

5

ГЛАВА

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ПРИ ВТОРИЧНОМ ВСКРЫТИИ (ПЕРФОРАЦИЯ)

5.1. ПЕРФОРАЦИЯ. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ

Основная задача вторичного вскрытия — создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимальных для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и 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" перфорируются 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, неоднородности, вертикальной трещиноватости и допустимого градиента давления на цементную оболочку эксплуатационной колонны.

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

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:

10–15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 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 перфорация выполняется одним спуском перфоратора.

Слабопроницаемые цементированные пласты рекомендуется вскрывать гидропескоструйной перфорацией.

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

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

В подавляющем большинстве случаев перфорационные работы всех видов в скважинах производятся при репрессии Δp_p на продуктивный пласт. Значение репрессии не должно превышать 5—10 % значения пластового давления (но не более 2,5—3,5 МПа) в зависимости от глубины скважины.

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

Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфорацией, для чего применяют стреляющие или гидропескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпедные и кумулятивные. В последние годы появились пулевые перфораторы с вертикально-криволинейными стволами, обладающие высокой пробивной способностью. Сейчас они ограниченно применяются в некоторых геолого-технических условиях.

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

Для вторичного вскрытия пластов применяются пулевые перфораторы залпового действия с вертикально-наклонными стволами ПВН90, ПВН90Т, ПВТ73, ПВК70 (поперечные габари-

ты 90, 73 и 70 мм), которые могут спускаться в обсадную колонну с минимальным внутренним диаметром 117,5 и 98 мм. У перфораторов типа ПВН в двух взаимно перпендикулярных плоскостях попарно расположены четыре ствола. Для взаимного уравнивания сил отдачи парные стволы идут в opposite 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 типов ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими (предельная температура и максимальное допустимое давление), так и геологическими условиями. 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.

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 формируется в стержне сигарообразной формы и движущемся со скоростью приблизительно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, этот так называемый пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. 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 уп-

лотнение породы вокруг канала, так и разрыхление ее. 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. Из перфораторов типа ПК более распространены перфораторы 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. Малогабаритными бескорпусными перфораторами можно производить вскрытие при спуске их внутри насосно-компрессорных труб. Однако степень воздействия этих перфораторов на обсадную колонну и цементное кольцо значительно выше, чем при использовании корпусных перфораторов. Кроме того, 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 алюминевых оболочках КПРУ65, ПР54.

Размеры перфорационных каналов, получаемые 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. 5.1, пробивная способность перфораторов представлена на рис. 5.2.

Образование канала в преграде при гидropескоструйной перфорации осуществляется за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струи, выходящей из насадки, а также абразивного действия песка, содержащегося в струе. Это пока единственный промышленно применяемый в настоящее время способ вскрытия пластов, исключаящий воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразный в тех случаях, когда механоактивационные процессы могут значительно ухудшить проницаемость пористой среды.

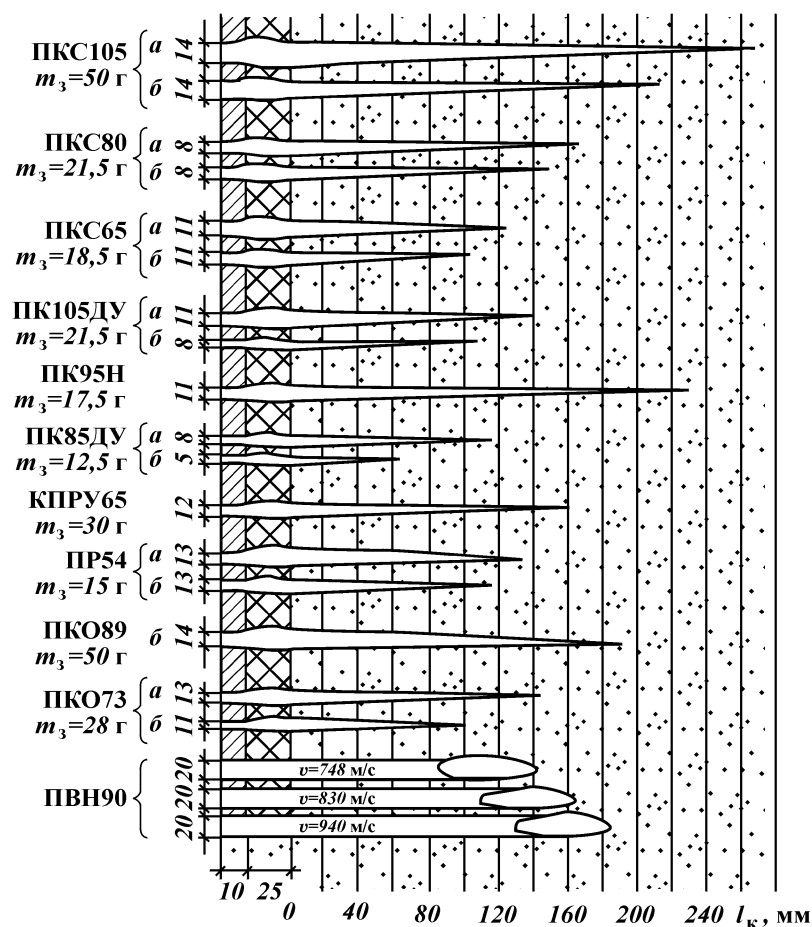


Рис. 5.1. Размеры перфорационных каналов для перфораторов основных типов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна – цементное кольцо – порода):

a – в поверхностных условиях; *б* – при давлении 30 МПа; m_3 – масса заряда; v – скорость пули на выходе из ствола; l_k – длина канала

Гидропескоструйный перфоратор представляет собой стальной корпус с насадками из твердых сплавов, при прокачке через который 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 обра-

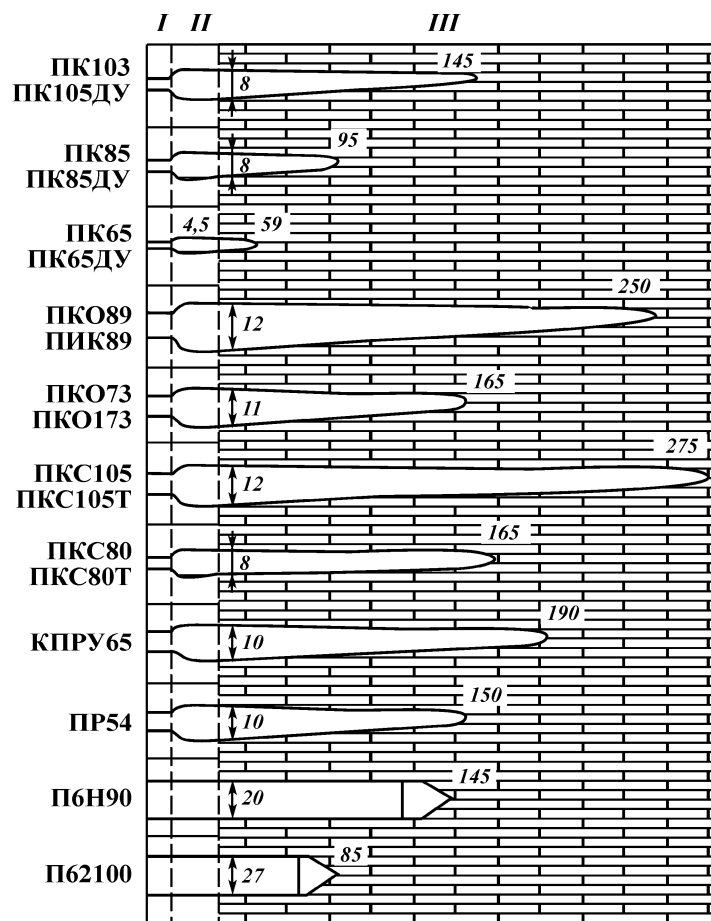


Рис. 5.2. Пробивная способность перфораторов (труба толщиной 10 мм из стали группы прочности Д, цементное кольцо за 25-мм колонной с $\sigma_{сж} = 20$ МПа, предел прочности породы на сжатие $\sigma_{сж} = 45$ МПа при температуре 20 °С и всестороннем давлении 30 МПа): I — обсадная труба; II — цементное кольцо; III — порода

зования 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, разработанный ЦНИЛом (г. Ивано-Франковск) б. объединения "Укрнефть". 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 значение газогидросодержания. Наряду с возможностью увеличения длины канала при гидропескоперфорации с азотом прослеживается еще ряд преимуществ по сравнению с использованием жидкостно-песчаных смесей: создается дополнительный перепад на насадках за счет разности плотностей аэрированной смеси в НКТ и затрубном пространстве, увеличивающейся с ростом глубины скважины. При проведении процесса важным фактором успеха является 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.

5.2. ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ В СКВАЖИНЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ НЕСОВЕРШЕНСТВО ПЗС

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.

Гидродинамически совершенной считается скважина, размещенная в центре кругового пласта с радиусом R_k , свойства которого изотопны во всех направлениях. При этом жидкость поступает к открытому забою и является однофазной и несжимаемой. Из рис. 5.3 видно, что в гидродинамически совершенной скважине основная доля перепада давления сосредоточена в зоне пласта непосредственно вокруг ствола скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м, до стенки скважины радиусом 0,1 м, то половина всего перепада давления расходуется на продвижение жидкости в пористом пространстве

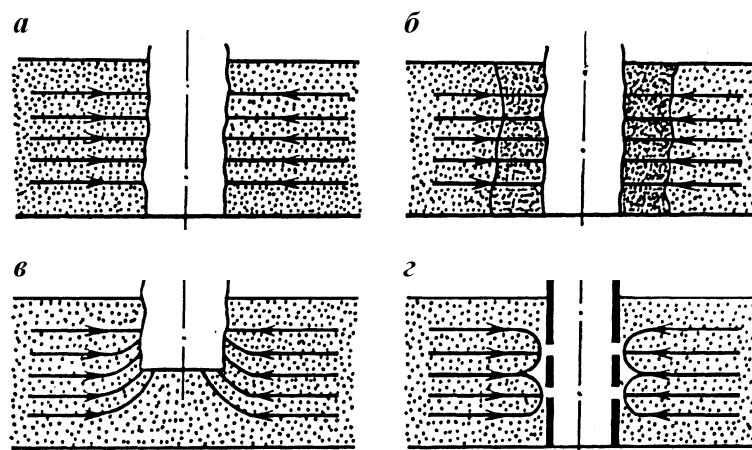


Рис. 5.3. Схема притока и гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта

только в зоне 5,5 м вокруг скважины. Следовательно, призабойная зона играет решающую роль в притоке жидкости к скважине.

Приток жидкости в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и на забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и загустения линий потоков. Как отмечено выше, в общем случае выделяют три типа гидродинамического совершенства скважин:

по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю его толщину;

по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытый забой, а через перфорационные каналы;

по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой сферы в призабойной зоне уменьшена по отношению к природной проницаемости пласта.

В пласте вокруг скважины радиусом r_c образуются две зоны с измененной проницаемостью — зона проникновения фильтрата радиусом $R_{з.п}$ и зона коьматации радиусом r_k (рис. 5.4). Такую скважину называют несовершенной по качеству вскрытия пласта.

Если скважина несовершенна по степени и характеру

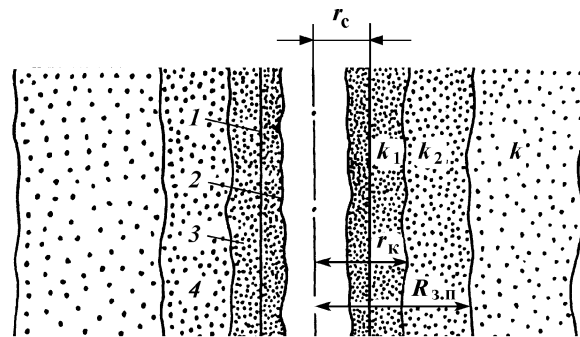


Рис. 5.4. Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением:

1 — стенка скважины; 2 — глинистая корка; 3 — зона коьматации; 4 — зона проникновения фильтрата бурового раствора; k , k_1 , k_2 — проницаемость соответственно природная, в зоне коьматации и зоне проникновения фильтрата; r_c — радиус ствола скважины; r_k — радиус зоны коьматации; $R_{з.п}$ — радиус зоны проникновения фильтрата

вскрытия продуктивного пласта, то коэффициент гидродинамического совершенства

$$\varphi = \frac{\ln(R_k / r_c)}{\ln(R_k / r_c) + c_1 + c_2}, \quad (5.1)$$

где R_k — радиус контура питания; c_1 — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта; c_2 — безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по 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 l . Эти коэффициенты находятся по известным графикам В.И. Щурова, построенным по результатам экспериментов на электrolитических моделях, или по формулам, полученным математической обработкой экспериментальных данных.

Оценим качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (5.1), приняв, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю толщину, т.е. $c_1 = 0$. Результаты расчетов иллюстрируются графически на рис. 5.5. При плотности перфорации 10 отв/м и более (см. рис. 5.5, в) 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.

Поперечный размер каналов перфорации (см. рис. 5.5, б) несущественно влияет на степень совершенства скважин, поэтому нет острой необходимости создавать прострелочную аппаратуру для получения каналов большого диаметра. Увеличение плотности перфорации более 20 отв/м (см. рис. 5.5, в) может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

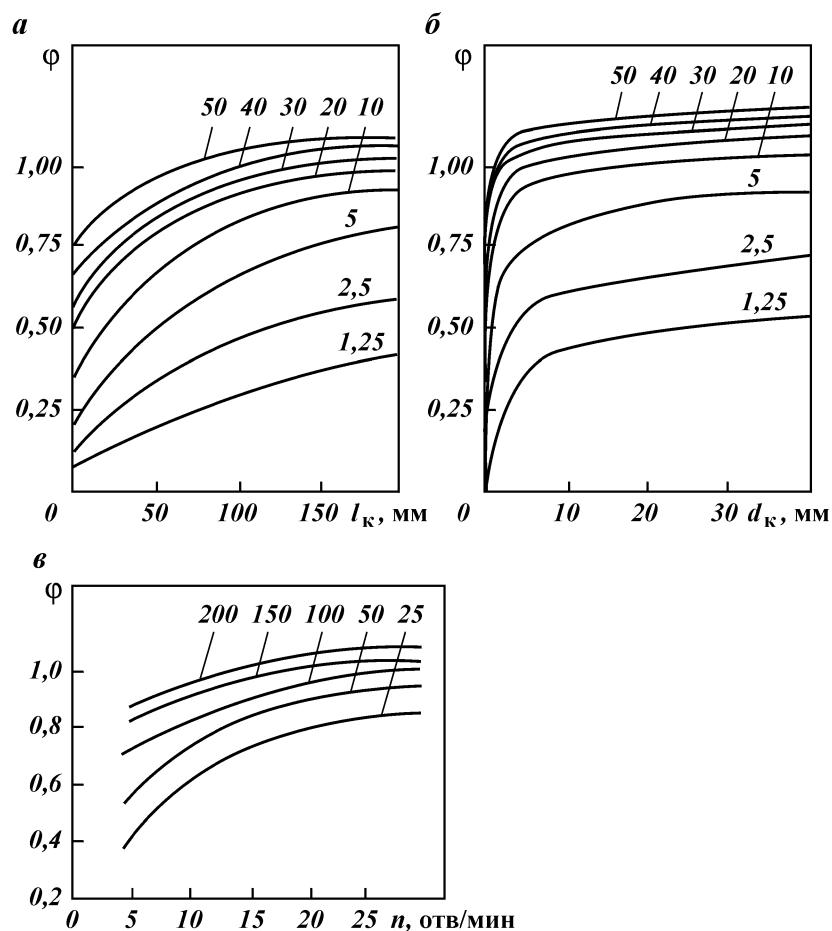


Рис. 5.5. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства φ скважины от различных параметров ($R_k = 400$ м, $r_o = 0,1$ м):
а — от длины канала перфорации l_k ($d_k = 12$ мм; шифр кривых — плотность перфорации, отверстие на 1 м); **б** — от диаметра канала перфорации d_k ($l_k = 150$ мм; шифр кривых — плотность перфорации, отверстие на 1 м); **в** — от плотности перфорации n ($d_k = 12$ мм; шифр кривых — длина канала перфорации l_k , мм)

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать следующие выводы:

при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации необходимо считать плотность не более 12–16 отв/м;

при плотности перфорации 12–16 отв/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 скважины показано на рис. 5.6, из которого следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства φ скважины следует ввести, кроме уже известных коэффициентов, еще безразмерный коэффициент S_{Π} , 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,

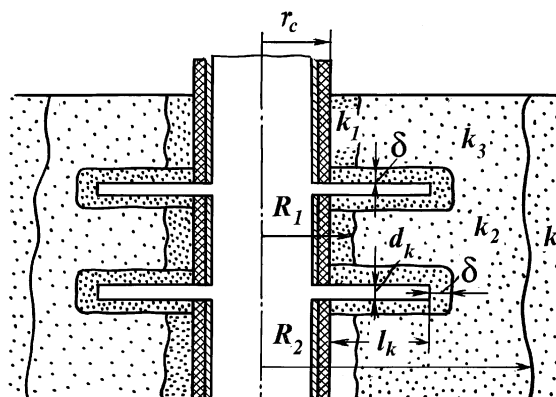


Рис. 5.6. Схематическое изображение призабойной зоны и забоя перфорированной скважины:

r_c — радиус ствола скважины; l_k — длина канала перфорации в породе; d_k — диаметр канала перфорации; R_1 , R_2 — радиус соответственно зоны влияния бурового раствора и ПЗП; δ — размер зоны влияния жидкости перфорации; k , k_1 , k_2 , k_3 — проницаемость соответственно пласта, зоны влияния бурового раствора, ПЗП, зоны влияния жидкости перфорации

геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости, то определить значение скин-эффекта для перфорационных каналов по промысловым исследованиям пока не представляется возможным.

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

$$S_{\Pi} = \frac{1}{n l_{\kappa}} \left(\frac{k}{k_3} - \frac{k}{k_2} \right) \ln \frac{r_{\kappa} + \delta}{r_{\kappa}}.$$

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_{Π} 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.

В результате механоактивации поверхность твердого тела приходит в неравновесное активное состояние. Например, поверхностный центр (атом на поверхности) путем перехода из электронно-колебательного в электронное возбуждение становится активным и способным вступать в реакции с молекулами окружающей среды. За счет пьезоэффекта возникающие в кристаллах электрические поля могут существенно изменить взаимодействие породы с полярной жидкостью, проникшей в пласт, а в некоторых случаях и полностью блокировать эти проводящие пути для жидкости.

Такие явления еще недостаточно изучены, однако имеющийся лабораторный и промысловый материал уже позволя-

ет сделать некоторые выводы и выдать практические рекомендации по выбору наиболее целесообразной технологии вторичного вскрытия пласта.

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 $q_{\text{ф}}$ оказалась равной $q_{\text{ид}}$ 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 пониженной проницаемостью. Следовательно, если бы перфорация в скважине производилась в этих условиях, то для расчета дебита перфорированной скважины можно было бы воспользоваться графиками В.И. Щурова. Следует отметить, что в аналогичных условиях, по данным американских авторов, кумулятивные заряды различных фирм США не дают таких гидродинамически эффективных каналов при отстрелах на депрессии, очевидно, вследствие конструктивных особенностей зарядов и используемой для лабораторных исследований мишени.

Серия отстрелов этих же зарядов при перепаде, направленном из скважины в пласт, с использованием различных жидкостей, заполняющих скважину, проведенная для выяснения количественного влияния твердой и жидкой фазы на степень загрязнения породы вокруг перфорационных каналов, показала следующее. При отстреле зарядов с использованием воды при репрессии на пласт 1 МПа коэффициент совершенства канала оказался равным 0,875. Иными словами, поскольку других причин уменьшения этого коэффициента нет, степень восстановления проницаемости породы равна 87,5 % (первоначальная проницаемость искусственных кернов составляла в данных экспериментах от 0,12 до 0,20 мкм²).

При наличии в зоне перфорации бурового раствора плотностью 1,10 г/см³, а также утяжеленных баритом буровых растворов плотностью 1,60 и 2,00 г/см³, приготовленных на воде, коэффициенты совершенства канала соответственно были равны 0,54; 0,45 и 0,43, хотя глубина и диаметр перфо-

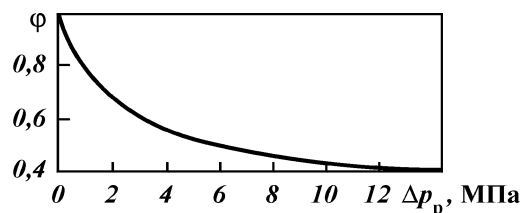


Рис 5.7. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства ϕ канала от значения репрессии Δp_p при перфорации в хроматном растворе

рационных каналов остались практически теми же, что и при перфорации на воде. Это говорит о том, что уменьшение коэффициента совершенства канала от 0,875 до 0,54 и 0,45 может быть объяснено только проникновением твердой фазы в поры породы. Этот канал длиной 111 мм с зоной загрязнения дает такое же значение дополнительных фильтрационных сопротивлений в цилиндрическом керне диаметром 90 мм и длиной 200 мм, как и чистый канал длиной всего 8–18 мм, т.е. несовершенная технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов сводит на нет преимущество длинных перфорационных каналов.

Для оценки влияния значения репрессии, типа бурового раствора и первоначальной проницаемости породы на установке "Пласт" И.Н. Гайворонским и другими исследователями были проведены эксперименты с использованием буровых растворов, нашедших наиболее широкое применение при бурении скважин и их перфорации в Западной Туркмении. На рис. 5.7 представлена зависимость коэффициента совершенства канала от значения репрессии при перфорации в среде хроматного бурового раствора. Видно, что темпы снижения коэффициента совершенства ϕ канала наиболее высоки в интервале репрессии Δp_p до 2 МПа, т.е. даже малейшая репрессия на пласт в момент перфорации приводит к существенному ухудшению качества гидродинамической связи перфорационных каналов с пластом.

На рис. 5.8 показана зависимость коэффициента совершенства ϕ канала от первоначальной проницаемости k искус-

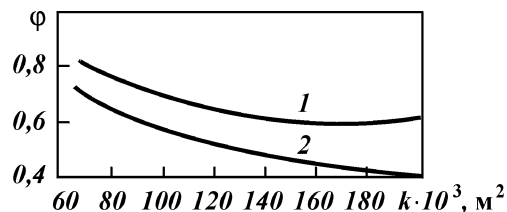


Рис 5.8. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства ϕ канала от первоначальной проницаемости породы k при отстреле зарядов в хроматном (1) и известковом (2) растворах

ственного песчаника, перфорированного на репрессии значением 2 МПа с использованием хроматного и известкового буровых растворов. Видно, что в обоих случаях с ростом первоначальной проницаемости породы коэффициент совершенства канала существенно снижается.

В табл. 5.1 показаны результаты исследований влияния на коэффициент совершенства ϕ типа бурового раствора и соотношения между размерами пор и частиц твердой фазы бурового раствора.

Видно, что чем больше содержится в буровом растворе мелкой фракции и чем больше размер пор, тем в большей 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.

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.

Результаты лабораторных экспериментов дают качественное представление о влиянии отдельных факторов на эффективность вскрытия пластов перфорацией, а результаты лабораторных экспериментов на мишенях с плоскопараллельной фильтрацией нельзя без корректировки переносить на плоскорадиальную (скважинную) систему потока. Так, по резуль-

Таблица 5.1

Влияние типа бурового раствора на коэффициент совершенства

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

татам исследований в США около 80 % всего потока жидкости в плоскопараллельной мишени диаметром 90 мм и длиной 380 мм приходится на последние 20 % перфорационного канала длиной 200 мм. При тех же условиях в плоскорадиальной системе поток жидкости более равномерно распределяется по длине канала. Наличие вокруг перфорационного канала зоны пониженной проницаемости несколько уравнивает распределение потока жидкости по длине канала в этих системах.

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 компьютеров. 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.

Для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфорации хотя бы в 1,5 раз была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обычно превышает 500 мм, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200–300 мм, то выполнить указанное условие на данном уровне развития техники кумулятивной перфорации как правило не удается.

Зависимость коэффициента совершенства от параметров зоны проникновения, образующейся вокруг скважины во время бурения, при длине каналов перфорации 200 мм показана на рис. 5.9, а. Здесь также наглядно видно, что значения коэффициентов совершенства близки к единице при толщине зоны проникновения в 2–3 раза меньшей длины каналов перфорации.

На рис. 5.9, б представлено совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент ги-

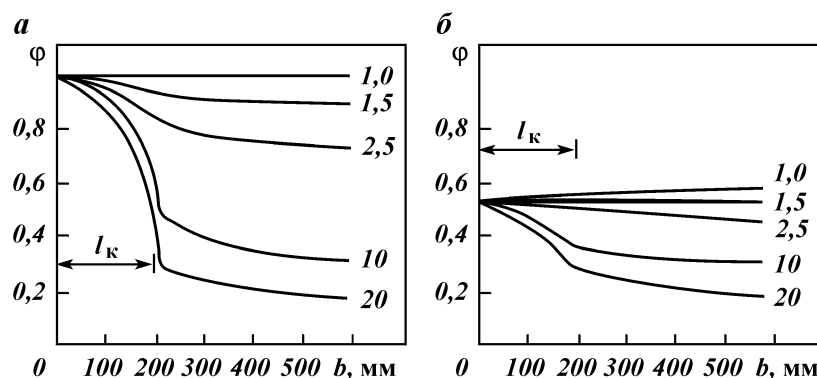


Рис. 5.9. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства φ скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью:
 а — $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отб/м; $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; б — $\beta_3 = 20$, $\delta = 12,7$ мм, $l_k = 200$ мм, $d_k = 6,35$ мм, $n = 13$ отб/м, $r_c = 75$ мм, $R_k = 100$ м; шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

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. 5.9, а.

Предотвратить загрязнение породы при перфорации на репрессии можно следующими мероприятиями:

- применением в качестве задавочного раствора минерализованной (например, пластовой) или пресной воды, обогащенной 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;
- улучшать смачиваемость породы нефтью в присутствии водного фильтрата;

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

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

иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

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 растворами на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, КАУ-ФЭ₁₄, 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 — сульфол, азолят, сульфонатриевые соли СНС и катионные — катапин, выравниватель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой, интенсивнее адсорбируются на поверхности породы.

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

Рассмотренные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда значение пластового давления ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенной (без твердой фазы) перфорационной жидкости следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1,40 г/см³. 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 перфораторы 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 геологическим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное число одновременно спускаемых кумулятивных зарядов не должно превышать 150—300) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала. После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя, и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопродуктивных нефтяных и особенно газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины

пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Однако устройство лубрикатора таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова произвести его спуск в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой — обсадной колонной, а известно, что глубина пробивания в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 5.10). 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 де-

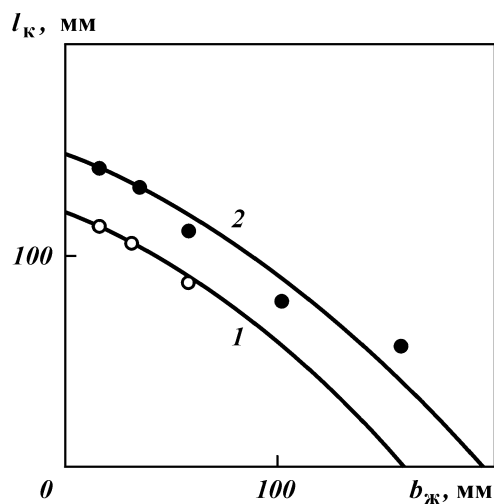


Рис. 5.10. Зависимость длины канала перфорации l_k в породе от толщины слоя воды $b_{ж}$ в зоне перфорации при давлении 30 МПа при использовании различных перфораторов: 1 — ПК103; 2 — ПР54

прессии 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 типов ПК и ПКО. Более того, удалось освоить ранее пропущенные газоносные пласты. Аналогичные результаты с использованием перфораторов типа ПР были получены на Украине.

Недостатком разрушающихся перфораторов является то, что они засоряют забой осколками оболочек заряда и обойм, плотность которых (пластмассовых — $1,40 \text{ г/см}^3$, алюминиевых — $2,70 \text{ г/см}^3$) сравнима с плотностью утяжеленных буровых растворов, с использованием которых иногда производится вскрытие. Это приводит к тому, что они могут остаться в зоне перфорации, создать пробку в НКТ или закупорить устьевый штуцер. Как показывает опыт применения перфораторов типа КПРУ и ПР, на 1 м перфорируемого интервала обсадная колонна внутренним диаметром 125 мм заполняется осколками на высоту 120–140 мм, а без наличия зумпфа это может вызвать осложнения во время освоения или эксплуатации скважины. Подробное описание области и методики применения этого способа перфорации приведено в соответствующих инструкциях по применению прострелочно-взрывной аппаратуры, из которых отметим основные. 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. 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.

Для вскрытия пластов на депрессии по второму варианту с помощью перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах, используют 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 (ПНКТ89 и ПНКТ73) спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания кумулятивных зарядов. 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 типа 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 ударного действия. От этого механизма срабатывает устройство инициирования зарядов. После сообщения пласта со скважиной нефть или газ из пласта поступают в колонну насосно-компрессорных труб как через отверстия в корпусе перфоратора типа 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 перфоратор типа ПНКТ следует еще дополнить, что его более удобно использовать в скважинах с большим углом наклона, где затруднен спуск перфораторов на кабеле; скважинах, где целесообразна перфорация на депрессии, а ис-

пользование 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 (дебитомеров, 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.

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, уплотненностью, расстоянием от ГНК, ВНК и соседних пластов и методов перфорации. В табл. 5.2 приводится рекомендуемая плотность перфорации перфораторами ПКСУЛ80 для условия создания конечной плотности за один этап, т.е. без промежуточного освоения пласта между отдельными спусками перфоратора.

Таблица 5.2

Рекомендуемая плотность перфорации для различных пластов

Категория пород	Проницаемость, мкм ²	Плотность перфорации, отв/м	
		при депрессии	при репрессии
Слабоуплотненные песчано-алевролитовые породы с глинистым цементом	> 0,1 < 0,1	6 10–12	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 < 0,01	10–12 12	18–20 18–24
Тонкослоистые	—	20	20–24

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 перфоратора ПКО89 или близкой к этому значению, 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. 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:

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

- недостаточных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл. 5.3);

- 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 типов ПНКТ, ПК, ПКО и ПКОТ;

Таблица 5.3

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
<i>Кумулятивные</i>			
ПК	80—105	1,3	13
		1,5	15
		1,5	22
ПКО	73—89	1,5	23
ПКОТ	73—89	1,5	25
ПКСУЛ	80—105	1,5	13
ПКС	80—105	1,5	22
ПР	43—54	1,0	7—8
КПРУ	43—54	1	11
Пулевые ПВКТ, ПВТ	70—73	0,8—2,3	23
<i>Гидропескоструйные</i>			
АП-6М100	100	0,8—2,3	10
АП-6М80	8	0,8—2,3	—

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

для перфораторов многих типов имеется ограничение гидростатического давления, начиная с которого они могут быть применены;

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

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

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

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

пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ70, ПВТ73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в коллекторах третьей и четвертой категорий в 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 отв/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 отв/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.

5.3. ВЛИЯНИЕ ТИПА 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 уже давно 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 не нашли широкого применения по различным причинам, главная из которых заключается в несовершенстве существующей практики перфорации скважин с использованием специальных жидкостей.

Перед перфорацией при депрессии башмак НКТ с перфоратором типа 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). После выполнения замены жидкости перфоратор типа ПНКТ или башмаки 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 гидropескоструйной 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 допустимого значения;

- 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, значения 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 углеводные 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 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 достаточного 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 коагуляция 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 др.

Применение специальных жидкостей при вторичном вскрытии пластов дает более положительный эффект по сравнению с перфорацией в среде бурового (глинистого) раствора. Однако при этом не исключается кольтация пласта коллектора взвешенными частицами, попадающими в жидкость в процессе ее приготовления, транспортировки и закачки в скважину.

Основными источниками загрязнения перфорационных жидкостей при закачке в скважину являются остатки бурового раствора в колонне, манифольде, задвижках и других элементах циркуляционной системы. Значительное количество нерастворимых твердых частиц содержится в технической воде и солях, используемых для приготовления перфорационных жидкостей. В частности, концентрация взвешенных частиц в воде поверхностных источников, используемых на нефтепромыслах, колеблется от 50 (маломутные воды) до 250 мг/л и более (мутные). Как показали анализы проб, концентрация твердых частиц в перфорационных жидкостях после закачки в скважину достигает 1000–2000 мг/л. При таком загрязнении достигнуть положительного эффекта при вскрытии пласта невозможно. Об этом наглядно свидетельствуют данные зарубежных исследований, представленные на рис. 5.11, 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 поверхностно-активных веществ по замкнутому циклу емкость —

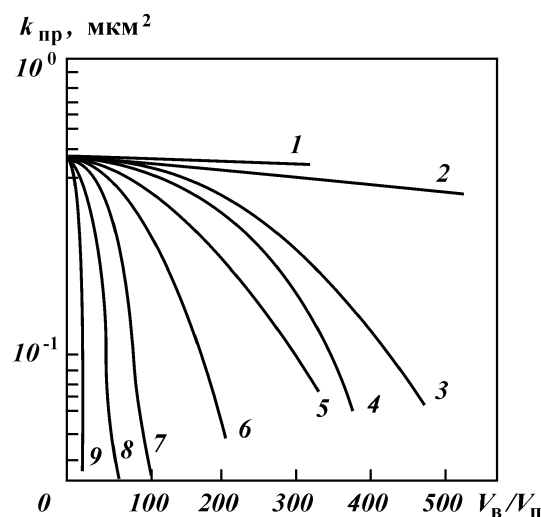


Рис. 5.11. Снижение проницаемости $k_{пр}$ ядра в результате фильтрации воды с различной концентрацией твердой фазы в зависимости от отношения объема воды $V_в$ к объему порового пространства ядра $V_п$:

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

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

замещение воды отфильтрованной перфорационной жидкостью.

Для удаления из воды вымываемых твердых частиц и перфорационных жидкостей используют фильтры различных конструкций: сетчатые, с фильтрующими элементами в виде пластин, заполненные кварцевым песком и др. Такие фильтры позволяют снизить концентрацию взвешенных частиц в жидкости до 2 мг/л. Однако промысловые данные свидетельствуют, что фактическая концентрация твердых частиц в перфорационных жидкостях после фильтрования достигает 10 мг/л.

Продолжительность работ по очистке скважины и перфорационных жидкостей может достигать 10 сут в зависимости от объема фильтруемых жидкостей и пропускной способности применяемых фильтров. Несмотря на значительную трудоемкость, эта технология нашла широкое применение за рубежом и считается экономически оправданной.

В отечественной практике работы по снижению уровня

загрязнения используемой при перфорации жидкости не проводятся, что, безусловно, снижает эффект применения перфорационных жидкостей. По этой причине повышение качества вторичного вскрытия пластов в настоящее время зависит, в первую очередь, от решения вопроса очистки специальных жидкостей от взвешенных частиц.

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 скважин в пласт, что может существенно ухудшить его проницаемость вследствие вторичного изменения коллекторских свойств в зоне проникновения фильтрата специальных жидкостей.

При существующей экспериментальной методике определения степени воздействия перфорационных жидкостей на пласт не учитывается наличие в нем фильтрата бурового раствора и других технологических жидкостей. Такая методика не дает полной характеристики влияния перфорационной среды на ПЗП, что затрудняет правильный выбор типа специальной жидкости и является одной из причин снижения эффективности ее применения.

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, на которые возлагаются 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.

5.4. ВЫБОР ТИПА ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ ПЕРФОРАЦИИ

При выборе типа перфорационной жидкости для заполнения зоны перфорации необходимо руководствоваться правилами, определяющими требования к фильтру бурового раствора на стадии первичного вскрытия. Кроме того, необходимо учитывать и свойства фильтрата, проникшего в пласт в процессе первичного вскрытия. Последнее условие в настоящее время чаще всего игнорируется. Как следствие в ряде работ при перфорации рекомендуется использовать растворы на углеводородной основе, когда первичное вскрытие осуществлялось с применением водных растворов. Справедливость такой рекомендации вызывает сомнения, поэтому она требует экспериментальной проверки.

Проведенные экспериментальные исследования по определению комплексного влияния на коллектор всех технологических жидкостей показали, что воздействием на керн фильтрата тампонажного раствора можно пренебречь. Такое упрощение методики не оказывает существенного влияния на

относительную оценку эффективности применения перфорационных жидкостей при условии, что фильтраты тампонажного и бурового растворов аналогичны по природе смачивания. На практике обычно это условие выполняется.

В окончательном виде 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 ($\Delta p_r/\Delta p_0$) в зависимости от отношения объема профильтрованных жидкостей к объему порового пространства ($V_{\text{ж}}/V_{\text{п}}$). Функция $\Delta p_r/\Delta p_0 = f(V_{\text{ж}}/V_{\text{п}})$ 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 моделью нефти (80 %) и пластовой водой (20 %).

Результаты экспериментов показали, что эффективность применения специальных жидкостей в значительной степени зависит от условий первичного вскрытия пластов (табл. 5.4). Если при разбуривании пластов использовался раствор на водной основе, то применение при перфорации раствора CaCl_2 обеспечивает коэффициент $\beta = 0,58$, в то время как

Таблица 5.4

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

инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР) позволяет получить $\beta = 0,34$.

Причина низкой эффективности применения РУО заключается в том, что при использовании противоположных по природе смачивания бурового раствора (на водной основе) и перфорационной жидкости (на нефтяной основе) в коллекторе появляется новая зона водоуглеводородного контакта, образованная фильтрациями этих систем. При этом создаются благоприятные условия для образования в ПЗП вязких водо-нефтяных эмульсий и блокирования части поровых каналов водным фильтратом. Кроме того, при указанном сочетании перфорационной жидкости и бурового раствора в зоне их контакта происходит двухфазная фильтрация.

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 буровых растворов следует отнести различные по плотности растворы солей $\text{Na}^+ \cdot \text{K}^+$ и Ca^{2+} . Для приготовления солевого раствора плотностью до $1,40 \text{ г/см}^3$ 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, как было показано выше, 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.

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°C в качестве последнего может применяться широко используемый в нефтяной промышленности эмуль-

Плотность инвертных эмульсий можно регулировать путем использования в качестве водного компонента солевых растворов необходимой концентрации. Повышение плотности эмульсии более $1,20 \text{ г/см}^3$ достигается за счет применения твердых утяжелителей, например, мела или барита.

5.5. ОЧИСТКА ПЕРФОРАЦИОННОЙ СРЕДЫ ОТ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ

Без выполнения 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.

Применительно к условиям очистки перфорационной жидкости можно было бы использовать комбинированный метод — промывку ствола скважины до выхода чистой воды и закачку порций жидкости, из которой предварительно с помощью коагулянтов и флокулянтов выделена твердая фаза. Однако результаты исследований показывают, что в процессе закачки в зону перфорации порции специальной жидкости происходит интенсивное загрязнение ее твердыми частицами. Исключить этот процесс практически невозможно, поэтому наиболее целесообразно удалять твердые частицы из перфорационной жидкости после доставки ее на забой скважины.

Анализ известных способов очистки жидкостей показал, что такая задача может быть решена также методом отстаивания. Сущность очистки жидкости этим методом на забое заключается в осаждении под действием сил гравитации флокулированных твердых частиц из зоны перфорации в зумпф скважины.

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

- обработка перфорационной жидкости флокулянтom 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 коагулянтom и флокулянтom. Однако экспериментальные данные, приводимые в литературе, носят разрозненный характер и не касаются очистки высоконцентрированных солевых растворов, тем более слоев большой толщины.

Вследствие этого для реализации процесса очистки жидкости потребовалось проведение экспериментальных исследований с целью выбора типа флокулянта и его оптимальной дозы, а также определения необходимого времени отстаивания этой жидкости в скважине и оценки достигаемой степени очистки.

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.

Результаты экспериментов показали, что 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.

5.6. 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.

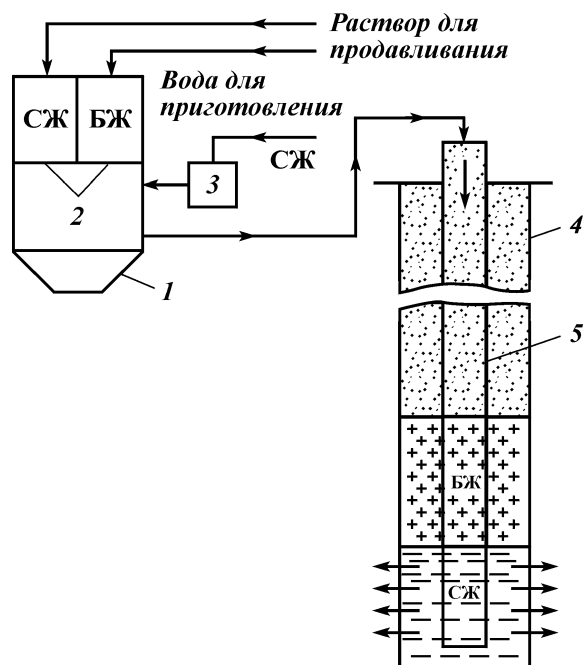


Рис. 5.12. Технологическая схема порционной закачки СЖ в зону перфорации с отделением от раствора в скважине буферной жидкостью:
 1 — цементировочный агрегат; 2 — мерные емкости; 3 — емкость для затворения соли; 4 — эксплуатационная колонна; 5 — колонна НКТ

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. 5.12). Для предотвращения перемещений жидкостей под действием гравитационной силы необходимо, чтобы плотность растворов, заполняющих скважину, возрастала в направлении сверху вниз не менее чем на $0,20 - 0,40 \text{ г/см}^3$.

Таблица 5.5

Но- мер ре- цеп- туры	Компонен- ты буфер- ной жидко- сти	Объем- ная доля компо- нента, %	Плот- ность бу- ферной жидко- сти, г/см ³	Контролируемые показатели свойств			Макси- мальная темпе- ратура приме- нения, °С
				Услов- ная вяз- кость, с	Статическое напряжение сдвига через 1/10 мин, дПа	Напря- жение элек- тро- пробоя, В	
1	Дизельное топливо	23–28	0,92–0,94	100–150	15–35/20–55	140–180	90
	Эмульгал Пресная вода	2 60–70					
2	Дизельное топливо	28–38	0,96–1,20	120–180	15–40/25–70	150–200	90
	Эмульгал Водный раствор	2 69–70					
3	CaCl ₂ *		0,96–1,16	130–135	18–20/30–35	180–250	90
	Нефть сы- рая	38					
	Эмульгал	2	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	Водный раствор	60					
	CaCl ₂ *						
	Дизельное топливо	27–37	0,96–1,20	110–170	15–35/20–60	250–350	150
	Эмульга- тор "Неф- техим"	3					
	Водный раствор	60–70					
	CaCl ₂ *						

* Значение $\rho = 1020 - 1380$ кг/м³.

Данные о рецептурах и показателях технологических свойств инвертных эмульсий, рекомендуемых для применения в качестве буферных разделителей, приведены в табл. 5.5.

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 $\rho_{бж}$ при заданном значении водосо-
 держания B эмульсии:

$$\rho_{\text{в}} = \frac{\rho_{\text{бж}} - \rho_{\text{у}}(1 - B)}{B}, \quad (5.2)$$

где $\rho_{\text{у}}$ — плотность углеводородного компонента инвертной эмульсии.

Выбор значений B и $\rho_{\text{в}}$ должен, по возможности, исключить или свести к минимуму применение утяжелителя для достижения нужной плотности БЖ. Объем буферной жидкости определяют из расчета на заполнение 100–150 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 0,005–0,007 % ПАА (флокулянт). Объем порции солевого раствора рекомендуют определять из расчета на перекрытие нижней части ствола скважины до уровня, расположенного на 50–100 м выше верхних перфораций 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 доставкой на буровую с помощью автоцистерн. Обработка солевого раствора флокулянтом (ПАА), а также добавление при необходимости коагулянта (CaCl_2) осуществляются непосредственно в емкости ЦА при перемешивании в процессе циркуляции по замкнутому циклу в течение 15–30 мин.

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. Однако мерная емкость ЦА заполняется буферным разделителем, а вторая — солевым раствором.

Закачка жидкостей базируется на принципе баланса давлений в колонне НКТ и затрубном пространстве и осуществляется в определенной последовательности (см. рис. 5.12):

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

солевой раствор в расчетном объеме;

буферный разделитель в объеме 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:

$$V_1 = 0,785(D_1^2 - D_2^2)H; \quad (5.3)$$

$$V_2 = 0,785D_3^2H, \quad (5.4)$$

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.

5.7. ПЕРФОРАЦИЯ В ГАЗОВОЙ СРЕДЕ

На месторождениях предприятия Кубаньгазпром впервые в отечественной практике в широких промышленных масштабах нашел применение способ вскрытия продуктивного пласта путем перфорации в газовой среде. Наибольший эффект этот способ дает при переводе работы скважин с одного горизонта на другой, вышележащий или нижележащий, ранее не эксплуатировавшийся. После определения герметичности эксплуатационной колонны (если все ранее вскрытые объекты были изолированы) башмак насосно-компрессорных труб, оборудованный воронкой, устанавливается на 3—5 м выше верхнего интервала перфорируемого горизонта. Устанавливается фонтанная арматура и производится обвязка скважины для освоения и работы ее в газопровод. С помощью воздушного компрессора и цемен-

тировочного агрегата из скважины полностью удаляются жидкости глушения. Газом из шлейфа для удаления воздуха осуществляется продувка скважины. Устанавливается лубрикатор, через который в скважину по НКТ спускаются каротажной партией до заданной глубины специально разрушающиеся перфораторы ПР54 или ПР43 и производится выстрел.

О вскрытии горизонта свидетельствует быстрый подъем давления на устье скважины. В зависимости от интервала перфорации производится дополнительно необходимое число спусков перфоратора. Плотность перфорации составляет 10 отв/м, а длина вскрываемого фильтра за один спуск достигает 15 м.

Практикой установлено, что перед выстрелом желательно в скважине создать максимальное избыточное давление газа из шлейфа. В этом случае значительно уменьшается интенсивность поступления пластового флюида из вскрытых отверстий и предотвращаются имевшие место случаи смятия каротажного кабеля, расположенного ниже башмака НКТ. После извлечения каротажного кабеля и демонтажа лубрикатора скважина в течение 1–2 ч отрабатывается на факел, а затем подключается к коллектору для эксплуатации.

Высокая эффективность перфорации скважины в газовой среде обусловлена тем, что вскрываемый горизонт практически не контактирует с промывочной жидкостью и скважина вводится в эксплуатацию сразу же после перфорации с максимально возможным дебитом.