

ГЛАВА 9

ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Основная 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 типа-размера 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.

В случае вскрытия скважиной нефтенасыщенного пласта он перфорируется по всей толщине продуктивного объекта.

Пласты с подошвенной водой и газовой шапкой перфориру-

ются в нефтяной части. Расстояние от нижних отверстий до ВНК и от верхних отверстий до ГНК устанавливается для каждой конкретной залежи опытным путем с учетом наличия или отсутствия непроницаемых пропластков, проницаемостной неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны.

9.1. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УСЛОВИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ПЕРФОРАЦИИ

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 КПРУ, спускаемыми через НКТ. Перфораторы ПНКТ рекомендуется применять при вскрытии любой части пласта, в том числе и приконтактных зон независимо от величины искривления скважины, качества цементной оболочки, обсадной колонны, аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПНКТ в следующих случаях:

- если после перфорации необходим спуск глубинных приборов через НКТ в интервал перфорации;

- в процессе вызова притока ожидается вынос из пласта в скважину больших объемов твердой фазы;

- при гидростатическом давлении на уровне установки перфораторов менее 10 МПа при создании депрессии;

- при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными компонентами (углекислый газ, сероводород). Перфораторы типа ПР, ПРК, КПРУ рекомендуется применять при перфорации скважин с искривлением ствола до 0,7 рад (40°) при качественной цементной оболочке обсадной колонны независимо от аномальности пластового давления.

Недопустимо применять перфораторы типа ПР и КПРУ в следующих случаях:

- при вскрытии приконтактных зон (ГНК, ВНК);

- при заполнении интервала перфорации глинистым буровым раствором;

- при вскрытии пластов, содержащих нефть с агрессивными

компонентами (углекислый газ, сероводород), из-за возможных утечек в лубрикаторе;

при вскрытии пластов на депрессии в скважину обязательно должны быть спущены НКТ, устье скважины оборудовано фонтанной арматурой и лубрикатором при использовании перфораторов типа ПР. Оптимальная депрессия при таком способе перфорации составляет 2,0–3,5 МПа; не рекомендуется создавать депрессии более 10 МПа.

При репрессии следует вскрывать пласты с нормально и аномально высоким пластовым давлением независимо от положения интервала перфорации, в том числе и в приконтактных зонах (ВНК, ГНК) и при наличии в нефти агрессивных компонентов (углекислый газ, сероводород).

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 (задвижкой с превентором).

Перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал. В зонах ВНК и ГНК перфорацию выполнять за один спуск перфоратора. Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидropескоструйной 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. На практике, особенно в разведочных скважинах, часто репрессии при перфорации превышают норму. Последнее главным образом происходит вследствие ошибочного прогноза пластового давления, отличающегося в сторону завышения от истинного его значения.

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 перфорацией, для чего применяют стреляющие либо гидropескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные. В 40-х и 50-х годах пулевые перфораторы были основным средством вторичного вскрытия пластов. По мере распространения кумулятивных перфораторов в конце 50-х – начале 60-х годов, не выдерживая конкуренции, пулевые перфораторы с горизонтальным расположением ствола практически перестали применяться. В последние годы появились пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами, обладающие высокой пробивной способностью. Сейчас они ограниченно применяются в некоторых геолого-технических условиях. Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль применяются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов не используются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности при работе с ними.

Гидropескоструйная 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 гидropескоструйная перфорация пока не получила.

9.2. ПУЛЕВАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Пулевые перфораторы представляют собой короткоствольные орудийные системы, в которых пули разгоняются по стволу за счет энергии расширяющихся пороховых газов и, приобретая достаточную кинетическую энергию на выходе из ствола, пробивают преграду. В применявшихся до недавнего времени перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ оси стволов направлены перпендикулярно к оси перфоратора, а следовательно, и к оси скважины. В этих перфораторах длина ствола, в котором пуля разгоняется под давлением пороховых газов, весьма ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из дульного отверстия недостаточна для получения в породе каналов большой глубины. 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. Поскольку масса пули в перфораторах типа ПВН в 4–5 раз больше массы пуль, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ и ППМ, кинетическая энергия, которую приобретает пуля на выходе из ствола, увеличивается примерно в 10 раз, достигая значения 40 кН·м. Поэтому такие перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с пробивной способностью кумулятивных перфораторов того же поперечного размера при отстрелах по породам средней прочности.

Для вторичного вскрытия пластов применяются 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 уравнивания сил отдачи парные стволы расположены в общих пороховых камерах навстречу друг другу.

Перфоратор ПВТ73 отличается двухствольной конструкцией, в которой пули разгоняются по двум каналам в противоположных направлениях. В одноканальном многосекционном перфораторе ПВК70 ствол проходит по оси перфоратора, причем используются пули с увеличенными 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 условиями (предельная температура и максимальное допустимое давление), так и геологическими. Учитывая, что пробивная способность пуль в значительно большей степени зависит от прочности породы, чем у кумулятивных струй, глубина каналов в породах низкой и средней прочности, пробиваемых пулевыми перфораторами, больше глубины каналов, пробиваемых кумулятивными перфораторами, а в породах выше средней прочности ($\sigma_{сж} > 50$ МПа) – наоборот, меньше.

Поэтому более целесообразно применение пулевых перфораторов для вскрытия пластов, сложенных слабосцементированными непрочными породами. Кроме того, благодаря интенсивному трещинообразованию породы при внедрении в нее пули, эффективность вскрытия будет во многом зависеть от количества и протяженности трещин. С этой точки зрения более предпочтительно применять пулевые перфораторы для вскрытия пластов, сложенных породами, склонными к трещинообразованию, т.е. хрупкими породами. Поскольку воздействие пулевого перфоратора на обсадную колонну несколько больше, чем кумулятивного корпусного, то его применение нецелесообразно при некачественном цементировании обсадной колонны, при наличии вблизи вскрываемых пластов водоносных пропластков. Производительность работ с пулевыми перфораторами несколько ниже, чем с кумулятивными; за один спуск они могут вскрыть до 2–3 м пласта с плотностью до 5 отверстий на 1 м.

9.3. КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Рассмотрим механизм образования кумулятивной струи и проникновения ее в преграду. При взрыве цилиндрического заряда взрывчатого вещества происходит почти мгновенное превращение его в газообразные продукты, разлетающиеся во все стороны по направлениям, перпендикулярным к поверхности заряда. Сущность эффекта кумуляции заключается в том, что 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 которой предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал. Действительно, для большинства зарядов давление кумулятивной струи на преграду составляет 20–30 ГПа, в то время как значение предела прочности горных пород в среднем составляет приблизительно 50 МПа, т.е. в 400–600 раз меньше. Поэтому, исходя из гидродинамической теории кумуляции, разработанной М.А. Лаврентьевым и Г.И. Покровским, глубина пробития канала в преграде l_k не зависит от механической прочности материала преграды, а определяется лишь соотношением плотностей материала струи ρ_c и преграды ρ_n :

$$l_k = l_c \sqrt{\rho_c / \rho_n}, \quad (9.1)$$

где l_c – длина кумулятивной струи, для большинства зарядов численно равная длине образующей кумулятивной выемки.

В последующем формула для расчета глубины канала была уточнена Н.Г. Григоряном и приведена к виду

$$l_k = l_c \sqrt{\frac{\rho_c}{\rho_n} - \frac{2\sigma_d}{\rho_n v_c^2}}, \quad (9.2)$$

где σ_d – динамическое значение прочности преграды; v_c – скорость встречи струи с преградой.

Таким образом кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных наиболее прочными породами.

Формирование перфорационных каналов в пласте, полученных с помощью кумулятивных зарядов, имеет следующие особенности. При схлопывании металлической облицовки от детонации заряда в кумулятивную струю переходит только примерно 10 % ее массы. Остальная часть (90 % массы) формируется в стержне сигарообразной формы, называемом пестом и движущемся со скоростью приблизительно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. Эксперименты показали, что около 15 % всех перфорационных каналов оказываются полностью закупоренными застрявшим в обсадной колонне пестом.

При проникании струи в преграду расширение канала происходит за счет бокового давления и инерционного движения среды от оси канала. Поэтому диаметр канала обычно превышает диаметр струи. Однако за счет этих процессов происходит изменение структуры порового пространства породы в зоне вокруг перфорационного канала. При этом в зависимости от свойств породы и условий в скважине в момент перфорации может иметь место как уплотнение породы вокруг канала, так и разрыхление ее. Это объясняется тем, что после прохождения волны сжатия в породе происходит схлопывание газового пузыря в образовавшемся перфорационном канале. В результате обратная волна – волна растяжения – может создать зону обрушения породы, значительно превышающую первоначальный размер канала, если прочность породы на растяжение мала. Так, при отстрелах по слабосцементированным песчаникам при среднем диаметре отверстия в породе 10 мм зона обрушения достигает 20–35 мм. В тех случаях, когда порода имеет высокий предел прочности на растяжение, происходит уплотнение породы вокруг каналов с той или иной степенью снижения проницаемости.

Следует также обратить внимание на то, что хотя кумулятивная струя имеет высокую температуру (900–1000 °С), плавления горной породы не происходит ввиду кратковременности процесса образования канала (менее 100 мкс).

Для образования кумулятивной струи при взрыве заряда необходимым условием является отсутствие в кумулятивной полости заряда какой-либо жидкости. В противном случае от взрыва заряда вместо кумулятивного эффекта будет иметь место фугасное действие. Поэтому кумулятивные заряды перфораторов изолируют от скважинной жидкости путем помещения их в индивидуальные герметичные оболочки (бескорпусные перфораторы) либо в общие герметичные корпуса (корпусные перфораторы).

Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объем работ по вскрытию продуктивных пластов в России, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и заколонное цементное кольцо, поскольку основную часть энергии взрыва зарядов воспринимает на себя корпус перфоратора. При этом в зависимости от особенностей корпуса перфоратора они подразделяются на корпусные перфораторы многократного использования типа ПК и однократного использования типа ПКО. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и неоднократные взрывные нагрузки, по-

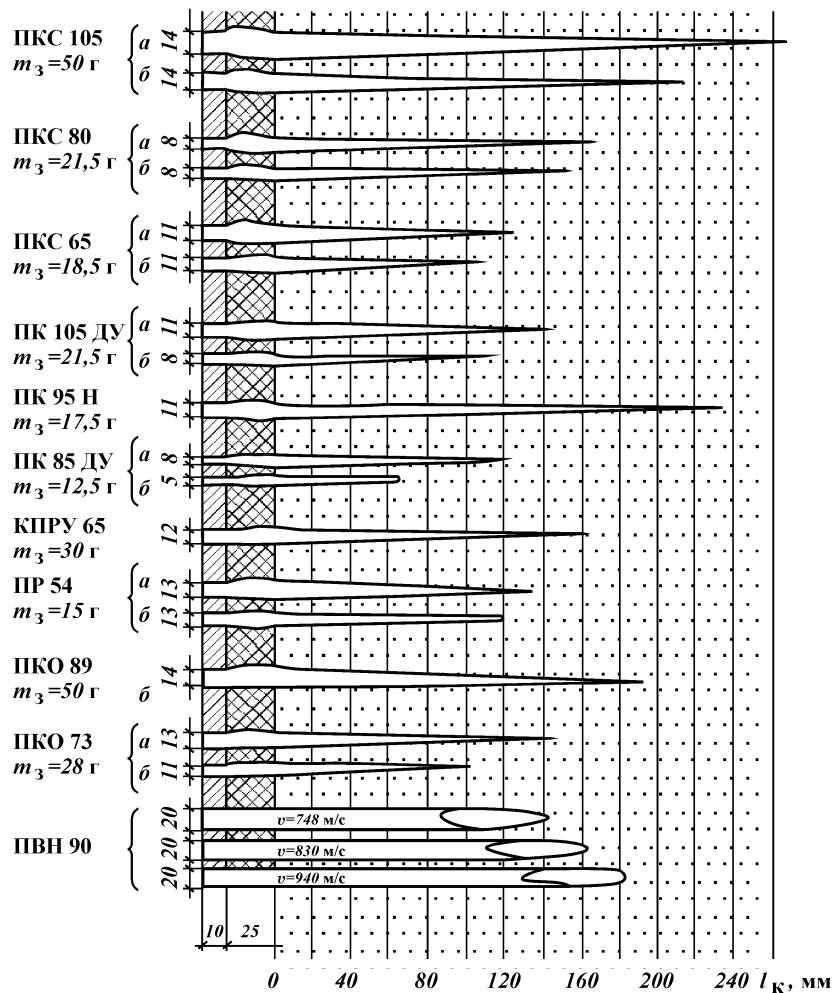


Рис. 9.1. Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода): а – в поверхностных условиях; б – при давлении 30 МПа; m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола

этому толщина его должна быть большей, чем в перфораторах типа ПКО, а следовательно, в одних и тех же габаритах перфоратора типа ПК масса заряда меньше, чем в перфораторах типа ПКО. Из перфораторов типа ПК более распространены перфора-

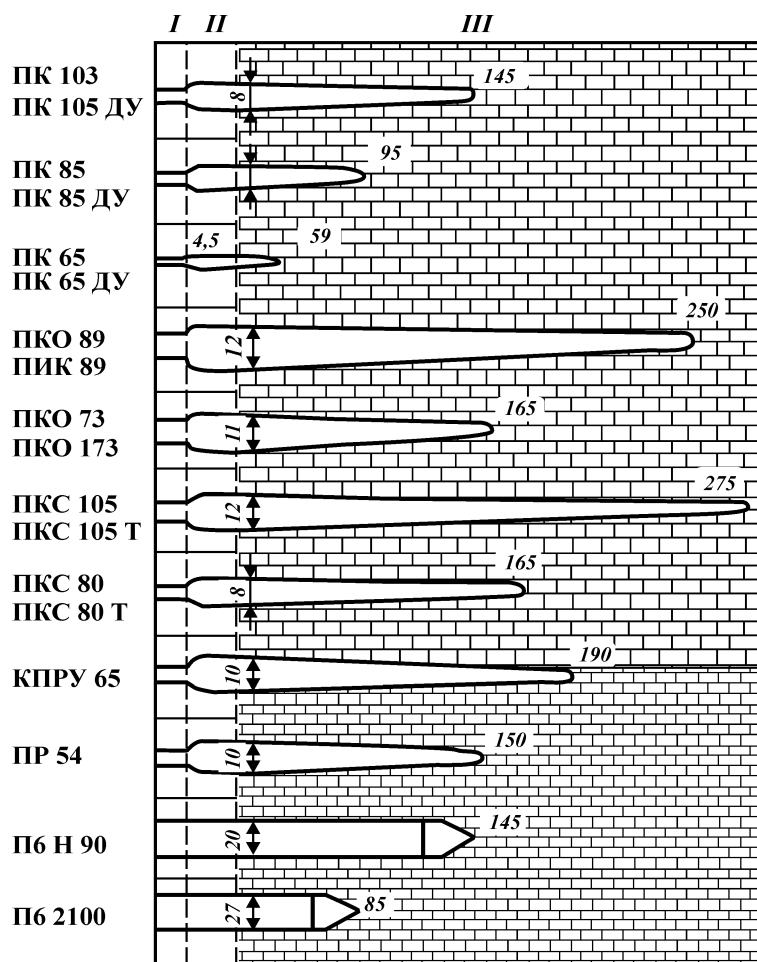


Рис. 9.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа):

I – обсадная труба; II – цементное кольцо; III – порода

торы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО – перфораторы ПКО98, ПКО73.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, так как вскрываемая за один спуск перфоратора толщина пласта может достигать 30 м.

Малогобаритными бескорпусными перфораторами можно производить вскрытие при спуске их внутри НКТ. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. После взрыва зарядов на забое остаются обломки от корпусов заряда и соединительных деталей, которые в последующем могут привести к осложнениям при эксплуатации скважин.

Из корпусных полуразрушающихся перфораторов на промыслах страны 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 в поверхностных условиях и при давлении 30 МПа по единым мишеням с породами прочностью на одноосное сжатие 45 МПа, приведены на рис. 9.1, пробивная способность перфораторов представлена на рис. 9.2.

9.4. СКВАЖИННЫЕ ТОРПЕДЫ

Скважинные торпеды предназначены для производства следующих работ: ликвидации аварий в бурении путем обрыва, встряхивания или отвинчивания труб, разрушения металла на забое и в стволе; ускорения процесса бурения скважины путем дробления валунов и твердых пород в прослоях; очистки поверхности труб и фильтров в нефтяных, газовых, водозаборных и дренажных скважинах; перерезания труб с целью извлечения их из скважины. Торпеды иногда используют для вскрытия продуктивного пласта, повышения проницаемости при-скважинной зоны и других целей.

К скважинным торпедам предъявляют следующие требования: хорошая проходимость в скважине, обеспечивающая их доставку в интервал торпедирования, особенно при аварийных ситуациях, а также исключая повреждение элементов скважины в вышележащем интервале; максимальная эффективность действия взрыва на объекты по основному назначению при минимальном воздействии на остальные элементы конструкции скважины; высокая производительность, позволяющая свести к минимуму спускоподъемные операции: надежное срабатывание, исключаящее уничтожение в случае отказа большого количества взрывчатых веществ (ВВ); безопасность в обращении.

9.5. ДЕЙСТВИЕ ВЗРЫВА В СКВАЖИНЕ

После взрыва заряда ВВ образуется пузырь из разогретых и сжатых до высокого давления продуктов детонации, и в жидкость уходит ударная волна, которая представляет собой область сжатия с резким скачком давления, плотности и температуры на переднем фронте, распространяющуюся в среде со сверхзвуковой скоростью. Возникающие при взрыве ударные волны могут распространяться практически в любых средах и сопровождаются перемещением среды в направлении движения фронта возмущения. Благодаря инерционности жидкой среды газовый пузырь пульсирует, излучая при каждом цикле ударные волны, интенсивность которых постепенно убывает. Практическое значение имеют только основная и вторичная ударные волны. В результате расширения пузыря в окружающей среде возникает гидростатический поток, играющий также существенную роль в действии взрыва на элементы скважины.

Поскольку плотность воды почти в 800 раз превышает плотность воздуха, интенсивность ударной волны в воде много больше, чем в воздухе. Давление p (в МПа) на фронте ударной волны на расстоянии R (в м) от центра сферического заряда тротила массой G (в кг) в воде в области 10–100 радиусов заряда можно рассчитать по экспериментальной формуле

$$p = 53,3 \left(\sqrt[3]{G/R} \right)^{1,13}. \quad (9.3)$$

В зависимости от характера объекта, на который действует ударная волна, определяющим может быть давление на ее фронте, а также удельный импульс; в некоторых случаях необходимо знать плотность потока энергии. Удельный импульс ударной волны (Н·с/м²):

в воде

$$I = 9300 G^{2/3} / R; \quad (9.4)$$

в воздухе

$$I = 350 G^{2/3} / R. \quad (9.5)$$

Плотность потока энергии (Дж/м²) ударной волны можно ориентировочно оценить выражением

$$E = 10^3 \sqrt[3]{G} \left(\sqrt[3]{G/R} \right)^{2,1}. \quad (9.6)$$

Гидростатическое давление порядка 200–300 МПа не оказы-

вадет сколько-нибудь заметного влияния на начальную скорость и скачок давления ударной волны при относительно близких расстояниях от центра взрыва до фронта ударной волны ($R/R_0 < 10$, где R_0 – радиус заряда), реализуемых при взрывных работах в скважинах. Влияние гидростатического давления на энергию ударной волны более заметно.

Гидростатическое давление существенно влияет на интенсивность вторичных ударных волн. При невысоких давлениях вторичные ударные волны играют немаловажную роль в действии подводного взрыва. С увеличением гидростатического давления интенсивность их падает, и при давлении более 100 МПа их разрушительное действие, по-видимому, прекращается. Хотя гидростатическое давление существенно не влияет на параметры подводного взрыва вблизи заряда ($R/R_0 < 3$), т.е. в условиях, часто встречающихся при взрывных работах в скважинах, в глубоких скважинах наблюдается уменьшение разрушительного действия подводного взрыва, что, возможно, связано с изменением условий деформации и разрушения материалов при повышенном гидростатическом давлении.

Условия распространения ударных волн и продуктов взрыва в грунте резко отличаются от условий распространения волн в жидких средах, что обусловлено пористостью пород. Ударная волна и давление расширяющихся продуктов взрыва вызывают в породе напряжения сжатия, растяжения и сдвига, значительно превышающие допустимые, вследствие чего в ней возникают необратимые разрушения и уплотнения.

Радиус трещин при торпедировании скважины удлиненным зарядом можно оценить по формуле $R_t = cd_з$, где c – коэффициент, учитывающий свойства породы и ВВ. Для прочих пород и мощных ВВ значение коэффициента c находится в пределах от 24 до 36.

Действие взрыва на обсадные или бурильные трубы при достаточной длине (10–15 диаметров заряда) характеризуется отношением диаметра заряда $d_з$ к диаметру трубы: $d_з/d_{тр}$. Степень деформации трубы зависит от ее прочности и свойств окружающей среды. Плотное прилегающее к трубе цементное кольцо или порода упрочняет трубу: для деформации зацементированной трубы отношение $d_з/d_{тр}$ должно быть примерно в 3–4 раза больше, чем для трубы, находящейся в воде.

При взрыве заряда в трубе в случае, если между трубой и стенками скважины находится жидкость, ударная волна, отраженная от стенок скважины, препятствует обрыву трубы тем больше, чем ближе расположена труба к стенкам скважины и чем больше их отражающая способность. С увеличением отно-

шения $d_{тр}/d_c$ возрастает значение d_3 для обрыва трубы. На величину заряда, необходимого для обрыва трубы, мало влияют толщина стенки трубы (исключая УБТ), плотность и вязкость бурового раствора и, наоборот, существенно влияют гидростатическое давление, расстояние между трубой и стенками скважины и свойства последних.

9.6. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

При этом способе перфорации канал в преграде образуется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, абразивного действия песка, содержащегося 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 используются насосные агрегаты 2АН500 и 4АН700, количество которых на одну операцию может изменяться от 2 до 6 и более. Время образования одного канала колеблется от 20 до 30 мин, расход рабочей жидкости – от 1 до 7 м³, песка – от 50 до 700 кг.

Как показали стендовые испытания, а также промысловые эксперименты с использованием скважинной мишени, в условиях гидростатических давлений, характерных для скважин средних глубин, глубина перфорационных каналов в породах средней прочности не превышает 135 мм. Учитывая значительно большую трудоемкость осуществления гидропескоструйной перфорации по сравнению с кумулятивной и пулевой, на промыслах она применяется в настоящее время довольно редко.

Вопросы гидропескоструйной перфорации глубоко рассмотрены Р.С. Яремийчуком и Ю.Д. Качмаром.

Как разновидность описанного, известен метод азотогидропескоструйной перфорации (г. Ивано-Франковск). Сущность метода заключается в образовании отверстий или прорезей в обсадной колонне и каналов или выработок в цементном кольце и породе пласта с помощью газожидкостной струи, содержащей абразивный материал. Утверждается, что за счет добавления

газа в жидкостно-песчаную смесь можно значительно (в 1,5–2 раза) увеличить размеры перфорационных каналов. На размеры выработки существенно влияет величина газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидropескоперфорации с азотом прослеживается еще ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создается дополнительный перепад на насадках за счет разности плотностей азириванной смеси в НКТ в затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важный фактор успеха – создание давления в скважине значительно меньше гидростатического. При этом сочетается процесс вскрытия с вызовом притока при пониженном давлении на пласт. Разработанные технология и оборудование обеспечивают проведение работ в скважинах глубиной 2000–2500 м. С некоторыми усовершенствованиями технология может быть использована в скважинах глубиной до 5000 м. Небольшой объем внедрения был положительным.

9.7. 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. По причине нарушения геометрии течения жидкости и газа рассматриваемые виды несовершенства иногда называют несовершенством геометрическим.

Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства будет определяться формулой

$$\varphi = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\ln(R_k / r_c) + c_1 + c_2}, \quad (9.7)$$

где c_1, c_2 – безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины соответственно по степени и характеру вскрытия продуктивного пласта.

Коэффициент c_1 определяется степенью вскрытия продуктивного пласта, а коэффициент c_2 зависит от длины l_k и диаметра d_k перфорационных каналов и плотности перфорации n . Эти коэффициенты находятся по графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов на моделях, или по формулам, полученным математической обработкой экспериментальных данных. При этом предполагается, что перфорационные каналы идеальны в геометрическом и гидродинамическом смысле, т.е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей длине, вокруг них отсутствует зона пористой среды пониженной проницаемости.

Оценим качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (9.7), приняв, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю толщину, т.е. $c_1 = 0$. Результаты расчетов иллюстрируются графически на рис. 9.3. Из рис. 9.3, а следует, что при плотности перфорации 10 отверстий на 1 м и более увеличение глубины перфорационных каналов не приводит к значительному росту коэффициента совершенства скважины. При очень больших значениях плотности перфорации и длины каналов на этом рисунке появляется область, где значение коэффициента совершенства больше единицы, т.е. геометрически несовершенная скважина имеет в этой области более высокую продуктивную характеристику, чем если бы она была совершенной. Теоретически это объясняется на основе закона распределения давления в пласте вокруг работающей скважины. В промысловых условиях таких случаев практически нет.

Кривые на рис. 9.3, б указывают на несущественное влияние поперечного размера каналов перфорации на степень совершенства скважин, поэтому нет острой необходимости создавать прострелочную аппаратуру для получения каналов большого диаметра. Рис. 9.3, в показывает, что увеличение плотности перфорации более 20 отверстий на 1 м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

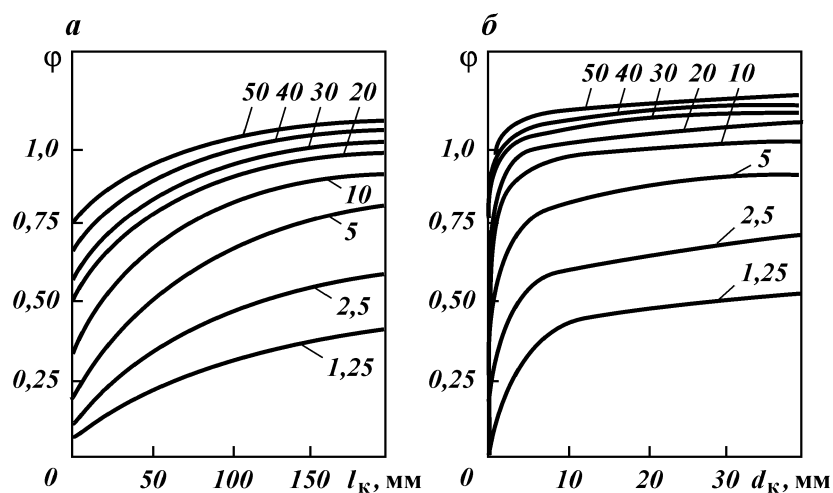
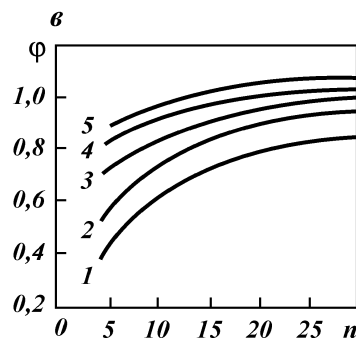


Рис. 9.3. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от различных параметров ($R_k = 400$ мг, $r_c = 0,1$ м):
 а – от длины канала перфорации: $d_k = 12$ мм; шифр кривых – плотность перфорации, отверстие на 1 м; б – от диаметра канала перфорации: $l_k = 150$ мм; шифр кривых – плотность перфорации, отверстие на 1 м; в – от плотности перфорации: $d_k = 12$ мм; 1, 2, 3, 4, 5 – длина канала перфорации l_k соответственно 25, 50, 100, 150 и 200 мм



1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации необходимо считать плотность не более 12–16 отверстий на 1 м;

2) при плотности перфорации 12–16 отверстий на 1 м и длине перфорационных каналов 150 мм увеличение диаметра канала свыше 6–8 мм практически не приводит к росту степени совершенства скважин.

Эти выводы справедливы только для идеальных условий притока в скважину, когда пористая среда во всех точках пласта имеет одинаковую проницаемость, а цилиндрические перфорационные каналы чистые по всей длине. Реальная картина притока нефти или газа в скважину в значительной степени осложняется отмеченными ранее негативными явлениями. Схематичное изображение призабойной зоны перфорированной

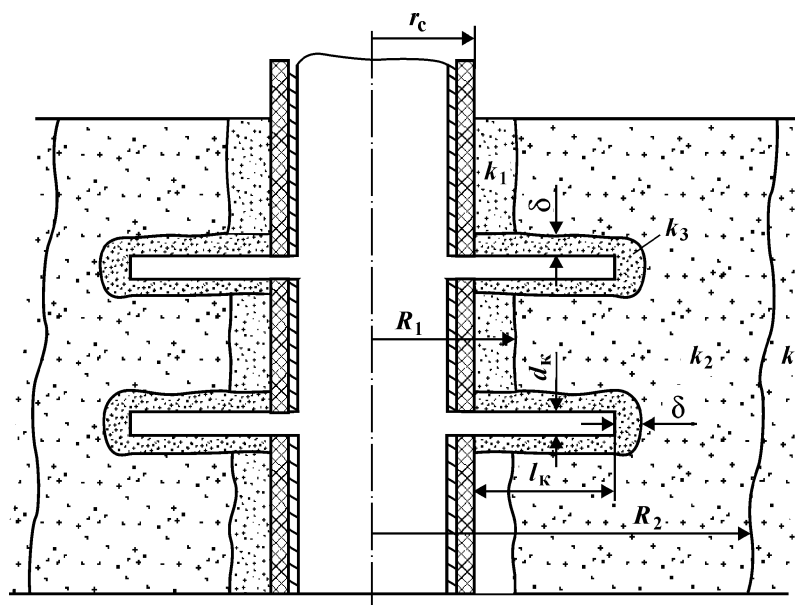


Рис. 9.4. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины

скважины показано на рис. 9.4. Из рисунка следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины следует ввести кроме уже известных коэффициентов, еще безразмерный коэффициент $S_{\text{п}}$, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия продуктивного пласта перфорацией. В данном случае дополнительные фильтрационные сопротивления обусловлены снижением проницаемости породы вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект может быть определен с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить значение скин-эффекта по промысловым исследованиям пока не представляется возможным.

Американские исследователи для случая ламинарного потока в перфорационный канал предлагают использовать формулу

$$S_{\text{п}} = \frac{1}{nl_{\text{к}}} \left(\frac{k}{k_3} - \frac{k}{k_2} \right) \ln \frac{r_{\text{к}} + \delta}{r_{\text{к}}},$$

где k_3 – проницаемость зоны ухудшенной проницаемости во-

круг перфорационного канала радиусом r_k ; δ – толщина этой зоны.

Если в зоне вокруг перфорационного канала происходит нарушение линейного закона фильтрации Дарси (что характерно для высокопродуктивных нефтяных скважин и особенно для газовых скважин), то значение S_{II} резко возрастает.

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. Кроме того, при воздействии взрывных нагрузок на призабойную зону через перфорационные каналы в пласте могут происходить следующие механоактивационные процессы: испускание электронов (механоэмиссия), свечение (механолюминесценция), протекание на поверхности химических реакций (механохимия), излучение звука (акустоэмиссия), пьезоэффект и др.

Эксперименты по отстрелу наиболее распространенных кумулятивных перфораторов ПК105ДУ с имитацией перепада давления из пласта в скважину при давлениях в зоне перфорации 10, 20, 30, 40 МПа и при горных давлениях соответственно 25, 50, 75 и 100 МПа показали следующее. В искусственном песчанике в этом диапазоне давлений глубина получаемого канала мало изменяется и составляет в среднем 111 мм при диаметре канала 12 мм. Несмотря на наличие видимой зоны уплотнения породы вокруг перфорационного канала, пропускная способность мишени с реальным каналом q_{ϕ} оказалась равной $q_{ид}$ для этих же размеров каналов, т.е. коэффициент совершенства ϕ оказался равным единице. Это означает, что канал, полученный в условиях перфорации на депрессии, является эффективным по всей длине и не имеет зоны породы с пониженной проницаемостью.

В табл. 9.1 представлены результаты исследований влияния на коэффициент совершенства типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

Как видно из таблицы, чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в боль-

Т а б л и ц а 9.1

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
Обработанный УЦР	28,1	3,32	0,59
		5,00	0,43
		3,36	0,39

шей степени снижается коэффициент совершенства 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 приводит к тому, что низкопроницаемые пласты наиболее сильно загрязняются при бурении, а высокопроницаемые – при перфорации.

Для количественной оценки влияния образующейся зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации и образующейся зоны проникновения фильтрата при бурении группа американских исследователей решила задачу о притоке жидкости к скважине численным методом с помощью ЭВМ. Полученные ими результаты позволяют оценить как раздельное, так и совместное влияние параметров этих зон. Вначале оценим только влияние несовершенной технологии перфорации, когда вокруг каналов образуется зона пониженной проницаемости породы толщиной δ . Поскольку снижение проницаемости происходит за счет проникновения твердой фазы из раствора, то кратность снижения проницаемости ($\beta_3 k/k_3$) может достигать нескольких десятков, поэтому этот параметр был исследован в пределах от 1 до 50. Влияние толщины этой зоны изучено в пределах от 6 до 16 мм.

На рис. 9.5, б представлено совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства. Как видно, в рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров коэффициент совершенства не превышает значения 0,5, причем параметры зоны проникновения здесь влияют на совершенство в меньшей степени, чем при условиях, рассмотренных на рис. 9.5, а.

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно следующими мероприятиями:

применением в качестве задавочного раствора минерализованной (например, пластовой) или пресной воды, облагороженной добавкой поверхностно-активных веществ (ПАВ);

применением растворов на нефтяной основе;

применением высококонцентрированных растворов 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:

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

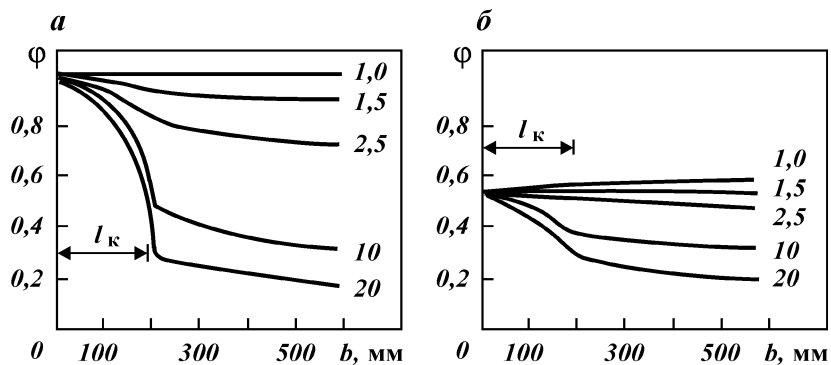


Рис. 9.5. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью: а – $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; б – $\beta_3 = 20$; $\delta = 12,7$ мм, $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отверстий на 1 м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; шифр кривых – кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтра;

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 фильтра;

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Для обработки перфорационной жидкости могут быть использованы как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Водорастворимые ПАВ эффективно снижают поверхностное натяжение и краевой угол смачивания, способствуют увеличению относительных проницаемостей пористой среды для нефти и воды и суммарной проницаемости для них. Нефтерастворимые ПАВ эффективно снижают относительную проницаемость пористой среды для воды, способствуют уменьшению водонасыщенности породы и толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов. Наиболее подходящими для обработки перфорационных жидкостей растворов 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 – сульфонат, азолат, сульфонатриевые соли СНС и катионные – катапин, выравнитель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой; они интенсивнее адсорбируются на поверхности воды.

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. Следует отметить, что 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. В дополнение к указанному достоинству необходимо отметить, что для газовых скважин и 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 перфоратор типа КПРУ65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубку устанавливается лубрикатор – устройство, позволяющее спускать в работающую скважину какие-либо приборы при наличии давления на устье.

Снижением уровня раствора в скважине (замена на облегченный раствор, полное удаление раствора из скважины и заполнение ее воздухом, природным газом или азотом) создается необходимый перепад между пластовым и забойным 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 коротком 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 луб-

риктора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова спустить его 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. 9.6). Поэтому наибольший эффект следует ожидать 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, срабатывающие отдельно от всего перфоратора подачей 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.

Опыт промышленного применения такого способа перфорации показал его высокую эффективность. Так, на газовых промыслах Северного Кавказа в результате вскрытия на депрессии в газовой среде перфораторами ПР54 было обеспечено увеличение дебитов скважин в 2–3 раза и сокращение сроков освоения скважин в среднем на 8 сут по сравнению со вскрытием пластов на репрессии даже более мощными перфораторами типа ПК и ПКО. Более того, удалось освоить ранее пропущенные газонос-

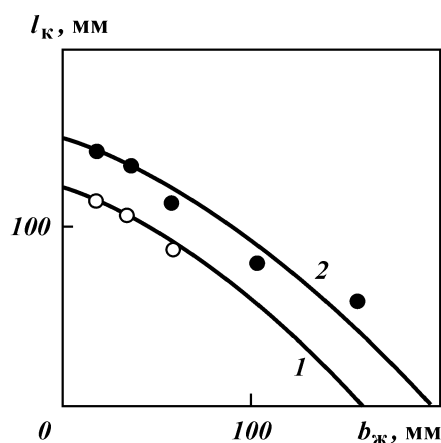


Рис. 9.6. Зависимость длины канала перфорации в породе от толщины слоя воды в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов: 1 – ПК103; 2 – ПР54

ные пласты. Аналогичные результаты с использованием перфораторов типа ПР были получены на Украине.

Целесообразно их применение для вскрытия высоконапорных нефтяных пластов в добывающих фонтанных скважинах, так как в этом случае совмещается процесс вскрытия с процессом освоения. Они незаменимы при дострелах новых интервалов в работающих скважинах без их остановки (что особенно важно при разработке газовых и газоконденсатных месторождений в период падающей добычи), при вскрытии пластов с аномально низкими пластовыми давлениями, при перестреле пласта, если предыдущая перфорация на репрессии не дала желаемых результатов.

Известно, что наибольшее отрицательное влияние буровых растворов, проникающих в пласт при бурении и перфорации, проявляется при вскрытии газоносных пластов. Поэтому в первую очередь необходимо предусматривать вскрытие через НКТ в газовой среде именно этих пластов.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту с помощью перфораторов, спускаемых на НКТ, применяют корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от механизма ударного действия. Последний 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 аккумулятивных зарядов; их шифр ПНКТ89 и ПНКТ73. В этих перфораторах 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 прострелянный корпус перфоратора остается в скважине, если скважина работает фонтанным способом.

В скважину, заполненную буровым раствором, спускают колонну насосно-компрессорных труб, в нижней части которой крепится перфоратор ПНКТ, с установкой его против вскрываемого интервала. Устье скважины обвязывают фонтанной арматурой на необходимое давление. Путем удаления части жидкости из скважины прямой или обратной циркуляцией или замены ее на более легкую создают необходимую депрессию на пласт, обычно не превышающую 10 МПа, при этом давление на забое должно быть не менее 5 МПа. Через устьевую задвижку внутрь колонны НКТ сбрасывают резиновый шар, который потоком подаваемой по трубам жидкости проталкивается до механизма

ударно-наклонного действия. Срабатывает устройство инициирования зарядов. После сообщения пласта во скважину нефть или газ из пласта поступают в колонну насосно-компрессорных труб как через отверстия в корпусе ПНКТ, образовавшиеся после срабатывания зарядов, так и через специальные циркуляционные окна, расположенные выше перфоратора.

Таким образом, перфораторы типа ПНКТ являются единственными, для спуска которых в скважину не используется каротажный кабель, а следовательно, и отсутствует необходимость доставлять каротажный подъемник на скважину, что особенно ценно в условиях бездорожья (европейский Север, Сибирь). Практически все работы могут быть выполнены с использованием имеющегося на скважине бурового оборудования.

Кроме указанной области наиболее целесообразного применения ПНКТ следует еще дополнить, что его удобнее использовать в скважинах с большим углом наклона, где затруднен спуск перфораторов на кабеле, в скважинах, где целесообразна перфорация на депрессии, а использование перфораторов типа ПР опасно из-за наличия осколков от перфоратора (особенно при отсутствии зумпфа в скважине); при вскрытии многоколонных конструкций, когда необходима повышенная пробивная способность зарядов.

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 слабосцементированных пластов.

9.8. ВЫБОР ПЛОСКОСТИ 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.

Оптимальная плотность перфорации определяется фильтрационно-емкостными свойствами пласта, однородностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфораций. В табл. 9.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной

Т а б л и ц а 9.2

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
Карбонатные, аргиллиты и другие породы, в которых отсутствует трещиноватость	< 0,001	18–20	20–24
Сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели и другие породы с развитой трещиноватостью	> 0,01	10–12	18–20
	< 0,01	12	18–24
Тонкослоистые	Любая	20	20–24

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 шлама 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. 9.3). 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:

Таблица 9.3

Основные технические характеристики стреляющих перфораторов, рекомендуемых для вскрытия пластов

Параметры	Кумулятивные перфораторы								Пулевые перфораторы ПВКТ70, ПВТ73
	Корпусные					Бескорпусные			
	ПК85ДУ, ПК105ДУ	ПК80Н, ПК95Н	ПНКТ73, ПНКТ89	ПК073, ПК089	ПК0Т73, ПК0Т89	ПКСУЛ 80, ПКСУЛ 80-1, ПКС 105У	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 (ЗПК073) 10 (ЗПК07Е) 20 (ЗПК089) 10 (ЗПК08Е)	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	<u>1</u> 1-2	1-3	1-3	1-3	1-3	1-3	<u>1</u> 1-2	1-2	1-3
Репрессия ("+")	+		+	+		+	-	-	+
Депрессия ("-")			-				+	+	
Максимальное число зарядов, отстреливаемых на спуск	20	20	250*	60 (100 °С) 20	40 (100 °С) 20	100*	100	300	12 10

				(100 °С)* 45 (100 °С)* 15 (100 °С) 10 6 (ЗПК089 10 (ЗПКОО- 89-Е)*	(100 °С)* 30(Т 100 °С)* 15(Т 100 °С) 10				
Максимальная плотность за спуск, отверстие/м	12	12	6			6 11 6 165	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 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.

неудовлетворительного состояния цементной оболочки, близкого расположения ВНК и (или) ГНК;

недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл. 9.4);

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

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

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

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

Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитываются 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. 9.3);

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

Таблица 9.4

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора	Диаметр или поперечный габаритный размер перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см ³	Минимальный зазор, мм
Кумулятивные			
ПК	80–105	1,3	13
		1,5	15
		1,5	22
ПКО, ПКОТ	73–89	1,5	23
		1,5	25
ПКСУЛ, ПКС	80–105	1,5	13
		1,5	22
ПР, КПРУ	43–54	1,0	7–8
		1	11
Пулевые			
ПВКТ, ПВТ	70–73	0,8–2,3	23
Гидропескоструйные			
АП-6М100	100	0,8–2,3	10
АП-6М80	80	0,8–2,3	

для многих типов перфораторов имеется минимальное гидростатическое давление, начиная с которого они могут быть применены;

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

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

в скважинах с 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;

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.

9.9. СКИН-ЭФФЕКТ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

Каракас и Тарик (1988 г.) разработали способ расчета скин-эффекта, возникающего при наличии перфорации. Он является сложным и включает в себя эффект потока на плоскости S_h , эффект вертикальной сходимости S_v , а также скважинный эффект S_{wb} .

Отсюда

$$S_p = S_h + S_v - S_{wb}. \quad (9.8)$$

Псевдоскин-фактор S_h определяется по формуле

$$S_h = \ln \frac{r_w}{r_w'(\theta)}, \quad (9.9)$$

где r_w – радиус скважины, $r_w'(\theta)$ – эффективный радиус скважины, зависит от угла расположения θ ,

$$r_w'(\theta) = \begin{cases} l_p/4 & \text{при } \theta = 0, \\ \alpha_\theta(r_w + l_p) & \text{при } \theta \neq 0, \end{cases} \quad (9.10)$$

где l_p – глубина перфорации, а α_θ – переменная, которую можно получить из табл. 9.5.

Вертикальный псевдоскин-фактор S_v можно рассчитать после определения некоторых безразмерных переменных:

$$h_D = \frac{h}{l_p} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}, \quad (9.11)$$

где h – расстояние между перфорационными отверстиями, которое обратно пропорционально плотности перфорирования; k_h и k_v – горизонтальная и вертикальная проницаемости соответственно;

Таблица 9.5
Зависимость α_θ от расположения перфорационных отверстий

Расположение перфорационных отверстий, градус	α_θ
360	0,250
180	0,500
120	0,648
90	0,726
60	0,813
45	0,860

$$r_{pD} = \frac{d_{\text{перф}}}{2h} \left(1 + \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \right), \quad (9.12)$$

где $d_{\text{перф}}$ – диаметр перфорационного отверстия;

$$r_{wD} = r_w / (l_p + r_w). \quad (9.13)$$

Тогда вертикальный псевдоскин-эффект определяется по формуле

$$S_v = 10^a h_D^{b-1} r_{pD}^b, \quad (9.14)$$

где

$$a = a_1 \log r_{pD} + a_2; \quad (9.15)$$

$$b = b_1 r_{pD} + b_2. \quad (9.16)$$

Значения постоянных a_1 , a_2 , b_1 и b_2 приведены в табл. 9.6 в зависимости от угла расположения θ .

И, наконец, скин-эффект скважины S_{wb} может быть примерно определен из уравнения

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}}, \quad (9.17)$$

а значения постоянных c_1 и c_2 находят из табл. 9.7.

Т а б л и ц а 9.6

Коэффициенты вертикального скин-эффекта

θ , градус	a_1	a_2	b_1	b_2
360	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672
180	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115
120	-2,018	0,0634	1,6136	1,7770
90	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935
60	-1,898	0,1023	1,3654	1,6490
45	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392

Т а б л и ц а 9.7

Значения переменных c_1 и c_2

Расположение перфорационных отверстий, градус	c_1	c_2
360	1,6	2,675
180	2,6	4,532
120	6,6	5,320
90	1,9	6,155
60	3,0	7,509
45	4,6	8,791

Пример 1. Пусть $r_w = 0,124$ м, $l_p = 0,203$ м, $h = 0,101$ м; $k_h/k_v = 3$; $r_{\text{перф}} = 0,006$ м и $\theta = 90^\circ$.

Из уравнений (9.10) и табл. 9.5 $r'_w(\theta) = 0,238$ м и, таким образом, из уравнения (9.9) $S_h = -0,65$. Из уравнений (9.11), (9.12) и (9.13) безразмерные переменные h_D , r_{pD} и r_{wD} равны соответственно 0,86, 0,05 и 0,38. Из уравнения (9.15) и табл. 9.6 $a = 2,58$ и из уравнения (9.16) и табл. 9.6 $b = 1,73$. Тогда из уравнения (9.14) $S_v = 1,9$. И, наконец, из уравнения (9.17) и табл. 9.7 $S_{wb} = 0,02$.

Общий скин-эффект перфорирования получен из уравнения (9.8) и в данном случае составляет +1,3.

Рассмотрим сочетание скин-эффекта повреждения и скин-эффекта перфорирования. Каракас и Тарик (1988) показали, что скин-эффект повреждения и скин-эффект перфорирования могут быть определены приближением

$$(S_{\alpha})_p = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S_p \right) = (S_{\alpha})_0 + \frac{k}{k_s} S_p, \quad (9.18)$$

когда перфорационные каналы заканчиваются внутри поврежденной зоны ($l_p < l_{\alpha}$). В уравнении (9.18) r_s – радиус поврежденной зоны и $(S_{\alpha})_0$ – эквивалентный скин-эффект в необсаженной скважине.

Пример 2. Если $l_p = 0,366$ м ($r_s = 0,489$ м), а коэффициент снижения проницаемости (k/k_s) = 5, тогда из уравнения (9.18) и в соответствии со скин-эффектом, рассчитанным выше, $(S_D)_p = 12$.

Каракас и Тарик (1988) также показали, что скин-эффект поврежденной зоны для перфорационных каналов, оканчивающихся снаружи поврежденной зоны, может быть определен приближением

$$(S_{\alpha})_p = S_p - S'_p, \quad (9.19)$$

где S'_p – скин-эффект перфорации при видоизмененных длине перфорации l'_p и радиусе r'_w , определяемых по уравнениям

$$l'_p = l_p - \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) l_{\alpha}, \quad (9.20)$$

$$r'_w = r_w + \left(1 - \frac{k_s}{k} \right) l_{\alpha}. \quad (9.21)$$

Величины l'_p и r'_w применяются вместо l_p и r_w для расчета S_p .

Если в предыдущем примере $l_{\alpha} = 0,122$ м, тогда видоизмененные длина l'_p и радиус r'_w равны 0,116 и 0,221 м соответственно. Затем, из уравнения (9.19) значение $(S_{\alpha})_p = 1$, что намного ниже значения, рассчитанного для случая, когда длина поврежденной зоны превышает длину перфораций.

9.10. ВЛИЯНИЕ ТИПОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И СПЕЦИАЛЬНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

В Российской Федерации 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. Однако их применение необходимо.

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;

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

коррозионная активность жидкостей не должна превышать допустимой величины;

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

жидкости не должны загрязнять окружающую среду;

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

жидкости должны обеспечивать свободный доступ перфораторов к интервалу перфорации.

Выбор перфорационной жидкости осуществляется в зависимости от категории продуктивных пород, физических свойств пластовых флюидов, величины пластового давления и типа бурового раствора, применявшегося при первичном вскрытии продуктивных пород. Для правильного выбора перфорационной жидкости рекомендуется проводить лабораторные исследования на совместимость перфорационной жидкости с породой пласта, насыщающим ее фильтратом бурового раствора и пластовыми флюидами. При любой категории пород и любом пластовом давлении, если продуктивные пласты вскрывались с использованием углеводородных буровых растворов (известково-битумных, инвертных, эмульсионных), то в качестве перфорационной среды должны быть использованы только углеводородные жидкости без твердой фазы. Если возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями (CaCO_3 , FeCO_3). При нормальных и аномально высоких пластовых давлениях, если продуктивные породы вскрывались растворами на водной основе, то в качестве перфорационных сред следует применять водные растворы солей, не содержащие твердой фазы, минерализация которых должна быть не менее минерализации фильтрата бурового раствора. Если плотность выбранного водного раствора солей не обеспечивает достаточно забойного давления, то выше интервала перфорации закачивают буровой раствор, применявшийся при первичном вскрытии, с разделительной буферной пачкой.

Технология вторичного вскрытия пластов путем кумулятивной перфорации в настоящее время прошла три этапа развития.

На первом этапе кумулятивную перфорацию проводили в среде бурового раствора. Данные отечественных и зарубежных исследований свидетельствуют, что в этих условиях происходит кольматация глинистыми частицами перфорационных каналов, в результате чего их пропускная способность снижается в 2 раза и более. К сожалению, такая технология применяется на многих месторождениях и сейчас.

Второй этап развития технологии вторичного вскрытия характеризуется использованием в качестве перфорационной среды специальных жидкостей без твердой фазы. Из таких жидкостей наиболее широкое применение нашли водные растворы солей, полимерные солевые растворы, растворы на углеводородной основе (РУО) и некоторые другие.

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. 9.7, 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 перфорационными жидкостями 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 ПАВ 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 кон-

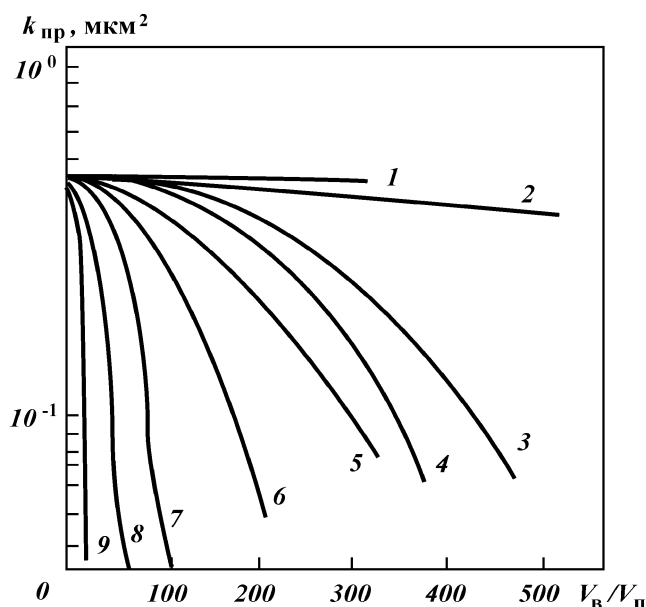


Рис. 9.7. Снижение проницаемости ядра в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды V_v к объему порового пространства ядра V_p .

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

струкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др.

Другим важным вопросом, определяющим состояние ПЗП при вскрытии пластов путем перфорации, является выбор типа специальных жидкостей для конкретных геолого-технических условий.

В процессе вторичного вскрытия под действием избыточного давления происходит фильтрация перфорационной среды из скважины в пласт, что может существенно ухудшить его проницаемость вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата специальных жидкостей.

Важное практическое значение при определении затрат времени и средств на проведение работ по вторичному вскрытию пластов имеет степень заполнения эксплуатационной колонны перфорационной жидкостью.

По этому критерию выделяются две известные технологии вторичного вскрытия пластов.

Первой предусматривается заполнение специальной жидкостью всего ствола скважины. Для ее реализации приходится заготавливать до 50–60 м³ перфорационной жидкости на скважино-операцию. Значительные затраты, связанные с приготовлением, транспортировкой, хранением или утилизацией больших объемов перфорационной жидкости, сдерживают широкое применение этой технологии в отечественной практике.

Перспективным следует считать вторую технологию, предусматривающую закачку порции перфорационной жидкости в зону перфорации. При такой технологии перфорационной жидкостью заполняются, как правило, только 100–300 м нижней части ствола скважины. Для создания необходимой репрессии на вскрываемый продуктивный пласт верхняя часть эксплуатационной колонны заполняется буровым раствором или другой жидкостью соответствующей плотности. За счет многократного уменьшения объема используемой перфорационной жидкости затраты на реализацию этой технологии значительно ниже по сравнению с первой.

Однако при порционной закачке специальная жидкость загрязняется и смешивается с буровым раствором, заполняющим скважину. Последнее обстоятельство сводит на нет целесообразность применения этой жидкости. Поэтому технология вторичного вскрытия с порционной закачкой жидкости специальной плотности в зону перфорации требует использования буферных разделителей, которые должны выполнять следующие функции:

- предотвращать смешение в скважине перфорационной среды и бурового раствора в течение нескольких суток при многократных спусках перфораторов, геофизических приборов и др.;

- обеспечивать свободное прохождение всех приборов до забоя скважины;

- при контакте с перфорационной жидкостью не ухудшать ее свойств в результате загрязнения собственными компонентами.

Известные буферные жидкости предназначены в основном для использования при креплении скважин. Некоторые из них, такие, как водные растворы ПАВ или полимеров, рекомендуется использовать в качестве буферных разделителей при вторичном вскрытии пластов.

9.11. ВЫБОР ТИПА ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

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. Новая методика включает следующие операции:

1) определение начальной нефтепроницаемости ядра k_0 по установившемуся перепаду давления Δp_0 при фильтрации нефти с постоянным расходом;

2) моделирование стадии первичного вскрытия; обработка ядра фильтратом бурового раствора в количестве, соответствующем не менее пяти объемам порового пространства;

3) моделирование стадии вторичного вскрытия; обработка ядра перфорационной жидкостью в количестве, соответствующем не менее пяти объемам порового пространства;

4) моделирование начальной стадии освоения; вытеснение перфорационной жидкости из ядра в обратном направлении фильтратом бурового раствора;

5) моделирование конечной стадии освоения; вытеснение фильтрата бурового раствора нефтью до получения постоянного перепада давления, по которому определяют конечную нефтепроницаемость ядра k_1 и коэффициент $\beta = k_1/k_0$.

В процессе вытеснения фильтрата регистрируют изменение относительного перепада давления на ядре ($\Delta p_T/\Delta p_0$) в зависимости от отношения объема профильтрованных жидкостей к объему порового пространства ($V_{ж}/V_{п}$). Функция $\Delta p_T/\Delta p_0 = f(V_{ж}/V_{п})$ позволяет качественно оценить значение депрессий, необходимое для вызова притока пластового флюида, т.е. степень сложности освоения скважины.

По этой методике исследовано влияние на коллектор основных типов перфорационных жидкостей на водной и углеводородной основе. Опыты проводились с использованием естественных ядер, представленных песчаниками каменноугольных отложений, входящих в разрез Днепровско-Донецкой впадины, длиной 5 см и проницаемостью 0,1–0,3 мкм². Образцы пород экстрагировались с последующим насыщением модели нефтью (80 %) и пластовой водой (20 %).

Результаты экспериментов показали, что эффективность применения специальных жидкостей в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 9.8).

Т а б л и ц а 9.8

Эффективность применения специальных жидкостей

Состав фильтрата, попадающего в керн, при вскрытии		Температура проведения опыта, °С	$\beta = k_1/k_0$
первичном	вторичном		
С учетом условий первичного вскрытия			
0,3% -ный водный раствор КМЦ-600	20% -ный водный раствор CaCl ₂	20	0,62
То же	То же	80	0,58
“	Фильтрат ИЭР	20	0,39
“	То же	80	0,34
0,5% -ный раствор эмульгатора в дизельном топливе	20% -ный водный раствор CaCl ₂	20	0,48
То же	То же	80	0,44
“	Фильтрат ИЭР	20	0,78
“	То же	80	0,73
Без учета условий первичного вскрытия			
–	20% -ный водный раствор CaCl ₂	20	0,72
	Фильтрат ИЭР	20	0,90

Если при разбурировании пластов использовался раствор на водной основе, то применение при перфорации раствора CaCl₂ обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Эксперименты показали, что при прочих равных условиях минимальное загрязнение коллектора достигается в случае использования при первичном вскрытии и перфорации растворов с аналогичной природой смачивания. Сопоставление эффективности применения различных специальных жидкостей на водной основе при перфорации показывает, что полимерные растворы уступают чистым солевым растворам как по степени сложности вытеснения фильтратов, так и по значению коэффициента β .

Следовательно, к наиболее перспективным перфорационным жидкостям в условиях первичного вскрытия пластов с использованием водных растворов следует отнести различные по плотности растворы солей Na⁺, K⁺ и Ca²⁺. Для приготовления солевого раствора плотностью до 1,40 г/см³ целесообразно использовать хлорид кальция, а для получения более тяжелой – бромид кальция.

При реализации высокоэкономичного варианта технологии вторичного вскрытия с порционной закачкой перфорационной жидкости в зону перфорации одним из главных вопросов является выбор буферного разделителя. В этих условиях буфер

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 необходимостью 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.

Следовательно, можно рекомендовать для изоляции порции солевого раствора при вторичном вскрытии пластов использовать в качестве буферной жидкости инвертные эмульсии с повышенным содержанием водного компонента до 60–70 %. Необходимая термостабильность таких систем достигается за счет выбора соответствующего типа эмульгатора. При забойных температурах до 90 °С в качестве последнего может применяться широко используемый в нефтяной промышленности эмультал. Плотность инвертных эмульсий можно регулировать путем использования в качестве водного компонента солевых растворов необходимой концентрации. Повышение плотности эмульсии более 1,20 г/см³ достигается за счет применения твердых утяжелителей, например мела или барита.

9.12. ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

Без тщательной очистки перфорационной жидкости от взвешенных частиц нельзя считать проблему качественного вскрытия пластов решенной. Однако, как показывает

зарубежный опыт, очистка жидкости с применением фильтров сложна и очень трудоемка. В различных отраслях промышленности практикуется удаление взвесей из воды путем осаждения их с помощью коагулянтов и флокулянтов. Как правило, этот метод применяется при осветлении слоев небольшой толщины.

Технологическая схема очистки порции перфорационной жидкости (солевого раствора) в скважине включает следующие этапы:

обработка перфорационной жидкости флокулянтом на поверхности;

доставка жидкости в зону перфорации с изоляцией от бурового раствора буферным разделителем;

отстаивание жидкости на забое для осаждения взвешенных частиц в зумпф.

Метод отстаивания широко применяется для очистки сточных вод при комплексной обработке их коагулянтом и флокулянтом.

Оптимальные условия для очистки перфорационной среды методом отстаивания достигаются при вводе в состав солевого раствора катионов кальция и обработке его 0,005–0,007 % ПАА. Процесс осветления столба солевого раствора высотой 300 м по продолжительности не превышает подготовительных работ к перфорации и, следовательно, не требует дополнительных затрат времени.

Таким образом, при разработанной методике очистки порции солевого раствора на забое скважины достигается высокая степень удаления взвешенных частиц и в отличие от способов очистки перфорационной жидкости, применяемых за рубежом, практически не создаются дополнительные задержки в процессе вторичного вскрытия пластов.

9.13. ТЕХНОЛОГИЯ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ПЕРФОРАЦИИ В СРЕДЕ ОЧИЩЕННОГО СОЛЕВОГО РАСТВОРА

На основе проведенного комплекса исследований разработана технология вторичного вскрытия пластов, предусматривающая заполнение зоны перфорации водным солевым раствором, содержащим катионы кальция и флокулянт, разделение его с буровым раствором порцией инвертной эмульсии, очистку перфорационной среды от твердой фазы методом отстаивания на

забое и проведение работ по перфорации колонны. На подготовительном этапе реализации технологии выбираются типы и объемы жидкостей для заполнения скважины.

9.13.1. СИСТЕМЫ ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В качестве жидкости для заполнения верхней части ствола скважины используется буровой раствор, применяемый при первичном вскрытии продуктивных пластов. Такой раствор должен обладать хорошей седиментационной устойчивостью для предупреждения выпадения утяжелителя и накопления его на границе с буферной жидкостью (БЖ), что может затруднить прохождение перфораторов. Дополнительная обработка бурового раствора до требуемых показателей технологических свойств осуществляется перед началом работ по закачке в скважину перфорационной жидкости. Ниже бурового раствора располагается порция буферной жидкости – разделителя (рис. 9.8). Для предотвращения перемещений жидкостей под действием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, возрастала в направлении сверху вниз не менее чем на $0,20\text{--}0,40 \text{ г/см}^3$.

Данные о рецептурах и показателях технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 9.9.

В качестве водного компонента инвертной эмульсии целесообразно использовать солевой раствор того же типа, которым заполняется зона перфорации. Плотность водного компонента ρ_v определяют исходя из необходимой плотности буферной жидкости $\rho_{б.ж}$ при заданном значении водосодержания B эмульсии:

$$\rho_v = \frac{\rho_{б.ж} - \rho_y(1 - B)}{B}, \quad (9.22)$$

где ρ_y – плотность углеводородного компонента инвертной эмульсии.

Выбор значений B и ρ_v должен, по возможности, исключить или свести к минимуму применение утяжелителя для достижения нужной плотности БЖ. Объем буферной жидкости определяют из расчета на заполнение $100\text{--}150 \text{ м}$ ствола скважины.

Ниже буферного разделителя располагается перфорационная жидкость – перфорационная среда. Солевой раствор, применяемый в качестве перфорационной среды, должен содержать не менее 2 г/л катионов Ca^{2+} (коагулянт) и $0,005\text{--}0,007 \text{ \%}$

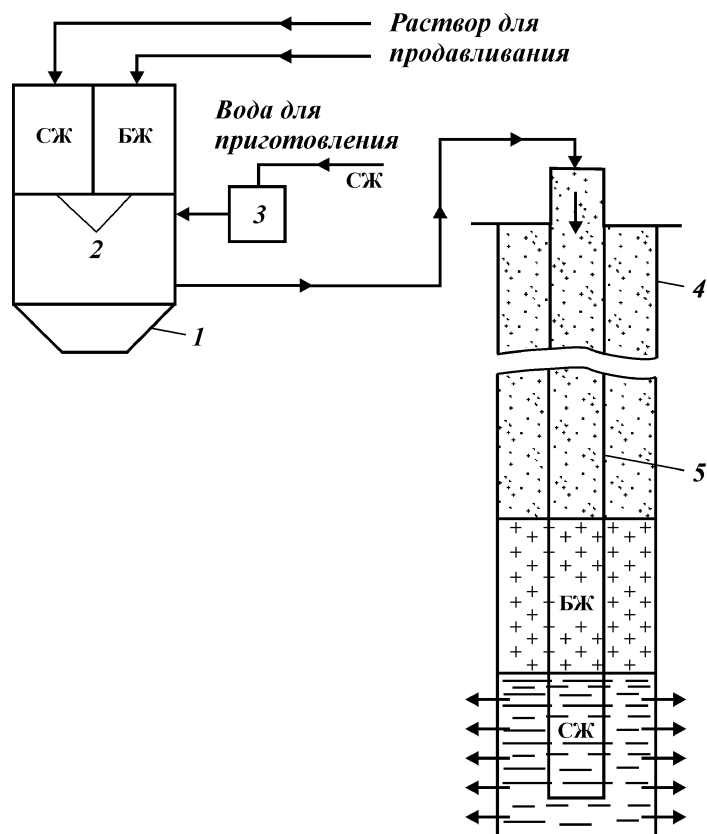


Рис. 9.8. Технологическая схема порционной закачки СЖ в зону перфорации с отделением от раствора в скважине буферной жидкостью:
 1 – цементировочный агрегат; 2 – мерные емкости; 3 – емкость для затворения соли; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – колонна НКТ

ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуется определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, расположенного на 50–100 м выше верхних перфорационных отверстий.

Солевой раствор и буферная жидкость готовятся в глиномешалке или в мерных емкостях цементировочного агрегата (ЦА). В последнем случае для затворения соли используется дополнительная емкость вместимостью 0,5–1 м³. Приготавливать перфорационную жидкость и инертную эмульсию наиболее рационально централизованно, на специальном пункте, с достав-

Т а б л и ц а 9.9

Но- мер ре- цеп- туры	Компоненты буферной жидкости			Контролируемые показатели свойств			Максималь- ная темпера- тура приме- нения, °С
	Наименование	Объемная доля, %	Плотность, г/см ³	Условная вязкость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напряжение электропро- боя, В	
1	Дизельное топли- во	23–28	0,92–0,94	100–150	15–35/20–55	140–180	90
	Эмультал	2					
2	Пресная вода	60–70	0,96–1,20	120–180	15–40/25–70	150–200	90
	Дизельное топли- во	28–38					
3	Эмультал	2	0,96–1,16	130–135	18–20/30–35	180–250	90
	Водный раствор CaCl ₂ *	60–70					
3	Нефть сырая	38	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	Эмультал	2					
	Водный раствор CaCl ₂ *	60					
	Дизельное топли- во	27–37					
3	Эмульгатор “Нефтехим”	3	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	Водный раствор CaCl ₂ *	60–70					

* Значение ρ = 1020 ÷ 1380 кг/см³.

кой на буровую с помощью автоцистерн. Обработка солевого раствора флокулянтам (ПАА), а также добавление при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляется непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по замкнутому циклу в течение 15–30 мин.

9.13.2. ЗАКАЧКА ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНУ

Зона перфорации заполняется порцией солевого раствора после опрессовки эксплуатационной колонны. С этой целью в скважину спускают до забоя колонну НКТ и обвязывают ее с ЦА. Одна мерная емкость ЦА заполняется буферным разделителем, а другая – солевым раствором.

Закачка жидкостей базируется на принципе баланса давлений в колонне НКТ и затрубном пространстве и осуществляется в определенной последовательности (см. рис. 9.8):

буферный разделитель объемом V_1 , обеспечивающем заполнение кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ на заданную высоту H ;

солевой раствор в расчетном объеме;

буферный разделитель объемом V_2 , достаточном для заполнения колонны НКТ в интервале высотой H ;

продавочная жидкость (того же типа, что и заполняющий скважину раствор) в количестве, обеспечивающем доставку перфорационной жидкости в зону перфорации.

Расчет объемов первой и второй порций буферного разделителя производится по следующим формулам:

$$V_1 = 0,785(D_1^2 - D_2^2)H; \quad (9.23)$$

$$V_2 = 0,785D_3^2H, \quad (9.24)$$

где D_1 – внутренний диаметр эксплуатационной колонны; D_2 , D_3 – соответственно наружный и внутренний диаметры НКТ.

Если в скважине перед закачкой перфорационной жидкости находилась вода, а для создания необходимой репрессии на пласт требуется более тяжелая жидкость, то в этом случае после завершения продавливания колонну НКТ поднимают до верхней границы буферного разделителя с последующей заменой воды буровым раствором.

Минимальный разрыв во времени между закачкой СЖ и началом перфорации определяется продолжительностью осаждения взвешенных частиц из зоны перфорации в зумпф. Как правило, это время меньше продолжительности подъема колонны

НКТ и установки на устье скважины перфорационной задвижки.

Дальнейшие работы по перфорации и освоению скважины проводятся в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

9.14. ПЕРФОРАЦИЯ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ

При простреливании обсадных колонн и цементного кольца в последнем возникают напряжения как за счет взрывной волны, так и за счет прохождения пули или кумулятивной струи. Эффективность перфорации в цементном кольце зависит от многих факторов. При прочих равных условиях глубина пробитого канала зависит от плотности преграды, степени насыщения водой и ее механических свойств (предела прочности, пластичности, сопротивляемости кратковременным нагрузкам, сжимаемости и пр.). Однако значения прочности, определенные при статическом приложении нагрузки, не могут полностью характеризовать сопротивляемость породы разрушению, так как при взрыве большую роль играют динамические нагрузки.

Обследование интервала перфорации в скважинах и на стендах с помощью фотоаппаратов и другими методами выявило наличие трещин различных размеров в теле трубы. В отдельных случаях при промывке скважин после перфорации наблюдается вынос обломков цементного камня и породы. Деформация цементного камня сопровождается его растрескиванием и нарушением контакта с обсадной колонной.

С уменьшением механической прочности образцов как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации диаметр отверстия возрастал (особенно при кумулятивной), а поверхность канала становилась менее ровной.

С увеличением температуры до 75 °С как при пулевой, так и при кумулятивной перфорации каналы имели более правильную форму, что объясняется увеличением механической прочности образцов. Трещин не было.

При температуре 110 °С и давлении 10 МПа пределы прочности образцов на изгиб изменялись от 2,72 через 3 ч до 4,6 МПа через 96 ч. При давлении 10 МПа и температуре 140 °С пределы прочности на изгиб и сжатие снижались от 3,08 соответственно и 6,42 МПа через 3 ч до 1,65 и 3,85 МПа через 96 ч. Образцы, твердевшие при более высоких температурах, отличались более рыхлой структурой. При кумулятивной перфорации образцы, твердевшие при температуре 110 °С, имели примерно одинаково

вые отверстия и характер их поверхности. Образцы, твердевшие при более высоких температурах (140 и 200 °С) и давлении 10 МПа, в связи с тем, что цементный камень имел меньшую прочность, сильно разрушились, причем при принятых размерах образцов происходило “выдувание” цементного камня. Во всех случаях на образцах или уцелевших кусках трещинообразования не отмечалось. С увеличением диаметра образцов до 200 мм при простреливании их результаты остались теми же.

С увеличением механической прочности цементного камня снижается глубина проникновения пуль при перфорации ССП-4 1/4". При наличии 10-мм стальной пластины пулевой перфоратор может эффективно пробить цементный камень на глубину 100 мм с прочностью на изгиб 6,0–7,0 МПа. В связи с загрязненностью продуктивных горизонтов практически трудно добиться эффективного сообщения их со скважиной с помощью указанного перфоратора.

При высоких механических прочностях цементного камня не всегда обеспечивается сообщение между пластом и скважиной. Температура и давление практически влияют на поведение цементного камня при перфорации лишь постольку, поскольку они изменяют его механические показатели. Снижение последних приводит к увеличению диаметра отверстия и глубины прострела.

Портландцементный и шлаковый камни, сформированные в скважине ($t = 140$ °С, $p = 45,0$ МПа) между концентрически расположенными трубами при перфорации не растрескивались.

Растрескиваний трубы в этих зонах также не наблюдалось, за исключением лишь тех случаев, когда перфорационные отверстия располагались очень близко друг к другу.

В скважине, где буровой раствор вытесняется не полностью, и он (либо обезвоженная глинистая корка) располагается между цементным камнем и стенкой скважины, цементный камень при перфорации растрескивается и дезинтегрирует, тогда как при сплошном заполнении кольцевого пространства разделения цементного камня на куски не происходит.