

Глава 15

ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Освоение скважины — это особый технологический цикл, который завершает ее строительство. Качество освоения и результаты последующей эксплуатации скважин зависят от того, насколько удастся восстановить фильтрационные характеристики продуктивных пластов-коллекторов на стадии первичного и вторичного вскрытия пласта, вызова притока, применения различных методов интенсификации притока из пласта. Качество освоения скважин, в конечном итоге, определяет темпы и характер разработки месторождений.

Под освоением скважин понимается комплекс проводимых в них работ по окончании бурения, крепления и перфорации (или капитального ремонта) с целью получить при оптимальных технологических режимах работы эксплуатационного пласта максимальный дебит нефти (газа) или лучшую приемистость пласта при закачке в него флюидов. Иногда освоение совмещают с гидроразрывом пласта, но это скорее исключение из правила¹.

Процесс освоения скважины заключается в возбуждении скважины, очистке призабойной зоны пласта (ПЗП) от жидкости и прочих загрязняющих примесей, находящихся в стволе, в проведении необходимых работ для улучшения фильтрационной характеристики призабойной зоны продуктивного пласта.

Сущность возбуждения скважины состоит в понижении давления на забой (в ПЗП), создаваемого столбом бурового раствора (или иной жидкости), различными способами до давления меньше пластового, чтобы обеспечить приток нефти или газа в скважину.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто следующими способами:

- заменой бурового раствора раствором меньшей плотности (разница в плотности последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более $0,5 \text{ г/см}^3$);

- заменой бурового раствора водой;

- снижением уровня жидкости в скважине (свабирование, поршневание);

- использованием аэрированных жидкостей и пенных систем;

- поршневанием с подкачкой газообразного агента;

- промывкой скважины (фонтанной) находящейся в стволе жидкостью при практическом равенстве давлений пластового и в ПЗП.

В ряде работ отечественных исследователей доказана эффективность

¹ Некоторые специалисты в термин «освоение скважин» вкладывают более широкий смысл — все этапы заканчивания скважин, иногда и разбуривание пород продуктивного пласта.

воздействия на ПЗП с целью очистить ее и, следовательно, повысить дебит скважины путем создания многократных мгновенных депрессий – репрессий.

При анализе состояния дел по освоению скважин прослеживаются два основных направления повышения эффективности работ:

улучшение организации работ с целью сократить значительные потери непроизводительного времени;

разработка новых технических решений и технологических процессов, более надежных и эффективных.

Задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта (ПЗП), без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

При разработке процесса перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

толщина, фильтрационно-емкостные свойства призабойной и удаленной зон пласта, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;

расстояние до контактов – водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК) и газоводяного (ГВК);

пластовое давление и температура в интервале перфорации;

число обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр в колонне труб;

максимальный угол отклонения скважины от вертикали;

состояние обсадной колонны и ее цементной оболочки;

свойства и состав жидкости, применявшейся при первичном вскрытии пласта.

В нефтегазодобывающих скважинах интервал перфорации определяется насыщенностью пород пластовыми флюидами и устанавливается геологической службой предприятий, ведущих буровые работы. Нефтенасыщенный пласт перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой «шапкой» перфорируются в нефтяной части.

15.1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ. ПЕРФОРАТОРЫ

Вскрытие пластов стреляющими перфораторами может осуществляться при репрессии (забойное давление в скважине выше пластового) и депрессии (забойное давление в скважине ниже пластового).

Вскрытие пластов при депрессии осуществляется перфораторами типа ПНКТ, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах (НКТ), ПР, ПРК и КПРО, спускаемыми через НКТ. Перфораторы ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и при контактных зон независимо от величины искривления скважины, качества цементной оболочки, обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Для вскрытия пластов при репрессии исходят из условий безопасного проведения перфорации и предотвращения проникновения больших объемов жидкости из скважины в пласт.

Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на величину:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 15 МПа;

5–10 % для скважин глубиной до 2500 м (в интервале от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

4–7 % для скважин глубиной более 2500 м (в интервале от 2500 м до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя. Через НКТ закачивают перфорационную и буферную (при необходимости) жидкости из расчета заполнения интервала перфорации и на 100–150 м выше. Устье скважины оборудуется противовыбросовым устройством (задвигкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию рекомендуется выполнять за один спуск перфоратора. Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидропескоструйной перфорацией.

В мировой и отечественной практике нефтегазодобывающей промышленности прострелочные перфорационные работы в нефтяных и газовых скважинах по видам и объемам (%) применения распределяются следующим образом.

Кумулятивная перфорация.....	90–95
В том числе с депрессией на пласт.....	2–4
Пулевая перфорация.....	2–3
Гидроабразивная.....	1–2
Прочие виды (механическая, с растворяющимися вставками и др.).....	0,5

В подавляющем большинстве случаев все виды перфорационных работ в скважинах производятся при репрессии (Δp_p) на продуктивный пласт. Величина репрессии не должна превышать 5–10 % от значения пластового давления (но не более 2,5–3,5 МПа), в зависимости от глубины скважины.

При репрессии на пласт в призабойной зоне продуктивного пласта образуется блокирующая зона, состоящая из пристенной кольматационной (толщиной до 5–1,5 мм) и инфильтрационной (радиусом до 300–1000 мм) зон. Чем больше репрессия на пласт (а также водоотдача бурового раствора и время контакта его с продуктивным пластом), тем более мощная блокирующая зона образуется при первичном вскрытии пласта.

Вторичное вскрытие пласта осуществляется также стреляющими и гидропескоструйными перфораторами. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные.

Гидропескоструйная перфорация, относимая некоторыми авторами даже не к средствам вскрытия, а к средствам интенсификации притока, как показал промысловый опыт, не дает существенных преимуществ перед широко распространенной кумулятивной перфорацией. По этой причине, а также в связи с большой трудоемкостью широкого распространения гидропескоструйная перфорация пока не получила.

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные оружейные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии рас-

ширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. Поиск конструкторов по повышению эффективности пулевых перфораторов привел к созданию конструкции с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых разгон пуль осуществляется по стволам значительной длины, расположенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400–500 мм против 60–70 мм у перфораторов с горизонтальным расположением стволов, а скорость пули на выходе из ствола достигает 900–1000 м/с. Такие перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера (при средней прочности пород).

Для вторичного вскрытия пластов применяют пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габариты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм соответственно. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравновешивания сил отдачи парные стволы идут в общих пороховых камерах навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 имеет двухствольную конструкцию, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причем используются пули с увеличенным диаметром и массой.

Глубина пробивания в породе средней прочности указана ниже.

Тип перфоратора.....	ПВН90, ПВН90Т	ПВТ73	ПВК70
Глубина, мм.....	140	180	200

Области применения перфораторов типа ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими (предельная температура и максимальное допустимое давление) так и геологическими условиями.

Механизм образования кумулятивной струи состоит в следующем. При взрыве цилиндрического заряда взрывчатого вещества происходит почти мгновенное превращение его в газообразные продукты, разлетающиеся во все стороны по направлениям, перпендикулярным к поверхности заряда. При наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей. Если выемка в заряде облицована тонким слоем металла, то при детонации заряда вдоль его оси образуется кумулятивная струя, состоящая не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла, выдавливаемого из металлической облицовки. Обладая очень высокой скоростью в головной части (6–8 км/с), при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которым предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал (в 400–600 раз меньше).

Перфораторы подразделяются на корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО.

Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО98, ПКО73.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах стра-

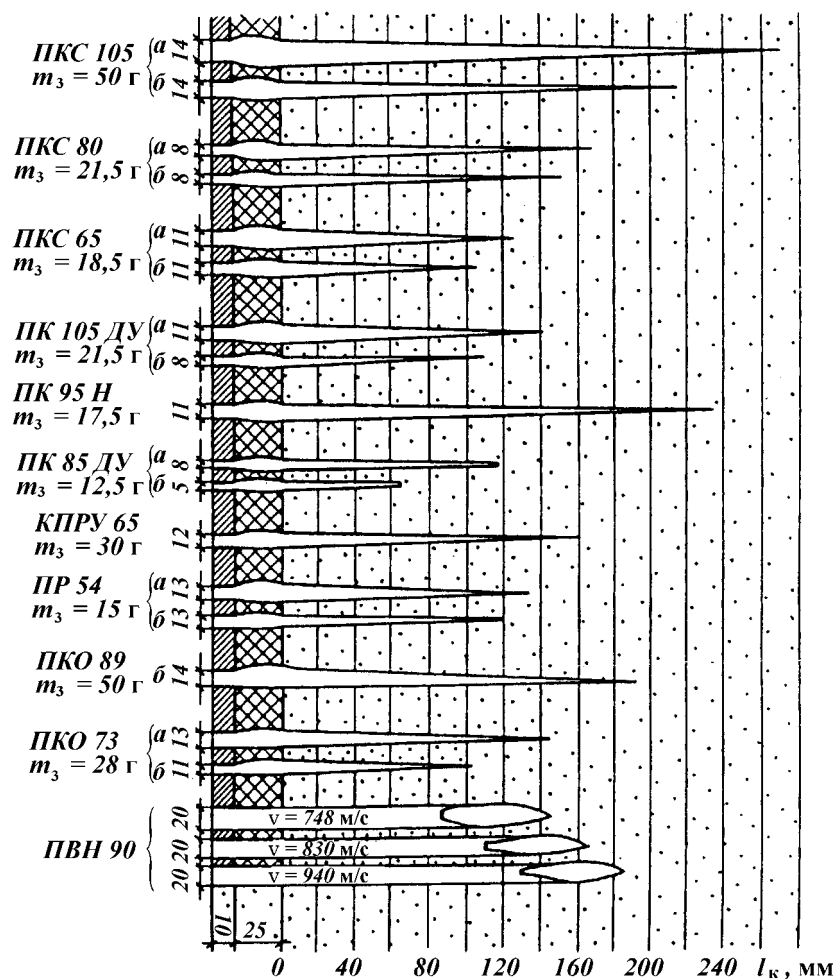


Рис. 15.1. Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстреле по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода): *a* – в поверхностных условиях; *б* – при давлении 30 МПа; m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола

ны наибольшее распространение нашли перфораторы в стеклянных оболочках ПКС80, ПКС105, ПКС65, из разрушающихся – перфораторы с зарядами в литых алюминиевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемых при отстреле зарядов наиболее распространенных кумулятивных перфораторов по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа приведены на рис. 15.1, пробивная способность перфораторов показана на рис. 15.2.

Образование канала в преграде при гидроскоструйном способе перфорации осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, и абразивного действия песка, содер-

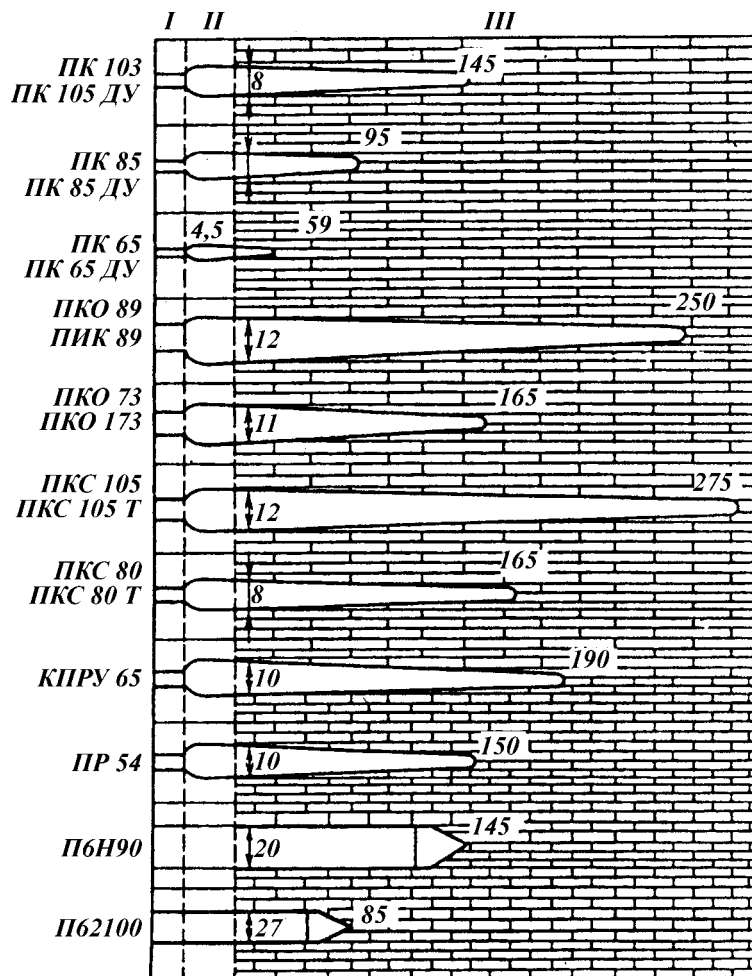


Рис. 15.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа): I — обсадная труба; II — цементное кольцо; III — порода

жащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключая воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через которые жидкости с расходом 1–6 л/с скорость струи достигает 200 м/с. Для создания необходимых давлений при прокачке гидроабразивных смесей используют насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала ко-

леблется от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости — от 1 до 7 м³, песка — от 50 до 700 кг.

В условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах ее применяют довольно редко.

15.2. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Скважина, имеющая перфорированный забой, называется несовершенной по характеру вскрытия продуктивного пласта. Если продуктивный пласт вскрыт бурением не на всю толщину, то такая скважина называется несовершенной по степени вскрытия пласта. В обоих случаях фактический дебит при прочих одинаковых условиях будет меньше дебита скважины с открытым забоем из-за возникновения дополнительных фильтрационных сопротивлений, которые обусловлены искривлением и сгущением линий токов жидкости и газа в околоствольной зоне пласта и на стенке скважины (точнее, на границе скважина — пласт). Сгущение линий токов, в свою очередь, обусловлено тем, что уменьшилась площадь поверхности скважины, граничащая с пластом, по сравнению со случаем открытого забоя скважины, вскрывшей продуктивный пласт на всю толщину. Так как нарушается геометрия течения жидкости и газа, рассматриваемые виды несовершенства иногда называют несовершенством геометрическим.

Существующая технология вторичного вскрытия пластов перфорацией предполагает спуск перфораторов в скважину на каротажном кабеле в зону перфорации с заполнением скважины обычно тем же буровым раствором, с использованием которого вскрывали бурением продуктивный пласт. В момент сообщения скважины с пластом в последний через перфорационные каналы под действием статического давления и динамических взрывных нагрузок будет фильтроваться буровой раствор. В поры породы вокруг перфорационных каналов проникают как твердые частицы из раствора, так и фильтрат из него.

В табл. 15.1 приведены результаты исследований влияния на коэффициент совершенства типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

Чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в большей степени снижается коэффициент со-

Таблица 15.1

Влияние типа бурового раствора на коэффициент совершенства

Тип бурового раствора	Содержание фракций размером менее 1 мкм, %	Среднеарифметическое значение диаметра пор, мкм	Коэффициент совершенства канала
Хроматный	17,4	3,76	0,66
Известковый	19,3	4,62	0,65
		3,32	0,59
		5,00	0,43
Обработанный УЦР	28,1	3,36	0,39

вершенства перфорационных каналов. Очевидно, через перфорированный канал в поровое пространство из раствора потоком фильтрата заносятся наиболее мелкие твердые частицы, которые при обратном потоке пластовой жидкости не удаляются из пор. В тех случаях, когда размер твердых частиц больше диаметра пор, они в поровое пространство потоком фильтрата не заносятся (И.Н. Гайворонский).

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующий важный вывод: существующая технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов с твердой фазой оказывает особенно отрицательное влияние при вскрытии высокопроницаемых пластов. Технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии и с применением растворов на водной основе с твердой фазой приводила к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые — при перфорации.

На рис. 15.3, *б* показано совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства. В рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров коэффициент совершенства не превышает значения 0,5.

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно, проводя следующие мероприятия:

применяя в качестве задавочного раствора минерализованную (например, пластовую) или пресную воду, облагороженную добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ);

используя растворы на нефтяной основе;

применяя высококонцентрированные растворы солей.

Характерная особенность предлагаемых задавочных растворов — отсутствие в них твердой фазы, наличие которой, как было показано ранее, в наибольшей степени снижает гидродинамическую эффективность перфорационных каналов.

ПАВ, вводимые в перфорационную жидкость, должны удовлетворять следующим требованиям:

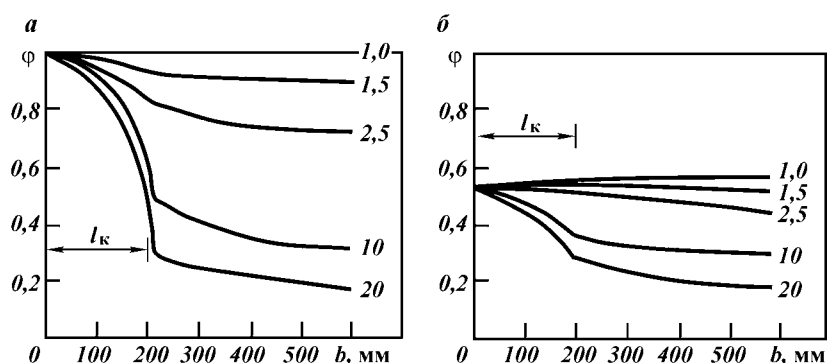


Рис. 15.3. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью:
a — $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; *б* — $\beta_3 = 20$, $\delta = 12,7$ м, $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

при малой концентрации значительно уменьшать поверхностное натяжение на границе раздела вода — углеводородная среда;

улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

не образовывать нерастворимого осадка при контакте с пластовыми водами, содержащимися в них солями и с горными породами;

препятствовать диспергированию и набуханию глинистых частиц, содержащихся в породе пласта, в присутствии водного фильтрата;

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Наиболее подходящими для обработки перфорационных жидкостей растворами на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, КАУФЭ₁₄, дисолван и др.), поскольку они хорошо растворимы в пресной и минерализованной воде, мало адсорбируются на поверхности горных пород, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода — нефть при малой концентрации (0,1–0,3 %). Ионогенные (анионные — сульфенол, азолят, сульфонатриевые соли СНС и катионные — катапин, выравниватель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой, интенсивнее адсорбируются на поверхности породы.

При использовании буровых растворов на нефтяной основе перфорацию также следует проводить с применением подобных задавочных растворов.

Рассмотренные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда значение пластового давления ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенной (без твердой фазы) перфорационной жидкости следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1,40 г/см³. Раствор хлористого кальция способствует агрегированию глинистых частиц в пласте, в результате чего в некоторой степени снижаются негативные последствия применения при бурении буровых (глинистых) растворов на водной основе.

Более кардинальным направлением совершенствования технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией является перфорация на депрессии при герметизированном устье скважины, которая может осуществляться в двух вариантах:

с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на кабеле внутри колонны НКТ;

с помощью перфораторов, спускаемых в скважину на колонне НКТ.

Перфорация на депрессии — наиболее прогрессивный способ вторичного вскрытия пласта, поскольку в момент создания перфорационных каналов под действием больших градиентов давления возникает интенсивный приток нефти или газа из пласта в скважину, в результате чего происходит самоочистка перфорационных каналов и породы призабойной зоны. К тому же для газовых скважин и для нефтяных фонтанных скважин процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока нефти или газа из пласта в скважину. Рассмотрим технологию и технику перфорации на депрессии.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на

устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубка устанавливают лубрикатор — устройство, позволяющее спускать в работающую скважину какие-либо приборы при наличии давления на устье.

Снижая уровень раствора в скважине (замена на облегченный раствор, полное удаление раствора из скважины и заполнение ее воздухом, природным газом или азотом) создают необходимый перепад между пластовыми и забойными давлениями, выбранный применительно к данным геолого-техническим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число одновременно спускаемых кумулятивных зарядов перфораторов не должно превышать 150–300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала. После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя, и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и, особенно, газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Устройство лубрикатора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова произвести его спуск в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой — обсадной колонной, а известно, что глубина пробития в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 15.4). Поэтому наибольший эффект ожидается от применения таких перфораторов в газовой среде, в связи с чем за рубежом для вскрытия газоносных пластов иногда применяют следующую технологию. После неполного удаления жидкости с забоя скважины в нее через лубрикатор спускают малогабаритный перфоратор, к нижней части которого подсоединяют дополнительно один-два заряда в индивидуальных оболочках, которые срабатывают отдельно от всего перфоратора при подаче электрического импульса с поверхности. После включения в работу вскрытой этими зарядами части газоносного пласта и полного удаления жидкости с забоя скважины осуществляется срабатывание всей сборки перфоратора в среде природного газа.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту (с помощью перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах) используют корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые

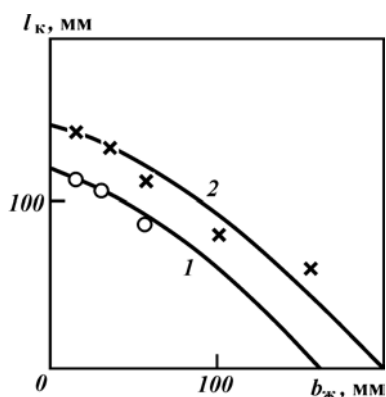


Рис. 15.4. Зависимость длины канала перфорации в породе от толщины слоя воды в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов. Перфораторы: 1 — ПК103; 2 — ПР54

срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от механизма ударного действия. Перфоратор срабатывает при нажиме на него резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости. Такие перфораторы спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания кумулятивных зарядов и имеют марку ПНКТ89 и ПНКТ73. В них имеются устройства для передачи детонации от секции, что позволяет их свинчивать друг с другом для одновременного вскрытия интервала пласта толщиной до 50 м и более. После срабатывания перфоратора и соединения скважины с пластом простреленный корпус перфоратора остается в скважине, если скважина работает фонтанным способом.

К недостаткам этого способа перфорации следует отнести невозможность спуска в зону работающего пласта геофизических приборов (дебитометров, термометров и т.д.). Кроме того, данный способ не позволяет произвести повторную перфорацию без подъема колонны НКТ, а следовательно, без глушения скважины раствором; имеется опасность прихвата перфоратора в скважине песком при ее длительной работе в процессе эксплуатации слабощементированных пластов.

15.3. ВЫБОР ПЛОТНОСТИ ПЕРФОРАЦИИ И ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

Оптимальная плотность перфорации должна обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины, а также необходимую сохранность обсадной колонны и цементной оболочки за пределами зоны перфорации.

Она определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации. В табл. 15.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора.

Более низкая плотность перфорации при депрессии объясняется обеспечением при этом методе полной очистки прострелочных каналов от шла-

Таблица 15.2

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации, отверстие на 1 м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1	6	12
	< 0,1	10 – 12	12 – 18
Уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом	> 0,01	18 – 20	12 – 20
	< 0,001	18 – 20	20 – 24
Карбонатные аргилиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	> 0,01	10 – 12	18 – 20
	< 0,01	12	18 – 24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью		20	20 – 24
Тонкослоистые		20	20 – 24

ма и возникновением вокруг каждого канала больших локальных депрессий непосредственно после перфорации.

При использовании перфораторов с повышенной пробивной способностью, соответствующей пробивной способности ПКО-89 или близкой к этой величине, плотность перфорации может быть снижена на 50 %.

Типоразмер перфоратора выбирают на основе детальных сведений о состоянии цементной оболочки эксплуатационной колонны, обсадных труб, свойствах жидкостей, заполняющих скважину, наличии препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно перфорируемого интервала, количестве колонн, перекрывающих пласт, термодинамических условиях в скважине, толщине пласта. Вначале выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине (табл. 15.3). Вскрытие пластов при наличии более одной колонны осуществляется по индивидуальным планам с использованием наиболее эффективной прострелочно-взрывной аппаратуры.

Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, не рекомендуемые по следующим причинам:

неудовлетворительное состояние цементной оболочки, близкое расположение ВНК и (или) ГНК;

недостаточные зазоры между перфоратором и стенкой обсадных труб;

большой угол наклона скважины – все перфораторы, спускаемые на кабеле, имеют низкую проходимость при значении угла искривления скважины больше 0,7 рад (40°);

содержание в пластовом флюиде агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород);

необходимость спуска глубинных приборов в интервал перфорации без подъема НКТ после проведения прострелочно-взрывных работ;

возможность выноса из пласта больших объемов шлама и твердой фазы бурового раствора.

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитывают следующие особенности перфораторов:

в случае неудовлетворительного состояния цементной оболочки и при вскрытии приконтактных зон могут быть использованы только корпусные перфораторы типа ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ (см. табл. 15.3);

при вскрытии пластов, насыщенных агрессивными флюидами, перфорация обычными перфораторами может проводиться только при репрессии;

для многих типов перфораторов имеется минимальное гидростатическое давление, начиная с которого их можно применять;

перфораторы типа ПНКТ не могут быть применены в случае выноса из пласта больших объемов породы и твердой фазы бурового раствора;

наращивание плотности перфорации, очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) при использовании перфораторов типа ПНКТ требуют полного подъема НКТ вместе с корпусом перфоратора;

в скважинах с большим углом искривления – больше 0,7 рад (40°) перфораторы типа ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами типа ПР, КПРУ, ПНКТ;

Таблица 15.3

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ79, ПВТ73
	Корпусные				Бескорпусные				
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПКО73, ПКО89	ПКО73, ПКОТ89	ПКСУЛ80, ПКСУЛ80-1, ПКС105У	ПР43, ПР54	КПРУ65	
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80	120	100	45 (сталь Е") 70	120 (сталь Е")	50; 80	80	80	100
Максимальная температура, °С	180; 200	200	170	180; 200	180; 200	100; 150	150	150	200
Минимальное гидростатическое давление в скважине, МПа	—	—	10	20(ЗПКО73) 10(ЗПКО73Е) 20(ЗПКО89) 10(ЗПКО89Е)	40 50	10 10	—	—	—
Минимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ) для малогабаритных перфораторов, мм	98 118	96 118	96 118	96 118	96 118	96 118	50 62	76	98
Число труб в интервале перфорации	$\frac{1}{1-2}$	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3	$\frac{1}{1-2}$	1-2	1-3
Репрессия («+»)	+		+	+	+	+	+	—	+
Депрессия («-»)			—				—	+	
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) 20(100 °С)* 45(100 °С)* 15(100 °С)	40(100 °С) 20(100 °С)* 30(Т 100 °С)* 15(Т 100 °С)	100*	100	300	12
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6	10 6(ЗПКО89) *10(ЗПКОО89Е)	10	6 11 6	10	8	2
Полная длина** канала в комбинированной мишени при твердости породы (не менее) 700 МПа, мм	95 145	185 255	155 250	155 250	155 250	165 275	120 150	200	
Средний диаметр канала, мм (не менее), при твердости породы 700 МПа	3 8,5	10 12	11 12	11 12	11 12	8 8 12	8 8 10	9	25 20

* Максимальное число зарядов, отстреливаемых за спуск, для перфораторов типа ПКСУЛ, ПКС, ПНКТ, ПКО и ПКОТ должно устанавливаться в зависимости от геолого-технических условий в скважине, состояния колонны и цементного камня, качества корпусов и средств взрывания. При минимально допустимых зазорах между перфоратором и обсадной колонной и (или) низком качестве корпусов и средств взрывания максимальное число одновременно отстреливаемых зарядов должно быть уменьшено и устанавливается в каждом конкретном случае.

** Комбинированная мишень состоит из стальной (ст. 3) пластины толщиной 10 мм, цементного камня толщиной 20 мм и искусственного песчаника с твердостью по штампу не менее 700 МПа.

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ-70, ПВТ-73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий и пластах, представленных тонкослоистым чередованием;

бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, когда не требуется полная сохранность колонны и цементной оболочки за пределами интервала перфорации;

продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных пластов и от ВНК и ГНК менее чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 12 отверстий на 1 м.

Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления.

При гидropескоструйном методе вскрытия монолитные однородные по проницаемости пласты вскрывают точечными каналами. Плотность перфорации 2–4 отверстия на 1 м. Плотные, абразивостойкие слабопроницаемые коллекторы (песчаники, известняки, доломиты) эффективнее вскрывать вертикальными щелями высотой не менее 100 мм и не более 500 мм. Максимальный охват пласта обеспечивают щели, располагаемые в шахматном порядке. При вскрытии пластов гидropескоструйным методом применяют пескоструйные перфораторы АП-6М с насадками диаметром 4,5–6,0 мм. Технология проведения гидropескоструйной перфорации разрабатывается согласно Временной инструкции по гидropескоструйному методу перфорации и вскрытию пласта.

15.4. ВЛИЯНИЕ ТИПА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В нашей стране более 90 % объемов работ по вторичному вскрытию проводится путем кумулятивной перфорации в условиях превышения забойным давлением пластового. При этом по действующим в настоящее время единым техническим правилам ведения буровых работ требуется заполнять эксплуатационную колонну буровым раствором, применяемым при первичном вскрытии пластов.

За рубежом отказались от проведения перфорационных работ в среде бурового раствора и используют для этих целей специальные жидкости для перфорации без твердой фазы или содержащие кислоторастворимые наполнители.

В отечественной практике аналогичные способы ведения работ пока не нашли широкого применения по различным причинам.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ или НКТ с перфоратором ПНКТ спускают до такой глубины, чтобы была обеспечена надежность замены жидкости в интервале перфорации и выше него на 100–150 м на перфорационную жидкость (ИЭР, нефть, дизельное топливо, РНО, водный раствор сульфанола, полимерный раствор, водные растворы хлоридов и бромидов Na, K, Ca, Zn и др., пластовая вода). Затем перфоратор ПНКТ или башмак НКТ устанавливают в необходимое положение и приступают к созданию депрессии (замещают жидкость скважины на нефть,

дизельное топливо, пену, техническую воду, облегченные растворы без твердой фазы).

Для перфорации при репрессии на пласт скважину (либо зону интервала перфорации и на 100–150 м выше нее) следует заполнить перфорационной жидкостью, не содержащей твердой фазы. Наиболее благоприятные условия перфорации при репрессии обеспечивают перфорационные жидкости на углеводородной основе (нефть, конденсат, дизельное топливо, ИЭР, ИБР). Эти жидкости должны быть совместимы с пластовыми флюидами. Сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов отмечается при использовании в качестве жидкостей перфорации пластовых вод и водных растворов хлористого кальция, хлористого калия, бромистого калия, бромистого цинка.

Общие требования ко всем перфорационным и рабочим жидкостям гидропескоструйной перфорации следующие. Жидкости:

должны быть совместимы с пластовыми флюидами и не вызывать набухания глин, осадкообразования и образования эмульсии;

должны быть технологичными с точки зрения легкости их приготовления, хранения, использования;

должны быть совместимы с буровым раствором или жидкостями, заполняющими скважину;

не должны загрязнять окружающую среду;

должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации;

жидкости и условия их применения должны отвечать требованиям пожаровзрывобезопасности, а также безопасности людей, выполняющих работу с этими жидкостями;

коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимой величины.

Применение специальных жидкостей при вторичном вскрытии пластов дает более высокий эффект по сравнению с перфорацией в среде бурового (глинистого) раствора. Однако при этом не исключается кольматация пласта-коллектора взвешенными частицами, попадающими в жидкость в процессе ее приготовления, транспортировки и закачки в скважину. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований, представленные на рис. 15.5, из которых видно, что при концентрации твердых частиц в перфорационных жидкостях 485 мг/л резко ухудшаются коллекторские свойства пород. Вследствие этого дальнейшее совершенствование технологии вторичного вскрытия пластов потребовало решения вопросов глубокой очистки перфорационных жидкостей от взвешенных частиц. В результате в зарубежной практике получила распространение технология вторичного вскрытия, которую можно считать третьим этапом ее развития.

Отличительной особенностью этой технологии является проведение дополнительного комплекса работ по снижению концентрации взвешенных частиц в перфорационной среде.

Новая технология предусматривает замещение бурового раствора в скважине перфорационной жидкостью без твердой фазы в несколько этапов:

замена бурового раствора в эксплуатационной колонне водой;

отмывание ствола скважины от остатков бурового раствора путем циркуляции воды с добавками спиртов и поверхностно-активных веществ

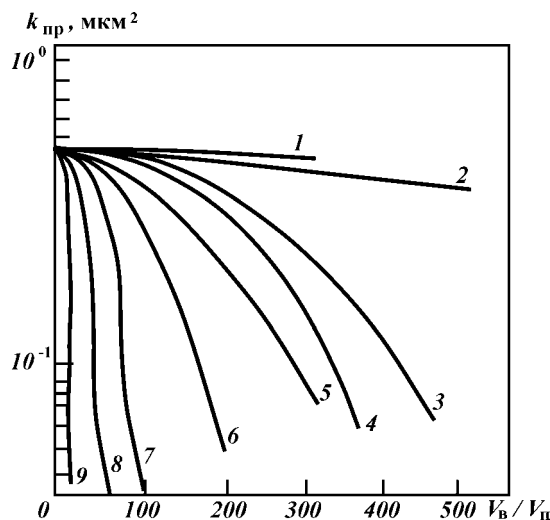


Рис. 15.5. Снижение проницаемости ядра в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды $V_{\text{в}}$ к объему порового пространства ядра $V_{\text{п}}$.

Номер кривой на рисунке.....	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Концентрация твердой фазы, мг/л.....	2	2,5	14	26	48	50	84	110	485

по замкнутому циклу емкость — насос — фильтр, а для удаления вымываемых твердых частиц — скважина — емкость;

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для удаления из воды вымываемых твердых частиц и перфорационных жидкостей используют фильтры различных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др.

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтрату бурового раствора на стадии первичного вскрытия. Кроме того, необходимо учитывать и свойства фильтрата, проникшего в пласт в процессе первичного вскрытия.

К наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na_3^+ , K^+ и Ca^{2+} . Для приготовления солевого раствора плотностью до $1,40 \text{ г/см}^3$ целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелого — бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одной из главных проблем является выбор буферного разделителя. Он должен предотвратить смешение перфорационной среды и бурового раствора как в процессе закачки в скважину, так и в течение последующих нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др. Задача эта чрезвычайно сложна, так как связана с необхо-

димостью выполнения взаимоисключающих требований. С одной стороны, для надежного разобщения систем необходимо создать прочную структуру в буферном разделителе; с другой — показатели структурных свойств буферного раствора должны быть такими, чтобы обеспечивалось свободное прохождение перфоратора.

При использовании водных растворов в качестве буферных разделителей возможно разделение перфорационной жидкости и бурового раствора в процессе последовательного их течения в колонне. Однако при этом отмечается значительное загрязнение жидкости полимерами, которые отрицательно влияют на фильтрационные свойства коллектора. Предотвратить этот процесс, а также надежно изолировать жидкость можно при использовании в качестве буферного разделителя инвертной эмульсии. В этом случае буферная жидкость противоположна по природе смачивания разделяемым жидкостям. Взаимного растворения жидкостей не происходит, что предотвращает загрязнение специальных жидкостей (СЖ) компонентами буферного разделителя.

15.5. ВЫЗОВ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА ИЗ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

При вызове притока флюидов из коллектора необходимо учитывать вещественный состав пласта, качество его цементированности, условия залегания, характер проявления вод и др. Недоучет конкретных условий может привести к разрушениям слабощементированной породы в приствольной зоне, нарушениям цементного кольца, деформации эксплуатационной колонны, прорыву посторонних вод и т.д.

Считают, что приток будет интенсивным при создании высоких депрессий на пласт, достигаемых за короткий промежуток времени, причем после начала притока рекомендуется некоторое время поддерживать форсированный режим работы скважины для хорошей очистки призабойной зоны пласта. В некоторых случаях (прочный пласт-коллектор, отсутствие подошвенной воды) подобный подход приемлем, но указанная точка зрения противоречит современным требованиям к освоению скважин. Результативность ее зависит от эффективности разрушения блокады в ПЗП. Вид блокады характеризует степень ущерба для реактивного пласта и определяет эффективное воздействие, обеспечивающее прорыв этой блокады и восстановление продуктивности скважины (пласта). Приведенные в табл. 15.4 категории блокады ПЗП классифицированы по степени загрязнения с учетом процессов, происходящих с той или иной интенсивностью в ПЗП при вскрытии пласта бурением.

Эти процессы неравнозначны, и оценить степень влияния их на фильтрационные характеристики пласта можно лишь при учете реальных горно-геологических условий. В табл. 15.5 процессы, происходящие в ПЗП, систематизированы по признакам воздействия. Движущей силой приведенных в табл. 15.5 процессов являются:

перепады давления на пласт и интенсивность их приложения;

разность забойной и пластовой температур;

результатирующее давление физико-химических процессов, которые определяются наличием контракционного градиента, градиента напряжения смачиваемости, электродвижущими силами и т.д.

Таблица 15.4

Классификация блокад ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Категория блокады	Характеристика блокады	Признаки, определяющие блокаду	Воздействие, обеспечивающее прорыв блокады
I	Проникновение не изменяет фазовой проницаемости в ПЗП	Нормированная репрессия. Оптимальный состав депрессионной среды бурового раствора. Высокая подвижность пластовых агентов и флюидов. Низкая активность физико-химических процессов в ПЗП	Одноцикловое приложение депрессии при ее оптимальной скорости
II	Блокада фильтратом бурового раствора (снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая продолжительность от момента вскрытия пласта до вызова притока. Повышенная репрессия. Интенсивная прямоточная капиллярная пропитка, осмотические перетоки в пласт. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Фазовые переходы в ПЗП	Одноцикловое или поэтапное снижение депрессии с оптимальной интенсивностью; предварительное воздействие с целью сократить зоны проникновения
III	Блокада твердой фазой бурового раствора при несущественном проникновении фильтрата (изменение структуры фильтрующего пространства)	Низкая проницаемость фильтрационной корки. Высокое содержание в буровом растворе коллоидной глины и барита. Сравнительно высокая вязкость фильтрата	Импульсное приложение максимальной по величине депрессии
IV	Блокада твердой фазой и фильтратом раствора (изменение объема и структуры пространства, снижение подвижности фаз в ПЗП)	Большая репрессия. Высокое содержание в растворе адгезионно-активной фазы и адсорбционно-активных реагентов. Большая скорость фильтрации раствора в ПЗП. Гидрофилизация ПЗП и набухание глинистого цемента	Многоцикловое приложение оптимальной по величине депрессии; предварительное воздействие с целью интенсификации притока
V	Блокада буровым раствором трещин и перфорационных каналов	Гидроразрыв ПЗП и поглощение бурового раствора. Высокая прочность в структуре раствора	Гидровибровоздействие или многоцикловое воздействие с приложением оптимальной депрессии при максимальной скорости

Воздействие на ПЗП приводит к снижению подвижности агентов, насыщающих эту зону, к изменению структуры и объема фильтрующего пространства, что в конечном счете снижает продуктивность пласта.

Изменение структуры фильтрующего пространства характеризуется перераспределением размеров пор за счет физического проникновения дисперсной фазы буровых растворов. Это проникновение определяется соотношением размеров частиц твердой фазы и пор и характерно для поверхностных участков ствола, где происходит интенсивная кольматация с перераспределением пор по размерам.

Более равномерное изменение объема фильтрующего пространства происходит в результате набухания, формирования или размывания адсорбционных и гидратных пленок на поверхности пор.

Таблица 15.5

Причины изменения продуктивности ПЗП

Признак воздействия на ПЗП	Процессы в призабойной зоне продуктивного пласта	Причины блокады ПЗП
Термодинамическая неуравновешенность пластовых забойных условий	Изменение свойств пластовых флюидов соответственно забойным условиям. Выделение газа из нефти. Конденсирование новообразований. Растворение газа в фильтрате. Высаливание и комплексообразование. Перераспределение водонасыщенности. Образование эмульсии и газовых депрессий	Снижение подвижности пластовых флюидов. Снижение подвижности фаз ПЗП без изменения объема и структуры фильтрующего пространства
Проникновение дисперсной среды буровых растворов в ПЗП через фильтрационную корку ¹	Набухание гидратирующих минералов. Донасыщение поверхности фильтрующих каналов водной фазой. Гидрофилизация поверхности фильтрующих каналов. Адсорбция асфальтосмолистых компонентов пластовых нефтей. Адсорбция химических реагентов из фильтратов буровых растворов. Адгезия сконденсированной в пластовых условиях твердой фазы	Снижение подвижности фаз ПЗП и снижение эффективного радиуса (объема) фильтрационных каналов
Проникновение тонкодисперсной фазы в ПЗП растворов ¹	Адгезия твердой фазы буровых растворов на поверхности фильтрующих каналов. Частичная или полная закупорка фильтрующих каналов	Изменение структуры фильтрующего пространства (перераспределение пор по размерам)
Проникновение бурового раствора в ПЗП ¹	Структурообразование и коагуляция в объеме поглощенного бурового раствора. Формирование внутренней фильтрационной корки на проницаемых стенках каналов и трещин	Заполнение перфорационных и фильтрующих каналов и трещин загустевающей со временем суспензией
Высокое напряжение на скелет породы ²	Образование и деформация трещин. Разрушение скелета породы	Разрушение структуры фильтрующего пространства

¹ Формирование зоны проникновения.² Деформация породы.

Существенно влияет на подвижность углеводородов в зоне проникновения перераспределение водонефтегазонасыщенности и наличие внесенных или сконденсированных в пластовых условиях веществ, находящихся во взвешенном состоянии.

Снижение подвижности жидких углеводородов в ПЗП за зоной проникновения происходит при снижении температуры и давления в околоскважинном пространстве при циркуляции бурового раствора за счет фазовых переходов (выделение твердых или газообразных компонентов).

Разрушение или деформация проницаемого пространства, которые

Таблица 15.6

Способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП (по В.М. Подгорнову)

Способы вызова и интенсификации притока	Категория блокады ПЗП, разрушаемой при применении способа
Замена раствора на более легкий раствор	I; II
Замена на аэрированные растворы	I; II
Использование струйных насосов	I; II; IV
Поршневание (свабирование)	I; II
Вытеснение раствора газом	II; IV
Нагнетание газовых пачек	II; IV
Использование пусковых отверстий	I; II
С помощью испытателя пластов	III
Метод мгновенных глубоких депрессий	III
Метод переменных давлений	III; IV; V
Метод плавного снижения и мгновенного увеличения депрессии	III; IV
Вибровоздействие	II; IV; V

возможны как при вскрытии пласта бурением, так и при вызове притока из него, определяются уровнем значений репрессий и депрессий на пласт.

Технология вызова из продуктивных пластов притока должна учитывать категорию блокады ПЗП. В табл. 15.6 приведены рекомендуемые способы вызова притока для различных категорий блокады ПЗП.

Универсального способа разрушения любого типа блокады ПЗП при вызове притока в настоящее время нет, поэтому при выборе метода воздействия на пласт необходимо учитывать состояние призабойной зоны, особенно в низкопроницаемых пластах. Различия в характере воздействия разными способами вызова притока определяются уровнем депрессии, скоростью и цикличностью ее приложения. Выбор способа вызова притока для конкретных объектов в скважине производят с учетом объективных возможностей производства. В условиях поисково-разведочного бурения определение категории блокады ПЗП затруднено и низка вероятность получения притока из низкопрочных коллекторов при приложении высоких депрессий. В этих условиях рекомендуется вызов притока из пласта осуществлять поэтапно, обеспечивая последовательное наращивание возбуждающего действия на ПЗП. Показателями этого воздействия являются перепад давления (депрессия) и характер его приложения, разность пластовой и забойной температур. Непосредственному вызову притока из пласта может предшествовать физико-химическое воздействие на призабойную зону за счет регулирования состава жидкости освоения.

Абсолютное значение депрессии определяют, исходя из величины максимальной гидравлической репрессии, которая была при циркуляции бурового раствора в процессе вскрытия продуктивного пласта бурением. Величина депрессии должна быть более чем в 2 раза больше. В этом случае коэффициент восстановления нефтепроницаемости ПЗП достигает 60–70 %.

Минимальная депрессия, обеспечивающая разрушение блокады и движение фильтрата раствора к забою, в низкопроницаемых отложениях должна быть не менее 6,5–8 МПа. Однако при депрессиях такого уровня восстановление проницаемости призабойной зоны невысокое.

Вовлечение пластовых агентов и флюидов в движение к забою скважины из фильтрующих каналов различного размера происходит неоднозначно. Снижение скорости приложения депрессии способствует более

полному охвату фильтрующих каналов и, как правило, более высокому дебиту. С другой стороны, разрушение блокады ПЗП, срыв фильтрационной корки эффективнее происходит при высоких скоростях приложения депрессии. Оптимальный диапазон скорости приложения депрессии 0,5–5 МПа/ч. Возбуждение притока пластового флюида или газа из закольматированной ПЗП зависит также от адгезионной активности твердой фазы буровых растворов и коллекторских свойств породы. Для глинистых и утяжеленных буровых растворов прорыв газа осуществляется в основном при срыве корок, требующем более высокой депрессии и скорости ее приложения, особенно в низкопроницаемых коллекторах.

Эффективное напряжение, испытываемое матрицей коллектора, может оказаться в этих ситуациях выше предела упругости и даже предела прочности породы. При проектировании технологии вызова притока эти процессы необходимо учитывать. В случае отсутствия прочностных данных призабойной зоны целесообразно использовать методы вызова притока с плавным приложением депрессии. Это позволит выйти на оптимальный режим при максимальных напряжениях в породах, находящихся в призабойной зоне пласта. Однако при применении для вскрытия пласта бурением бурового раствора с тонкодисперсной и адгезионно-активной твердой фазой эффективность плавного приложения депрессии снижается.

Восстановление подвижности вязких и тиксотропных жидкостей в ПЗП обеспечивается циклическим воздействием. Создание депрессии в импульсном режиме (с частотой до нескольких сотен герц) способствует разрушению эмульсии, газовых пузырей, гидратных слоев и усадке набухших глин, а также очистке ПЗП от твердой фазы.

Таким образом, технология вскрытия пласта бурением и последующая технология вызова притока взаимосвязаны, и только с учетом этой зависимости можно получить при вызове притока максимально возможную продуктивность осваиваемого пласта.

В практике заканчивания скважин депрессию на пласт создают, заменяя буровой раствор в скважине на более легкий (вода, нефть, газированный раствор, специальные жидкости, пена) или снижая уровень жидкости в скважине вытеснением сжатым газом (азотом, воздухом), реже тартанием или свабированием.

Свабирование и тартание применяют редко из-за их взрывоопасности, низкой производительности, отсутствия надежного контроля за процессом. В США эти способы снижения давления в ПЗП применяются значительно шире, так как буровые обеспечены надежной противовыбросовой арматурой, лубрикаторами и контрольными устройствами.

В РФ разработана технология освоения скважин с использованием газификационной установки типа АГУ-8К. Производительность установки 5–6 м³/мин газообразного азота, максимальное давление до 22 МПа. Широкое применение ограничивается дефицитом установок и отсутствием в нефтегазовых районах страны заводов по производству азота (заправочных станций). В США для этой цели широко используется газификационная установка фирмы «Каэд Прешер Контрол». Особенностью установки является наличие в комплекте лебедки с намотанными на ее барабан тонкими трубами диаметром 25–31 мм, которые при операциях по вызову притока принудительно пропускают в НКТ через лубрикатор на глубину более 5000 м.

Способы и технологические приемы по вызову притока из пласта,

применяемые в отечественной практике и за рубежом, примерно одинаковые.

В американской практике большинство скважин (исключение составляют скважины с низкими пластовыми давлениями) оборудуют специальным комплектом внутрискважинного оборудования, состоящего из НКТ, пакеров, циркуляционного клапана и других приспособлений для проведения операций по освоению и глушению скважин, созданию противодействия в межколонном пространстве для предотвращения смятия обсадных труб и защиты обсадных колонн от воздействия высокого давления и агрессии пластовых флюидов.

В табл. 15.7 представлены данные о передвижных воздушных компрессорах, выпускаемых в РФ и США, которые используют при освоении скважин.

В последнее время у нас разработана передвижная компрессорная установка типа СД 9/101 на рабочее давление 9,9 МПа при подаче 9 м³/мин. Осваивается ее выпуск для нефтяной промышленности, ведутся работы по созданию более совершенных моделей.

В РФ разработан передвижной агрегат ПНКА-1 для приготовления и нагнетания пены или аэрированной жидкости. Производительность агрегата (по пене) 10 м³/ч, максимальное давление нагнетания 10 МПа, содержание воздуха в пене 35–45. Получаемая с помощью этого агрегата пена имеет недостаточную степень аэрации (до 45), что не во всех случаях позволит эффективно использовать его при освоении скважин.

В РФ и за рубежом проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологических процессов освоения скважин с применением самогенерирующихся пенных систем. Вспенивание растворов производится газами, выделяющимися при химических и термохимических процессах, происходящих при закачке этих веществ отдельно непосредственно в скважине.

Большое внимание при этом уделяется предупреждению загрязнения окружающей среды. Сжигание поступающего из скважины флюида обеспечивает чистоту вокруг буровой, что особенно важно при строительстве морских скважин.

Перед освоением скважину оборудуют комплексом управляемых клапанов-отсекателей. Внутренняя поверхность обсадной колонны, внешняя и внутренняя поверхности НКТ обрабатываются ингибитором коррозии пу-

Таблица 15.7

Характеристика передвижных воздушных компрессоров, выпускаемых в РФ и США

Параметр	США				РФ			
	Фирма «Инжер-солл-Рэнд»	Фирма «Элиот»			Тип компрессора			
		Модель						
		38МВ	32МВ	25МВ	УКП-80	КС 16/100	КПУ 16/250	СД 9/101
Мощность, кВт	3169,2	Нет свед.	Нет свед.	Нет свед.	220,6	301,5	500,1	132,4
Подача, м ³ /мин	85	600	300	100	8	16	16	9
Давление нагнетания, МПа	10,5	20	50	70	8	10	25	9,91
Масса, т	6,35	13,2	9,53	7,3	16,1	23	28,5	10

тем замены жидкости, заполняющей скважину, на жидкость, содержащую ингибитор коррозии.

В скважинах с пластовым давлением выше гидростатического и АВПД вызов притока нефти осуществляется заменой бурового раствора на более легкую жидкость, инертную к сероводороду.

В скважине с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД) и содержанием сероводорода в нефти до 6 % приток вызывают нагнетанием природного или нефтяного газа, по согласованию с местным органом Госгортехнадзора, двух- или многофазных пен, инертных к сероводороду и углекислому газу, инертных (дымовых) газов с содержанием кислорода не более 2 % по объему. После получения притока через ингибиторный клапан в продукцию скважины вводится ингибитор коррозии. Освоение скважин осуществляется с соблюдением правил техники безопасности и охраны окружающей среды.

Если в процессе заканчивания скважины проницаемость породы призабойной зоны снизилась, то вызов притока следует начинать только после проведения мероприятий, направленных на восстановление проницаемости призабойной зоны. В противном случае скважина может оказаться «сухой» или вызов притока при применении обычных методов может произойти, но только по немногочисленным пропласткам, имеющим повышенную проницаемость, а это приведет к неравномерной по толщине выработке пласта и низкой конечной величине нефтегазоотдачи.

Следует иметь в виду, что в газонасыщенных коллекторах проникший раствор выносится потоком газа только из крупных поровых каналов. Пласты с аномально высоким пластовым давлением часто высокой репрессии, а создать в процессе вызова притока равную по абсолютной величине депрессию, с целью удаления проникшего в пласт раствора, технически невозможно.

Метод восстановления проницаемости призабойной зоны выбирают в зависимости от предполагаемых причин и степени снижения естественной проницаемости, свойств коллектора, условий заканчивания скважины. На протяжении десятков лет для восстановления проницаемости призабойной зоны широко применяются кислотная обработка и гидравлический разрыв пласта (ГРП).

При кислотной обработке происходит растворение породы и загрязняющего породы материала, очищение поровых каналов, трещин, каверн, увеличение размеров и возникновение новых каналов фильтрации. Перед применением кислотного воздействия обычно рекомендуется дополнительная кумулятивная или гидропескоструйная перфорация. Для обработки карбонатных пород применяется раствор соляной кислоты, в случае терригенных коллекторов – смесь растворов плавиковой и соляной кислот.

Сущность ГРП заключается в нагнетании в призабойную зону жидкости разрыва и расклинивающего агента (обычно кварцевого песка) под давлением, достаточным для раскрытия существующих или возникновения новых трещин в породе. Этот метод характеризуется высокой гибкостью процесса – в качестве жидкости разрыва могут применяться вода, нефть, кислотный раствор, в качестве расклинивающего агента – различные твердые материалы. С целью снижения давления разрыва и инициирования развития трещин предварительно рекомендуется провести дополнительную кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию.

Важным является то обстоятельство, что кислотная обработка и ГРП

применимы практически при любой степени снижения проницаемости призабойной зоны. Относительно высокая стоимость этих методов не должна служить препятствием к их применению, поскольку затраты быстро окупаются.

Если установлено, что после полной замены в скважине бурового раствора на воду нет признаков фонтанирования и для вызова притока из пласта требуется снизить уровень жидкости в скважине в целях снижения забойного давления, то устье скважины оборудуют согласно схеме рис. 15.6 и приступают к выполнению работ по вызову притока двухфазной пеной.

Прежде всего буровой раствор в скважине заменяют на водный раствор ПАВ. Концентрацию ПАВ (ОП-10, сульфонол, ДС-РАС и др.) принимают в диапазоне 0,1–0,2 % (по активному веществу). Во избежание контакта больших объемов бурового раствора с вскрытой перфорацией толщинной продуктивного пласта замену бурового раствора на водный раствор осуществляют прямой промывкой. Водный раствор закачивают в НКТ, буровой раствор вытесняют через затрубное пространство. После этого приступают к замене водного раствора ПАВ на двухфазную пену. Как правило, такая замена проводится при обратной промывке, т.е. пена закачивается в затрубное пространство, водный раствор ПАВ вытесняется из скважины по НКТ. Вытесняемый водный раствор ПАВ в дальнейшем используют для образования пены. Однако во избежание контакта большого количества водного раствора ПАВ со вскрытой толщиной пласта, как и при замене бурового раствора водным раствором ПАВ, применяют следующий технологический прием.

Сначала водный раствор ПАВ можно заменить на двухфазную пену с малой степенью аэрации (например, $\alpha = 5\div 10$) при прямой промывке до полного удаления из скважины водного раствора ПАВ, а затем приступить к дальнейшим работам по снижению забойного давления путем замены в скважине пены с меньшей степенью аэрации (с большей плотностью) на пену с большей степенью аэрации (с меньшей плотностью). При этом нагнетание осуществляется в затрубное пространство, а вытеснение происходит по НКТ. Описанный технологический прием, т.е. предварительную за-

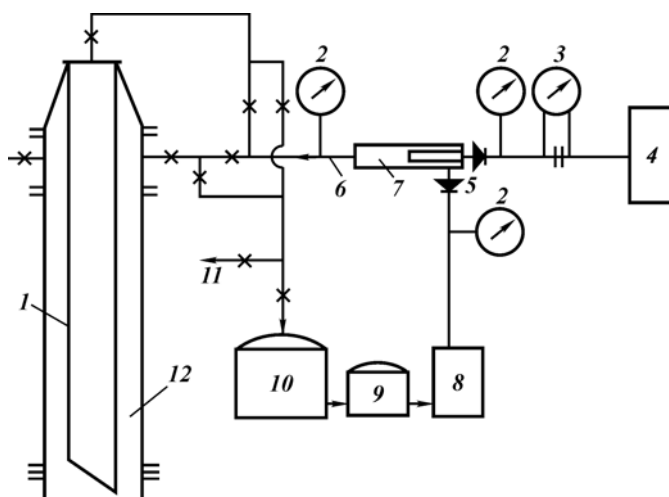


Рис. 15.6. Схема обвязки устья скважины при освоении пеной:
 1 – НКТ; 2 – манометры; 3 – расходомер воздуха; 4 – компрессор; 5 – обратные клапаны; 6 – аэратор; 7 – нагнетательная линия; 8 – насос; 9 – мерная емкость; 10 – накопительная емкость для пенообразующей жидкости; 11 – выкид пены; 12 – затрубное пространство

мену водного раствора ПАВ на двухфазную пену с малой степенью аэрации, можно использовать в тех случаях, когда известно, что такая замена не вызовет притока жидкости и газа из пласта. Распределение плотности пены по глубине скважины дано в табл. 15.8.

Промысловая практика показывает, что при использовании компрессора типа УКП-80 для образования пены в течение 7–8 ч снижается забойное давление в скважине глубиной 5000–6000 м на величину, равную 80–85 % гидростатического. Поэтому нет смысла применять более мощные компрессоры для вызова притока жидкости и газа из пласта двухфазной пеной. Напротив, можно использовать и менее мощные компрессоры. Однако при этом продолжительность вызова притока будет несколько больше. Таким образом, зная характеристику компрессора и задаваясь предельным давлением нагнетания, можно проектировать режим снижения забойного давления с применением двухфазной пены.

При замене в скважине жидкости на двухфазную пену, а затем пены с большой плотностью на меньшую для постепенного снижения забойного давления необходимо прежде всего добиваться устранения пульсации давления. Достигается это путем постепенного и плавного снижения расхода жидкости. При необходимости расход жидкости можно довести до 0,5–0,3 л/с при сохранении подачи компрессора на неизменном уровне.

Таким путем можно добиться существенного снижения давления на забое скважины, соблюдая при этом режим вызова притока жидкости и газа из пласта (плавность и отсутствие пульсации давления). Это очень важно для предотвращения преждевременного прорыва подошвенной воды, нижних и верхних вод, расположенных над кровлей и в подошве продуктивного пласта. Кроме того, плавный и постепенный режим снижения забойного давления предотвратит деформацию цементного кольца за эксплуатационной колонной в интервале продуктивного пласта, а также разрушение призабойной зоны при наличии слабосцементированных коллекторов.

После достижения заданной величины забойного давления с учетом энергии сжатых пузырьков останавливают насос и компрессор, дальнейшее снижение забойного давления происходит за счет реализации упругой энергии пенной системы, которая выражается в самоизливе пены из скважины. Следует отметить, что некоторые разновидности вызова притока жидкости и газа из пласта, применяемые иногда в промышленной практике, неправомерно противопоставляются пенным системам. Например, вызов притока с применением азота некоторыми промышленными специалистами считается особым способом. На самом деле азот, как воздух, природный газ и другие, является газовой фазой пенной системы и его использование для образования пены даст лучшие результаты, чем самостоятельное при-

Таблица 15.8

Плотность пены по глубине скважины

Глубина, м	Плотность пены, г/см ³		Глубина, м	Плотность пены, г/см ³	
	измеренная	рассчитанная		измеренная	рассчитанная
200	0,27	0,26	1000	0,47	0,49
400	0,32	0,31	1200	0,52	0,55
600	0,36	0,37	1400	0,56	0,61
800	0,41	0,43			

менение азота для вызова притока из пласта. Некоторые специалисты считают возможным после уменьшения забойного давления путем постепенного снижения плотности пены в скважине оставшийся столб пены продавить (удалить из ствола скважины) воздухом. Такой способ совершенно неприемлем, так как применение воздуха в момент начала притока нефти или газа может вызвать серьезные осложнения. Мнение сторонников такого технологического приема, считающих, что применение воздуха на конечном этапе вызова притока из пласта несколько ускорит процесс заканчивания скважин, ошибочно. Во-первых, ускорение в этом случае может измеряться часами, не более. Во-вторых, задача состоит не в том, чтобы ускорить вызов притока на несколько часов или даже на сутки, а главным образом в том, чтобы обеспечить в процессе вызова притока при использовании пенных систем высокую продуктивность скважины за счет очистки призабойной зоны пласта и вовлечения в работу низкопроницаемых прослоев.

Анализ промысловой практики показывает, что применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является наиболее прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения скважин как разведочных, так и добывающих. Дальнейшее совершенствование этого способа должно идти по пути создания более компактных агрегатов для образования пены, условий для быстрого разрушения на поверхности поступающей из скважины пены в целях обеспечения непрерывной циркуляции.

15.5.1. ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АЗОТНЫХ ГАЗИФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК ТИПА АГУ-8К

Применение азотных газификационных установок предусматривается при освоении скважин, содержащих сероводород, в условиях малопроницаемых коллекторов и низких пластовых давлений, в зоне влияния подземного горения и в других случаях, где существующие методы освоения малоэффективны и не обеспечивают взрывобезопасности работ, а также при освоении скважин в суровых климатических условиях при температуре окружающего воздуха $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $50\text{ }^{\circ}\text{C}$. При планировании и проведении процессов освоения следует учитывать ограниченный объем жидкого азота в установке АГУ-8К.

Технология вызова притока нефти и газа из пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что газообразный азот или газированная им жидкость (пена) нагнетаются в скважину и замещают находящуюся в ней жидкость (буровой раствор, воду или нефть). Регулируя среднюю плотность закачиваемой в скважину системы и используя упругие свойства газа и пены, по мере их выпуска из скважины можно снизить противодействие на пласт в необходимых пределах.

Область применения различных азотсодержащих циркуляционных флюидов – газообразного азота, газированной им жидкости (пены) для вызова притока нефти и газа из пласта зависит от геолого-технических и других условий освоения скважин.

Для создания глубоких депрессий на пласт, вплоть до осушения глубоких скважин (если это допустимо), при плавном темпе снижения забойного давления целесообразно комбинированное применение азотсодержащих

систем — последовательной в один и более циклов промывки скважин газированной азотом жидкостью (пенной), которая, при необходимости, может быть вытеснена из скважины азотом.

Азотно-кислотную обработку призабойной зоны пласта применяют для интенсификации притока нефти и газа. Применение азота при кислой обработке улучшает условия освоения скважин и очистку призабойной зоны пласта после обработки и повышает безопасность работ.

Технология азотно-кислотных обработок пласта с использованием передвижных азотных газификационных установок типа АГУ-8К заключается в том, что в призабойную зону продуктивного пласта через перфорационные отверстия нагнетаются последовательно порции сжатого газообразного азота и газированного азотом кислотного раствора, которые продавливаются в пласт водой, нефтью или газированной азотом жидкостью (пенной).

В связи с высокой активностью азотно-кислотной смеси и практически полной ее нейтрализацией еще в процессе фильтрации в призабойной зоне нет необходимости в выдерживании кислоты на реагирование. Поэтому сразу после окончания продавливания приступают к освоению скважины, плавно снижая устьевое давление с целью удаления продуктов реакции кислоты из пласта и создания необходимой депрессии для вызова притока из скважины.

Подаваемый в пласт вместе с кислотой газ обеспечивает более глубокий охват призабойной зоны кислотным воздействием и заполнение части перового пространства коллектора нереагирующим и незакупоривающим агентом — азотом. Последнее в значительной мере способствует более легкому удалению продуктов реакции из пласта при вызове притока и более рациональному использованию кислоты в процессе обработки, что в конечном счете обеспечивает лучшую очистку и рост проницаемости призабойной зоны пласта и повышение его нефтеотдачи.

Операция по азотно-кислотному воздействию на пласт повышает начальную производительность скважин вследствие увеличения проницаемости призабойной зоны.

Технология предусматривает газификацию на скважине жидкости, приготовление и нагнетание в скважину газообразного азота и газированных азотом жидкостей (пен) для вызова притока флюида из пласта и азотно-кислотную обработку призабойной зоны.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях слабопроницаемых пород и сравнительно низких пластовых давлений.

Предельное снижение уровня жидкости при вызове притока путем вытеснения из скважины газообразным азотом составляет 2700 м, если скважина была заполнена водой, и 3300 м, если скважина заполнена нефтью плотностью 850 кг/м³.

Наиболее целесообразно освоение скважин глубиной 2000—5000 м газированными азотом системами (пенной). Азотно-кислотная обработка призабойной зоны может быть совмещена с вызовом притока нефти и газа из пласта. Продуктивный (перспективный) пласт при этом должен быть представлен устойчивыми породами.

15.5.2. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫЗОВА ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА ПЕНАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭЖЕКТОРОВ

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов состоит в приготовлении с помощью последних, насосного и компрессорного оборудования двухфазных пен, закачивании их в скважину для вытеснения воды и создания необходимой величины депрессии на забое за счет меньшей плотности пены и ее самоизлива. Она имеет свои особенности. Применение эжектора для приготовления пен позволяет использовать в качестве источников сжатого воздуха компрессоры пневматической системы буровых установок при кустовом и разведочном бурении. В качестве источников сжатого воздуха могут быть использованы передвижные компрессоры высокого давления. Применение эжектора при использовании компрессоров высокого давления позволяет упростить управление процессом приготовления и закачивания пены и повысить качество последней.

Основными факторами улучшения условий взрывобезопасности при освоении скважин с помощью технологического процесса с использованием эжекторов по сравнению с технологией освоения скважин путем вытеснения жидкости сжатым воздухом являются:

уменьшение вероятности внутрискважинного воспламенения вследствие использования в качестве рабочего агента пены;

использование сжатого воздуха низкого давления при применении компрессоров буровых установок.

Технология вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов предназначена для освоения разведочных и эксплуатационных скважин с пластовым давлением, равным или ниже гидростатического, если после замены раствора, находящегося в скважине, на воду не был получен приток.

Предельная глубина скважин, на которой может быть использован процесс вызова притока пенами с использованием эжекторов, 3000 м.

Процесс вызова притока с использованием эжекторов должен обеспечивать снижение забойного давления. Ниже приведены значения максимального снижения забойного давления (в % от гидростатического) при вызове притока пеной из скважины, заполненной водой.

Глубина скважины, м.....	1500	2000	2500	3000
Максимальное снижение забойного давления при использовании оборудования:				
компрессоры буровых установок (КТ-6, КТ-7, КСЭ-57).....	40/50	30/45	25/35	20/30
передвижные компрессоры типа УКП-80, СД-9/101; КПУ-16/100	85	80	75	70

Перед проведением процесса вызова притока с использованием эжекторов в скважину спускают лифтовую колонну на глубину, при которой ее башмак размещается на 5–10 м выше интервала перфорации. Устье оборудуется трубопроводами и арматурой таким образом, чтобы обеспечивалась возможность закачивания пены в межтрубное пространство и одновременного выброса жидкости из трубного пространства скважины, а также возможность осуществления последующего самоизлива пены из межтрубного и трубного пространств одновременно.

Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при прове-

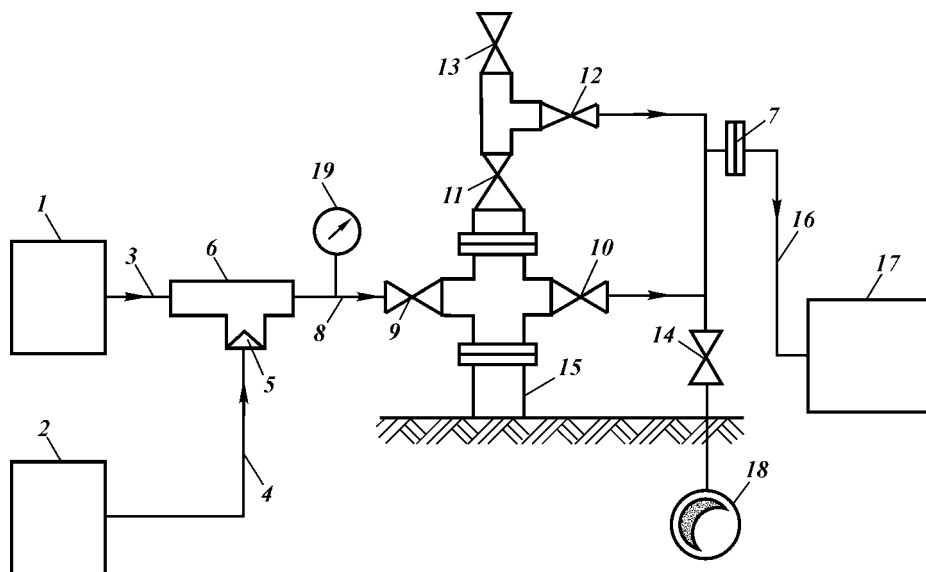


Рис. 15.7. Схема обвязки наземного оборудования и устья скважины при вызове притока пенами с использованием эжектора:
 1 – цементировочный агрегат; 2 – компрессор; 3 – линия для подачи пенообразующей жидкости; 4 – воздухопровод; 5 – обратный клапан эжектора; 6 – эжектор; 7 – заглушка; 8 – пенопровод; 9, 10, 11, 12, 13, 14 – задвижки; 15 – эксплуатационная колонна; 16 – выброс пены; 17 – накопительная емкость; 18 – нефтепромысловый коллектор; 19 – манометр

дении процесса вызова притока с использованием передвижных компрессоров или компрессоров буровой установки представлена на рис. 15.7.

Обвязка эжектора осуществляется таким образом, чтобы его боковой патрубок с обратным клапаном был направлен вертикально вниз.

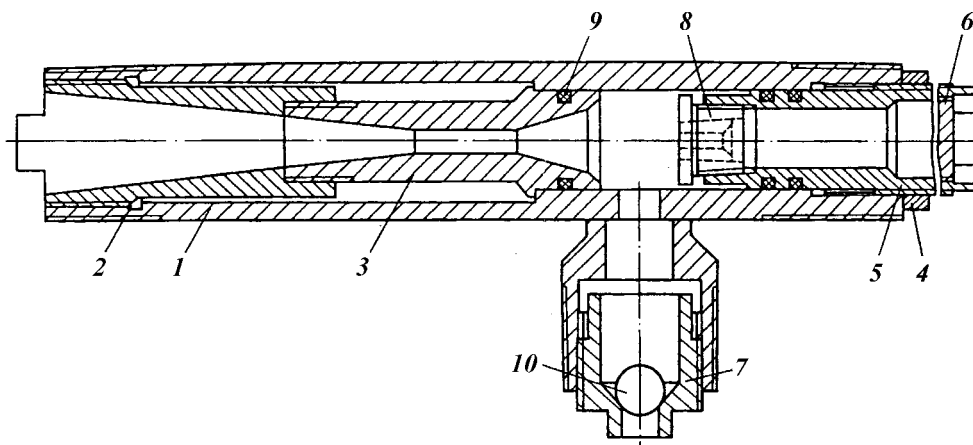


Рис. 15.8. Эжектор жидкостно-газовый ЭЖГ-2:
 1 – корпус эжектора; 2 – диффузор; 3 – камера смешительная; 4 – гайка; 5 – втулка; 6 – решетка; 7 – седло обратного клапана; 8 – насадок; 9 – уплотнение; 10 – шар

Подвод сжатого воздуха к эжектору при использовании компрессоров буровой установки осуществляется от ресивера с помощью резинового шланга с внутренним диаметром не менее 25 мм или по временному разборному трубопроводу из НКТ.

При кустовом бурении подвод воздухопровода от действующей буровой к группе осваиваемых скважин целесообразно осуществлять заблаговременно в период их обвязки с коллектором. Конец провода проводится к центру группы скважин и оборудован запорным вентилем. Общий вид эжектора ЭЖГ-2 представлен на рис. 15.8. Пенообразующая жидкость для двухфазной пены может быть приготовлена непосредственно в процессе закачивания пены в скважину.

Параметры технологии вызова притока из пласта пенами с использованием эжекторов выбирают, исходя из необходимости создания требуемой величины снижения забойного давления (депрессии) и имеющегося компрессорного оборудования.

Воздействие на призабойную зону пласта многократными мгновенными депрессиями-репрессиями

Сотрудниками Ивано-Франковского института нефти и газа во главе с Р.С. Яремийчуком на основе анализа фильтрационных процессов, протекающих в прискважинной зоне пласта, было показано, что в момент мгновенного снижения давления или его восстановления происходит следующее:

возникают высокие градиенты давления, направленные либо из пласта в скважину, либо из скважины в пласт;

высокие градиенты давления из пласта в скважину совпадают практически во времени со снятием давления на забой, а следовательно, с отсутствием сил, прижимающих дисперсную фазу к скелету породы либо к трещинам в пласте, что облегчает вынос частиц в скважину;

высокий градиент давления из скважины в пласт позволяет изменять положение застрявших частиц в перегибах пор либо в извилистых трещинах, что при последующем снижении давления облегчает их вынос в скважину;

максимальный градиент давления возникает на расстоянии 1,05–1,07 радиуса скважины;

в прискважинной зоне пласта возникают градиенты скоростей распространения депрессионной воронки между скелетом пласта, дисперсной фазой и пластовым флюидом.

При мгновенной смене давлений в скважине меняется напряженно-деформированное состояние из-за смены радиального и кольцевого напряжений, что способствует раскрытию трещин либо их распространению в сторону пласта.

Теоретически представляется возможным быстрее восстановление фильтрационной способности пород путем воздействия на призабойную зону пласта циклически повторяющимися переменными давлениями, посредством чередования резко создаваемых глубоких депрессий и их выравнивания до пластового давления или депрессий с репрессиями.

Такую теоретическую предпосылку подтвердили исследования на образцах коллекторов месторождений Западной Сибири, характеризующихся низкими фильтрационными свойствами.

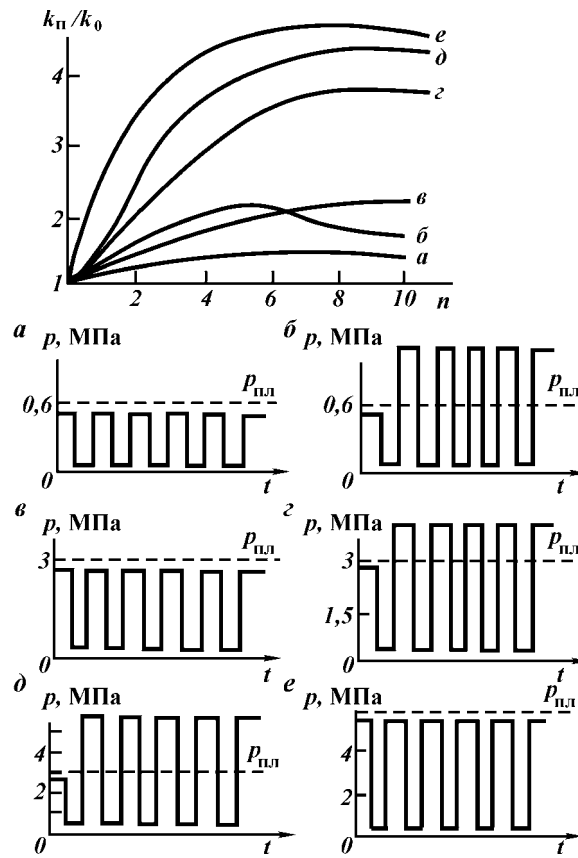


Рис. 15.9. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости песчаника k_n/k_0 от числа циклов n и вида воздействия на коллектор (а-е):
 а – депрессии ($p_\lambda = 0,6$ МПа); б – депрессии ($p_\lambda = 0,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 0,6$ МПа); в – депрессии ($p_\lambda = 3$ МПа); г – депрессии ($p_\lambda = 3$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 1,5$ МПа); д – депрессии ($p_\lambda = 3$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 3$ МПа); е – депрессии ($p_\lambda = 6$ МПа)

Как показали результаты исследований, величина резко создаваемых депрессий или репрессий с депрессиями, их число (число циклов), частота каждого цикла воздействия и вид воздействия зависят от многих факторов: литолого-петрографических особенностей коллекторов, их пористости и проницаемости, размеров пор и структуры порового пространства, состава и свойств флюидов, процессов, происходящих в коллекторах при вытеснении водными растворами нефти и наоборот, и др. Очень важно и то, на какой стадии эксплуатации (освоения) находятся скважины и разработка месторождения в целом и какие методы воздействия на ПЗП необходимо провести с целью восстановления ее проницаемости.

На рис. 15.9 и 15.10 показана эффективность воздействия на коллектор переменными давлениями в зависимости от технологических параметров.

Важное значение при воздействии переменными давлениями имеет полупериод одного цикла. На рис. 15.11 приведены кривые увеличения

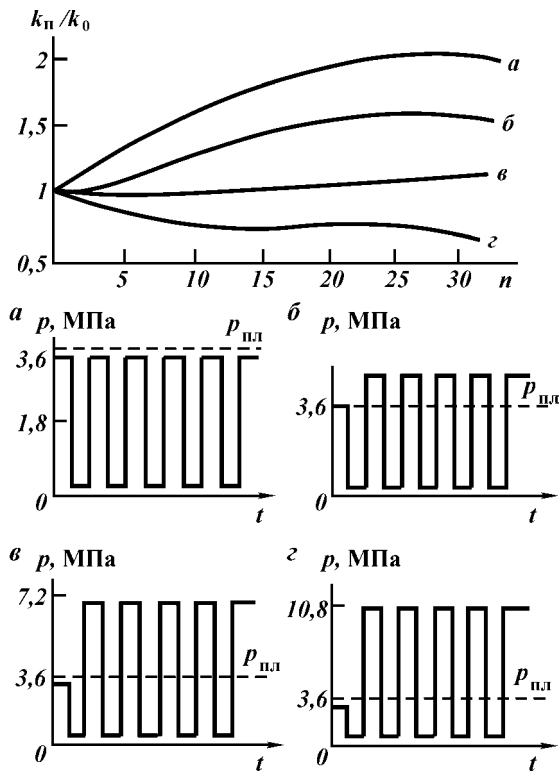


Рис. 15.10. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости алевролита k_n/k_0 от числа циклов n и вида воздействия на коллектор (а-з):
 а – депрессии ($p_\Delta = 3,6$ МПа); б – депрессии ($p_\Delta = 3,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 1,8$ МПа);
 в – депрессии ($p_\Delta = 3,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 3,6$ МПа); з – депрессии ($p_\Delta = 3,6$ МПа) в сочетании с репрессиями ($p_p = 7,2$ МПа)

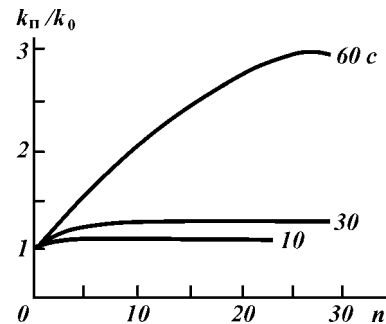


Рис. 15.11. Зависимость коэффициента увеличения проницаемости алевролита k_n/k_0 от числа циклов n и полупериода одного цикла воздействия

проницаемости образца породы в зависимости от числа циклов при различных полупериодах каждого цикла воздействия. В целом для исследованных образцов, характеризующихся довольно широким диапазоном фильтрационно-емкостных параметров, эффективность воздействия переменными давлениями получена при полупериодах одного цикла воздействия от 20–30 до 150–200 с.

15.5.3. СВАБИРОВАНИЕ (ПОРШНЕВАНИЕ)

Одним из способов снижения давления на забой является свабиrowание (поршневание). Сваб – поршень, снабженный клапаном, который спускают на канате в колонну НКТ. Клапан при ходе поршня вниз открывается, а при ходе вверх закрывается. Уплотнение сваба достигается за счет резиновых манжет, укрепленных на металлическом стержне. Глубина погружения сваба зависит от мощности агрегата, на котором установлена лебедка, размеров лебедки и прочности каната, на котором спускается сваб.

Различают максимальную глубину погружения и глубину погружения под уровень. Первая зависит от прочности каната и мощности агрегата, вторая — от диаметра НКТ, плотности жидкости и прочности каната. По мере снижения уровня жидкости в скважине глубина погружения под уровень уменьшается.

Уровень жидкости в скважине при свабировании снижается постепенно в течение сравнительно длительного времени, что способствует плавному запуску скважины. Если за один рейс будет извлечена жидкость из 250 м НКТ диаметром 73 мм, то общее снижение уровня в скважине диаметром 146 мм составит около 60 м.

Постепенное снижение давления на забой не позволяет осуществлять резкую депрессию на пласт, которая иногда необходима для очистки каналов в призабойной зоне пласта. Поэтому при отсутствии притока при свабировании необходимо убедиться в наличии связи пласта со скважиной и принять меры по устранению сопротивления движению жидкости.

Свабирование скважин с высоким пластовым давлением производят при установленных на устье фонтанной арматуре и противовыбросовом сальниковом устройстве (лубрикаторе). Если давление ниже гидростатического, используют только устройство для направления жидкости, извлекаемой из скважины, в емкости.

Приток из нефтяного пласта при свабировании определяют по появлению в извлекаемой жидкости газа, эмульсии и нефти. При получении интенсивного притока уровень в скважине возрастает и встречается свабом на глубине, откуда жидкость уже была извлечена. Если пластовое давление ниже гидростатического, свабирование ведут до полного извлечения находящейся в скважине жидкости, т.е. замены ее пластовым флюидом.

Снижение уровня в скважине с помощью желонки — один из способов уменьшения давления на забой. Это один из самых старых методов вызова притока из пласта. Тартание может быть использовано при испытании неглубоких скважин с низкими пластовыми давлениями.

Желонка изготавливается из тонкостенных труб диаметрами 89 и 114 мм, в нижней части ее имеется клапан, а в верхней — приспособление для крепления каната. Желонка спускается в скважину на канате под уровень жидкости, наполняется, а затем поднимается на поверхность. Иногда желонку опускают в интервал перфорации и многократным подъемом и спуском ее создают эффект поршневания. Работы по снижению уровня жидкости в скважине ведутся медленно, так как объем желонки невелик. Например, для снижения уровня на 500 м в колонне диаметром 168 мм желонкой диаметром 114 мм и длиной 10 м необходимо сделать более 110 рейсов.

Глубина спуска ограничивается прочностью и длиной каната, на котором спускается желонка. В последние годы тартание при испытании скважин используется редко.

15.6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, ко-

эфициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества освоения.

По каждой вновь вводимой из бурения скважине проводится комплекс гидродинамических исследований, включающий:

исследование методом установившихся отборов (не менее чем на трех режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности, приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости q и ее обводненности n_b от глубины измерения H в пределах общего интервала перфорации и определением дебитов жидкости Δq и обводненности n'_b для отдельных участков перфорированного интервала;

отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа, вязкости, плотности, объемного коэффициента нефти.