНЫ КАНАЛА В ЗАВИСИМОСТИ  
ОТ УСЛОВИЙ РАБОТЫ СТРУИ \*

$t$ , мин	Открытые условия				Закрытые условия			
	$C$	$f_0(t)$	$l_t$ , мм	$l_{t\text{от}}$	$C$	$f_0(t)$	$l_t$ , мм	$l_{t\text{от}}$
Давление среды меньше критического								
20	2,8	0,68	228	2,6**	1,7	0,73	150	1,7
30	2,8	0,78	265	2,5	1,7	0,81	167	1,6
60	2,8	0,86	292	2,5	1,7	0,90	186	1,6
100	2,8	0,92	314	2,3	1,7	0,94	195	1,4
∞	2,8	0	342	2,1	1,7	1	208	1,3
Давление среды больше критического								
20	1,5	0,75	136	1,5	1,3	0,58	89	1
30	1,5	0,82	149	1,4	1,3	0,67	105	1
60	1,5	0,90	164	1,4	1,3	0,75	118	1
100	1,5	0,94	172	1,3	1,3	0,87	137	1
∞	1,5	1	183	1,1	1,3	1	159	1

\* Условия расчета:  $d_0 = 45$  мм;  $\Delta P = 30$  МПа;  $\mu = 0,89$ ;  $u_c = 214$  м/с;  $\sigma_{сж} = 50$  МПа;  $u_{оп} = 7,8$  м/с.

\*\* Значение  $l_{t\text{от}}$  определяется как отношение любой  $l_{t\text{р}}$  к  $l_t$ , рассчитанному для закрытых условий при давлении больше критического.

Детальные исследования влияния размера отверстия в обсадной колонне на глубину выработки рассмотрены в работах [27, 67, 107]. Установлено, что, если площадь сечения отверстия в обсадной колонне в 30 и более раз больше сечения насадки, условия выработки канала мало отличаются от открытых.

Уместно напомнить, что опыты [27, 67] проведены при давлении среды меньше критического. Двухкратное увеличение глубины щели по сравнению с глубиной канала наблюдалось именно в этих условиях.

Искусственное создание открытых условий при давлении среды меньше критического может дать, согласно табл. 2.4, увеличение глубины канала, вырабатываемого за 30...60 мин, на 250%. Это направление работы целесообразно развивать.

При перфорации в скважинах, когда давление среды больше критического, глубина щелевой выработки будет в 1,5 раза больше

глубины канала, вырабатываемого в закрытых условиях, если пренебрегать явлениями хрупкого разрушения на стенках щели.

Наряду с глубиной канала представляет практический интерес определение его поперечного размера. В качестве такого размера может быть принят условный диаметр канала в породе при условии, что форма его соответствует изображенной на рис. 2.5.

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что с увеличением глубины канала возрастает его диаметр. После обработки данных, приведенных в табл. 2.1, методом наименьших квадратов получены эмпирические зависимости условного диаметра канала в породе от глубины канала для открытых и закрытых условий в виде:

$$\begin{aligned} D_{\text{н}} &= 11,5 + 0,26 l_t; \\ D_{\text{н}} &= -5,8 + 0,53 l_t, \end{aligned} \quad (2.31)$$

где  $D_{\text{н}}$  — диаметр канала в породе, мм;  $l_t$  — глубина канала, мм.

Относительная погрешность прогнозирования условного диаметра канала составляет не более 15%, поэтому приведенные зависимости можно использовать для практических расчетов.

## 2.4. Газогидропескоструйная перфорация

*Представление о механизме выработки каналов и методики расчета их глубины.* Одно из перспективных направлений увеличения глубины выработки канала при гидропескоструйной перфорации — добавление в струю газовой фазы. Параметром, характеризующим свойства струи жидкости с газом, является газосодержание  $\psi$ , представляющее собой отношение

$$\Psi = (V_{\text{г}}/P_{\text{ср}}) / [V_{\text{ж}} + (V_{\text{г}}/P_{\text{ср}})], \quad (2.32)$$

где  $V_{\text{г}}$  — объем газа в нормальных условиях;  $V_{\text{ж}}$  — объем жидкости;  $P_{\text{ср}}$  — давление среды, в которую истекает струя.

Между газосодержанием и газовым числом  $G$ , которое является отношением объема газа в нормальных условиях к объему жидкости, существует зависимость

$$G = \frac{\Psi}{1 - \Psi} (P_{\text{ср}}/P_0), \quad (2.33)$$

где  $P_0$  — атмосферное давление.

Исследованиями В. А. Киреева, Ю. Н. Васильева, А. Е. Корнилова [54] раскрыты основы механизма процесса. Установлено, что при добавлении газа в струю жидкости увеличивается начальная скорость струи и более медленно снижается скорость струи по мере удаления от насадки.

На основе обработки экспериментальных данных [54] изменения начальной скорости струи с ростом газосодержания  $0,1 \leq \psi \leq$

$\leq 0,5$  мы получили зависимость, действительную в указанных пределах изменения газосодержания

$$u_{0 \text{ ГЖС}} = (1,15 + 1,85\psi) u_0, \quad (2.34)$$

где  $u_{0 \text{ ГЖС}}$  — начальная скорость газожидкостной смеси (ГЖС);  $u_0$  — начальная скорость жидкости, входящей в состав ГЖС. Например, при  $\psi = 0,2$   $u_{0 \text{ ГЖС}} = 1,52 u_0$ , а при  $\psi = 0,35$   $u_{0 \text{ ГЖС}} = 1,8 u_0$ , т. е. скорость движения газожидкостной смеси значительно больше скорости жидкости, входящей в ее состав.

С ростом газосодержания в исследованных пределах улучшается качество струи. Это отражается на численном значении коэффициента структуры струи. Так, при  $\psi = 0,2$  коэффициент структуры газожидкостной струи уменьшается в 1,5 раза, а при  $\psi = 0,35$  — в 1,75 раза по сравнению с начальным (при  $\psi = 0$ ). Улучшение качества струи объясняется выделением газа из нее. При этом уменьшается массообмен между струей и средой, в которую происходит истечение.

Проследим изменение скорости струи с ростом газосодержания и по мере удаления от насадки. Так, на расстоянии  $x/d_0 = 20$  при  $\psi = 0,2$  и  $0,35$  соответственно  $u_{0 \text{ ГЖС}} = 1,32$  и  $1,71 u_x$ . При увеличении расстояния от насадки  $x/d_0 = 30$  это различие возрастает  $u_{0 \text{ ГЖС}} = 2,0$  и  $2,5 u_x$ . Следовательно, скорость газожидкостной струи с удалением от насадки остается большей, чем скорость жидкости, и тем больше, чем выше газосодержание.

Еще один эксперимент, описанный в работе [54], дает весьма интересные сведения о скоростях газожидкостной смеси и жидкости. Так, при  $\psi = 0,35$   $u_{0 \text{ ГЖС}}$  примерно в 1,9 раза выше  $u_0$ . При этом около одной трети роста начальной скорости струи происходит в результате увеличения объема флюидов, а остальное — за счет энергии расширяющегося газа.

Перепад давления на насадках при истечении газожидкостной смеси  $\psi = 0,35$  увеличивается примерно на 12%. Если начальную скорость жидкости рассчитать по формуле (2.11) при таком перепаде давления, то она оказывается завышенной всего на 4%. Поэтому при расчетах начальной скорости жидкости с небольшой погрешностью можно использовать значения перепада давления, замеренные при истечении газожидкостной смеси.

Увеличение скорости газожидкостной смеси по сравнению со скоростью жидкости вызывает рост кинетической энергии струи. Поскольку выработка канала происходит за счет кинетической энергии струи, несущей абразивный материал, при этом увеличивается глубина выработки канала. Следовательно, механизм выработки каналов струями высокого давления и при наличии газовой фазы с абразивным материалом остается неизменным.

Исследования выработки канала газожидкостными струями, содержащими абразивный материал, также выполняли Ю. Д. Качмар, Е. В. Рыбчак [53, 89]. Результаты этих опытов и экспериментов [54] приведены в табл. 2.5. Эксперименты проводили при газосодержаниях  $0,14 \leq \psi \leq 0,50$ , диаметрах насадки  $2,3 \leq d_0 \leq 6,0$  мм.

Размер частиц песка в опыте № 57, в котором  $d_0=2,3$ , составлял 0,3...0,8 мм, а в остальных опытах 0,8...1,2 мм. Перепад давления на насадках изменялся в пределах 11...29 МПа. Давление среды во всех опытах было больше критического, условия выработки каналов — закрытыми.

Выработка каналов газожидкостными струями с песком во времени происходит с замедлением, как и выработка жидкостно-песчаными струями. После обработки опытных данных по методике, изложенной в § 2.3, определены угловые коэффициенты

Таблица 2.5

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБРАБОТКИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ (Табл. 2.1)  
ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

№ опыта	$\psi$	$u_0$	$u_{0\text{гж.с.}}$	A	B	$l_{\text{max}}$ , мм	$u_{\text{ою}}$ , м/с	C	$l_t$ , мм	$f_0(t)$	$l_t$ , мм	$\delta_{l_t}$ макс или $\delta_{l_t}$ , %
57	0,3	175	298	0,0920	0,0062	161	5,5	1,32	—	—	—	15,0
58	0,32	178	303	0,0880	0,0053	189	8,4	1,20	—	—	—	5,0
59	0,32	154	268	0,0940	0,0055	182	7,8	0,90	—	—	—	26,5
			Сред- нее значе- ние	0,0910	0,0057			1,14				
60	0,24	178	284	—	—	—	8,4	1,14	97	0,55	93,1	4,1
61	0,24	198	314	—	—	—	8,4	1,14	108	0,55	102,6	5,0
62	0,24	213	340	—	—	—	8,4	1,14	130	0,55	111,2	22,0
63	0,14	178	250	—	—	—	8,4	1,14	83	0,55	79,8	3,8
64	0,30	178	303	—	—	—	8,4	1,14	102	0,55	100,0	2,2
65	0,50	178	366	—	—	—	8,4	1,14	116	0,55	119,7	3,2
66	0,18	131	196	—	—	—	6,2	1,14	110	0,55	115,0	4,5
67	0,26	154	212	—	—	—	7,8	1,14	120	0,55	125,4	4,5
									Среднее значение			8,9

прямых, характеризующие рост канала во времени. Конечно, весьма интересно сопоставить значения угловых коэффициентов в параллельных опытах № 20 и № 57, № 21 и № 59 (см. табл. 2.3 и 2.5) без газовой фазы и с ее добавлением. Значения угловых коэффициентов с газовой фазой 0,092...0,094 и меньше таковых в соответственных опытах без газа 0,102...0,100. Таким образом, выработка канала в закрытых условиях при наличии газовой фазы происходит несколько быстрее. Сравнение же средних значений (см. табл. 2.3) угловых коэффициентов по всем опытам, проведенным в разных условиях, не подтверждает выявленной тенденции, и не соответствует физической картине процессов. Эти значения, несомненно, будут уточнены в будущем при накоплении большего количества опытных данных.

Используя зависимость (2.27) и данные табл. 2.5, можно рассчитать значения функции  $f_0(t)$  при выработке каналов газожидкостной смесью с песком. Эти значения равны при  $t=20$  мин  $f_0(20)=0,55$  и при  $t=40$  мин  $f_0(40)=0,71$ , т. е. они мало отли-

чаются от значений функции времени при выработке каналов жидкостно-песчаными струями без газовой фазы (см. рис. 2.12). Поэтому до получения экспериментальных данных для расчета значений  $f_0(t)$  в открытых условиях при выработке каналов газожидкостными струями с песком можно считать допустимым использовать значения функции, рассчитанные при выработке каналов гидropескоструйной перфорацией.

Среднее значение коэффициента  $C=1,14$  при газогидропескоструйной перфорации оказалось меньшим, чем при гидropескоструйной перфорации  $C=1,3$ . Это, очевидно, обусловлено несколько большим различием относительных скоростей песчинок и газожидкостной струи, чем песчинок и струи жидкости.

Поскольку механизм выработки каналов жидкостно-песчаными струями после добавления газовой фазы не изменился, считаем возможным расчет глубины канала осуществлять по формулам (2.21) и (2.22), подставив вместо  $u_0$  значение  $u_{0\text{гж.с.}}$ , определяемое из зависимости (2.34). Результаты расчетов  $l_t$  и  $l_{\text{max}}$  приведены в табл. 2.5.

Расчеты показали, что средняя относительная погрешность прогнозирования глубины канала при различных параметрах процесса составляет 8,9%. Поэтому изложенная методика расчета глубины каналов, вырабатываемых газожидкостной струей с песком, может быть рекомендована для проектирования процесса.

Располагая методиками расчета глубины каналов гидropескоструйной перфорации с газовой фазой и без нее, можем оценить рост глубины каналов в результате добавления газовой фазы при прочих равных условиях.

Расчеты показали, что при выработке каналов в породе прочностью на сжатие 50 МПа и перепаде давления на насадках 30 МПа глубина канала при газосодержаниях 0,2; 0,35 и 0,5 увеличится соответственно в 1,41; 1,67 и 1,93 раза. Следовательно, добавление газовой фазы в жидкостно-песчаную струю существенно увеличивает глубину выработки.

Нами предложен также другой подход к оценке влияния основных параметров, основанный на применении теории статистического планирования эксперимента с целью обработки накопленных опытных данных.

Уровни варьирования факторов газосодержания  $X_1$ , перепада давления на насадках  $X_2$  и времени выработки канала  $X_3$  (табл. 2.6) устанавливались исходя из условий обработки и технологических возможностей оборудования. Газосодержание изменяется от нуля до единицы. Соответственно  $-1 \leq X_1 \leq +7,3$ . Изменение фактора  $-1 \leq X_2 \leq +1$  соответствует изменению  $20 \leq \Delta P \leq 30$  МПа в пределах технических возможностей оборудования. По данным предварительных экспериментов,  $-1 \leq X_3 \leq +7$ , ибо наименьшая продолжительность выработки канала принимается не менее 20 мин, а наибольшая 100 мин.

Матрица экспериментов составлена на основе опытов по выработке каналов в образцах прочностью на сжатие 50...60 МПа



через насадки диаметром 4,5 мм при концентрации песка 40... 50 кг/м<sup>3</sup>. Давление среды поддерживали в пределах 6,0... 20,0 МПа, т. е. в той области, где изменение его практически не влияет на глубину выработки. Таким образом, подобранные параметры соответствуют условиям, встречающимся при проведении промысловых работ в глубоких скважинах.

Уравнение регрессии имеет такой вид:

$$l_t = 111,5 + 12 X_1 + 18,6 X_2 + 15,6 X_3, \quad (2.35)$$

где  $l_t$  — глубина канала, мм.

Таблица 2.6

УРОВНИ ВАРЬИРОВАНИЯ ФАКТОРОВ

Уровни факторов	Код	Газосодержание, $\psi$	Перепад давления $\Delta P$ , МПа	Время выработки канала $t$ , мин.
Верхний	+1	0,24	30	40
Средний	0	0,12	25	30
Нижний	-1	0	20	20
Шаг		0,12	5	10
Формулы кодирования		$X_1 = \frac{\psi - 0,12}{0,12}$	$X_2 = \frac{\Delta P - 25}{5}$	$X_3 = \frac{t - 30}{10}$

Сравнение опытных данных при значениях факторов и расчетных по уравнению регрессии показало, что относительная ошибка прогноза не превышает 20%.

Например, для проведения гидропескоструйной перфорации через две насадки диаметром 4,5 мм расходом жидкости 6 л/с при глубине скважины 3000 м для обеспечения  $X_1 = 2,3$  ( $\psi = 0,4$ ) необходимо обеспечить расход газа 50 м<sup>3</sup>/мин при давлении на устье 30 МПа. При этом перепад давления на насадках составит 27,5 МПа при  $X_2 = +0,5$ . В настоящее время нефтяная промышленность не располагает компрессорами или азотными газификационными установками с такими параметрами.

Полученную модель можно использовать для прогнозной оценки влияния исследованных факторов на глубину канала. На первый взгляд кажется, что проще всего увеличивать перепад давления на насадке  $X_2$  и длительность перфорации  $X_3$ , т. е. факторы, имеющие наибольший вклад в рост глубины канала. Однако ситуация сложнее, если учитывать технологические возможности оборудования.

Оценим влияние изменения отдельных факторов на рост глубины канала при проведении процесса в промысловых условиях. За базу сравнения принимаем экспериментальную точку  $\psi = 0$ ,  $\Delta P = 20$  МПа,  $t = 40$  мин,  $l_t = 96,5$  мм ( $-1, -1, +1$ ), которая соответствует обычно используемому режиму выработки канала без газовой фазы в глубоких скважинах.

Добавление газовой фазы  $\psi = 0,48$  ( $X_1 = +3$ ) позволит увеличить длину канала при прочих равных условиях до 132,5 мм

(37%), а при совместном росте всех параметров ( $+3, +1, +3$ ) до 182,3 мм (89%), что практически совпадает с прогнозным ростом глубины канала при тех же параметрах по формуле (2.22). Из этого следует, что исследование модели также позволяет оценить ожидаемое увеличение длины канала при изменении параметров процесса.

Полезность полученной модели процесса и методики расчета заключается и в том, что их можно использовать для обоснования параметров азотных установок высокой производительности, обеспечивающих проведение исследуемого процесса в глубоких скважинах.

Вместе с тем отметим целесообразность проведения дополнительных экспериментов, например при  $\Delta P = 30$  МПа и диаметре насадки 6 мм, для получения более полной модели процесса, с целью обеспечения возможности обоснования технологических параметров его в иных условиях.

Таким образом, впервые получены зависимости для оценки влияния газосодержания и других параметров процесса на глубину выработки канала при газогидропескоструйной перфорации, которые рекомендуются для выбора параметров при проектировании процесса.

Наряду с возможностью увеличения глубины канала при газогидропескоструйной перфорации возникает еще ряд преимуществ по сравнению с обыкновенной гидропескоструйной перфорацией. При проведении процесса создается дополнительный перепад давления на насадках в результате разности плотностей газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве, увеличивающийся с ростом глубины скважины. Например, при глубине скважины 2000 м и газовом числе 40 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> дополнительный перепад давления составит 2 МПа, а при  $G = 80$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> — 3 МПа. Следовательно, при добавлении азота имеются реальные возможности увеличения предельной глубины гидроперфорации в результате компенсации возрастающих с глубиной гидравлических потерь в трубах.

При применении гидроперфорации с азотом в скважине создается давление меньше гидростатического. В условиях рассмотренного примера различие между давлением в затрубном пространстве и гидростатическим составит соответственно 2,5 и 5 МПа. Благодаря этому исключается загрязнение перфорационных каналов и проникновение в пласт инородных жидкостей при вскрытии объектов с пониженным пластовым давлением.

Наконец, при газогидропескоструйной перфорации можно сочетать вскрытие с вызовом притока и осуществлять дренирование пластов. Наличие газопровывлений способствует еще большему разгазированию столба в затрубном пространстве и, следовательно, стимулирует процесс.

*Расчет параметров процесса газогидропескоструйной перфорации.* Изложенная методика дает возможность определить основные параметры процесса — газосодержание, диаметр насадки и

перепад давления на ней, время выработки каналов в породах различной прочности. Концентрация песка принимается в пределах 40...60 кг/м<sup>3</sup>. Для проведения процесса в скважине заданной глубины и диаметра необходимо определить потери давления при движении определенных расходов жидкости и газа, т. е. газожидкостной смеси с песком по НКТ заданного диаметра, и на этой основе рассчитать ожидаемое давление на устье и количество необходимой техники. Можно также решать и обратную задачу — определение перепада давления на насадках и при

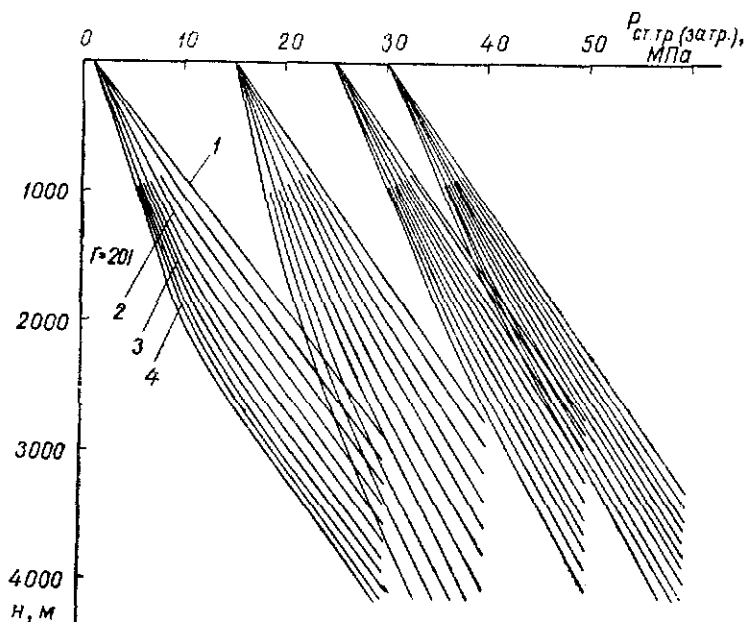


Рис. 2.15. Распределение давления в НКТ и затрубном пространстве при движении азото-водяной смеси для  $q_{ж}=6$  л/с.  $P_y=1,0$  МПа для затрубного пространства;  $P_y=15,0; 25,0; 30,0$  МПа для НКТ при  $G$ :  
1 — 1; 2 — 61; 3 — 121; 4 — 181 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

заданном давлении на устье. Первая попытка решения этой задачи изложена в работе Ю. Д. Качмара, Д. А. Егера и Е. В. Рыбачака [48].

Для этого построены графики (рис. 2.15) распределения давления гидростатического столба газожидкостной смеси в НКТ и затрубном пространстве при постоянном расходе жидкости, различных газовых числах смеси и длине НКТ, давлениях на устье 15, 25 и 30 МПа и на затрубном пространстве 1,0 МПа. При увеличении глубины скважины больше 1000 м и снижении газового числа (изменяется от 1 до 200) происходит их выполаживание. Это обусловлено поведением газовой фазы при изменении газового числа и давления.

На рис. 2.16 представлены графики изменения расхода азота с ростом глубины при различных газосодержаниях. Так, для обеспечения  $\psi=0,3$  при расходе жидкости 6 л/с и перфорации на глубине 2000 м необходим расход газа 24 м<sup>3</sup>/мин, а на глубине 3000 м — 36 м<sup>3</sup>/мин. Следовательно, для поддержания постоянного газосодержания с увеличением глубины скважины необходимо повышать расход газа.

Рассмотрим пример расчета параметров процесса перфорации на глубине 2000 м при газосодержании 0,2, расходе жидкости

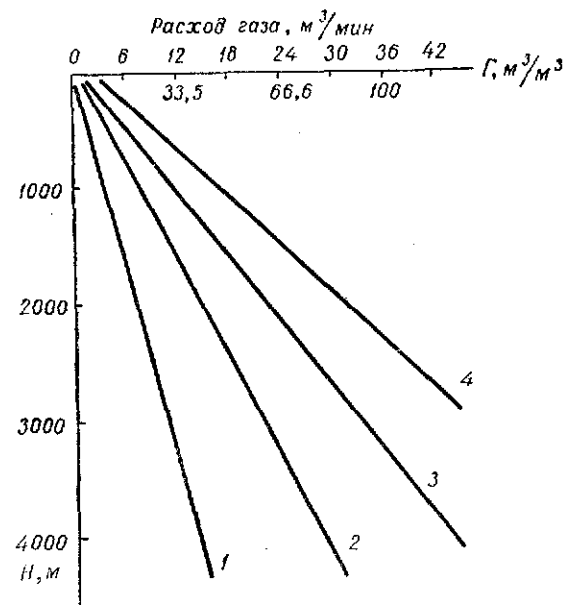


Рис. 2.16. Зависимость расхода газа от глубины для обеспечения заданных значений при газосодержании  $\psi$ :  
1 — 0,1; 2 — 0,2; 3 — 0,3; 4 — 0,4.

6 л/с, диаметре насадок 4,5 мм, давлении на устье 30 МПа. Время выработки каналов принято 60 мин, количество установок аппарата с двумя насадками — 10. Скважина оборудована 146-миллиметровой эксплуатационной колонной и 73-миллиметровыми трубами.

Из рис. 2.16 необходимо определить необходимый расход азота для выработки каналов при заданных условиях — 16 м<sup>3</sup>/мин и газовое число 45 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Перепад давления на насадках определим из такой зависимости:

$$\Delta P = (P_y + P_{ст.тр} - P_{ст.затр} - \Delta P_{тр} - P_{затр})\beta, \quad (2.36)$$

где  $\beta$  — коэффициент, учитывающий уменьшение перепада давления на насадках в результате увеличения гидравлических по-

тер в связи с наличием песка в смеси, его принимают равным 1,15;  $P_y$  — давление на устье;  $P_{ст.тр}$ ,  $P_{ст.затр}$  — давление гидростатического столба смеси в трубах и затрубном пространстве, определяют из рис. 2.15;  $\Delta P_{тр}$  — общие потери давления на трение в трубах и затрубном пространстве, определяют из рис. 2.17;  $P_{затр}$  — затрубное давление при проведении процесса, принимают равным 1,0 МПа.

Перепад давления на насадке можно записать так:

$$\Delta P = (30 + 19 - 17,5 - 8 - 1) = 22,5 \text{ МПа.}$$

Количество газообразного азота для выработки каналов азотогидропескоструйным столбом каналов можно определить из зависимости

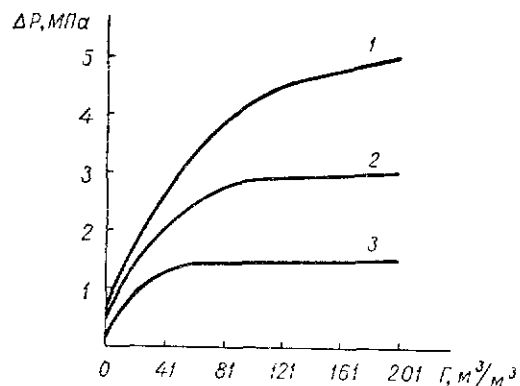


Рис. 2.17. Зависимость потерь давления в трубах 73 мм и затрубном пространстве между 73-миллиметровой НКГ и 146-миллиметровой колонной для заданной глубины спуска НКТ:

1 — 3000; 2 — 2000; 3 — 1000 м.

$$V_a = q_a n t N + V_{скв} [\Psi / (1 - \Psi)] (P_{ср} / P_0), \quad (2.37)$$

где  $V_a$  — объем азота, м³;  $n$  — количество агрегатов АГУ при производительности  $q_a$ , м³/мин, шт;  $N$  — количество установок аппарата;  $V_{скв}$  — объем скважины, м³;  $t$  — длительность выработки каналов, мин.

Для условий рассмотренного примера при  $d_0 = 4,5$  мм,  $t = 60$  мин,  $N = 10$  объем азота составит около 12 тыс. м³. Для проведения работ необходимы два агрегата 4АН-700 и три АГУ 6000-500/200.

При работе по закольцованной схеме потребный объем жидкости составит примерно два объема скважины — 50 м³.

Определим перепад давления на насадках при газогидропескоструйной перфорации в скважине глубиной 4000 м при прочих равных условиях. Для обеспечения газосодержания, равного 0,2, необходимо поддерживать расход газа 32 м³/мин и газовое число 86 м³/м³. При этом может быть обеспечен перепад давления на насадках только 12 МПа. Следовательно, для эффективного осуществления газогидропескоструйной перфорации необходимо увеличить давление на устье скважины хотя бы на 15 МПа, т. е. оно составит около 45 МПа. Тогда перепад давления на насадках увеличится примерно до 25 МПа, т. е. можно рассчитывать на усиленную выработку канала достаточной глубины.

Следовательно, для реализации процесса в скважинах глубиной 4000 м необходимы азотные газификационные установки, работающие при давлении 50 МПа с расходом газа 30 м³/мин.

Промышленность некоторых стран производит установки с параметрами 70 МПа и 54 м³/мин и более высокими.

*Опыт применения азотогидропескоструйной перфорации.* Для проведения процесса в промысловых условиях потребовалось разработать [53] схему обвязки оборудования и технологию работ. На рис. 2.18 представлена схема обвязки оборудования, отличительными элементами которой по сравнению с гидропескоструйной перфорацией являются наличие обратного клапана, устанавливаемого в НКТ на глубине, несколько большей интервала перфора-

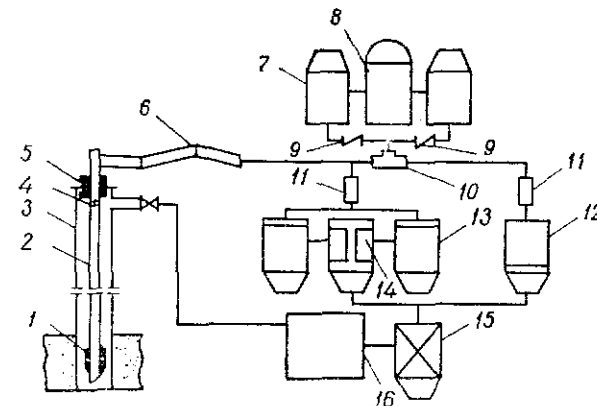


Рис. 2.18. Схема обвязки оборудования при азотогидропескоструйной перфорации.

ции, устьевое сальника, эжектора для повышения давления газожидкостной смеси и азотных установок с электростанцией. Устьевой сальник служит для направления газожидкостного потока из затрубного пространства в емкость или амбар. Конструкция устьевого сальника обеспечивает прохождение через него муфт НКТ при спуско-подъемных операциях и контакт с телом трубы при выработке каналов или промывке.

Процесс осуществляется в такой последовательности. Сначала производится промывка скважины азотожидкостной смесью через НКТ 2 (рис. 2.18), гидропескоструйный аппарат 1 и затрубное пространство 3.

В скважину одновременно закачивают агрегатами 13 жидкость и азотными установками 7 — азот. Плотность азотожидкостной смеси, подаваемой в скважину, зависит от газового числа, которое регулируется изменением расхода жидкости. После замены жидкости в скважине на газожидкостную смесь в нее добавляют песок и только тогда приступают к перфорации. Вспомогательный агрегат 15 служит для подачи рабочей жидкости из емкости 16 на пескосмесительную машину 14. После смешения жидкости с песком в лопастной мешалке пескосмесителя 14 рабочая жидкость направляется через оборудование устья скважины, включающее в себя напорную линию 6, собранную на шарнирных

коленах, устьевую головку и устьевой сальник 5 в насосно-компрессорные трубы 2 и собственно перфоратор 1. Наличие шарнирных соединений в наземных трубопроводах позволяет приподнимать гидропескоструйный перфоратор, не прекращая подачи жидкостнопесчаной смеси, только снизив давление закачки ее в скважину.

Одновременно азотными установками 7, которые питаются от электростанции 8, подается азот в эжектор 10, в котором давление азота повышается от 22 до 35 МПа благодаря подаче жидкости с высоконапорной стороны эжектора агрегатом 12 при давлении 45 МПа. В напорной линии 6 азотожидкостная смесь смешивается с жидкостно-песчаной смесью и попадает в НКТ, проходит обратный клапан 4 и поступает в гидропескоструйный аппарат. При перепаде давления 15...20 МПа происходит разрушение колонны 3 и прилегающих пород. После перфорации в нескольких интервалах приходится приподнимать аппарат выше, выбрасывая при этом одну или несколько НКТ. Наличие в верхней части НКТ обратного клапана 4 позволяет проводить эти операции, не снижая давления в системе. После завершения процесса выработки каналов в соответствии с программой работ производится промывка скважины жидкостью и подъем НКТ для выброса обратного клапана. Затем скважина может быть введена в эксплуатацию.

Первая промысловая работа по азотогидропескоструйной перфорации выполнена в скв. 21 Битковского месторождения при возврате на вышележащий горизонт менилитовой залежи в интервале 1810...1720 м, зацементированном и обсаженном колоннами 146 и 219 мм. Пластовое давление на глубине 1800 м — 14,0 МПа. На глубине 2079 м имелся цементный мост. Продуктивный горизонт в интервале 1810...1710 м был вскрыт перфоратором ПК 103 плотностью 10 отв. на 1 пог. м. Для улучшения притока проведена кислотная обработка и применен метод переменных давлений. Прослеживанием уровня на глубине 1514...1350 м в мае 1971 г. установлен средний рост его около 1,3 м/ч.

Для улучшения связи скважины с пластом проведена гидропескоструйная перфорация плотностью одно отверстие на 1 пог. м с применением в качестве рабочей жидкости воды, обработанной 0,2% дисольвана. После освоения газом высокого давления в июле 1971 г. прослеживали уровень в интервале 1537...1467 м. Рост уровня составлял 1,1 м/ч. В апреле 1972 г. проведена гидроперфорация с азотом перфоратором АП-6 с двумя 6-миллиметровыми в интервалах 1810...1800, 1796...1788, 1782...1777 и 1726...1720 м. В качестве рабочей жидкости применяли сточные воды. Плотность перфорации составила два отверстия на 1 пог. м. Предварительно производили привязку гидроперфоратора к продуктивным пластам с применением нейтронного гамма-каротажа. Система подачи жидкости была закольцована.

В скважине осуществили последовательно десять установок аппарата по 30...35 мин выработки каналов. Расход жидкости

при перфорации составлял 0,4 м³/мин и увеличивался по мере разведения насадок до 0,71 м³/мин, а расход азота был постоянным, около 6 м³/мин, концентрация песка 40 кг/м³ жидкости.

Давление на установках АГУ-8К 17...22 МПа, на входе в эжектор 45...50 МПа и на устье скважины 24...32 МПа. Через эжектор подавали жидкость без песка. Расчетный перепад давления на насадках 20...30 МПа с учетом дополнительного перепада за счет различия плотностей в НКТ и затрубном пространстве. Расчетная депрессия на пласт в период резки 1...2 МПа.

Необходимо отметить активную эрозию насадок. После 14 резок перепад давления на том же режиме снизился с 21 до 14 МПа, вследствие чего пришлось извлечь перфоратор для замены насадок. После повторного спуска перфоратора провели еще 11 его установок и приступили к снижению уровня азотом.

В процессе перфорации наблюдали появление нефти в емкости, куда проводили сброс жидкости из затрубного пространства. После ГПП с азотом значительно улучшилась связь скважины с пластом, что подтверждает результаты стендовых испытаний о больших возможностях этого метода. Прослеживанием уровня в интервале 1440...1350 м определена скорость его роста более 2 м/ч, что примерно в два раза выше начального.

Таким образом, разработана технология и оборудование для непрерывной гидропескоструйной перфорации с азотом с применением отечественных азотных газификационных установок (АГУ) при условии одновременного вызова притока из пласта и успешно проведен первый промысловый эксперимент. Кроме того, проведены азотогидропескоструйные перфорации в скважинах 306 Б, 662 Б и 553 Б.

В скважине 553 Б проводили перфорацию с целью дополнительного вскрытия в интервале 2124,8...2108,8 м аппаратом АП-6 с двумя насадками диаметром 4,5 мм. Плотность перфорации два отверстия на 1 пог. м. В качестве рабочей жидкости применяли водный 0,01%-ный раствор полиакриламида. Процесс проходил при расходе жидкости 0,45 м³/мин, азота 10 м³/мин, концентрации песка 40 кг/м³, давлении газожидкостной смеси на устье скважины 26...30 МПа, газосодержании 0,12 в течение 60 мин при каждой установке аппарата. Дебит нефти увеличился с 1 до 4 т/сут при газовом факторе 2900 м³/т.

Успешность работ по четырем операциям 50%. Одна из основных причин невысокой успешности промысловых работ — очень низкая плотность перфорации, одно-два отверстия на 1 пог. м, что в тонкопонижаемом менилитовом коллекторе недостаточно для обеспечения требуемой степени совершенства скважин.

Таким образом, разработана и испытана техника и технология азотогидропескоструйной перфорации с применением установок АГУ 6000-500/200. Для использования их в глубоких скважинах необходимо увеличить производительность и давление азотных газификационных установок.

## 2.5. Образование щелевых выработок в продуктивных пластах

Создание щелевых выработок дает возможность решить одновременно две задачи сообщения ствола скважины с пластом: увеличение длины канала и повышение вероятности вскрытия в тонкослоистом разрезе.

Механизм образования щелевой выработки раскрыт в исследованиях Н. П. Лесика, П. М. Усачева и Ю. А. Песляка [66, 67, 69]. Основные различия механизма образования канала и щелевой выработки заключаются в следующем. Площадь сечения отверстия в обсадной колонне при создании щели значительно больше площади, образуемой при создании канала, и может быть изменена в соответствии с заданным режимом. Поэтому резко снижаются сопротивления, которые возникают при прохождении струей обсадной колонны. Иными словами, осуществляется переход от закрытых условий перфорации к открытым. Кроме того, струя, постоянно перемещаясь, воздействует на все новые участки разрушаемой породы, а через определенный интервал времени, равный периоду перемещения насадок аппарата в исходное положение, повторно воздействует на эти же участки породы. Период перемещения насадок аппарата определяется конструкцией глубинного устройства для создания щелей или скоростью изменения давления на устье, если для создания щели используется упругое удлинение труб. Известно [78], что периодическое воздействие на забой струями более эффективно.

Недавно выявлен [66] принципиально новый фактор, оказывающий большое влияние на процесс образования щели — напряженное состояние породы. Показано, что при определенных пластовых условиях, высоте и длине щели напряжения в конце щели могут превысить предел прочности породы. После этого увеличение длины щели будет происходить также за счет хрупкого или пластичного разрушения.

Критические размеры щели определяются глубиной залегания пород, их прочностью и тектоническими силами в залежи. При увеличении глубины залегания пласта, подвергаемого ГПП, предполагается усиление скалывания и обрушения пород на стенках выработки. Очевидно, предпочтительнее создание выработок в глубокозалегающих пластах в форме щели.

Таким образом, вначале выработка щели осуществляется только за счет кинетической энергии струи, несущей абразивный материал. Далее, по мере удаления от насадки, кинетическая энергия струи значительно снижается, а напряжения в конце выработки возрастают, увеличение длины выработки обуславливается напряженным состоянием массива породы.

Расчеты, проведенные авторами работы [66] для условий Ромашкинского месторождения, показали, что при высоте щели 100 мм и глубине 250 мм область повышенных напряжений, пре-

вышающих прочность пород, достигает размеров, обеспечивающих двукратное увеличение объема выработки.

Наличие крупных кусков породы в шламе, поднимаемом при ГПП в скважинах на поверхность, приводит к косвенному свидетельству факта скалывания и обрушения пласта на стенках щели.

Рассмотрим результаты стендовых испытаний по созданию щелей в закрытых условиях. В табл. 2.1 приведены результаты параллельных опытов по выработке щелей и каналов в образцах одинаковой прочности и при идентичных параметрах процесса. Опыты № 49...54 проведены при давлении среды меньше критического. Отверстие или щель в металлической преграде создавали здесь заблаговременно, перед выработкой каналов в породе. Опыты № 55, 56 проведены при давлении среды больше критического без предварительного создания отверстий в колонне.

Сопоставляя размеры канала и щели в параллельных опытах, можно заметить, что наблюдается увеличение глубины щелевой выработки в 1,6 раза при давлениях среды, больших критического, и 2,3...2,5 раза при давлениях среды, меньших критического. Эти результаты хорошо согласуются с данными ГПП в закрытых и открытых условиях (табл. 2.4). Кроме того,  $A_{cp}=0,0179$  при выработке каналов в открытых условиях и давлении среды меньше критического, близка к  $A_{cp}=0,016$  при выработке щели в закрытых условиях и давлении меньше критического. Это значит, что скорости роста канала и щели здесь практически совпадают.

Таким образом, если бы не существовало эффекта скалывания и обрушения стенок щелевой выработки при перфорации пластов в скважинах, следовало бы ожидать увеличения длины выработки при щелевом вскрытии в 1,5 раза больше, чем при образовании каналов. Наличие этого эффекта позволяет предположить возможность роста длины щели по сравнению с длиной канала примерно в два раза.

Высота и количество щелевых выработок должны выбираться из соображений снижения гидравлических потерь при прохождении струей колонны, сохранения прочности колонны и обеспечения хорошего сообщения ствола скважины с пластом.

В работе [67] показано, что достаточное снижение гидравлических потерь достигается при площади сечения щели, создаваемой насадкой 4,5 мм, равной примерно 7 см<sup>2</sup>. Следовательно, учитывая ширину отверстия в колонне, минимальная высота щели должна быть около 5 см.

Для сохранения прочности колонны рекомендуется [23] при перфорации рыхлых коллекторов принимать высоту щели меньше 0,5D колонны, а прочных — даже 1...2D колонны. Определять длину щели ГПП для конкретной скважины необходимо с учетом геолого-технических условий.

Известно несколько типов устройств для принудительного перемещения ГПА при создании щелевой выработки в обсадной ко-

лонне и пласте. При их применении влияния удлинения НКТ учитывается или устраняется путем заякоривания труб.

Устройства, описанные в статье [69], работают по принципу использования энергии жидкостно-песчаной смеси и разности давлений в трубах и в межтрубном пространстве. В качестве рабочей жидкости используют прошедшую через сетку жидкостно-песчаную смесь, отбираемую из затрубного пространства. Скорость движения поршня регулируют капилляром, а переключение направления движения ГПА осуществляют золотником. При испы-

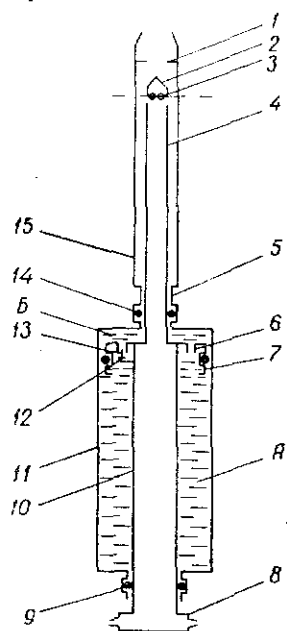


Рис. 2.19. Глубинное устройство для вертикальных перемещений перфораторов.

В. Н. Ковалевичем и др. [47] предложено глубинное устройство (рис. 2.19).

Устройство содержит цилиндр 11, внутри которого помещен поршень 7 с обратным клапаном 13 и капилляром 6. С поршнем соединены два противоположно направленных, соосно расположенных, полых штока разного сечения, верхний 4 и нижний 10, жестко соединенные с перфоратором 8.

Свободный конец верхнего полого штока 4 выполнен в виде клапана-заглушки 2, ниже которого в стенке штока имеются отверстия 3, служащие для прохода рабочей жидкости через полости штоков 4 и 10 к перфоратору.

Верхняя часть цилиндра 11 снабжена направляющей втулкой 5 и кожухом 15 верхнего 4 штока, имеющим в верхней части

танная ход устройства вверх происходил за 22 с, а вниз за 5 с при длине хода 150 мм. Продолжительность выработки 1 см щели составляет 2...3 мин.

Промысловые исследования образования щелевых выработок в пластах и гидropескоструйного расширения ствола скважин выполнены под руководством В. И. Гусева [29] на Щелковском подземном газохранилище и на Дольно-Дыбническом месторождении. Глубина выработок по кавернограммам, снятым после гидropескоструйного воздействия, составила 140 мм на Дольно-Дыбническом месторождении (в скважинах глубиной 3270 м) и 400 мм на Щелковском газохранилище (в скважинах глубиной 890 м).

Гидropескоструйное расширение ствола скважин характеризуется лучшими технико-экономическими показателями по сравнению с применением лопастных расширителей.

Для повышения надежности и обеспечения контроля за перемещением перфоратора, а также расширения диапазона, регулирования скорости перемещения перфоратора Ю. Д. Качмаром, Б. С. Бережницким,

седло 1. Цилиндр 11 вместе с направляющей втулкой 5 и кожухом 15 составляют единую часть устройства — его корпус.

Уплотнения 9, 12 и 14 служат для герметизации полостей А (подпоршневой) и Б (надпоршневой) устройства. Штоком 10 глубинное устройство соединено с перфоратором 8, а кожухом 15 — с колонной насоснокомпрессорных труб.

Устройство работает таким образом. Нагнетаемая в НКТ при ГПП рабочая жидкость, надавливая на клапан-заглушку 2 верхнего 4 штока и отталкивая его, открывает седло 1 и через отверстия 3 и полый шток 10 поступает к перфоратору 8. В результате перепада давления в насадках перфоратора возникает направленное вниз вертикальное усилие, воспринимаемое через поршень 7 вязкой жидкостью в полости А. Скорость перемещения поршня 7 вниз пропорциональна расходу вязкой жидкости сквозь капилляр 6. Обратный клапан 13 в данном случае закрыт. При достижении поршнем 7 крайнего нижнего положения часть штока 4 с отверстиями 3 входит в направляющую втулку 5, перекрывая проход нагнетаемой жидкости к перфоратору 8. Благодаря этому давление на линии нагнетания на устье скважины резко возрастает, что является сигналом о достижении поршнем 7 совместно с перфоратором 8 нижнего крайнего положения.

Нагнетание рабочей жидкости кратковременно прекращается до выхода отверстий 3 штока 4 из направляющей втулки 5. Усилением давления гидростатического столба жидкости на нижний шток 10, имеющий большее поперечное сечение по сравнению со штоком 4, осуществляется ход поршня 7 вверх. При этом обратный клапан 13 в поршне 7 открывается, и жидкость из полости Б поступает в полость А, обеспечивая скорость передвижения поршня 7 вверх намного больше, чем при ходе вниз. Возобновляется нагнетание рабочей жидкости в НКТ с минимальным расходом агрегата.

При достижении верхнего крайнего положения шток 4 своим клапаном-заглушкой 2 перекрывает седло 1, благодаря чему давление циркулирующей рабочей жидкости опять увеличивается, что служит сигналом о достижении перфоратором крайнего верхнего положения. Далее процесс повторяется.

Передача сигналов на поверхность и достижение перфоратором крайних положений обеспечивают контроль за выработкой щелей заданной длины.

Выполнение полых штоков разного диаметра совместно с изолированием внутренней полости цилиндра от внутритрубного и затрубного пространств вызывает возвратное перемещение перфоратора в исходное верхнее положение без изменения направления циркулирования рабочей жидкости.

Изолирование внутренней полости цилиндра от внутритрубного и затрубного пространств и заполнение его вязкой жидкостью повышает надежность работы устройства и расширяет диапазон регулирования скорости перемещения перфоратора.

Разработанное глубинное устройство для вертикального перемещения перфоратора применяли при создании вертикальных щелевых выработок в серодобычных скважинах Язовского месторождения глубиной до 300 м. Толщина продуктивного горизонта в среднем 15...20 м. Пласты представлены осерненными известняками, трещинными, изредка кавернозными. Трещины частично заполнены кальцитом, глинами и налетами серы. Щелевые выработки создавали для установления хорошей гидродинамической связи скважин с пластом. После этого увеличивалась приемистость скважин по воде или возрастал приток воды.

Например, в скв. 1147 вскрыт осерненный известняк на глубине 236,4...246,6 м. Обсадная колонна диаметром 219 мм спущена до 239 м, а ниже пласты вскрыты долотом диаметром 190 мм. На глубине 243 м установлено устройство для вертикальных перемещений перфоратора АП-6М с длиной хода 1 м и двумя насадками диаметром 6 мм. При давлении на устье 12 МПа проводили закачку раствора 10%-ной соляной кислоты. Скорость перемещения перфоратора вниз составляла около 5 мм/мин, вверх — примерно 50 мм/мин.

После завершения работ по выработке щели в пласт закачали 8 м<sup>3</sup> кислотного раствора при давлении 1,5 МПа.

Значительно улучшалась гидродинамическая связь скважины с пластом. Дебит воды при откачке эрлифтом до выработки щели составлял 0,5 м<sup>3</sup>/ч, после выработки щели и закачки кислотного раствора — 16 м<sup>3</sup>/ч.

В скв. 1074 пласт вскрыт на глубине 206,2...222,6 м. Устройство для вертикального перемещения перфоратора установлено на глубине 220 м. Давление на устье при выработке щели достигало 7 МПа, а скорость перемещения аппарата АП-6М вниз — 2,5 мм/мин.

По кавернограмме определяли увеличение диаметра ствола скважины в интервале выработки щели от 127 до 300 мм. Производительность скважины при самонизливе увеличилась от 0 до 5 м<sup>3</sup>/ч.

Таким образом, промысловые испытания глубинного устройства и метода выработки щелей в осерненных известняках подтвердили работоспособность оборудования и эффективность технологии установления связи скважин с пластом. Разработанное глубинное устройство прошло промышленные испытания при работе на однородных жидкостях и может быть рекомендовано для использования в нефтяных скважинах, например при воздействии на рифогенные известняки Башкирии.

Предложенный принцип перемещения гидропескоструйного аппарата целесообразно использовать для создания глубинного устройства при гидропескоструйной перфорации в глубоких скважинах. Способ создания щелевых выработок в продуктивных пластах, несомненно, будет активно развиваться в дальнейшем.

## 2.6. Оценка совершенства скважин с каналами и щелями, создаваемыми гидропескоструйным методом

В проблеме обоснования рациональной формы эксплуатационного забоя скважины весьма важно определение плотности каналов и щелей, создаваемых в пласте гидропескоструйным методом, а также обоснование размеров каналов и щелевых выработок. Известный методический подход [21] основан на определении притока однородной несжимаемой жидкости в скважину, вскрывшую однородный круговой пласт, через гидропескоструйные горизонтальные (направленные под углом 90° к оси скважины) каналы или вертикальные щелевые выработки. Степень совершенства скважины, вскрывшей всю толщину пласта гидропескоструйными выработками, определяется, как это принято [110] в нефтепромысловом деле, из зависимости

$$\eta_c = Q_{\text{гпп}} / Q_c, \quad (2.38)$$

где  $Q_c$  — дебит гидродинамически совершенной скважины, вскрывшей всю толщину пласта, приток в которую осуществляется через всю поверхность, вскрытую долотом при бурении;

$Q_{\text{гпп}}$  — дебит скважины, приток в которую осуществляется через каналы или щели, созданные гидропескоструйным методом;

$\eta_c$  — коэффициент совершенства скважины.

Однако при вскрытии пластов бурением, как правило, происходит неизбежное снижение проницаемости в призабойной зоне пласта [109], которое следует учитывать при расчете притока жидкости через каналы перфорации. Для оценки влияния снижения проницаемости пласта на приток в скважину требуется знать радиус зоны пониженной проницаемости и ее размер.

В качестве основного критерия для определения плотности перфорации и размеров выработок, создаваемых ГПП в пластах с неоднородной проницаемостью, можно принять коэффициент совершенства скважины или экономические показатели, например уровень себестоимости дополнительно добытой нефти и газа.

Ниже изложена методика оценки плотности перфорации и размеров выработки, создаваемых ГПП, в пластах с зонально неоднородной проницаемостью, обеспечивающей достижение заданного коэффициента совершенства скважины. Проведены оценочные расчеты влияния зональной неоднородности пласта на совершенство скважины.

Основная причина возникновения радиальной неоднородности пласта в призабойной зоне — снижение проницаемости коллектора при его вскрытии. Снижение проницаемости коллектора обусловлено закупоркой пор и трещин твердыми частицами и проникновением фильтра промывочной жидкости.

Известно, что глинистые частицы проникают в поровое пространство на небольшую глубину и значительно (до 10 раз) снижают проницаемость коллектора.



Проникновение твердой фазы в трещины может происходить и на большие глубины и зависит от соотношения горного, пластового и забойного давлений, а также времени воздействия на пласт. Однако оно не обуславливает радиальной неоднородности коллектора, поскольку направление раскрытия и развития трещин носит неопределенный характер. Такое состояние здесь не рассматривается.

Глубина проникновения каналов кумулятивной и гидропескоструйной перфорации, как правило, больше зоны проникновения твердых частиц, поэтому снижение продуктивности скважин вследствие влияния этого фактора может быть в значительной мере ликвидировано.

Радиальная неоднородность пласта с поровым коллектором в большей мере определяется процессами проникновения фильтрата промывочной жидкости. Механизм проникновения фильтрата в поровое пространство за счет гидродинамического перепада давления между скважиной и пластом и капиллярных сил в призабойной зоне пласта раскрыт М. Л. Сургучевым [111]. Капиллярные силы преобладают при внедрении фильтрата в мелкие поры и обуславливают высокую их водонасыщенность. Радиус зоны проникновения фильтрата зависит от коллекторских свойств пород и составляет 2...8 м, а предельная водонасыщенность достигает 40...45%. При этом относительная проницаемость пород для нефти снижается в два-три раза по сравнению с проницаемостью за пределами зоны проникновения фильтрата, что влечет за собой 1,5—2-кратное уменьшение дебита скважины.

Коэффициент восстановления проницаемости для керосина кернов девонских песчаников Ромашкинского месторождения с начальной проницаемостью 0,4...2 мкм<sup>2</sup> после проникновения в их поровое пространство пресной и пластовой воды составил 45 и 84% соответственно.

При расчете параметров процесса ГПП в скважине необходимо провести комплекс исследований для снятия кривых притока и кривых восстановления давления [8, 40 и др.] с тем, чтобы определить отношение проницаемостей и глубину распространения зоны пониженной проницаемости. Если, например, снять кривую восстановления давления невозможно, то эти же данные для оценки параметров ГПП можно получить по результатам предыдущих исследований, выполненных в других скважинах нефтепромыслового района, характеризующихся подобными коллекторскими свойствами пород и условиями вскрытия пласта.

Оценка коэффициента совершенства скважины с горизонтальными каналами ГПП, вскрывшей неоднородный пласт. Совместное влияние несовершенства скважин по характеру вскрытия гидропескоструйным методом и зональной неоднородности коллектора в радиальном направлении при больших размерах зоны пониженной проницаемости по сравнению с глубиной каналов можно определить таким образом. Предположим, что в пласте

созданы каналы, через которые осуществляется приток жидкости в скважину.

Сначала найдем коэффициент совершенства такой скважины, предположив, что пласт однороден по проницаемости, для чего используем зависимость (2.39), представленную С. А. Везириным, Л. С. Мелик-Аслановым и О. А. Сидоровым [21] в таком виде:

$$\eta_c = \frac{\ln(R_k/R_c)}{\ln(R_k \kappa/l_n) + (H_{пл}/l_n mn) \ln(H_{пл}/2\pi R_n m)}, \quad (2.39)$$

где  $H_{пл}$  — толщина пласта, м;  $l_n$  — длина канала за цементным кольцом, м;  $R_n$  — радиус канала, м;  $n$  — число каналов в горизонтальной плоскости;  $m$  — число ярусов каналов по вертикали;  $\kappa=4; 2; 1,86$  и  $1,76$  соответственно при  $n=1, 2, 3$  и  $4$ .

Если приток жидкости в скважину идет через щелевые выработки в пласте, то, рассматривая вертикальный надрез как горизонтальный ствол скважины эллипсовидной формы с осями  $b/2$  и  $h/2$ , эквивалентный круглому каналу радиусом  $\frac{1}{2}\left(\frac{b}{2} + \frac{h}{2}\right)$ ,

зависимость (2.39) авторы [21] преобразовали так:

$$\eta_c = \frac{\ln(R_k/R_c)}{\ln(R_k \kappa/l_n) + (H_{пл}/l_n mn) \ln(2H_{пл}/\pi m(b+h))}, \quad (2.40)$$

где  $h$  — высота щелевой выработки в пласте, м;  $b$  — ширина щелевой выработки, м. Остальные обозначения без изменений.

Далее находим взаимосвязь между коэффициентом совершенства скважины и приведенным радиусом.

Для скважин, вскрывших всю толщину пласта, можно [110] записать

$$\eta_c = \frac{\ln(R_k/R_c)}{\ln(R_k/R_c) + C_1} = \frac{\ln(R_k/R_c)}{\ln(R_k/R_{пр})}, \quad (2.41)$$

где  $R_k, R_c$  — радиус контура питания и скважины;  $C_1$  — коэффициент, определяющий несовершенство скважины по характеру вскрытия и учитывающий возрастание сопротивлений при сгущении линий тока по мере приближения потока к каналам перфорации;  $R_{пр}$  — приведенный радиус скважины.

Известно, что несовершенную скважину можно заменить совершенной, для которой при  $C_1 > 0$  приведенный радиус  $R_{пр}$  будет меньше пробуренного  $R_c$ . Из зависимости (2.41) определим

$$R_{пр} = R_c^{(\eta_c-1)/\eta_c} R_k^{1/\eta_c}. \quad (2.42)$$

Затем используем зависимость [120] для расчета коэффициента совершенства скважины, эксплуатирующей пласт с проницаемостью  $k_3$  в зоне радиусом  $R_3$  и  $K_{пл}$  в кольцевой зоне от  $R_3$  до  $R_k$ , положив в знаменателе  $R_c = R_{пр}$ , и тогда

$$\eta_{зон} = \frac{\ln(R_k/R_c)}{(K_{пл}/k_3) \ln(R_3/R_{пр}) + \ln(R_k/R_3)}. \quad (2.43)$$

Проведем оценку влияния несовершенства скважины по характеру вскрытия на приток в пласте с зонально-неоднородной проницаемостью в радиальном направлении.

Анализ формулы (2.43) показывает, что с ростом  $R_k$  от  $10^2$  до  $10^4$  м  $\eta_{зон}$  возрастает примерно на 20%. Поэтому дальнейшие оценки выполнены при  $R_k = 10^2$  м.

Предположим, в пласте вокруг скважины существуют две зоны. Зона радиусом  $0,1 \leq R_3 < 10$  м у ствола скважины с измененной проницаемостью  $K_3$  и кольцевая зона  $R_3 \leq R \leq 10^2$  м с на-

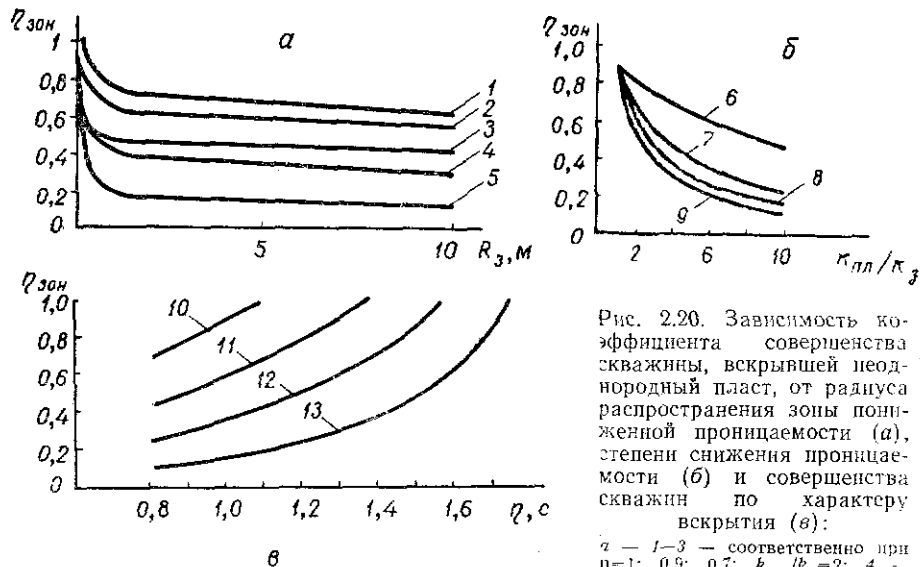


Рис. 2.20. Зависимость коэффициента совершенства скважины, вскрывшей неоднородный пласт, от радиуса распространения зоны пониженной проницаемости (а), степени снижения проницаемости (б) и совершенства скважин по характеру вскрытия (в):

а — 1–5 — соответственно при  $\eta_c = 0,9; 0,7; 1; 1,2; 1,4$  при  $\eta_c = 0,9; K_{пл}/K_3 = 4; 5$  — при  $\eta_c = 0,9; K_{пл}/K_3 = 10$ .  
б — 6–8 — соответственно при  $R_3 = 0,1; 0,5; 2$  и  $10$  м;  $\eta_c = 0,9$ .  
в — 10–13 — соответственно при  $K_{пл}/K_3 = 1; 2; 4; 10$ .

чальной проницаемостью  $K_{пл}$ . Отношение проницаемостей принято равным  $1 \leq (K_{пл}/K_3) \leq 10$ .

Скважина характеризуется коэффициентами совершенства по характеру вскрытия, изменяющимися в пределах  $0,7 \leq \eta_c \leq 1,6$ . Пределы изменения параметров подобраны с учетом имеющейся информации о состоянии призабойной зоны пласта, изложенной выше. Результаты расчетов представлены на рис. 2.20.

Для принятых условий  $R_k = 100$  м,  $R_c = 0,1$  м, значение  $R_{пр}$  по формуле (2.42) при  $\eta_c = 0,7; 0,9; 1; 1,2; 1,4; 1,6$  равно соответственно 0,0059; 0,046; 0,1; 0,326; 0,714; 1,3 м.

Из рис. 2.20, а видно, что наибольшее снижение коэффициента совершенства скважины при наличии зональной неоднородности пласта происходит при увеличении радиуса зоны пониженной проницаемости до 2 м. Это заключение справедливо для исследованных значений  $\eta_c$  и  $K_{пл}/K_3$ . Итак, увеличение зоны проникновения фильтрата больше 2 м мало влияет на приток в скважину. Сни-

жение  $\eta_c$ , которое обусловлено недостаточным количеством или размером перфорационных отверстий при постоянном  $K_{пл}/K_3 = 2$ , или же увеличение  $K_{пл}/K_3$  при  $\eta_c = 0,9$  вызывает более интенсивное снижение  $\eta_{зон}$ .

Влияние снижения проницаемости призабойной зоны пласта на значение  $\eta_{зон}$  при постоянном  $\eta_c = 0,9$  на фоне роста  $R_3$  показано на рис. 2.20, б. Двухкратное снижение проницаемости при  $R_3 = 0,5$  м приводит к уменьшению  $\eta_{зон}$  от 0,9 до 0,7, а при  $R_3 = 2$  м соответственно  $\eta_{зон} = 0,6$ . Четырехкратное снижение проницаемости еще больше уменьшает степень совершенства скважины до  $\eta_{зон} = 0,46$  при  $R_3 = 0,5$  м и 0,36 при 2,0 м. Дальнейший рост степени загрязнения призабойной зоны пласта гораздо меньше влияет на совершенство скважины.

При вскрытии пласта причиной многократного снижения его первоначальной проницаемости  $5 < (K_{пл}/K_3) < 10$  является закупорка пор и микротрещин твердыми частицами, а небольшое снижение  $2 < (K_{пл}/K_3) < 3$  вызвано проникновением фильтрата. Первое наблюдается на небольшом расстоянии от стенки скважины (до 3 см), тогда как фильтрат проникает на глубину до 10 м.

Если каналы гидроджетной перфорации имеют большую длину, чем зона пониженной проницаемости, то такая зона мало влияет на приток в скважину [15]. Из этого можно сделать вывод: поскольку  $l_f$  больше глубины проникновения твердых частиц, при оценке дебита скважин с каналами гидроджетной перфорации достаточно оценивать влияние зоны проникновения фильтрата. Если же глубина его проникновения  $R_3 \geq 2$  м, такую оценку можно производить для  $R_3 = 2$  м. Очевидно, при этом предполагается сохранение проницаемости породы вблизи стенок перфорационных каналов на уровне  $K_3$ .

На рис. 2.20, в представлены кривые изменения  $\eta_{зон}$  в зависимости от совершенства скважины по характеру вскрытия и степени снижения проницаемости призабойной зоны пласта при  $R_3 = 2$  м.

При  $K_{пл}/K_3 = 1$  (отсутствии зоны пониженной проницаемости)  $\eta_{зон} = \eta_c$  связь линейная и зависимость (2.43) сводится к формуле (2.39). При увеличении  $K_{пл}/K_3$  с ростом  $\eta_c$  значение  $\eta_{зон}$  возрастает все медленнее. Для обеспечения  $\eta_{зон} = 1$  необходимо увеличить  $\eta_c > 1$  и, следовательно,  $R_{пр} > R_c$ .

Определение коэффициента совершенства скважины при перфорации неоднородного тонкослоистого пласта наклонными каналами. Наличие слоистости значительно осложняет картину притока жидкости к перфорационным каналам. Г. Д. Савенков для увеличения вероятности вскрытия тонкослоистых продуктивных пластов предложил способ [97] вскрытия пласта наклонными каналами. При угле наклона каналов к оси скважины, равном  $45^\circ$ , количество ярусов каналов, необходимое для полного охвата пластов перфорацией, по сравнению с количеством их при сплошном вскрытии уменьшится почти в два раза. Поэтому применение вскрытия пласта наклонными каналами в тонкослоистых коллек-

торах по методу Г. Д. Савенкова дает большой экономический эффект.

Дальше, при вскрытии тонкослоистых пропластков в разрезе скважины необходимо определить количество наклонных каналов в одном ярусе для обеспечения совершенства скважины по характеру вскрытия.

Задача о притоке жидкости в скважину с наклонными каналами решена Г. Д. Савенковым и В. С. Бойко [16, 93, 94] для предельно анизотропного пласта (вертикальная проницаемость равна нулю). Применение такой схемы допустимо, поскольку даже при незначительном возрастании анизотропности (при отношении вертикальной проницаемости к горизонтальной, равном двум, что обычно встречается в промысловых условиях), дебит скважины быстро стремится к дебиту ее в предельно анизотропном пласте.

Выполненные ими расчеты позволили сделать заключение о том, что количество наклонных каналов для обеспечения коэффициента совершенства скважин около единицы должно равняться двум. Дальнейшее увеличение числа каналов не вызывает заметного увеличения притока жидкости. С увеличением угла наклона каналов коэффициент совершенства скважин возрастает за счет улучшения совершенства по характеру вскрытия, но вместе с тем уменьшается в результате снижения вероятности охвата при постоянном числе ярусов. Очевидно, компромиссное решение будет зависеть от условий залеганий пластов и качества вскрытия.

По данным работы [16], два наклонных канала, пересекающие в тонкослоистом пласте все продуктивные пропластки, в которых отсутствует зональная неоднородность, даже без работы вертикального ствола обеспечивают 99% продуктивности гидродинамически совершенной скважины с двумя дополнительными наклонными каналами. Поэтому для приближенной оценки влияния зональной неоднородности в радиальном направлении при сплошном вскрытии тонкослоистого пласта наклонными каналами в расчетной формуле (2.43) можно принять  $R_{пр} = R_c$ .

*Оценка плотности и размеров каналов перфорации и щелей.* Прежде чем рассмотреть вопросы оценки плотности и размеров каналов перфорации и щелей в неоднородном пласте, выполним оценку влияния этих параметров на совершенство скважины, вскрывшей однородный пласт.

Размеры каналов, создаваемых кумулятивной перфорацией, определяли опытным путем [55]: по результатам отстрелов на мишенях, спущенных в скважину на глубину 3000 м. Мишень состояла из стальной пластинки толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и песчаника эоценовых отложений прочностью на сжатие 45 МПа.

Размеры каналов и щелей, создаваемых гидроджетной струей методом, определяли по изложенной нами методике при  $d_c = 6$  мм,  $\Delta P = 30$  МПа и  $t = 60$  мин. Время выработки 10 мм высоты щели 3...6 мин. Глубину щелей принимали в два раза большей глубины канала, вырабатываемого в закрытых условиях, а ширину —

равной радиусу канала, создаваемого при тех же параметрах в открытых условиях. Результаты расчетов для условий выработки каналов и щелей в породах равной прочности приведены в табл. 2.7.

Рассматривая данные табл. 2.7, можно сделать ряд интересных выводов. Так, при рекомендуемой для условий Предкарпатья [55] плотности перфорации зарядами ПК 103 (20...40 отв/м) и вероятности образования канала 0,5 можно достичь  $\eta_c = 0,59 \dots 0,74$ , а зарядами ПКС 105 (10...20 отв/м)  $\eta_c = 0,69 \dots 0,84$  при  $\sigma_{сж} = 37$  МПа и  $\eta_c = 0,57 \dots 0,70$  при  $\sigma_{сж} = 98$  МПа.

Применение гидроджетной перфорации позволяет получить такие же и более высокие значения коэффициента совершенства скважин при значительно меньшей плотности каналов или щелей. Например, при перфорации пород такой же прочности, как подвергавшиеся исследованиям при отстреле кумулятивных зарядов, при закрытых условиях работы струи выработка четырех-шести отверстий на 1 пог. м позволяет достичь  $\eta_c = 0,81 \dots 0,90$ , при открытых четырех отверстиях на 1 пог. м  $\eta_c = 0,91$ , а выработка четырех щелей высотой по 100 мм на 1 пог. м  $\eta_c = 0,96$ .

Увеличение плотности перфорации способствует разрушению колонны и цементного кольца при применении кумулятивных зарядов, особенно бескорпусными перфораторами типа ПКС. Цементное кольцо может также разрушаться и при гидроджетной перфорации, особенно в закрытых условиях [61], когда в зоне выработки создается избыточное давление 6...10 МПа. При открытых условиях выработки каналов или создании щелей цементное кольцо должно сохраняться лучше, поскольку избыточное давление в зоне выработки практически отсутствует.

Кроме того, рассматривая вопрос плотности перфорации в перспективе применения методов воздействия на призабойную зону пласта и проведения оздоровительных работ в скважинах в работе [21], авторы рекомендовали ограничивать число перфорационных отверстий. Можно привести и иные доводы в пользу этого мнения.

Оценка же количества отверстий, необходимых для обеспечения  $\eta_c = 1$  и  $\eta_c = 0,9$ , показала, что столь небольшое снижение требований к степени совершенства скважины позволяет значительно уменьшить число перфорационных отверстий, примерно в два-три раза. Соответственно резко снизятся затраты на перфорацию скважины. Повышения коэффициента совершенства скважины в этом случае можно достичь применением эффективных методов обработки призабойной зоны, обеспечивающих в Предкарпатья [49] прирост дебита более 10%, возможно, при меньших затратах, чем на увеличение плотности перфорации.

Из приведенных в табл. 2.7 расчетов хорошо видны преимущества образования щелевых выработок. Так, создание двух ярусов двухсторонних щелей высотой 100 мм позволяет обеспечить такое же совершенство скважины ( $\eta_c = 0,88$ ), как при пяти ярусах перфорации в закрытых условиях по два канала в горизонтальной

Таблица 2.7

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН  
ПРИ КУМУЛЯТИВНОЙ И ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Перфорация	Размеры канала, щели, мм				Коэффициент совершенства скважины при наличии двух каналов в плоскости и числе ярусов каналов						
	$l_n$	$R_n$	$b$	$h$	1	2	3	5	10	20	30
Кумулятивная *:											
ПК-103 $\sigma_{сж}=37$ МПа	67	2,6	—	—	0,18 0,10	0,33 0,20	0,45 0,29	0,59 0,43	0,74	0,82	0,85
ПКС-80 $\sigma_{сж}=37$ МПа	80	3,5	—	—	0,21	0,39	0,51	0,65	0,79	0,85	0,87
ПКС-105 $\sigma_{сж}=37$ МПа	120	8,0	—	—	0,35	0,57	0,69	0,84	0,89	0,94	—
ПКС-105 $\sigma_{сж}=98$ МПа	90	5,0	—	—	0,26 0,15	0,45 0,29	0,57 0,40	0,70 0,55	0,83	0,88	0,89
Гидропескоструйная **: закрытые условия выработки канала, $\sigma_{сж}=100$ МПа	100	25	—	—	0,41 0,26	0,66 0,49	0,78 0,64	0,88 0,79	0,94	—	—
открытые условия выработки канала	125	30	—	—	0,48 0,32	0,73 0,58	0,84 0,83	0,93 0,85	0,97	—	—
выработка щели	200	—	30	100	0,66	0,88	0,96	1,01	—	—	—
закрытые условия выработки канала $\sigma_{сж}=50$ МПа	150	35	—	—	0,57 0,38	0,81 0,65	0,90 0,78	0,97 0,89	0,99	—	—
открытые условия выработки канала	200	45	—	—	0,69 0,50	0,91 0,76	0,98 0,88	1,02 0,97	1,04	—	—
выработка щели	300	—	45	100	0,77	0,96	1,02	1,07	1,08	—	—
закрытые условия выработки канала $\sigma_{сж}=16$ МПа	300	65	—	—	0,86 0,68	1,04 0,92	1,08 0,99	1,10 1,03	—	—	—
открытые условия выработки канала	400	80	—	—	0,97 0,80	1,10 1,00	1,14 1,05	1,15 1,06	—	—	—
выработка щели	600	—	80	200	1,06	1,17	1,20	1,21	—	—	—

\* При расчетах по зависимости (2.39) принято  $R_K=100$  м;  $R_0=0,1$  м;  $H_{пл}=1$  м;  $n=2$ ; в знаменателе то же при  $n=1$ .

\*\* При расчетах по зависимостям (2.22), (2.29), (2.59), (2.40) принято  $R_K=100$  м;  $R_0=0,1$  м;  $H_{пл}=1$  м;  $n=2$ ;  $d_0=6$  мм;  $c_n=50$  кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta P=30$  МПа;  $t=60$  мин. В знаменателе то же, при  $n=1$ .

плоскости. Если же сопоставлять совершенство скважин, в призабойной зоне которых созданы каналы при открытых условиях перфорации и щели, то заметное преимущество последних наблюдается только при небольшой плотности перфорации (две выработки на 1 пог. м).

Увеличение прочности породы на сжатие вызывает при прочих равных условиях уменьшение глубины каналов или щелей, поэтому для достижения одинакового совершенства скважин требуется значительное увеличение плотности перфорации.

Теперь рассмотрим вопрос определения плотности и размеров каналов перфорации в зонально неоднородном пласте. Если в качестве критерия для определения плотности и глубины каналов перфорации или щелевых выработок принять равенство притока в скважину с зональной неоднородностью пласта и каналами перфорации притоку в гидродинамически совершенную скважину, вскрывшую однородный пласт, то, используя изложенную методику, несложно подобрать необходимую форму эксплуатационного забоя.

Например, определим, при каких параметрах перфорации  $l_n$ ,  $R_n$ ,  $m$  и  $n$  можно обеспечить  $\eta_{зон}=1$ , если зона пониженной проницаемости  $K_{пл}/k_z=1,5$  распространена на  $R_0=2$  от оси скважины. Для удовлетворения поставленного условия необходимо обеспечить  $\eta_c=1,15$  (см. рис. 2.20). Используя табл. 2.7, находим, что такой коэффициент совершенства может быть достигнут в скважине, вскрывшей пласты, характеризующиеся  $\sigma_{сж}=16$  МПа, при  $n=2$ ,  $m=5$  за 60 мин выработки каналов в открытых условиях при  $\Delta P=30$  МПа на насадке диаметром  $d_0=6$  мм. Глубина созданного канала достигнет 400 мм. Такое же совершенство вскрытия может быть достигнуто при выработке двух ярусов щелей высотой по 200 мм и по две щели в каждом ярусе.

При перфорации более прочных пород по описанной технологии ГПП создать каналы или щели, обеспечивающие достижение  $\eta_c=1,15$ , практически невозможно. Для решения поставленной задачи следует идти по пути интенсификации выработки каналов и щелей, например путем добавления газовой фазы к рабочей жидкости [89] или реализации идеи зондовой перфорации, при которой насадка движется внутрь вырабатываемого канала.

Если несколько снизить требования к коэффициенту совершенства скважин с загрязненной призабойной зоной, например, приняв  $\eta_{зон}=0,9$ , то при  $K_{пл}/k_z=1,5$  и  $R_0=2$  м найдем, что для этого необходимо достичь  $\eta_c=1,07$ . В табл. 2.7 можно найти несколько вариантов такого совершенства скважин в породах низкой и средней прочности на сжатие. Однако при перфорации в высокопрочных породах такого совершенства скважины достичь методом ГПП пока невозможно. Здесь необходимо применять методы обработки призабойной зоны скважины — кислотные обработки, гидроразрыв пласта и другие, обеспечивающие увеличение проницаемости пласта на большом расстоянии от ствола скважины.

## 2.7. Опыт применения гидропескоструйной перфорации

Гидропескоструйная перфорация — один из наиболее эффективных методов сообщения ствола скважины с пластом. В связи с тем что каналы ГПП имеют намного большую площадь фильтрации, чем каналы кумулятивной перфорации, с применением нового метода сначала предполагалось возможным успешно решать разнообразные промысловые задачи по улучшению

Таблица 2.8

### РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Объединение, нефтепромысловый район, литература	Предел изменения		Время перфорации, мин	Перепад давления на насадках, МПа	Первичная перфорация*		Вторичная повторная		ГПП перед ГРП (учитывается совместно)	
	глубины скважин, м	$\sigma_{сж}$ , МПа			N, шт.	У, %	N, шт.	У, %	N, шт.	У, %
«Азнефть» [37]	600...1800	15...40**	30...45	20...25	63	59	123	42	12	58
Ставропольский край [113]	680...1200 2500...3500	20** 50**	8...15 15	20...22 20...25	42 23	73 74	16 43	75 55	— —	— —
«Туркменнефть» [75]	1000...1100	25**	20	20	—	—	5	60	—	—
«Татнефть» [75]	1700...2200	30...80*	20	23...27	32	47	36	40	129	71
«Грознефть» [100]	2300...5200	43...50	20	20	96	74	—	—	—	—
«Укрнефть», эксплуатационные скважины	2500...3200	60...120	15...20	20—27	62	53	11	9	16	69
То же, разведочные скважины	3000...5400	80...150	25...30	25—27	6	50	7	29	—	—

\* В том числе приобщение новых горизонтов и повторная перфорация после изоляционных работ; N — количество операций, шт.; У — успешность, %.

\*\* Ориентировочные данные.

совершенства скважин и повышению эффективности методов обработки призабойной зоны пласта в различных условиях [27, 73, 119].

Технологические параметры и области применения метода ГПП в скважинах регламентированы руководствами и инструкциями, составленными на основе стендовых и промышленных испытаний.

В частности, действующей инструкцией установлена плотность перфорации в однородных по проницаемости коллекторах: 2...4 отверстия на 1 м толщины места, а продолжительность вскрытия при выработке каналов 15...20 мин. Перепад давления на на-

садках должен быть не менее 20 МПа при  $d_0=4,5$  мм и 10 МПа при  $d_0=6$  мм. Если прочность пород на сжатие больше 30 МПа, нижний предел перепада давления необходимо соответственно увеличить до 30 и 20 МПа. Концентрацию песка рекомендуют поддерживать в пределах 50...100 кг/м<sup>3</sup>.

При проведении промысловых работ в различных районах страны по возможности в основном выдерживали рекомендации, изложенные в указанной инструкции. В табл. 2.8 приведены результаты применения ГПП для первичной перфорации пластов, обсаженных зацементированной эксплуатационной колонной (в том числе с целью приобщения новых пластов); для повторной перфорации пластов, после кумулятивной перфорации и в фильтре; перед обработкой призабойной зоны путем гидроразрыва пласта (ГРП), кислотной обработки (КО) и др.

В таблице также приведены пределы изменения глубины установки ГПА, времени выработки каналов и перепада давления на насадках, а также сведения о прочности пород на сжатие.

Прежде чем рассмотреть результаты применения ГПП, сделаем расчеты изменения глубины канала, вырабатываемого при различных  $\Delta P$ ,  $t$ ,  $d_0$  и  $\sigma_{сж}$ , по зависимости (2.22). При расчетах полагали, что давление среды в зоне перфорации больше критического, а условия перфорации — открытые, поскольку процесс проводили с незаякоренными трубами, ГПА устанавливали на глубине более 600 м. Результаты расчетов приведены в табл. 2.9.

Из этого видно, какое большое влияние на глубину канала ГПП оказывает прочность пород. Так, при  $\sigma_{сж}=20, 50, 100$  и 150 МПа глубина канала, вырабатываемого через насадку  $d_0=4,5$  мм при  $\Delta P=30$  МПа за  $t=20$  мин, составит соответственно 219, 136, 93 и 67 мм. Следовательно, прочность пород на сжатие весьма существенно влияет на глубину вырабатываемого канала и ее необходимо учитывать при анализе промысловых данных. Увеличение длительности выработки каналов от 20 до 40 мин вызывает рост их глубины на 15%, а до 60 мин — на 23%. Тогда глубина канала увеличивается соответственно до 256, 159, 111 и 73 мм за 40 мин и 264, 164, 113 и 80 мм за 60 мин выработки. Подобная зависимость глубины каналов в породах с

Таблица 2.9  
ИЗМЕНЕНИЕ ГЛУБИНЫ КАНАЛА В ПОРОДЕ РАЗЛИЧНОЙ ПРОЧНОСТИ при  $\Delta P=30$  МПа \*

t, мин	Предел прочности на сжатие $\sigma_{сж}$ , МПа			
	20	50	100	150
20	219*	136	93	67
	295**	182	127	88
30	240	149	102	73
	320	199	139	97
60	264	164	113	80
	352	219	152	106
100	276	172	119	84
	367	288	159	111
$\infty$	294	183	127	89
	391	243	169	118

\* При давлении среды больше критического; открытые условия. Расчеты проведены при  $d_0=4,5$  мм.

\*\* То же при  $d_0=6$  мм.

различной прочностью сохраняется и при более длительной выработке каналов. Значительное увеличение глубины выработки каналов достигается и в результате применения насадок большего диаметра.

Анализ данных о применении ГПП в различных районах страны (табл. 2.8) показывает, что первичная гидропескоструйная перфорация прочных пород намного успешнее повторной. В малопрочных породах это различие меньше.

Такое положение можно объяснить следующим. При выработке каналов ГПП в малопрочных породах  $\sigma_{сж} = 50$  МПа их размеры значительно больше размеров каналов кумулятивной перфорации (см. табл. 2.7). Поэтому даже при применяемой небольшой плотности ГПП (два канала на метр) в таких условиях, как видно из табл. 2.7, можно обеспечить коэффициент совершенства скважин примерно 0,85. Это намного больше, чем при перфорации зарядами ПК 103 номинальной плотностью 20 отв/м, что при успешности образования каналов 50% [40] составляет 10 отв/м, при котором  $\eta_c = 0,6$ . При применении в этих же условиях зарядов ПКС 105 номинальной плотностью 21 отв/м (фактически около 10 отв/м)  $\eta_c = 0,79$ , т. е. также меньше, чем при ГПП. Это обстоятельство обеспечивает рост дебита скважин при ГПП в малопрочных породах.

ГПП в прочных породах ( $\sigma_{сж} = 100$  МПа) при перфорации зарядами ПКС 105 с той же плотностью обеспечивает достижение  $\eta_c = 0,71$ , тогда как два канала на 1 м при ГПП позволяют достичь всего  $\eta_c = 0,58$ . Не удивительно, что в таких условиях успешность повторной перфорации не больше 20%.

Уместно сказать также о снижении эффективности ГПП при небольшой плотности ее 2 отв/м в неоднородных коллекторах. Так, в работе [75] отмечено снижение успешности ГПП в кирмакинской свите, представленной тонкочередующимися песками и глинами, до 28%, что примерно в два раза меньше успешности по «Азнефти».

Успешность первичной перфорации также сильно возрастает с уменьшением прочности пород и ростом их трещиноватости при прочих равных условиях. Она самая высокая в Азербайджане, Ставропольском крае и на промыслах Грозного. Наименее успешная ГПП на Предкарпатских месторождениях Украины и на Ромашкинском месторождении Татарии, представленных прочными коллекторами ( $\sigma_{сж} = 60 \dots 120$  МПа), при перфорации которых вырабатываются каналы небольшой глубины.

Обобщая результаты многочисленных работ по ГПП в прочных породах месторождений «Татнефть», некоторые исследователи пришли к выводу о том, что ГПП в данных условиях более эффективна в комплексе с другими мероприятиями, а не как самостоятельный метод.

Совместное применение ГПП и ГРП позволяет повысить эффективность ГРП на Ромашкинском месторождении с 55 до 71%. Кроме того, установлено снижение давления разрыва пласта на

5...10 МПа [19]. Однако, как показано И. В. Кривоносовым [61], ГПП не является средством управления развитием трещин. Предварительное создание щели гидропескоструйным методом инициирует развитие трещины в этом направлении только при условии, что этот пласт обладает наибольшей проницаемостью. Анализ результатов совместного применения ГПП и ГРП на Предкарпатье показал, что оно не приводит к ощутимому повышению эффективности ГРП. Отмечается небольшое, примерно на 10%, снижение давления разрыва пласта по сравнению с ГРП без ГПП.

Рассмотрим более детально опыт ГПП на Предкарпатье. Сначала обратимся к геологии района и коллекторским свойствам пород. Нефтегазоносные структуры Предкарпатья—Долинская, Северо-Долинская, Битковская и другие — представляют собой обычно асимметричные антиклинальные складки с пологими юго-западными и крутыми повернутыми северо-восточными крыльями, срезанными по плоскости надвига. Складки разбиты продольными поперечными нарушениями. Промышленные запасы нефти приурочены в основном к песчаникам эоценовых и менилитовых отложений.

Структуры залегают на глубине 1600...3200 м, а на разведочных площадях — до 5400 м. Все залежи мощные (200...600 м) и многопластовые (10...25 пластов). Особенно сильно расчленены менилитовые залежи.

Продуктивные горизонты эоценового (выгодская и манявская свиты) и олигоценевого (менилитовая свита) возраста представлены частым чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Пласты песчаников в большинстве случаев не выдержаны по площади и разрезу и характеризуются резкой изменчивостью коллекторских свойств, ухудшающихся к крыльям складок. Зоны повышенной песчанистости, наиболее часто встречающиеся в эоценовых залежах, обладают лучшими коллекторскими свойствами. Эоценовые отложения характеризуются большой толщиной пластов и менее расчленены.

Прочность пород-коллекторов на сжатие составляет 60...150 МПа.

По данным исследования кернового материала отмечается наличие трещин в коллекторах и рост интенсивности трещиноватости на участках наибольшего изгиба пластов, а также при уменьшении мощности пропластков. В результате сопоставления карт продуктивности с картами песчанистости, изучения характера и темпа обводнения скважин, сопоставления индикаторных кривых [49] при отборе и нагнетании получено достаточно фактов, подтверждающих незначительную роль трещин как путей движения нефти и газа по пласту к забоям нефтяных скважин. При закачке воды для поддержания пластового давления следует отметить положительное влияние трещиноватости на приемистость нагнетательных скважин, когда на забое скважин создают избыточные давления.

В табл. 2.10 приведены сведения о результатах применения ГПП на нефтяных (Долинское, Битковское) и газоконденсатных

СВЕДЕНИЯ О ПРИМЕНЕНИИ ГПП В ОБЪЕДИНЕНИИ «УКРНЕФТЬ»

Таблица 2.10

Месторождение, залежь	Глубина перфорации, м	Прочность пород на сжатие, МПа	Перепад давления на насадках, МПа	d <sub>0</sub> , мм	t, мин.	Нефтяные скважины			Нагнетательные скважины		
						количество операций	в т. ч. успешных	успешность, %	количество операций	в т. ч. успешных	успешность, %
А. Первичная перфорация											
Долинское олигоценовая эоценовая	2100... 2700	90...130	22...27	4,5	20	5	2	40	7	3	43
	2500... 3100	70...110	22...29	4,5	20	8	1	12	5	1	20
Сев. Долинское, эоценовая	2800... 3200	60...90	22...29	4,5	20	13	10	77	5	4	80
Росильнянское, Космачское эоценовая	2500... 3100	80...100	20...29	4,5	30...50	9	8	90	—	—	—
Битковское олигоценовая	1600... 2300	80...120	20...28	4,5	40...60	4	1	25	—	—	—
Танявская, Сходницкая, Иваньки олигоценовая и эоценовая	3500... 5400	100...150	27...33	4,5 6,0	40...60	6	3*	50	—	—	—
ВСЕГО						45	25	55	17	8	47

Б. Повторная перфорация

Долинское олигоценовая эоценовая	2100...3100	70...130	22...27	4,5	20	3	0	0	7	1	14
----------------------------------	-------------	----------	---------	-----	----	---	---	---	---	---	----

Продолжение табл.

Месторождение, залежь	Глубина перфорации, м	Прочность пород на сжатие, МПа	Перепад давления на насадках, МПа	$d_0$ , мм	$t$ , мин.	Нефтяные скважины			Нагнетательные скважины		
						количество операций	в т. ч. успешных	успешность, %	количество операций	в т. ч. успешных	успешность, %
Битковское олигоценовая, Танявская, Сходницкая, Иваньки олигоценовая и эоценовая	1600...2300 3500...5400	80...120	20...28	4,5	40...60	8	1	12	—	—	—
Всего						18	3	17	7	1	4

\* После ГПП получены непромышленные притоки нефти или большие притоки воды, поэтому работы успешные, во неэффективные.

(Космачское, Росильнянское) месторождениях внутренней зоны Предкарпатского прогиба. Здесь же имеются основные данные, характеризующие условия применения и параметры процесса ГПП. Большее количество работ относится к первичной перфорации в скважинах.

Анализируя результаты работ, приведенные в табл. 2.10, приходим к выводу о том, что наилучшие результаты получены при первичной перфорации эоценовых отложений Северно-Долинского, Космачского и Росильнянского месторождений. Это обусловлено следующими обстоятельствами.

Продуктивные пласты эоценовых отложений Северно-Долинского нефтяного месторождения представлены сравнительно однородными песчаниками большой толщины (5...20 м), характеризующимися сравнительно невысокой для Предкарпатья прочностью пород (60...100 МПа). Согласно данным табл. 2.9, глубина каналов, вырабатываемых в пласте при применяемых режимных параметрах (табл. 2.10), составляет около 100 мм, а ожидаемая степень совершенства скважин — не более 0,6. В таких условиях успешность первичной перфорации достигает 80%.

Основной задачей ГПП нефтяных скважин в условиях Северно-Долинского месторождения было приобщение новых пластов, часто газоносных с целью продления периода фонтанирования скважин (ск. 101 сд, 103 сд, 78 сд и др.) или первичной перфорации нефтегазоносных пластов (скв. 8 сд, 24 сд и др.). В нагнетательных скважинах (114 сд, 116 сд и др.) эти работы про-



водили для выравнивания профиля приемистости воды по разрезу. В ряде скважин (8 сд, 101 сд, 24 сд и др.) ГПП являлась единственно возможным методом перфорации с использованием малогабаритных ГПА, поскольку колонны были непроходимыми для кумулятивных перфораторов.

Как пример рассмотрим более детально процесс ГПП на скв. 103 сд, введенной в эксплуатацию с дебитом нефти 131 т/сут при газовом числе 387 м<sup>3</sup>/м. В скважине были перфорированы ПК 103 плотностью 20 отв/м эоценовые отложения в интервале 2853...2915 м. Через три года скважина снизила дебит нефти до 27 т/сут, а затем в результате обводнения прекратила фонтанирование. Для возобновления фонтанирования проведена ГПП газовых пропластков в интервале 2835...2850 м, где  $k_{\text{п}}=9,5$ ...11,4%. Всего проведено пять установок ГПА с шестью насадками  $d_0=4,8$  мм, длиной 2,5 м, спущенного на 73 НКТ.

При ГПП поддерживали такие параметры:  $t=30$  мин,  $q=0,9$  м<sup>3</sup>/мин,  $P_y=34$  МПа,  $\Delta P=25$  МПа,  $c_{\text{п}}=40$  кг/м<sup>3</sup>, плотность перфорации 2 отв/м.

После ГПП скважина опять начала фонтанировать с дебитом нефти 47 т/сут, воды 4 м<sup>3</sup>/сут при газовом числе 750 м<sup>3</sup>/т. Дополнительная добыча составила больше 10 тыс. т нефти.

В нагнетательной скв. 117 сд эоценовые отложения перфорированы ПК 103 плотностью 20 отв/м в интервале 3054...3126 м. Однако закачиваемую воду принимало только четыре интервала общей толщиной 10 м. Приемистость скважины составила 30 м<sup>3</sup>/сут при давлении 16 МПа на устье.

Для увеличения приемистости скважины и выравнивания профиля приемистости проведено ГПП таким же ГПА на 73 мм НКТ при 15 установках его в интервалах 3054...3064 м, 3068...3078 м, 3082...3088 м, 3094...3124 м.

При ГПП поддерживали следующие значения параметров:  $t=20$  мин,  $q=0,9$  м<sup>3</sup>/мин,  $P_y=34$  МПа,  $\Delta P=23$  МПа,  $c_{\text{п}}=40$  кг/м<sup>3</sup>, плотность перфорации 2 отв/м.

После ГПП приемистость скважины увеличилась до 85 м<sup>3</sup>/сут при  $P_y=16$  МПа. Затем проведена глиноукислотная обработка путем закачки в пласт 24 м<sup>3</sup> 10%-ной HCl+4%-ной HF и 100 м<sup>3</sup> воды, после этого скважина пущена под нагнетание с приемистостью 300 м<sup>3</sup>/сут при  $P_y=16$  МПа.

Дебиты нефтяных скважин 8 сд, 25 сд после первичной ГПП при таких же параметрах составили больше 20 т/сут.

Коллекторы продуктивных эоценовых отложений Космачского и Росильянского газоконденсатных месторождений также сравнительно однородные, но более прочные, чем на Северно-Долинском месторождении. Поэтому время отработки каналов увеличили до 30...50 мин. Благодаря этому расчетная глубина канала осталась примерно такой же, как при ГПП на Северно-Долинском месторождении.

Все работы по ГПП проводили на глинистых растворах плотностью 1300...1700 кг/м<sup>3</sup>, утяжеленных баритом, вязкостью

60...130 с по СПВ-5. Для восстановления абразивных свойств струи через пять установок ГПА в раствор добавляли 50 кг/м<sup>3</sup> кварцевого песка фракции 0,8...1,2 мм.

После первичной ГПП, при пластовом давлении, примерно в полтора раза большем гидростатического, получали притоки газа 0,3...1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут из отдельных эксплуатационных объектов, в скважинах 1 Космач, 23 Росильная и др. Например, в скв. 23 Рос. спущен ГПА длиной 1,0 м с тремя насадками  $d_0=4,5$  мм. В интервале 3045...3090 м выполнено 30 установок ГПА. Выработку каналов осуществляли при  $\Delta P=20$  МПа,  $P_y=33$  МПа,  $q=9$  л/с,  $t=50$  мин. Средняя пористость пород в интервале ГПП составляет 10%, при которой  $\sigma_{\text{сж}}=100$  МПа. Согласно табл. 2.9, глубина вырабатываемого канала должна быть около 90 мм, а плотность перфорации — 2 отв/м.

По данным исследования скважин, приток газа достигал 276 тыс. м<sup>3</sup>/сут при  $P_y=31,4$  МПа, а коэффициент проницаемости призабойной зоны  $3 \cdot 7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. ГПП была успешной. Отметим, что снижение фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта в результате образования каналов с большой площадью фильтрации сильнее отражается на дебите газовых пластов и газоконденсатных скважин, поскольку скорость движения газа в призабойной зоне пласта намного выше, чем жидкости.

Таким образом, первичная гидродескоструйная перфорация в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах на залежах эоценовых отложений Северно-Долинского, Космачского и Росильянского месторождений, характеризующихся сравнительно большей однородностью массивных толщ низкопроницаемых коллекторов прочностью 60...100 МПа, при указанных режимах процесса обеспечивает достаточно хорошее сообщение ствола скважины с пластами.

Процесс ГПП в олигоценовых отложениях Долинского и Битковского месторождений практически малоэффективен (табл. 2.10). Это обусловлено увеличением прочности породы, ростом расчлененности продуктивных горизонтов и худшими их коллекторскими свойствами, возможностью выпадения парафина из нефти.

Если средние значения прочности продуктивных пород различных эоценовых залежей Предкарпатья составляют 75...90 МПа проницаемости  $(6...10) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а продуктивные пласты объединяются в три-четыре пачки толщиной 25...36 м, то в олигоценовых отложениях соответственно  $\sigma_{\text{сж}}=100...110$  МПа,  $k_{\text{пл}}=(1-3) \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и выделяется 25...33 продуктивных пласта, характеризующихся большой внутренней неоднородностью по проницаемости. Олигоценовым породам присущ флишевый характер наложения пород, которому свойственно чередование очень прочных песчаников (от долей сантиметра до нескольких метров), алевролитов, аргиллитов и карбонатных пропластков. Породы разбиты системой открытых трещин (проницаемость матрицы — миллионные доли мкм<sup>2</sup>, трещин  $15...26 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и

их раскрытость  $2 \cdot 10^{-5}$  м), залеченных минеральным непроницаемым веществом, в основном кальцитом.

Залеченные трещины снижают проницаемость песчаников, тем больше, чем шире трещина (например, при ширине 1,5 мм трещина снизила проницаемость матрицы от  $1,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $0,06 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Обобщая результаты описанных исследований, Р. Н. Засадный [39] представил резервуар гранулярных менилитовых отложений разобленным по напластованию непроницаемыми глинистыми разностями, а по вертикали — системой залеченных трещин на отдельные блоки, сообщающиеся менее густыми открытыми трещинами неотектонического происхождения. Залеченные трещины существенно изменяют пути фильтрации флюидов в пластах.

Кроме указанных особенностей строения олигоценовых пород, характерных для Предкарпатья в целом, условия разработки их в пределах Битковского месторождения усугубляются тем, что его высокопарафинистые нефти в пластовых условиях насыщены парафином ( $T_{\text{нас}} = 42 \dots 45^\circ \text{C}$ ;  $T_{\text{пл}} = 48 \dots 52^\circ \text{C}$ ). Поэтому небольшие изменения температуры пластов на несколько градусов вызывают кристаллизацию парафина в поровом пространстве [114] и резкое снижение проницаемости пород. Расчеты свидетельствуют [91] о возможности выпадения парафина из нефтей при проведении ГРП или ГПП на скважинах Битковского месторождения.

В работе УкрНИГРИ [40] приведены интересные данные по разведочным площадям Предкарпатья и Закарпатья. При испытании промысловых коллекторов по 326 объектам здесь применяли в 28 объектах ГПП, 289 — кумулятивную перфорацию и в 12 — фильтр. Если сопоставить объекты по значению притоков, то при ГПП отсутствие притока наблюдалось у 16% объектов, слабые притоки (до 10 м<sup>3</sup>/сут) — 8% и большие притоки (более 10 м<sup>3</sup>/сут) — 76%. Подобное распределение по притоку происходило на объектах, оборудованных фильтром, соответственно 17, 17 и 66%. После кумулятивной перфорации распределение притоков значительно отличается от предыдущих и составляет соответственно 37, 36 и 27%.

Приведенные данные свидетельствуют о наличии определенных преимуществ ГПП, которая обеспечивает высокую степень совершенства скважин, сравнимую с совершенством скважин, оборудованных фильтром, если каналы ГПП выработаны в продуктивных пластах.

Приведенные данные свидетельствуют о наличии определенных вичном (45%) и повторном вскрытии (83%) на Предкарпатье обусловлен различными причинами, но прежде всего недостаточно точной привязкой перфоратора к продуктивным горизонтам, подлежащим вскрытию, несоответствием плотности перфорации и параметров процесса условиям в скважине и необоснованным выбором объектов для вскрытия.

Нефтегазовым ВНИИ разработан способ точной привязки ГПА к разрезу скважины с применением репера в виде источника или

экрана, устанавливаемого на НКТ, и последующим проведением НГК или ГК для его отбивки. В качестве экрана может применяться муфта длиной 0,5 м и толщиной 15 мм.

Большая точность привязки перфоратора  $\pm 0,2$  может быть достигнута путем установки магнитной метки над кровлей продуктивного горизонта [55]. Определяется точное расстояние от метки до кровли с помощью ГК или НГК, а в процессе перфорации привязку ГПА осуществляют уже к магнитной метке. Способ успешно внедрен Стрыйской ЭГИС на Предкарпатье.

Плотность перфорации должна быть такой, чтобы обеспечить полный охват всех пластов и пропластков в разрезе скважины. Увеличение глубины канала можно обеспечить за счет создания открытых условий перфорации путем периодического изменения устьевого давления на 1...3 МПа, в зависимости от длины НКТ.

Вместе с тем необходимо следить за заданным режимом работы агрегатов, не допуская временных остановок части машин или самопроизвольного изменения расходов обслуживающим персоналом.

При большем изменении устьевого давления, несомненно, можно добиться образования щели в обсадной колонне скважины, однако предсказать размеры ее расчетным путем весьма затруднительно.

Целесообразно провести специальные исследования для изучения перемещений ГПА в глубоких скважинах при постоянном и переменном давлении на устье скважины и обоснования режимов перфорации.

На основе обобщения и накопленного опыта, сложившихся представлений о механизме выработки каналов и фильтрации пластовых флюидов приходим к выводу о том, что имеются резервы увеличения успешности метода ГПП при выполнении промысловых работ. При выборе объектов для вскрытия пластов ГПП и параметров процесса необходимо учитывать прочность и коллекторские свойства пород, состояние призабойной зоны пласта, условия работы струи, а также обеспечить точность установки перфоратора в заданном интервале и поддержание заданных режимов при проведении процесса.

Учитывая большие возможности и гибкость метода ГПП, необходимо обратить особое внимание на совершенствование процесса с целью увеличения глубины каналов перфорации.

## ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА С ПОМОЩЬЮ СТРУЙНЫХ АППАРАТОВ

Вызов притока из пласта в основном обеспечивается за счет создания депрессии на пласт. В этот же период происходит очистка приствальной зоны от проникшего в нее фильтрата, дисперсной фазы или бурового раствора. Существующие методы создания депрессии на пласт во многих случаях являются малоэффективными и часто не обеспечивают качественного освоения продуктивных пластов, особенно трещиноватых, при низких пластовых давлениях, так как неконтролируемые изменения пористости и проницаемости отражаются на результатах освоения скважины. Искусственный пластовый дроссель, созданный этими изменениями, влияет на приток жидкости из пласта в течение всей жизни скважины; с падением пластового давления его влияние усиливается, что в конечном итоге отражается на коэффициенте нефтеотдачи. Поэтому в процессе вызова притока из пласта принимают всевозможные меры для оценки приствальной зоны от проникших в нее посторонних веществ, направленные на восстановление первоначальных коллекторских свойств.

Известны способы очистки приствальной зоны продуктивного пласта нагнетательных скважин, которые заключаются в многократных периодических кратковременных разливах и остановках скважин или же остановках с закачкой воды при давлении нагнетания [31]. Однако эти способы можно применять только в нагнетательных скважинах, в которых пластовое давление больше гидростатического при закачке воды в коллектор с открывающимися при давлении нагнетания трещинами.

К. В. Гаврилкевич [26] предложил в 1938 г. метод «переменных давлений», сущность которого заключается в периодических закачках жидкости в пласты через затрубное пространство с последующим резким снижением давления в скважине, сопровождающимся выбросом жидкости из открытых трещин через насосно-компрессорные трубы, спущенные ниже продуктивного горизонта. Чем быстрее происходит снижение давления в скважине, тем эффективнее очистка трещин. Жидкость, устремляющаяся из трещин, выносит из пласта твердые частицы, которые затрудняют приток пластовых флюидов. Промысловые испытания этого метода [43, 49]

показали, что он эффективен для очистки призабойной зоны нагнетательных скважин при пластовых давлениях, равных гидростатическому или выше. При реализации метода обычно осуществляли 30...70 циклов изменения давления, причем больший вынос грязи из пласта наблюдался при давлении на устье 3...10 МПа, тогда как максимальные давления достигали 15...25 МПа. Недостаток метода — необходимость создания избыточных знакопеременных нагрузок на обсадную колонну, в связи с чем имеются случаи их нарушения, поэтому применение метода ограничено.

Ф. С. Абдулиным [2] предложен способ создания мгновенных высоких депрессий на пласт, осуществляемый в скважине оборудованной НКТ с пакером, циркуляционным, обратным и забойным клапанами. После распаковки пакера поршневанием или при помощи компрессора через циркуляционный клапан понижают в полости скважины под пакером уровень жидкости на допустимую глубину. Затем приподнимают НКТ, забойный клапан открывается, создается депрессия, и поступающая из пласта жидкость заполняет полость НКТ. Рекомендуется создание многократных циклов депрессий.

Этот метод — эффективное средство очистки приствальных зон, однако и он имеет ряд недостатков.

Перед началом каждого цикла максимально возможной депрессии, соответствующей удалению жидкости из скважины до уровня установки циркуляционного клапана над пакером, необходимо продуть скважину воздухом, а для этого требуется не менее 3—4 ч. Следовательно, это трудоемкий многоцикловой процесс. Для продувки скважины воздухом требуются компрессоры, которые в ряде случаев (например, в условиях Сибири или Севера) трудно транспортируемы к скважинам. Если же проводить 10...20 циклов после однократного опорожнения скважины, то они должны быть кратковременными и осуществляться при постоянно снижающейся депрессии.

Отбор жидкости из пласта за один цикл при пластовом давлении, равном гидростатическому, не превышает объем НКТ, а при давлениях, меньших гидростатического, объем НКТ в интервале от динамического до статического уровней.

Обсадная колонна выше интервала установки пакера в момент продувки НКТ работает в условиях опорожнения при больших снимающих нагрузках, поэтому максимальная депрессия ограничена в связи с условиями прочности колонны.

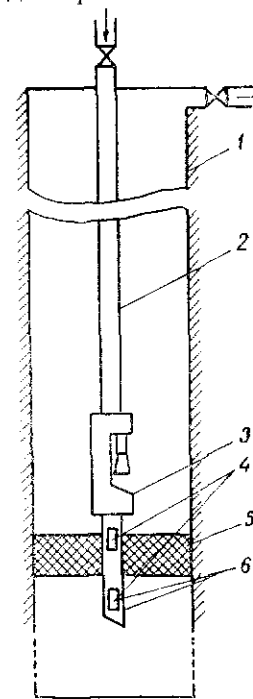


Рис. 3.1. Общая схема компоновки струйного насоса в скважине:  
1 — обсадная колонна; 2 — колонна насосно-компрессорных труб; 3 — струйный насос; 4, 6 — глубинный манометр; 5 — пакер.

Депрессии прилагаются к пласту за очень малый промежуток времени, и восстановление давления в скважине идет медленно. Поэтому возникают ударные нагрузки, направленные от пласта в скважину, способствующие разрушению пласта.

Начиная с 1966 г., для более полной очистки эксплуатационных объектов от продуктов кольтации, а также с целью повышения охвата пластов заводнением [38, 42] предложено использование больших депрессий, создаваемых испытателями пластов. Практика подтвердила высокую эффективность этого метода с точки зрения увеличения дебитов нефтяных скважин.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработана технология [123] вызова притока из пласта с очисткой пристольной зоны путем воздействия на пласт циклических управляемых депрессий. Эта технология реализуется при помощи установленного на насосно-компрессорных трубах пакера и смонтированного над ним струйного насоса (рис. 3.1). НКТ опускаются в скважину до необходимой глубины и пакеруются при помощи пакера. Путем подачи рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной зоне до размеров, меньших гидростатического, выдерживается пласт при необходимой депрессии, а затем при прекращении подачи рабочего агента в скважине восстанавливается гидростатическое давление. После чего цикл повторяется многократно до появления притока из пласта. Как будет показано ниже, имеется возможность с помощью струйных аппаратов создать глубокие депрессии, так как при правильно подобранной их конструкции может происходить понижение давления на приеме струйного насоса вплоть до вакуума в течение нескольких секунд. Восстанавливается гидростатическое давление также быстро.

### 3.1. Обоснование возможности создания глубоких управляемых депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов

Известно [102], что в струйных аппаратах происходит смешение и обмен энергий двух потоков разных давлений, при которых образуется смешанный поток со смешанным давлением, в результате увеличения струей рабочего потока, выходящей в приемную камеру насоса с большой скоростью среды, имеющей более низкое давление. Увлекаемый поток называется инжектируемым. В струйных аппаратах происходит преобразование потенциальной энергии потока в кинетическую, которая частично передается инжектируемому потоку. При протекании по струйному аппарату происходит выравнивание скоростей смешиваемых потоков и обратное преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную. На рис. 3.2 изображена принципиальная схема струйного аппарата [102]. Здесь  $Q_p$ ,  $Q_n$ ,  $Q_c$  — расходы рабочей, инжектируемой и смешанной жидкостей;  $f_{p2}$  и  $f_{n2}$  — площади рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении

цилиндрической камеры смещения;  $\omega_{p2}$ ,  $\omega_{n2}$ ,  $\omega_3$  — скорости рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении и смешанного потока в выходном сечении камеры смешения;  $p_{p2}$ ,  $p_{n2}$ ,  $p_3$  — статические давления рабочего и инжектируемого потоков во входном сечении и смешанного потока в выходном сечении цилиндрической камеры смещения.

Процессы, свойственные струйным аппаратам, описываются такими законами:

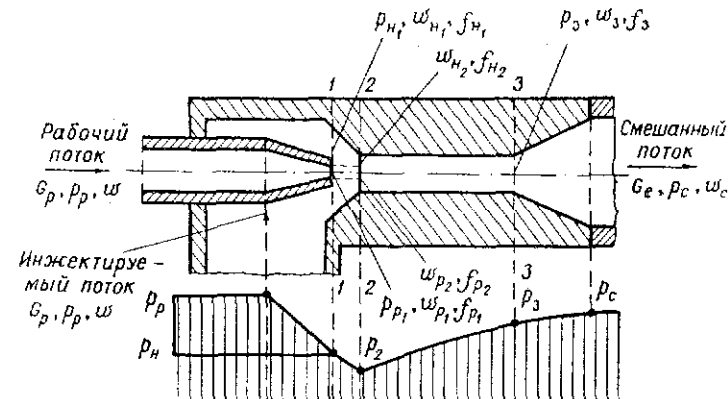


Рис. 3.2. Принципиальная схема струйного аппарата.

- 1) сохранения массы

$$Q_c = Q_p + Q_n; \quad (3.1)$$

- 2) сохранения энергии

$$(i_p + u i_n) = (1 + u) i_c, \quad (3.2)$$

где  $i_p$ ,  $i_n$ ,  $i_c$  — энтальпии рабочего и инжектируемого потоков до аппаратов и смешанного потока после аппарата;  $u = Q_n/Q_p$  — коэффициент инжекции;

- 3) сохранения импульсов сил

$$Q_p \omega_p + Q_n \omega_n - (Q_p + Q_n) \omega_3 = p_3 f_3 + \int_{f_3}^{f_1} p df - (p_p f_p + p_n f_n), \quad (3.3)$$

где  $\int_{f_3}^{f_1} p df$  — интеграл импульса сил на боковую поверхность камеры смешения между сечениями 1—1 и 3—3.

В рассматриваемых струйных аппаратах, предназначенных для откачки жидкости из скважины, рабочая и инжектируемая жидкости являются равнофазными и свойства их сжимаемости не проявляются.

В процессе освоения скважины наблюдаются два этапа. Первый, когда при создании депрессии на пласт приток из скважины отсутствует либо он незначительный. Второй, когда под влиянием депрессии жидкость с различной скоростью протекает в скважину. Первый этап обеспечивает необходимое условие прорыва пластового флюида через искусственный дроссель, созданный вокруг ствола скважины в процессе его вскрытия и крепления, и характеризуется нестационарным характером притока жидкости из пласта. Второй этап характеризуется более или менее стационарным течением жидкости и обеспечивает проявление горногеологических характеристик пласта. При применении струйных аппаратов на первом этапе наблюдается незначительный приток жидкости из пласта, поэтому перед струйным аппаратом ставится задача — создать более глубокие депрессии на пласт, т. е. этот струйный аппарат должен обеспечивать надежную работу в области малых значений коэффициента инжекции ( $u=0 \dots 0,3$ ).

На втором этапе необходимо при заданных условиях откачать количество жидкости, которое притекает или может притечь из пласта к скважине. На этом этапе струйный аппарат должен обеспечить надежную работу при больших коэффициентах инжекции ( $u > 0,5$ ; 1; 1,5; 2 и т. д.).

Известно, что по соотношению диаметров  $f_c/f_p$  струйные насосы относятся либо к низконапорным ( $f_c/f_p > 4$ ), либо к высоконапорным ( $f_c/f_p < 4$ ).

В работе [102] показано, что низконапорные струйные насосы во всех диапазонах рабочего участка характеристики (при любых значениях  $u$ ), а высоконапорные струйные насосы только в области малых значений и хорошо описываются уравнением импульса движения:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \varphi_1^2 \frac{f_p}{f_3} \left[ 2\varphi_2 + \left( 2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) \frac{\rho_p}{\rho_n} \frac{f_p}{f_n} u^2 (2 - \varphi_3^2) \frac{\rho_p}{\rho_c} \frac{f_p}{f_3} (1 + u^2) \right], \quad (3.4)$$

где  $\rho_p$ ,  $\rho_n$ ,  $\rho_c$  — плотность рабочей, инжектируемой и смешиваемой жидкостей.

Поэтому в этой же работе рекомендовано уравнение  $\Delta p_c/\rho_p$ , учитывающее изменение сечения рабочего потока на входном участке камеры смешения  $f_{p2} < f_{p1}$ , вызванное снижением статического давления на этом участке  $p_2 < p_n$  при повышенных значениях  $u$ . Тогда уравнение импульса движения запишется в следующем виде:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \varphi_1^2 \frac{f_p}{f_3} \left[ 2\varphi_2 \frac{f_p}{f_{p2}} + 2\varphi_2 \frac{\rho_p}{\rho_n} \frac{f_p}{f_n} u^2 - (2 - \varphi_3^2) \frac{\rho_p}{\rho_c} \frac{f_p}{f_3} (1 + u^2) \right] - \frac{\Delta p_n}{\Delta p_p}, \quad (3.5)$$

где  $\Delta p_c/\Delta p_p$  — относительный перепад давления, создаваемый струйным аппаратом;

$$\Delta p_c = p_c - p_n; \quad \Delta p_p = p_p - p_n,$$

здесь  $p_c$  — давление на выкиде струйного аппарата;  $p_p$  — давление на входе в рабочее сопло струйного аппарата;  $p_n$  — давление инжектируемой жидкости.

В уравнении (3.4) принято условие, что площадь сечения рабочей жидкости от рабочего сопла до входа в камеру смешения остается неизменной, тогда рабочий и инжектируемый потоки на этом участке не смешиваются, т. е. что  $f_{p1} = f_{p0}$ .

В этом случае  $f_2 = f_{p1} + f_{n2} = f_3$ ;  $f_{n2} = f_3 - f_{p1}$ , тогда  $f_{p1}/f_{n2} = f_{p1}/(f_3 - f_{p1}) = (f_{p1}/f_3) / [1 - (f_{p1}/f_3)]$ , где  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$ ,  $\varphi_3$ ,  $\varphi_4$  — коэффициенты скоростей в рабочем сопле, в камере смешения, во входном участке камеры смешения и в диффузоре.

В работе [102] рекомендуемые значения коэффициентов оцениваются так:

$$\varphi_1 = 0,95; \quad \varphi_2 = 0,975; \quad \varphi_3 = 0,9 \text{ и } \varphi_4 = 0,925.$$

После подстановки коэффициентов уравнение (3.4) принимает такой вид:

$$\frac{\Delta p_c}{\Delta p_p} = \frac{f_{p1}}{f_3} \left[ 1,75 + 0,7 \frac{\rho_n}{\rho_n} \frac{f_{p1}}{f_{n2}} u^2 - 1,07 \frac{\rho_p}{\rho_c} \frac{f_{p1}}{f_3} (1 + u^2) \right]. \quad (3.6)$$

Уравнение (3.4) показывает, что при заданном  $u$  перепад давлений, создаваемый струйным насосом  $\Delta p_c = p_c - p_n$ , пропорционален располагаемому перепаду давлений рабочего потока  $\Delta p_p = p_p - p_n$ . Из уравнения (3.4) видно, что перепад зависит от отношения сечений рабочего сопла и камеры смешения  $f_p/f_3$ , коэффициентов скоростей отдельных элементов струйного аппарата  $\varphi_1$ ,  $\varphi_2$ ,  $\varphi_3$ ,  $\varphi_4$  и коэффициента инжекции.

При  $u=0$  струйный аппарат развивает максимальный относительный перепад давлений, определяемый зависимостью

$$(\Delta p_c/\Delta p_p)_{\max} = \varphi_1^2 (f_p/f_3) [2\varphi_2 - (2 - \varphi_3^2)(\rho_p/\rho_c)(f_{p1}/f_3)]. \quad (3.7)$$

Подставив в уравнение (3.6) значения коэффициентов  $\varphi_1$  и  $\varphi_3$ , а также приняв, что  $\rho_p = \rho_c$ , получим

$$(\Delta p_c/\Delta p_p)_{\max} = (f_p/f_3) [1,75 - 1,07 (f_{p1}/f_3)]. \quad (3.8)$$

Таким образом, уравнения (3.4), (3.6), (3.7) и (3.8) можно использовать для определения относительного перепада давления в струйном аппарате при заданных значениях соотношений  $f_p/f_3$ ,  $f_{p1}/f_n$  или максимального относительного перепада давления при  $u=0$ . Эти уравнения в дальнейшем лягут в основу определения технологических параметров вызова притока из пласта.

Рассмотрим также уравнение (3.5), предназначенное для характеристики высоконапорного струйного аппарата при повышенных значениях коэффициента инжекции  $u$ . В этом случае  $\Delta p_k = p_n - p_2$  — величина снижения статического давления на входном участке камеры смешения;  $p_2 = p_{p2} = p_{n2}$  — статическое давление во входном сечении цилиндрической камеры смешения.

$$\frac{\Delta p_k}{\Delta p_p} = \frac{(\varphi_1^2/\varphi_2^2)(\rho_p/\rho_n)u^2}{[(f_3/f_p) - (1/\sqrt{1 + (\Delta p_k/\Delta p_p)})]^2}; \quad (3.9)$$

$$f_p/f_{p_2} = \sqrt{1 + (\Delta p_c/\Delta p_p)}; \quad (3.10)$$

$$f_{p_1}/f_{p_2} = 1/[(f_3/f_p) - (f_{p_1}/f_{p_2})]. \quad (3.11)$$

В уравнении (3.5) отношения сечений  $f_p/f_{p_2}$  и  $f_{p_1}/f_{p_2}$  — переменные, зависящие от коэффициента инжекции  $u$ , поэтому вначале определяем для каждого значения  $u$  параметры  $\Delta p_k/\Delta p_p$ ,  $f_p/f_{p_2}$ ,  $f_{p_1}/f_{p_2}$  по зависимостям (3.9), (3.10), (3.11), а затем рассчитанные значения подставляем в уравнение (3.5).

Такое детальное описание известных формул [102] необходимо, так как они позволяют в последующем оценить ряд технико-технологических параметров освоения скважин с помощью струйных аппаратов.

Перейдем к рассмотрению необходимых значений  $p_p$ ,  $p_c$  в реальной скважине.

Так, давление рабочей жидкости на входе в рабочее сопло определяется такой зависимостью:

$$p_p = p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*, \quad (3.12)$$

где  $p_{ж.р}$  — масса столба рабочей жидкости на данной глубине;  $p_a$  — давление насосного агрегата на устье;  $\Delta p^*$  — потери давления при движении рабочей жидкости от насосного агрегата к рабочему соплу струйного аппарата.

Давление на выкиде струйного аппарата определяется, исходя из необходимости доставки смешанного потока на поверхность скважины

$$p_c = p_{ж.с} + \Delta p^{**}, \quad (3.13)$$

где  $p_{ж.с}$  — масса столба смешанной жидкости;  $\Delta p^{**}$  — потери давления при движении рабочей жидкости от струйного аппарата к устью скважины.

$$p_{ж.р} = \rho_p gH; \quad p_{ж.с} = \rho_c gH,$$

где  $H$  — глубина установки струйного аппарата;  $g$  — ускорение свободного падения тел.

Потери давления  $\Delta p^*$  и  $\Delta p^{**}$  определяются известными выражениями

$$\Delta p^* = \lambda (8\rho_p HQ_p^2)/\pi^2 d^5; \quad (3.14)$$

$$\Delta p^{**} = \lambda (32\rho_c HQ_c^2)/\pi^2 (D - d_1)^3 (D - d_1)^2, \quad (3.15)$$

где  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $d$  — внутренний диаметр насосно-компрессорных труб;  $d_1$  — наружный диаметр насосно-компрессорных труб;  $D$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны.

Обозначим отношение  $\Delta p_c/\Delta p_p$  из зависимостей (3.4) или (3.5) через  $A$ , определим ряд параметров, например, какое сни-

жение давления на пласт  $p_n$  будет достигнуто при заданном давлении  $p_a$  либо при каком  $p_a$  будет обеспечено условие  $p_n = 0$

$$\Delta p_c/\Delta p_p = A = (p_c - p_n)/(p_p - p_n). \quad (3.16)$$

В первом случае рассмотрим

$$p_n = (p_c - A p_p)/(1 - A). \quad (3.17)$$

Подставляя из формул (3.12) и (3.13) значения  $p_p$  и  $p_c$ , получим:

$$p_n = (1/(1 - A))[p_{ж.с} + \Delta p^{**} - A(p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*)]; \quad (3.18)$$

при  $p_n = 0$ ;

$$\text{или } p_a = [(p_{ж.с} + \Delta p^{**})/A] - p_{ж.р} + \Delta p^* - [p_n(1 - A)/A]; \quad (3.19)$$

$$p_{ж.с} + \Delta p^{**} - A(p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*) = 0; \quad (3.20)$$

$$p_a = [(p_{ж.с} + \Delta p^{**})/A] - p_{ж.р} + \Delta p^*. \quad (3.21)$$

Используя соотношения (3.4), (3.5), можем определить также значение конструктивного соотношения диаметров рабочего сопла и камеры смешения струйного аппарата, обеспечивающих создание заданной или самой глубокой депрессии на пласт.

Обозначим

$$f_p/f_3 = K = (d_p/d_c)^2,$$

где  $d_p$  и  $d_c$  — диаметры рабочего сопла и камеры смешения.

Так, при  $p_n = 0$ ;  $A = p_c/p_p$

или

$$K[1,75 - 1,07 p_p(1 + u)^2/\rho_c] = (p_{ж.с} + \Delta p^{**})/(p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*). \quad (3.22)$$

Условие (3.22) позволяет определить соотношение площадей сечений рабочего сопла и камеры смешения  $K$  в следующей форме:

$$K = [0,8 \rho_p/(1 + u)^2 \rho_c][1 + \sqrt{1 - [1,42(1 + u)^2 \rho_c(p_{ж.с} + \Delta p^{**})/p_p(p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*)]}]. \quad (3.23)$$

Минимальное соотношение площадей  $f_p/f_c$  достигается при условии равенства подкоренного выражения в уравнении (3.23) нулю. Тогда

$$K_{\min} = 0,8 \rho_p/(1 + u)^2 \rho_c. \quad (3.24)$$

При исследовании условий сохранения подкоренного выражения в уравнении (3.23)

$$1 - [1,42(1 + u)^2 \rho_c(p_{ж.с} + \Delta p^{**})/p_p(p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*)] = 0. \quad (3.25)$$

можно определить достигаемый коэффициент инжекции при заданных условиях глубины установки струйного аппарата, давления насосного агрегата на устье, расхода промывочной жидкости и т. д.

Тогда

$$u = [p_p(p_{ж.р} + p_a - \Delta p^*)/(\rho_c(p_{ж.с} + \Delta p^{**})1,42)]^{1,2} - 1, \quad (3.26)$$

или при заданной инжекции  $u$  (при малых значениях) определить необходимое давление насосных агрегатов на устье

$$p_a = 1,42(1+u)^2(p_c/\rho_p)(\Delta p^{**} + p_{ж.с}) - p_{ж.р} + \Delta p^*. \quad (3.27)$$

Для примера в табл. 3.1 приведены рассчитанные давления насосного агрегата  $p_a$  по зависимости (3.19) при различных значениях коэффициента инжекции струйного аппарата, устанавливаемого на разных глубинах ( $\Delta p^*$  и  $\Delta p^{**}$  взяты ориентировочными без строгого подсчета).

Таблица 3.1  
РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ  
НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ  
ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ  
КОЭФФИЦИЕНТА ИНЖЕКЦИИ

Исходные данные	Коэффициент инжекции		
	0,1	0,2	0,3
$H=4000$ м $\Delta p^{**}=5,0$ МПа $\Delta p^{**}=7,5$ МПа	45,5	60,5	76,5
$H=6000$ м $\Delta p^{**}=7,0$ МПа $\Delta p^{**}=10,0$ МПа	66,5	88,0	112,5
$H=8000$ м $\Delta p^{**}=9,0$ МПа $\Delta p^{**}=12,5$ МПа	86,5	107,0	147,5
$d_p/d_k$	0,772	0,708	0,654

зависимостью (3.27), приведены в табл. 3.2.

Согласно принятому нами условию значения  $u > 0,30$  не рассматриваются. Особую сложность представляет учет сжимаемости струи при повышенных коэффициентах инжекции  $u$ .

На ЭВМ мы получили значения  $\Delta p_c/\Delta p_n$ , определенные на основании зависимостей (3.5), (3.9), (3.10) и (3.11). При расчете рассмотрены следующие условия:  $f_3/f_p$  принято равным 2,04; 2,29; 2,58; 2,86; 3,18, т. е. это соотношение свидетельствует о том, что струйные насосы являются высоконапорными. Обратные их значения соответственно равны 0,49; 0,436; 0,388; 0,349; 0,314. Коэффициент инжекции  $u=0,5$ ; 1,0; 1,5; 2,0.

В табл. 3.3 приведены значения параметра  $A$ , определенные для различных значений  $u$ . При  $u=0 \dots 0,3$  использовали зависимости (3.4), при  $u=0,5$  и более — зависимости (3.5), (3.9), (3.10) и (3.11). При расчете  $\Delta p_c/\Delta p_p$  принимали ограничение:  $\omega_c < \omega_p$ .

С целью облегчения практических расчетов мы построили графики в координатах  $u—(\Delta p_c/\Delta p_p)$  или  $A$  для разных значений высоконапорных струйных насосов (рис. 3.3; 3.4; 3.5).

$$\begin{aligned} [d_p = 5,6 \text{ мм}; d_c = 8 \text{ мм}; K = 0,49 (2,04)] \\ [d_p = 5,6 \text{ мм}; d_c = 8,5 \text{ мм}; K = 0,436 (2,29)] \\ [d_p = 5,6 \text{ мм}; d_c = 9 \text{ мм}; K = 0,388 (2,58)] \\ [d_p = 5,6 \text{ мм}; d_c = 9,5 \text{ мм}; K = 0,349 (2,86)] \\ [d_p = 5,6 \text{ мм}; d_c = 10 \text{ мм}; K = 0,314 (3,18)]. \end{aligned}$$

Построение графиков осуществлено для  $u=0 \dots 0,3$  по зависимостям (3.4), а для  $u=0,5$  и выше — по зависимостям (3.5).

Таблица 3.2  
ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИНЖЕКЦИИ  $U$   
В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИНЫ УСТАНОВКИ  
СТРУЙНОГО НАСОСА И ДАВЛЕНИЯ  
НАСОСНОГО АГРЕГАТА НА УСТЬЕ

H, м	Давление насосного агрегата, МПа							
	10	15	20	25	30	35	40	45
1000	0,15	0,28	—	—	—	—	—	—
1500	0,04	0,15	0,25	0,32	—	—	—	—
2000	—	0,05	0,15	0,21	0,28	—	—	—
2500	—	0,015	0,08	0,14	0,20	0,26	0,3	—
3000	—	—	0,04	0,09	0,15	0,20	0,25	0,28
3500	—	—	0,01	0,06	0,098	0,15	0,20	0,23
4000	—	—	—	0,025	0,07	0,1	0,14	0,18

Таким образом, они приемлемы для любых условий испытания скважин.

Теоретические расчеты показали, что струйные аппараты легко управляемы и при правильном подборе соотношения диаметров рабочего сопла и камеры смешения могут обеспечить необходимое снижение давления на пласт.

Задаваясь глубиной установки струйного аппарата и технологически удобным значением давления насосного агрегата, можно



зависимостью (3.26) определить достижимый при этих условиях коэффициент инжекции.

Затем с помощью зависимостей (3.4) или (3.5) определить относительный перепад давления  $\Delta p_c/\Delta p_p$  или параметр  $A$ . По этому параметру  $A$  и заданным условиям можно найти давление инжектируемой жидкости  $p_{и}$  или давление  $p_a$ , при котором  $p_{и}=0$ .

Протабулированные значения параметра  $A$  (или  $\Delta p_c/\Delta p_p$ ) в области повышенных значений  $u$  позволяют легко определять дав-

Таблица 3.3.

ЗНАЧЕНИЯ ПАРАМЕТРА  $A$  ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СООТНОШЕНИЯХ  $f_p$  И РАЗНЫХ  $u$ .

$k = \frac{S_p}{S_c}$	$1/k$	$u$	$A = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$	$k = \frac{S_p}{S_p}$	$1/k$	$u$	$A = \frac{\Delta p_c}{\Delta p_p}$
0,49	2,04	0	0,6	0,314	3,18	0	0,444
		0,1	0,549			0,1	0,422
		0,2	0,5			0,2	0,405
		0,3	0,456			0,3	0,382
		0,5	0,355			0,5	0,337
		1,0	0,102			1,0	0,224
		1,5	—			1,5	0,096
		2,0	—			2,0	—
0,436	2,29	0	0,559	0,286	3,5	0	0,413
		0,1	0,528			0,1	0,395
		0,2	0,480			0,2	0,376
		0,3	0,451			0,3	0,334
		0,5	0,361			0,5	0,323
		1,0	0,156			1,0	0,227
		1,5	—			1,5	0,122
		2,0	—			2,0	0,077
0,388	2,58	0	0,534	0,25	4	0	0,372
		0,1	0,486			0,1	0,357
		0,2	0,454			0,2	0,344
		0,3	0,422			0,3	0,332
		0,5	0,355			0,5	0,302
		1,0	0,186			1,0	0,224
		1,5	—			1,5	0,141
		2,0	—			2,0	0,056
0,349	2,86	0	0,515	0,349	2,86	0,5	0,349
		0,1	0,452			1,0	0,206
		0,2	0,425			1,5	0,063
		0,3	0,401			2,0	—

ление насосных агрегатов и глубину установки струйного аппарата в скважине, которая будет обеспечивать заданное давление инжектируемой жидкости.

Расчеты показывают, что при  $f_c/f_p=3,5 \dots 4$  можно надежно обеспечить откачку струйными аппаратами при технологичных значениях давления насосных агрегатов  $700 \dots 1300 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

В каждом отдельном случае при изменении условий работы струйного аппарата (значение  $\Delta p_p$ ) необходимо определять площадь рабочего сопла из известной зависимости:

$$Q_p = \Phi_2 f_p \sqrt{2 \Delta p_p / \rho}, \quad (3.28)$$

а по нему при заданном  $K$  — площадь  $f_c$ . Заменой вставных частей струйного аппарата обеспечиваются заданные  $f_c$  и  $f_p$ .

Методика расчета технологических параметров освоения скважины с помощью струйного аппарата сводится к следующему.

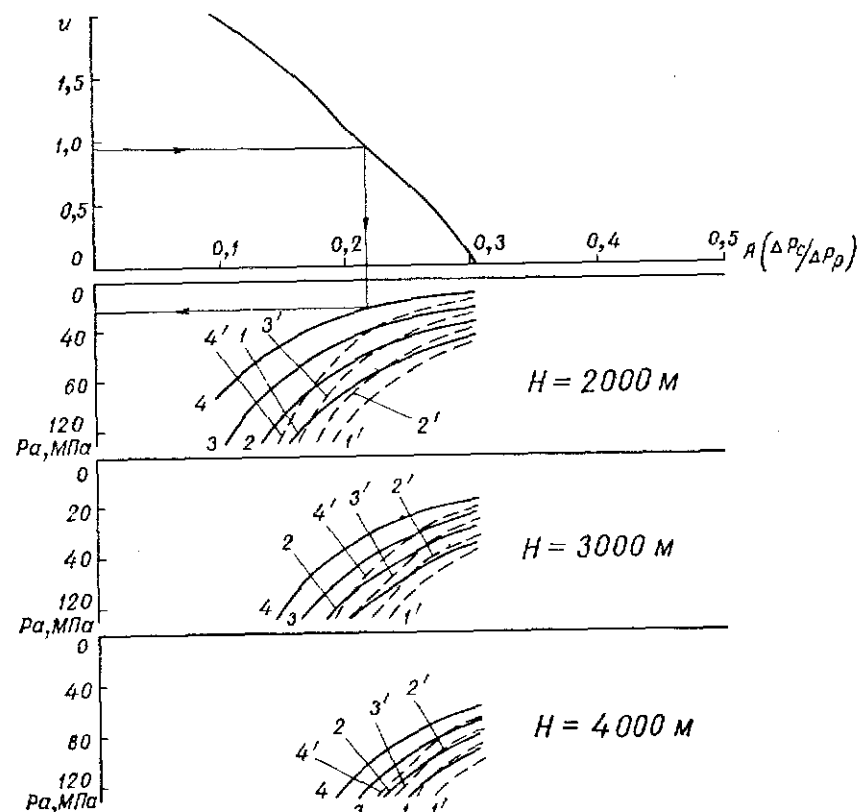


Рис. 3.3. Номограмма для расчета технологических параметров работы струйных аппаратов при освоении скважины ( $f_p/f_c=0,2$ ) для  $p_a$ : 1 — 0; 2 — 5; 3 — 10; 4 — 15 МПа ( $Q=5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ ); 1'—4' — то же при  $Q=10 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ .

А. При малых значениях  $u$  ( $u=0 \dots 0,3$ ).

1. Задаваясь глубиной установки струйного аппарата и расходом жидкости  $Q_p$ , определяют значения  $p_{ж.р.}$ ,  $p_{ж.с.}$ ,  $\Delta p^*$ ,  $\Delta p^{**}$ . Необходимо также задаться давлением агрегата на устье.

2. При наличии перечисленных данных по формуле (3.26) определяют возможное значение  $u$ .

3. По формуле (3.4) при выбранном  $K$  и рассчитанном  $u$  определяют  $\Delta p_c/\Delta p_p$  или параметр  $A$ .

4. Затем по формуле (3.18) определяют  $p_n$  или  $p_a$  при  $p_n=0$  (зависимости (3.19) и (3.21)).

Б. При значениях  $u > 0,5$ .

1. Вначале по зависимости (3.5) или из рис. 3.3; 3.4 определяют  $\Delta p_c/\Delta p_p$  или параметр  $A$  при выбранных значениях  $K$  и  $u$ .

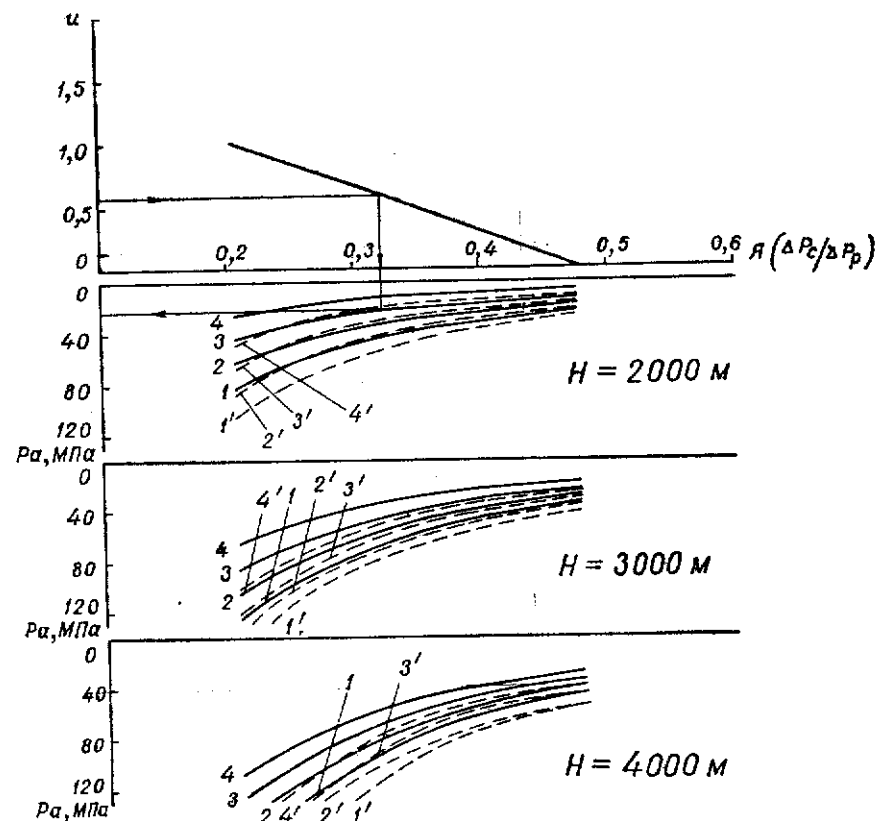


Рис. 3.4. Номограмма для расчета технологических параметров работы струйных аппаратов при освоении скважины ( $f_p/f_c=0,349$ ) для  $p_n$ : 1 — 0; 2 — 5; 3 — 10; 4 — 15 МПа; 1'—4' — то же при  $Q=10 \cdot 10^{-3}$  м³/с ( $Q=5 \cdot 10^{-3}$  м³/с); 1'—4' — то же при  $Q=10 \cdot 10^{-3}$  м³/с.

2. Затем из формул (3.18), (3.19) определяют  $p_n$  при заданном  $p_a$  или  $p_a$  при заданном (расчетном)  $p_n$ .

Приведем пример использования разработанной методики.

Скважина глубиной 4000 м. Продуктивная толща пород в интервале 3700...3970 м закольматирована. Скважина обсажена 146-миллиметровой обсадной колонной со средней толщиной стенки 10 мм. В скважину планируется спуск

73-миллиметровой НКТ вместе со струйным аппаратом и пакером, установленными на глубине 3000 м.

По результатам геофизических исследований и из анализа керна предполагаемое пластовое давление 40 МПа, ожидаемый потенциальный дебит скважины 215 м³/сут. На скважине подготовлен к работе струйный аппарат с диаметрами рабочего сопла и камеры смешения 5,6 и 9,5 мм.

Предполагается, что создание глубокой депрессии не обеспечит на первом этапе освоения притока нефти к забою скважины или же он составит всего 0...6 м³/сут. В этом случае фактический коэффициент инжекции находится в пределах 0...0,12 при  $Q_p=5 \cdot 10^{-3}$  м³/с.

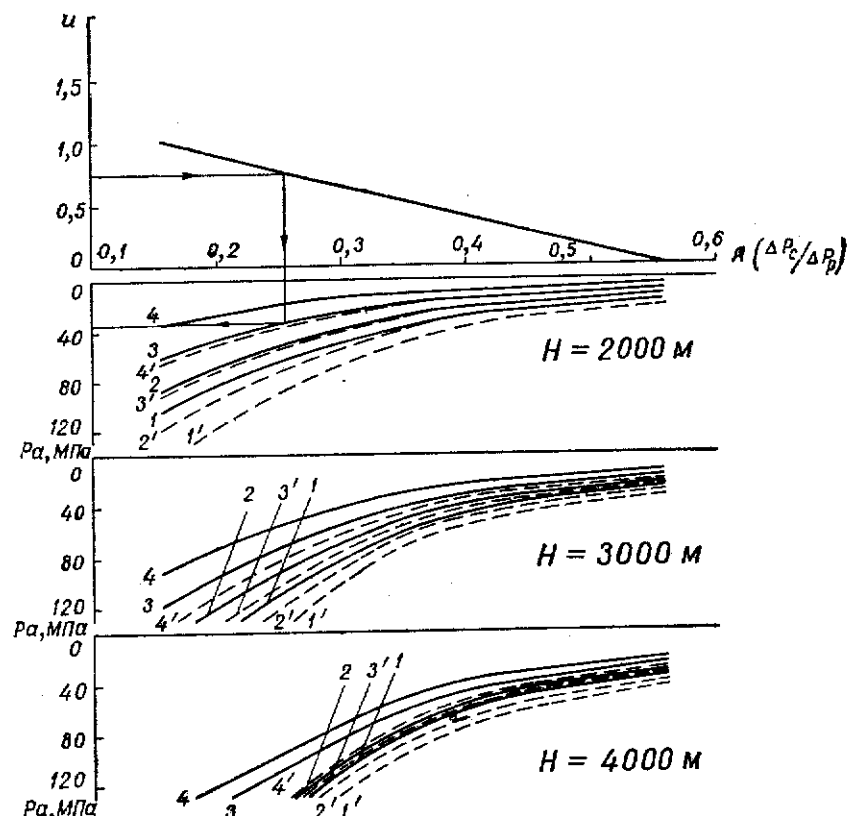


Рис. 3.5. Номограмма для расчета технологических параметров работы струйных аппаратов при освоении скважины ( $f_p/f_c=0,436$ ) для  $p_n$ : 1 — 0; 2 — 5; 3 — 10; 4 — 15 МПа ( $Q=5 \cdot 10^{-3}$  м³/с); 1'—4' — то же при  $Q=10 \cdot 10^{-3}$  м³/с.

В связи с этим планируется на первом этапе работ воздействие на пласт циклическими депрессиями, а после очистки приставной зоны — исследование пласта на установившихся режимах. Для осуществления технологического процесса проектируется использование одного насосного агрегата АН-700 и одного агрегата ПА-300 для подачи ему рабочей жидкости (воды).

Определим из формулы (3.26) достижимый коэффициент инжекции при условии, что насосный агрегат будет работать при давлении  $p_a=35,0$  МПа.

$$u = \sqrt{(30,0 + 3,5 - 1,68) / (30 + 1,75)} \cdot 1,42 - 1 = 0,12.$$

Таким образом, этот расчет показывает, что возможности пласта и струйного аппарата по значениям инъекции не расходятся.

Затем из графика (рис. 3.4) для  $K=0,349$  при  $u=0,12$  находим  $A=0,450$ . По формуле (3.19) определяем давление  $p_a$ , обеспечивающее  $p_n=0$ . Оно оказывается равным 35,0 МПа. Таким образом, для того чтобы уменьшить давление на пласт на 30 МПа, необходимо обеспечить надежную и длительную работу насосного агрегата при давлении 35,0 МПа.

После дренирования пласта, очистки приствальной зоны и начала притока нефти из пласта необходимо обеспечить откачку ожидаемого количества жидкости.

Разработанная методика создания управляемого давления на пласт при применении струйных аппаратов позволяет при заданных геометрических параметрах прогнозировать значение давления насосного агрегата на устье скважины.

### 3.2. Восстановление коллекторских свойств пласта в приствальной зоне скважины при воздействии на него циклическими депрессиями

Качественный анализ эффекта механического воздействия на пласт с помощью управляемых циклических сбросов давления на забое скважины можно получить на основе решений классических уравнений теории фильтрации и упругости. Достаточно рассмотреть плоскорадиальную фильтрацию жидкости и плоскодеформированное состояние изотропного пласта в приствальной зоне скважины.

Принимая начальное механическое состояние дренируемого пласта за нулевое, сформулируем задачу относительно дополнительных полей: давления  $p(r, t)$ , радиального перемещения  $u(r, t)$  и компонент напряжений  $\sigma_{ij}(r, t)$ , возникающих в пласте при сбросах давления на забое. Основными уравнениями, которым должны удовлетворять искомые величины, являются [17]:

1. Нестационарное уравнение плоскорадиальной фильтрации

$$\left( \frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} - \frac{\partial}{\partial \tau} \right) p = 1; \quad (3.29)$$

2. Квазистационарное уравнение упругого равновесия с учетом поровых давлений при плоской деформации

$$\left( \frac{\partial^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} - \frac{1}{\eta^2} \right) \bar{u} = a_k^0 \frac{\partial p}{\partial \tau}; \quad (3.30)$$

3. Обобщенный закон Гука

$$\begin{aligned} \sigma_{rr} &= \lambda \theta + 2\mu \varepsilon_{rr} - 3kxp; \\ \sigma_{\theta\theta} &= \lambda \theta + 2\mu \varepsilon_{\theta\theta} - 3kxp; \\ \sigma_{zz} &= \nu(\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta}) - \alpha E p = 3k \left( \frac{\nu}{1+\nu} \theta - xp \right); \end{aligned} \quad (3.31)$$

4. Соотношения между деформациями и перемещениями:

$$\begin{aligned} \varepsilon_{rr} &= \frac{\partial u}{\partial r} \text{ — радиальная деформация;} \\ \varepsilon_{\theta\theta} &= \frac{u}{r} \text{ — тангенциальная деформация;} \\ \theta &= \varepsilon_{rr} + \varepsilon_{\theta\theta} \text{ — объемная деформация.} \end{aligned} \quad (3.32)$$

Здесь введены следующие безразмерные параметры и константы:

$$\begin{aligned} \eta &= \frac{r}{R}; \quad \tau = \frac{xt}{R^2}; \quad \bar{u} = \frac{u}{R}; \\ \lambda &= \frac{\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)}; \quad 2\mu = \frac{E}{1+\nu}; \quad 3k = \frac{E}{1-2\nu}, \end{aligned} \quad (3.33)$$

где  $a_k^0 = \alpha \frac{1+\nu}{1-\nu}$  — коэффициент относительной сжимаемости пласта при компрессии;  $\alpha, \nu, E$  — соответственно коэффициенты объемного сжатия, Пуассона и модуль Юнга скелета пласта.

На поверхности скважины при  $\eta=1$  давление и радиальное напряжение должны удовлетворять граничным условиям:

$$p(1, \tau) = -p_a \varphi(\tau); \quad (3.34)$$

$$\sigma_{rr}(1, \tau) = p_a \varphi(\tau), \quad (3.35)$$

$$\text{а при } \eta \rightarrow \infty \quad p(\eta, \tau) = \sigma_{rr}(\eta, \tau) = 0, \quad (3.36)$$

где  $p_a$  — амплитуда сброса давления;  $\varphi(\tau)$  — функция, характеризующая изменение давления на забое.

Общее решение уравнения (3.29), удовлетворяющее условию (3.36), представим в виде интеграла от функции непрерывного источника, распределенного на цилиндрической ( $\eta=1$ ) поверхности [45]:

$$\frac{p(\eta, \tau)}{p_a} \equiv \bar{p}(\eta, \tau) = \int_0^\tau \frac{q(\tau')}{\tau - \tau'} \exp \left[ -\frac{1 + \eta^2}{4(\tau - \tau')} \right] I_0 \left[ \frac{\eta}{2(\tau - \tau')} \right] d\tau', \quad (3.37)$$

где  $q(\tau)$  — плотность источника, искомая функция;  $I_0(x)$  — бесселева функция от мнимого аргумента первого ряда нулевого порядка.

Согласно граничному условию (3.34), функция  $q(\tau)$  определяется из решения интегрального уравнения

$$\int_0^\tau \frac{q(\tau')}{\tau - \tau'} \exp \left[ -\frac{1}{2(\tau - \tau')} \right] I_0 \left[ \frac{1}{2(\tau - \tau')} \right] d\tau' = -\varphi(\tau). \quad (3.38)$$

Для практических целей вполне допустимо функцию (3.37) и уравнение (3.38) заменить их дискретным аналогом, по какой-либо интерполяционной формуле. Например, по формуле прямоугольников:

$$\bar{p}(\eta, \tau) = \sum_{j=1}^n \frac{q_j}{\tau_n - \tau_j} \exp \left[ -\frac{1 + \eta^2}{4(\tau_n - \tau_j)} \right] I_0 \left[ \frac{\eta}{2(\tau_n - \tau_j)} \right]; \quad (3.39)$$

$$\sum_{j=1}^n \frac{q_j \Delta \tau}{\tau_n - \tau_j} \exp \left[ -\frac{1}{2(\tau_n - \tau_j)} \right] I_0 \left[ \frac{1}{2(\tau_n - \tau_j)} \right] = \varphi(\tau_n), \quad (3.40)$$

где  $\Delta \tau = \frac{x \Delta t}{R^2}$  — шаг разбиения интервала времени от 0 до  $\tau$ ;  $\tau_j = (j-1)\Delta \tau$  — моменты времени, соответствующие концам дискретных отрезков;  $\tau_n = \frac{2n-1}{2} \Delta \tau$  — рассматриваемые моменты времени, соответствующие серединам дискретных отрезков.

Из уравнения (3.40) получим следующую рекуррентную формулу, решающую задачу фильтрации:

$$q_n = -\frac{1}{A_1} \left[ \frac{1}{2} \varphi(\tau_n) + \sum_{i=1}^{n-1} \frac{q_i}{2(n-i)+1} A_{n-i+1} \right], \quad (3.41)$$

где

$$A_k = \exp \left[ -\frac{1}{(2k-1)\Delta \tau} \right] I_0 \left[ -\frac{1}{(2k-1)\Delta \tau} \right].$$

Для градиента давления формула имеет вид

$$\frac{\partial p}{\partial \eta} = \begin{cases} -\frac{1}{2} q_n - \sum_{j=1}^n \frac{2q_j \Delta \tau}{(\tau_n - \tau_j)^2} \exp \left[ -\frac{1}{2(\tau_n - \tau_j)} \right] \left[ I_0 \left( \frac{1}{2(\tau_n - \tau_j)} \right) - I_1 \left( \frac{1}{2(\tau_n - \tau_j)} \right) \right] & \text{при } \eta = 1 \\ -\sum_{j=1}^n \frac{2q_j \Delta \tau}{(\tau_n - \tau_j)^2} \exp \left[ -\frac{1 + \eta^2}{4(\tau_n - \tau_j)} \right] \left[ \eta I_0 \left( \frac{\eta}{2(\tau_n - \tau_j)} \right) - I_1 \left( \frac{\eta}{2(\tau_n - \tau_j)} \right) \right] & \text{при } \eta > 1 \end{cases} \quad (3.41a)$$

где  $I_1(x)$  — бесселева функция мнимого аргумента 1-го рода 1-го порядка.

Используя формулы (3.31), (3.32) и граничные условия (3.35), (3.36), решение уравнения (3.30) и в целом задачи о напряженно-деформированном состоянии имеют вид

$$\bar{U}(\eta, \tau) = -\frac{1}{\eta} \left[ \frac{\varphi(\tau)}{2\mu} - a_k^0 \int_1^\eta x p(x, \tau) dx \right]; \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_{rr}(\eta, \tau) &= a_k^0 \bar{p}(\eta, \tau) + \frac{1}{\eta^2} \left[ \frac{\varphi(\tau)}{2\mu} - a_k^0 \int_1^\eta x p(x, \tau) dx \right] = \\ &= a_k^0 \bar{p}(\eta, \tau) - \frac{U(\eta, \tau)}{\eta} = a_k^0 \bar{p}(\eta, \tau) - \frac{1}{\eta} \bar{U}(\eta, \tau); \end{aligned} \quad (3.43)$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_{\theta\theta}(\eta, \tau) &= -\frac{1}{\eta^2} \left[ \frac{\varphi(\tau)}{2\mu} - a_k^0 \int_1^\eta x p(x, \tau) dx \right] = \frac{U(\eta, \tau)}{\eta}; \\ \theta(\eta, \tau) &= a_k^0 p(\eta, \tau); \end{aligned}$$

$$\frac{\sigma_{rr}}{P_a} = \bar{\sigma}_r(\eta, \tau) = \frac{1}{\eta^2} \left[ \varphi(\tau) - \frac{\alpha E}{1-\nu} \int_1^\eta x p(x, \tau) dx \right];$$

$$\frac{\sigma_{\theta\theta}}{P_a} = \bar{\sigma}_{\theta\theta}(\eta, \tau) = -\frac{1}{\eta^2} \left[ \varphi(\tau) - \frac{\alpha E}{1-\nu} \int_1^\eta x \bar{p}(x, \tau) dx \right] - \frac{\alpha E}{1-\nu} \bar{p}(\eta, \tau);$$

$$\frac{\sigma_{zz}}{P_a} = \bar{\sigma}_{zz}(\eta, \tau) = -\frac{\alpha E}{1-\nu} \bar{p}(\eta, \tau); \quad (3.44)$$

$$\sigma(\eta, \tau) = \frac{1}{3} (\sigma_{rr} + \sigma_{\theta\theta} + \sigma_{zz}) = -\frac{2}{3} \frac{\alpha E}{1-\nu} \bar{p}(\eta, \tau). \quad (3.45)$$

В качестве примеров рассмотрим два вида циклических сбросов давления на забое скважины (рис. 3.6)

I ступенчатый

$$\varphi(\tau) = \begin{cases} 1 & \text{при } 2(n-1) < \frac{\tau}{\tau_0} < 2n-1 \\ 0 & \text{при } 2n-1 < \frac{\tau}{\tau_0} < 2n \end{cases} \quad (n = 1, 2, 3, \dots)$$

II синусоидальный

$$\varphi(\tau) = \sin^2 \omega t; \quad \omega = \frac{\pi}{\tau_0}; \quad \tau_0 = \frac{xT}{R^2},$$

где  $T$  — период времени сброса или восстановления давления на забое; считаем, что эта величина постоянная. Для оценки эффективности результаты расчетов сопоставляют с традиционным способом вызова притока — однократным сбросом давления, т. е. когда  $\varphi = \text{const} = 1$ .

На рис. 3.7 и 3.8 представлены закономерности изменения давлений и градиентов давлений во времени и по координате для

двух периодов сброса давления  $\tau_0 = 0,75 \cdot 10^{-2}$  и  $\tau_0 = 2,25 \cdot 10^{-2}$ . Вычисления выполнены по формулам (3.27), (3.28), (3.29), (3.29 а) на ЭВМ ЕС-1050 при шаге дискретизации  $\Delta\tau = 0,01$ . Здесь же показаны графики пределов изменения по радиусу тангенциальных напряжений при  $\alpha E / (1 - \nu) = 1$  (рис. 3.9 и 3.10).

Закономерность колебания давления на забое и градиента давления у поверхности (рис. 3.7 и 3.8) передается приставкой к зоне с некоторым запозданием по времени (рис. 3.11 и 3.12). Амплитуды колебаний, быстро стабилизируясь во времени, резко уменьшаются по радиусу: при  $\eta \approx 1,2$  колебания практически отсутствуют (рис. 3.13 и 3.14).

С точки зрения декольматации пласта важным является то обстоятельство, что при циклических сбросах давления:

а) поддерживается довольно высокий уровень максимальных градиентов давлений в возмущенной околоствольной зоне пласта; они значительно выше таковых при однократном сбросе давления;

б) максимальные значения градиентов давлений  $\max \bar{p}^{(+)} / \partial \eta$ , направленные в скважину (на рис. 3.7 и 3.8 они положительные) почти синхронно, по времени соответствуют максимальному сбросу давления; следовательно, одновременно с увеличением сил сдвига в каналах пласта снижается сила трения на поверхности контакта частиц с поверхностью канала;

в) максимальные значения градиентов давлений  $\max \bar{p}^{(-)} / \partial \eta$ , направленные из скважины (на рис. 3.7 и 3.8 они отрицательны).

меньше чем  $\max \bar{p}^{(+)} / \partial \eta$ , и почти синхронны по времени максимальному восстановлению давления в пласте, т. е. максимальному значению сил, прижимающих частицы к скелету пласта;

г)  $\max \bar{p} / \partial \eta$  практически не зависит от периода  $\tau_0$  для ступенчатой функции сброса давления и снижается с увеличением  $\tau_0$  для синусоидальной функции (рис. 3.15).

С точки зрения развития или образования трещинных каналов связи в пласте важно то, что:

а) поддерживается довольно высокий уровень знакопеременных тангенциальных напряжений  $\sigma_{\theta\theta}$  (рис. 3.9 и 3.10) в околоствольной зоне;

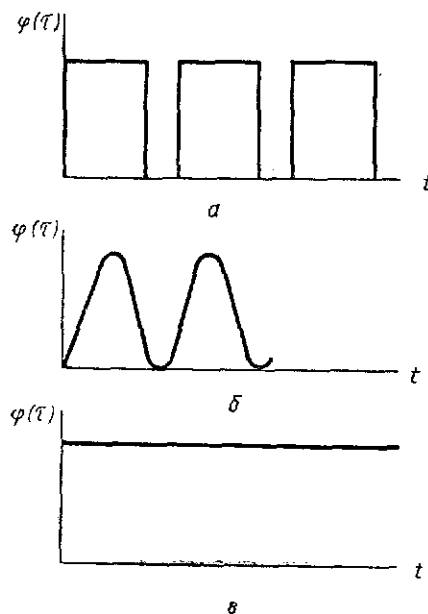


Рис. 3.6. Три вида создания депрессии на пласт:

а — циклично-ступенчатый; б — синусоидальный; в — постоянный.  $\varphi(\tau)$  — функция, характеризующая изменение давления на забое за время  $\tau$ .

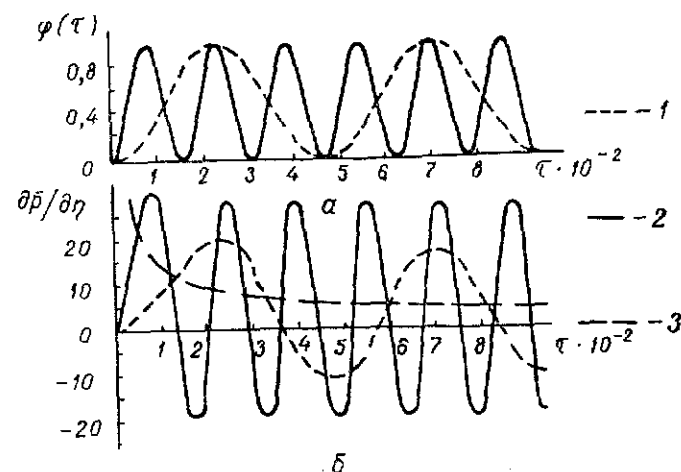


Рис. 3.7. Закономерности колебания давления на забое (а) и градиента давления (б) у поверхности  $\eta = 1,0$  при синусоидальном сбросе давления:

1 —  $\tau = 2,25 \cdot 10^{-2}$ ; 2 —  $\tau = 0,75 \cdot 10^{-2}$ ; 3 —  $\varphi(\tau) = 1$ .

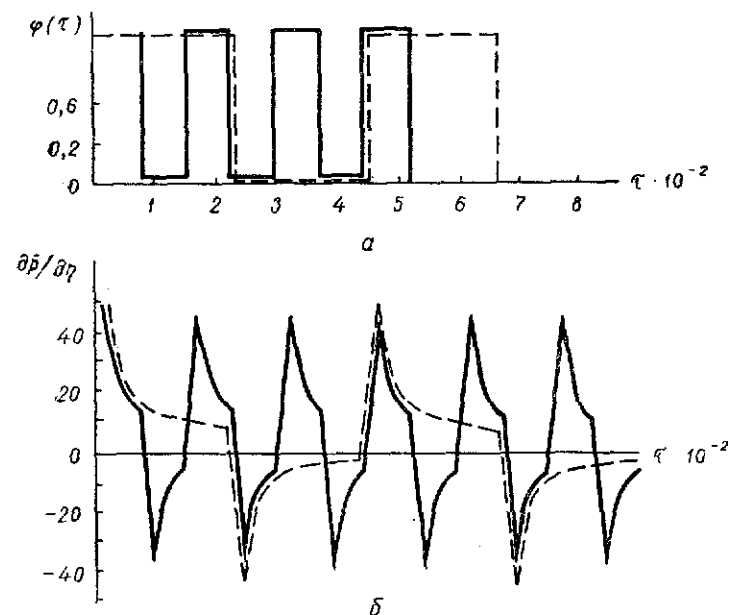


Рис. 3.8. Закономерности колебания давления на забое (а) и градиента давления (б) у поверхности при  $\eta = 1,0$  при ступенчатом сбросе давления. Обозначения такие же, как на рис. 3.7.

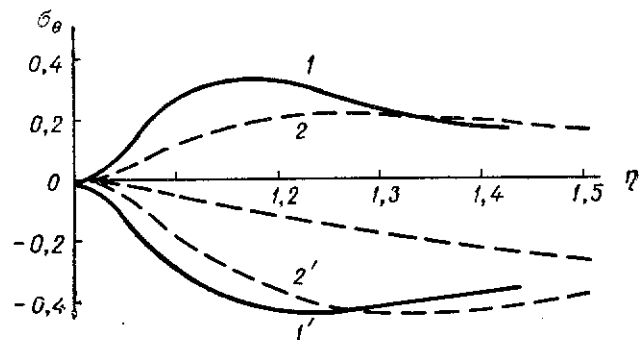


Рис. 3.9. Зависимость изменения по радиусу тангенциальных напряжений при  $\alpha E/1-\nu=1$  для синусоидального сброса давления:

1, 2 — растягивающие; 1', 2' — сжимающие растяжения.

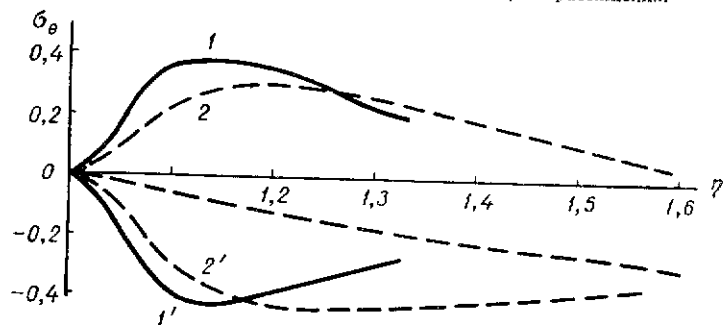


Рис. 3.10. Зависимость изменения по радиусу тангенциальных напряжений при  $\alpha E/1-\nu=1$  для ступенчатого сброса давления:

1, 2 — растягивающие; 1', 2' — сжимающие напряжения.

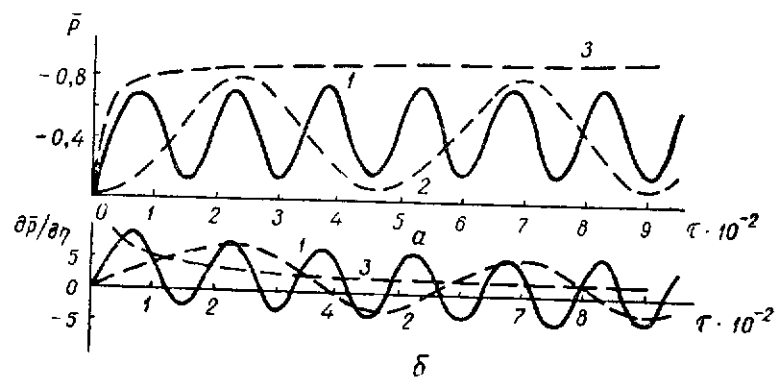


Рис. 3.11. Смещение амплитуды колебания давления (а) и градиента давления (б) во времени при синусоидальном сбросе давления при  $\tau$ :

1 —  $0.75 \cdot 10^{-2}$ ; 2 —  $2.25 \cdot 10^{-2}$ ; 3 — const.

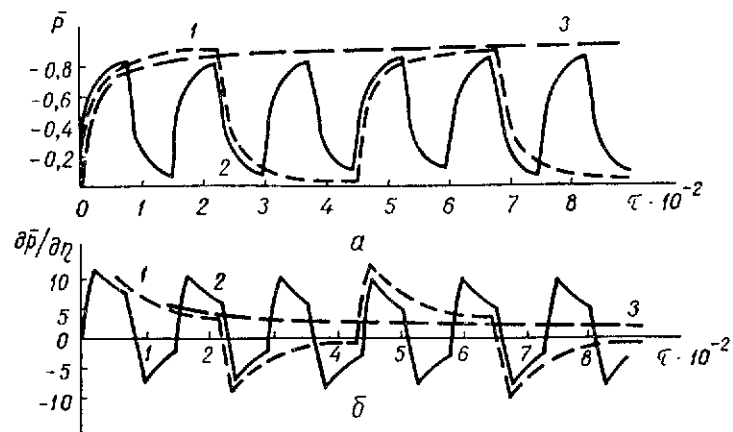


Рис. 3.12. График смещения амплитуды колебания давления (а) и градиента давления (б) во времени при ступенчатом сбросе давления:

1 —  $\tau=0.75 \cdot 10^{-2}$ ; 2 —  $\tau=2.25 \cdot 10^{-2}$ ; 3 —  $\tau=1$ .

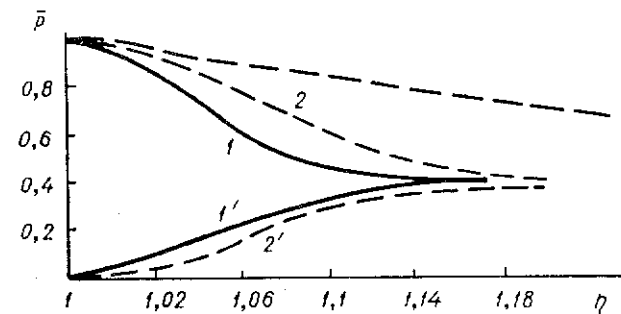
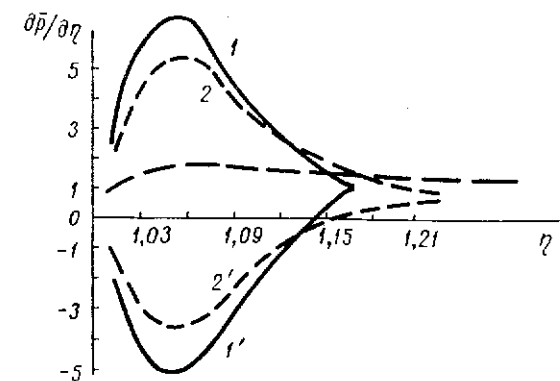


Рис. 3.13. Зависимость пределов колебания давления сброса по радиусу:

1, 2 — максимальные; 1', 2' — минимальные значения.

Рис. 3.14. Зависимость пределов колебания градиентов давления по радиусу:

1, 2 — градиент направлен в скважину; 1', 2' — из скважины.



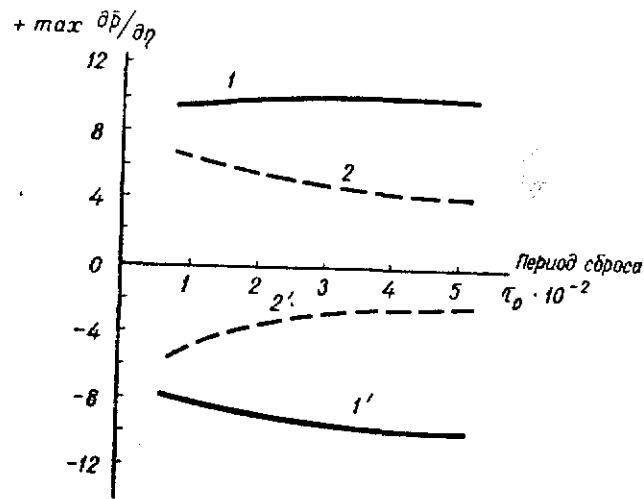


Рис. 3.15. Зависимость максимальных (при  $\eta = 1.05 \dots 1.06$ ) градиентов давления от периода сброса давления:

1 — ступенчатый; 2 — синусоидальный сбросы давления (1, 2 — положительный, 1', 2' — отрицательный градиенты давления).

б) напряжения радиальные  $\sigma_{rr}$  и осевые  $\sigma_{zz}$  положительные (растягивающие), уровень которых выше чем при однократном сбросе давления на забое (см. формулы 3.44).

Для числовых расчетов в реальном масштабе надо использовать следующие известные формулы:

$$\alpha = k/\mu a_k^0; v = (kR\rho_a/m)(\partial p/\partial r),$$

где  $k$  — проницаемость;  $\mu$  — вязкость,  $m$  — пористость. Например, для определения масштаба периода  $\tau_0 = 0.75 \cdot 10^{-2}$  примем  $\alpha = 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кг} = 10^{-3} \text{ МПа}^{-1}$  (обычно  $\alpha = 10^{-3} \dots 10^{-4} \text{ см}^2/\text{кг}$ );  $\mu = 40 \text{ сПз} = 4 \cdot 10^{-7} \text{ кг} \cdot \text{с}/\text{см}^2$ ;  $v = 0.3$ ;

$$a_k^0 = \frac{1+v}{1-v} \alpha = \frac{1+0.3}{1-0.3} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}^{-1};$$

$$k = 12 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2.$$

Тогда 
$$\alpha = \frac{1.2 \cdot 10^{-17}}{4 \cdot 10^{-8} \cdot 2 \cdot 10^{-3}} = 1.5 \cdot 10^{-7} \frac{\text{м}^2}{\text{с}} = 1.5 \cdot 10^{-3} \frac{\text{см}^2}{\text{с}};$$

$$\tau_0 = \frac{\alpha T}{R^2} = \frac{1.5 \cdot 10^{-7} T}{0.1^2} = 0.75 \cdot 10^{-2} T = 500 \text{ с} \approx 8 \text{ мин.}$$

$$\tau_0 = 2.25 \cdot 10^{-2} \rightarrow T = 24 \text{ мин.}$$

### 3.3. Применение струйных аппаратов при кислотной обработке пласта

В практике освоения широко используется обработка приставной зоны кислотой, закачиваемой в пласт через насосно-компрессорные трубы с пакером для защиты верхней части обсадной колонны от высоких давлений. По истечении срока выдерживания кислотного раствора на реагирование с породой из скважины извлекают НКТ и пакер, повторно спускают НКТ и созданием депрессии осуществляют вызов притока из пласта. В работе [49] показано, что при обработке карбонизированных песчаников раствором соляной кислоты в течение нескольких минут достигается исчерпывающая нейтрализация активной кислоты, поэтому нет необходимости длительного выдерживания скважины на реагирование, и можно сразу же приступить к извлечению отработанного раствора и продуктов реакции из пласта. Затем в этой же работе освещен вопрос о том, что при обработке песчаников плавиковой кислотой нейтрализация ее также происходит в течение нескольких минут непосредственно в процессе ее фильтрации в пласт. Там же сделаны выводы, что кратковременная, более 1 ч, выдержка продуктов реакции вызывает снижение проницаемости песчаника по сравнению с начальной, т. е. кислотная обработка становится неэффективной.

Недостатком известной технологии кислотной обработки пласта служит то, что извлечение НКТ и пакера из скважины и подготовка ее к эксплуатации требуют больших затрат времени (несколько суток), а это приводит к длительному пребыванию продуктов реакции в пласте и снижению эффективности обработок. Длительная выдержка (30...40 ч) продуктов реакции в пласте приводит (например, на месторождениях Предкарпатья) к снижению успешности кислотных обработок до 33%, тогда как в скважинах с высоким пластовым давлением при немедленном их извлечении самоизливом достигают 100% успешности работ.

Известна также технология кислотной обработки скважин, которая заключается в закачке в пласт кислотных растворов в смеси с газообразным азотом. В работе [10] указывается, что одним из основных положительных моментов применения азота является именно улучшение условий освоения скважин и очистки призабойной зоны пласта после обработки. Там же подчеркивается, что отдельные скважины после проведения в них кислотных обработок с азотом были введены в эксплуатацию в течение 2—3 ч после завершения обработки. Применение азота при кислотной обработке на Предкарпатья [52] позволило в два раза увеличить эффективность работ и почти в три раза дополнительную добычу нефти на одну обработку по сравнению с ранее приведенными на тех же скважинах обработками при несвоевременном извлечении продуктов реакции. Однако применение этой технологии возможно только при наличии на скважине специальных азотных газифицированных установок с большим запасом жидкого азота.



Известен также эффективный способ обработки призабойной зоны скважин газокислотной смесью [33], при котором вместо азота используют природный газ, эжектируемый кислотным раствором. Однако этот способ можно применять только там, где есть источник газа высокого давления.

Следовательно, основным недостатком известных способов быстрого извлечения закачанных в пласт рабочих жидкостей является необходимость использования газообразных агентов высокого давления, генерируемых компрессорами высокой производительности или передвижными газификационными установками.

Разработанный способ [123] создания управляемых депрессий на пласт с помощью струйного аппарата позволяет решать проблему быстрого и надежного выноса прореагированной кислоты и продуктов реакции из пласта.

Осуществление кислотного воздействия производится следующим образом. Насосно-компрессорные трубы спускают в зону пласта, а пакер устанавливают выше обрабатываемого пласта, после чего производят закачку кислоты или растворителя. Реагент выдерживают в пласте в течение протекания реакции (3...6 ч), после чего продукт реакции откачивается.

Схема реализации предложенного способа представлена рис. 3.16. На рис. 3.16, а изображена схема первого этапа, когда осуществляется испытание пакера на герметичность или имеется необходимость закачки в пласт кислоты, производства гидроразрыва или других операций. Движение жидкости указано стрелками. Запорный клапан перекрывает выход жидкости из внутренней полости НКТ в затрубное пространство, выдерживая расчетное давление свыше 50 МПа. На рис. 3.16, б представлена схема второго этапа, т. е. схема создания депрессии на пласт. Например, пусть скважина глубиной 3000 м обсажена эксплуатационной колонной диаметром 146 мм. Продуктивный горизонт вскрыт в интервале 2800...3000 м. Осуществлено вторичное вскрытие пласта путем перфорации обсадной колонны и цементного кольца. В скважину спущены насосно-компрессорные трубы на глубину 2980 м с пакером, размещенным на глубине 2760 м, и струйным аппаратом для реализации указанного способа на глубине 2760 м. Насосно-компрессорные трубы обвязаны с фонтанной арматурой. На скважине имеется цементировочный агрегат типа ЦА-500, выкидная линия которого соединена с трубным и межтрубным пространствами, что позволяет управлять потоками жидкости путем задвижек. Всасывающая линия агрегата соединена с емкостью для рабочего агента, подлежащего при необходимости закачке в пласт, и с емкостью для рабочей жидкости (например, воды или нефти), подлежащей прокачке для обеспечения работы струйного аппарата. После опрессовки пакера или закачки в пласт рабочей жидкости основной канал устройства перекрывается с помощью бросового клапана. Созданием рабочего давления порядка 5 МПа в межтрубном пространстве разрушается запорный клапан в выкидной линии струйного насоса. Сигналом об открытии этого клапана

может служить повышение давления в насосно-компрессорных трубах. Затем прокачиванием рабочей жидкости с расходом и при давлении, необходимым для работы струйного насоса, осуществляется создание пониженного давления в подпакерной зоне, что создает условия для поступления в скважину пластового флюида, а затем способствует его подъему по межтрубному пространству вместе с прокачиваемой рабочей жидкостью.

Как показано ранее, изменением режима прокачки рабочей жидкости можно изменить депрессию на пласт в широком диапазоне и заданной последовательности.

Впервые этот метод был реализован на скв. 520 пл. Битков в декабре 1980 г. Скважина была закончена бурением в 1960 г. и сдана в эксплуатацию в 1961 г. при пластовом давлении менилитовой залежи 20,7 МПа.

С 1967 г. скважина была переведена в нагнетательную с периодической закачкой воды и газа. Перед кислотной обработкой определена приемистость скважины (при давлении на устье 15 МПа она отсутствует, при 22 МПа равна 120 м³/сут). Продавку в пласт кислотного раствора в объеме 14 м³ производили с выдержкой во времени 5...10 мин через 1 м³ из-за плохой приемистости скважины при давлении продавки 45...49 МПа. Через 1,5 ч после кислотной обработки из пласта удалили продукты реакции путем извлечения 50 м³ жидкости с помощью струйного аппарата.

После окончания работ, подъема НКТ с пакером и струйным насосом и повторного спуска НКТ скважина принимает при давлении на устье 16,5 МПа 430 м³/сут, а при 17,5 МПа — 630 м³/сут воды.

Высокие результаты по увеличению притока из пласта получены на скв. 810 Северная Долина и др.

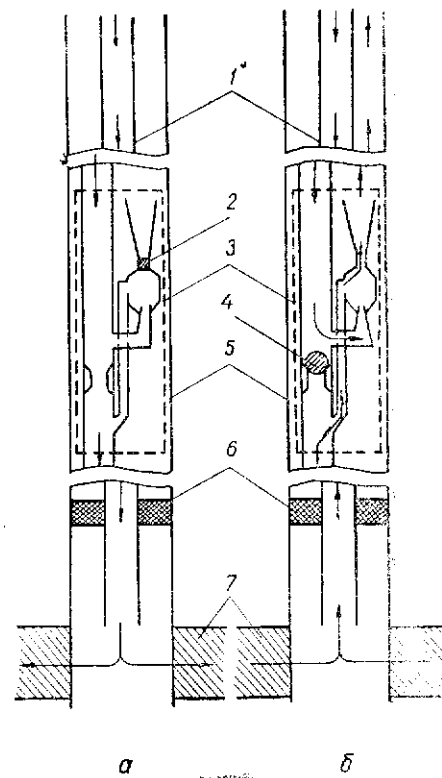


Рис. 3.16. Схема работы насоса при создании депрессии на пласт:

1 — насосно-компрессорные трубы; 2 — запорный клапан; 3 — схема устройства; 4 — бросовой клапан; 5 — эксплуатационная колонна; 6 — пакер; 7 — пласт.

### 3.4. Проведение опытных работ по созданию циклических управляемых депрессий на пласт на скв. 6 Сходница

Первые опытные работы по созданию циклических управляемых депрессий на пласт осуществлены на скв. 6 Сходница. Глубина ее 4510 м. Эксплуатационная колонна составлена из труб 168 мм в интервале 0...2500 м и труб 139 мм в пределах 2500...4478 м. Продуктивный горизонт в интервале 4378...4464 м представлен менилитовыми отложениями и перекрыт фильтром. Характеристика пласта: открытая пористость 5...6%, абсолютная проницаемость 0,012 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность 23,7%. Вскрытие продуктивного горизонта осуществляется долотами диаметром 295 мм с промывкой забоя глинистым раствором плотностью 1360...1400 кг/м<sup>3</sup>, условной вязкостью 70...80 с и водоотдачей 5 см<sup>3</sup>/30 мин. В процессе вскрытия пласта при глубине 4413 м скважина поглотила 20 м<sup>3</sup> раствора. Раствор обрабатывали гипаном, КМЦ, утяжеляли баритом и гематитом. На основании данных геофизических исследований принято решение о прекращении дальнейшего углубления, так как геофизическая характеристика вскрытого разреза оказалась подобной характеристике по скв. 3 Сходница, которую эксплуатировали в течение последних четырех лет с высоким дебитом.

С целью недопущения возможного притока воды из вскрытого нижнего горизонта в интервале 4510...4476 м планировали установку цементного моста. При его установке перекрыли часть продуктивного горизонта, которую затем повторно разбурили до глубины 4476 м.

Кроме того, в связи с негерметичностью заливочной муфты, установленной на глубине 3960 м, проводили изоляционные работы с установкой под давлением трех цементных мостов с закачкой в зону негерметичности 37 м<sup>3</sup> цементного раствора.

Предполагается, что при проведении этих работ часть глинистого и цементного растворов попала в трещинную часть пласта.

Вызов притока из скважины осуществляли заменой раствора в скважине на более легкий глинистый раствор (плотность 1260...1280 кг/м<sup>3</sup>), а затем на воду, обработанную ПАВ. При понижении уровня в скважине с помощью сжатого воздуха до глубины 3000 м был получен приток нефти по прослеживанию уровня при глубине 2500 м 6 м<sup>3</sup>/сут. Через два дня приток нефти прекратился из-за образования на глубине 4420 м пробки. После промывки скважины уровень в ней был снижен до глубины 4200 м, а затем по прослеживанию уровня на глубине 3076 м приток нефти составил 6,32 м<sup>3</sup>/сут.

Исследования продуктивного пласта с помощью термометрии показали, что работает интервал 4400...4430 м, а более перспективный интервал 4430...4450 м оказался гидродинамически изолированным. В связи с этим в интервалах 4467...4462, 4458...4453, 4448...4449, 4439...4431 и 4426...4420 м осуществлена

гидроперфорация (два отверстия на 1 м) на глинистом растворе плотностью 1240...1180 кг/м<sup>3</sup>, условной вязкостью 50 с и водоотдачей 3...4 см<sup>3</sup>/30 мин. Давление на устье при гидроперфорации составляло 40 МПа, продолжительность одной установки 1 ч при диаметре насадок 6 мм. При перфорации выносился шлам в объеме 8 л за одну операцию. В интервале 4467...4450 м отмечали вынос кусочков цемента серого цвета.

После гидроперфорации, замены глинистого раствора на воду, обработанную 0,2% сульфанола, и снижения уровня в скважине до глубины 3550 м получен приток нефти 5,88 м<sup>3</sup>/сут по прослеживанию уровня на глубине 3051 м.

По данным электрометрии оказалось, что основной продуктивный горизонт в интервале 4440...4464 м не работает. При давлении на устье 27 МПа приемистость отсутствовала. Путем установки пакера на глубине 3979 м при давлении на устье 42 МПа приемистость составила 20 м<sup>3</sup>/ч. Исследованиями установлено, что основной горизонт в приемистости не участвует.

В зону пласта при давлении на устье 42 МПа закачено 18 м<sup>3</sup> 14%-ного раствора HCl с добавкой 150 кг катапина КИ-1, ингибитора коррозии. При снижении уровня воды до 1600 м получен приток нефти 4 м<sup>3</sup>/сут.

Термометрические исследования показали, что нефть притекает из аргиллито-алевролитовой толщи отложений второго яруса структур в интервале 4379...4420 м.

В связи с безрезультативностью проведенных в течение года работ и однозначностью заключения геолого-геофизических служб о нефтепродуктивности менилитовых отложений было принято решение воздействовать на пласт созданием циклических управляемых депрессий с восстановлением в промежуток между ними гидростатического давления столба жидкости в скважине. Время депрессии и время восстановления гидростатического давления выбирали равным 900...1200 с. Включение в работу струйного аппарата с целью создания депрессии осуществляли прокачиванием рабочей жидкости (воды) через НКТ двумя агрегатами 4АН-700 при давлении на устье 30...35 МПа. Пакер от ИПГ-95 устанавливали на глубине 2500 м в месте перехода колонны труб 168×139 мм, чем достигалось надежное пакерование посадкой пакера на уступ, а струйный аппарат находился на глубине 2476 м. Для записи снижения давления в НКТ ниже места установки струйного аппарата с помощью специального переводника устанавливали глубинные манометры, которые записывали давление внутри труб в межтрубном пространстве. При работе использовали два струйных аппарата — один с диаметром рабочего сопла 5,6 мм и диаметром камеры смещения 9,5 мм, второй — соответственно 5,6 и 12 мм.

Перед началом проведения работ при давлении 23 МПа на устье (давление ограничено из-за недостаточной прочности обсадной колонны в верхней части) приемистость скважины отсутствовала. После 8 циклов она стала равной 4,2 м<sup>3</sup>/ч, после 20 циклов —

5,4 м<sup>3</sup>/ч, после 34 циклов она снизилась до 3,4 м<sup>3</sup>/ч. Затем НКТ были извлечены вместе с пакером и устройством из скважины, а затем спущены без них до забоя. Перед промывкой скважины были отобраны пробы жидкости по стволу и по плотности, они оказались равными на глубине: 1000 м — 1015 кг/м<sup>3</sup>; 2000 м — 1015 кг/м<sup>3</sup>; 2500 м — 1056 кг/м<sup>3</sup>; 3000 м — 1085 кг/м<sup>3</sup>; 3200 м — 1088 кг/м<sup>3</sup>; 3400 м — 1056 кг/м<sup>3</sup>; 3600 м — 956 кг/м<sup>3</sup>; 3800 м — 0,85 кг/м<sup>3</sup>; 4000 м — 1043 кг/м<sup>3</sup>; 4200 м — 1093 кг/м<sup>3</sup>; 4400 м — 1189 кг/м<sup>3</sup>.

#### ЗНАЧЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ВНУТРИ НКТ И В МЕЖТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ, ЗАМЕРЕННОЕ ГЛУБИННЫМ МАНОМЕТРОМ

Давление на устье, создаваемое агрегатами, МПа	25,0	30,0	35,0	40,0
Давление внутри НКТ на глубине 2576 м, МПа	1,73	0,86	0,86	0,86
Давление в межтрубном пространстве на глубине 2578 м, МПа	2,03	1,01	1,01	1,2

При промывке из ствола скважины извлечено около 10 м<sup>3</sup> глинистого раствора, разгазированная нефть, водонефтяная эмульсия.

Выше приведены значения давления внутри НКТ и в межтрубном пространстве на глубине 2576 и 2578 м.

На рис. 3.17 показана диаграмма гидростатического давления на глубине 2576 м при создании управляемых депрессий на пласт, глубина установки струйного аппарата 2480 м.

Значения снижения давления приводим ниже:

#### ЗНАЧЕНИЯ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПОДПАКЕРНОЙ ЗОНЕ (ПРИ $d_p/d_k=5,6/12$ ) В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДАВЛЕНИЯ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НА УСТЬЕ

Давление на устье, создаваемое агрегатами, МПа	0	29,0	30,0	32,0	35,0	38,0
Давление внутри НКТ на глубине 3501 м, МПа	31,95	26,7	26,17	25,7	24,9	24,3

Затем в скважину были повторно спущены НКТ на глубину 3708 м с установкой шлицевого пакера и глубинного манометра на глубине 3500 м. Диаметр сопла 5,6 мм, диаметр камеры смешения 12 мм.

При работе струйного аппарата данной конструкции получено максимальное снижение давления 10,6 МПа. Как показали теоретические расчеты, достичь более глубокого снижения давления при такой конструкции струйного аппарата нельзя. При проведении

работ из скважины выходили в течение 15...30 мин газовые пачки. За 19 циклов из скважины извлечено 3,5 м<sup>3</sup> жидкости, в том числе нефти и раствора с гематитом. НКТ извлекли из скважины, так как заметили отсутствие откачки жидкости при работе струйного насоса, а после подъема НКТ камера низкого давления оказалась забитой кусочками резины, цемента, аргиллитов. При последующем спуске НКТ без пакера и струйного аппарата плотность жидкости в скважине ниже 4000 м оказалась равной 1283 кг/м<sup>3</sup>, затем скважина была промыта в течение одного цикла

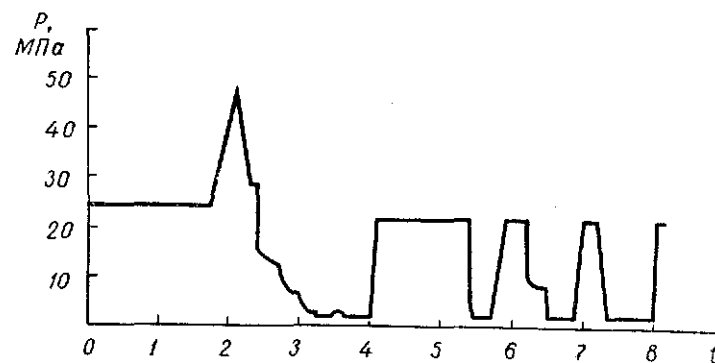


Рис. 3.17. График гидростатического давления при создании управляемых депрессий на пласт.

промывки, из скважины извлечено 12 м<sup>3</sup> глинистого раствора, а в выходящем растворе обнаружены кусочки цемента, аргиллита, гематит, барит. Данные исследования подтвердили, что из пласта притекает не только нефть, но и глинистый раствор, утяжеленный гематитом.

Для продолжения циклического воздействия на пласт в скважину на глубину 2979,8 м были спущены НКТ с установкой пакера и струйного аппарата соответственно на 2500 и 2476 м. За последующие 34 цикла из скважины откачено 6 м<sup>3</sup>. При промывке из скважины извлечено 10 м<sup>3</sup> глинистого раствора и 12 м<sup>3</sup> нефти. В целом на скважине осуществлено 120 циклов, а из пласта извлечено 46 м<sup>3</sup> глинистого раствора. Исследования на приток показали, что при динамическом уровне 3000 м он составляет 7 м<sup>3</sup>/сут. В связи с необходимостью демонтажа бурового оборудования проведение работ было временно прекращено.

Исследования показали, что создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Поэтому данный метод является высокоэффективным для очистки приствольных зон в процессе освоения скважины.

### 3.5. Основные положения и требования к выполнению работ по применению струйных аппаратов при вызове притока из пласта и очистке приствольных зон скважин

Перед спуском струйного аппарата с пакером на насосно-компрессорных трубах в скважину шаблонируют эксплуатационную колонну с помощью шаблона соответствующего размера, а также проверяют состояние вышки, талевого системы, силового и насосного оборудования, а также устьевого оборудования. Скважину испытывают на приемистость, а также известными методами (например, термометрически или спецкаротажем), определяют интервалы поглощающих или работающих пластов.

Так как процесс очистки приствольной зоны пласта может продолжаться длительное время (от 1...3 и более суток), для обеспечения бесперебойной работы аппарата на протяжении всей операции необходимо провести подготовку струйного аппарата перед спуском его в скважину в мастерских. Подготовка аппарата включает настройку его на расчетный режим работы путем регулирования основных геометрических параметров (диаметры сопла и камеры, смещения, а также расстояния между ними), затем проверяют состояние гнезда под бросовой клапан, а также надежно крепят разрушаемый клапан. В собранном виде опрессовывается аппарат водой при давлении 45 МПа и выдерживается в течение 1800 с.

Спуск струйного аппарата в скважину производят в такой компоновке лифта: хвостовик (фильтр), пакер, устройство (струйный аппарат), гнездо под шар для опрессовки НКТ.

Место установки пакера и устройства определяют в зависимости от конкретных условий состояния пласта и проектируемого режима работы. Во избежание разрушения резинового элемента пакера и преждевременного срыва разрушаемого клапана спуск колонны лифта производят плавно и на пониженной скорости. После спуска компоновки лифта на заданную глубину производят распаковку пакера и установку планшайбы на колонную головку. Проведение работ по очистке приствольной зоны пласта, включая кислотное воздействие, допускается лишь при условии полной герметичности колонны лифта и пакера.

При кислотном воздействии обвязка устья и наземного оборудования осуществляется по типовой схеме проведения кислотной обработки скважины. Нагнетательная линия до устья скважины опрессовывается на полуторакратное давление от максимально ожидаемого в процессе кислотной обработки. Перед проведением работ по кислотной обработке скважины необходимо ее испытать на приемистость не менее чем на трех режимах нагнетания. При низкой приемистости рекомендуется провести предварительную очистку призабойной зоны скважины с помощью струйного аппарата. Продолжительность реакции кислоты с породой устанавливается опытно-экспериментальным путем для каж-

дого месторождения или скважины. После окончания реакции включается в работу струйный аппарат, и при созданной депрессии на пласт удаляются продукты реакции из него. Для повышения качества очистки приствольной зоны пласта рекомендуется создание циклических депрессий периодическим включением струйного насоса.

После окончания работ по очистке приствольной зоны и вызову притока производят предварительные замеры дебита скважины или ее приемистости, а также проводят исследования с целью определения работающих горизонтов. После выхода скважины на установившийся режим определяют дебит скважины или ее приемистость.

\*

\* \*

Обобщены исследования по оценке изменений фильтрационных свойств пород в приствольной зоне в процессе первичного вскрытия. Показано, что в зависимости от проницаемости породы дисперсная фаза промывочной жидкости может играть двойную роль: положительную, ограничивая проникновение фильтрата в пласт при проницаемости менее 0,25...0,28 мкм, и отрицательную — при большей проницаемости (особенно в пределах 0,45...0,70 мкм). Это необходимо учитывать при выборе рода промывочной жидкости. Анализ влияния технологии вскрытия продуктивных горизонтов с низкими коллекторскими свойствами месторождений Предкарпатья на изменение продуктивности пластов показал, что в процессе вскрытия происходит снижение фильтрационных свойств пластов, особенно под влиянием увеличенной репрессии на пласт, так как она в ряде случаев приводит к раскрытию трещин и поглощению через них промывочной жидкости. Снижение фильтрационных свойств пласта или потеря гидродинамической связи скважины с пластом наблюдается в основном при применении глинистых растворов при значительных репрессиях на пласт. При вскрытии продуктивных горизонтов с применением растворов на углеводородной основе такого ухудшения фильтрационных свойств не наблюдается.

На основе сопоставления температурных изменений, происходящих в приствольной зоне, с фазовыми превращениями парафинистых нефтей определены области парафиновой кольматации пласта для ряда месторождений Предкарпатья. Методику такого сопоставления можно применить для любых месторождений нефти, она может служить исходным условием для проектирования методов освоения скважин и искусственного воздействия на приствольную зону.

На основании работ отечественных ученых показано, что геофизические исследования скважин позволяют оценить степень изменения фильтрационных свойств приствольной зоны пласта,

поэтому их можно использовать как средство оценки качества заканчивания скважин.

Разработанная методика опорно-технологического изучения вскрываемого разреза предназначена для получения достаточно полной информации о пласте непосредственно в процессе вскрытия.

Большое внимание уделено определению плотности перфорации, в том числе в скважинах с загрязненной призабойной зоной.

Благодаря проведенным обобщениям выявлены возможности увеличения глубины выработки каналов в результате изменений условий работы струи. Несомненно, еще больше внимания необходимо уделять развитию технологий, обеспечивающих приближение торца насадки к забою, по мере выработки каналов с тем, чтобы лучше использовать кинетическую энергию струи. Целесообразно продолжить разработку надежных и несложных конструкций гидропескоструйных аппаратов с забойными двигателями для создания щелевых выработок. Здесь уместно отметить недостаточную изученность процесса создания щелевых выработок в пластах.

Большими возможностями обладает газогидропескоструйная перфорация, внедрение которой в глубоких скважинах пока сдерживается в связи с отсутствием оборудования для создания газосодержаний 0,3...0,5. Необходимо решить вопрос выпуска компрессоров или азотных установок для закачки газа при расходах 30...60 м<sup>3</sup>/мин и давлениях 40...60 МПа.

Следует изучить возможность применения ценных систем в качестве носителя абразивных частиц для выработки каналов и щелей в пластах с аномально низкими пластовыми давлениями.

Поскольку гидропескоструйный метод перфорации обладает большими технологическими возможностями по созданию каналов и щелей с большой поверхностью фильтрации, целесообразно продолжать его исследования и искать новые технические решения.

Описана технология вызова притока с помощью струйных аппаратов. На основе теоретических исследований разработана зависимость и построены номограммы для оценки технологических параметров освоения скважин с помощью струйных аппаратов. Эти зависимости позволяют проектировать технологию освоения скважин и осуществлять ее при любых заданных условиях.

Показано, что струйные аппараты могут найти широкое применение в технологии бурения скважин и добычи нефти — при вторичном вскрытии пласта, гидродинамическом исследовании его, циклическом воздействии на пласт, при удалении из пласта продуктов реакции кислоты с породой и, наконец, для добычи нефти из скважины.

Принятие решений по технологии освоения скважин на детерминированной основе затруднено в связи с большим количеством практически неизвестных и трудно учитываемых факторов. Поэтому управление состоянием приствольной зоны, разработка методов ее оптимизации может осуществляться только на адаптационной

основе. В настоящее время осуществляется внедрение технологии освоения скважин на базе управления состоянием приствольной зоны. По большинству освоенных скважин с помощью новой прогрессивной технологии получено увеличение дебитов скважин в 1,4—2 и более раз, восстановлено фонтанирование многих скважин, ранее освоенных и эксплуатировавшихся.

Разрабатываются технические средства для вторичного вскрытия с одновременным вызовом притока, гидродинамических исследований пластов с передачей информации о кривых восстановления давления с забоя на устье скважины, основанные на применении струйных аппаратов различной конструкции и назначения.

1. Материалы XXVI съезда КПСС. — М.: Политиздат, 1981.
2. Абдуллин Ф. С. Повышение производительности скважин. — М.: Недра, 1975. — 260 с.
3. Абрамович Г. Н. Теория турбулентных струй. — М.: Физматгиз, 1960. — 715 с.
4. Акатов Л. В. Влияние некоторых факторов на эффективность гидродескоструйной перфорации скважин. — В кн.: Промысловая геология: Тр. НВ НИИГГ, 1969, вып. 12. Изд-во Саратовск. ун-та, с. 231—238.
5. Акатов Л. В., Голубев В. В., Севастьянов Г. Д., Прилучный В. И. Пробивная способность абразивной гидродескоструйной струи в металле и горной породе. — В кн.: Промысловая геология: Тр. НВ НИИГГ, 1969, вып. 12. Изд-во Саратовск. ун-та, с. 239—248.
6. Алекперов В. Г., Никишин В. А. О кольматации проницаемых отложений при бурении скважин. — Бурение, 1972, № 2, с. 36—38.
7. Алекперов В. Г., Никишин В. А. Кольматация проницаемых пластов в процессе бурения и ее последствия. — Нефтяное хозяйство, 1972, № 8, с. 21—24.
8. Амиан В. А., Амиан А. В., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. — М.: Недра, 1980. — 380 с.
9. Амиан В. А., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтяного пласта. — М.: Недра, 1973. — 336 с.
10. Амиан В. А., Уголев В. С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. — М.: Недра, 1970. — 96 с.
11. Антонинский Г. И., Борковский А. А., Яремичук Р. С. Роль частиц дисперсной фазы промывочной жидкости при вскрытии продуктивных пластов бурением. — Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1981, вып. 18, с. 34—36.
12. Антонинский Г. И. Влияние литологических особенностей песчаноалевролитовых пород на их коллекторские свойства (на примере ДДВ и Предкарпатского прогиба): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — М., 1977. — 28 с.
13. Антонинский Г. И., Шеремета О. В. Породы-коллекторы верхнего палеозоя северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1980, № 4, с. 10—12.
14. Бишиев А. Г. Теоретические и экспериментальные исследования разрушения горных пород высоконапорными струями применительно к процессу бурения: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Тюмень, 1974. — 28 с.
15. Бойко В. С. Вероятностная оценка качества перфорации скважин. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1972, № 5, с. 7—10.
16. Бойко В. С. Оптимальная плотность перфорации в слоистых коллекторах. — Нефтяное хозяйство, 1978, № 5, с. 31—35.
17. Боли Б., Уэйнер Дж. Теория температурных напряжений. — М.: Мир, 1964. — 380 с.
18. Борковский А. А. Количественная оценка влияния некоторых факторов на качество вскрытия продуктивных пластов бурением. — Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, 1969, вып. 5, с. 30—32.
19. Васильев П. С., Голиков А. Д., Горохов Н. С., Кривоносов И. В. Технология поинтервального гидравлического разрыва пластов. — М.: Недра, 1964. — 132 с.
20. Вахитов Г. Г., Кузнецов О. Л., Симкин Э. М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. — М.: Недра, 1978. — 216 с.
21. Везиров С. А., Мелик-Аслинов Л. С., Сидоров О. А. Методика выбора способа перфорации скважин. — Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1968, № 3, с. 22—25.
22. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов. — М.: Недра, 1978. — 318 с.
23. Владимиров К. А., Песляк Ю. А. Прочность обсадных колонн при щелевой перфорации. — Бурение, 1971, вып. 7, с. 26—28.
24. Воздвиженский Б. И., Мельничук И. П., Пешалов Ю. А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. — М.: Недра, 1973. — 240 с.
25. Гайворонский И. Н. Установка для исследования гидродинамической эффективности перфоратора. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1969, № 12, с. 49—53.
26. Гаврилкович К. В. Новый метод образования трещин в нефтяных пластах — метод переменных давлений. — В кн.: Тр. ГрозНИИ, 1958, вып. 3. М.: Гостоптехиздат, с. 159—170.
27. Галыбин А. М., Лесик Н. П., Мушин А. З., Усачев П. М. Результаты стендовых и промышленных испытаний метода гидродескоструйной перфорации. — В кн.: Опыт гидродескоструйной перфорации, ЦНИИТЭнефтегаз, М., 1964, с. 7—24.
28. Гулин Ю. А. Гамма-гамма-метод исследования нефтяных скважин. — М., Недра, 1975. — 160 с.
29. Гусев В. И., Логинов А. И., Усачев П. М. и др. Применение гидродескоструйного метода при расширении фильтровой части скважины под гравийный фильтр. — Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Реф. сб. ВНИИЭГазпром, 1973, вып. 4, с. 8—15.
30. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород. — М.: Недра, 1975. — 344 с.
31. Доброскок Б. Е., Литвинов А. А., Максудов Р. А. Импульсные методы воздействия на пласт при эксплуатации нагнетательных скважин. — В кн.: Тр. ТатНИИ, 1965, вып. 7. М.: Недра, с. 227—242.
32. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. — М.: Недра, 1977. — 432 с.
33. Егер Д. А. Опыт обработки призабойной зоны газокислотной смесью. — Нефтяная и газовая промышленность, 1979, № 2, с. 49—50.
34. Жданов А. Ф. Некоторые вопросы гидродескоструйной обработки продуктивного пласта. — В кн.: Совершенствование вскрытия, испытания и освоения продуктивных пластов в эксплуатационных и разведочных скважинах. М.: Недра, 1969, с. 132—134.
35. Желтов Ю. В. О потерях напора в трубах при осуществлении гидравлического разрыва пласта. — Нефтяное хозяйство, 1960, № 8, с. 42—45.
36. Жигач К. Ф., Паус К. Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов. — Нефтяное хозяйство, № 11, 1957, с. 10—13.
37. Зайцев Ю. В., Каспаров В. М., Мелик-Асламов Л. С., Сидоров О. А. Стендовое и промышленное испытание метода гидродескоструйной перфорации в объединении «Азнефть». — В кн.: Опыт гидродескоструйной перфорации. М., ВНИИОЭНГ, 1964. — 135 с.
38. Залаялетдинов М. С., Марин А. Р., Колокольцев В. А., Латынов Р. С. Восстановление приемистости нагнетательных скважин при помощи испытателей пластов. — Нефтепромысловое дело, 1967, № 10, с. 15—19.
39. Засадный Р. Н. Некоторые особенности коллекторов менилитовых отложений. — Нефтяная и газовая промышленность, 1976, № 5, с. 30—33.
40. Гулбаев Б. Ю., Зазуляк М. И., Ивакюта М. М. Повышение эффективности вскрытия и опробования нефтегазоносных пластов. — М.: Недра, 1973. — 128 с.
41. Итерберг С. С. Интерпретация результатов каротажа скважин. — М.: Недра, 1978. — 389 с.
42. Камалов Ф. Х., Портнов В. И., Латынов Р. С. Повышение продуктивности эксплуатационных объектов воздействием депрессия на пласт. — Нефтяное хозяйство, 1979, № 7, с. 26—29.

43. Каминский Б. И., Каменев В. И., Смагин С. М. Очистка призабойной зоны скважины методом многократного изменения депрессионной кривой. — Татарская нефть, 1959, № 6, Альметьевск, с. 14—17.
44. Каротаев Ю. П., Швидлер М. И. Расчет проникновения глинистого раствора в пласт. — Газовая промышленность, 1971, № 8, с. 3—5.
45. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. — М.: Наука, 1964. — 420 с.
46. Касперский Б. В. Влияние перепада давления и проницаемости пористой среды на скорость фильтрации утяжеленных промывочных жидкостей. — Бурение, 1970, № 6, с. 33—36.
47. Качмар Ю. Д., Бережницкий Б. С., Ковалевич В. Н. и др. А. с. 737619 (СССР) Глубинное устройство для вертикальных перемещений перфоратора. — Оpubл. в Б. И., 1980, № 20.
48. Качмар Ю. Д., Егер Д. А., Рыбчак Е. В. Расчет основных параметров при проектировании азотогидропескоструйной перфорации. Рук. деп. ВНИИОЭНГ, 1974, № 213.
49. Качмар Ю. Д., Касянчук В. Г., Лисовская Г. Ф. Исследование и опыт обработки призабойной зоны скважины на многопластовых месторождениях Прикарпатья. — В кн.: Опыт применения различных методов обработки призабойной зоны скважин. М., ВНИИОЭНГ, 1972, с. 1—52.
50. Качмар Ю. Д. Проектирование кислотной обработки поровых слабокарбонатных коллекторов. — Нефтяное хозяйство, 1981, № 1, с. 33—35.
51. Качмар Ю. Д. Определение влияния противодавления на эффективность гидропескоструйной перфорации. — Нефтяная и газовая промышленность, 1965, № 2, с. 47—50.
52. Качмар Ю. Д., Егер Д. А., Федоришин С. Н. Результаты обработки скважин смесью кислоты с газообразным азотом. — Нефтяная и газовая промышленность, 1978, № 3, с. 32—34.
53. Качмар Ю. Д., Янив В. Е., Рыбчак Е. В. и др. Применение азота в добыче нефти. — В кн.: Темат. науч.-техн. обзор. М., ВНИИОЭНГ, 1973. — 55 с.
54. Киреев В. А., Васильев Ю. Н., Корнилов А. Е. Результаты экспериментальных исследований растекания в тупике газожидкостной струи. — Тр. ВНИИ природных газов, 1972, вып. 45(55), с. 95—103.
55. Кибанец В. А. Эффективность вскрытия пластов-коллекторов с помощью стреляющих перфораторов в геологических условиях Карпатской нефтегазоносной провинции по пути ее повышения: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — М., 1979. — 18 с.
56. Козодой А. К., Босенко А. А. Влияние эрозийных свойств жидкости на разрушающую способность затопленных струй. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1970, № 11, с. 21—24.
57. Козодой А. К., Зубарев А. В., Федоров В. С. Промывка скважин при бурении. — М.: Гостехиздат, 1963. — 183 с.
58. Козодой А. К. Определение параметров гидромониторных затопленных струй. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1959, № 6, с. 103—108.
59. Коаллинз Р. Течение жидкостей через пористые материалы. — М.: Недра, 1964. — 350 с.
60. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. — М.: Недра, 1973. — 368 с.
61. Кривоносов И. В., Балакиров Ю. А. Освоение, исследование и эксплуатация многопластовых скважин. — М.: Недра, 1975. — 167 с.
62. Кривоносов И. В., Макеев Г. А. Способы повышения производительности нефтяных и нагнетательных скважин. — М., ВНИИОЭНГ, 1973. — 74 с.
63. Кривоносов И. В., Пустовойт С. П. Исследование некоторых вопросов гидропескоструйной перфорации. — В кн.: Тр. ТатНИИ, 1965, вып. 7. М.: Недра, с. 137—144.
64. Кулиев А. Э. Исследование энергетических показателей гидромониторных затопленных струй. — Нефтяное хозяйство, 1971, № 8, с. 4—6.
65. Кулиев А. Э. Экспериментальное определение силы давления струи на забой скважины. — Нефтяное хозяйство, 1973, № 1, с. 38—41.
66. Лесик Н. П., Песляк Ю. А., Усачев П. М. О механизме гидропескоструйного вскрытия пластов. — Нефтяное хозяйство, 1969, № 2, с. 50—52.
67. Лесик Н. П., Слепой Ю. Ш., Галыбин А. М., Овсянников В. Г. Об оптимальной длине прорези в обсадной колонне, создаваемой щелевой перфорацией. — Техника добычи нефти: Тр. ВНИИ, вып. LI. — М.: Недра, 1967, с. 73—78.
68. Лесик Н. П., Слепой Ю. Ш. О рациональной форме и размерах насадок для гидропескоструйного вскрытия пласта. — Техника добычи нефти: Тр. ВНИИ, вып. LI. — М.: Недра, 1967, с. 65—72.
69. Лесик Н. П., Усачев П. М., Галыбин А. М. О концентрации песка и форме гидропескоструйной выработки. — В кн.: Методы воздействия на призабойную зону с целью интенсификации добычи нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1966, с. 40—50.
70. Логинов Б. Т., Малышев Л. Г., Гарифуллин Ш. С. Руководство по кислотным обработкам скважин. — М.: Недра, 1966. — 161 с.
71. Малицкий Е. А. Аналитический метод определения температуры насыщения пластовых нефтей парафином. — Нефтяная и газовая промышленность, 1974, № 5, с. 8—11.
72. Мамаджанов У. Д. Динамическая характеристика промывочных растворов в осложнении в бурении. — М.: Недра, 1972. — 180 с.
73. Мелик-Асламов Л. С., Сидоров О. А. Гидропескоструйный метод перфорации скважин и вскрытия пласта. — Баку: Азернефр. Баку, 1974. — 118 с.
74. Мелик-Асламов Л. С., Сидоров О. А., Зайцев Ю. В. А. с. 184206 (СССР). Способ вертикального надреза пласта абразивным перфоратором. — Оpubл. в Б. И., 1966, № 15.
75. Методы воздействия на призабойную зону скважины с целью интенсификации добычи нефти. — В кн.: Темат. науч.-техн. обзор. М., ВНИИОЭНГ, 1966. — 142 с.
76. Миклин Ю. А., Гусев В. И., Лесик Н. П. Влияние растворенного газа на истечение жидкости через насадки в среду с противодавлением. — Нефтепромысловое дело, 1973, № 9, с. 17—22.
77. Миклин Ю. А., Лесик Н. П. Влияние давления среды на характеристику и разрушающую способность струй. — В кн.: Тр. Всесоюзного нефтегазового НИИ, 1974, вып. 51, с. 149—154.
78. Мительман Б. И., Гусман А. М. Гидромеханическое и эрозийное бурение. Обзор зарубежной литературы. — М., ВНИИОЭНГ, 1971. — 75 с.
79. Михайлов Н. Н. Изучение динамики проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт с целью повышения эффективности геофизических исследований скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. — М., 1977. — 26 с.
80. Михайлов Н. Н., Резванов Р. А., Леонидова А. И. Выделение закольматированных пластов комплексом промыслово-геофизических методов. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1976, № 7, с. 50—55.
81. Мусик Н. Х., Хилажетдинов Р. Х., Усманов Р. К., Контроль за качеством вскрытия пластов гидропескоструйным методом. — Нефтяное хозяйство, 1970, № 5, с. 38—41.
82. Мухин Л. К., Токунов В. И. Влияние растворов на углеводородной основе на проницаемость продуктивных коллекторов. — Бурение, № 8, 1971, с. 14—18.
83. Овнатанов Г. Т. Вскрытие и обработка пласта. — М.: Недра, 1970. — 310 с.
84. Орлов Л. И., Ручкин А. В., Свихнушин Н. М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1975. — 89 с.
85. Пестриков А. С. О характере фильтрации промывочной жидкости в проницаемые пласты при проводке скважин. — Тр. ВНИИГП, вып. 14: Волгоград, 1969, с. 307—318.
86. Пирсон И. Кавитация. — М.: Мир, 1975. — 93 с.
87. Проселков Ю. М. Теплопередача в скважинах. — М.: Недра, 1975. — 260 с.
88. Попов В. К., Ежов В. А. Кумулятивная перфорация скважин на больших глубинах. — Нефтепромысловое дело, 1972, № 10, с. 6—10.
89. Рыбчак Е. В., Качмар Ю. Д., Янив В. Е., Попович О. Ф. Исследование выработки каналов азотогидропескоструйной перфорацией. — Нефтяная и газовая промышленность, 1975, № 6, с. 25—28.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ . . . . .	3
<b>Глава 1. Изменение фильтрационных свойств пород-коллекторов при их первичном вскрытии . . . . .</b>	<b>5</b>
1.1. Основные характеристики пород-коллекторов Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) . . . . .	5
1.2. Изменение фильтрационных свойств пород-коллекторов под влиянием промывочной жидкости . . . . .	7
1.3. Парафиновая коагуляция в приствальной зоне пласта . . . . .	16
1.4. Оценка изменений фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе их первичного вскрытия . . . . .	22
1.5. Опорно-технологическое изучение вскрываемого разреза, испытание и освоение скважин . . . . .	27
<b>Глава 2. Гидропескоструйный метод формирования эксплуатационного забоя скважины . . . . .</b>	<b>36</b>
2.1. Технологическая схема и механизм образования каналов в пласте . . . . .	37
2.2. Исследования процесса гидропескоструйной перфорации . . . . .	47
2.3. Совершенствование методики расчета размеров каналов . . . . .	62
2.4. Газогидропескоструйная перфорация . . . . .	74
2.5. Образование щелевых выработок в продуктивных пластах . . . . .	86
2.6. Оценка совершенства скважин с каналами и щелями, создаваемыми гидропескоструйным методом . . . . .	91
2.7. Опыт применения гидропескоструйной перфорации . . . . .	100
<b>Глава 3. Технология вызова притока из пласта с помощью струйных аппаратов . . . . .</b>	<b>110</b>
3.1. Обоснование возможности создания глубоких управляемых депрессий на пласт с помощью струйных аппаратов . . . . .	112
3.2. Восстановление коллекторских свойств пласта в приствальной зоне скважины при воздействии на него циклическими депрессиями . . . . .	124
3.3. Применение струйных аппаратов при кислотной обработке пласта . . . . .	133
3.4. Проведение опытных работ по созданию циклических управляемых депрессий на пласт на скв. 6 Сходница . . . . .	136
3.5. Основные положения и требования к выполнению работ по применению струйных аппаратов при вызове притока из пласта и очистке приствальных зон скважин . . . . .	140
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ . . . . .</b>	<b>143</b>

Роман Семенович Яремийчук  
Юрий Дмитриевич Качмар

### ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Редакторы Т. К. Гулида, Л. В. Дячишин  
Переплет художника В. Д. Цейтина  
Художественный редактор В. И. Сава  
Технический редактор С. В. Копотюк  
Корректоры М. Т. Ломеха, Е. Г. Логвиненко

Информ. бланк № 7079

Сдано в набор 22. 04. 82. Подп. в печать 25. 11. 82.  
БГ 00933. Формат 60×90/16. Бумага типогр. №1.  
Выс. печать. Усл.-печ. л. 9,5. Уч.-изд. л. 10,33.  
Усл. кр.-отт. 9,87. Тираж 1800 экз. Изд. № 1015.  
Зак. 3579. Цена 1 р. 70 к.

Издательство при Львовском государственном университете издательского объединения «Винца школа», 290000, Львов, ул. Университетская, 1.  
Львовская областная книжная типография.  
290000, Львов, ул. Стефаника, 11.