

4

РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

Регулирование состояния околоскважинных зон пласта – один из основных вопросов повышения эффективности разработки месторождений.

Ускорение научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности и, в частности, интенсификация процесса разработки в основных нефтедобывающих районах страны предполагают использование всех потенциальных возможностей для наращивания добычи.

На современном этапе резко сократилось число фонтанирующих скважин при одновременном увеличении обводненности продукции. Новые месторождения имеют ухудшенную геолого-промысловую характеристику по сравнению с разрабатываемыми. Темпы прироста разведанных запасов отстают от темпов роста нефтедобычи. В этих условиях остро встает задача максимального использования возможностей каждой скважины, каждого продуктивного пласта с участка залежи.

В последние годы стратегическим направлением решения этих задач была разработка методов воздействия на пласт в целом, а развитию технологий воздействия на призабойную зону скважин оказывали недостаточно внимания. Вместе с тем имеющийся опыт показывает, что воздействие на призабойную зону скважин, сопутствующее воздействию на пласт, существенно увеличивает нефтеизвлечение. Эффект может быть получен как при целенаправленных обработках призабойной зоны, так и в качестве попутного эффекта при воздействии на пласт в целом гидродинамическими, тепловыми и физико-химическими методами.

Скважина, околоскважинная зона и межскважинная часть пласта – взаимосвязанные и взаимодействующие элементы единой техноприродной системы. Недочет особенностей и степени влияния прискважинной зоны как одного из элементов системы приводит к общему снижению эффективности разработки.

Потенциальная продуктивность возможна в тех случаях, когда в процессе заканчивания скважины и во время ее эксплуатации не происходит ухудшение фильтрационных свойств пласта (ФСП) в прискважинной зоне. Практически любая операция, проводимая в скважинах, представляет собой потенциальный источник потери продуктивности. Установлено, что ФСП ухудшаются вследствие засорения пласта различными веществами при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией и ремонте скважин. Ухудшение ФСП происходит и в процессе освоения скважин. В ряде случаев по этим причинам скважины оказываются непродуктивными, в результате чего увеличивается фонд бездействующих скважин. Действующий фонд

скважин является низкодебитным и требует применения искусственных методов воздействия для повышения продуктивности.

Для регулирования фильтрационных свойств околоскважинных зон предложены способы и технологии, большинство из которых опробовано в промысловых условиях. Имеющийся практический опыт показал, что добиться значимого повышения продуктивности скважин удастся лишь в тех случаях, когда механизм восстановления ФСП адекватен механизму их поражения. Соответственно потенциальные возможности регулирования достигаются, во-первых, за счет сведения к минимуму потерь продуктивности и, во-вторых, за счет планирования искусственного воздействия исходя из текущего состояния околоскважинных зон.

Ниже анализируется отечественный и зарубежный опыт регулирования фильтрационных свойств околоскважинных зон на этапах вскрытия, освоения и эксплуатации скважин.

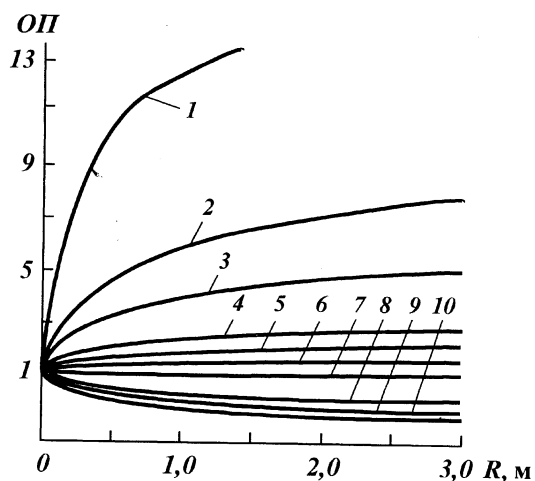
4.1. ФИЛЬТРАЦИОННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ И ЕЕ РОЛЬ В ПРОЦЕССАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

При проектировании и анализе дебитов скважин, текущего нефтеизвлечения, оценке кондиций и решении других геолого-промысловых задач состояние околоскважинной зоны пласта играет важную роль. Так, пласты определяют как коллекторы по результатам опробования после вскрытия их бурением. На практике часто встречаются случаи, когда явные пласты-коллекторы не дают притока, так как при их вскрытии фильтрационные свойства околоскважинной зоны необратимо ухудшились. Наряду со снижением продуктивности скважин ухудшение ФСП в околоскважинных зонах приводит к снижению коэффициента нефтеизвлечения, темпов разработки, увеличению сроков разработки залежи в целом. В зонах ухудшенной проницаемости теряется значительная часть пластовой энергии, что снижает эффективность воздействия на пласт в целом.

В связи с особенностями падения давления в околоскважинной зоне среднюю проницаемость техноприродной системы скважина – околоскважинная зона – межскважинная часть пласта определяет проницаемость прискважинной области несмотря на ее незначительные размеры. Снижение продуктивности пластов вследствие ухудшения фильтрационных свойств прискважинной зоны количественно характеризует гидродинамический показатель – отношение продуктивностей скважины до и после ухудшения фильтрационных характеристик прискважинной зоны – параметр ОП (рис. 4.1). Ухудшение проницаемости прискважинной области в 5 раз приводит к снижению продуктивности скважин в 2 раза; снижение проницаемости околоскважинной зоны в 10 раз уменьшает продуктивность в 3,5 раза, а снижение в 50 раз может вызвать 15-кратные потери продуктивности. Важным обстоятельством является то, что размеры зоны ухудшенной проницаемости при этом могут составлять всего лишь десятки сантиметров. В то же время увеличение проницаемости околоскважинной области в 5–10 раз по сравнению с исходной проницаемостью пласта при тех же размерах околоскважинной области увеличивает продуктивность всего лишь на десятки процентов.

На основании отмеченного определяется основная стратегическая линия регулирования ФСП в околоскважинных зонах, которая реализуется, во-

Рис. 4.1. Зависимость снижения продуктивности скважин от радиуса и степени снижения проницаемости k/k_0 в околоскважинной зоне:
 1 - 0,02; 2 - 0,05; 3 - 0,1; 4 - 0,2; 5 - 0,3; 6 - 0,5; 7 - 1,0; 8 - 2,0; 9 - 5,0; 10 - 10,0



первых, сведением к минимуму ухудшения проницаемости путем подбора технологий вскрытия, опробования и эксплуатации пластов и, во-вторых, восстановлением фильтрационных свойств околоскважинной зоны путем постановки целенаправленных воздействий на нее.

Восстановление ФСП может обеспечить кратное увеличение продуктивности скважин, в то время как улучшение природных фильтрационных свойств околоскважинной зоны вызовет лишь незначительное повышение продуктивности.

Анализ фактических изменений фильтрационной характеристики прискважинной зоны указывает на их широкий диапазон. На месторождениях ПО "Коминнефть" продуктивность в результате ухудшения фильтрационных свойств прискважинной зоны может уменьшаться в 27 раз, на месторождениях Белоруссии - в 18 раз, на Самотлорском месторождении - в 23 раза. В среднем более 50 % всех пластов имеют в 2 раза меньшую продуктивность, чем потенциальная, 25 % - в 4 раза и 10 % пластов - в 10 раз.

В результате ухудшения ФСП в прискважинной области скважины вводят в эксплуатацию с дебитами ниже планируемых и отмечается систематический недобор нефти при нормативных показателях разработки. Для достижения проектной добычи приходится бурить значительное число дополнительных скважин, которое при постоянном годовом отборе жидкости равно средней по месторождению величине параметра ОП. Это приводит к ухудшению продуктивности после вскрытия пластов бурением и уменьшению объемов нагнетания жидкости на определенный момент разработки залежи, что, в свою очередь, вызывает потерю нефтеизвлечения и удлинение сроков разработки. Исследованы зависимости потерь текущего нефтеизвлечения $\Delta\eta_n$ и удлинения сроков разработки ΔT от параметра ОП. Они получены путем обработки данных динамики добычи из пласта D_1 Бавлинского месторождения. Без бурения дополнительных скважин ΔT может достигать 0,32, что применительно к пласту D_1 Бавлинского месторождения составило более трети всего периода разработки.

Кроме потерь текущей нефтеотдачи и удлинения сроков разработки

ухудшение продуктивности при вскрытии пластов бурением приводит к уменьшению коэффициента охвата залежи заводнением. Последний так же, как и текущее нефтеизвлечение, определяется объемом прокачанной жидкости к определенному моменту разработки. В качестве примера приведена зависимость уменьшения коэффициента охвата заводнением (объем заводненной части залежи к общему объему залежи) от параметра ОП для различных моментов безразмерного времени. Зависимость построена по экспериментальным данным М.Л. Сургучева по влиянию относительного объема прокачанной жидкости на коэффициент охвата заводнением β_0 внешней зоны залежи пласта Б₂ Красноярского месторождения. Уменьшение коэффициента охвата заводнением из-за ухудшения продуктивности скважин при вскрытии пластов бурением может достигать 0,3.

Изменения фильтрационных свойств в околоскважинных зонах отражаются на точности и достоверности оценок кондиционных значений параметров.

В настоящее время для обоснования нижних предельных значений коллекторских свойств используют комплекс данных по гео-, петрофизическому и гидродинамическому исследованию пластов. В частности, по сопоставлениям гео- и петрофизических характеристик с результатами опробования (коэффициентом удельной продуктивности) определяют нижние предельные значения гео- и петрофизических параметров, отделяющие коллектор от неколлектора. При этом предполагают, что значение фазовой проницаемости в пластах с нулевой продуктивностью равно нулю. Такой подход к проблеме определения нижних предельных значений коллекторских свойств основан на предположении, что коллекторские свойства пласта и его прискважинной зоны идентичны. Однако такое предположение в большинстве случаев необоснованно.

Поскольку оценку кондиционных значений параметров базируют на существующей технологии вскрытия и испытания пластов, то отличие полученных при опробовании дебитов от их потенциальных значений (ОП = 1) приводит к искажению определяемых кондиционных параметров. Для определения нижних кондиционных значений параметров с использованием данных удельной продуктивности необходимо фактическую удельную продуктивность привести к максимально возможной:

$$\eta_{\max} = \eta_{\text{ф}} \text{ОП.}$$

Механизм влияния качества вскрытия на кондиционные значения параметров обусловлен уменьшением действующей (эффективной) депрессии на пласт при испытании. Ухудшение проницаемости в прискважинной области приводит к тому, что при одинаковых дебитах фактическая (эффективная) депрессия намного меньше потенциально возможной (ОП = 1). Это и обуславливает существенное занижение коэффициента охвата по толщине заводнением и увеличение минимального коэффициента проницаемости. Рассмотрены зависимости коэффициента охвата заводнением по толщине ψ_n и минимальной проницаемости $k_{0\min}$ от качества вскрытия (ОП) для условий XIII и XIV горизонтов месторождения Узень на основе фактических данных об изменении профилей притока при изменении эффективной депрессии. Ухудшение качества вскрытия (увеличение параметра ОП) приводит к резкому возрастанию нижнего предела проницаемости. Так, при эффективной депрессии $p_{\text{эф}} = 4,5$ МПа и увеличении ОП от 1 до 2 значение $k_{0\min}$ изменяется от $23 \cdot 10^{-3}$ до $7 \cdot 10^{-3}$ мкм², что эквивалентно уменьшению действующей

щей депрессии на пласт более чем на 0,15 МПа. Возрастание минимальных значений коэффициента проницаемости снижает коэффициент охвата заполнением по толщине. Снижение коэффициента охвата по толщине при ухудшении качества вскрытия (увеличении ОП) может составлять более 25 %.

Таким образом, ухудшение фильтрационных характеристик прискважинной зоны при вскрытии пластов бурением является причиной уменьшения добычи нефти, ухудшения технологических показателей разработки, что приводит к существенным потерям нефти.

4.2. ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ПРОДУКТИВНОСТИ ПРИ ЗАКАНЧИВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

При вскрытии пластов бурением под действием репрессии происходит фильтрация промывочной жидкости из скважины в пласт. При цементировании в пласт фильтруется цементный раствор. Под действием гидродинамических нагрузок в прискважинной области возникают значительные напряжения с возможным образованием трещин.

При вскрытии пластов перфорацией процессы уплотнения и дробления пород осложняются фильтрационными процессами. При эксплуатации скважин в прискважинной зоне может происходить выпадение солей, смол, асфальтенов и парафинов, разгазирование нефтей. Охлаждение прискважинной области пласта также вызывает выпадение парафина и тяжелых нефтяных фракций. Прискважинные процессы сопровождаются физико-химическими и поверхностными явлениями. Таким образом, в прискважинной области возникают сложные многофазные динамические состояния.

Несмотря на многообразие прискважинных процессов, имеется определенная общность механизма ухудшения фильтрационных свойств. Основной механизм поражения пласта в прискважинной области – блокировка части внутрискважинного пространства твердыми частицами или флюидами. Поражение пласта жидкими и газообразными флюидами обуславливается капиллярными, поверхностными и физико-химическими взаимодействиями в прискважинной области. На степень поражения пласта существенное влияние оказывают и технологические операции в скважинах. Путем целенаправленного воздействия на технологические режимы в скважинах удается уменьшить степень поражения пласта. В то же время комплексный характер механизма поражения пласта, его многостадийность и периодическая повторяемость определяют необходимость дифференцированного подхода к проблеме регулирования фильтрационных свойств прискважинной области на разных технологических стадиях заканчивания и эксплуатации скважин.

1. При вскрытии пластов бурением продуктивный пласт испытывает отрицательное воздействие буровых растворов. Расчеты показывают, что при современных скоростях бурения поражение пласта за счет фильтрации промывочной жидкости под долото значимо лишь на расстоянии порядка нескольких сантиметров ниже долота. Этот объем коллектора удаляется при бурении и на продуктивность скважин практически не влияет.

Основное поражение коллектора при вскрытии пласта бурением связано с проникновением промывочной жидкости через стенку скважины. В неф-

тепромысловой практике степень поражения пласта буровыми растворами обычно дифференцируется на поражение дисперсной фазой буровых растворов (твердыми частицами) и дисперсионной средой (фильтрами).

2. Технология вскрытия пластов бурением предполагает создание репрессии на пласт. Под действием репрессии промывочная жидкость фильтруется в пласт. Твердые частицы промывочной жидкости с размерами, превышающими размеры пор, откладываются на стенки скважины, образуя зону глинистой корки. Другая часть твердой фазы с размерами частиц, меньшими диаметра пор, проникает в пласт и осажается в прискважинной области в виде зоны кольтматации. Из теоретических и лабораторных исследований вытекает, что в максимальной степени поражение пластов кольтматацией происходит в высокопористых и высокопроницаемых коллекторах. При этом степень снижения проницаемости может достигать 70–95 %, вплоть до полной потери проницаемости в зоне кольтматации. В то же время существующие оценки влияния зоны кольтматации на потери продуктивности скважин неоднозначны. Лабораторные эксперименты, проводимые на образцах керна, указывают на незначительные (~1–2 мм) размеры зоны кольтматации. В этом случае потери продуктивности могут составить лишь 5–8 % (см. рис. 4.1). В то же время в экспериментах Р.Ф. Крюгера и Л.С. Фогеля, А. Абрамса отмечалось проникновение твердых частиц на глубину до 20–40 см и более. При этом продуктивность уменьшалась в результате кольтматации в 5–10 раз.

Наблюдаемые в экспериментах различия в степени влияния зоны кольтматации на снижение проницаемости пластов обусловлены различными режимами поражения пласта кольтматацией. Большинство исследователей при анализе поражения пласта кольтматацией придерживаются концепции внутрипорового сводообразования. Согласно этой концепции, частицы с размерами, меньшими диаметра пор, но большими трети их проходного сечения, сталкиваясь, образуют перемычки, которые задерживают частицы меньшего размера. В этом режиме формирование зоны кольтматации происходит в период мгновенной фильтрации, т.е. до образования и уплотнения глинистой корки. Влияние толщины образовавшейся зоны кольтматации (несколько миллиметров) на продуктивность пласта незначительно. В режиме сводообразования относительно быстро (порядка нескольких минут) формируется малопроницаемая зона кольтматации, препятствующая дальнейшему поступлению промывочной жидкости в пласт. Сводообразующая кольтматация нашла применение при технологиях вскрытия пластов с кольтматацией ствола струями глинистого раствора (М.Р. Мавлютов).

С ухудшением фильтрационно-емкостных свойств коллектора усложняется структура внутрипорового пространства, затрудняются условия сводообразования и увеличивается объем пор, не доступных проникновению твердых частиц, что приводит к возрастанию объема промывочной жидкости, проникающей в пласт. В таких условиях существенно изменяется механизм поражения коллекторов за счет кольтматации твердыми частицами. Эффективное сводообразование вообще не происходит либо затрагивает лишь узкую пограничную зону глинистая корка – пласт. Основная масса кольтмирующих частиц проникает через глинистую корку в пласт на значительные расстояния. Как показали результаты лабораторного моделирования, в этом режиме кольтматации происходит необратимое ухудшение проницаемости до 30–40 % первоначальной на значительном расстоянии (до 20–30 см от стенки скважины).

На рис. 4.2 дано сопоставление степени уменьшения проницаемости в зависимости от времени фильтрации и объема профильтровавшейся промывочной жидкости по данным модельных измерений на естественных кернях с широким диапазоном проницаемости от 0,003 до 0,8 мкм². Имеется устойчивая тенденция к снижению проницаемости кольматируемых кернов в зависимости от времени фильтрации промывочной жидкости. При этом в начальный период (порядка часа) проникновения фильтрата изменения проницаемости практически не наблюдается, затем происходит стабильное снижение проницаемости на протяжении всего периода фильтрации. Степень снижения проницаемости пропорциональна объему фильтрата, ушедшего в пласт. Снижение потерь продуктивности скважины в результате кольматации при скважинной области твердыми частицами промывочной жидкости обычно исключается при вскрытии пластов перфорацией.

Как показали модельные исследования Клотца, потери продуктивности пластов будут минимальны, если длина перфорационного канала превышает толщину зоны кольматации в 2 раза. Промысловые оценки толщины зоны кольматации по данным промысловой геофизики показали, что фактическая толщина зоны кольматации изменяется от 1 до 10 см и составляет в среднем 3–4 см, что в сумме с толщиной цементного кольца значительно меньше длины перфорационного канала. В необсаженных скважинах снижения потерь продуктивности за счет кольматации добиваются путем последующего расширения ствола скважины с удалением закольматированной части породы.

3. В процессе проникновения промывочной жидкости из скважины в пласт происходит ее разделение на дисперсную фазу и дисперсионную среду. Дисперсная фаза промывочной жидкости образует на стенке скважины глинистую корку и в пласте зону кольматации. Дисперсионная среда проникает в пласт, образуя зону проникновения фильтрата промывочной жидкости. Ухудшение ФСП под воздействием фильтрата промывочной жидкости связано, во-первых, с уменьшением фазовой проницаемости и, во-вторых, с

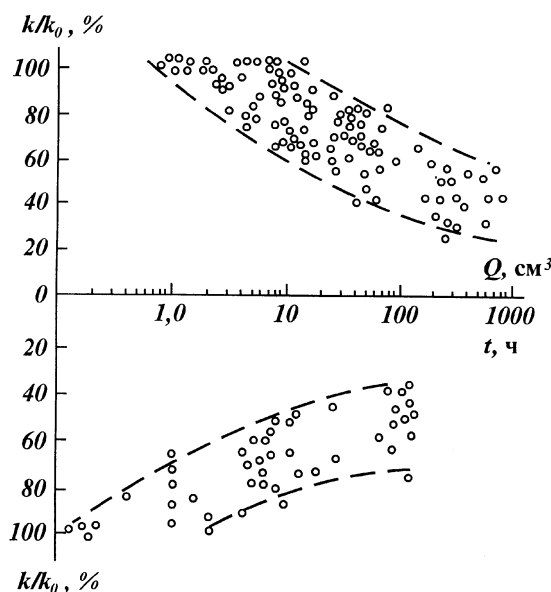


Рис. 4.2. Зависимость степени снижения проницаемости в зоне кольматации k/k_0 от объема промывочной жидкости Q , проникшей в пласт, и времени фильтрации t

проявлением поверхностных взаимодействий между мелкодисперсными составляющими цемента породы и фильтрата.

В настоящее время около 98 % всех пластов вскрывают с использованием промывочной жидкости на водной основе. Фильтраты этих промывочных жидкостей, являясь смачивающей фазой, вытесняют нефть и газ, первоначально находящиеся в околоскважинной области. Влияние фильтратов промывочной жидкости на проницаемость традиционно оценивается отношением коэффициента восстановления проницаемости по нефти после фильтрации в течение определенного времени к первоначальной проницаемости. Полученные таким образом данные малоинформативны с точки зрения регулирования фильтрационных свойств зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. Коэффициент восстановления проницаемости не учитывает реальную динамику вытеснения нефти и газа фильтратом промывочной жидкости и не отражает существенных факторов, влияющих на проницаемость зоны проникновения. При формировании зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости степень вытеснения нефти и газа фильтратом зависит от технологических условий вскрытия, поверхностно-молекулярных свойств системы фильтрат – нефть и петрофизических характеристик пласта. Степень насыщенности фильтратом определяется соотношением капиллярного перепада к гидродинамическому в зоне проникновения. Это соотношение удобно характеризовать комплексным безразмерным параметром Π :

$$\Pi = \frac{2\pi\sigma \cos\varphi \sqrt{mkH}}{q\mu_{\phi}},$$

где σ – поверхностное натяжение на границе фильтрат – пластовый флюид; $\cos\varphi$ – косинус краевого угла смачивания; m, k – коэффициенты пористости и проницаемости; H – толщина пласта; q – объемный расход фильтрата в пласт; μ_{ϕ} – динамическая вязкость фильтрата.

Связь фильтратонасыщения S_{ϕ} зоны проникновения с параметром Π и радиусом $r^* = r - r_c$ представлена следующим образом:

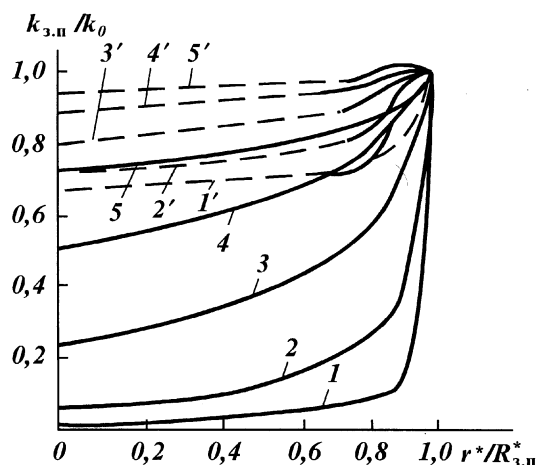
$$S_{\phi} = A\Pi^{\alpha} \left[1 - \left(\frac{r^*}{R_{з.п}^*} \right)^{2\gamma} \right],$$

где A, α, γ – коэффициенты, зависящие от свойств пласта; $R_{з.п}$ – радиус зоны проникновения, $R_{з.п}^* = R_{з.п} - r_c$; r_c, r – радиус скважины и текущий радиус.

При освоении продуктивных пластов часть фильтрата защемляется в зоне проникновения в результате капиллярной блокировки и формирует область повышенного содержания остаточного фильтрата, которая также способствует уменьшению проницаемости по нефти и газу (рис. 4.3). Проницаемость пласта при защемленном остаточном фильтрате может составлять менее 70 % первоначальной.

В преимущественно гидрофильных коллекторах с ухудшенными коллекторскими свойствами, развитой удельной поверхностью при наличии внутрипорового глинистого цемента существенно влияют на поражение пласта фильтратом промывочной жидкости поверхностные взаимодействия фильтрата и твердой фазы коллектора. В природном состоянии поверхностные силы прочно удерживают мельчайшие гидрофильные частицы на зернах

Рис. 4.3. Ухудшение проницаемости в зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости $k_{з.п}/k_0$ при различных значениях параметра ϵ : 1, 1' - 1; 2, 2' - 10; 3, 3' - 10^2 ; 4, 4' - 10^3 ; 5, 5' - 10^4 . Сплошные линии - прямое направление фильтрации, пунктирные - обратное



скелета. При внедрении фильтрата промывочной жидкости в гидрофильной пленке погребенной воды резко уменьшаются действия поверхностных сил, в результате чего мельчайшие частицы твердой фазы приходят в движение и увлекаются фильтратом в глубь пласта. Взаимодействуя друг с другом и со скелетом породы, частицы могут образовывать сгустки и застревать в местах сужений и пережимов пор. Самокольматация за счет мельчайших гидрофильных частиц проявляется при использовании промывочных жидкостей на пресной основе. В результате самокольматации проницаемость пласта может снизиться до 30–40 % от первоначальной. На интенсивность самокольматации оказывают влияние структура порового пространства и условия вскрытия пласта. В коллекторах с разветвленной структурой порового пространства при наличии тупиковых и плохо сообщающихся пор изменение минерализации фильтрата в зоне проникновения происходит постепенно и не возникает значительных градиентов поверхностных сил. При высоких скоростях проникновения фильтрата в пласт градиенты поверхностных сил значительны и интенсивность поступления мельчайших частиц в фильтрат возрастает.

Помимо самокольматации взаимодействие фильтрата промывочной жидкости с твердой фазой породы приводит также к поверхностной гидратации, в результате которой в зоне проникновения увеличивается количество прочно связанного фильтрата, уменьшаются эффективная пористость и проницаемость коллектора. Уменьшение проницаемости в зоне проникновения в результате поверхностной гидратации может составлять до 40 % первоначальной. Эффекты поверхностной гидратации и самокольматации наиболее типичны для заглинизированных песчаников, однако исследования, проведенные в России и за рубежом, показали, что при современных обработках промывочных жидкостей физико-химическими реагентами эти явления могут наблюдаться и для практически безглинистых – чистых коллекторов. Степень влияния фильтрата промывочной жидкости на потери продуктивности зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Для пластов с проницаемостью порядка $0,5 \text{ мкм}^2$ влияние фильтрата на потери продуктивности составляет не более 30–40 %. В коллекторах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами в результате поверхностных взаимодействий с породой продуктивность может снизиться в десятки раз.

4. В процессе цементирования скважин ухудшение проницаемости при-скважинной области обусловлено проникновением твердых частиц цементного раствора и его фильтрата в пласт. Проницаемость ухудшается за счет гидратации цемента и его перекристаллизации во внутриворонном пространстве и за счет взаимодействия фильтрата с кремнийсодержащими компонентами твердой фазы коллектора с образованием гидрата силиката кальция – цементирующей составляющей.

Поражение пласта твердыми частицами цементного раствора обуславливает цементную кольматацию при-скважинной области. Глубина проникновения фильтрата цементного раствора (лабораторное моделирование) может составлять 1,5–2,0 диаметра скважины. Заметное уменьшение проницаемости коллектора отмечено в первые сутки после цементирования. Степень ухудшения проницаемости за счет фильтрата цементного раствора зависит от состояния при-скважинной области на момент проведения цементирования.

В пластах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами основное влияние на поражение пласта оказывает фильтрат промывочной жидкости; поражение пласта фильтратом цементного раствора достигает лишь 3–5 % первоначальной проницаемости. Для пластов проницаемостью 0,1–0,5 мкм² ухудшение проницаемости фильтратом цементного раствора может составлять 10–20 % первоначальной.

В высокопроницаемых коллекторах (более 0,5 мкм²) степень ухудшения проницаемости под воздействием фильтрата и твердых частиц цементного раствора увеличивается с ростом проницаемости и составляет 25–50 %. Максимальное снижение проницаемости в процессе цементирования скважин происходит в пластах, вскрытых с применением промывочных жидкостей на нефтяной основе, с использованием аэрированных жидкостей и других "нефильтрующихся" промывочных жидкостей.

Образование на этапе вскрытия пластов бурением слабопроницаемой глинистой корки и зоны кольматации является благоприятным фактором, предохраняющим пласт от его дальнейшего поражения тампонажным цементным раствором. Лабораторные исследования показали, что в этом случае радиус зоны поражения не превышает 0,5–1,0 см, а его влияние легко устраняется в процессе перфорации. Радиус поражения пласта при цементировании может значительно увеличиваться при разрыве пластов цементным раствором.

5. На этапе вскрытия пластов перфорацией (кумулятивной, а также пулевой и гидродескоструйной) наряду с созданием надежной гидродинамической связи пласта со скважиной происходят также и изменения фильтрационных свойств пласта (ФСП) в области, прилегающей к перфорационному каналу. В связи со сложностью экспериментов механизм влияния перфорации на ФСП изучен еще недостаточно полно.

Имеющиеся эксперименты показывают, что под воздействием взрывных нагрузок пористая среда разрушается с образованием зоны трещиноватости с пористыми и проницаемыми блоками. В процессе дробления порода перупаковывается и формируется система трещин, определяющих дилатантную проницаемость. Дилатантное разуплотнение пористой среды может приводить к сбросу внутриворонного давления, что при высоких геостатических давлениях обуславливает рост эффективных напряжений, уплотнение и частичное разрушение коллектора.

По данным экспериментальных исследований на лабораторных стендах, в области, прилегающей к перфорационному каналу, в общем случае выде-

ляются три зоны (рис. 4.4): *I* – зона дилатантного разуплотнения размером $\bar{r} = 0,4 \text{ м/кг}^{1/3}$, характеризуется существенным улучшением проницаемости (на порядок и более); *II* – уплотненная зона с ухудшенной на 30–40 % проницаемостью размером $0,4 \leq \bar{r} \leq 1 \text{ м/кг}^{1/3}$; *III* – зона слабого улучшения фильтрационных свойств пласта размером $\bar{r} \geq 1 \text{ м/кг}^{1/3}$; \bar{r} – радиус, приведенный к мощности заряда.

Степень изменения проницаемости в околоперфорационной области зависит от прочностных свойств коллектора. В плотных породах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами зона уплотнения, как правило, отсутствует, и фильтрационные свойства пласта в зоне перфорации существенно улучшаются. В высокопористых коллекторах с пластическим характером деформации заметного эффекта дилатантного разуплотнения не наблюдается, и фильтрационные свойства пласта при перфорации необратимо ухудшаются. Проникновение фильтрата промывочной жидкости на этапе вскрытия пласта бурением может существенно повлиять на прочностные характеристики коллектора в прискважинной области. В частности, в результате поверхностных взаимодействий и действия расклинивающего давления существенно снижается прочность сцепления цементирующих частиц со скелетом породы. Это, в свою очередь, влияет на образование уплотненной и дилатантной зон.

Степень поражения пластов при их вскрытии перфорацией значительно увеличивается, если перфорацию проводят в среде промывочной жидкости при репрессии на пласт. Результаты промысловых исследований показывают, что проницаемость при этом может дополнительно снизиться на 20–30 % и вплоть до полной закупорки в зависимости от применяемых промывочных жидкостей и значений репрессии.

6. При освоении скважин в процессе вызова притока происходит обратное вытеснение фильтрата промывочной жидкости нефтью из околоскважинной зоны. Как отмечалось, в зоне проникновения фильтрата может произойти дополнительное уменьшение проницаемости за счет защемления части подвижного фильтрата. При этом эффекты защемления зависят как от состояния зоны проникновения на начало освоения, так и от технологических условий последнего. В низкопроницаемых коллекторах при освоении происходят прорыв нефти по наиболее крупным порам и трещинам и за-

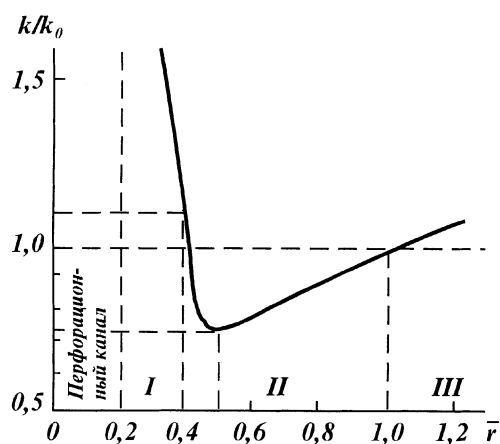


Рис. 4.4. Характер изменения проницаемости пласта в области, прилегающей к перфорационному каналу

щемление части фильтрата в зоне проникновения. В высокопроницаемых пластах крупные поровые каналы еще на стадии вскрытия блокируют твердые частицы и ганглии заземленной нефти. При обратном вытеснении прорыв нефти по мелким и средним порам приводит к блокированию фильтрата в крупных порах и существенному снижению проницаемости в зоне проникновения.

Существуют оптимальные условия освоения скважин, обеспечивающие наиболее полную степень вытеснения фильтрата в процессе освоения. Однако при существующих технологиях эти условия не реализуются. При освоении в прискважинной области заземляются значительные количества подвижного фильтрата, который длительное время выносит движущийся многофазный поток. Промысловые наблюдения показывают, что извлечение фильтрата из призабойной зоны для карбонатных коллекторов продолжается 2–3 года, для терригенных – 5–6 лет. За это время продуктивность скважин возрастает в 2–3 раза. На рис. 4.5 дана зависимость восстановления коэффициента продуктивности скважины после ее освоения от времени эксплуатации. Период стабилизации зависит как от свойств пласта, так и от технологии его освоения.

7. При эксплуатации и ремонте скважин ухудшение проницаемости происходит вследствие выпадения в призабойной зоне парафиновых и смолоасфальтеновых отложений, а также неорганических солей. Отложение неорганических солей – типичная причина снижения продуктивности скважин во многих нефтедобывающих районах – Среднем Приобье, Пермской области и др. В результате выпадения неорганических солей изменяется абсолютная проницаемость прискважинной области.

В процессе разработки залежей степень обводненности отдельных ее пластов и участков и соответственно минерализация добываемых вод различны. Это приводит к неравномерному снижению проницаемости в околоскважинных зонах, что усугубляет ухудшение профиля приемистости и притоков и снижает коэффициент охвата пластов заводнением.

В поздний период разработки возрастают обводненность, масштабы перевода скважин на механизированную добычу, депрессии на пласт и потребность в подземных и капитальных ремонтах. При проведении ремонтных работ скважины задавливают водой – происходит дополнительное ухудшение проницаемости прискважинной зоны. Снижение температуры в прискважинной области способствует выпадению смолоасфальтеновых отложений, что также снижает проницаемость.

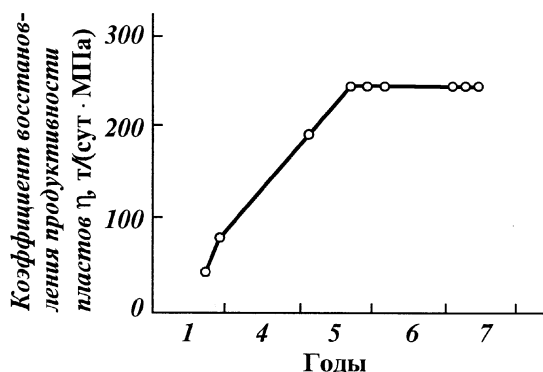


Рис. 4.5. Характер восстановления коэффициента продуктивности пластов η после их освоения

4.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА В ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОНАХ

Регулирование ФСП в околоскважинных зонах осуществляют как в процессе заканчивания скважин, так и при их эксплуатации. При вскрытии пластов бурением наиболее эффективно использовать продувку воздухом, облегченные промывочные жидкости или депрессию на пласт. Однако такая технология связана с резким удорожанием, риском создания аварийной ситуации, требует специального оборудования и в большинстве случаев оказывается экономически неприемлемой. Кроме того, применение облегченных промывочных жидкостей и продувка забоя воздухом не гарантируют стабильность ФСП.

Так, в 70-е гг. шесть скважин Битковского месторождения вскрыты с продувкой забоя воздухом, вводом ПАВ и природного газа. Однако недоучет сильного снижения температур до отрицательных в связи с расширением струи сжатого газа при выходе его из сопел долота на забое привел к тому, что в призабойной зоне (1,5 м) из нефти выпали кристаллы парафинов и смолы, произошла парафиновая кольматация, устранить которую так и не удалось. Скважины не были введены в эксплуатацию.

Работами СевкавНИИгаза показано, что вскрытие песчаников с использованием пен может приводить к ухудшению проницаемости до 35 % первоначальной. Имеются примеры неэффективного применения растворов на углеводородной основе, в частности при вскрытии баженовской свиты Салымской площади, карбонатных коллекторов Белоруссии и др.

Практические технологии вскрытия пластов бурением предусматривают создание репрессий на пласт. Для уменьшения степени ухудшения проницаемости разработаны технологии вскрытия пластов бурением на нефилтрующихся растворах или растворах, не поражающих пласт (растворы на нефтяной основе, полимерные растворы, минерализованные рассолы и др.).

При заканчивании скважин на пласты с аномально высокими пластовыми давлениями успешно применяют насыщенные рассолы плотностью до $1,9 \text{ кг/м}^3$ без содержания твердой фазы. Для вскрытия пластов в осложненных условиях успешно применяют растворы с синтезированной и диспергированной дисперсной фазой (гель-технология). Используя "оптимальные" растворы, можно эффективно регулировать ФСП при вскрытии бурением. При этом предполагают, что такие растворы практически не снижают природной проницаемости пласта. Однако Б.А. Шарафутдинов (БашНИПИ-нефть), исследуя в лаборатории влияние промывочных жидкостей на проницаемость терригенных продуктивных пластов в условиях, приближенных к пластовым, пришел к выводу, что все растворы (глинистые, полимерные, известково-битумные) фильтруются в керн. При этом коэффициент ухудшения проницаемости оказался высоким: для обычного глинистого раствора – 83–92; для известково-битумного – 93–97, полимерного – 80–91 %. В условиях лабораторного эксперимента незагрязняющие промывочные жидкости с добавкой CaBr_2 снижают проницаемость естественных кернов на 14 %.

Следует отметить, что применение нефтеэмульсионных, полимерных и других промывочных жидкостей, а также воды и рассолов обеспечивает практически отсутствие глинистой корки и зоны кольматации. В связи с этим возникают значительные напряжения в прискважинной области. При слабой цементированности песчаников возможно их разрушение, увеличе-

ние в прискважинной области фильтратонасыщения пласта и размеров зоны проникновения промывочной жидкости в пласт. Таким образом, при отсутствии коагуляции возрастает роль других факторов, приводящих к поражению пласта.

При регулировании продуктивности скважин путем подбора состава и обработки промывочной жидкости существует проблема совместности жидкости и коллектора. Так, при использовании полимеров и полиакриламидов, ингибиторов коррозии, а также при росте бактерий и т.п. в процессе смешения различных жидкостей возможно выпадение осадка. На этот процесс влияют как свойства пластовой воды и коллектора, так и чистота химических реагентов для обработки промывочной жидкости, которая может значительно меняться в зависимости от технологии производства, хранения и транспортировки.

В реальных геолого-промысловых условиях регулирование технологических свойств промывочных жидкостей очень затруднено из-за неоднородности физических свойств разбуриваемых отложений, обогащения жидкостей частицами выбуренной породы, неконтролируемых физико-химических взаимодействий промывочной жидкости с пластовым флюидом, поступающим в скважину в процессе бурения.

На эффективность регулирования фильтрационных свойств прискважинной зоны в процессе вскрытия пластов большое влияние оказывает и технология бурения. При высоких скоростях эксплуатационного бурения, характерных, например, для месторождений Западной Сибири, возможно чрезмерное утяжеление промывочных жидкостей частицами выбуренной породы, что приводит к возрастанию репрессии на пласт. Дополнительные репрессии создаются также при быстром спуске бурильного инструмента в скважину. Возникающий при этом гидравлический удар способствует образованию трещин в прискважинной области и дополнительному проникновению промывочной жидкости в пласт. При бурении на разрабатываемые пласты с очень высоким пластовым давлением, а также на нижележащие пласты используют утяжеленные промывочные жидкости, что также обуславливает большие репрессии и дополнительное загрязнение пластов. Аналогичные эффекты получают и при цементировании скважин.

Перфорация в газовой среде или при незначительных (0,3–1,5 МПа) депрессиях на пласт при вскрытии максимально уменьшает эффект поражения пласта. В этом случае удается избежать поражения пласта промывочной жидкостью и частично очистить перфорационный канал от обломков и уплотненного слоя породы. Величина депрессии при перфорации поддается регулированию и может быть выбрана с учетом состояния околоскважинной зоны и свойств пласта-коллектора.

Другой способ снижения степени поражения пласта при перфорации – тщательная очистка скважин до перфорации и использование чистых жидкостей при незначительной депрессии на пласт. Однако, как показали тщательные исследования, даже чистые жидкости (рассолы нефтяных пластов, искусственные рассолы, пресная и морская вода, дизельное топливо и даже пластовая нефть) могут вызвать снижение проницаемости прискважинной зоны по следующим причинам:

- 1) чистые рассолы не содержат сводообразующих частиц регулируемого размера;
- 2) чистые рассолы обычно содержат растворимые и нерастворимые твердые частицы, которые могут проникать на значительную глубину пласта;

3) морская вода содержит бактерии и планктон, которые эффективно закупоривают пористую среду;

4) морская вода имеет высокую концентрацию сульфатов, что в присутствии кальция и бария приводит к поражению пласта сернокислым кальцием или барием;

5) при добыче многих сортов сырой нефти выпадают тяжелые углеводороды (асфальтены и парафины) в виде множества мелких частиц, которые вызывают кольматацию пласта;

6) пресная вода резко ухудшает проницаемость терригенных коллекторов даже с незначительным содержанием глинистого цемента.

Кроме того, практически все чистые жидкости заканчивания в той или иной степени загрязняются при технологических операциях по приготовлению и транспортировке в системе скважина – трубопровод. Причинами загрязнения могут явиться растворенное железо, выпадающее в пласте в виде хлопьевидных образований, промывочный раствор, прилипший к трубам и муфтовым соединениям, консистентные смазки, пульпа, бактерии, химические добавки, высохший глинистый раствор, песок, пластовая нефть, частично схватившийся цемент, которые скапливаются во всасывающих линиях насосов и мешалках, на стенках и т.д. Эти примеси практически не влияют на свойства промывочного раствора, но в случае использования тех же емкостей под чистые жидкости заканчивания они загрязняют последние. Полная очистка емкостей, трубопровода и скважины от предыдущих жидкостей и других примесей практически невозможна. Менее одной чайной ложки такой грязи достаточно для закупорки перфорационного канала. Исследования Г.П. Мэлли показали, что проницаемость не снижается, если концентрация твердых примесей не превышает 2 мг/л. Реально добиться такого уровня очистки чистых жидкостей не представляется возможным даже при использовании забойного фильтра.

Имеющиеся экспериментальные данные показывают, что возможности регулирования фильтрационных свойств на этапе вскрытия пластов перфорацией невелики. В табл. 4.1 даны характеристики действия технологии перфорации на степень восстановления проницаемости после перфорации. При оптимальных условиях перфорации продуктивность снижается до 30 % первоначальной, а при неудовлетворительных может составить менее 1 %. Это обусловлено тем, что, помимо ухудшения фильтрационных свойств пласта, вокруг каждого перфорационного канала, как правило, работает лишь

Таблица 4.1

Условия перфорирования		Степень восстановления проницаемости после перфорации $k/k_0, \%$
Раствор	Давление в скважине	
Высокое содержание твердой фазы, буровой раствор в скважине	+	1–3
Низкое содержание твердой фазы, буровой раствор в скважине	+	2–4
Неотфильтрованный соленый	+	4–6
Отфильтрованный	+	8–16
"	–	15–25
Чистый незагрязняющий	–	30–50
Идеальный перфоратор	–	100–100

Примечания. 1. Знаки "+" и "–" – соответственно репрессия и депрессия. 2. k_0, k – соответственно начальная и текущая проницаемость пласта.

небольшой процент общего числа перфорированных каналов. Основная же масса перфорационных каналов из-за быстрого выравнивания давлений в стволе скважин так и остается неосвоенной, в результате чего резко снижается работающая толщина.

Регулирование фильтрационных свойств прискважинной области в процессе цементирования скважин в настоящее время не проводят, а возможности такого регулирования в специальной литературе не обсуждались. В результате слабой изученности процессов поражения пласта при цементировании и перфорации отсутствуют надежные теоретические и технологические основы регулирования потерь продуктивности на этих этапах.

Для решения проблемы рекомендуется использовать технологию заканчивания скважин с открытым забоем или со специальными фильтрами, которые широко применяют в развивающихся арабских странах (табл. 4.2).

При такой технологии цементирования и перфорации ухудшения ФСП не наблюдается. Однако для многопластовых месторождений открытый забой или забойные фильтры значительно затруднили бы контроль и регулирование процесса разработки.

Фирма "Elf Aquitaine Group" использует оригинальную технологию заканчивания скважин, с помощью которой продуктивность увеличивается в 5 раз. После вскрытия продуктивного пласта вертикальным стволом над кровлей пласта устанавливают временную мостовую пробку, а затем под углом 45° к основному стволу бурят два ответвления длиной 20–30 м в пределах продуктивного пласта. Такая конструкция забоя обеспечивает повышение площади притока жидкости. Положительные результаты получают и при расширении ствола скважины.

Многочисленные промысловые данные свидетельствуют, что скважины вводят в эксплуатацию с резко пониженной продуктивностью. Фактическое ухудшение продуктивности наблюдается на всех этапах заканчивания скважин. По-видимому, проблему максимального сохранения природной продуктивности пласта в околоскважинных зонах следует решать двумя путями – совершенствуя существующую технологию заканчивания скважин и используя специальные технологии восстановления ФСП в околоскважинных зонах уже пробуренных скважин.

Для восстановления ФСП в околоскважинных зонах имеется большой выбор методов и технологий, основанных на физико-химическом, тепловом и других видах воздействия на прискважинную зону.

Таблица 4.2

Операция	Условие выполнения
Вскрытие пласта долотом	Углеводородные масляные (безводные) эмульсионные, полимерные и другие растворы с нулевой водоотдачей плотностью 800–1100 кг/м ³ . Противодействие на нефтяной пласт не более 0,3–0,4 МПа (равновесное бурение) при обсаженном стволе скважины
Обустройство забоя	Открытый необсаженный забой в плотных пластах и заменяемые фильтры (хвостовики) в рыхлых пластах
Обсаживание ствола колонной	Спуск колонны до кровли нефтяного пласта
Цементирование (крепление) колонны	Использование специальных муфт для обеспечения сплошного цементного кольца за колонной
Перфорация колонн	Спуск на забой специальных заменяемых фильтров (лайнеры, хвостовики)
Освоение скважин (вызов притока)	При малых депрессиях на пласт сразу после бурения

Физико-химические методы обработок околоскважинных зон – основной вид регулирования их фильтрационных свойств в б. СССР и за рубежом. В частности, по Западной Сибири 84 % общего объема работ по воздействию на околоскважинные зоны приходится на кислотные обработки (из них преобладают солянокислотные, которые принято считать наиболее эффективными с экономической точки зрения). Средняя успешность солянокислотных обработок по месторождениям Западной Сибири составляет 64 %.

Причины низкой эффективности восстановления продуктивности скважин кислотой – малое число механизмов поражения пласта, по отношению к которым закачка кислоты эффективна. В общем случае для терригенных коллекторов эффективна фтористая кислота, для карбонатных – соляная. Однако кислота становится неэффективной из-за сильного разбавления в коллекторах с высокой степенью водонасыщения и повышенным значением насыщенности остаточным фильтратом промывочной жидкости в прискважинной зоне. Для повышения эффективности кислотных обработок рекомендуют предварительные закачки влагопоглотителей (ацетона, метанола и др.) Закачка кислоты не дает результатов при поражении пласта глобулами заземленного фильтрата и нефти, парафинистыми и асфальтосмолистыми компонентами. Более того, при значительном ухудшении ФСП в околоскважинной зоне кислота вообще не поступает в закупоренные пропластки и перфорационные каналы.

Кислота хорошо восстанавливает ФСП, нарушенные фильтратом цементного раствора. Гидроокись кальция эффективно удаляется соляной либо уксусной кислотой, силикат кальция – фтористой. Однако она практически неэффективна по отношению к уплотнению пласта в зоне перфорационного канала, органическим загрязнениям и др. В ряде случаев в результате действия кислоты на коллектор возможны образование осадка, диспергирование мелкодисперсных частиц и другие нарушения, ухудшающие фильтрационные свойства прискважинной области. Закачка кислоты, как правило, интенсифицирует коррозионные процессы.

Успешность восстановления фильтрационных свойств околоскважинных зон растворителями и поверхностно-активными веществами является еще более низкой по сравнению с солянокислотными обработками – соответственно 61 и 53 %.

Растворители и ПАВ позволяют уменьшить капиллярную блокировку фазовой проницаемости заземленными флюидами и поражение пласта углеводородной кольматацией. Однако в промысловых условиях углеводородная кольматация осложняется выпадением солей и самоотключением отдельных пропластков. В таких условиях успешность обработок растворителями снижается до 20–40 % при средней продолжительности 30–45 сут. На эффективность растворения углеводородной кольматации большое влияние оказывают также диспергирование и растворение асфальтосмолопарафиновых отложений, которые значительно ограничивают возможности стандартных методов.

В осложненных геотехнологических условиях (низкопроницаемые коллекторы, высокая обводненность пластов при низком охвате пластов заводнением) большой эффект прироста продуктивности дают ориентированные гидравлические разрывы пластов (ГРП). В старых нефтяных районах успешность операции по ГРП составляет 60–80 %, а дополнительная добыча на одну скважино-операцию – 456 т. Ориентированные разрывы проводят посредством использования цементных мостов, пакеровки, вязкопластичных

систем. Иницирование процесса в выбранном интервале осуществляют путем создания щелей в колонне гидropескоструйной перфорацией. В зарубежной практике метод ГРП является стандартной операцией по регулировке фильтрационных свойств прискважинной зоны.

Невысокая эффективность регулирования ФСП в околоскважинных зонах связана прежде всего с комплексным механизмом поражения пласта и с выборочным регулированием этого поражения отдельными методами. Для повышения эффективности разрабатывают технологии, основанные на комплексировании отдельных методов и механизмов воздействия. Эффективным комплексным механизмом воздействия обладают технологии, основанные на использовании многократных управляемых мгновенных депрессий-репрессий.

4.4. ПРИМЕР ВЛИЯНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА КАЧЕСТВО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Вскрытие продуктивных горизонтов при бурении скважин в НПУ “Долинанефть” происходит при забойных давлениях 30,0–40,0 МПа, что на 6,0–14,5 МПа превышает начальные пластовые давления и на 8–17 текущие. Вызвано это применением глинистых растворов повышенной плотности, особенно при бурении разведочных скважин, когда значение плотности достигает 1500–1600 кг/м³. По мере разработки залежей пластовые давления снижаются на 1,5–3,0 МПа в год. Однако указанный фактор по геологическим причинам еще мало учитывается при выборе промывочных жидкостей для вскрытия пластов, вследствие чего возможна глинизация пород прифильтровой зоны пласта, сопровождающаяся в ряде случаев поглощением значительных количеств (до 590 м³) глинистого раствора. Все это отрицательно влияет как на процесс освоения, так и на последующую производительность скважин.

В табл. 4.3 приведены данные о поглощении глинистого раствора и работе скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений.

Учитывая коллекторские свойства продуктивных пластов по данным табл. 4.3, можно заключить, что прифильтровая зона пласта скв. 224 и 228 при бурении была загрязнена и загрязнение не удалось устранить путем продолжительного дренирования и применения обработок, в то время как скв. 222 после бурения самопроизвольно из месяца в месяц увеличивала дебит от 175 до 220 т/сут, а скв. 59, 97 и 98 были освоены с дебитами, равными ожидаемым.

Наибольшее влияние на дебит скважин оказало поглощение глинистого раствора в скважинах со сравнительно низким градиентом пластового давления ($p_{пл} = 0,0078 \div 0,0103$ МПа/м). Именно при освоении этих скважин отмечались наибольшие затруднения, тогда как скважины с высокими градиентами пластового давления были освоены со сравнительно хорошими показателями.

¹ Для экономии места в тексте градиенты пластового давления, давления при бурении скважин, поглощении глинистого раствора и осуществлении гидроразрыва пласта принято обозначать $p_{пл}$, $p_б$, $p'_б$, $p_{грп}$ – соответственно.

Таблица 4.3

Данные о поглощении глинистого раствора и работе скважин Долинского и Северо-Долинского месторождений

Номер скважины	Горизонт, площадь	Интервал поглощения глинистого раствора при бурении, м	Градиент противодавления на пласт при поглощении, МПа/м	Объем поглощения глинистого раствора, м ³	Репрессия на пласт при поглощении, МПа	Градиент пластового давления во время бурения МПа/м	Депрессия на пласт при освоении скважины, МПа	Способ освоения скважины	Режим работы скважины после освоения			Коэффициент продуктивности скважины, м ³ /(сут · МПа)	
									Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти, т/сутки	Газовый фактор м ³ /т	данной	окружающих
59	Выгодские отложения Долинского месторождения	2502	0,0136	35	4,5	0,0125	6,3	Путем замены глинистого раствора на воду	10	25	181	3,4	2,7–8,8
222 224		2773–2813 2534–2539	0,0136 0,0122	270 25	8,7 12,7	0,0106 0,0078	1,8 Не опр.	То же Газлифт	12 –	115–220 5,0	224 350	1,23 Не определен	3,6–33,0
228		2740–2815	0,0142	220	12,6	0,0103	4,9	Путем замены глинистого раствора на нефть	8	38	452	0,175	12,3–33,0
97	Выгодские отложения Северо-Долинского месторождения	2779	0,0140	65	8,5	0,0114	4,0	Путем замены глинистого раствора на воду	14	45	4500	Не определен	
98		2861–2880	0,0146 0,0122	187	11,0	0,0108	2,3	То же	8	70	224	То же	

Примечание. Для удобства изучения и сопоставления имеющихся данных в работе под градиентом давления (пластового давления, давления при бурении скважин или осуществления в них гидроразрыва пласта) принято понимать величину зафиксированного на забое скважины максимального значения давления, приходящегося на 1 м глубины этой скважины. Забойные давления рассчитывались с учетом гидравлических потерь.

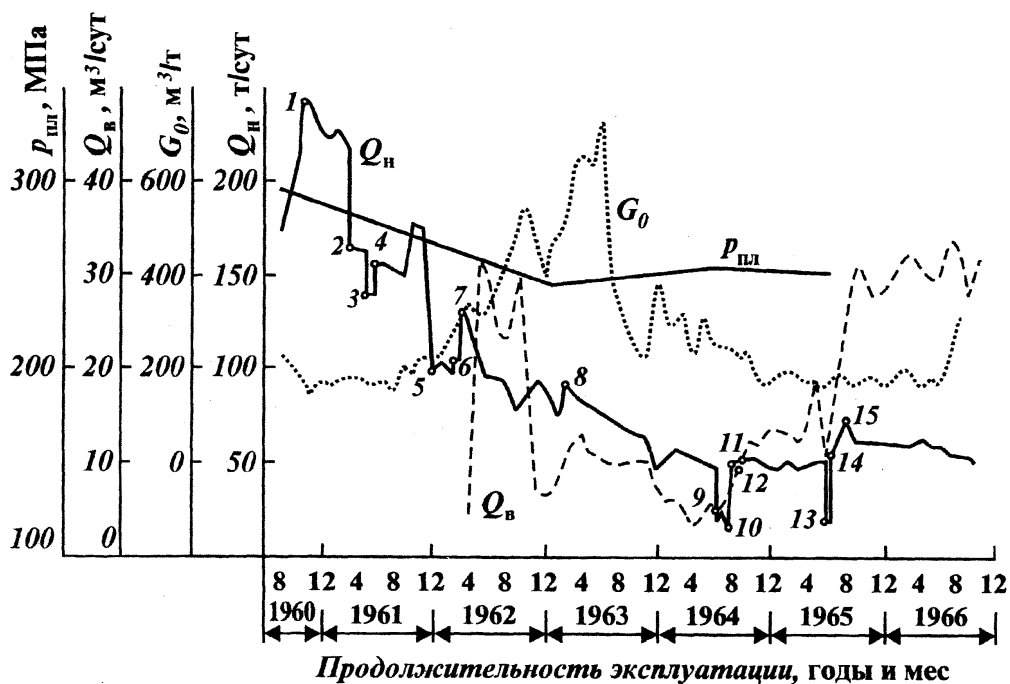


Рис. 4.6. Изменение среднесуточной производительности скв. 222 во времени:
 1 – ГРП с закачкой 2 т песка при давлении на устье 26 МПа; 2 – подземный ремонт в течение 4 сут с применением пресной воды и глинистого раствора плотностью 1300 кг/м³; 3 – подземный ремонт в течение 11 сут с применением пресной воды (72 м³) и глинистого раствора плотностью 1,3 г/см³; 4 – обработка скважины путем закачки в пласт 32 м³ нефти при давлении на устье 18 МПа и расходе 0,3 м³/мин; 5, 10 – замена 12-мм штуцера на 8-мм; 6 – обработка скважины путем закачки в пласт 166 м³ нефти при давлении на устье 18 МПа и расходе 0,36 м³/мин; 7 – замена 8-мм штуцера на 10-мм; 8 – замена 10-мм штуцера на 12-мм; 9 – подземный ремонт в течение 3 сут с применением пресной воды; 11, 14 – обработка скважины путем применения метода переменных давлений; 12 – промывка забоя дегазированной нефтью; 13 – подземный ремонт в течение 7 сут с применением пресной воды; 15 – замена 8-мм штуцера на 12-мм; Q_н, Q_в – дебит нефти и воды; G₀ – газовый фактор; p_{пл} – пластовое давление

Степень влияния глинистого раствора при бурении и воды при подземных ремонтах на дебит скважин подробно рассматривается на примере скв. 222, которая характерна для данного промыслового района.

В процессе бурения скв. 222 вскрыла выгодские отложения при $p_{пл} = 0,0106$ МПа/м и превышающем его на 28,3 % давлении промывочной жидкости p_6 . При этом в интервале 2773–2813 м пластом было поглощено 270 м³ промывочной жидкости.

После бурения скважину в интервале 2711–2834 м оборудовали фильтром и освоили с дебитом 175 т/сут.

Однако вследствие самоочистки прифилтровой зоны от загрязнения дебит ее в течение 3 мес (рис. 4.6) постепенно увеличился до 220 т/сут, т.е. на 25,7 %. После этого в скважине (см. рис. 4.6, точка 1) произвели гидроразрыв пласта (ГРП), в результате которого дебит увеличился на 25 т/сут (или на 14,3 % по сравнению с начальным) и достиг значения 245 т/сут.

Таким образом, по скважине получено общее повышение дебита на 40 %, причем как минимум 25–30 % этого повышения связано с ликвидацией отрицательного влияния глинистого раствора.

Через 8 мес эксплуатации при $p_{пл} = 0,0102$ МПа/м в скважине (точка 2) провели подземный ремонт с применением пресной воды. В результате этого ремонта дебит нефти снизился от 220 до 165 т/сут и оказался на 10 т/сут, или на 5,7 %, ниже начального дебита. В течение 3 мес эксплуатации дебит не восстановился. Более того, после повторного подземного ремонта (точка 3) он уменьшился еще на 25 т/сут. Таким образом, в результате двух подземных ремонтов дебит скважины уменьшился на 80 т/сут, или на 36,3 %. По имеющимся данным можно заключить, что при прочих равных условиях влияние на пласт глинистого раствора при бурении и воды при подземном растворе скважины оказывается сравнимым.

Для восстановления дебита скважину (точки 4, 8) дважды обрабатывали дегазированной нефтью. Однако полного восстановления дебита не добились. Далее, на том же рис. 4.6 показано, что последующих два ремонта (точки 9, 13) при градиенте пластового давления 0,0092 МПа/м способствовали еще большему снижению дебита скважин. Так, если после третьего ремонта дебит снизился на 24 т/сут (на 50 %), то после четвертого – на 33 т/сут (на 66 %). Благодаря обработке скважины методом переменных давлений в обоих случаях удалось добиться восстановления дебита.

Рассмотренные показатели производительности по скв. 222 представлены на рис. 4.7.

По данным рис. 4.6 и 4.7 можно заключить, что применение обычного глинистого раствора или пресной воды вызывает заметное снижение дебита нефти и может потребовать проведения дополнительных работ для его восстановления. Причем при более низких $p_{пл}$ отрицательное влияние промышленных жидкостей на пласт оказывается большим и растет по мере падения $p_{пл}$ и снижения нефтенасыщенности пород пласта.

Поглощение глинистого раствора при бурении вызывает более резкое снижение производительности скважин. Поэтому важно выявить причины таких поглощений и изыскать меры по их предупреждению.

Для решения этого вопроса изучали промысловые данные о p_6 и $p_{грп}$. При этом установлено, что $p_{грп}$ в нагнетательных скважинах Mnl, Vqd, MnV отложений практически совпадают между собой (расхождение не превышает

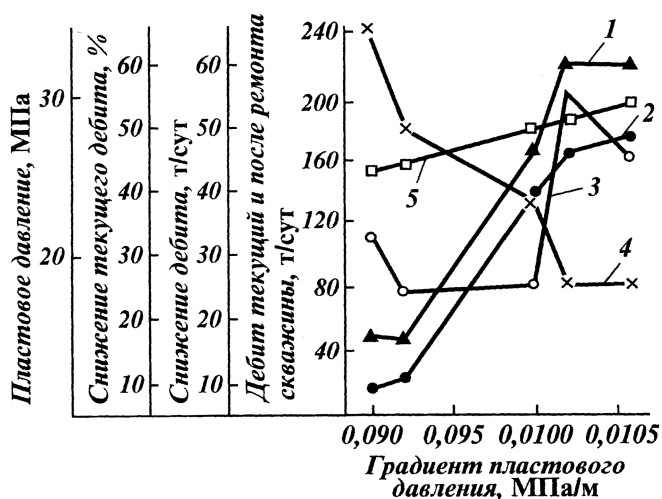


Рис. 4.7. Показатель влияния глинистого раствора и воды на производительность скв. 222:
1 – текущий дебит, т/сут;
2 – дебит после подземного ремонта, т/сут; 3, 4 – снижение дебита после ремонта, т/сут и % соответственно; 5 – текущее пластовое давление, МПа

10 %) и что среднее значение $p_{грп}$ (табл. 4.4) всего на 12,4 % превышает значение p'_6 и на 21,1 % – значение p_6 .

С теоретической точки зрения математические ожидания величины $p_{грп}$ и p_6 могут оказаться одинаковыми. Тогда превышение на 12,4 % объясняется точностью фиксации данных при обнаружении поглощения.

Упомянутое различие (так же как и практическое равенство значений p_6 и p'_6) удовлетворительно объясняется еще и тем, что в последнем случае поглощение глинистого раствора происходило только в тех участках пласта, для раскрытия трещин в которых было достаточно меньшего давления, чем при осуществлении ГРП на соседних участках, когда на забое скважин давление специально увеличивают до момента многократного повышения проницаемости пласта. Очевидно, что при этом $p_{грп}$ должно быть заметно большим, чем p_6 .

По данным табл. 4.4, по скважинам Vqd залежи Северо-Долинского, Mnl и Vqd залежи Струтинского месторождения $p_{грп}$ и p_6 различаются на 10,0–14,9 %, а по Северо-Долинскому месторождению среднее значение p_6 оказалось практически равным p'_6 . Последнее связано с причинами, указанными выше, а также и с тем, что на Северо-Долинском месторождении в настоящее время не разрабатывается лежащая выше Mnl залежь с более высоким $p_{пл}$, чем разбуриваемая залежь (из-за этого применяли глинистые растворы повышенной плотности).

Таким образом, исходя из незначительного расхождения величины $p_{грп}$, p_6 и p'_6 можно заключить, что основной причиной поглощения глинистого

Таблица 4.4

Сведения о распределении градиентов давления и соответствующих им вероятных количествах $\bar{e}_{грп}$ при вскрытии продуктивных пластов бурением

Наименование операций	Условный индекс	Число операций, взятых для изучения	Градиент давления, МПа/м				Наибольшее вероятное количество $S_{грп}$ при проведении 100 операций (с вероятностью 0,999)**
			Пределы изменения	Среднее значение	Среднее квадратичное отклонение	Вероятность $S_{грп}$	
ГРП в нагнетательных скважинах Долинского месторождения (менилитовые, выгодские и манявские отложения)*	0	25	0,0115–0,0210	0,0161	0,0500	100	54
Вскрытие пласта при бурении скважин на выгодские отложения Северо-Долинского месторождения	1	37	0,0130–0,0171	0,0145	0,0005	0,272	

Продолжение табл. 4.4

Наименование операций	Условный индекс	Число операций, взятых для изучения	Градиент давления, МПа/м				Наибольшее вероятное количество $C_{грп}$ при проведении 100 операций (с вероятностью 0,999)**
			Пределы изменения	Среднее значение	Среднее квадратичное отклонение	Вероятность $C_{грп}$	
Операции по вскрытию продуктивного пласта, в процессе которых зафиксировано поглощение глинистого раствора	2	22	0,0118–0,0159	0,0141	0,0011	0,231	46
Вскрытие пласта при бурении скважин на менилитовые отложения Долинского месторождения	3	24	0,0107–0,0167	0,0138	0,0014	0,216	43
Вскрытие пласта при бурении скважин на менилитовые и выгодские отложения Струтинского месторождения	4	10	0,0129–0,0147	0,0137	0,0010	0,183	36
Вскрытие пласта при бурении скважин на выгодские и манявские отложения Долинского месторождения	5	15	0,0122–0,0135	0,0127	0,0010	0,010	20
Вскрытие пласта бурением при условии уменьшения или практически полного исключения возможности $C_{грп}^{***}$	6	6	0,0107–0,0124	0,0120	0,0005	0,050	10
	7	3	0,0107–0,0122	0,0120	0,0002	0,048	9
	8	2	0,0107–0,0115	0,0111	0,0002	0,026	5

* Градиенты давления рассчитаны по индикаторным диаграммам приемистости скважин, зафиксированным при проведении операций ГРП, и соответствуют моменту раскрытия трещин в пласте.

** Если приведенные под индексом 2 значения градиентов давления принять за градиенты ГРП и по отношению к их распределению произвести расчеты вероятных количеств $C_{грп}$, то последние по сравнению с указанными в этой колонке окажутся заметно большими, однако, с нашей точки зрения, для обоснования результатов таких перерасчетов еще требуется накопление соответствующей информации.

*** Распределение градиентов давления под индексами 6, 7, 8 взята путем выборки из фактических данных (индексы 2, 3, 5).

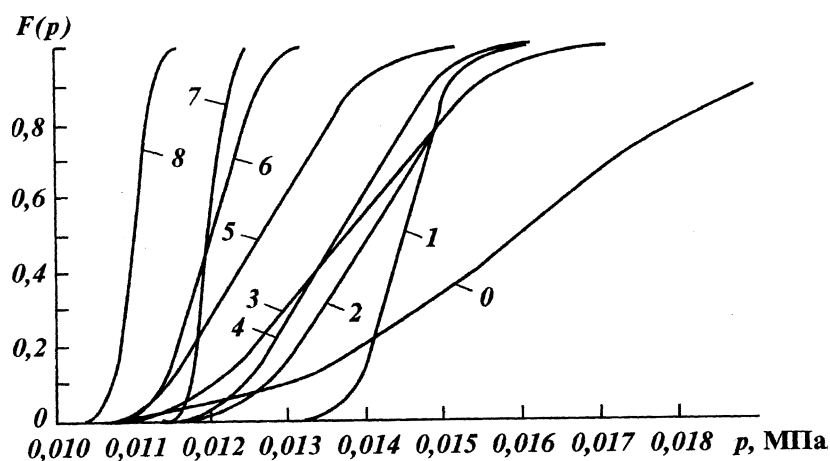


Рис. 4.8. Графики интегральной функции распределения градиентов давления, зафиксированных при гидроразрыве пласта и бурении скважин (значение условных индексов 0 – 8 см. табл. 4.4)

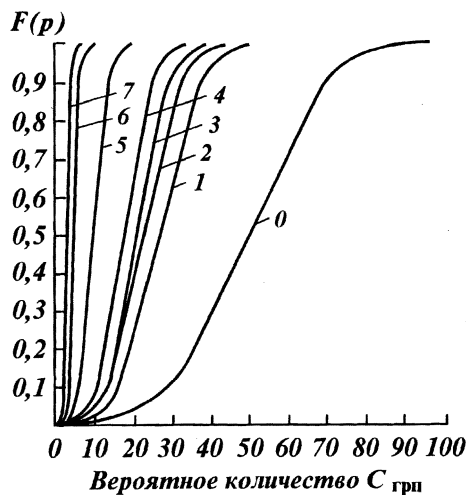


Рис. 4.9. Графики интегральной функции распределения вероятных количеств $\dot{\epsilon}_{грп}$ в расчете на 100 операций (значение условных индексов 0 – 7 см. табл. 4.4)

раствора при бурении скважин на рассматриваемых месторождениях может быть самопроизвольный гидроразрыв пласта ($C_{грп}$).

Возможные количества $C_{грп}$ при вскрытии продуктивных пластов оценивали статистическими методами. Для этого по данным табл. 4.4 были построены приведенные на рис. 4.8 соответствующие распределения $p_{грп}$, p_6 и p'_6 . С помощью графиков (см. рис. 4.8) рассчитаны показанные в табл. 4.4 наибольшие вероятные количества $C_{грп}$, которые могли наблюдаться в процессе вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин. На рис. 4.9 приведены графики, по которым количества возможных $C_{грп}$ могут быть определены с любой наперед заданной вероятностью.

По данным табл. 4.4 и рис. 4.8, 4.9 можно заключить, что относительно наименьшее количество $C_{грп}$ могло иметь место при вскрытии пластов Vqд и Mпv залежей Долинского месторождения. Именно здесь скважины легко осваивались (особенно по Mпv отложениям), тогда как по Mпl залежам До-

линского и Струтинского месторождений, где вероятность $C_{грп}$ оказалась примерно в два раза большей, освоение скважин было продолжительным, а их начальные дебиты были заниженными против ожидаемых.

На Северо-Долинском месторождении продуктивный пласт Vqd при бурении вскрывался при относительно меньшем $p_{пл}$, и при этом зафиксировано большее вероятное количество $C_{грп}$, чем на Струтинском месторождении, где коллекторские свойства пород хуже. Однако на последнем начальные дебиты скважин оказались существенно заниженными против ожидаемых, в то время как на Северо-Долинском месторождении такого несоответствия фактических и ожидаемых дебитов скважин пока не зафиксировано.

Поскольку коллекторские свойства пластов Vqd залежи Долинского и Северо-Долинского месторождений представляются наилучшими, а пластов Mnl залежи Струтинского месторождения – наихудшими (остальные залежи занимают промежуточное положение), то на основании полученных результатов можно заключить, что величина ущерба, наносимая продуктивному пласту при поглощении глинистого раствора в процессе бурения скважин, является прямым следствием $C_{грп}$ и возрастает с ухудшением коллекторских свойств пород.

С учетом современного уровня техники и технологии заканчивания и освоения скважин в условиях Долинского нефтепромыслового района одним из основных и наиболее доступных способов предупреждения $C_{грп}$ при бурении и цементировании скважин представляется применение облегченных промысловых жидкостей и цементных растворов.

Для того чтобы оценить в среднем величины p_6 , при которых может быть практически исключено явление $C_{грп}$ при бурении и цементировании скважин, по представленным в табл. 4.4 данным (индексы 6, 7, 8) построены показанные на рис. 4.8 соответствующие графики распределения градиентов противодействия. С помощью этих графиков произведены расчеты вероятных количеств $C_{грп}$, и результаты расчетов приведены в той же таблице и на рис. 4.9.

По этим данным можно заключить, что для предупреждения $C_{грп}$ в процессе вскрытия продуктивных пластов при бурении скважин на нефтяных месторождениях НПУ “Долинанефть” не следует допускать увеличения среднего градиента противодействия на пласт выше 0,011–0,012 МПа/м. Практика промысловых работ убедительно показывает, что это условие легко выполнимо, так как уже в настоящее время имеются отдельные случаи (см. табл. 4.3), когда продуктивные пласты в процессе бурения скважин вскрывают при $p_6 = 0,0107 \div 0,0118$ МПа/м, т.е. меньшими 0,012 МПа/м.

Для расчетов использованы значения $p_{грп}$, соответствующие моменту раскрытия трещин в пласте. Последнее способствовало некоторому повышению точности расчетов и увеличению надежности полученных выводов.

На указанных месторождениях продуктивные пласты целесообразно вскрывать с применением обработанных химическими реагентами промысловых жидкостей пониженной плотности, строго учитывая при этом величину пластового давления в залежах. По мере снижения последнего соответственно должна быть понижена плотность промысловой жидкости вплоть до применения пен и газообразных агентов.

Таким образом, установлено следующее:

1. Отрицательное влияние применяемых промысловых жидкостей на продуктивность нефтяных скважин, осваиваемых из бурения и после ремон-

тов, растет по мере снижения пластового давления и нефтенасыщенности пласта.

2. Значительное ухудшение продуктивности скважин вызывается поглощением пластом промывочной жидкости из-за самопроизвольного гидроразрыва пласта в процессе бурения; последний можно исключить путем уменьшения противодействия на пласт.

3. Для улучшения условий освоения скважин при заканчивании и ремонтах их целесообразно применять обработанные ПАВ промывочные жидкости минимально допустимой плотности (на нефтяной основе и аэрированные).