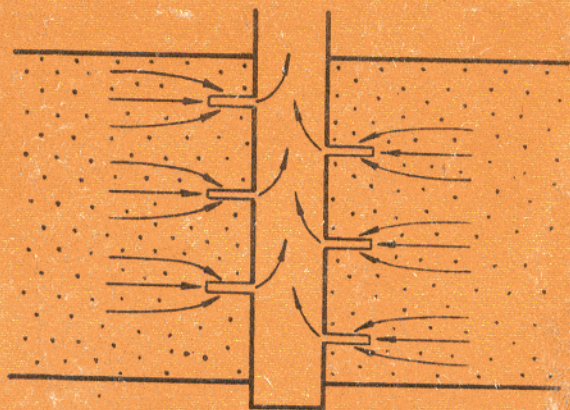


И.Н. ГАЙВОРОНСКИЙ
Р.Г. АХМАДЕЕВ
А.А. МОРДВИНОВ

**ВСКРЫТИЕ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
БУРЕНИЕМ И ПЕРФОРАЦИЕЙ
И ПОДГОТОВКА СКВАЖИН
К ЭКСПЛУАТАЦИИ**



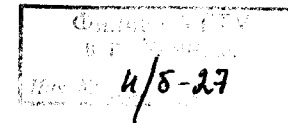
Министерство высшего и среднего специального
образования РСФСР

Ухтинский индустриальный институт

И. Н. ГАЙВОРОНСКИЙ, Р. Г. АХМАДЕЕВ, А. А. МОРДВИНОВ

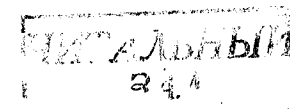
**ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
БУРЕНИЕМ И ПЕРФОРАЦИЕЙ
И ПОДГОТОВКА СКВАЖИН
К ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Учебное пособие



Пермский университет

Пермь 1985



на
дня.
ду
льх
цае-
учно
ав и
ямо
е-
х

Гайворонский И. Н., Ахмадеев Р. Г., Мордвинов А. А. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации: Учебное пособие/Ухтинский индустриальный институт, 1985. — 80 с.

В учебном пособии на основе достижений отечественной и зарубежной науки и практики рассмотрено влияние основных факторов на качество вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией, раскрыты отрицательные последствия применяемых нерациональных технологий заканчивания. Описаны технологии вскрытия продуктивных пластов перфорацией без загрязнения призабойной зоны. Изложены методики определения степени совершенства скважин по промысловым данным.

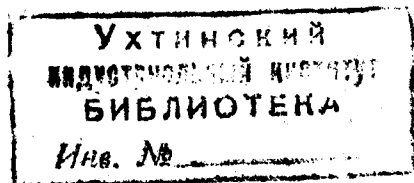
Для студентов вузов специальности 0205 «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» и других специальностей нефтегазового профиля. Представляет интерес для аспирантов, сотрудников научно-исследовательских организаций и специалистов нефтегазовой промышленности, занимающихся вопросами вскрытия продуктивных пластов и повышением продуктивности скважин.

Библ. 12, табл. 4, ил. 29.

Рецензенты: докт. техн. наук, проф. Р. С. Яремичук (Иваново-Франковский институт нефти и газа) и зам. директора по научной работе У. С. Карабалин (КазНИГРИ).

Печатается по постановлению редакционно-издательского совета УИИ и плану издания Минвуза РСФСР.

Ответственный редактор канд. техн. н., доц. А. А. Мордвинов



Темплан 1985, поз. 1761

Дано в набор 23.12.85. Подписано в печать 10.12.85. Б. 06401. Формат 60×90¹/₁₆. Бум. тип. № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 5. Уч.-изд. л. 4,8. Тираж 1100 экз. Цена 20 к. Заказ 819.

Издательство Пермского университета. 614600. Пермь, л. Букирева, 15

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая отрасли промышленности, призваны обеспечивать народное хозяйство страны необходимым количеством нефти и газа. С этой целью нужно постоянно наращивать количество скважин как новых нефтедобывающих мощностей. Ежегодно в стране находятся в бурении многие тысячи разведочных, добывающих и нагнетательных скважин. В этой связи особую важность приобретает вопрос качества вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией. Качественное вскрытие нефтегазо-насыщенных пластов бурением и перфорацией имеет исключительно важное, часто решающее, значение для правильной оценки продуктивности пластов, подсчета запасов нефти и газа, достижения максимально возможной нефтегазоотдачи пластов, сокращения сроков строительства, испытания и освоения скважин, выбора эффективных методов интенсификации работы скважин и пластов, успешного выполнения плановых заданий по добыче нефти и газа.

Хотя вопросам вскрытия пласта и подготовки скважин к эксплуатации уделяется значительное внимание, тем не менее еще большая часть скважин работает с низкой продуктивностью. Анализ литературных и промысловых данных показывает, что применяемая технология вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией, технология подготовки скважин к эксплуатации часто не обеспечивают достаточно эффективной гидродинамической связи пласта и скважины. Обработка обширного промыслового материала показала, что средняя величина коэффициента гидродинамического совершенства скважин — основного критерия оценки эффективности гидродинамической связи пласта и скважины — имеет значение 0,6. Следовательно, так называемая «средняя скважина» работает только на 60 % от своих потенциальных возможностей. Поэтому очень важно сохранить проницаемость породы в призабойной зоне путем применения научно обоснованных технологий вскрытия продуктивных пластов и подготовки скважин к эксплуатации. Для этого необходимо четко представлять влияние условий в скважине при бурении и перфорации на изменение фильтрационно-емкостных свойств породы в околоскважинной зоне, уметь оценивать

эффективность гидродинамической связи пласта и скважины, уметь правильно подбирать в каждом конкретном случае такую технологию заканчивания, чтобы обеспечивать потенциальную продуктивность скважины, т. е. высокую эффективность гидродинамической связи пласта и скважины.

В настоящее время отсутствует учебник или учебное пособие для вузов, где были бы изложены современные представления о вскрытии продуктивных пластов бурением и перфорацией. Данное учебное пособие восполняет указанный пробел в подготовке инженеров для нефтегазодобывающей отрасли народного хозяйства страны. В пособии на доступном для студентов уровне изложены вопросы технологии вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией, рассмотрены процессы, происходящие при этих операциях в призабойной зоне. Особое внимание уделено выбору рациональных технологий вскрытия продуктивных пластов, применение которых в значительной степени повышает эффективность гидродинамической связи пласта и скважины. Изложены методики оценки степени гидродинамического совершенства скважин. Обобщены достижения отечественной и зарубежной науки и практики, а также результаты многолетних исследований авторами рассматриваемой проблемы.

И. Н. Гайворонским написаны разделы 1.3, 2, 3.1—3.4; Р. Г. Ахмадеевым — 1.1. и 1.2; А. А. Мордвиновым — введение, 4 и 5; И. Н. Гайворонским и А. А. Мордвиновым — 3.5.

1. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ БУРЕНИЕМ

1.1. Технология бурения скважин в продуктивных пластах

Состояние призабойной зоны во многом определяет эффективность скважинной разработки нефтяных и газовых месторождений. Лучше разрабатываются месторождения, если призабойная зона, по крайней мере, не ухудшена в процессе бурения, крепления и освоения скважин. Коллекторские свойства пород в призабойной зоне изменяются в результате как физико-механического, так и физико-химического воздействия.

Физико-механическое воздействие на продуктивные пласты оказывают:

- разгрузка горного массива скважинной выработкой;
- противодействие столба бурового раствора;

- гидродинамические условия на забое скважины;
- фильтрация промывочных жидкостей;
- температурный режим в скважине;
- движущиеся бурильная колонна и породоразрушающий инструмент.

Влияние физико-химических факторов в скважине проявляется через действие адсорбционных (в основном, гидратационных), капиллярных и диффузионно-осмотических сил.

К сожалению, современная технология глубокого вращательного бурения на нефть и газ пока имеет ограниченный арсенал средств для кардинального управления различными процессами в призабойной зоне.

Выбор того или иного технологического приема определяется методом вхождения в продуктивную залежь. Эти методы принципиально отличаются друг от друга тем, что продуктивный пласт чаще разбуривают и обсаживают колонной, не перекрывая предварительно вышележащие породы. Реже его вскрывают бурением одного или нескольких стволов, предварительно спустив до кровли залежи обсадную колонну, применяя специальную технологию. Такая технология, в основном, определяется промывкой и рецептурами буровых растворов.

Циркуляция бурового раствора в скважине обеспечивает вынос породы и охлаждение породоразрушающего инструмента. При этом буровой раствор для предотвращения нефтегазопроявлений должен иметь плотность, достаточную для поддержания соответствующего противодействия на пласты. В соответствии с едиными техническими правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать гидростатическое давление, превышающее пластовое на величину, в зависимости от глубины, 1,5—3,5 МПа. В действительности репрессии на продуктивные пласты оказываются существенно большими из-за дополнительных давлений, возникающих при движении раствора или бурового инструмента в ней.

Существующий избыток давления приводит к фильтрации бурового раствора в пласт. Для уменьшения фильтрации и загрязняющего воздействия раствора на пласты, особенно с аномально низкими давлениями, бурение следует вести на равновесии, используя для этого нефтяные эмульсии и суспензии, аэрированные жидкости и пены, а также переходить на продувку скважины газообразными агентами. Однако, даже при применении метода бурения на равновесии нередко вода из эмульсии, пены и тумана впитывается в продук-

тивный пласт под действием капиллярных и осмотических сил.

При бурении в пластах с аномально высокими пластовыми давлениями приходится учитывать, что разность между индексом давления поглощения и коэффициентом аномальности, как правило, тем меньше, чем выше коэффициент аномальности. Поэтому вероятность гидроразрыва или раскрытия естественных трещин в этих пластах при промывке скважины и спуско-подъемных операциях выше.

Бурение в пластах с аномально высокими давлениями, особенно имеющих значительную толщину, требует высокой технологической культуры, поскольку поддержание минимального положительного дифференциального давления обычно затруднено. Эффективным в этих случаях является применение метода бурения на равновесии. Поддержание нулевого дифференциального давления позволяет улучшить технико-экономические показатели бурения и уменьшить загрязнение продуктивного пласта. Для избежания нефтегазопроявлений при бурении на равновесии устье скважины герметизируют, а буровой раствор постоянно дегазируют.

В последние годы активно разрабатываются и начинают применяться технические средства и технологии, обеспечивающие эффективную изоляцию продуктивных пластов от бурящейся скважины за счет неглубокой, но надежной их кольматации твердой фазой буровых растворов или специальными добавками в растворы.

1.2. Особенности фильтрации буровых растворов в проницаемые породы

Буровые растворы в большинстве случаев представляют из себя суспензии тонкодисперсных минеральных (глинистых) частиц в воде и водных растворах солей и полимеров. Одной из важнейших функций бурового раствора является образование на стенке скважины малопроницаемой корки в результате процесса фильтрации растворов по поровому пространству пород проницаемых пластов. Изучением проблем, связанных с гидродинамическим и физико-химическим воздействием буровых и тампонажных растворов на продуктивные пласты, занимаются многие исследователи. Плодотворно работает в этом направлении доцент МИНХ и ГП имени И. М. Губкина В. М. Подгорнов, работы которого использованы при написании данного раздела.

Известно, что скорость фильтрации суспензии через пористые среды прямо пропорциональна градиенту давления и

обратно пропорциональна сопротивлению, возникающему при движении суспензии через поровое пространство среды и слой образующейся фильтрационной корки (рис. 1).

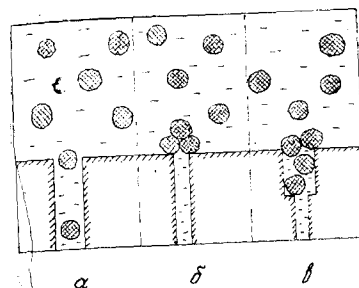


Рис. 1. Схематическое изображение фильтрации суспензий через пористую среду: а — без разделения фаз; б — с разделением фаз; в — с образованием зоны кольматации

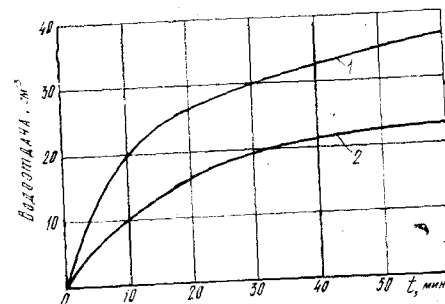


Рис. 2. Водоотдача глинистых растворов в динамических (1) и статических (2) условиях

Процесс образования корки схематично может быть представлен следующим образом. Наиболее простым является случай, когда твердые частицы раствора задерживаются на поверхности стенки скважины, т. е. не проникают в поровые каналы, поскольку превышают поперечные размеры пор. Если размер твердой частицы меньше размера поры в самом узком ее сечении, частица может пройти через пору вместе с фильтратом. Однако, она может задержаться внутри поры в результате адсорбции на стенках поры или торможения на участке поры, который имеет неправильную форму. Такая застрявшая частица уменьшает эффективное сечение поры, и вероятность задерживания в ней последующих твердых частиц увеличивается. Возможен также случай, когда отдельная твердая частица полностью закупоривает пору и делает ее непроходимой для других частиц. Наконец, небольшая по сравнению с порами частица может не войти в пору и остаться на поверхности проницаемой среды. Это происходит тогда, когда у входа в пору образуется слой из нескольких относительно небольших частиц, которые пропускают жидкость и задерживают другие твердые частицы. Существенным при этом является то, что твердые частицы успешно задерживаются пористой средой, средние размеры пор которой могут значительно превышать средний размер отделяемых частиц.

Структура фильтрационной корки, ее сопротивление потоку фильтрующегося из скважины в пласт бурового раствора зависят от условий фильтрации, свойств дисперсной фазы и дисперсионной среды, от условий образования суспензии раствора и наличия в растворе коагулирующих пептизирующих веществ, от поверхностных явлений на границе раздела твердой и жидкой фаз.

Детальное исследование проф. В. С. Барановым свойств глинистых корок, сформировавшихся в статических условиях (т. е. при отсутствии циркуляции бурового раствора), показало, что свойства различных слоев корки различны, что прилегающие к фильтру слои являются наиболее уплотненными и обезвоженными. Напротив, внешние слои корки являются рыхлыми и обильно насыщенными влагой. Было установлено, что коэффициент сжимаемости корки существенно зависит от индивидуальных особенностей химических реагентов, используемых для обработки бурового раствора, и оказывает большое влияние на характер изменения удельного сопротивления корок при увеличении перепада давления.

Считается, что плотность корки не зависит от концентрации твердой фазы в буровом растворе, толщина корки является функцией времени, а различная степень уплотнения объясняется увлекающей способностью фильтрата. При фильтрации более мелкие твердые частицы проникают вместе с фильтратом внутрь корки и уплотняют ее слои. Это подтверждается экспериментами проф. О. К. Ангелогуло и Л. К. Мухина, сущность которых заключалась в комбинации фильтрации промычных растворов из различных окрашенных глин. Сначала в камеру фильтр-пресса наливали исходный раствор и формировали в течение некоторого времени корку на бумажном фильтре. Затем исходный раствор заменяли новым, качественно отличным от него, и продолжали формирование корки. Было замечено, что некоторое количество мелких частиц твердой фазы второго промычного раствора действительно проникало в поровые каналы корки, сформировавшейся из исходного глинистого раствора, и задерживалось лишь в наиболее плотных ее слоях. Более крупные частицы располагались в наружных, рыхлых слоях корки.

В динамических условиях, т. е. когда имеется циркуляция бурового раствора в скважине, формирование фильтрационных корок происходит несколько иначе. Если в начальный момент скорости фильтрации в динамических и статических условиях близки между собой, то во времени разница между ними возрастает. Это происходит потому, что

скорость фильтрации в динамических условиях со временем стабилизируется, тогда как в статических условиях непрерывно уменьшается по мере роста толщины корки (рис. 2).

Толщина образующейся в динамических условиях глинистой корки существенно зависит от скорости течения бурового раствора и с увеличением последней уменьшается. Причем, между толщиной глинистой корки и скоростью течения бурового раствора вдоль поверхности фильтра существует линейная зависимость. При увеличении скорости течения, наряду с уменьшением толщины корки, возрастает скорость выделения фильтрата из бурового раствора. Каждой скорости течения соответствует вполне определенная для данного раствора толщина глинистой корки и стабильная скорость фильтрации. Чем выше скорость течения бурового раствора, тем меньше времени требуется для стабилизации толщины корки и скорости фильтрации.

Стабилизация толщины корки означает, что число твердых частиц, отлагающихся при фильтрации на поверхности глинистой корки, равно числу частиц, смываемых с корки потоком. Интенсивность эрозии, как показывает эксперимент, зависит от состава растворов, вида и количества химических реагентов, введенных в раствор при обработке. Вязкость бурового раствора мало влияет на интенсивность эрозионного воздействия на фильтрационную корку.

Если буровой раствор прокачивать по стволу скважины со скоростью больше той, при которой формировалась глинистая корка, то он способен разрушать верхние слои корки, но не окажет влияния на прочность той части корки, которая примыкает к фильтрующей поверхности.

Образующаяся на поверхности проницаемых пород фильтрационная корка препятствует надежному разобщению пластов. Удаление корки могло бы способствовать повышению качества цементирования, однако механическое удаление ее, как правило, не дает должного результата. Химическое удаление глинистых корок осуществить практически очень трудно. В связи с этим огромное значение приобретает вопрос повышения качества вскрытия пластов и надежности крепления скважин за счет регулирования коркообразующих свойств растворов.

Известно, что повышение влагосодержания фильтрационных корок с точки зрения обеспечения надежной изоляции ствола скважин нежелательно. В настоящее время большинство исследователей склонно считать, что основной причиной проявлений перетоков в межколонных пространствах скважин является физико-химическое взаимодействие це-

ментного раствора с фильтрационной коркой, которая в результате этого взаимодействия (контракция и катионный обмен) уменьшает свою толщину. В результате появляется возможность образования зазоров и щелей на контакте цементного камня с колонной и стенками скважины.

Лабораторные и промысловые исследования подтверждают возникновение и наличие этого процесса. Применение различных типов буровых растворов, а также химическая их обработка названные процессы, по-видимому, не устраняет. В качестве одного из путей предупреждения уменьшения толщины корки при твердении цементного раствора приняты попытки создания буровых растворов с твердеющими фильтрационными корками и тампонирующих составов, обладающих высокой проникающей способностью фильтра и свойством последнего отверждаться, например, за счет введения макромолекулярных соединений, способных полимеризоваться или поликонденсироваться совместно с вяжущими веществами.

В результате процессов фильтрации буровых растворов в продуктивные нефтегазонасыщенные пласты вокруг скважины формируется зона кольматации и зона проникновения. Зона кольматации образуется за счет попадания в поровое пространство пласта твердой фазы раствора, зона проникновения — за счет проникновения жидкой фазы (фильтрата). В гранулярных коллекторах глубина зоны кольматации обычно не превышает 20—30 мм, а глубина зоны проникновения — десятков сантиметров. При наличии в породе естественных или искусственно созданных (например, за счет больших репрессий давления) трещин глубина проникновения раствора в пласт может достигать десятков метров.

Обычно кольматацию оценивают по таким косвенным показателям как увеличение глинистости породы, изменение коэффициента проницаемости и общей пористости закольматированной зоны и т. п. Существует методика оценки зависимости кольматирующей способности буровых суспензий непосредственно путем сравнения распределения пор проницаемого образца по размерам до и после воздействия бурового раствора. Для осуществления этих исследований использовался ртутный порозиметр и установка для исследований проницаемости кернов УИПК-1М. В качестве пористой среды использовались искусственные керны, изготовленные методом высокотемпературного обжига смеси кварцевого песка и маршаллита с жидким стеклом. Проницаемость изготавливаемых кернов при этом изменялась в широком диапазоне.

В качестве фильтруемой жидкости использовались глинистые растворы и гипсовый солегель, являющийся разновидностью буровых растворов с конденсированной твердой фазой. Гипсовый солегель получили путем конденсирования двухводного гипса при смешении водных растворов хлористого кальция и сернокислого магния в виде микрокристаллических зародышей, которые со временем укрупняются, образуя при благоприятных условиях кристаллы, видимые невооруженным глазом. Суспензия с различной дисперсностью получалась ограничением возможности роста кристаллов путем введения реагентов — стабилизаторов в определенный период кристаллизации.

Распределение частиц твердой фазы по размерам определялось седиментационным анализом. Загрязнение искусственных кернов дисперсной фазой осуществлялось на установке УИПК-1М путем четырехкратного фильтрования исследуемой суспензии через образец. Перед каждым циклом фильтрования с поверхности образца снималась фильтрационная корка и создавались условия для максимально возможного кольматирования. Часть поверхности образца изолировалась для сохранения участка с исходными коллекторскими свойствами. Для закольматированной и незакольматированной зон образца определялось распределение пор по размерам. Кольматирующая способность исследуемой суспензии относительно искусственного образца с известными коллекторскими свойствами оценивалась путем сравнения порогамм различных участков с учетом распределения частиц дисперсной фазы исследуемого раствора по размерам.

Анализ результатов показал, что при фильтрации возможны следующие соотношения между размерами пор зерна и размерами частиц дисперсной фазы:

- размеры пор зерна в общем объеме больше размеров частиц твердой фазы;
- размеры пор зерна в общем объеме меньше размеров частиц дисперсной фазы;
- промежуточный вариант, когда размеры частиц дисперсной фазы и пор и их распределение в общей массе мало отличаются.

Исследованиями установлено, что кольматация в каждом из вышеназванных вариантов имеет свои особенности. При первом варианте кольматация характеризуется тем, что за счет сужения пор относительно большого размера в объеме образца происходит перераспределение пор по размерам и на порогамме обнаруживается увеличение количества пор меньшего размера. Второй вариант характеризуется фильтрацией без проникновения твердой фазы в поровое пространство.

ранство (по крайней мере, в пределах точности метода измерения). Причем проникновение частиц не наблюдается даже в относительно большие поры. По мере сокращения разницы в размерах пор и частиц обнаруживается полная закупорка пор определенного, чаще всего большого, размера без существенного изменения распределения пор других размеров. В промежуточном варианте отмечается относительно равномерная закупорка пор, которая характеризуется общим снижением пористости без исчезновения пор каких-то определенных размеров.

Характер кольматации породы существенно зависит от минеральной природы дисперсной фазы буровых суспензий. Глинистые частицы имеют, как правило, наименьшую проникающую способность, но, попадая в поровое пространство, образуют очень прочные связи с материалом стенок пор по сравнению с другими типами дисперсной фазы. Эксперименты показывают, что восстановление исходной проницаемости лучше всего происходит в случае применения мела и конденсированного мелкокристаллического гипса. При этом восстановление проницаемости в образцах с суженными поровыми каналами происходит лучше, чем у полностью закупоренных образцов.

Таким образом, отрицательное воздействие проникшей в поровое пространство твердой фазы, в основном, проявляется в механической закупорке поровых каналов.

Проникновение в породу фильтратов буровых суспензий (а они являются, как правило, водными) интенсифицирует и физико-химические процессы. При увеличении водонасыщенности породы в пластах могут происходить следующие явления:

- образование в призабойной зоне водонефтяных эмульсий;
- увеличение количества связанной воды;
- набухание глинистого материала породы пласта;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков.

Поступая в продуктивный пласт, водный фильтрат бурового раствора оттесняет в глубь пласта нефть или газ. Соотношение фаз в призабойной зоне изменяется в сторону увеличения водонасыщенности, что приводит к изменению относительной проницаемости для насыщающих коллектор жидкостей. Взаимное вытеснение в пористой среде системы несмешивающихся жидкостей будет также определяться поверхностными явлениями. При этом величина возникающих капиллярных давлений может быть такова, что отдельные

поровые каналы малого диаметра могут оказаться закупоренными заземленными капельками воды.

Проникающая в пласт вода очень часто является также причиной образования в пласте стойких эмульсий, которые могут сильно затруднить приток нефти к скважине. Они обладают высокой вязкостью и тиксотропными свойствами, а в состоянии покоя могут больше походить на упругий гель, чем на жидкость. Благоприятные условия образования эмульсий различного типа создаются при непрерывном движении раздела нефть — вода в порах различной величины при постоянно меняющемся сечении поровых каналов. Диспергированию нефти и воды в призабойной зоне способствует длительный контакт нефти с водой при периодически меняющемся гидростатическом давлении на забое скважины. Наличие в фильтрах и нефтях природных и искусственных эмульгаторов органического и неорганического происхождения способствует образованию стойких структурных эмульсий. Необходимо также учитывать, что водонефтяная смесь в виде прямой или обращенной эмульсии может задавливаться в пласт и из бурящейся скважины.

В случае гидрофильных пород или их гидрофилизации, проникающей в пласт фильтрат образует на стенках поровых каналов слой связанной воды. Обладая существенно большей вязкостью, значительной сдвиговой прочностью, связанная вода уменьшает живое сечение пор в породе. Если в пласте содержатся глинистые частицы, то их гидратация сопровождается набуханием.

Набухание глинистых частиц, входящих в состав коллектора, может явиться серьезной причиной снижения его проницаемости. Это может произойти в том случае, когда глинистые частицы войдут в контакт с водной средой, отличной по химическому составу от той, в которой они находились в равновесии. Опыты показывают, что последовательная прокачка нефти и воды различной минерализации через образцы пород, содержащих набухающие глины, вызывает значительное изменение проницаемости за счет набухания глин.

Степень влияния набухания глин на проницаемость пласта будет зависеть от минералогического состава глины, ее количества и характера распространения в коллекторе, размера пор и структуры порового пространства, химического состава остаточной воды, контактируемой с глинистыми частицами, химического состава проникающего фильтрата и времени его контактирования с глинистыми частицами. Еще Фрейдлих указал на то, что самое удивительное свойство бентонита заключается в том, что это практически единст-

венное известное неорганическое вещество, набухающее в воде и водных растворах. Особенность набухания монтмориллонита состоит в том, что при этом протекают параллельно два процесса. Первый состоит во внедрении между плоскостями кристаллической решетки слоев воды, второй процесс набухания обязан капиллярным силам всасывания. Оба процесса идут параллельно, причем внутрискристаллическое набухание является как бы вторичным процессом. По мере возрастания содержания воды отдельные слои монтмориллонита могут полностью диссоциироваться.

Физико-химическая природа глин характеризуется главным образом минералогическим составом, обменной способностью и составом катионообменного комплекса. Многочисленными опытами установлено следующее:

— монтмориллонитовые глины, обладающие большой емкостью поглощения, имеют большую влажность при набухании, чем глины каолиновые, имеющие малую емкость поглощения;

— различные влияния катионов, насыщающих поглощающий комплекс глины (Ca^{++} — катионы и Na^+ — катионы), сказываются у глин с большей емкостью поглощения и почти не сказываются у глин с малой емкостью поглощения;

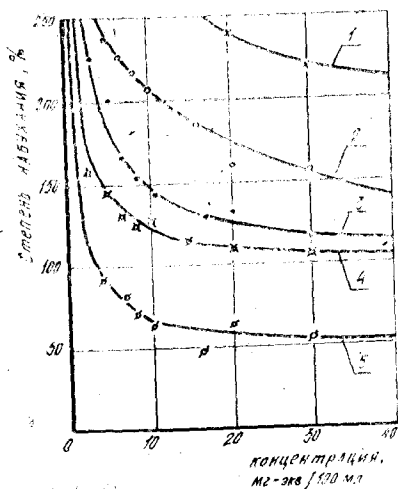


Рис. 3. Влияние концентрации хлоридов на степень набухания саригюхского бентонита: 1 — NaCl ; 2 — KCl ; 3 — $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; 4 — $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; 5 — $\text{FeCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$

— концентрация электролита во внешней среде сказывается на величине набухания глины (рис. 3), при этом резче у Na-образцов и у глин с большей емкостью поглощения.

Результаты исследования процессов набухания глин в различных химических средах позволяют специалистам обос-

новывать обработку буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих глинистый материал.

Возможность образования нерастворимых осадков в поровом пространстве коллектора при взаимодействии ионов растворимых солей, содержащихся в пластовых водах, с ионами солей, содержащихся в фильтрах буровых растворов, показана многими исследователями. Обычно указывают на возможность образования нерастворимых карбонатов и сульфатов и отмечают возможность в определенных условиях (изменение концентрации солей и pH среды) выделения коллоидного осадка гидрооксида тел гидроокисей поливалентных металлов при взаимодействии щелочных фильтратов с хлоркальциевыми и хлормagneйвыми пластовыми водами. Твердые осадки будут образовываться и в результате взаимодействия гуматов, содержащихся в фильтрах растворов, обработанных УЩР. Имеются также указания на возможность выпадения нерастворимых осадков из нефтей при окислительных реакциях.

Таким образом, взаимодействие буровых растворов с проницаемыми породами продуктивных пластов имеет ряд особенностей и зависит от свойств как коллектора, так и бурового раствора. Важнейшими свойствами, определяющими выбор программы обработки буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов, являются их фильтрационные и коркообразующие характеристики, изучение которых имеет большое практическое значение.

При кольтматации порового пространства происходит или закупоривание пор, или перераспределение пор по размерам за счет сужения эффективного размера больших пор. Регулируя дисперсность твердой фазы бурового раствора, можно управлять этими процессами. На процесс кольтматации оказывает существенное влияние также природа дисперсионной фазы. Кольтматация коллектора буровыми растворами с конденсированной твердой фазой в большей степени обусловлена простым механическим закупориванием пор, в то время как кольтматация глинистыми частицами усугубляется поверхностным взаимодействием между глинистыми частицами и стенками пор. Восстановление естественной проницаемости коллектора в случае кольтматации пор глинистыми частицами буровых растворов более затруднено.

Проникший в пласт раствор может значительно снижать продуктивность скважин, а в отдельных случаях даже наблюдается полная потеря гидродинамической связи пласта и скважины. В этой связи представляется важным умение оценить влияние различных факторов на качество вскрытия продуктивных пластов бурением.

1.3. Влияние отдельных факторов на качество вскрытием продуктивных пластов бурением

Поскольку в настоящее время технология вскрытия продуктивных пластов бурением практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, то и особенности физических свойств и состава коллекторов при этом как правило не учитываются. При выборе типа промывочного раствора обычно стремятся подобрать его свойства удовлетворяющими условиям ускоренной и безаварийной проводки ствола скважины до проектной глубины без учета сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта. В результате проникновения в пласт фильтрата бурового раствора и твердой фазы из него проницаемость в призабойной зоне в той или иной степени ухудшается, что затрудняет приток пластового флюида в скважину после ее освоения. Как же оценить степень влияния ухудшения фильтрационных характеристики добывающей скважины на эксплуатационные характеристики добывающей скважины?

Известно, что приток жидкости к забою* гидродинамически совершенной скважины описывается формулой Дюпюи

$$Q_c = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1)$$

где Q_c — дебит скважины, м³/с;

k — коэффициент проницаемости пласта в зоне дренирования (проницаемость пласта), м²;

h — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;

$P_{\text{пл}}$ — давление в пласте на контуре питания скважины (пластовое давление), Па;

$P_{\text{заб}}$ — давление в скважине в интервале продуктивного пласта (забойное давление), Па;

Δp — величина перепада давления, движущего пластовую жидкость к забою скважины, называемая депрессией на пласт;

μ — динамическая вязкость жидкости, Па · с;

R_k — радиус контура питания скважины, м;

r_c — радиус скважины по долоту, м.

Эта формула справедлива для установившегося плоско-радиального притока несжимаемой однофазной жидкости к

В практике добычи нефти и газа под забоем обычно понимается часть скважины в интервале продуктивного пласта.

одиночной скважине, расположенной в центре кругового пласта радиусом R_k , и дренирующей открытым забоем однородный пласт по всей его толщине. Нетрудно видеть, что при логарифмическом распределении давления вокруг работающей скважины основная доля перепада давления приходится на зону пласта, примыкающую к забою скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 м, до стенки скважины $r_c = 0,1$ м, то половина всего перепада давления тратится на продвижение жидкости в пористой среде в зоне вокруг скважины радиусом всего 5,5 м. Рис. 4 иллюстрирует, что

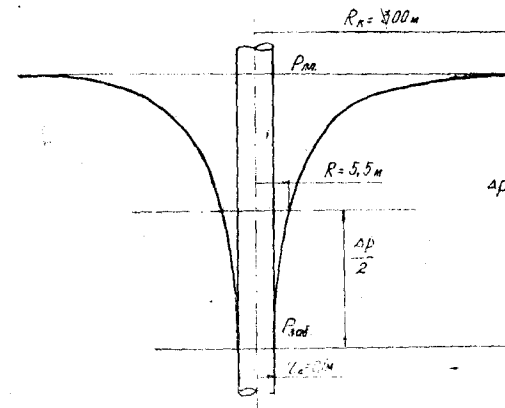


Рис. 4. Схема распределения давления в пласте вокруг добывающей скважины, работающей на установившемся режиме

призабойная зона играет определяющую роль в притоке жидкости к скважине. Поэтому незначительное ухудшение проницаемости в этой зоне приводит к существенному снижению величины дебита скважины и наоборот, а воздействие на призабойную зону с целью увеличения ее проницаемости даже на незначительную глубину приводит часто к резкому возрастанию дебита скважин.

Рассмотрим состояние призабойной зоны, когда продуктивный пласт вскрывался в процессе бурения с созданием перепада давления, направленного из скважины в пласт, и называемого репрессией. Под действием репрессии в поры продуктивного пласта может проникать как фильтрат бурового раствора — инородная для пласта жидкость, так и твердые частички, являющиеся дисперсной средой бурового раствора. В общем случае в пласте образуется две зоны измененной проницаемости — зона проникновения фильтрата радиусом R_2 и зона кольматации радиусом R_1 (рис. 5). Пусть проницаемости этих зон будут соответственно k_2 и k_1 .

Такую скважину следует называть гидродинамически не-

совершенной по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением. Дебит ее обозначим через Q_Φ и определим следующим образом.

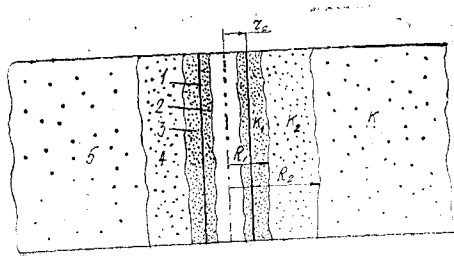


Рис. 5. Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением: 1 — стенка ствола скважины; 2 — глинистая корка; 3 — зона кольматации; 4 — зона проникновения фильтрата бурового раствора; k, k_1, k_2 — проницаемости, соответственно, естественная, в зоне кольматации, в зоне проникновения фильтрата

Обозначим давление на радиусе R_2 через P_2 и на радиусе R_1 через P_1 . Если вначале рассматривать приток жидкости от контура питания R_k к укрупненной скважине радиусом R_2 то, согласно формуле (1), дебит ее равен

$$Q_3 = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_2)}{\mu \ln \frac{R_k}{R_2}}$$

Аналогичным образом для выделенных зон получаем

$$Q_2 = \frac{2\pi k_2 h(P_2 - P_1)}{\mu \ln \frac{R_2}{R_1}}, \quad Q_1 = \frac{2\pi k_1 h(P_1 - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_1}{r_c}}$$

Из условия неразрывности потока следует, что $Q_1 = Q_2 = Q_3 = Q_\Phi$. Приравняв правые части записанных формул, по правилу производных пропорций получим

$$Q_\Phi = \frac{2\pi h(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \left(\frac{1}{k} \ln \frac{R_k}{R_2} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R_2}{R_1} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} \right)}$$

или

$$Q_\Phi = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{R_2} + \frac{k}{k_2} \ln \frac{R_2}{R_1} + \frac{k}{k_1} \ln \frac{R_1}{r_c} \right)} \quad (2)$$

Отношения k/k_2 и k/k_1 показывают, во сколько раз проницаемость той или иной зоны ухудшена по сравнению с естественной и их принято называть степенью ухудшения прони-

цаемости. Обозначим их β_2 и β_1 соответственно. В нефтегазопромысловой практике принято дополнительные фильтрационные сопротивления за счет изменения проницаемости породы в призабойной зоне обозначать коэффициентом s (скин-эффект).

Применяя метод электрогидродинамических аналогий, изучаемый в подземной гидравлике, легко показать, что формула (2) может быть приведена к виду

$$Q_\Phi = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + s_6 \right)} \quad (3)$$

Для рассматриваемой схемы притока $s_6 = s_1 + s_2$. Здесь s_1 — скин-эффект от кольматации породы твердой фазой бурового раствора, s_2 — скин-эффект от ухудшения проницаемости в зоне проникновения фильтрата. Из сравнения формул (2) и (3) следует, что

$$s_6 = \beta_2 \ln \frac{R_2}{R_1} + \beta_1 \ln \frac{R_1}{r_c} - \ln \frac{R_2}{r_c} \quad (4)$$

Если зона кольматации отсутствует, т. е. $R_1 = r_c$, формула (4) принимает вид

$$s_6 = s_2 = (\beta_2 - 1) \ln \frac{R_2}{r_c}$$

Если зона кольматации образуется достаточно быстро, то проникновение фильтрата в пласт практически не происходит. Тогда имеем

$$s_6 = s_1 = (\beta_1 - 1) \ln \frac{R_1}{r_c}$$

Количественно оценим влияние глубины и степени загрязнения призабойной зоны на добычные возможности скважины, несовершенной по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением. Воспользуемся для этого понятием о гидродинамическом совершенстве скважин.

Для рассматриваемой схемы притока формула для коэффициента гидродинамического совершенства скважины (φ) имеет вид

$$\varphi = \frac{Q_\Phi}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + s_6} \quad (5)$$

В этой формуле числитель характеризует величину основных фильтрационных сопротивлений, возникающих при плоско-радиальной фильтрации от радиуса контура питания скважины до ее забоя. При равномерной сетке расположения скважин с расстоянием между ними 600 м и при радиусе скважин по долоту 0,1 м значение числителя равно 8. Значение же коэффициента скин-эффекта часто бывает значительно больше. На рис. 6 и 7 показано, как изменяется

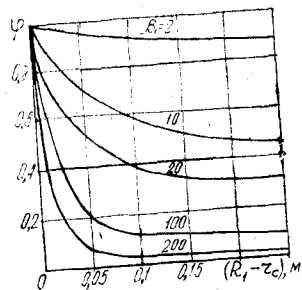


Рис. 6. Влияние параметров зоны кольтматации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при $\beta_1 = 1$

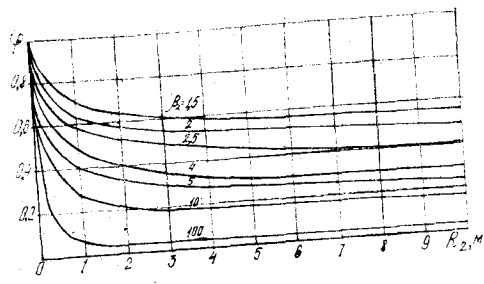


Рис. 7. Влияние параметров зоны проникновения фильтрата на коэффициент гидродинамического совершенства скважины при $\beta_2 = 1$

коэффициент гидродинамического совершенства скважины в зависимости от параметров зоны кольтматации и зоны проникновения. Из рис. 6 видно, что если проницаемость пористой среды в зоне кольтматации глубиной 5 см ухудшена в 20 раз, то скважина будет работать только на 51 % от своих потенциальных возможностей, а если в 100 раз (что вполне возможно), то на 18 %.

Глубина проникновения твердых частиц в продуктивный пласт и степень снижения проницаемости зоны кольтматации зависят от соотношения размеров частиц твердой фазы и размеров пор. Если размеры частиц меньше размеров пор, то попадание их в поровые каналы осуществляется не механическим задавливанием за счет репрессии, а заносится потоком фильтрующейся в пласт жидкости. Следовательно, с ростом водоотдачи глинистого раствора, при прочих равных условиях, быстрее образуется зона кольтматации, быстрее намывается глинистая корка на стенке скважины, быстрее образуется барьер, препятствующий попаданию жидкой фазы в пласт.

В табл. 1 приведен гранулометрический состав твердой фазы некоторых буровых растворов, используемых при бурении скважин в Западной Туркмении.

Таблица 1

| Тип бурового раствора | Содержание фракций (%) с частицами размером (мкм) | | | | | |
|-----------------------|---|--------|-------|------|-----|---------|
| | более 200 | 200—50 | 50—10 | 10—5 | 5—1 | менее 1 |
| Хроматный | 2,0 | 44,4 | 18,1 | 9,6 | 8,5 | 17,4 |
| Известковый | 11,0 | 28,4 | 20,2 | 14,8 | 6,1 | 19,3 |
| Обработанный УЩР | 3,0 | 25,2 | 18,7 | 15,9 | 9,1 | 28,1 |

Как видим, добавки, используемые для регулирования свойств буровых растворов, изменяют фракционный состав обычно в сторону увеличения содержания мелкодисперсной твердой фазы. Так, для одного из исследованных глинистых растворов размер твердых частиц составлял от 2,9 до 33,3 мкм с наиболее распространенным значением 5,74 мкм. Добавка 5 % УЩР к этому раствору сделала наиболее распространенным диаметр частиц 3,7 мкм, а добавка 15 % УЩР — 2,5 мкм.

Средний же диаметр пор коллекторов для большинства месторождений составляет от 5 до 20 мкм. Для примера, средний диаметр пор коллекторов Западно-Тэбукского и Джьерского месторождений Коми АССР составляет от 26 до 30 мкм, для основной толщи Пашнинского месторождения — 10,8 мкм, для основной толщи Усинского месторождения — от 14,5 до 31 мкм, а для верхней пачки — от 3,6 до 10 мкм. Понятно, что при таком соотношении размеров пор и твердых частиц и при водоотдачах буровых растворов от 5 до 20 куб. см за 30 минут в поровое пространство продуктивного пласта вместе с жидкой фазой интенсивно будут вноситься и мелкодисперсные твердые частицы раствора.

При существующей технологии вскрытия продуктивных пластов бурением в пористую среду неизбежно попадает какое-то количество инородной жидкости, являющейся дисперсионной средой бурового раствора. Неизбежность этого явления объясняется тем, что в целях безопасного ведения буровых работ давление на забое бурящейся скважины как минимум на 5—10 % превышает давление в пласте.

Величина репрессии на пласт в процессе его вскрытия по промышленным данным нередко составляет 10—20 МПа для

глубин 3—4 км, а для разведочных скважин, где велика вероятность вскрытия пласта с аномально высоким пластовым давлением, и того больше. Велика она и для пластов с давлениями ниже гидростатического, если поблизости от них расположены высоконапорные нефтеносные или водоносные горизонты. Так, в одной из разведочных скважин Туркмении величина забойного давления составляла 77 МПа при пластовом давлении 33 МПа, т. е. репрессия на пласт составила 44 МПа. Под действием большой репрессии, действующей на пласт в течение довольно продолжительного времени, в пласт начинает проникать фильтрат бурового раствора с одновременным образованием глинистой корки и зоны кольматации и постепенным затуханием фильтрации жидкости в пласт. При этом чем быстрее намывается глинистая корка и образуется зона кольматации, тем в большей степени пласт предохраняется от загрязнения буровым раствором. Поэтому в период разбуривания продуктивного пласта глинистая корка играет положительную роль. Зона же кольматации остается малопроницаемым экраном, и при эксплуатации скважины открытым забоем может существенно уменьшить ее дебит (рис. 6). Однако, учитывая, что подавляющее большинство скважин обсаживаются и перфорируются против продуктивного пласта, а глубина перфорационных каналов существующих способов перфорации позволяет сообщать скважину с пластом за пределами зоны кольматации, ее роль в чисто гранулярных коллекторах можно также назвать положительной.

Как показали лабораторные исследования, проведенные К. Ф. Жигачем и К. Ф. Паусом, в высокопроницаемых пластах зона кольматации образуется менее проницаемой. Следовательно, в высокопроницаемых пластах твердая фаза будет в большей мере предохранять пласт от проникновения в него жидкой фазы бурового раствора. В качестве критерия степени влияния твердой и жидкой фаз бурового раствора на проницаемость пористой среды в исследованиях выбран коэффициент восстановления проницаемости, равный отношению k_2/k при оценке влияния жидкой фазы и k_1/k при оценке влияния твердой фазы. Результаты исследований показаны на рис. 8.

Степень ухудшения проницаемости пористой среды после проникновения в нее фильтрата зависит от многих факторов: от степени физико-химического родства инородной и пластовой жидкостей, от характера взаимодействия породы и фильтрата, от величины первоначальной проницаемости породы и т. д. Общим является то, что с увеличением естественной проницаемости коллектора восстановление ее происходит в

большей степени, поскольку для более высокопроницаемых коллекторов размеры поровых каналов значительно превышают толщину пристенных слоев находящихся в сфере действия молекулярно-поверхностных сил. И наоборот, для низкопроницаемых коллекторов, диаметр пор которых таков, что вся жидкость находится в сфере действия молекулярно-поверхностных сил (это характерно для субкапиллярных пор), проникая под большой репрессией жидкость может остаться неподвижной при эксплуатации скважин при депрессиях, меньших, чем репрессия в процессе бурения. Так, девонский песчаник Ромашкинского месторождения с первоначальной проницаемостью 0,4, 1,0 и 2,0 мкм² после воздействия на него пресной водой восстанавливает проницаемость соответственно на 42, 46 и 50 %.

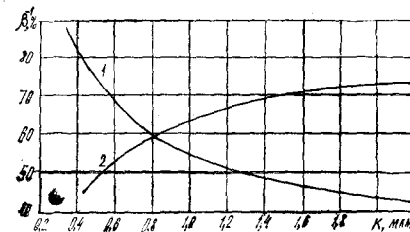


Рис. 8. Влияние величины естественной проницаемости ядер на коэффициент ее восстановления после проникновения жидкой (1) и твердой (2) фаз бурового раствора

Состав фильтрата также в большой степени определяет степень восстановления проницаемости пористой среды. По данным лабораторных исследований влияние некоторых типов буровых растворов на степень восстановления проницаемости приведено в табл. 2.

Таблица 2

| Тип бурового раствора | Величина проницаемости породы до воздействия раствором, мкм ² | Степень восстановления проницаемости, % |
|---|--|---|
| Вода | 0,452 | 43,4 |
| Силикатно-солевой раствор | 0,658 | 1,9 |
| Вода с добавкой 0,5% КМЦ | 0,538 | 38,8 |
| Глинистый раствор без добавок реагентов | 0,586 | 71,7 |
| Глинистый раствор с добавкой 1% КМЦ | 0,43 | 59,8 |
| Глинистый раствор с добавкой 10% УЦР | 0,434 | 47,5 |
| Раствор на нефтяной основе (РНО) | 0,715 | 100 |

Глубина проникновения фильтрата промывочных жидкостей зависит при прочих равных условиях как от времени воздействия, так и от скорости образования защитных экранов — глинистой корки и зоны кольматации. Для определения размеров зоны фактического проникновения в пласт жидкости широко используются геофизические приборы и гидродинамические исследования скважин методом восстановления давления. Многочисленные промысловые исследования дают размер зоны проникновения в несколько десятков сантиметров, а для некоторых разведочных скважин — до нескольких метров и даже десятков метров.

При этом отмечается следующая закономерность: чем ниже первоначальная проницаемость породы, тем глубже проникает фильтрат в поры пласта, поскольку в таких пластах глинистая корка и зона кольматации практически не образуются и в пласт беспрепятственно проникает фильтрат в количествах, почти прямо пропорциональных времени воздействия. Совместное вредное влияние проникших в пласт твердой и жидкой фаз бурового раствора иллюстрируется на рис. 9 и 10. Из рисунков видно, что уже наличие зоны коль-

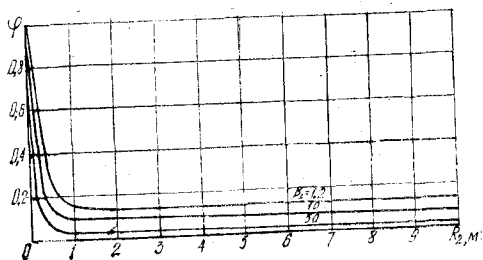


Рис. 9. Влияние параметров зоны проникновения фильтрата на коэффициент гидродинамического совершенства скважины ($R_1=0,15$ м, $\beta_1=100$, $R_k=300$ м, $r_c=0,1$ м)

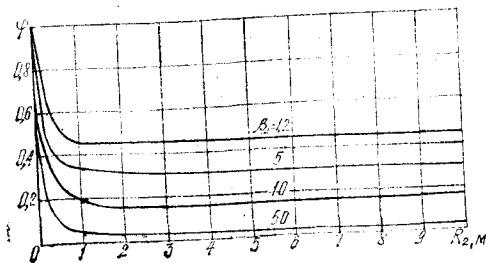


Рис. 10. Влияние параметров зоны проникновения фильтрата на коэффициент гидродинамического совершенства скважины ($R_1=0,15$ м, $\beta_1=20$, $R_k=300$ м, $r_c=0,1$ м)

матации толщиной всего 5 см значительно снижает добычные возможности скважины. Так, если в этой зоне кольматации проницаемость ухудшена в 100 раз, то даже при незначительном ($\beta_2=1,2$) ухудшении проницаемости в зоне

проникновения фильтрата радиусом всего 1 м скважина будет работать лишь на 17 % от своих потенциальных возможностей. Ухудшение в 20 раз проницаемости в зоне кольматации толщиной 5 см, проникновение фильтрата на глубину 1 м с ухудшением проницаемости в 5 раз приведет к снижению дебита скважины на 65 % (рис. 10).

Таким образом, широко распространенная в настоящее время технология вскрытия продуктивных пластов с применением буровых растворов на водной основе значительно ухудшает эксплуатационные характеристики скважин. Такая технология особенно губительно сказывается на качестве вскрытия низкопроницаемых пластов, т. к. у них не образуется защитного экрана из глинистой корки и зоны кольматации, в пласт беспрепятственно проникает большое количество фильтрата, хотя именно такой пласт нужно предохранить прежде всего от проникновения инородной жидкости, т. к. он в очень малой степени восстанавливает свою проницаемость. И наоборот, при данной технологии бурения достаточно хорошо защищаются от проникновения фильтрата высокопроницаемые пласты, а в этом нет особой необходимости, поскольку такие пласты почти полностью восстанавливают свою проницаемость. Значит применяемая технология вскрытия продуктивных пластов на репрессии с использованием глинистых растворов на водной основе пригодна для бурения высокопроницаемых пластов и абсолютно неприемлема для вскрытия низкопроницаемых пластов.

Поэтому необходимо более широко применять технологии вскрытия продуктивных пластов, не наносящие ущерба призабойной зоне: бурение на равновесии или даже на депрессии с использованием вращающихся превентеров; использование растворов на нефтяной основе; использование инвертных эмульсионных растворов, в которых внешней, дисперсионной средой является нефть или ее производные; использование азрированных жидкостей и пен, продувка забоя газом и т. д.

2. КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

С момента начала разбуривания продуктивного пласта начинаются заключительные операции по строительству скважины, которые называют заканчиванием скважины. Заканчивание скважины является наиболее ответственным этапом ее строительства, т. к. качество заканчивания целиком определяет качество конечного продукта — дорогостоящей сква-

жины, хотя затраты на заканчивание глубокой скважины в проекте на строительство занимают незначительную часть от общей стоимости. Тщательный выбор технологии заключительных операций, предотвращающих загрязнение призабойной зоны, часто позволяет исключить необходимость последующих длительных работ по воздействию на призабойную зону с целью получения планируемых отборов из скважин.

Одной из составных частей качественного заканчивания скважин является правильный выбор конструкции забоя скважины. С точки зрения современных способов вскрытия продуктивных пластов следует выделить два принципиально отличных друг от друга варианта заканчивания скважин, определяющих конструкцию их забоя (рис. 11).

По первому варианту (конструкции а, б, в) скважину бурят до кровли продуктивного пласта по технологии, обеспечивающей ускоренную и безаварийную проводку ствола. Водопровяляющие горизонты изолируют обсадной колонной, спускаемой до кровли продуктивного пласта и цементированием затрубного пространства. После испытания колонны на герметичность разбуривают продуктивный пласт на необходимую глубину. Причем, технология бурения должна обеспечивать, кроме требований безаварийности, еще и сохранение естественной проницаемости коллектора. В зависимости от физико-механических свойств пород конструкция забоя может быть различна. Если продуктивный пласт сложен прочными устойчивыми породами, то скважину лучше эксплуатировать открытым забоем (конструкция а). При этом водозакрывающая или промежуточная колонна является одновременно и эксплуатационной. Если пласт сложен рыхлыми породами, то в скважину спускают хвостовик, перекрывающий пласт и предохраняющий его от разрушения (конструкция б). При необходимости хвостовик цементируют и затем скважину вторично сообщают с пластом с помощью перфорации (конструкция в).

По второму варианту (конструкции а', б') продуктивный пласт пробуривают на всю толщину, не перекрывая предварительно вышележащие породы колонной обсадных труб. Технология бурения в этом случае определяется не столько индивидуальными свойствами продуктивного пласта, сколько свойствами вышележащих горизонтов. Наиболее распространенной конструкцией скважины по этому варианту является спущенная до забоя эксплуатационная колонна, зацементированная через башмак на необходимую высоту для перекрытия вышележащих водо-, нефте- или газопровяляющих горизонтов, и перфорированная против продуктивного

пласта (конструкция а'). Реже в скважину спускают эксплуатационную колонну, имеющую в нижней части фильтр, а скважину цементируют только выше продуктивного пласта путем применения манжетной заливки (конструкция б'). У

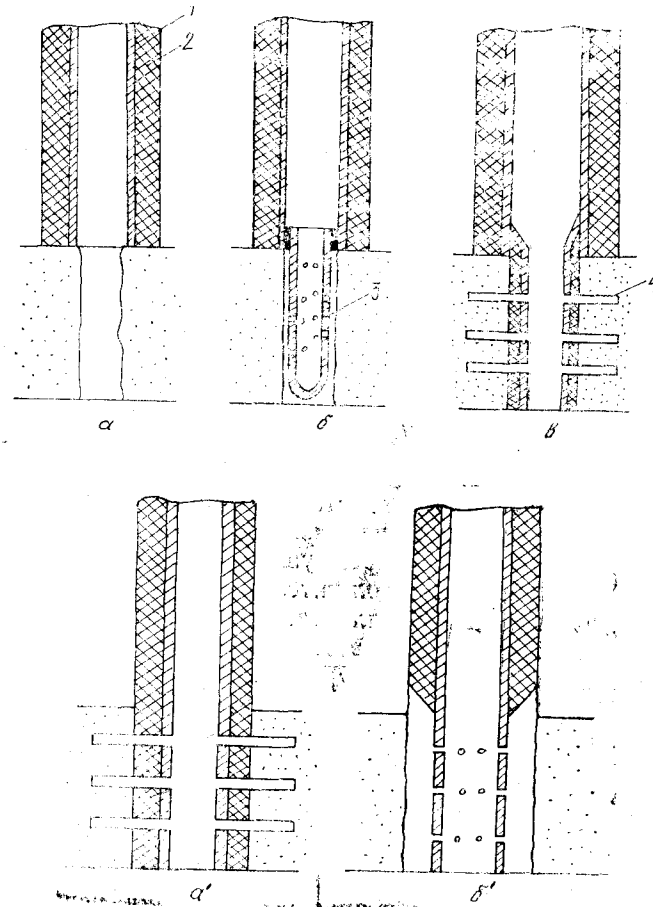


Рис. 11. Конструкции забоев скважин: 1 — эксплуатационная колонка; 2 — цементное кольцо; 3 — фильтр-хвостовик; 4 — перфорационный канал

каждого варианта и конструкции забоя имеются свои преимущества и недостатки, которые и определяют их применение в тех или иных геологических условиях.

Первый вариант наименее распространен, однако он наиболее целесообразен, т. к. обеспечивает более качественное

сообщение пласта со скважиной. Малое его распространение на промыслах СССР объясняется тем, что усложняется конструкция скважины, удорожается процесс бурения, т. к. на стадии разбуривания продуктивного пласта должна изменяться технология проводки ствола скважины в соответствии с индивидуальными особенностями вскрываемого коллектора. Предпочтительность этого варианта заканчивания скважины объясняется тем, что при установке башмака водозакрывающей колонны в кровле продуктивного пласта появляется возможность использования технологий бурения применительно к свойствам только этого пласта, максимально сохраняющих проницаемость породы. Это и бурение без противодавления на пласт с использованием вращающихся превенторов при вскрытии пластов с высоким пластовым давлением, и применение сухого ударно-канатного бурения для пластов с низким пластовым давлением и местных промывка, и применение пенных систем, и местная промывка, и применение специальных жидкостей в качестве промывочных (растворы на нефтяной основе; инвертные эмульсионные растворы и т. д.). Разумеется, это несколько усложняет процесс заканчивания скважин, зато устраняет необходимость последующего применения дорогостоящих методов воздействия на призабойную зону с целью восстановления ее проницаемости.

Даже без применения специальных технологий при вскрытии продуктивного пласта преимущество этого варианта заключается в меньшей продолжительности контакта промывочной жидкости с породой пласта.

Недооценка преимуществ этого варианта объясняется недостатками стимулирования буровых бригад за качество их продукта — добываемой или нагнетательной скважины. Практически работники буровых предприятий поощряются материально только за ускоренную проводку ствола скважины с минимальными затратами, вне зависимости от величины коэффициента гидродинамического совершенства.

В некоторых нефтегазодобывающих странах этот вариант заканчивания получил широкое распространение. Более того, для завершающего этапа разбуривания используются специальные буровые бригады — бригады по вскрытию со специальным оборудованием, замещающие бригады по бурению.

В силу описанных преимуществ этот вариант заканчивания должен рассматриваться в первую очередь если нет противопоказаний к его применению.

Не рекомендуется его применять в следующих случаях. Во-первых, когда не достаточно точно известно местоположение подошвы и кровли продуктивного пласта, особенно

при наличии вблизи нефтегазоносных пластов высоконапорных горизонтов, т. к. при данной конструкции борьба с подошвенной и краевой водой затруднена. Во-вторых, когда несколько продуктивных пластов объединяются в один эксплуатационный объект, особенно при необходимости применения одновременно раздельной эксплуатации. К примеру, в случае одновременной эксплуатации пластов с различными коллекторскими свойствами при их неравномерной выработке отключение выработанных пластов и пропластков при этом варианте практически невозможно.

Второй вариант имеет подавляющее распространение ввиду простоты его осуществления, возможности селективного сообщения скважины с любым пропластком продуктивной толщи, меньшей стоимости собственно буровых работ, хотя он наименее целесообразен с точки зрения качества вскрытия пластов. Недостатки его очевидны: длительное воздействие бурового раствора на пласт в условиях высоких репрессий; при сплошном цементировании с подъемом цемента на большую высоту давления закачки могут превышать давление разрыва пласта с уходом в пласт больших количеств цементного раствора; свыше 90 % воды, используемой для приготовления цементного раствора, фильтруется в пласт, при этом величина зоны проникновения фильтратов цементных растворов часто превышает длину перфорационных каналов; при вторичном сообщении пласта с обсаженной скважиной перфорацией на репрессии зона вокруг перфорационных каналов может иметь значительно пониженную проницаемость.

Широкое распространение этот вариант получил благодаря своей универсальности и применимости практически во всех геологотехнических условиях. Кроме того, при такой конструкции забоя скважины значительно упрощается борьба с водопроявлениями (установка цементных мостов или взрывных пакеров, если вода подошвенная; установка кольцевых взрывных пакетов, если обводнились промежуточные пропластки), упрощается регулирование продвижения водонефтяного контакта по пропласткам различной проницаемости гидродинамическим путем — применением перфораторов различной пробивной способности с различной плотностью перфорации и т. д.

В настоящее время подавляющее большинство скважин имеет конструкцию забоя по второму варианту и достаточно большой промысловый материал свидетельствует о следующем. Ускоренная проходка ствола скважины до проектной глубины осуществляется довольно быстро. Достаточно сказать, что большинство буровых бригад достигли выработки

до 5—6 тыс. м на станок в месяц, т. е. на бурение одной скважины глубиной 3—4 км затрачивается 15—25 дней. Однако из-за трудностей, связанных с освоением скважины с загрязненной призабойной зоной, время освоения зачастую превышает время строительства скважин. Если же учесть, что такие скважины в течение длительного времени работают с дебитами значительно ниже потенциальных, то несомненным становится вывод: лучше пойти на некоторое усложнение варианта заканчивания скважины, чем, ускоренно сдав недоброкачественный объект — скважину, пытаться с большими затратами средств и времени, довести его до кондиции. Промысловый опыт показывает, что правильный выбор бурового раствора для заканчивания скважин является определяющим в результативности их освоения. Так фильтраты гуматных растворов резко снижают проницаемость призабойной зоны по сравнению с фильтрами хлоркальциевых глинистых растворов. Все эксплуатационные объекты, вскрытые с применением хлоркальцевых глинистых растворов на месторождениях Западно-Сибирской низменности, дали промышленные притоки нефти, а почти 50 % скважин, вскрытых с УЩР, промышленного притока не дали. На Тахта-Кугультинской и Расшеватской площадях Ставропольского края благодаря вскрытию продуктивных пластов с продувкой газом удалось увеличить дебит газовых скважин на 30 %. Однако после задавки скважин глинистым раствором при больших временах воздействия притоки газа значительно уменьшились, а в некоторых скважинах приток после этого получить вообще не удалось.

Поэтому для обеспечения высокопродуктивной работы скважин в течение многих лет следует рекомендовать первый вариант конструкции забоя скважин.

3. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПЕРФОРАЦИЕЙ

Поскольку подавляющее большинство скважин в Советском Союзе имеют вариант заканчивания с конструкцией забоя по второму варианту (рис. 11), то возникает необходимость вторичного сообщения пласта со стволом скважины после спуска и цементирования обсадной эксплуатационной колонны. Вторичное вскрытие пласта осуществляется перфорацией, для чего применяют либо стреляющие, либо гидropескоструйные перфораторы. По принципу действия стреляющие перфораторы подразделяются на пулевые, торпед-

ные и кумулятивные. В сороковых и пятидесятых годах пулевые перфораторы были основным средством вторичного вскрытия пластов. По мере распространения кумулятивных перфораторов в конце пятидесятых — начале шестидесятых 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 ограничено применяются в некоторых геолого-технических условиях. Торпедные перфораторы, в которых вместо пули используются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов не используются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности работы 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 осуществления широкого распространения гидropескоструйная перфорация не нашла.

3.1. 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 производится разгон пули давлением пороховых газов, весьма ограничена, поэтому кинетическая энергия пули на выходе из дульного отверстия недостаточна для получения в породе каналов большой глубины. После внедрения в промышленность более эффективных кумулятивных перфораторов пулевые перфораторы приведенных выше типов не могли с ними конкурировать. Поиск конструкторов по повышению эффективности пулевых перфораторов привел к созданию конструкции с вертикально-криволинейными стволами типа ПВН, в которых разгон пули осуществляется по стволам значительной длины, расположенным вдоль оси корпуса. При такой конструкции длина ствола увеличивается до 400—500 мм против 60—70 мм у пер-

фораторов 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 пули, применяемых в перфораторах типа АПХ, ПБ, ППМ, кинетическая энергия, которую приобретает пуля на выходе из ствола, увеличивается примерно в 10 раз, достигая величины 4000 кгм. Поэтому эти перфораторы имеют пробивную способность, сравнимую с прибавной 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 4 ствола. Для взаимного уравнивания сил отдачи парные стволы идут от общих пороховых камер 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, используются пули с увеличенным диаметром и массой.

Глубина пробития в породе средней прочности составляет: для ПВН90 и ПВН90Т — 140 мм, для ПВТ73 — 180 мм и ПВК70 — 200 мм.

Области применения перфораторов типа ПВН, ПВК, ПВТ определяются как термобарическими условиями (предельная температура и максимальное допустимое давление), так и геологическими условиями. Учитывая, что пробивная способность пули 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 слабцементированными 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 применение его нецелесообразно при некачественном цементировании обсадной колонны, при наличии вблизи вскрываемых пластов водоносных пропластков. Следует также помнить, что 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 отв/м.

3.2. Кумулятивная перфорация

Вначале рассмотрим понятие о механизме образования кумулятивной струи и проникновении 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

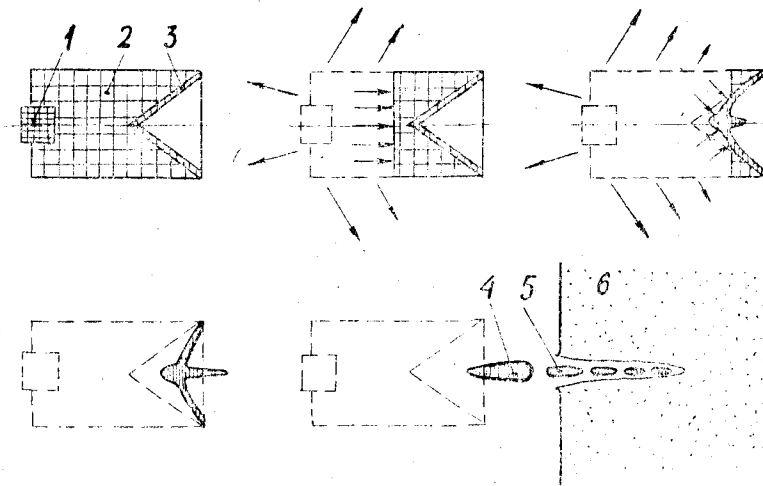


Рис. 12. Последовательность образования кумулятивной струи и проникновения ее в преграду: 1 — детонирующее взрывчатое вещество; 2 — основной заряд взрывчатого вещества; 3 — металлическая облицовка кумулятивной выемки; 4 — стержень сигарообразной формы (пест), движущийся вслед за струей; 5 — кумулятивная струя; 6 — преграда

в заряде газообразные продукты детонации части заряда, называемой активной частью, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток, называемый кумулятивной струей (рис. 12). 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 огромной скоростью в головной части — 6—8 км/с — при соударении с твердой преградой струя развивает такое давление, по сравнению с которым предел прочности даже особо прочных материалов пренебрежимо мал. Действительно, для большинства зарядов давление кумулятивной струи на преграду составляет 20—30 ГПа, в то время как предел прочности горных пород в среднем имеет величину около 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)

$$l_k = l_c \sqrt{\frac{\rho_c}{\rho_n}},$$

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

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

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

где σ_d — динамическое значение прочности преграды;

v_c — скорость встречи струи с преградой.

Таким образом, глубина пробития в преграде при проникновении в нее кумулятивной струи почти не зависит от прочности преграды, благодаря чему кумулятивные перфораторы могут применяться для вскрытия пластов, сложенных самыми 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 же часть (90 % массы) формируется в стержне сигарообразной формы, называемый пестом, и движущийся со скоростью порядка 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. Как показали лабораторные эксперименты, 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 самой 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 величины 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). Поэтому стенки каналов не имеют ни следов видимых оплавлений, ни ухудшения проницаемости вследствие воздействия этого фактора.

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 пу-

тем помещения их либо в индивидуальные герметичные оболочки (бескорпусные перфораторы), либо в общие герметичные корпуса (корпусные перфораторы). Устройство, снаряжение, технические характеристики перфораторов, достаточно хорошо описаны в имеющейся технической литературе, поэтому на описаниях их конструкций останавливаться нет особой необходимости. Отразим лишь особенности их использования для вскрытия продуктивных пластов в различных геологотехнических условиях, а также параметры перфорационных каналов, получаемых в условиях скважины средней глубины при вскрытии пластов, сложенных породами средней прочности.

Корпусные кумулятивные перфораторы, с помощью которых выполняется большой объем работ по вскрытию продуктивных пластов в Советском Союзе, оказывают наименьшее нежелательное взрывное воздействие на обсадную колонну и затрубное 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 корпусные перфораторы однократного использования типа ПКО. В перфораторах типа ПК корпус воспринимает не только гидростатическое давление, но и неоднократные взрывные нагрузки, поэтому 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 перфораторы ПК105ДУ, ПК85ДУ, ПК95Н, а из перфораторов типа ПКО — перфораторы ПК089, ПК073.

Бескорпусные кумулятивные перфораторы с зарядами в индивидуальных оболочках позволяют значительно ускорить проведение прострелочно-взрывных работ, т. к. 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 про-

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

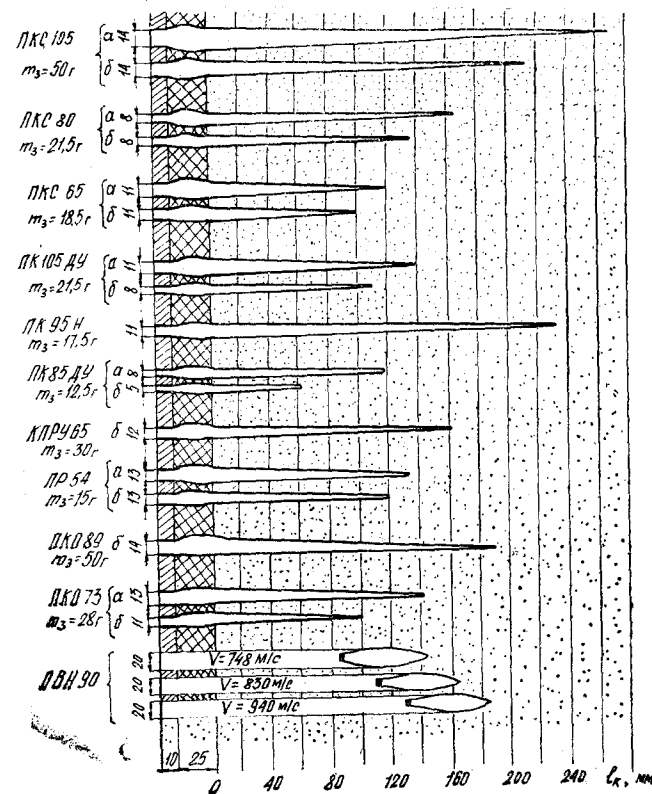


Рис. 13. Размеры перфорационных каналов для основных типов перфораторов при отстрелах по единой мишени (обсадная колонна — цементное кольцо — порода): а — в поверхностных условиях; б — при давлении 30 МПа; m_3 — масса заряда; v — скорость пули на выходе из ствола

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. 13.

3.3. Гидропескоструйная перфорация

Образование канала в преграде при этом способе 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, исключаяющий воздействие взрывных нагрузок на пласт и, следовательно, особенно целесообразен 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 минут, расход рабочей жидкости — от 1 до 7 м³, песка — от 50 до 700 кг.

Как показали стендовые испытания, а также промышленные 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.

3.4. 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

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + c_1 + c_2}, \quad (6)$$

где 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_{κ}) и диаметра (d_{κ}) перфорационных каналов и плотности перфорации (n). Эти коэффициенты находятся по известным графикам В. И. Щурова, построенным по результатам экспериментов на электролитических моделях, или по формулам, полученным математической обработкой экспериментальных данных. При этом предполагается, что перфорационные каналы являются идеальными в геометрическом и гидродинамическом смысле, т. е. имеют правильную цилиндрическую форму, являются чистыми по всей длине, вокруг них не имеется зоны пористой среды пониженной проницаемости. Для такой идеализированной картины графики Щурова, как показало сравнение с математическим решением численным методом М. Харриса задачи о притоке жидкости к геометрически несовершенной скважине, дают достаточно точный результат в пределах исследованных значений параметров перфорации.

Оценим качественно влияние параметров перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (6), приняв, что продуктивный пласт вскрыт бурением на всю толщину, т. е. $c_1 = 0$. Результаты расчетов ил-

люстрируются графически на рис. 14, 15 и 16. Из рис. 16 следует, что при плотности перфорации 10 и более отв/м 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.

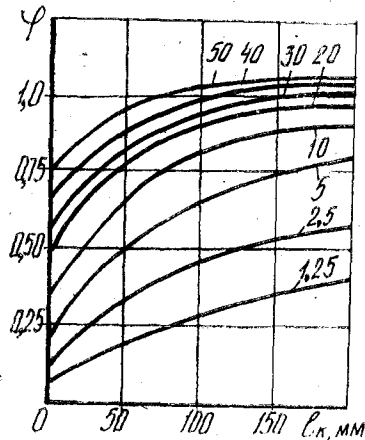


Рис. 14. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от длины канала перфорации ($R_k=400$ м, $r_c=0,1$ м, $d_k=12$ мм); шифр кривых — плотность перфорации, отв/м

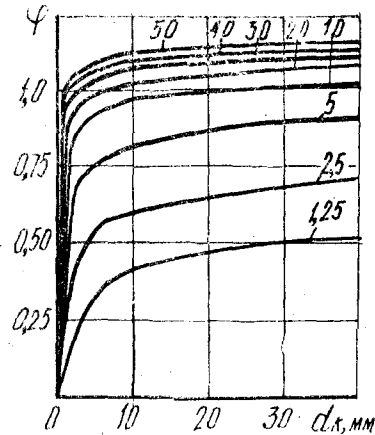


Рис. 15. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от диаметра канала перфорации ($R_k=400$ м, $r_c=0,1$ м, $l_k=150$ мм); шифр кривых — плотность перфорации, отв/м

Кривые на рис. 15 указывают на незначительное влияние поперечного размера каналов перфорации на степень совершенства скважин. Значит нет острой необходимости создавать прострелочную аппаратуру для получения каналов большого диаметра. Рис. 16 показывает, что увеличение плотности перфорации свыше 20 отв/м может быть оправдано только в случаях очень низкой пробивной способности перфораторов.

40

Анализ рассмотренных рисунков позволяет сделать такие выводы:

1) при длине перфорационных каналов не менее 150 мм оптимальной плотностью перфорации следует считать плотность не более 12—16 отв/м;

2) 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.

Сделанные 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. 17. Из этого рисунка следует, что в формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства скважины следует ввести, кроме уже известных коэффициентов, еще безразмерный коэффициент (s_{II}), учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне из-за несовершенства скважины по качеству вторичного вскрытия продуктивного пласта перфорацией. В данном случае

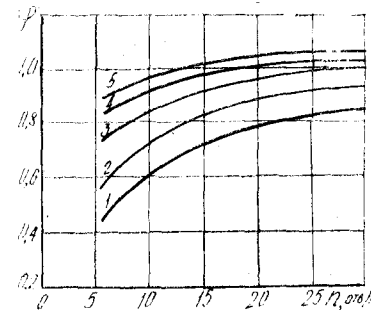


Рис. 16. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации ($R_k=400$ м, $r_c=0,1$ м, $d_k=12$ мм): шифр кривых 1, 2, 3, 4, 5 — $l_k=25, 50, 100, 150, 200$ мм

дополнительные фильтрационные сопротивления обусловлены снижением проницаемости породы вокруг перфорационных каналов. Если скин-эффект s_6 может быть определен с помощью, например, геофизических исследований в скважине по параметрам зон ухудшенной проницаемости — формула (4), то определить значение скин-эффекта s_{II} по промысловым исследованиям пока не представляется возможным.

41

собой цилиндрический образец искусственного или естественного песчаника со средними по пористости, проницаемости, твердости, прочности и т. д. свойствами. Керна вместе с цементным диском, имитирующим цементное кольцо, и стальным диском, имитирующим эксплуатационную колонну, помещается в резиновую обойму, через которую создается обжим керна, имитирующий горное давление. Кроме того, кернодержатель позволяет создавать и регулируемый обжим по оси керна, что воссоздает условия всестороннего давления породы в массиве пласта. Отстрел зарядов в натуральную величину производится на различных жидкостях, заполняю-

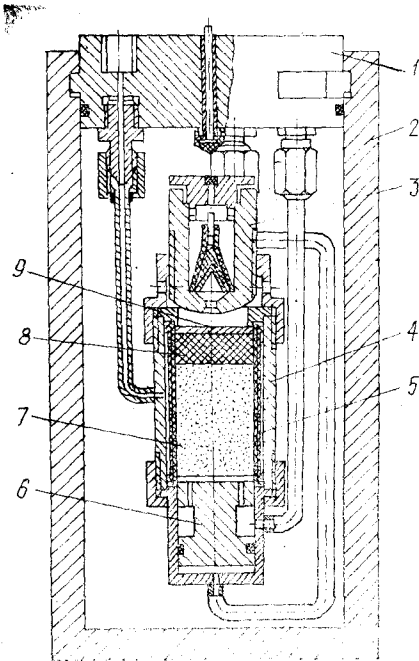


Рис. 18. Стенд для исследования пропускной способности каналов перфорации: 1 — затвор; 2 — корпус сосуда высокого давления; 3 — однозарядный макет перфоратора; 4 — кернодержатель; 5 — резиновая обойма для передачи на керн бокового горного давления; 6 — поршень для создания осевого горного давления; 7 — керн; 8 — цементный диск; 9 — стальной диск

щих скважину, с созданием либо репрессии, либо депрессии. Если перфорация производится на репрессии, то после срабатывания кумулятивного заряда перепад «из скважины в пласт» поддерживается до тех пор, пока происходит фильтрация скважинной жидкости в поры породы. Затем созданием перепада «из пласта в скважину» определяется расход жидкости через перфорированную мишень q_f , который сравнивается с $q_{ид}$ для этих же размеров каналов, находимого с помощью специальных графиков.

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_f оказалась равной $q_{ид}$ для этих же размеров каналов, т. е. k_c 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. 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 такой степени гидродинамически эффективных каналов при отстрелах на депрессии, очевидно, в силу конструктивных особенностей зарядов и используемой для лабораторных исследований мишени.

Серия отстрелов этих же зарядов при перепаде, направленном из скважины в пласт, на различных жидкостях, заполняющих скважину, проведенная для выяснения количественного влияния твердой и жидкой фаз на степень загрязнения породы вокруг перфорационных каналов, показала следующее. При отстреле зарядов на воде при репрессии на пласт величиной 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 же в зоне перфорации глинистого раствора плотностью 1100 кг/м³, а также утяжеленного баритом глинистого раствора плотностью 1600 кг/м³ и 2000 кг/м³, приготовленных на воде, коэффициенты совершенства канала соответственно были равны 0,54, 0,45, и 0,45, хотя глубина и диаметр перфорационных 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. Такой канал длиной 111 мм с зоной загрязнения дает такое же значение допол-

нительных фильтрационных сопротивлений в цилиндрическом керне диаметром 90 мм и длиной 200 мм, как и чистый канал длиной всего 8—18 мм. Иными словами, несовершенная технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов сводит на нет преимущество длинных перфорационных каналов.

Для оценки влияния величины репрессии, типа бурового раствора и первоначальной проницаемости породы на установке «Пласт» были проведены эксперименты с использованием промывочных жидкостей, нашедших наиболее широкое применение при бурении скважин и их перфорации в Западной Туркмении. На рис. 19 представлена зависимость коэффициента совершенства канала от величины репрессии при перфорации в среде хроматного бурового раствора. Из рисунка видно, что темпы снижения коэффициента совершенства канала наиболее высоки в интервале репрессии до 2 МПа, т. е. даже малейшая репрессия на пласт в момент перфорации приводит к существенному ухудшению качества гидродинамической связи перфорационных каналов с пластом.

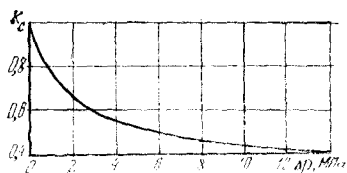


Рис. 19. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства канала от величины репрессии при перфорации в хроматном растворе

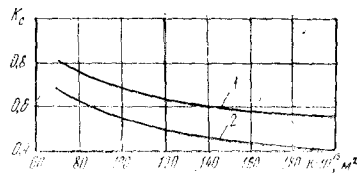


Рис. 20. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства канала от первоначальной проницаемости породы при отстреле зарядов в хроматном (1) и известковом (2) растворах

На рис. 20 показана зависимость коэффициента совершенства канала от первоначальной проницаемости искусственного песчаника, перфорированного на репрессии величиной 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. 3 показаны результаты исследований влияния на коэффициент совершенства типа бурового раствора и

соотношения между величиной 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 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 выносятся из пор. В тех же случаях, когда размер твердых частиц больше диаметра пор, они в поровое пространство потоком фильтрата не заносятся.

Таблица 3

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

Проведенные эксперименты позволяют сделать следующий важный вывод: существующая технология перфорации на репрессии с использованием буровых растворов с твердой фазой особенно губительно сказывается при вскрытии высокопроницаемых пластов. С учетом исследований К. Ф. Жигача и К. Ф. Пауса выводы могут быть распространены и на технологию вскрытия продуктивных пластов бурением. А именно: существующая 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 плоскорadiaльную (скважинную) систему потока. Так, по результатам исследований в США, около 80% всего потока жидкости в плоскопараллельной мишени диаметром 90 мм и длиной 380 мм приходится на последние 20% длины 200 мм перфорационного канала. При тех же условиях в плоскорadiaльной 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 за-

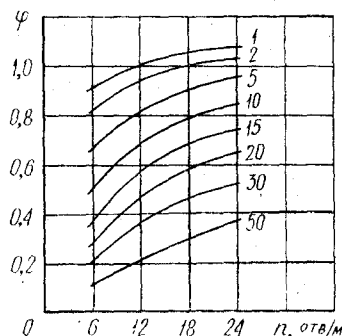


Рис. 21. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации ($d_k=12,7$ мм, $l_k=150$ мм, $r_c=75$ мм, $R_k=300$ м, $s_6=0$): шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в зоне вокруг перфорационного канала толщиной 12,7 мм

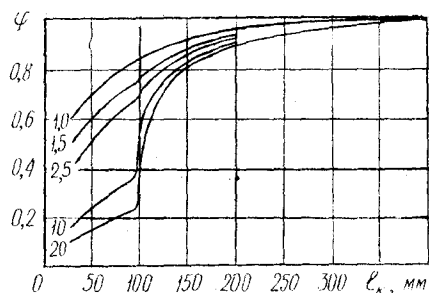


Рис. 22. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от длины чистых цилиндрических каналов перфорации ($d_k=6,35$ мм, $n=13$ отв/м, $R_2=175$ мм, $r_c=75$ мм, $R_k=300$ м): шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в зоне проникновения бурового раствора

дачу 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 сни-

жения 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. 21 показана зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от плотности перфорации, позволяющая оценить влияние степени снижения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов. Выводы по рисунку следующие. Если в условиях, когда нет загрязнения призабойной зоны при бурении, получить перфорационные каналы длиной 150 мм, то при плотности перфорации 15 отв/м коэффициент гидродинамического совершенства будет равен 1,05. Если же вокруг перфорационных каналов зона породы толщиной 12,7 мм имеет десятикратное снижение проницаемости, то коэффициент совершенства будет равен 0,7. При пятидесятикратном снижении проницаемости этой зоны коэффициент совершенства снизится до 0,2. Иными словами, при использовании достаточно мощных перфораторов, дающих глубины пробития 150 мм, и при плотности перфорации 15 отв/м можно получить и практически совершенную скважину, если перфорировать на депрессии, и скважину, работающую только на 20% от своих потенциальных возможностей, если перфорировать на репрессии. При высокой степени загрязнения породы вокруг перфорационных каналов увеличением плотности перфорации не представляется возможным получить достаточно высокое совершенство скважины. Так, при пятидесятикратном снижении проницаемости этой зоны увеличение плотности перфорации с 6 до 24 отв/м дает увеличение коэффициента совершенства только от 0,12 до 0,35.

Рис. 22 иллюстрирует зависимость коэффициента совершенства скважины от глубины перфорационных каналов при наличии вокруг скважины зоны проникновения толщиной 100 мм с ухудшенной проницаемостью до 20 раз. Видно, что при длине каналов, меньших глубины зоны проникновения фильтрата, коэффициент совершенства имеет очень низкие значения, при выходе каналов перфорации за пределы зоны проникновения коэффициент совершенства резко возрастает. Действительно, для одной и той же плотности перфорации 13 отв/м и при снижении проницаемости породы в зоне проникновения фильтрата в 20 раз, коэффициент совершенства равен 0,15, 0,20 и 0,73 при длинах перфорационных каналов соответственно 50, 85 и 125 мм. Таким образом, для достижения продуктивности скважины, близкой к потенциальной, необходимо, чтобы длина каналов перфо-

рации хотя бы в 1,5 раз была больше толщины зоны проникновения вокруг скважины. Поскольку радиус зоны проникновения обычно превышает 0,5 метра, а длина каналов наиболее мощных кумулятивных перфораторов не превышает 200—300 мм, то выполнить указанное условия на данном уровне развития техники кумулятивной перфорации как правило не удается.

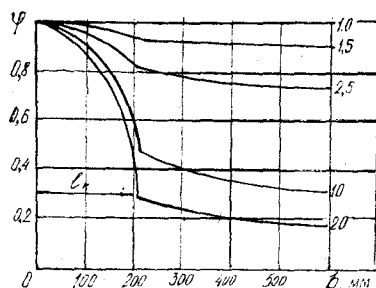


Рис. 23. Зависимость коэффициента гидродинамического совершенства скважины от толщины прискважинной зоны с пониженной проницаемостью ($l_k=200$ мм, $d_k=6,35$ мм, $n=13$ отв/м, $r_c=75$ мм, $R_k=100$ м): шифр кривых — кратность снижения проницаемости породы в прискважинной зоне размером b

Зависимость коэффициента совершенства от параметров зоны проникновения, образующейся вокруг скважины во время бурения, при длине каналов перфорации 200 мм показана на рис. 23. 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. 24 представлено совместное влияние параметров зоны проникновения и зоны пониженной проницаемости породы вокруг каналов перфорации на коэффициент гидродинамического совершенства. Как видим, в рассматриваемом диапазоне изменения этих параметров, коэффициент совершенства не превышает величины 0,5, причем параметры зоны проникновения здесь влияют на совершенство в меньшей степени, чем при условиях, рассмотренных на рис. 23.

3.5. Технология вскрытия продуктивных пластов перфорацией без загрязнения призабойной зоны

Выбор технологии вскрытия продуктивного пласта перфорацией должен в значительной мере определяться технологией вскрытия этого же пласта бурением. Хотя известно, что наилучшими буровыми растворами для первичного вскрытия продуктивных пластов являются газообразные агенты, пенные системы, безводные растворы на нефтяной основе, а также обращенные эмульсионные растворы с минерализованной водной фазой, по известным причинам в большинстве случаев для этой цели применяются буровые растворы на водной основе, в результате чего снижается проницаемость породы призабойной зоны. Применение рациональной технологии перфорации и в этих условиях может предотвратить дальнейшее снижение проницаемости породы призабойной зоны, а в ряде случаев удается даже уменьшить негативные последствия примененной технологии первичного вскрытия продуктивного пласта бурением.

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.

Характерной особенностью предлагаемых задавочных растворов является отсутствие в них твердой фазы, наличие которой, как было показано ранее, в наибольшей степени снижает гидродинамическую эффективность перфорационных каналов.

Поскольку основным требованием к раствору, находящемуся в скважине при перфорации на репрессии, является требование воспрепятствовать проявлению пласта до спуска в скважину колонны НКТ и установки на устье скважины специальной устьевой арматуры (говорят: задавить пласт, задавить скважину), то этот раствор будем называть задавочным.

ПАВ, вводимые в задавочный раствор, 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 с горными породами;

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

— иметь низкий показатель адсорбции на поверхности порового пространства;

— препятствовать образованию на границе раздела фаз адсорбционных слоев гелеобразной структуры.

Для обработки (облагораживания) задавочного раствора 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, уменьшению толщины гидратных оболочек, гидрофобизируют поверхность поровых каналов. Наиболее подходящими для обработки задавочных растворов на водной основе являются неионогенные ПАВ (ОП-7, ОП-10, УФЭ₈, КАУФЭ₁₄, дисолван и др.), поскольку они хорошо растворимы в пресной и минерализованной водах, мало адсорбируются на поверхности горных пород, эффективно снижают поверхностное натяжение на границе вода—нефть при малой концентрации (0,1—0,3%). Ионогенные (анионные — сульфонол, азолят, сульфонатриевые соли СНС и др. и катионные — катапин, выравниватель А и др.) ПАВ могут давать осадки с минерализованной водой, сильнее адсорбируются на поверхности породы.

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

Рассмотренные задавочные растворы могут успешно выполнять функции задавочных только в тех случаях, когда пластовое давление имеет величину ниже гидростатического. При пластовых давлениях выше гидростатического в качестве гомогенного (без твердой фазы) задавочного раствора следует применять, например, водный раствор хлористого кальция, плотность которого можно довести до 1400 кг/м³. Следует отметить, что раствор хлористого кальция способ-

ствует агрегированию глинистых частиц в пласте, чем в некоторой степени снижает негативные последствия применения при бурении 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 является наиболее прогрессивным способом 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 для нефтяных фонтанных скважин процесс вторичного вскрытия пласта совмещается с процессом вызова притока нефти или газа из пласта в скважину. Рассмотрим технологию и технику перфорации на депрессии.

По первому варианту применяют перфораторы типа КПРО65, ПР54, ПР43. До спуска перфоратора скважину оборудуют колонной НКТ, а на устье устанавливают фонтанную арматуру. На место буферного патрубка 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 геологотехническим условиям. В скважину через лубрикатор необходимой длины (максимальное количество одновременно спускаемых кумулятивных зарядов перфораторов не должно превышать 150—300 штук) на каротажном кабеле спускают малогабаритный перфоратор с установкой его против перфорируемого интервала (рис. 25). После срабатывания перфоратора пласт начинает сразу же проявлять себя и происходит интенсивный процесс очистки перфорационных каналов и породы пласта вокруг скважины. В высокопро-

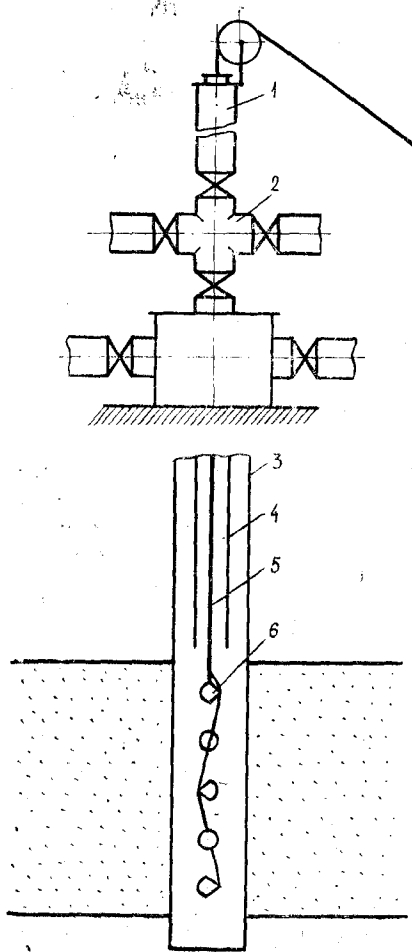


Рис. 25. Схема перфорации на депрессии со спуском перфоратора внутри колонны насосно-компрессорных труб; 1 — лубрикатор; 2 — устьевая фонтанная арматура; 3 — эксплуатационная колонна; 4 — колонна НКТ; 5 — каротажный кабель; 6 — перфоратор типа ПР

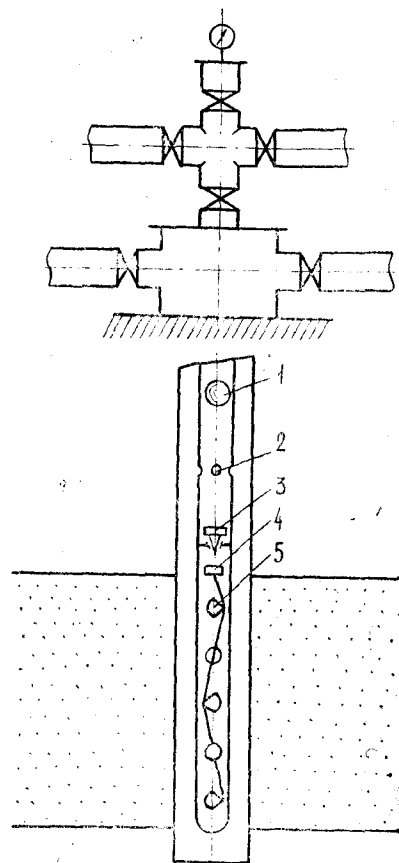


Рис. 26. Схема перфорации на депрессии со спуском перфоратора на насосно-компрессорных трубах: 1 — резиновый шар; 2 — отверстия в НКТ для создания циркуляции скважинной жидкости и приема пластовой жидкости; 3 — ударник накольного действия; 4 — капсуль-детонатор; 5 — перфоратор типа ПНКТ

дуктивных нефтяных и особенно газовых добывающих скважинах по мере заполнения ствола скважины пластовым флюидом происходит интенсивный рост давления на устье. Однако устройство лубрикатра таково, что позволяет вывести каротажный кабель из скважины, а при необходимости можно снова произвести его спуск в скважину для дострела нужного интервала.

При использовании малогабаритных перфораторов кумулятивной струе приходится преодолевать большое расстояние до соударения с преградой — обсадной колонной, а известно, что глубина пробития в преграде в значительной степени зависит от толщины слоя жидкости (рис. 27). Поэтому наибольший эффект следует ожидать от применения таких перфораторов в газовой среде, в связи с чем за рубежом для вскрытия газоносных пластов иногда применяется следующая технология. После неполного удаления жидкости с забоя скважины в нее через лубрикатор спускают малогабаритный перфоратор, к нижней части которого подсоединяется дополнительно 1—2 заряда в индивидуальных оболочках, срабатывающих 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 два-три раза и сокращение сроков освоения скважин в среднем на 8 суток по сравнению со вскрытием пластов на репрессии даже более мощными перфораторами типа 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 — 1400 кг/м^3 , алюминиевых — 2700 кг/м^3) сравнима с плотностью утяжеленных буровых растворов, на 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 метр перфорируемого интервала обсадная колонна внутренним диаметром 125 мм за-

подняется 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. Отметим здесь основные. Известно, что наибольшее отрицательное влияние бу-

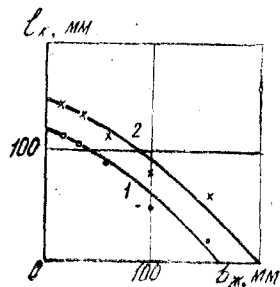


Рис. 27. Зависимость длины канала перфорации в породе от толщины слоя воды в зоне перфорации при давлении 30 МПа: 1 — ПК103; 2 — ПР54

ровых растворов, проникающих в пласт при бурении и перфорации, сказывается 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, т. к. в этом случае совмещается процесс вскрытия с процессом освоения. Незаменимы они 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, используются корпусные перфораторы одноразового использования типа ПКО, которые срабатывают не от электрического импульса (кабель здесь отсутствует), а от механизма ударного действия, который срабатывает при нажиме на него резинового шара, сбрасываемого в колонну труб с закачкой в них порции жидкости. Такие перфораторы спускаются вместе со специальной головкой с ударно-взрывным устройством для срабатывания кумулятивных зарядов и называются ПНКТ89 и ПНКТ73. В этих перфораторах имеются устройства для передачи детонации

от секции к 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. Технология проведения перфорации на депрессии с использованием перфоратора типа ПНКТ показана на рис. 26. В скважину, заполненную промывочной жидкостью, спускают колонну НКТ, 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-накольного действия, от которого срабатывает устройство инициирования зарядов. После сообщения пласта со скважиной нефть или газ из пласта поступают в колонну НКТ 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 нет необходимости 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 сказать, что его более удобно 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 дает возможности произвести повторную перфорацию без подъема колонны НКТ, а, следовательно, без глушения скважины раствором; имеется опасность прихвата перфоратора в скважине песком при длительной ее работе при эксплуатации слабосцементированных пластов.

Опыт применения этого способа перфорации позволил практически выявить имеющееся исключительно большое вредное влияние технологии вскрытия продуктивных пластов на репрессии с применением обычных растворов. Вот примеры. В скв. 13р Новониколаевская (Украина) из песчаника на глубине 2751—2746 метров после вскрытия перфоратором ПКС105 на репрессии в среде обычного бурового раствора притока не было получено, а после перестрела с помощью ПНКТ89 на депрессии был получен фонтан газа дебитом 95 тыс. м³/сут. А как видно из рис. 13, при равенстве масс взрывчатого вещества кумулятивных зарядов перфораторов ПКС105 и ПНК89 (50 г), глубина пробития по единой мишени у ПКС105 составляет 210 мм, а у ПКО89—190 мм. В скв. 117 Уренгойская (Тюменская область) из пласта сеноманского яруса, перекрытого двумя обсадными колоннами, получен приток газа около 1,5 млн. м³/сут после перфорации с помощью ПНКТ на депрессии, что было невозможно в случаях других способов перфорации на репрессии.

Опыт применения перфораторов типа ПНКТ также показывает, что даже без изменения технологии бурения использование более совершенной технологии перфорации может дать существенное улучшение качества вскрытия продуктивных пластов. Так, в нефтяных скважинах 749 и 903 (Западная Туркмения) после проведения перфорации на депрессии с использованием ПНКТ коэффициенты продуктивности оказались почти в 2 раза выше, чем у близлежащих скважин 190, 191 и 192. В последних те же пласты были вскрыты на репрессии перфораторами типа ПКО, имеющими одинаковую с ПНКТ массу заряда взрывчатого вещества.

4. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

4.1. Обобщение понятия о гидродинамическом совершенстве скважин

В промысловой практике для эффективного планирования и регулирования процесса разработки месторождения необходимо знать потенциальные добывные возможности каждой скважины. Сравнение фактических и потенциальных продуктивных характеристик скважин дает возможность оценивать эффективность выбранной технологии заканчивания скважины и проводимых на скважине технологических операций, позволяет правильно выбрать методы интенсификации притока в скважину.

Приток жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне и в забое скважины возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Целесообразно выделять следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис. 28):

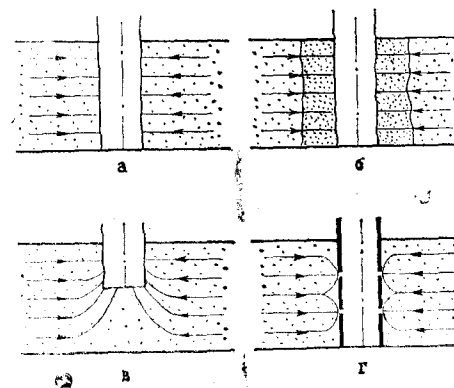


Рис. 28. Схематическое изображение притока в гидродинамически совершенную (а) и гидродинамически несовершенную скважину по качеству (б), степени (в) и характеру (г) вскрытия продуктивного пласта

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

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

в) по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

На основании сказанного формула дебита реальной скважины, пробуренной на нефтяной пласт и имеющей все перечисленные виды гидродинамического несовершенства, примет следующий вид

$$Q_{\phi} = \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\omega_{осн} - \omega_{доп}} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 + s_6 + s_n \right)} \quad (7)$$

Дополнительные фильтрационные сопротивления при этом равны

$$\omega_{доп} = \frac{\mu}{2\pi kh} (c_1 + c_2 + s_6 + s_n) .$$

Для расчетов притока жидкости или газа к системе взаимодействующих несовершенных скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса. Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой при прочих равных условиях равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины. На основании данного определения формулу (7) запишем в виде

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 + s_6 + s_n \right)} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (8)$$

Из этого равенства легко получается выражение для приведенного радиуса:

$$r_{пр} = r_c e^{-(c_1 + c_2 + s_6 + s_n)}$$

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами — совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами, что значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вместо сложных расчетно-аналитических зависимостей, описывающих приток в реальные несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически совершенных скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства,

под которым понимают отношение фактического дебита скважины к дебиту этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т. е. если бы скважина, при прочих равных условиях, имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость пористой среды в призабойной зоне). Из этого определения и с учетом формул (1), (7) и (8) следует, что

$$\varphi = \frac{Q_{\phi}}{Q_c} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 + s_6 + s_n} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (9)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важных характеристик скважины и подлежит определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Строение пористой среды вокруг скважины и состояние ее забоя в общем случае может иметь очень сложную картину. Соответственно столь сложной будет и картина притока в гидродинамически несовершенную скважину.

Определение степени гидродинамического совершенства скважин различными исследователями проводилась теоретически (аналитическими и численными методами), экспериментально и по промысловым данным.

4.2. Определение степени совершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований

На протяжении десятков лет различными исследователями велось изучение продуктивности гидродинамически несовершенных скважин. Исследование притока нефти или газа в гидродинамически несовершенную скважину проводилось аналитически и экспериментально. С появлением быстродействующих электронно-вычислительных машин с большим объемом памяти появилась возможность для этой цели применять численные методы.

Аналитическое решение задачи о притоке жидкости в несовершенную скважину сводится к решению уравнения Лапласа в цилиндрических координатах для определенной группы граничных условий

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \Phi}{\partial r} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0 ,$$

где Φ — функция потенциала;

r, z — горизонтальная и вертикальная координаты, соответственно.

Аналитическое решение задачи о притоке жидкости в скважину, несовершенную по степени вскрытия пласта, впервые было опубликовано М. Маскетом в 40-х годах текущего столетия. Позднее многими отечественными и зарубежными исследователями предпринимались попытки аналитического решения задачи о притоке несжимаемой жидкости и газа в изотропной пористой среде к перфорированной (несовершенной по характеру вскрытия пласта) скважине. Однако эту задачу из-за сложности и большого числа граничных условий решить в точной постановке не удалось. Аналитические формулы для расчета дебита перфорированной скважины были получены только для упрощенной, т. е. идеализированной схемы притока (перфорационные каналы нулевой длины или правильной геометрической формы и одинакового размера, строго определенное расположение перфорационных каналов по боковой поверхности забоя скважины, одинаковая по свойствам и строению пористая среда и т. п.). Тем не менее, полученные формулы сказались мало пригодными для практического использования из-за их сложности и низкой точности.

Метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанный на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах, позволяет быстро получать количественный результат для существенно трехмерных задач фильтрации, трудно поддающихся аналитическому решению. При этом электрические токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, напряжения — аналогом перепадов давления, а омические сопротивления — аналогом фильтрационных сопротивлений.

Метод ЭГДА был применен В. И. Щуровым с целью изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. Был использован гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными цилиндрическими электродами правильной формы в качестве модели перфорированной скважины. Сравнение протекающих токов при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит), геометрически подобную пластовой системе, позволило определить возникающие омические сопротивления, а от последних по ЭГДА перейти к фильтрационным сопротивлениям. В результате обработки экспериментальных данных

были найдены значения безразмерных коэффициентов c_1 и c_2 для различных условий вскрытия пласта и построены известные графики Щурова, которые широко используются в практике и теории разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Нами проведена математическая обработка экспериментальных данных В. И. Щурова и получены следующие формулы:

$$c_1 = 7,86 (0,3 \ln^2 h' - 0,25 \ln h') (0,03 + 0,14 \ln \frac{h}{D} + 0,04 \ln^2 \frac{h}{D}), \quad (10)$$

$$c_2 = 3,58 (0,34 - 0,3 \ln \frac{l_k}{D} + 0,17 \ln^2 \frac{l_k}{D}) \times \\ \times (2,07 - 1,64 \ln nD + 0,41 \ln^2 nD) \times \\ \times (0,3 - 0,24 \ln \frac{d_k}{D} + 0,01 \ln^2 \frac{d_k}{D}) - 1, \quad (11)$$

где h — эффективная толщина пласта, м;

h' — относительное вскрытие пласта;

D — диаметр скважины, м;

l_k — средняя эффективная длина перфорационных каналов, м;

d_k — диаметр перфорационных каналов, м;

n — плотность перфорации, отв/м.

Формулы (10) и (11) дублируют графики Щурова. Однако использование этих формул уменьшает вероятность и величину ошибок за счет интерполяции. Они удобны при расчетах на ЭВМ.

Техника лабораторного моделирования не позволяет изучить влияние на дебит скважины всех видов несовершенства, в частности — изменения проницаемости породы. Это удалось сделать только благодаря применению быстродействующих ЭВМ, обладающих большим объемом памяти. Такие исследования проведены в США.

Нами проведена математическая обработка некоторых результатов решения американскими исследователями задачи о продуктивности перфорированной скважины и получена следующая формула для определения величины S_0 :

$$s_6 = 5,8(0,1 - 0,01 \ln \frac{k_1}{k} + 0,4 \ln^2 \frac{k_1}{k}) (3,53 - 1,44 \ln n + 0,17 \ln^2 n) (0,42 - 0,07 \ln l_k + 0,13 \ln^2 l_k). \quad (12)$$

Формула (12) соответствует случаю, когда перфорационные каналы не выходят за зону пониженной проницаемости и получена при изменении параметров в следующем диапазоне: k_1/k от 0,125 до 0,5; n от 4 до 52,4 отв/м; l_k от 0,05 до 0,30 м.

Поскольку реальные перфорационные каналы имеют неправильную геометрическую форму, а также измененное состояние пористой среды вокруг них, одним из авторов данной работы предложено реальные каналы заменять эквивалентными по пропускной способности каналами правильной геометрической формы с ненарушенной структурой пористой среды вокруг них. Для этой цели аналитически решена задача расчета расхода жидкости через цилиндрическую керновую модель с перфорационным каналом в центре и выполнены экспериментальные исследования по отстреламкумулятивных зарядов и по определению пропускной способности полученных каналов на специально созданной установке «Пласт», позволяющей имитировать в керне-мишени пластовые условия. Такой подход является более приближенным к условиям притока в реальную перфорированную скважину.

Резюмируя, отметим, что рассмотренные методы позволяют определять продуктивность скважины с идеализированной картиной забоя и призабойной зоны. Ни экспериментальные, ни математические приемы не позволяют учесть все особенности реальной картины гидродинамического совершенства. Такая задача может быть решена только на основе промысловых данных.

4.3. Методика определения степени совершенства скважин по промысловым данным

Изменение проницаемости породы призабойной зоны и геометрия забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, для реальной скважины в промысловых условиях технологи не знают, к примеру каких размеров и формы получились перфорационные каналы, какова степень изменения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов и

т. п. Технологи также не имеют достоверной информации и о многих других параметрах, по которым определяются величины дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить степень гидродинамического совершенства скважины по формуле (9) обычно не представляется возможным, поскольку достоверно не известны фактические значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления.

Из сказанного следует, что нужна такая методика оценки степени гидродинамического совершенства скважин, которая бы не содержала в явном виде значений этих коэффициентов. Методика должна обладать необходимой точностью оценки и применима в любой период работы скважины, так как состояние забоя и проницаемость породы пласта и призабойной зоны с течением времени разработки месторождения также изменяются. Такая методика, очевидно, должна основываться на результатах гидродинамических исследований скважин.

Покажем, как на основе гидродинамических методов исследований скважин можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства. Введем в формулу дебита реальной скважины, описывающую плоско-радиальную фильтрацию жидкости по линейному закону, коэффициент гидропроводности. Тогда формула (7) примет вид

$$Q_{\phi} = \frac{2 \pi \epsilon (P_{пл} - P_{заб})}{\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 + s_6 + s_n}.$$

Переписав эту формулу относительно знаменателя

$$\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 + s_6 + s_n = \frac{2 \pi \epsilon (P_{пл} - P_{заб})}{Q_{\phi}} = \frac{2 \pi \epsilon}{\varphi}, \quad (13)$$

получаем, что сумма дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры — коэффициенты гидропроводности пласта и продуктивности скважины.

Подставляя (13) в (9) получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства

$$\varphi = \frac{1}{2 \pi} \frac{\eta_{\phi}}{\epsilon} \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (14)$$

В полученной формуле величина коэффициента продуктивности (η_{ϕ}) определяется по результатам исследования скважины при установившихся режимах работы, т. е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта (ϵ) определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах $\Delta p(t) - \ln t$. Из теоретических основ газогидродинамических исследований скважин на установившихся и неустановившихся режимах работы следует, что коэффициент продуктивности, определенный по ИД, характеризует всю зону дренирования — от контура питания до стенки скважины, а коэффициент гидропроводности, определенный по КВД, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с естественными (не измененными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Таким образом, методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, основанная на формуле (14), построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и неустановившихся режимах работы. При этом в расчетах используются параметры, определяемые по результатам исследований скважин с наименьшей погрешностью.

4.4. Влияние основных геологопромысловых факторов на степень совершенства скважин

Качество вскрытия пластов определяет большое число факторов, связанных с бурением продуктивного пласта, перфорацией скважин и конструкцией их забоев, а также с фильтрационными характеристиками пласта и физико-химическими процессами, происходящими в пористой среде призабойной зоны при бурении и перфорации. Многофакторность условий формирования состояния призабойной зоны и забоя скважины является одним из основных критериев возможности применения для оценки степени гидродинамической связи пласта и скважины методов математической статистики, которые широко применяются в различных областях науки и техники с целью оценки, прогнозирования, диагностики, распознавания образов и т. д.

С целью исследования влияния геологопромысловых факторов на гидродинамическое совершенство скважин были собраны первичные геологопромысловые данные почти по

500 скважинам нефтяных месторождений основных нефтедобывающих районов страны.

Выбирались скважины, в которых были проведены гидродинамические исследования при установившихся и неустановившихся режимах работы, т. е. по которым были известны коэффициент продуктивности скважины и коэффициент гидропроводности пласта. Анализ собранного геологопромыслового материала, анализ публикаций по вопросам вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией позволили в качестве влияющих факторов выбрать следующие: коэффициент проницаемости пласта, определенный по КВД; коэффициент пористости пласта; величину репрессии на пласт при вскрытии его бурением и перфорацией; водоотдачу бурового раствора; плотность перфорации; величину депрессии на пласт во время эксплуатации скважин; толщину пласта. Характеристика выбранных геологопромысловых факторов приведена в табл. 4. Коэффициент гидродинамического совершенства определялся по формуле (14).

Таблица 4

| Факторы | Значение факторов | | |
|-----------------------------------|-------------------|--------------|---------|
| | минимальное | максимальное | среднее |
| Проницаемость (мкм ²) | 0,002 | 6,016 | 0,560 |
| Пористость | 0,030 | 0,293 | 0,186 |
| Репрессия (МПа) | 1,1 | 12,4 | 5,0 |
| Плотность перфорации (отв/м) | 4 | 47 | 22 |
| Водоотдача (куб. см за мин) | 3,5 | 35,0 | 12,4 |
| Депрессия (МПа) | 0,07 | 10,9 | 2,3 |
| Толщина пласта (м) | 0,5 | 110,0 | 22,0 |
| Коэффициент совершенства | 0,04 | 1,29 | 0,6 |

Статистическая связь между выбранными геологопромысловыми факторами и коэффициентом гидродинамического совершенства скважин была найдена методом многофакторного корреляционного анализа с последовательным вводом факторов. За основу принято уравнение регрессии в виде произведения функций влияния отдельных факторов:

$$\varphi = \varphi \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot f_3 \cdot f_4 \cdot f_5 \cdot f_6 \cdot f_7, \quad (15)$$

где $\bar{\phi}$ — средняя величина коэффициента совершенства по анализируемым скважинам;

f — функция влияния отдельного фактора.

Расчет сделан на ЭВМ по 259 скважинам, вскрывшим преимущественно гранулярные коллекторы. Вид функции влияния каждого отдельного фактора выбирался по минимуму среднеквадратической ошибки аппроксимации из совокупности, включающей полиномы, логарифмическую, гиперболическую, степенную и показательную функции и их комбинации. Среднее значение коэффициента совершенства по скважинам оказалось равным 0,60. Это говорит о том, что средняя скважина работает на 60% от своих потенциальных возможностей.

В результате расчетов получены следующие выражения для функций влияния:

$$\left. \begin{aligned} f_1 &= 1,12 - 0,18 \ln(1,786k + 1,22) \\ f_2 &= 0,848 + 0,806m \\ f_3 &= 0,969 - 0,083 \ln(0,2\Delta p_p - 0,16) \\ f_4 &= 1,03 - 0,0536W \\ f_5 &= 1,016 - 0,00073n \\ f_6 &= 0,936 + 0,21 \ln(0,435\Delta p + 0,5) \\ f_7 &= 2,13(0,045h + 2,23)^{-0,72} \times \\ &\quad \times \exp[0,19(0,045h + 2,23)] - 0,762. \end{aligned} \right\} (16)$$

Графические зависимости функций влияния каждого фактора приведены на рис. 29. Полученные статистические зависимости позволяют сделать следующие важные для практики выводы.

Проницаемость является важнейшей характеристикой пласта. Это основной исходный параметр для составления всех проектных документов, по которым осуществляется разработка месторождений. Поэтому установление закономерностей влияния проницаемости пласта на гидродинамическое совершенство скважин логично считать одним из ключевых моментов и в решении задачи определения и прогнозирования степени совершенства. Статистическая обработка показала, что с увеличением проницаемости породы гидродинамическая связь пласта и скважины ухудшается. Причина — существующая технология вскрытия продуктив-

ного пласта при репрессии, когда в качестве рабочего агента при бурении и перфорации используется раствор на водной основе с твердой фазой. Полученная зависимость указывает на необходимость применения раствора без твердой фазы хотя бы при перфорации, если нельзя более существенно изменить всю технологию вскрытия пласта.

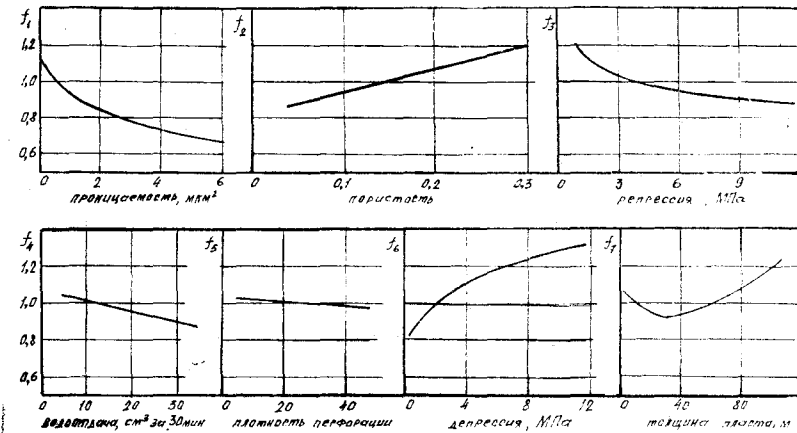


Рис. 29. Графическое изображение функций влияния

Более высокая степень гидродинамического совершенства скважин в условиях высокопористых коллекторов очевидно связано с улучшением в процессе освоения и работы скважин очистки пор породы призабойной зоны от раствора, проникшего при заканчивании скважины.

Отрицательное влияние репрессии также объясняется влиянием твердой фазы раствора. Обычно считается, что твердая фаза при бурении в гранулярном коллекторе проникает в пласт на сравнительно небольшую глубину и применение современных кумулятивных перфораторов позволяет пробить образовавшуюся при бурении зону кольматации. Исключительно отрицательную роль будет играть наличие твердой фазы в растворе, которым заполнена скважина во время перфорации при репрессии, поскольку твердые частицы будут способствовать образованию зоны кольматации теперь уже вокруг образовавшихся перфорационных каналов, чем в значительной степени снизят гидродинамическую эффективность каналов. Полученная зависимость наглядно указывает на преимущества перфорации скважин с исполь-

зованием раствора без твердой фазы или перфорации при депрессии на пласт.

Интенсивность проникновения в пласт жидкой фазы бурового раствора характеризуется величиной водоотдачи. С ростом водоотдачи раствора степень совершенства скважин снижается. Относительно невысокая степень влияния этого фактора подтверждает правильность полученных качественных и количественных результатов о влиянии на совершенство скважин проницаемости и пористости коллектора и репрессии на пласт при вскрытии, а также указывает на то, что более существенную роль играет проникновение в пласт не жидкой, а твердой фазы раствора.

Снижение, хотя и очень незначительное, эффективности гидродинамической связи пласта и скважины с увеличением плотности перфорации на первый взгляд противоречит сложившимся представлениям. Однако бытующее у производителей мнение о возможности существенного повышения продуктивности скважин путем увеличения плотности перфорации является ошибочным, а ошибочность такого мнения обусловлена тем, что не учитываются условия в скважине при перфорации. Полученный результат по большому объему промысловых данных имеет глубокий смысл и объясняется следующим. Во-первых, обычно применяемая технология предполагает наличие в скважине во время перфорации раствора, который использовался при бурении продуктивного пласта. Поэтому при наращивании плотности перфорации (а, как известно, максимальная плотность перфорации за один спуск в зависимости от типа кумулятивного перфоратора не превышает 6—12 отв/м) происходит заправка бурового раствора в уже готовые перфорационные каналы, чем дополнительно снижается их гидродинамическая эффективность. При этом ударная волна, которая распространяется от взрыва кумулятивных зарядов, приводит к дополнительной коагуляции породы вокруг уже имеющихся перфорационных каналов и способствуют разрыву сольватных оболочек и набуханию глинистых минералов в породах. Во-вторых, высокая плотность перфорации обычно наблюдается в тех случаях, когда скважина плохо осваивается, а это, как правило, результат сильного ухудшения проницаемости призабойной зоны при бурении продуктивного пласта. Если же в процессе бурения пласт не загрязнен или загрязнение незначительно, то скважина при первой же перфорации проявляет себя активно и увеличивать плотность перфорации не требуется. Из установленной закономерности вытекает следующий важный для практики вывод: увеличением плотности перфорации нельзя полностью

исправить те вредные последствия несовершенной технологии вскрытия продуктивных пластов бурением, которые имеют место в подавляющем большинстве скважин.

Значительный рост степени совершенства при увеличении депрессии, с которой скважины пускаются в работу, объясняется тем, что после ввода скважины в эксплуатацию происходит самоочищение породы в призабойной зоне от проникших в процессе заканчивания скважины твердой и жидкой фаз раствора. Поэтому, если позволяют геологотехнические условия, желательнее, чтобы скважина после освоения некоторое время поработала с максимально допустимой депрессией. Данная рекомендация справедлива только для гранулярных коллекторов.

Зависимость гидродинамического совершенства от толщины продуктивного пласта имеет сложный вид. Левая нисходящая ветвь кривой обусловлена, очевидно, преобладающим влиянием времени воздействия бурового раствора на пласт, поскольку при прочих равных условиях большей толщине соответствует большее время разбуривания пласта. В диапазоне правой восходящей ветви преобладающее влияние, вероятно, оказывает неоднородность пласта. В этом случае приток в скважину будет происходить, в основном, через интервалы, имеющие хорошую гидродинамическую связь со скважиной. Пониженная степень гидродинамической связи остальной части перфорированного интервала компенсируется вертикальными перетоками.

При подстановке (16) в (15) получим полную запись уравнения множественной регрессии зависимости коэффициента гидродинамического совершенства от выбранных семи факторов. Полученное уравнение регрессии позволяет определять и прогнозировать степень совершенства скважин для конкретных промысловых условий, а также позволяет управлять гидродинамическим совершенством скважин путем соответствующего регулируемого изменения технологических факторов.

5. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

При подготовке добывающей скважины к эксплуатации после перфорации следует выполнить такие операции:

- спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб;
- установку устьевого арматуры и ее обвязку;

— вызов притока из пласта с применением, при необходимости, методов воздействия на призабойную зону;

— проведение гидродинамических исследований скважин и установление нормы отбора;

— пуск скважины в эксплуатацию.

Колонна НКТ спускается в эксплуатационную колонну. Нижний конец колонны НКТ в зависимости от конкретных условий может устанавливаться в пределах интервала перфорации, а также выше или ниже его.

Устье скважины герметизируется при помощи фонтанной арматуры. Обязанность устьевой арматуры должна обеспечивать проведение промывки скважины, подключение компрессоров и насосных агрегатов, замер давления, температуры, расхода и отбор проб продукции скважины, спуск в скважину глубинных приборов, отделение газа от нефти, сжигание отделяемого газа, направление продукции скважины на пункты сбора и подготовки нефти и газа. После обвязки устьевой арматуры приступают к освоению скважины.

Освоение скважины — комплекс технологических работ по вызову притока из пласта, восстановлению проницаемости призабойной зоны, установлению режима эксплуатации скважины.

5.1. Вызов притока из пласта в случае незагрязненной призабойной зоны

Условия вызова притока из пласта в большой степени влияют как на успешность освоения, так и на дальнейший режим и эффективность работы скважины. Величина пластового давления, состояние призабойной зоны, степень цементированности пород, наличие газовой шапки, подошвенной воды, посторонних напорных вод, залегающих в кровле и подошве продуктивного пласта, и ряд других факторов являются определяющими при выборе способа вызова притока нефти и газа из пласта.

В промысловой практике нередко наблюдаются случаи, когда в процессе освоения скважин возникают серьезные осложнения. Такие наиболее распространенные осложнения как деформация эксплуатационной колонны, нарушение целостности цементного камня за колонной, разрушение породы в призабойной зоне, прорыв верхних и нижних вод, открытое нерегулируемое фонтанирование скважин происходят главным образом потому, что технология освоения была выбрана без учета геологических свойств пласта-коллектора, условий залегания нефти, газа и воды, отрицатель-

ных последствий условий первичного и вторичного вскрытия пласта.

В основе всех способов вызова притока лежит принцип снижения давления столба раствора в скважине ниже пластового и создание такой минимальной величины депрессии, при которой начинается приток. Уменьшение давления на забое скважины достигается или снижением уровня жидкости в эксплуатационной колонне, или снижением плотности жидкости. Величина депрессии для получения притока зависит от типа коллектора (гранулярный, трещинный), свойств и вида пластовой жидкости (нефть, газ, вода), устойчивости коллектора, коллекторских свойств пласта, степени снижения проницаемости породы призабойной зоны и некоторых других факторов. При прочих равных условиях в устойчивых коллекторах величина депрессии может быть значительной и достигаться быстро, в слабосцементированных или трещинных — небольшой и плавной; в газовых скважинах величина депрессии существенно меньше, чем в нефтяных.

Принято выделять шесть основных способов вызова притока: тартание, поршневание, снижение уровня глубинными насосами, замена скважинной жидкости на жидкость меньшей плотности, компрессорный способ, прокачка газожидкостной смеси. Сущность и технология этих способов достаточно подробно изложены в учебниках. Отметим только, что тартание и поршневание — старые, малопроизводительные, трудоемкие способы; их можно применять, когда не ожидается фонтанных проявлений. Снижение уровня глубинными скважинными штанговыми или электроцентробежными насосами рекомендуется применять на месторождениях с низким пластовым давлением, когда также не ожидается фонтанных проявлений. Способ замены скважинного раствора (на глинистый раствор меньшей плотности, воду, нефть, конденсат) обеспечивает наиболее плавное снижение давления. Широко распространенный на промыслах компрессорный способ допускает большие колебания давления, его не следует применять в слабосцементированных и трещинных коллекторах. Наиболее универсальным по степени и темпу снижения давления является способ закачки в скважину газированной жидкости, который еще называют способом аэрации. Этот способ следует применять в скважинах, пробуренных на пласты с подошвенной водой или близко расположенными к продуктивному объекту нижними или верхними напорными водами, а также с коллекторами, характеризующимися несцементированными породами или наличием трещин.

В последние годы в самостоятельный выделяется способ вызова притока с применением пен. Сущность этого способа состоит в том, что для вызова притока нефти или газа из пласта забойное давление уменьшают за счет постепенного снижения плотности скважинной жидкости путем замены ее двухфазной пеной. Рекомендуемый состав пены: 0,2—0,3 вес. % ПАВ (например, неионогенного типа — ОП-10 и др. или ионогенного типа — сульфол, ДС—РАС и др.), вода, количество газа добавляется в зависимости от требуемой степени аэрации. Поскольку плотность двухфазной пены можно легко изменять в широких пределах (от 900 до 100 кг/м³) постепенным увеличением газосодержания (аэрацией), то вызов притока нефти и газа из пласта можно осуществить плавно, не подвергая опасности деформации цементное кольцо, эксплуатационную колонну, породу призабойной зоны. Добавка указанного количества ПАВ обеспечивает образование пены необходимой устойчивости, отвечающей условиям вызова притока. Одновременно при такой концентрации удается на поверхности легко разрушить поступающую из скважины пену для многократного использования пенообразующей жидкости с целью создания новой порции пены и закачки ее в скважину. Это выгодно в экономическом отношении и не приводит к загрязнению окружающей среды.

В отличие от вышперечисленных способов, применение пенных систем при освоении скважин предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества воды и позволяет эффективно очищать призабойную зону от глинистых частиц и фильтрата, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией.

5.2. Вызов притока с применением методов воздействия на призабойную зону

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

ший раствор выносится потоком газа только из крупных поровых каналов. Пласты с аномально высоким пластовым давлением часто вскрываются на такой высокой репрессии, что создать в процессе вызова притока равную по абсолютной величине депрессию, с целью удаления проникшего в пласт раствора, технически невозможно осуществить.

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

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

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

Важным является то обстоятельство, что кислотная обработка и ГРП применимы практически вне зависимости от причин и при любой степени снижения проницаемости призабойной зоны. Относительно высокая стоимость этих методов не должна служить препятствием к их применению, поскольку затраты быстро окупаются.

В практике освоения скважин опробовано значительное количество методов, разработанных с целью восстановления проницаемости породы путем удаления из призабойной зоны проникшего при заканчивании скважины бурового раст-

вора. Наиболее перспективными из этих методов следует считать применение пенных систем, испытателей пластов, струйных аппаратов.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также обеспечивает полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией. С целью предотвращения проникновения дополнительного количества фильтрата вызов притока следует осуществлять заменой скважинной жидкости однокомпонентной двухфазной пеной с малой степенью аэрации при прямой схеме циркуляции. После полной замены скважинной жидкости пеной необходимо приступить к закачке в скважину пены с меньшей плотностью, но уже по кольцевой схеме циркуляции, т. е. новые порции пены меньшей плотности направлять в скважину через кольцевое пространство.

Освоение скважин пеной с полным удалением проникшего в пласт промывочного раствора состоит в том, что до вызова притока в скважину закачивается многокомпонентная пена до достижения давления на забое выше гидростатического. Рекомендуется следующий состав многокомпонентной пены (вес. %):

| | |
|-------------------|-----------|
| ПАВ | 1,0—2,0 |
| Гидроокись натрия | 3,0—5,0 |
| Гидрофобизатор | 1,0—3,0 |
| Метанол | 20—40 |
| Вода | остальное |

В результате закачки многокомпонентной пены указанного состава в призабойной зоне создается физико-химическая обстановка, способствующая очистке породы от твердых частиц и воды, которые затем успешно удаляются при последующем вызове притока. Гидроокись натрия (NaOH) в сочетании с ПАВ усиливает диспергирование и пептизацию твердых частиц, одна часть которых затем поглощается мицеллами в результате явления солюбилизации, а другая прилипает к пузырькам пены. Гидрофобизатор (например, ГКЖ-11) в сочетании с ПАВ обеспечивает надежную гидрофобизацию поверхности твердых частиц, которые в последствии легко прилипают к пузырькам воздуха. Метанол способствует дегидратации низкопроницаемых пластов и

прослоев, благодаря чему восстанавливается их естественная проницаемость. Указанный состав смешивают, а затем вспенивают. Степень аэрации в пластовых условиях принимается равной 0,5—1,5.

Технология применения многокомпонентной пены следующая. После замены скважинной жидкости однокомпонентной пеной по схеме прямой циркуляции в колонну НКТ закачивают сначала 2—3 м³ пенообразующей многокомпонентной жидкости (водный раствор ПАВ с добавкой гидроокиси натрия, тонкодиспергированного гидрофобизатора и метанола), а затем — двухфазную многокомпонентную пену. После вытеснения всего объема многокомпонентной пенообразующей жидкости из НКТ в кольцевое пространство последнее герметизируют и начинают процесс продавливания многокомпонентной пены в призабойную зону до достижения давления на забое скважины на 3—5 МПа выше гидростатического. После этого скважину выдерживают 3—4 часа и приступают к вызову притока из пласта с применением однокомпонентной пены по схеме обратной циркуляции.

Степень аэрации зависит от расхода пенообразующей жидкости и подачи раствора. Для освоения скважины независимо от ее глубины достаточно использовать не более одного компрессора и одного промывочного агрегата. Скважины глубиной до 3000 м можно осваивать с помощью передвижного компрессора УКП-80 при расходе пенообразующей жидкости 0,5—3,0 л/с. Скважины большей глубины следует осваивать с помощью передвижного компрессора КПУ 16/100 или КПУ 16/250 при расходе пенообразующей жидкости 2—6 л/с.

Комплект испытательных инструментов (КИИ) на трубах предназначен для испытания перспективных объектов (пластов) на нефть и газ в открытом стволе или в обсадной колонне поисковых и разведочных скважин. Основными узлами КИИ являются пакер, испытатель пластов, система клапанов, глубинные манометры. При спуске испытатель пластов закрыт, поэтому скважинная жидкость не попадает в бурильные трубы, на которых спускается КИИ. Пакер устанавливается над испытуемым пластом и, герметично перекрывая обсаженный или необсаженный ствол, изолирует подпакерный объем от остальной части ствола скважины. Путем соединения подпакерного пространства с полостью бурильных труб создается депрессия и происходит приток нефти или газа из испытуемого интервала пласта в бурильные трубы. Этот период испытания называется периодом притока. Он может длиться от нескольких минут до нескольких

часов. После окончания притока испытатель пластов закрывается без нарушения герметичности пакеровки и происходит восстановление пластового давления. Изменение давления в периоды притока и восстановления регистрируется глубинными манометрами.

КИИ позволяет создавать мгновенную высокую депрессию на испытуемый пласт, что оказывает в отдельных случаях благоприятное воздействие на процесс очистки порового пространства призабойной зоны. Причем периоды притока и восстановления давления могут повторяться неоднократно. Эти факторы, а также относительная простота спуска и надежность герметизации способствовали широкому использованию КИИ в последнее время для восстановления проницаемости призабойной зоны при освоении скважин.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа разработана технология освоения скважин с очисткой призабойной зоны путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата. Подачей насосным агрегатом рабочего агента через колонну НКТ к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии. После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения—восстановление забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта.

Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удается извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора. Струйный аппарат также может быть применен для повышения эффективности кислотных обработок призабойных зон, поскольку обеспечивает быстрое и надежное удаление из породы остаточного раствора кислоты и продуктов реакции.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000 м³/сут. жидкости и более. Для осуществления метода достаточно 1—2 насосных агрегатов.

5.3. Исследование скважин и установление норм отбора

После получения устойчивого притока из пласта скважина должна некоторое время поработать, чтобы произошла самоочистка призабойной зоны и ствола скважины от оставшегося загрязняющего материала. Диаметр штуцера фонтанирующей скважины выбирается с таким расчетом, чтобы не возникло чрезмерно большой депрессии и не началось разрушение скелета пласта и цементного камня. Продукция скважины при самоочистке направляется в сборные емкости или амбар. Длительность режима самоочистки зависит в основном от дебита скважины, состояния призабойной зоны и забоя и обычно не превышает длительности рабочей смены, а в высокодебитных скважинах — 1-2 часов. При самоочистке необходимо вести постоянный контроль за составом продукции скважины, величиной устьевого давления, величиной дебита скважины. Стабилизация этих показателей указывает на окончание режима самоочистки.

После самоочистки приступают к исследованию скважины гидродинамическими методами со спуском глубинных манометров. Исследование проводится с целью определения параметров пласта и промысловых характеристик скважин. Сначала исследуют скважину на установившихся режимах работы. Исследование проводится на четырех—восьми режимах, начиная с минимального дебита. По результатам строится индикаторная диаграмма и выявляется оптимальный режим притока, т. е. норма отбора из скважины. Проводят замер дебита на выбранном оптимальном режиме и регистрируют КВД. По результатам исследований делают оценку степени гидродинамического совершенства скважины по методике, изложенной в предыдущем разделе.

После проведенных исследований скважина пускается в эксплуатацию. Первые две-три недели необходимо вести постоянный контроль за составом продукции и основными показателями технологического режима работы скважины. Этот период называется периодом кратковременной пробной эксплуатации добывающей скважины.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абдулин Ф. С. Повышение производительности скважин. — М.: Недра, 1975. — 264 с.
2. Адамсон А. Физическая химия поверхностей. — М.: Мир, 1979. — 568 с.
3. Амиян В. А., Амиян А. В., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1980. — 380 с.

4. *Гайворонский И. Н., Мордвинов А. А.* Гидродинамическое совершенство скважин.— Обзорная информация, сер.: Нефтепромысловое дело.— М.: ВНИИОЭНГ, 1983.— 38 с.
5. *Григорян Н. Г.* Вскрытие нефтегазовых пластов стреляющими перфораторами.— М.: Недра, 1982.— 263 с.
6. *Панов Б. Д., Бакулин В. Г.* Совершенствование технологии вскрытия и опробования продуктивных пластов в скважинах.— М.: Недра, 1973.— 232 с.
7. *Соловьев Е. М.* Заканчивание скважин.— М.: Недра, 1979.— 303 с.
8. Справочная книга по добыче нефти/Под ред. *Ш. К. Гиматудинова*.— М.: Недра, 1974.— 704 с.
9. *Сургучев М. Л., Желтов Ю. В., Симкин Э. М.* Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах.— М.: Недра, 1984.— 215 с.
10. Техническая инструкция по прострелочно-взрывным работам в скважинах.— М.: Недра, 1978.— 64 с.
11. *Шуров В. И.* Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов.— М.: Недра, 1983.— 510 с.
12. *Яремийчук Р. С., Качмар Ю. Д.* Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин.— Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1982.— 152 с.