

**Министерство Высшего и Среднего Специального
Образования Республики Узбекистан**

**Каршинский Инженерно-Экономический Институт
Факультет Нефти и газа**

На правах рукописи
УДК 622.276

Направление: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертационная работа
ХУДОЁРОВ ХУСАН СОБИРОВИЧ

На соискание академической степени магистра

**На тему: «Явления и снижения и направления повышения
продуктивности добывающих скважин в терригенных
коллекторах»**

Специальность: 5А311901 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений »

Научный руководитель
Зав. кафедры. РЭНГМ



д.т.н., акад. Э.К. Ирматов
к.т.н., доц. Н.Х. Эрматов

Карши-2018

Оглавление

Введение	3
Глава 1. Явление изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов	7
1.1.Изменение фильтрационно-емкостных свойств при бурении скважин..	7
1.2. Изменения фильтрационно-емкостных свойств пород в процессе освоения скважин.....	16
1.3.Изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при эксплуатации скважин.....	21
1.4. Выводы по первой главе.....	27
Глава 2. Причины снижения продуктивности скважин	29
2.1. Динамика коллекторских свойств продуктивных отложений.....	31
2.2. Изменения коллекторских свойств однородных пород.....	36
2.3. Анализ результатов исследований влияния пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов и продуктивность скважин.....	44
2.4. Выводы по второй главе.....	68
Глава 3. Особенности борьбы с разрушением терригенных коллекторов	70
3.1. Механизм разрушения терригенного коллектора.....	70
3.2. Проблемы проводки и освоения разведочных скважин на месторождении Гумхана.....	78
3.3. Выбор способа борьбы с пескопроявлениями и расчет показателей реализации мероприятий.....	85
3.4. Выводы по третьей главе	93
Заключение	94
Литература	96

Введение

Обоснование темы диссертации и актуальности работы. В стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан, направленного на дальнейшее развитие и либерализацию экономики, отмечена необходимость поддержания макроэкономической стабильности и высоких темпов экономического роста, в частности, для повышения конкурентоспособности национальной экономики особое значение приобретает повышение объема добычи углеводородов. Для выполнения этих задач разработана программа НХК «Узбекнефтегаз» по увеличению добычи углеводородного сырья на 2017-2021 годы. Оно зависит как от объемов и состояния запасов углеводородов, так и от технических и технологических возможностей их извлечения.

В последнее время значительно усилились исследования и уже имеются заметные достижения в освоении, так называемых, трудноизвлекаемых запасов. В частности, увеличилась роль залежей нефти, приуроченных к глубокопогруженным продуктивным отложениям, обычно сопровождаемым аномально высокими пластовыми давлениями. Однако поведение разведочных скважин в этих объектах коренным образом отличается от сложившихся «классических» представлений. Отличительной особенностью является получение значительных притоков нефти во время вскрытия нефтенасыщенных коллекторов, больших дебитов разведочных скважин и последующее резкое их прекращение в течение короткого отрезка времени.

Отсюда вытекает, что, несмотря на длительную историю добычи углеводородов сохранилось (и даже умножилось) количество вопросов относительно поведения призабойных зон скважин и особенностей механизма фильтрации в них пластовых флюидов.

Темой настоящего исследования является освещение природы и динамики фильтрационно-емкостных свойств призабойных зон в различных

(значительно расширившихся) условиях их размещения, а также способы их оценки, применительно к этим условиям.

Указ президента Республики Узбекистан № УП-4947 от 7 февраля 2017 г. “О стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан”. “Народное слово” – 2017 г. 8 февраля.

Степень изученности проблемы. Значительный вклад в исследовании причин снижения и разработки методов повышения продуктивности добывающих скважин в терригенных коллекторах внесли ученые Ф.С. Абдулин, Ф.А. Агзамов, Э.В. Аносов, Н.З. Ахметов, А.А. Балувев, А.Е. Белов, А.И. Белоножко, В.С. Бойко, G.Bourdarot, Л.А. Буряковский, К.М. Тагиров, М.А. Галиев, Б.П. Гвоздев, Н.А. Демяменко, Б.П. Минаев, М.Л. Сургучев, Г.Г. Казакова, Ю.А. Кашников, В.Д. Лысенко, G.A. Malyshev, V. P. Soniechi др.

Данной проблемой в Узбекистане занимались П.К. Азимов, У.Д. Мамаджанов, С.Н. Назаров, А.К. Рахимов, Э.К. Ирматов, Б.Х. Хужаеров, А.Х. Агзамов, А.А. Закиров, У.С. Назаров, Б.Ш. Акрамов, Р.К. Сидикходжаев, Ш.Н. Дустмухамедов, У.К. Абдазимов, Н.Н. Махмудов и другие ученые и специалисты нефтегазовой отрасли.

Исследованиями выше перечисленных ученых установлено, что последние десятилетия развития нефтяной промышленности во всем мире характеризуется устойчивой тенденцией к увеличению доли трудноизвлекаемых запасов. Растет числа месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями, появился практически новый класс глубокопогруженных месторождений, в которых скопления нефти и газа находятся в условиях аномально-высоких пластовых давлений. Показатели и динамика поведения коллекторов значительно, а порой и непредсказуемо отличаются от сложившихся представлений по материалам ранее известных объектов.

Традиционные методы освоения и стимулирования производительности скважин в описанных условиях не дают желаемого результата, а в некоторых случаях становятся неприемлемыми.

Это обстоятельство предполагает создание и внедрение в производстве специализированных способов и технологий воздействия на призабойную зону скважин и целиком на продуктивные отложения. Для успешного решения этой задачи необходимы целенаправленные исследования, сопровождаемые соответствующим объемом экспериментальных и опытно-промышленных работ.

Цель исследования: выявление причин и масштабов снижения и обоснование эффективности способов повышения продуктивности добывающих скважин, дренирующих терригенные коллектора.

Задачи исследования.

- сбор, обобщение и анализ результатов ранее проведенных исследований по тематике работы;
- анализ опыта дренирования залежей углеводородов в терригенных коллекторах;
- подбор промысловых объектов и технологий для реализации мероприятий по улучшению продуктивности добывающих скважин.

Гипотеза исследования. Установление причин изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и продуктивности при бурении, освоении и эксплуатации скважин позволяет более обоснованно рекомендовать методы их эксплуатации.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является залежи нефти представленные терригенными коллекторами, предметом исследования изменения фильтрационно-емкостных свойств и механизм разрушения терригенного коллектора.

Постановленные задачи решались на основе.

- изучения, систематизации и анализа результатов ранее проведенных исследований;
- анализа и обобщения опыта освоения и эксплуатации скважин в терригенных коллекторах;
- проведения аналитических исследований при обосновании мероприятий по улучшению продуктивности добывающих скважин.

Научная новизна.

1. Установлены причины изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов призабойной зоны пласта в процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин.
2. Установлены возможные причины снижения продуктивности скважин.
3. Обоснована последовательность выбора способа борьбы с пескопроявлением.

Научная и практическая значимость результатов исследований.

Полученные результаты позволяют устанавливать причины изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и снижения продуктивности, а также выбирать способы борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин в терригенных коллекторах.

Структура и объем магистерской диссертации.

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованной литературы. Объем диссертации составляет ____ страниц.

Глава 1. Явление изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Теория и практика эксплуатации нефтяных скважин свидетельствует о неуклонном ухудшении во время показателей добычи пластовых флюидов (дебитов, коэффициента продуктивности, обводненности) и фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (проницаемости, пористости), что связано с множеством факторов природного и техногенного характера.

Несмотря на наличие большого числа теоретических, экспериментальных и промысловых исследований по оценке влияния различных факторов на продуктивные характеристики, единого подхода к изучению данной проблемы еще не разработано. Можно выделить две большие группы опубликованных работ по оценке влияния на продуктивные характеристики скважин и пластов природных и техногенных факторов в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также в процессе эксплуатации скважин. В связи с этим критический анализ результатов исследования по оценке влияния на продуктивные характеристики скважин и пластов природных и техногенных факторов для этих процессов осуществлен отдельно.

1.1. Изменение фильтрационно-емкостных свойств при бурении скважин

В процессе пластов в результате воздействия технологических растворов на призабойную зону. Проблематикой вскрытия продуктивных отложений и влиянием этого процесса на состояние призабойной зоны занималось в разное время множество исследователей во всем мире. Анализ результатов работы этих авторов, а также практика разработки месторождений свидетельствуют, что технология вскрытия пород-коллекторов не в достаточной степени учитывает геолого-физические

особенности продуктивного интервала разреза и физико-химические характеристики пластовых флюидов.

Как известно, негативное влияние бурового раствора, проникающего в пласт, может проявляться в порах и трещинах вследствие образования эмульсии типа «масло в воде», проявления двухфазного течения «вода-нефть» в процессе освоения, проявления капиллярных явлений, образования глинистой корки на стенках скважины, набухания глинистой составляющей материала породы, образования пленок воды на стенках пор, накопления взвешенных частиц и нерастворимых осадков, образующихся в результате химических реакций, имеющих место в пласте и т.п. Таким образом, приходится констатировать, что в процессе вскрытия продуктивного пласта бурением в призабойной зоне скважины происходит активное взаимодействие множества постоянных меняющихся взаимозависимых факторов. Степень же проявления этих обстоятельств определяется конкретными условиями вскрываемого разреза его геологического строения, физико-литологических особенностей и свойств пластовых флюидов.

Причиной проникновения в пласт фильтрата бурового раствора и воды является действие гидродинамического давления и капиллярных сил.

Сначала в самые крупные трещины и поры на сравнительно большие расстояния проникает непосредственно буровой раствор. Фильтрат раствора внедряется в основном за счет действия капиллярных сил в поры среднего и малого размера, вытесняя нефть вглубь пласта. Объем фильтрата бурового раствора, внедрившегося в пласт, и глубина его проникновения зависят от водоотдачи раствора, продолжительности его воздействия на вскрытый интервал разреза и микронеоднородности пористой среды. Согласно специальной серии экспериментов [65], объем фильтрата, внедрившегося в пласт, часто превышает 5 м^3 на 1 м нефтенасыщенной толщины пласта, а водонасыщенность при этом в зоне проникновения увеличивается на 50-60 % объема пор. Более высокая водонасыщенность характерна для менее

проницаемых участков разреза. В пластах с большим содержанием погребенной воды повышение водонасыщенности на 10-15 % может снизить относительную проницаемость по нефти в 2-3 раза по сравнению с проницаемостью пласта за пределами зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Наиболее негативное влияние фильтрата буровых растворов наблюдается при вскрытии коллекторов, содержащих набухающие частицы глин. Снижение проницаемости в этом случае зависит от типа глинистого материала, степени его дисперсности, природы объемных катионов, свойств фильтрата промывочной жидкости, времени контакта его с породой и т.д. Наибольшие объемные изменения имеют место в глинах монтмориллонитового ряда и его смесей с каолинитом.

Во время вскрытия продуктивного пласта бурением обычно давления значительно превышают пластовые с целью предупредить возможные нефтегазопроявления создаваемое давление обычно значительно превышает пластовое. Величина гидростатической репрессии зависит от плотности бурового раствора, высоты столба жидкости и пластового давления.

Помимо гидростатического давления столба жидкости при бурении могут возникать гидродинамические репрессии на пласт, часто имеющие пульсирующий характер. Они возникают при спускоподъемных операциях, пульсирующей подаче жидкости, остановке насоса, образовании сальников в затрубном пространстве и на долоте. Установлено, что гидродинамический перепад давления увеличивается с глубиной и скоростью спуска бурильной колонны, ростом числа спускоподъемных операций. Особенно высокие значения гидродинамических давлений возникают в процессе быстрого спуска бурильной колонны, и они могут достигать до 4-10 МПа.

При вскрытии коллекторов за счет периодического изменения гидродинамического давления в скважине также происходит смешение

фильтрата бурового раствора с нефтью, что приводит к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Водонефтяные эмульсии обладают высокой вязкостью, в десятки раз превышающей вязкость пластовой нефти, и тиксотропными свойствами, вследствие чего создаются значительные сопротивления продвижению нефти к забою скважины.

Проницаемость призабойной зоны также снижается и за счет проникновения в пласт твердой фазы буровых растворов и образования в трещинах и порах пласта нерастворимых осадков.

Указанные выше причины снижения проницаемости могут проявляться как во время вскрытия продуктивной части разреза, так и в той или иной мере при цементировании колонн, глушении скважин, производстве текущих и капитальных ремонтов. Наряду с этим имеет место ухудшение фильтрационных свойств около скважинной зоны во время консервации скважин. При этом, как показывает промысловая практика, коэффициент продуктивности может снижаться до 3-х раз.

Для оценки влияния природных и техногенных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе вскрытия пласта были проанализированы результаты промысловых, лабораторных и экспериментальных исследований, проведенных за период 1975-2009 гг. на месторождениях различных нефтедобывающих регионов СНГ.

В работах Ф.А. Агзамова [4], М.О. Ашрафьяна [71], А.А. Балыева [8, 86], А.Е. Белова [10], М.А. Галимова [21], Б.П. Гвоздева [22], С. Голещихина [18], А.К. Гороховского [23], В.К. Давидова [26], В. Дейса [27], Н.А. Демяненко [29], Г.С. Денисова [30], Р.Н. Дияшева [31], С.В. Доровских [32], Г.С. Дубинского [67], В. Дунаева [33], В.Ф. Калинина [40], Ю.В. Капырина [41], А. Ключова [44], В.Н. Кошелева [46], В.И. Кудинова [48], Р. Курамшина [16], И. Лянидова [49], И. Львовой [51], В.П. Метрофанова [60], М.А. Михеева [61], Б.А. Никитина [64], Д. Понамаренко [63], Н.Р. Рабиновича [77], Р.Г.

Салихова [81], А.М. Свалова [83], К. Стрежнева [17], В. Холода [91], А.К. Ягафарова [74], А.Ш. Янтурина [20] и многих других освещены вопросы влияния природных и техногенных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе вскрытия пласта.

Исследованиями данной задачи применительно к горно геологическим условиям месторождений Узбекистана занимались У.Д. Мамаджанов и Э.У. Мамаджанов [53], А.К. Рахимов [78, 79], А.М. Аминов и А.А. Рахимов [68], Р.Д. Пулатов [76] и многие другие специалисты, чья деятельность связана с бурением и освоением скважин.

Продуктивные пласты исследованных месторождений залегают на глубинах от 1300 до 6000 м, начальное пластовое давление изменяется от 3,5 до 63,8 МПа и более, температура пласта составляет 25-170 °С, эффективная толщина пласта варьирует от 0,8 до 20 м.

Коллекторами являются: пористые, трещиновато-пористые, порово-трещинные, кавернозно-трещинные, известняки и доломиты; мелко, средне и крупнозернистые песчаники; глинистые песчаники и алевролиты. Коэффициент открытой пористости коллекторов изменяется от 0,05 до 0,24, проницаемость от 0,008 до 3,8 мкм².

При вскрытии продуктивных пластов были использованы: глинистые растворы на водной основе; водо-глинисто-известково-песчаные растворы; инвертно-эмульсионные растворы; глинистые растворы на водной основе утяжеленные баритом; растворы на нефтяной основе; соленасыщенные растворы, товарная нефть с концентратом УТЖ; глинистый раствор, обработанный УЦР и карбонатом натрия; полимерный раствор обработанный КССБ и КМЦ; солевой биополимерный раствор и известково-битумные растворы.

Параметры растворов, использованных при вскрытии продуктивных пластов, изменились в пределах: плотность 1115-2420 кг/м³; вязкость 16-30 с; водоотдача 3-8 см³/30 мин.

Продолжительность вскрытия продуктивных пластов составляла от 7 до 92 суток с созданием репрессии на пласт от 1,7 до 31,5 МПа.

Как видно из приведенных данных, анализом по оценке влияния на продуктивные характеристики скважин природных и техногенных факторов охвачены месторождения с различными горно-геологическими условиями и широким пределом изменения характеристик продуктивных пластов.

Проведенными исследованиями установлено, что причинами снижения продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта являются:

- проникновение в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора;
- деформация коллектора в призабойной зоне пласта при больших депрессиях;
- наличие в коллекторах глинистого материала;
- разрушение межзерновых связей скелета породы.

Проведенным анализом установлена закономерность увеличения зоны проникновения в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора с ростом репрессии на пласт и времени вскрытия пласта (техногенные факторы), а также в зависимости от типа коллектора и его фильтрационно-емкостных свойств (природные факторы).

Например, глубина проникновения твердых частиц и фильтрата бурового раствора для поровых коллекторов составляет соответственно 2-5 мм и 20-60 см, а для трещинных коллекторов до 200 и до 25 м. При этом продуктивность скважин снижается на 30-55 % от первоначального значения, проницаемость призабойной зоны пласта в 1,5-10 и более раз.

Необходимо отметить, что отрицательное влияние проникновения в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора наиболее сильно проявляется при вскрытии низкопроницаемых сильно заглинизированных коллекторов. Опыт освоения скважин в различных горно-геологических условиях показывает, что:

- при проницаемости коллектора более $0,5 \text{ мкм}^2$, несмотря на большое поступление твердых частиц и фильтрата бурового раствора в пласт, они легко извлекаются при освоении и эксплуатации скважин;

- при проницаемости коллектора от $0,1$ до $0,5 \text{ мкм}^2$ скважины также легко осваиваются, но полной очистки от поступивших в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора не происходит;

- при проницаемости коллектора менее $0,01 \text{ мкм}^2$, несмотря на проникновение твердых частиц и фильтрата бурового раствора на незначительную глубину, скважины трудно осваиваются, а очистка от них требует проведения сложных геолого-технических мероприятий.

Деформация коллектора при вскрытии пласта проявляется в сильно трещинных коллекторах и при больших депрессиях на пласт.

Наличие в коллекторах глинистого материала также характерно не для всех продуктивных пластов. Проникновение в пласт фильтрата бурового раствора приводит набуханию и размоканию глин. Критическое значение содержания глин в коллекторе, при котором нельзя получить приток флюида из пласта, по результатам проанализированных работ, изменяется в пределах от 9 до 15 % и выше.

Разрушение межзерновых связей скелета породы характерно для терригенных коллекторов, сложенных слабо сцементированными песчаниками и алевролитами.

Таким образом в результате анализа исследований по оценке влияния природных и техногенных факторов на продуктивность скважин в процессе вскрытия пласта можно заключить, что основной причиной снижения продуктивности скважин во всех горно-геологических условиях месторождений является проникновение в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора. Остальные причины также оказывают значительное влияние на продуктивность скважин, но лишь в специфических горно-геологических условиях.

Для расчета допустимой депрессии на пласт в случаях, когда он представлен слабосцементированными песчаниками, пользуется теорией прочности О. Мара, учитывающей напряженное состояние продуктивных отложений. Вначале определяется плотность жидкости, необходимая для сохранения устойчивости стенок скважины на заданной глубине

$$\rho_{\text{ж}}^{\text{кр}} = 0,115 \cdot \rho - 2,83 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{сж}}}{L} \right) + 0,885 \quad (1.1)$$

Где ρ – плотность горной породы, кг/м³; $\rho_{\text{ж}}^{\text{кр}}$ – плотность раствора, кг/м³; $\sigma_{\text{сж}}$ – предел прочности на сжатие, н/м²; L – глубина залегания продуктивных пород, м.

Допустимая забойная депрессия при условии сохранения устойчивости стенок скважины определяется из формулы Л.А. Шрейнера

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{ж}}^{\text{кр}} \cdot L \quad (1.2)$$

Где ΔP – предельная допустимая депрессия на пласт, кгс/см²; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, кгс/см².

Если формула (1.2) может быть использована для расчетов устойчивости малопрочных пористых проницаемых пород (песков, слабосцементированных песчаников, к примеру в отложениях неогенового

возраста на месторождении Гумхана), то для глинистых пород с влажностью, близкой к критической или даже выше ее, можно использовать формулу

$$\rho_{\text{ж}}^{\text{кр}} = \rho - 5,77 \cdot \frac{\sigma_{\text{сж}}}{L} \quad (1.3)$$

Расчет допустимой депрессии по приведенным формулам производится для условий вновь пробуренной скважины. При этом игнорируются процессы, происходящие в призабойной зоне уже работающей рядом скважины.

Многие исследователи придерживаются мнения, что устойчивость пород вокруг забоя эксплуатирующейся скважины нарушается, в результате чего образуется каверна. По мнению Э.Л. Багбанлыи А.Н Гулиева, в около скважинном пространстве вследствие выноса песка образуется конусообразное пустое пространство, а когда угол достигает значения, пропорционально углу внутреннего трения породы, то, по предложению М.М. Протодыконова, породы, расположенное в «своде обрушения», обваливаются в образованную объемную выемку, тем самым затрудняя доступ пластовых флюидов к забою эксплуатационной скважины. Некоторые авторы, полагают, что песок из призабойной зоны выносится во время эксплуатации скважины пока не произойдет описанное выше обрушение свода. Исходя из этих предположений, есть возможность расчета дебита нефтяной скважины на определенное время ее функционирования

$$q = [V_{\text{кр}} \cdot (1 - m) \cdot \rho] / b \cdot t \quad (1.4)$$

где q – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{с}$; m – коэффициент пористости пласта; $V_{\text{кр}}$ – критический объем пустотного пространства, м^3 ; ρ – плотность горных пород, $\text{н}/\text{м}^3$; b – содержание механических примесей, t – время работы скважины, с .

Однако, достоверность результатов расчетов по этому уравнению подвергается сомнению, поскольку неизвестен механизм выноса песка.

Либо он обрушивается в пласте и выносится вследствие воздействия больших напряжений, либо имеет место вынос песка потоком пластовых флюидов. Не исключается и одновременное действие обоих упомянутых факторов.

Сама возможность образования пустотного пространства вокруг скважины гипотетична. Кроме того, определение содержания механических примесей представляет определенную трудность, поскольку этот показатель меняется в зависимости от времени работы скважины и ее дебита.

Допускается возможность зависимости лавинообразного выноса песка от каких-то критических значений дебитов, и следовательно, разрушение призабойной зоны под напором флюида. Неизвестно состояние скелета породы вокруг скважины и подвергается ли он разрушению или сохраняется, а выносятся лишь механические примеси. Нет аргументации о физико-химическом взаимодействии пластовых флюидов и веществом продуктивных отложений.

Обычно детальная информация о характеристиках продуктивных пластов имеется в недостаточном объеме, особенно в части прочностных свойств, что предполагает проведение экспериментальных исследований по определению допустимых депрессий на пласт с последующим сопоставлением полученных результатов с итогами расчетов по существующим методикам.

1.2 Изменения фильтрационно-емкостных свойств пород в процессе освоения скважин

Во время вскрытия продуктивных отложений, проведения текущих или капитальных ремонтов скважин, при консервации последних, создаются условия для возникновения динамической и статической репрессии скважинной жидкости, т.е. образования зоны повышенного давления в около скважинном пространстве, провоцирующей проникновение в пласт фильтра промывочной жидкости и содержащихся в ней глинистых частиц.

Величина гидростатической депрессии (при отсутствии циркуляции промывочной жидкости) определяется величиной пластового давления и плотности бурового раствора:

$$P_{ат} = 0,1 \cdot \rho \cdot L - P_{пл} [\text{кгс/см}^2] \quad (1.5)$$

где ρ – плотность бурового раствора; L – глубина забоя, м; $P_{пл}$ – пластовое давление, кгс/см^2 .

В случае стабильной циркуляции раствора минимальная гидростатическая депрессия на пласт с учетом давления, развиваемого буровым насосом, определяется как:

$$P_{ст} = 0,1 \cdot \rho \cdot L - P_{пл} + P_{н} [\text{кгс/см}^2] \quad (1.6)$$

где $P_{н}$ – давление бурового насоса.

Однако при остановках насоса, пульсирующей подаче жидкости, образовании сальников на долоте и в затрубном пространстве и при быстрой проходке породы, т.е. при значительном увеличении содержания выбуренной породы в растворе и т. п., могут возникать пульсирующие перепады давления, создающие дополнительную репрессию на забой скважины, которая называется гидропульсирующей. Поскольку она зависит от причин трудно или вовсе не поддающихся определению, её определение расчетным путем практически невозможно.

В процессе спуска бурильного инструмента и без того узкий зазор между долотом и стенкой скважины становится ещё меньше вследствие образования на долоте глинистого сальника. При подъеме или спуске долото имеет место процесс поршневания, а при спуске бурильного инструмента, кроме того, промывочная жидкость вдавливается в пласт. В результате возникает дополнительное давление раствора на забой. Оно называется гидродинамической репрессией. Чем выше скорость спуска инструмента, величина статического напряжения сдвига раствора и его вязкость, тем

больше эта гидродинамическая репрессия. В случаях, когда спуск инструмента проводится с очень большой скоростью, происходит гидравлический удар на забой, сила которого превосходит гидродинамическую репрессию. Расчеты и замеры давления показали, что на глубинах 2100–2200 м гидродинамическая репрессия достигает 80–100 кгс/см². С учетом гидростатического давления столба жидкости суммарная репрессия на пласт может достигать 190 кгс/см² [84]. Обычно, на такой глубине горное давление составляет 480–580 кгс/см², пластовое давление примерно 210–220 кгс/см². Следовательно, суммарная репрессия на пласт может превышать 40 % от горного давления и 85–90 % пластового. При проведении же гироразрывов оказалось, что в большинстве случаев образование новых трещин в плотных породах имеет место при репрессии на них 60–80 % от горного давления. В трещиноватых и пористо-трещиноватых коллекторах раскрытие новых и расширение уже имеющих трещин происходит при величине репрессии в 30–80 % от горного давления.

На месторождениях Западной Сибири установлено, что трещины раскрываются при репрессиях 80–100 кгс/см², что составляет 30–35 % горного давления. При быстром спуске бурового инструмента репрессия на пласт может превышать давление раскрытия трещин, и в них проникает промывочная жидкость. Во время очередного наращивания колонны бурильных труб репрессия на пласт снижается до статической (50–80 кгс/см²). Последующий спуск инструмента провоцирует повторный гидравлический удар и раскрытие новых трещин в призабойной зоне пласта.

По мере углубления скважины растет числа гидравлических ударов, и соответственно, новых трещин. Энергия гидравлического удара частично затрачивается на сжатие жидкости, а через неё передается на породу по всей высоте её столба в стволе скважины. По мере спуска бурового инструмента интервал столба жидкости между долотом и забоем уменьшается, увеличивается часть энергии, затрачиваемой на её сжатие и передачу

давления на пласт, сильнее становится гидроудар на призабойную зону. Призабойная зона загрязняется еще в большей мере и больше снижается продуктивность скважины.

О влиянии числа гидроударов при спускоподъемных операциях на загрязнение призабойной зоны свидетельствуют результаты серии экспериментов по ее принудительной очистке раствором ПАВ [83] (Рис.1.1).

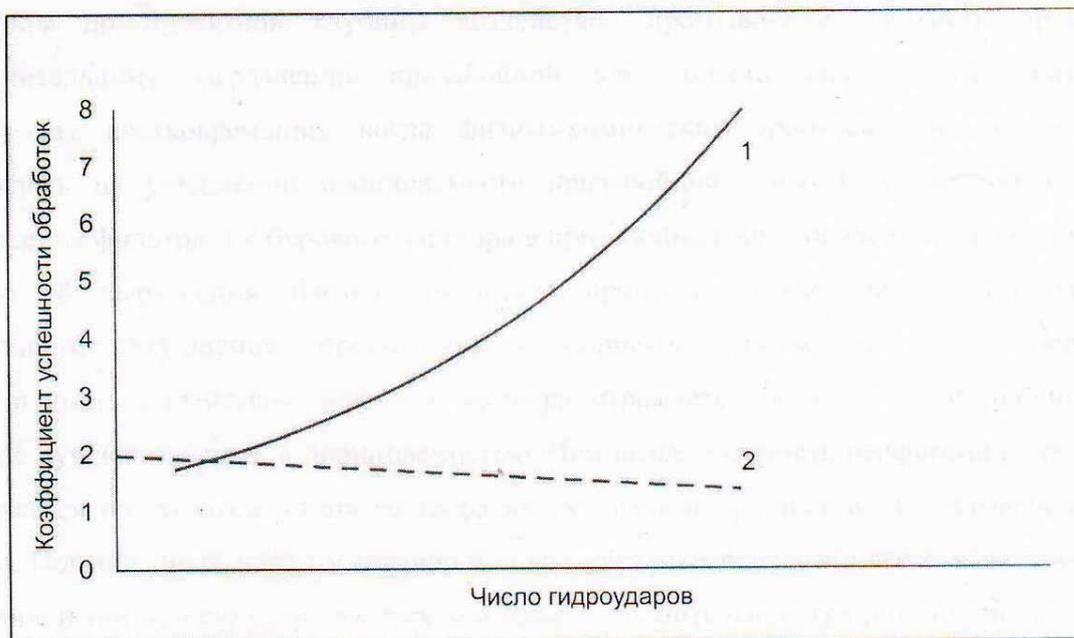


Рисунок 1.1. Зависимость коэффициента успешности обработки от числа гидроударов: 1-порово-трещинные коллектора; 2-пористые коллектора

В порово-трещинных и трещинных коллекторах с увеличением числа гидроударов на пласт, при спускоподъемных операциях после принудительной очистки призабойной зоны раствором ПАВ увеличивается кратность повышения дебита нефти (кривая 1). В пористых коллекторах наблюдается обратная картина (кривая 2).

Основной причиной загрязнения призабойной зоны можно считать продавливание бурового раствора и трещины в условиях большой репрессии на пласт.

Статическую репрессию уменьшить нельзя по технологическим причинам. Однако гидродинамическую репрессию можно значительно снизить, уменьшая скорость спуска инструмента на забой. Сохранение фильтрационной характеристики призабойной зоны с лихвой перекроет незначительное уменьшение коммерческой скорости бурения.

Степень загрязнения около скважинной зоны пласта также зависит и от качества бурового раствора.

Установлено, что с увеличением репрессии объем поглощаемого фильтрата промывочной жидкости увеличивается. Например, с улучшением проницаемости с 50-100 мД до 200-300 мД объем фильтрата, проникшего в пласт, увеличивается на 40-50 %. Ухудшение проницаемости происходит, в основном, за счет поглощения фильтрата в объеме 0,5 м³ на 1 м толщины пласта. Дальнейшее увеличение этого объема заметного влияния на характеристики фильтрационных свойств не оказывает. Основное загрязнение призабойной зоны пласта происходит при кратковременном воздействии (3-8 часов) бурового раствора на пласт в период его непрерывного разбуривания. В последующем, в период бурения скважины до проектной глубины воздействие промывочной жидкости приводит к дополнительному загрязнению призабойной зоны пласта. Основное же загрязнение происходит кратковременно, когда физико-химические процессы ещё не полностью отразились на ухудшении проницаемости призабойной зоны. С увеличением времени нахождения фильтрата и бурового раствора в призабойной зоне, особенно в дополнительный период её загрязнения, физико-химические процессы, приводящие к возникновению остаточного ухудшения проницаемости пористой среды, видимо, завершаются. Длительно воздействия отражается на ухудшении проницаемости пород с лучшей начальной проницаемостью. Чем выше плотность перфорации, тем сильнее сказывается время воздействия раствора на ухудшении проницаемости призабойной зоны пласта. Поглощенный

пластом раствор под воздействием репрессии все глубже проникает в трещины и там прочно удерживается, создавая дополнительные трудности при промывке их пластовыми флюидами при фильтрации последних к забоям скважин.

До пуска скважины в эксплуатацию давление на ее забое равно или больше пластового давления за счет репрессии столба промывочного раствора.

Трещины призабойной зоны пласта находятся в раскрытом состоянии. Далее при освоении скважины под действием кольцевых сжимающих напряжений и горного давления трещины начинают смыкаться. Чем выше трещиноватость породы или чем шире трещины, тем быстрее происходит их сужение. При этом часть промывочной жидкости зажимается в трещинах. Трещины смыкаются не полностью, а лишь сужаются и остаются путями для фильтрации пластовых флюидов. При освоении скважин в первые дни эксплуатации с постоянной депрессией на пласт сужение трещин под действием сжимающих кольцевых напряжений обычно происходит за 5-6 часов.

Чем меньше доля трещинной проницаемости, тем большее время затрачивается на смыкание трещин, т. к. при создании депрессии на пласт перераспределение сжимающих усилий в призабойной зоне пласта происходит в основном за счет порового пространства матрицы.

1.3 Изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов при эксплуатации скважин

Определение причин ухудшения ФЕС призабойной зоны добывающих скважин является одной из наиболее важных задач нефтепромыслового дела. Снижение проницаемости коллекторов, снижение дебитов и продуктивности предопределяется не только уменьшение текущей добычи нефти, но

провоцирует отключение части ранее дренируемых активных запасов. т.е. снижение конечного коэффициента нефтеизвлечения.

Для изучения причин снижения необходимо провести тщательный детальный анализ представительного статического материала с целью получения достоверных ответов на поставленные вопросы. Следует ранжировать сведения по скважинам дифференцированно по типам коллектора, по величине забойного давления относительно давления насыщения нефти газом, по времени работы скважин, выделить группы скважин, дренирующих один тип коллектора с постоянно растущими или падающими дебитами, группы скважин по величине депрессии на пласт, по различным проведенным капитальным ремонтам скважин. Такая работа была проведена в «Татнефть» [9] по материалам 599 скважин. По выделенным скважинам в 75 % случаев дебиты, как по нефти, так и по жидкости имеют устойчивую тенденцию к снижению. При одинаковой депрессии продуктивность скважин за последние 7 лет снизилась втрое. Интерпретация результатов гидродинамических исследований показала, что уменьшение коэффициента продуктивности связано, в основном, со снижением проницаемости призабойной зоны пласта. При этом снижение в околоскважинной зоне происходит значительно быстрее, чем в удаленной от скважины части пласта.

На основании проведенного анализа и ранжирования характеристик призабойной зоны по вышеуказанным показателям удалось относительно аргументированно выделить основные причины снижения производительности добывающих скважин, которые связаны с изменениями следующих факторов:

- снижение фильтрационных свойств пластов, в том числе и в призабойной зоне скважин, за счет отложения асфальтосмолопарафиновых составляющих в добываемой нефти, набухания глин, засорения коллектора механическими примесями, выпадение осадков и продуктов действия

технологических закачиваемых жидкостей и реагентов с пластовыми системами, отложения продуктов жизнедеятельности различных микроорганизмов, снижения пластового давления, охлаждения пластов;

- изменение перепада давлений между зонами закачки и отбора, между пластовыми и забойными давлениями;

- ухудшение свойств пластовой нефти за счет вымывания сначала более легких фракций, снижение пластовых давлений и температур, образование вязких и высоковязких водонефтяных эмульсий;

- изменение приведенного радиуса скважины и контура питания за счет проведения ремонтных работ, обработок призабойных зон скважин, дополнительной перфорации и торпедирования ранее прострелянных интервалов, изменения системы заводнения и разработки нефтяных залежей;

- имеющее место снижение продуктивности скважин, дренирующих терригенные коллектора, связывается со снижением поровой составляющей [31] в процессе эксплуатации и падения пластового давления.

Конечно, такое ранжирование причин снижения продуктивности скважин является в определенной мере условным, так как изменение одного из указанных параметров может привести к снижению производительности сразу по нескольким выделенным группам. Так, ухудшение свойств пластовой нефти в процессе разработки (улетучивание легких фракций, увеличение плотности и вязкости, снижение газосодержания) может привести к отложению асфальтосмолопарафиновых образований в породах-коллекторах, образованию вязких водонефтяных эмульсий, к уменьшению приведенного радиуса скважины за счет закупоривания некоторых перфорационных отверстий асфальтенами, смолами, парафинами, церезинами и образовавшимся с их участием высоковязкими водонефтяными эмульсиями

Обобщенной причиной снижения фильтрационных свойств коллекторов несомненно является деформация горных пород. И, если это имеет место при освоении скважин однонаправлено, т.е. в сторону ухудшения ФЕС, то при эксплуатации залежей с заводнением динамика процесса выглядит значительно более сложной. В этом случае необходим более полный учет сложных механизмов извлечения углеводородов в условиях существенной неоднородности фильтрационно-емкостных и физических свойств пластов, основанных на комплексном влиянии гидродинамических, капиллярных, гравитационных сил [45]. При этом на эффективность разработки существенное влияние оказывают и деформационные процессы.

Для активации механизмов фильтрации используются различные меры. Например, при использовании методов специализированного нестационарного заводнения в полувеличении давления происходило сжатие пласта, капиллярно-гравитационная пропитка низкопроницаемых участков и снижение газонасыщенности в призабойных зонах добывающих скважин, работающих при забойном давлении, ниже давления насыщения пластовой нефти газом. Во время же снижения пластового давления нефть из низкопроницаемых участков перемещается в высокопроницаемые части коллектора. При снижении пластового давления имеет место увеличение эффективного давления, что вызывает деформацию коллектора, а также перераспределение локальных напряжений в поровой среде, что отражается на изменении пористости и в значительной степени на проницаемости системы. При достижении критических значений эффективного давления наблюдается остаточная деформация вследствие необратимых потерь фильтрационно-емкостных свойств. Отсюда, естественное стремление определить допустимые границы изменения эффективного давления не вызывающие необратимого снижения проницаемости системы. Чтобы представить себе реальные значения этого параметра осветим результаты лабораторного эксперимента на образце керна низкопроницаемого

мелкозернистого песчаника (проницаемость в среднем $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Исходные данные пластовое давление 5,0 МПа при значении эффективного давления 2,0 МПа. Увеличивая давление гидрообжима (эффективное давление), удалось установить, что пороговым значением является 20 МПа. В данном типе коллектора в результате необратимой деформации снижение проницаемости керна составило 22,5 % от значения первоначальной проницаемости. Необратимые потери проницаемости при значении эффективного давления, равного 15,0 МПа, составили 6,56 %. Зависимость снижения проницаемости от роста эффективного горного давления практически линейная [45]. Но проявление этого положения в таком виде не характерно для продуктивных объектов трещинного и трещинно-порового типа. Для таких месторождений характерным является изменение производительности скважин, видимо, в зависимости от степени раскрытости трещин, которая, в свою очередь, зависит от изменения эффективных напряжений. Для установления достоверности этого постулата были проведены испытания монолитных (без трещин) образцов карбонатной породы. Его нагрузили повышенным эффективным напряжением величиной 37 МПа (начальное пластовое давление составляло 47 МПа). Эксперимент длился 112 часов. В таких условиях имело место очень слабое снижение фильтрационно-емкостных свойств керна. Снижение пористости составило всего 0,09 %, а проницаемости – немногим более 10 % от относительного значения. Такие изменения свойств не могут повлиять на продуктивность скважин.

Затем в образцах создавали искусственную трещину, и изучалось изменение пористости и общей проницаемости (трещинной и поровой) под воздействием эффективного давления. Оказалось, что в отличие от пористости относительное снижение проницаемости при росте эффективного давления происходит сравнительно неравномерно. Причина усматривается в контактных условиях и микро несимметричности образца породы, которые в

процессе нагружения могут привести к возникновению касательных напряжений и, в конечном счете, к возникновению дилатационных трещин. При этом общее абсолютное и относительное уменьшение проницаемости существенно выше, чем для пористости. Конечная величина проницаемости составила 42 % от проницаемости в пластовых условиях. Таким образом, для описанных условий действие повышенного эффективного давления может привести к тому, что проницаемость коллектора станет почти вдвое меньше исходного значения в пластовых условиях. Установлено, что в случае жесткого недеформируемого коллектора и, соответственно, полного сохранения исходной проницаемости трещин при существующей системе разработки можно было бы увеличить конечную нефтеотдачу в 1,45 раза.

1.4 Выводы по первой главе

1. Теория и практика эксплуатации нефтяных скважин свидетельствует о неуклонном ухудшении в процессе бурения, освоении и эксплуатации скважин фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, что связано с множеством факторов природного и техногенного характера.

2. В процессе бурения продуктивного пласта происходит ухудшение коллекторских свойств в результате воздействия технологических растворов на призабойную зону. Снижение проницаемости зависит от типа глинистого материала, степени его дисперсности, природы обменных катионов, свойств фильтрата промывочной жидкости, времени контакта его с породой и т.д.

3. Во время вскрытия продуктивных отложений, проведения текущих и капитальных ремонтов скважин, при их консервации, создаются условия возникновения динамической и статической репрессии скважинной жидкости, т.е. образования зоны повышенного давления в околоскважинном пространстве, провоцирующих проникновение в пласт фильтрата промывочной жидкости и содержащихся в ней глинистых частиц.

4. Снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации скважин связаны изменениями следующих факторов:

- снижение фильтрационных свойств пластов, в том числе в призабойной зоне скважин, за счет отложения асфальтосмолопарафиновых составляющих в добываемой нефти набухания глин, засорения коллектора механическими примесями, выпадения осадков и продуктов действия технологических закачиваемых жидкостей и реагентов с пластовыми системами, отложения продуктов жизнедеятельности различных микроорганизмов снижения пластового давления, охлаждения пластов;

- изменение перепада давлений между зонами закачки и отбора, между пластовыми и забойными давлениями;

- ухудшение свойств пластовой нефти за счет вымывания сначала более легких фракций, снижение пластовых давлений и температур, образование вязких и высоковязких водонефтяных эмульсий;

- изменение приведенного радиуса скважины и контура питания за счет проведения ремонтных работ, обработок призабойных зон скважин, дополнительной перфорации и торпедирования ранее прострелянных интервалов, изменения системы заводнения и разработки нефтяных залежей;

- имеющее место снижение продуктивности скважин, дренирующих терригенные коллектора, связывается со снижением поровой составляющей [31] в процессе эксплуатации и падения пластового давления.

Глава 2. Причин снижения продуктивности скважин

Большинство месторождений нефти и газа расположено в антиклинальных локальных структурах. Слагающие их горные породы находятся в постоянном тектоническом напряжении, в определенной мере определяющем фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Из механики известно, что началом порога разрушения большинства горных пород является уровень их относительной деформации порядка 10^{-4} . Этой деформации например, соответствует изгиб данной поверхности, имеющий место между двумя неподвижными пунктами, расположенными на расстоянии 1 км, инструментально амплитуда которого равна 10 см [56]. На подавляющем большинстве разрабатываемых объектов отмечаются многочисленные факты резкого различия водонефтяного и газоводяного контактов по контуру залежи, отсутствия гидродинамической связи между скважинами, наличия локальных участков вертикальной связи с вышележащими пластами, неравномерного распределения пластового давления в пределах залежи, резкой смены литолого-фациальных условий, а также наличия участков аномальной проницаемости в пределах литологической разности пород. Очевидно, что указанные факты связаны прежде всего с образованием зон структурной неоднородности разломов, флексур, зон повышенной трещиноватости и т.д. Кроме того, различные технологические процессы разработки, связанные с повышением давления, хотя бы на 5-10 МПа в некоторых случаях определяют относительную деформацию пород $10^{-5} - 10^{-4}$. Это, как правило, приводит к гидроразрыву пород, которые, в первую очередь, уже в процессе формирования структуры были подвержены разупрочнению с образованием отрывных трещин и последующей кольматацией их вторичными минералами.

Это обстоятельство дает ответ на ранее труднообъяснимый факт обводнения скважин, расположенных в центральных частях многих газоконденсатных месторождений уже на начальной (1-2 года) стадии их

разработки (Оренбургское, Карачаганакское, Астраханское, Ургенгойское и др.).

Модельные испытания показали, что над купольной частью поднятий образуются зоны просадки или разупрочнения, которые часто отмечаются на сейсмодновременных профилях. Зоны просадки на моделях представляют собой грабенообразные впадины, ограниченные с обоих бортов серией сбросов.

Складывающаяся в результате продолжительного периода термодинамическая система «коллектор-насыщающие его флюиды» в результате многократного вскрытия за счет повторной перфорации также находится в неравновесном состоянии, механическое (бурение, гидроразрыв и др.), гидродинамическое, тепловое, химическое и другие виды техногенного воздействия приводят к деформации и разрушению скелета коллектора. Исследования кернового материала свидетельствуют о возможности значительного разрушения коллекторов в зонах интенсивных отборов и закачки.

Наряду с указанным, причиной разрушения коллектора могут послужить последствия нелинейности процессов фильтрации жидкостей в продуктивных отложениях. Последние проявляются в виде эффектов изменения термодинамических параметров собственно коллектора, а также насыщающих его пластовых флюидов. При создании таких условий, когда пластовая система ведет себя как нелинейная среда (интенсивные отборы жидкости, создание больших часто нестабильных депрессий, отборы жидкости, не компенсируемые закачкой) в коллекторе могут возникать упругие волны значительной интенсивности, которые изменяют свойства горных пород, вплоть до разрушения коллекторов. Отличительной особенностью этого процесса является следующее обстоятельство: в пространственно неоднородном коллекторе распространяющаяся упругая волна имеет место, прежде всего в высокопроницаемых участках коллектора и практически не проникает в низкопроницаемые.

2.1. Динамика коллекторских свойств продуктивных отложений

Наличие необратимой деформации коллекторов в процессе разработки залежей углеводородов обнаружено на многих месторождениях мира, где в процессе их эксплуатации наблюдалось значительное снижение пластового давления. При этом было выявлено, что величина необратимой деформации коллекторов определяется не только величиной падения пластового давления, но также палеоглубиной залегания продуктивных отложений, литологическим типом пород и длительностью воздействия дополнительных нагрузок на коллектора.

Необратимая деформация приводит не только к замедлению темпов отбора нефти, но и к снижению степени нефтеизвлечения, что особенно ярко проявляется в низкопродуктивных залежах с неопределенным нефтенасыщением коллекторов или с высоким давлением насыщения нефти газом, близким по величине к начальному пластовому давлению.

Проявление необратимой деформации коллекторов может служить причиной потери значительных объемов извлекаемых запасов нефти особенно в терригенных коллекторах.

Основные закономерности изменения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов в процессе падения пластового давления выясняются при проведении соответствующих исследований на образцах керна. Цель проведения экспериментов получение пластических (необратимых) величин деформации образцов, характеристик длительного действия эффективных напряжений. В серии проведенных опытов [34] было испытано 3 образца алевролитистого, средне и мелкозернистого нефтенасыщенного песчаника на пористость при эффективном давлении 30 МПа, а также по 4 образца для определения пористости и проницаемости при эффективных давлениях 33 и 37 МПа. Степень относительного изменения пористости и проницаемости определяется особенностями литологического строения продуктивных пород, их уплотненностью за время их формирования и изменяется обычно в пределах 10-20 % относительных

значений пористости. За все время переменных нагрузок (до 2200 часов) максимальная скорость деформации имеет место в течение первых 200-250 часов. Для полного восстановления первичных параметров образцов даже такого длительного срока оказалось недостаточно. В общем, снижение пористости при росте эффективного давления происходит сравнительно равномерно, без скачков, плавно. Изменение снижения пористости при пластовых условиях зависит от абсолютного значения пористости. После стабилизации нагрузки происходит медленное практически незатухающее сокращение пористости. Вместе с тем, сами величины относительного снижения пористости при действии постоянной нагрузки, превышающей природную даже на 10 МПа, весьма невелики. Общее же относительное снижение проницаемости в отличие от поведения пористости при росте эффективного давления происходит неравномерно. Что можно объяснить микронесимметричностью образцов, которая может в процессе нагружения приводить к возникновению касательных напряжений и, как следствие, к возникновению дилатансионных микротрещин. При этом отмечается, что и общее относительное снижение проницаемости также существенно больше. После стабилизации нагрузки, как и для пористости имеет место медленное, практически незатухающее уменьшение проницаемости. При этом, чем выше начальная проницаемость образца, тем более плавно и быстрее происходит стабилизация снижения проницаемости. Все же изменение проницаемости образцов под действием постоянного эффективного напряжения происходит достаточно неравномерно. Относительная величина остаточной (невосстанавливаемой) части проницаемости также зависит от величины начальной абсолютной проницаемости: чем выше начальная проницаемость, тем меньше величина её восстанавливаемой части.

Таким образом, основное снижение проницаемости происходит в процессе падения пластового давления, и конечное значение проницаемости становится в несколько раз ниже проницаемости, определенной в атмосферных условиях.

В процессе экспериментов установлено, что создание высокой депрессии или значительное падение пластового давления в целом неадекватно слабо отражается на фильтрационно-емкостных свойствах низко-проницаемых коллекторов (снижение ФЕС таких продуктивных объектов может достигнуть 10 %) и довольно существенно отразится на соответствующей характеристике высокопроницаемых пород. Так при начальной проницаемости коллекторов в пластовых условиях свыше 0,5 мкм² при понижении пластового давления на 6-7 МПа снижается в 3-4 раза в течение 2-3 месяцев.

В частности, при значениях пластового давления 14-15 МПа продуктивность скважин лишь на 5-15 % ниже, чем в скважинах, вскрывших коллектор с исходным пластовым давлением (порядка 30 МПа). Это подтверждает роль трещинной составляющей проницаемости в снижении дебита скважин. Но при этом отмечается, что часть деформации сокращения проницаемости является необратимой (в опытах до 44 % от исходной проницаемости в атмосферных условиях). Предельное снижение проницаемости составило 50-60 %, т.е. проницаемость может изменяться в 2 раза и более. Следовательно, падение проницаемости трещиноватых коллекторов за счет смыкания трещин не происходит до нулевого значения даже при полном падении пластового давления, однако существенно определяет продуктивность скважин. В то же время, это обстоятельство не может быть механически перенесено в область аномально-высоких давлений (в известных месторождениях Средней Азии 50 – 130 МПа и более), где поведение коллекторов вполне может быть неадекватным и непрогнозируемым.

При изменении пластового давления в продуктивных пластах деформация пород в призабойной зоне скважин существенно отличается от деформации в глубине пласта. Напряженно-деформированное состояние пластов вдали от скважины в основном определяется процессом одномерного сжатия породы под действием вертикальной нагрузки. В призабойной же

зоне скважин, т.е. в зоне действия депрессии (репрессии), имеет место сложная неоднородная деформация породы, зависящая от поведения множества факторов: особенностей распределения давления в воронке депрессии, соотношения упругих свойств пласта, а также подстилающих и перекрывающих его отложений, толщины пласта и т.п. В условиях резкого изменения значения давления: по мере удаления от скважины напряженно-деформационное состояние породы становится неоднородным (осесимметричным). Следовательно, реакция породы на изменение пластового давления на одну и ту же величину, выражающаяся в изменении проницаемости породы будет различной в околоскважинной зоне и в удаленных частях пласта [69].

Значительная доля нефти в мере сосредоточена в залежах, приуроченных к продуктивным трещинным и трещино-поровым породам. Характерной особенностью таких коллекторов являются адекватная их реакция на снижение пластового давления. Падение давления в продуктивном пласте в ходе эксплуатации скопления углеводородов провоцирует рост эффективных напряжений, что, в свою очередь, вызывает сжатие трещин и быстрое снижение трещинной проницаемости. По мнению наиболее авторитетных ученых занимавшихся этой проблемой (Ф.И. Котяхов, В.Д. Викторин [45, 35] и др.), основной причиной снижения трещинной проницаемости считается превышение пластового давления над боковым горным давлением, сжимающим стенки вертикальных трещин. Однако, детальный анализ механики пористых сред свидетельствует [34] о том, что боковое горное давление всегда превышает пластовое давление, т.е. трещины изначально несколько сомкнуты, а в процессе падения пластового давления и соответствующего роста эффективных напряжений они продолжают смыкаться, что приводит к снижению трещинной составляющей проницаемости. Динамика изменения проницаемости коллекторов определяется особенностями поведения трещиноватых коллекторов под воздействием нагрузки. Основные показатели фильтрационно-емкостных

свойств продуктивных отложений в условиях падения пластового давления в процессе дренирования залежей определяются экспериментами на образцах керна. Согласно результатам лабораторных опытов, величина начальной жесткости трещин зависит от состава породы, выветрелости и шероховатости стенок трещины и может достигать 20000-25000 МПа/м.

Испытания образцов трещинного коллектора (известняк) Астраханского газоконденсатного месторождения показали, что при циклическом нагружении (часто имеющем место в промысловых условиях) жесткость трещин меняется. В процессе циклической нагрузки трещины становятся менее деформируемыми, а их проницаемость снижается относительно исходного значения. По результатам прямых опытов при падении пластового давления до 30-35 МПа (эффективное давление 60 МПа) проницаемость трещинной составляющей коллекторов падает в 3-4 раза. Снижение пористости продолжается и после стабилизации нагрузки – медленно, практически линейное незатухающее. Для проницаемости, как общее, так и относительное уменьшение выше, чем для пористости, но абсолютные значения снижения невелики. Выходит, что общее снижение монолитных пород весьма незначительно. Результаты экспериментов на кернах Астраханского, Уренгойского и ряда других месторождений свидетельствует, что снижение ФЕС матрицы коллектора трещинно-порового типа не является значительным и не должно приводить к масштабному падению продуктивности скважин с течением времени.

В процессе разработки и эксплуатации скважин в прискважинной зоне пласта возникают многочисленные процессы, ухудшающие фильтрационную характеристику этой зоны. М.В. Зайцев и Н.Н. Михайлов считают, что основной механизм ухудшения состояния пласта в прискважинной области – блокировка части внутрипортового пространства твердыми частицами и флюидами. Кроме того, по их мнению, определенную роль играет сжатие скелета пористой сред под действием депрессии в околоскважинной зоне добывающих скважин. При разных законах изменения проницаемости

одинаковые значения скин-эффекта соответствуют разным состояниям околоскважинной зоне, т.к. даже при малых зонах загрязнения относительная продуктивность и скин-эффект для различных законов изменения проницаемости от радиуса загрязненной зоны могут меняться в несколько раз.

2.2. Изменения коллекторских свойств неоднородных пород

Практически все известные продуктивные отложения в той или иной мере анизотропы. Следовательно, при разработке месторождений углеводородов мы имеем дело с неоднородными в различной степени коллекторами в смысле минерального состава слагающих их пород, геометрии порового пространства, трещиноватости, флюидонасыщения, термобарических условий, особенностей насыщения флюидами и т.д.

Неоднородность коллекторов может иметь тектоническую природу. Часто в разрезе локальных структур предполагается наличие малоамплитудных сдвиговых зон и разломов отрывного типа [60].

Для получения максимально возможного желаемого результата система разработки месторождений должна, насколько это возможно, учитывать неоднородность продуктивных отложений, обусловленную причинами седиментационного, литологического, тектонического характера.

Определение степени неоднородности дренируемых коллекторов весьма сложная задача, т.к. результаты исследования редких кернов и исследований скважин методами промысловой геофизики характеризуют лишь отдельные точечные участки залежи, и степень их представительности в масштабах залежи далека от желаемой.

Но, как показывает опыт разработки залежей нефти в неоднородных коллекторах [3], их пониженная нефтенасыщенность обуславливает повышенную подвижность пластовой «реликтовой» воды, которая поступает в скважины с самого начала их эксплуатации. В ряде работ отмечается хорошая корреляционная связь начальной обводненности продукции

скважин с начальной нефтенасыщенностью коллектора. Динамика обводненности в условно безводный период, т.е. до момента подхода к забою добывающих скважин фронта вытеснения нефти водой в основном определяется особенностями распределения поля нефтенасыщенности в области дренажа скважины. Зависимость неравномерности нарастания обводненности от неоднородности поля начальной нефтенасыщенности имеет линейный характер. По характеру нарастания обводненности добываемой продукции в наличный (условно-безводный) период эксплуатации скважины, вскрывшей продуктивный коллектор с неоднородным и пониженным нефтенасыщением, можно судить о степени неоднородности поля начальной нефтенасыщенности.

Опыт разработки уже заводненных и в существенной мере “перекompенсированных” залежей с трудноизвлекаемыми запасами свидетельствует о том, что в процессе разработки [40]:

- не отмечается стягивания нефти водонефтяных зон к площади нефтяных; подвижность нефти на периферии залежей практически равна нулю (вязкость предельно высокая); равновесная (остаточная) нефтенасыщенность возрастает к основанию и периферии залежей;

- интенсивное и быстрое обводнение добывающих скважин, как правило, происходит до достижения проектного потенциального уровня добычи нефти, в результате чего фактические темпы продвижения фронта закачиваемой воды в 1,5-2 раза превышают проектные;

- безводный период либо очень мал, либо практически отсутствует;

- нагнетание в пласты большого количества воды совместно с форсированным отбором жидкости существенно стимулирует обводнение скважин;

- после достижения максимальных годовых отборов нефти постоянно снижаются средний дебит и добыча нефти, несмотря на возрастающие объемы нагнетания воды в залежь; объемы нагнетания часто компенсирует отборы жидкости на 100 % и значительно более;

- приемистость нагнетательных скважин снижается из-за высоких показателей скин-эффекта (недостаточная очистка воды, отложения асфальтосмолопарафиновых составляющих нефти в прискважинной зоне);

- закачиваемая вода продвигается лишь по части перфорированной толщины пласта; блокируется часть эффективной нефтенасыщенной толщины, возрастает обводненность и снижается добычи нефти.

Снижение добычи нефти с одновременным уменьшением темпов её отбора по существу свидетельствует о прорыве воды по зоне пласта, объем которой равен выработке запасов, соответствующей максимальному уровню годовых отборов. Согласно промысловым данным, отмеченный прорыв может происходить при суммарном отборе 0,12-0,29 начальных извлекаемых запасов нефти. Продолжающиеся в дальнейшем уменьшение отборов нефти и увеличение объемов нагнетания фактически отражают то, что с момента прорыва закачиваемая вода уже не вытесняет нефть.

В процессе разработки залежей к естественной дегазации добавляется “искусственная”, обусловленная отборами нефти. Высокие темпы отбора усугубляют негативные последствия разгазирования пластовой нефти, причем при давлениях насыщения значительно меньших текущих пластовых. При этом реализуется следующие процессы:

- снижение дебитов добывающих скважин уже на начальной стадии разработки вплоть до прекращения фонтанирования, обусловленного выбросами газа к забоям скважин при ещё низкой обводненности их продукции;

- “вследствие дальнейшего падения давления газовые пузырьки деформируются и начинают проходить через сужения в норовом пространстве” [73];

- ранние отложения высокомолекулярных составляющих нефтей на скважинном оборудовании;

- отрицательная реакция добывающих скважин на ввод в действие ближайших нагнетательных, проявляющаяся в снижении дебитов при практически стабильной обводненности и имеющая место при больших объемах нагнетаемой в пласт воды;

- отключения слоев с меньшими размерами пор и соответственного снижения продуктивности и приемистости;

- при длительной эксплуатации скважин даже мельчайшие поры пласта особенно в призабойных зонах скважин могут полностью забиваться битумом, вследствие чего создаются условия для проявления неньютоновского характера фильтрации нефти, фиксируемого по наличию начального градиента давления;

- отложения асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки, которые приводят к гидродинамическому разобщению участков залежей и проявляются в исчезновении реакции скважин на нагнетание воды, в пластах формируются застойные зоны.

Равномерность распределения накопленной добычи нефти по интервалам изменения проницаемости при неравномерности распределения балансовых запасов нефти, соответствует опережающей выработке запасов из коллекторов с повышенной поровой проницаемостью. Установлено, что несмотря на преобладающую роль в формировании фильтрационного потока в карбонатных коллекторах трещинной системы, текущий коэффициент нефтеотдачи напрямую зависит от проницаемости поровых блоков [37].

Исследованиями, проведенными последние десятилетия, установлено, что содержание остаточной нефти в поровом пространстве при ее вытеснении, фазовые проницаемости коллектора и охват пласта воздействием определяются не только физико-химическими и структурными свойствами нефти, пород и вытесняющего агента, но и скоростью вытеснения нефти. Кроме того, на конечном результате вытеснения

сказывается влияние деформации горных пород, хаотичный характер фильтрационных потоков, отсутствие капиллярной пропитки между областями с разной нефтенасыщенностью, адгезионные и др. силы [89].

Остаточная нефть на микроуровне при вытеснении ее водой из порового пространства представлена углеводородами на поверхности минералов. Капиллярно-защемленная нефть находится в отдельных порах, каналах или цепочках пор в виде изолированных капель. При ее вытеснении из гидрофильных сред имеет место не только поршневое вытеснение, но и опережающее движение воды по поверхности пор. Доотмыв нефти определяется только свойствами поверхности скелета и жидкости.

На макроуровне часть остаточной нефти содержится в слабодренируемых интервалах и зонах пласта, органически связана с его зональной и послойной неоднородностью. Другая часть нефти остается в зонах, промытых в процессе заводнения. Его объем зависит от скорости фильтрации нагнетаемой воды.

Установлено, что вследствие струйного характера течения жидкости в коллекторе и его хаотичности в пласте реализуется режим «губки», при котором колебания порового давления приводят к выжиманию наиболее подвижной фазы из низкопроницаемых прослоев в высокопроницаемые. На поздней стадии разработки, когда высокопроницаемые прослои обводнены, нефть вытесняется из низкопроницаемых прослоев.

Кроме того, хотя в процессе длительной разработки и не происходит существенных изменений параметров добываемой нефти, тем не менее свойства оставшейся в пласте нефти отличаются от показателей ранее добытой.

На поздних стадиях разработки довольно обычным явлением считается снижение текущих давлений и добычи жидкости, даже когда объемы нагнетания воды достаточно высоки. Темпы отборов нефти практически

обратно пропорционально падают. При этом возможность извлечения остаточных запасов в формирующихся депрессионных зонах весьма проблематична вследствие снижения приемистости нагнетательных скважин в пределах упомянутых зон.

Уменьшение текущих давлений в первую очередь связано с выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений. Причинами, провоцирующими это явление, могут служить [41]:

- свободный таз дегазации, остающейся в пласте нефти, повышающей температуру кристаллизации парафина до пластовой;
- снижение пластовой температуры вследствие влияния закачиваемой холодной воды;
- окислительные в нефти под действием кислорода нагнетаемой воды.

Интенсивное снижения давления в зоне нагнетания в некоторый момент разработки вполне логично объяснимо. Закачиваемая вода смешивается с пластовой нефтью, что приводит к выделению из последней растворенного газа прежде всего в непосредственной близости от нагнетательных скважин. Далее по цепочке выпадение асфальтосмолопарафиновых составляющих нефти, рост фильтрационных сопротивлений снижение эффективности заводнения, деформация пластовой системы нагнетания и отбора жидкости. Факт новообразований твердой фазы пласте подтвержден глубиной пробой из скважины № 1655/85 Урьевского месторождения, практически полностью представленной твердыми углеводородами.

При этом имеет место еще и существенное загустевание дегазированной нефти, формирующейся в пределах депрессионных зон. Массы битума связывают массы нагнетаемой воды, снижая текущие давления и, увеличивая остаточную нефтенасыщенность и соответственно, уменьшая добычу жидкости. Наличие асфальтосмолопарафиновых отложений, как и загустевание нефти вследствие дегазации усугубляет неньютоновский

характер фильтрации жидких углеводородов. Существенный рост начального градиента сдвига пластовой нефти резко снижает гидродинамическую связь между отдельными участками залежи и скважинами.

Нагнетание больших объемов воды в залежи с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченными к неоднородным коллекторам на поздней стадии разработки, не обеспечивает их эффективного вытеснения.

Интенсивное нагнетание в пласт рабочего агента обуславливает расчленение залежи на гидродинамические обособленные депрессионные зоны (целики) и “перекачанные” участки. За счет опережающей фильтрации воды по части толщины пласта, “языкового” характера ее продвижения и упомянутых выше изменений пластовой нефти ее дебиты заметно снижаются. Формируются промываемые и застойные зоны.

Ограничение или прекращение нагнетания воды в пласт снижает текущие давления прежде всего в обводненных высокопроницаемых прослоях, поскольку углеводородные газы характеризуются меньшей растворимостью в воде, и она “загружается” в первую очередь. Степень повышения энергетики целиков нефти будет тем выше, чем больше будет извлечено воды из пласта в начале заводнения. При этом снижение давления до давления насыщения нефти газом приведет к ее разгазированию и выдавливанию из зон, обойденных водой. Только в этом случае начнется процесс движения этой остаточной нефти к забоям добывающих скважин.

Непременными условиями эффективного воздействия на заводнение залежи на поздней стадии их разработки посредством существенного ограничения или прекращения нагнетания воды являются:

- одновременное ограничение отборов жидкости (преимущественно из высокообводненных скважин);

- достаточно длительный период ограничения (прекращения) нагнетания воды;

- извлечение воды в объемах, достаточных для разгрузки целиков нефти;

Обзор имеющейся литературы позволил выявить ряд основных мер по увеличению конечной нефтеотдачи залежей, приуроченных к неоднородным продуктивным отложениям;

- существенное ограничение нагнетания воды на поздней стадии разработки [41];

- уплотнение сетки добывающих скважин, применение нестационарного нефтеизвлечения, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, оптимизацию пластовых и забойных давлений с учетом изменения фильтрационно-емкостных свойств трещинных систем [37];

- гидродеформационную закачку сильных электролитов, дисперсных суспензий в растворах химических реагентов, целенаправленные использование физических явлений, таких как необратимая деформация коллектора, электроосмос, диффузионное парораспределение нефти и закачиваемых химических реагентов, резонансные воздействия и др. [9];

- “периодический режим дренирования должен обеспечивать вовлечение в процессе разработки слабо дренируемых запасов” [7];

- “возможность реализации вторичной добычи путем закачивания газа в нефтяной пласт с активным водонапорным режимом на поздней стадии эксплуатации”[73].

2.3. Анализ результатов исследований влияния пластового давления на фильтрационно-емкостных свойства пород-коллекторов и продуктивность скважин

Повышение эффективности разработки залежей углеводородов возможно без детального изучения причин изменения коэффициента продуктивности скважин, одной из основных причин снижения которой, является уменьшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов из-за их деформации вследствие падения пластового давления и больших депрессий на пласт.

При изучении процессов деформации коллектора в зависимости от конкретных целей широко используется теоретические, экспериментальные и промысловые исследования.

Теоретические исследования направлены на изучение механизма процесса деформации пород-коллекторов и получение аналитических выражений для определения степени снижения фильтрационно-емкостных свойств по мере падения пластового давления.

Экспериментальные исследования направлены на изучение возможных величин изменения упругих и механических свойств пород-коллекторов в различных горно-геологических условиях месторождений.

Промысловые исследования, основанные на результатах гидродинамических исследований скважин, в основном, направлены на изучение причин снижения коэффициента продуктивности и разработку геолого-технических мероприятий по предотвращению, восстановлению или увеличению ее величины, соответствующей потенциальным возможностям продуктивного пласта.

Необходимо отметить, что исследование влияния снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и на показатели разработки месторождений является одной из трудных задач из-за:

- многообразия природных условий, в которых находятся скопления нефти и газа, выраженные в различии горно-геологических условий, в характере и степени неоднородности коллекторов, в свойствах насыщающих пласты флюидов и др.;

- одновременного влияния на процесс деформации коллектора большого количества природных и техногенных факторов;

- изменения во времени большинства параметров и показателей, характеризующих объект и условия его разработки;

- необходимости сбора, анализа и обработки большого объема геолого-промысловой информации. Исследование часто осложняется из-за непредставительности и низкого качества фактического геолого-промыслового материала.

Основы теоретических исследований изменения проницаемости при снижении пластового давления вследствие упругих и упругопластических деформаций пористой среды приведены в опубликованных работах Г.М. Авчан А.В. Афанасьева А.Т. Горбунова Р.Н. Дияшева В.М. Добрынина Ю.П. Желтова Ф.И. Котяхова В.Н. Николаевского М.Л. Сургучева Дж. Фэтга А.А. Ханина В.Н. Щелкачева и др.

Как известно, напряженное состояние горных пород в природных условиях обусловлено действием горного давления. Если в пустотном пространстве пород имеется давление жидкостей и газов, эффективная часть горного давления ($P_{эф}$) равна разности между полным горным давлением (P_r) и пластовым давлением ($P_{пл}$), т.е.

$$P_{эф} = P_r - P_{пл} \quad (2.1)$$

Вертикальное давление горных пород равно:

$$P_r = \sum_{i=1}^n \rho_i g h_i \quad (2.2)$$

Где ρ_i – средняя плотность прослоев вышележащих пород; g – ускорение свободного падения; h_i – толщина вышележащих прослоев.

Установлено, что горное давление не полностью передается в горизонтальном направлении, поэтому боковое горное давление равно

$$P_{гб} = \alpha_{бр} P_{г} \quad (2.3)$$

Где $\alpha_{бр}$ – коэффициент бокового распора горных пород, определяемый по формуле

$$\alpha_{бр} = \nu / (1-\nu) \quad (2.4)$$

здесь ν – коэффициент Пуассона, величина которого изменяется от 0 до 0,5. Величина 0,5 соответствует плавунам и телам, ведущим себя подобным образом, а нулевое значение присуще телам, не обладающим упругостью.

В коллекторах порового, кавернового, трещинного и смешанного типов, в которых пластовое давление не равно нулю, боковое горное давление определяется величиной эффективного горного давления

$$P_{эф.гб} = \frac{\nu}{1-\nu} (P_{г} - P_{пл}) \quad (2.5)$$

Исследованиями вышеперечисленных авторов установлено, что из-за снижения в процессе разработке месторождений углеводородов пластового давления величина эффективного горного давления растет, изменяется начальное напряженное состояние пород-коллекторов, установившееся в течение долгого геологического времени. В результате происходит деформация со снижением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, приводящая к уменьшению коэффициента продуктивности и дебитов скважин, что, в конечном счете сказывается и на величине нефти и газоотдачи пластов. Деформация пород-коллекторов может иметь место и на месторождениях, разрабатываемых с поддержанием пластового давления из-за большого снижения забойного давления и депрессии на пласт. В этом случае деформация коллектора происходит в основном в призабойной зоне пласта.

Так как геолого-физические условия месторождений и применяемые технологии разработки разнообразны и в процессе извлечения углеводородов постоянно меняются, а на упругие свойства пород-коллекторов влияет также

большое количество параметров, теоретические исследования в этом направлении продолжают. Ниже вкратце приведем результаты исследований, опубликованные за последние годы по данной проблеме.

Для определения коэффициента продуктивности скважин в процессе эксплуатации Н.Г. Ибрагимов, Р.Р. Ибатуллин, В.А. Иктисанов и Ф.Ф. Ахмадишин на основе результатов исследования гидродинамических исследований скважин НГДУ «Бавлынефть» и НГДУ «Лениногорскнефть» предложили формулу в виде [65].

$$\eta = 0,0016 \cdot e^{0,279m} \cdot h_{эф} \quad (2.6)$$

где η – коэффициент продуктивности, m – пористость, $h_{эф}$ – эффективная толщина пласта.

Ими же для учета влияния интерференции скважин на продуктивность получено следующее аналитическое уравнение для круговой залежи с удаленным контуром питания

$$\eta = \frac{Q_{пл}}{(P_{пл} - \Delta P_{\alpha}) - P_3}, \quad (2.7)$$

где ΔP_{α} – потери давления за счет работы окружающих скважин; P_3 – забойное давление; $(P_{пл} - \Delta P_{\alpha})$ – пластовое давление, определенное по кривой восстановления давления.

$$\Delta P_{\alpha} = \frac{1}{2\pi\sqrt{\varepsilon}} \sum_{j=2}^n \frac{Q_{плj}}{\sqrt{\varepsilon_j}} \ln \frac{\gamma}{R} \quad (2.8)$$

где γ – расстояние между скважинами; R – радиус контура питания; $Q_{плj}$ – дебит скважины в пластовых условиях; ε – гидропроводность.

По мнению И.Т. Мищенко и А.Т. Кондратюка, в зависимости от геолого-физических условий и свойств пластовых флюидов для каждого конкретного месторождения существует величина забойного критического давления ($P_{з.кр}$), определяющая максимально возможную депрессию (ΔP_{max}) и

соответствующий максимально возможный дебит скважины по жидкости. Для определения $P_{з.кр}$ и ΔP_{max} предложены следующие зависимости [58]

$$P_{з.кр} = 3,5 + 68,3 \cdot 10^3 \cdot G_0 \cdot P_{нас} / P_{пл}, \quad (2.9)$$

$$\Delta P_{max} = P_{пл} - P_{з.кр},$$

где G_0 – газонасыщенность пластовой нефти; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом.

Основные результаты этих исследований сводятся к следующим выводам:

- механизм снижения продуктивности скважин при снижении забойного давления за счет смыкания трещин проявляется, в основном, в карбонатных трещинных коллекторах, когда основной проводимостью системы является трещинная;

- снижение коэффициента продуктивности в безводный период добычи происходит при забойных давлениях ниже 20 МПа;

- продуктивность скважин при забойных давлениях свыше 20 МПа практически остается постоянной.

Исследования Ю.А. Кашникова и С.Г. Ашихмина показали, что продуктивность скважин теснейшим образом зависит от наличия дренажноканальных трещинных систем в коллекторе и от смыкаемости трещин в ходе падения пластового давления. Они также отмечают, что в прискважинной зоне пласта происходят как упругие, так и необратимые (пластические) деформации пород коллекторов. На значение пластической деформации коллекторов влияет величина падения пластового давления, палеоглубина залегания пласта, литологический тип коллектора, длительность воздействия дополнительных нагрузок на продуктивные отложения [33].

Для оценки сжимаемости пород (C_p) с глубиной (при $l > 1000$ м) ими предложено соотношение

$$C_p = 29,2 \cdot L^{-1/0,62}. \quad (2.10)$$

Основным выводом их исследований является то, что в горно-геологических условиях месторождений нефти и газа необратимое уменьшение пористости составляет 10-16 %, проницаемости 20-45%, то есть подтверждается более интенсивное снижение проницаемости по сравнению с изменением пористости.

В соответствии со сложившимся в настоящее время представлениями, изменение пористости и проницаемости продуктивных пластов существенно влияет на показатели разработки только при давлениях выше давления насыщения нефти газом [21]. Однако, по результатам исследования И.Н. Стрижова, С.Е. Кочкина и А.И. Михайлова [79] деформация продуктивного пласта и изменение его коллекторских свойств может значительно повлиять на показатели разработки и после снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом.

При этом на нефтеотдачу существенно влияет уменьшение пористости, а темпы выработки запасов зависят от снижения продуктивности скважин в результате уменьшения проницаемости.

Основным выводом вышеуказанных авторов является то, что высокий коэффициент извлечения нефти, достигаемый при разработке залежей на режиме растворенного газа, может быть обусловлен деформацией коллектора при снижении пластового давления. Для определения деформации коллекторов они предлагают использовать историю разработки залежей на режиме истощения, т.к. фактические изменения коллекторских свойств могут быть более значительными, чем полученные при лабораторных экспериментах с использованием керна.

По результатам исследований Л.Г. Наказной, интенсивное поглощение глинистого раствора, провалы инструмента, очень низкая проницаемость матрицы породы, высокая продуктивность скважин, быстрое восстановление давления (по сравнению с пористым пластом), неравномерное перемещение водонефтяного контакта и прорывы вод косвенно свидетельствуют о наличии в пласте трещин значительной раскрытости [61].

Трещинную проницаемость (K_T) в своих исследованиях она определяла, как разность между фактической проницаемостью (K_ϕ), определенной по данным установившейся фильтрации путем обработки индикаторной диаграммы по формуле Дюпюи, и проницаемостью матрицы породы (K_m), определенной по керну

$$K_T = K_\phi - K_m. \quad (2.11)$$

Результаты исследований на месторождениях Чечни и Беларуси, представленных трещиновато-пористыми коллекторами показали, что остаточные деформации в основном происходят в призабойной зоне пласта в начале разработке залежей при очень больших перепадах давления.

В.С. Бойко в результате анализа причин искривления индикаторных диаграмм также пришел к выводу, что по ним можно оценить деформацию коллектора вследствие падения пластового давления. Он выделил две причины искривления индикаторных диаграмм: 1) искривления индикаторных диаграмм при забойном давлении большим или равным, давлению насыщения нефти газом свидетельствуют о нарушении закона Дарси вследствие инерционных сопротивлений, обычно наблюдаемых при очень больших дебитах или же о зависимости проницаемости коллектора от давления (деформация трещин); 2) искривления индикаторных диаграмм при забойном давлении ниже давления насыщения нефти газом вследствие выделения газа из нефти [14].

А.И. Белоножко по результатам обработки гидродинамических исследований скважин месторождений Южно-Тишковское, Южно-Сосновское, малодушенское, Дубровское, Давыдовское и Некрасовское пришел к выводу, что имеются три причины, объясняющие снижение продуктивности скважин при снижении забойного давления: снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом; наличие инерционных сопротивлений при значительных дебитах жидкости; снижение проницаемости пласта вследствие смыкания трещин при снижении забойного давления в скважине или пластового давления в залежи с течением времени. В случаях когда забойное давление не опускалось ниже давления насыщения главной причиной снижения продуктивности скважин, по мнению А.И. Белоножко, являлось смыкание трещин в призабойной зоне или в пласте при снижении пластового давления [13].

Для выбора допустимой величины депрессии в работе [80] предлагаются следующие соотношения:

$$\Delta P_{max} \leq \frac{G}{2} - \alpha_{бр}(P_r - P_{пл}) \quad (2.12)$$

$$G = 0,44P_{шт} \quad (2.13)$$

$$P_{шт} = 3,6 / m + 60 - (\text{для известняков}), \quad (2.14)$$

где $P_{шт}$ – твердость пород по штампу; m – пористость коллектора.

По мнению многих специалистов, занимающихся проектированием показателей разработки месторождений углеводородов, геолого-физическая неоднородность любого продуктивного пласта приводит к неизбежным ошибкам при аналитических расчетах продуктивности скважин на основании исследований керна материала. Поэтому при проектировании показателей разработки месторождений рекомендуется ориентироваться на результаты обработки гидродинамических исследований скважин [17, 49].

Результаты многочисленных экспериментальных работ по определению механических и упругих свойств пород коллекторов нефти и газа приведены в опубликованных фундаментальных работах Г.М. Авчан , Х. Азиз , А.В. Гавуры , А.Т. Горбунова , Н.М. Добрынина , Ф.И. Котяхова , В.И. Колганова Л.М. Мarmorштейна , А.А. Матвиенко , В.Н. Николаевского , Н.Н. Павловой Р.О. Роеля , Э. Сеттари , М.Л. Сургучева , Б.И. Тульбовича , И. Фета , В.А. Ханина Р.В. Чогуетта , В.Н. Щелкачева и др.

Результаты экспериментальных исследований вышеназванных ученых широко известны специалистам, занимающимся изучением механических и упругих свойств пород-коллекторов нефти и газа. Как резюме к результатам этих исследований можно отметить, что механические и упругие свойства горных пород практически для всех типов изменяются в достаточно широких пределах вследствие различных условий отбора образцов и проведения экспериментов, достаточности их коллекции и сильных изменений литологического состава даже однотипных пород.

Например, для известняков месторождений Речицкое, Осташковичское и Воскресенское величина коэффициента сжимаемости трещин составляет соответственно $(1,6-6,1) \cdot 10^{-4}$, $(1,54-2,74) \cdot 10^{-4}$ и $(4,4-19,0) \cdot 10^{-4}$ 1/Мпа.

В связи с этим, рассмотрим результаты экспериментальных работ по изучению механических и упругих свойств пород-коллекторов нефти и газа, опубликованные в последние годы, так как методика проведения экспериментов и используемые установки постоянно совершенствовались.

По результатам экспериментальных исследований М.Л. Сургучева, В.И. Колганова, А.В. Колганова и А.В. Гавуры величина коэффициента сжимаемости пород сильно зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллекторов . При этом предел изменения коэффициента сжимаемости коллектора с поровой емкостью составляет $(1,2-4,0) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, с мелкокаверной – $(0,6-1) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, с трещинно-порово-каверновой –

$(8,4-40,0) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа. Ими установлено, что резкое снижение проницаемости по мере падения пластового давления характерно для трещиноватых коллекторов. Они также отмечают, что при восстановлении первоначального давления начальная проницаемость коллектора восстанавливается на 70-90%. При расчетах показателей разработки месторождений приуроченных к карбонатным коллекторам ими рекомендуется использовать величину коэффициента сжимаемости поровой породы $3,2) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, а трещинной $30) \cdot 10^{-4}$ 1/МПа.

По результатам экспериментальных исследований влияния пластового давления на фильтрационно-емкостные характеристики пород-коллекторов и обобщения опыта разработки месторождения севера Пермского края Ю.А. Кашкинов, С.Г. Ашихмин, А.Ю. Назаров и др. пришли к следующим выводам :

- необратимая деформация пород коллекторов приводит не только к замедлению темпов отбора нефти, но и к снижению нефтеотдачу пластов;
- деформация пород-коллекторов особенно ярко проявляется в залежах с высоким давлением насыщения нефти газом, близким по величине к начальному пластовому давлению;
- степень уменьшения проницаемости при повышении эффективного давления растет с увеличением исходной проницаемости;
- основное снижение проницаемости наблюдается в первые 2-3 месяца действия нагрузки;
- создание высокой депрессии или допущение значительного падения пластового давления в целом слабо скажется на фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов (при снижении пластового давления на 6,7 МПа снижение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов составит около 10 %);

- создание высокой депрессии и снижении пластового давления существенно отразится на фильтрационно-емкостных свойствах высокопроницаемых объектов.

А.Х. Агзамовым, Ш.Н. Дустмухамедовым, А.А. Закировым проведены эксперименты на образцах слабосцементированных коллекторов, отобранных из продуктивного горизонта центральной части Ферганской впадины. Изменение проницаемости образцов в термобарических условиях определялось на установке высокого давления и температуры УФС-3. Результаты показали, что с увеличением давления при обжиге образцов абсолютная проницаемость их резко уменьшается уже при 5 МПа. Дальнейшее увеличение эффективного давления более 5 МПа приводило к небольшому уменьшению проницаемости. При этом темпы снижения проницаемости для различных образцов оказались неодинаковыми, что объясняется различием литологического состава образцов [4].

К аналогичным результатам пришли Н.П. Запивалов, И.П. Попов по месторождениям Западной Сибири [24, 26] и А.И. Лобов, Н.П. Заикин, Л.А. Липский по месторождениям Белоруссии [42]. Они также отмечают, что величина депрессии на пласт равная 5 МПа, является почти универсальным пороговым эффектом для всех типов коллекторов.

В.П. Митрофановым проведены эксперименты в целях уточнения некоторых особенностей изменений пористости и проницаемости пород коллекторов нефти и газа в зависимости от эффективного давления ($P_{эф}$). Исследования фильтрационно-емкостных свойств пород производились на приборе «АР-608» фирмы «Коретест» (США), предназначенном для определения пористости ($m_{пг}^a$) и проницаемости ($K_{п.г}^a$) по газу при атмосферных условиях и реальных пластовых напряжениях ($m_{пг}^a$, $K_{п.г}^a$).

Величина эффективного давления в зависимости от средней глубины (L), залегания продуктивных отложений рассчитывалась по формуле

$$P_{\text{эф}} = 0,14 \cdot L \quad (2.15)$$

Сравнение значений фильтрационно-емкостных свойств, полученных в атмосферных и пластовых условиях показало, что они тесно связаны между собой и характеризуются высоким значением коэффициента корреляции (R).

Для известняков абсолютное изменение пористости в зависимости от её начальных значений описывается уравнением

$$m_{\text{пр}} = 1,0199 \ln m_{\text{пр}}^a + 1,5273 \quad (2.16)$$

Абсолютное изменение проницаемости известняков и доломитов уверенно дифференцируются:

$$\text{- известняки,} \quad K_{\text{пр.г}} = 0,1225(K_{\text{пр.г}}^a)^{0,970}; R=0,970 \quad (2.17)$$

$$\text{- доломиты,} \quad K_{\text{пр.г}} = 0,9091(K_{\text{пр.г}}^a)^{1,018}; R=0,996 \quad (2.18)$$

Установленные экспериментальные зависимости еще раз подтверждают, что изменения фильтрационно-емкостных свойств в пластовых условиях пород различного литологического состава значительно различаются, что необходимо учитывать при оценке средних значений их пористости и проницаемости.

Общим для пористости и проницаемости является то, что интенсивность изменения этих параметров находится, преимущественно, в прямой зависимости от их начальных свойств с улучшением коллекторских свойств относительное уменьшение увеличивается.

В работе [82] Б.В. Терентьев, В.В. Плотников, А.А. Щипанов приводят (результаты экспериментальных исследований на керне) зависимости емкостных и фильтрационных свойств от эффективного давления (напряжения), характеризующие карбонатные башкирские отложения месторождений Соликамской депрессии Пермского Прикамья.

Экспериментальные исследования проводились на установке УИК-1, предназначенной для изучения основных фильтрационно-емкостных параметров пород-коллекторов в термобарических условиях их естественного залегания.

Отличие примененной методики определения открытой пористости от общепринятых заключалось в возможности изменения на этой установке емкости порового пространства деформированной породы при любом эффективном давлении, например близком к условиям залегания изучаемых пород. Нагружение образца всесторонним равномерным сжатием осуществлено ступенчато до величины горного (P_r) и пластового ($P_{пл}$) давлений на момент вскрытия залежи углеводородов. Время нагружения составило 6 ч. После получения значения пористости (m_0) в наличных пластовых условиях ($P_r - P_{пл} = 30$ МПа) при этом же напряженно деформированном состоянии породы определялась проницаемость по жидкости (пластовой воде) - $K_{пр0}$. Рассчитывался также комплексный структурный параметр.

$$C_0 = \sqrt{K_{пр.0}/m_0} \quad (2.19)$$

Экспериментальные данные позволили оценить коэффициенты сжимаемости (C_n) порового пространства и изменения проницаемости ($\alpha_{пр}$) пород в пластовых условиях и обозначить диапазоны их вариаций. При анализе значительных изменений пластовых давлений, отражающих реальные их значения при разработке, особенно в призабойной зоне пласта добывающих скважин, рекомендуется линейные связи сжимаемости пор и изменения проницаемости (типа закона Гука) заменить нелинейными.

Проведенные эксперименты выявили нелинейную корреляционную связь изменения пористости (сжимаемости пор) с коэффициентом пористости. Получено степенное уравнение

$$C_0 = 28,663 m_0^{-0,639}. \quad (2.20)$$

Корреляционная связь сжимаемости порового пространства (C_p) с пористостью коллекторов (m_0), определенная в наличных пластовых условиях, слабая ($R=0,554$).

Одной из причин, обусловивших разброс экспериментальных точек, является большое разнообразие изученных литологических разновидностей известняков: форамениферово-водорослевых, детритово-форамениферовых, комковато-водорослевых, оолитовых, органогенно-детритовых, водорослево-детритовых, известково-раковистых песчаников.

Широкий спектр структурно-литологических особенностей пород предопределяет разнообразие фильтрационно-емкостных свойств при снижении давления пластовых флюидов в них. Кроме того, у каждой залежи, из которой отбирались изученные образцы, есть свои специфические особенности – разная степень вторичных преобразований выщелачивания и кальцитизации.

Лабораторные эксперименты также показали, что для матриц некоторых коллекторов есть точки перегиба на кривых. Это говорит о границе диапазона снижения пластового давления (повышения эффективного давления на скелет породы) для некоторых пород, за пределами которого наступает значительное, возможно, необратимое, ухудшение проницаемости нефтенасыщенных эффективных пропластков.

В.Ф. Перепаличенко, В.А. Дерденевым, Ю Тан Цином во ВНИИГАЗе были проведены экспериментальные исследования зависимости пористости и проницаемости от давления на образцах керна, отобранных из месторождений Северо-Запада Китая [67].

Методика опытов заключалась в дискретном нагружении образцов эффективным давлением с последующим определением газопроницаемости на каждом образце керна. По аналогичной методике проведены

эксперименты по изучению влияния эффективного давления на поровой объем образцов.

Установлено, что изменение пористости в большом диапазоне давлений незначительно и в среднем не превышает 5 %.

Связь проницаемости коллектора с давлением описывается по экспоненциальному закону вида

$$K_{пр.}(P) = K_0 \exp(\alpha_{пр} \cdot \Delta P) \quad (2.21)$$

где ΔP – разность между текущим и начальным пластовым давлением; $\alpha_{пр}$ – коэффициент учитывающий снижение проницаемости в зависимости от давления.

В работе [91] приведены результаты экспериментального определения упругих геомеханических характеристик коллекторов Шаимского нефтегазонасного района России.

Упругие геомеханические характеристики образцов коллектора в термобарических условиях определялись на уникальной установке Autolab – 2000 фирмы NER (США). При этом в качестве важных упругих геомеханических характеристик породы пласта рассмотрены коэффициент сжимаемости ($C_{п}$), модуль Юнга (E) и коэффициент Пуассона (ν). Как известно, модуль Юнга используется для определения ширины трещин, а коэффициент Пуассона связывает горное давление с горизонтальным напряжением в пласте.

По результатам лабораторных исследований получены зависимости упругих геомеханических характеристик от пористости:

$$E = 151,42 \cdot m^{-0,5985}, \quad (R=0,7836) \quad (2.22)$$

$$C_{п} = 0,003 \cdot m^2 + 0,0815 \cdot m + 2,7374 \quad (R=0,9066) \quad (2.23)$$

Установлено, что коэффициент Пуассона однозначно не зависит от пористости.

В работе В.П. Митрофанова [55] приведены результаты экспериментального моделирования – определения трещиноватости и фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов нефти и газа в условиях пласта. Характерное отличие трещиноватых пород заключается в том, что в них трещинная проницаемость часто является основным параметром и в сравнении с поровой особенно чувствительна к величине эффективного давления. Как правило, трещины формируют не более 1 %, пустотного пространства, но значительно влияют на фильтрационные свойства пород.

В работе [55] для изучения фильтрационно-емкостных свойств трещинных пород был использован пермеаметр-поризиметр «АР-608» фирмы «Коретест».

В результате проведенных экспериментов получены зависимости:

- раскрытое трещин, измеренной в породах в разгруженном состоянии с проницаемостью, соответствующей атмосферным условиям

$$B_m^{am} = 5,02(K_m^{am})^{0,36} \quad R=0,985; \quad (2.24)$$

- раскрытости трещин пород в пластовых условиях с проницаемостью, соответствующей атмосферным условиям

$$B_m^{пл} = 5,02(K_m^{am})^{0,346} \quad R=0,928 \quad (2.25)$$

Полученные зависимости наглядно отражают тенденцию изменения размерности трещин трещиноватых пород как при атмосферных, так и при пластовых условиях.

По результатам проведенных экспериментов В.П. Митрофановым сделаны следующие выводы:

- при низких коллекторских свойствах образцов пород следует ориентироваться не на абсолютное, а на относительное изменение фильтрационно-емкостных свойств;

- в доломитах в сравнении с известняками относительное уменьшение пористости больше в 6 раз, а проницаемости – в 5 раз;

- абсолютное уменьшение раскрытое различных трещин значительное, примерно двукратное, и пропорциональное их первичной величине;

- относительное изменение трещин, для всего исследованного диапазона отличается всего лишь на 4,4 %, в пределах от 46,9 до 51,3 %;

- основное ухудшение фильтрационно-емкостных свойств поровых коллекторов происходит при эффективных давлениях до 7,0-7,5 МПа, а трещиноватых – до 5 МПа.

Как видно из результатов экспериментальных исследований, величина упругих свойств пород-коллекторов даже одного типа изменяются в довольно широких пределах. Множество факторов, влияющих на упругие параметры горных пород, резко осложняют экспериментальное исследование их механических свойств при условиях их естественного залегания, что выражается в значительном разбросе полученных данных и редкой повторяемости результатов определений. Установлено, что на результаты определений упругих свойств значительное влияние оказывают условия отбора и подготовки образцов.

В этой связи необходимо отметить, что впервые невозможность оценки деформации пластов при упругом режиме по данным лабораторных экспериментов отмечена в работе Г.В. Исакова [30]. Свое мнение он обосновал на наблюдениях профессора И.Н. Стрижова на Старогрозненском нефтяном месторождении, где он наблюдал легкое проникновение долота в высокопродуктивный нефтяной пласт. По его мнению, в таких пластах песок почти плавает в нефти, т.е. на начальном этапе разработки пластовое

давление подпирает вышележащие породы. При снижении пластового давления часть веса пород оказывает давление на пласт и он оседает.

Г.В. Исаков считал, что одной из главных причин аномального падения пластов является их необратимая усадка, продолжающаяся со времени образования пласта и ускоряемая снижением пластового давления. Падение последнего определяется не только упругостью системы пласт- жидкость, но и различными процессами, связанными с усадкой рассматриваемого пласта и соседних с ним пластов под действием давления вышележащих горных пород. Кроме того, при снижении давления во всей залежи вес горных пород проявляется значительно сильнее, чем при местном падении давления, сосредоточенном главным образом вблизи работающей скважины [78].

Таким образом, результаты экспериментальных исследований величин упругих свойств пород коллекторов можно использовать для проведения качественного анализа и оценочных расчетов показателей разработки месторождений и эксплуатации скважин.

Промысловые исследования влияния пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов основаны на определении коэффициента продуктивности гидродинамическими методами исследования скважин.

По мнению многих исследователей, гидродинамические методы исследования скважин являются одним из основных методов получения достоверной информации о параметрах пласта [46, 53, 58, 75 и др.].

В.Д. Лысенко утверждает, что только в результате гидродинамических исследований можно определить коэффициенты продуктивности скважин и текущее значение пластового и забойного давлений, а также информацию о действительном текущем состоянии нефтяных и газовых пластов [46].

В связи с этим, многие промысловые исследования влияния пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов основаны на результатах гидродинамических исследований скважин.

Рассмотрим основные результаты этих исследований, проведенных на месторождениях различных нефтегазодобывающих регионов, отличающихся широким изменением геолого-физических условий и применяемых систем разработки.

По результатам анализа опытно-промышленной эксплуатации месторождения Подрифовый Кокдумалак (Западный Узбекистан) представленного трещинно-поровыми известняками, Ю.Ю. Емельянов, Ю.Т. Исмаилова, Ш. Садыковпришли к выводу, что ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов продуктивных пластов данного месторождения в основном связано с деформацией трещин по мере падения пластового давления [19].

М.В. Зайцевым и Н.Н. Михайловым на основе анализа геолого-промысловых материалов и гидродинамических исследований скважин месторождений Талинское и Белый Тигр сделан вывод о влиянии на снижение коэффициента продуктивности скважин блокировки части внутривпорового пространства твердыми частицами и флюидами, а также сжатия скелета пористой среды под действием депрессии в околоскважинной зоне [21]. Ими предложены зависимости проницаемости от давления, имеющие вид:

- для пластов с чисто гранулярными коллекторами

$$K_{\text{пр}}(P)/K_{\text{пр},0} = (P_3/P_K)^{\alpha_{\text{пр}}}; \quad (2.26)$$

- для пластов с чисто трещиноватыми коллекторами

$$K_{\text{пр}}(P)/K_{\text{пр},0} = [1 - \alpha_{\text{пр}} \cdot \ln(P_3/P_K)]^3, \quad (2.27)$$

где P_z и P_k – давление на забое и контуре питания; $K_{пр}(P)$ и $K_{пр,0}$ – проницаемость призабойной зоны пласта при давлении P и начальном давлении P_0 ; $\alpha_{пр}$ – коэффициент изменения проницаемости пласта.

Значение $\alpha_{пр}$ для скважин месторождения Талинского изменяется от 0,101-0,313 1/МПа при средней величине 0,165 1/МПа, а для скважин месторождения Белый Тигр 0,05-0,23 и 0,132 1/МПа соответственно. При этих величинах коэффициента изменения проницаемости пласта потери дебита скважин за счет сжимаемости коллектора могут превышать 60 %.

Исследованиями Н.З. Ахметова, В.Г. Фадеева, М.М. Салихова и И.Г. Газизова на Восточно-Сулеевской площади Ромашкинского месторождения установлено, что проницаемость коллектора по мере падения пластового давления существенно снижается. При этом снижение проницаемости в призабойной зоне скважины происходит более высокими темпами, чем снижение проницаемости в удаленной от скважины зоны пласта [69].

Р.С. Сохибгареев и В.И. Славин на основе геолого-промысловых материалов месторождений острова Сахалин пришли к выводу, что при снижении пластового давления в зоне депрессионной воронки пласта происходит деформация породы, при этом до какого-то предела снижения пластового давления происходит упругие деформации (при восстановлении начального пластового давления пористость и проницаемость породы восстанавливаются), а при снижении пластового давления ниже этого предела, деформации в пласте будут необратимыми (пластическими), при восстановлении первоначального пластового давления пористость и проницаемость не восстанавливаются полностью. Необратимым деформациям чаще всего подвержены полимиктовые среды (песчаники и крупнозернистые алевролиты). Начало процесса деформации коллектора по мере падения пластового давления для месторождений острова Сахалин изменяется от 4 до 32 МПа [71].

И.П. Попов по результатам анализа гидродинамических исследований скважин месторождений Бештеняк, Северный Каракчикум, Ниязбек и Маданият (Таджикистан), считает, что наиболее активные изменения геолого-промысловых параметров, в том числе коэффициента продуктивности скважин происходят при снижении давления до 5 МПа. При депрессиях 3-5 МПа трещины испытывают подток из пор, что обеспечивает устойчивые дебиты скважин, а с возрастанием депрессии более 5 МПа трещины смыкаются, и в дальнейшем работают только поры [68].

В.С. Александров в результате анализа геолого-промысловых материалов месторождений Махрам и Ниязбек (Ферганская впадина) установил, что с увеличением депрессии на пласт интенсивность роста дебита скважин снижается из-за смыкания трещин [5].

В.А. Кудряков и Х.А. Ташходжаев на основе оценки добывных возможностей скважин месторождений Западного Узбекистана – Кокдумалак, Северный Уртабулак, Памук, Умид, Северный Шуртан, Южный Кемачи по результатам гидродинамических исследований скважин пришли к выводу, что для коллекторов основных продуктивных горизонтов XV-Р, XV-НР, XV-ПР характерна макро и микротрещиноватость. Изменение соотношений между геостатической нагрузкой залегающей над продуктивным пластом толщи горных пород и пластовым давлением флюидов приводит к изменению (снижению) фильтрационно-емкостных свойств пород в околоскважинной зоне, вследствие чего снижается коэффициент продуктивности скважин [37, 38, 80]. При этом отмечено, что проницаемость удаленной части пласта в 1,5-12 раз ниже величины проницаемости призабойной зоны пласта, определенной по индикаторным кривым, что объясняется интенсификацией притока жидкости путем проведения в основном соляно-кислотных обработок скважин.

По исследованиям В.Ф. Перепеличенко и В.А. Дербенева, зависимость коллекторских свойств от пластового давления более существенна в залежах

с аномально высокими пластовыми давлениями в силу неполной нагрузки горного давления на скелет породы [66]. Продуктивность скважин резко снижается после падения пластового давления на 40-50 %, что приводит к значительному снижению дебитов скважин, а в некоторых случаях (в значительных залежах с аномально высокими давлениями) практически к полному прекращению фильтрации флюидов. Однако, они отмечают, что имеют место случаи, когда при разработке месторождений, изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов незначительны. В качестве таких месторождений приводятся Вуктыльское и Астраханское (Россия), Кела-2 (Китай), Тенгизское и Карачаганакское (Казахстан).

В результате обобщения опыта эксплуатации и гидродинамических исследований скважин месторождений Западной Сибири Н.П. Запивалов предложил величину оптимальной депрессии на пласт равной 5 МПа, независимо от типа коллекторов [24]. Под оптимальной понимается такая депрессия, при которой влияние деформации коллектора на дебит скважин наименьшее, а интенсивность перетока флюидов из блоков матрицы в трещины наибольшая. Он также отмечает, что кратковременное снижение пластовых давлений отрицательно влияет на состояние околостволовой зоны, а при длительной разработке залежей нефти и снижении пластового давления на 5 МПа и более существенное изменение проявляется уже во всем объеме резервуара. При этом деформации, которым подвергается коллектор, могут быть упругими, то есть обратимыми и пластическими. Упругие деформации обусловлены изменением порового пространства без перестройки скелета породы. Пластические деформации связаны с переориентацией зерен горных пород. О неполном восстановлении начальных значений пористости и проницаемости свидетельствуют петли гистерезиса на индикаторных диаграммах при записи прямого и обратного хода в процессе исследования скважин в условиях установившегося притока.

Э.К. Ирматов, А.Х. Агзамов, Б.Х. Хужаеров, А.А. Закиров на основе анализа разработки глубокопогруженных месторождений Ферганской впадины, представленных трещиновато-пористыми коллекторами установили, что деформация трещин и возникновение остаточных деформаций являются следствием увеличения разности между горным и пластовым давлением. По результатам анализа динамики показателей разработки и обработки гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов и кривых восстановления давления, они также пришли к выводу о проявлении остаточной деформации коллектора в основном в призабойной зоне пласта при эксплуатации скважин с большими перепадами давления [63].

Ф.И. Котяхов на основе анализа результатов гидродинамических исследований скважин месторождений Речицкое, Оташквичское, Воскресенское также пришел к выводу, что решающим фактором, вызывающим искривления индикаторных линий в сторону оси давлений является сжимаемость трещин [35].

Н.Д. Сергеев, Г.В. Кострюков, И.В. Кривонос на основе обработки результатов гидродинамических исследований скважин месторождения Речицкое, представленного трещиновато-пористыми коллекторами установили, что индикаторные диаграммы при депрессиях от 1,5-10 МПа трещины не смыкаются и их пропускная способность не уменьшается. Сопротивление индикаторных диаграмм по месторождению Речицкое до и после кислотных обработок показало, что после кислотных обработок они близки к прямолинейным и находятся выше кривых, снятых до кислотных обработок. Это позволило им утверждать, что после кислотных обработок трещины в пласте меньше подвергаются деформации при депрессии [74].

Как видно из результатов выше приведенных работ, промысловые исследования в основном направлены на изучение снижения коэффициента продуктивности скважин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

по мере падения пластового давления или из-за большой депрессии на пласт. При исследовании гидродинамическими методами в отличие от экспериментальных получают осредненные величины параметров пласта, поэтому полученные результаты и выводы авторов исследования очень близки.

Например, величина предельной депрессии на пласт (снижение пластового давления), приводящей к деформации порового коллектора, подавляющим большинством исследователей оценивается равной 5 МПа [3, 23, 24, 25, 41], в одном случае ее значение 7,0-7,5 МПа, а в другом случае дано ее значение в очень больших пределах от 4 до 32 МПа [71].

Для трещинных коллекторов получены практически те же самые результаты; большинство исследователей оценивают величину предельной депрессии на пласт соответствующей началу смыкания трещин равной 5 МПа [24, 54, 68] и только в одном случае дано ее значение от 1,5 до 10 МПа [74].

2.4. Выводы по второй главе

1. Из-за многообразия природных условий, одновременного влияния на процесс деформации коллектора большого количества изменяющихся во времени природных и техногенных факторов для оценки степени снижения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и продуктивности скважин используются различные методы исследования.

2. Теоретические исследования направлены на изучение механизма процесса деформации пород-коллекторов и получение аналитических выражений определения степени снижения коэффициентов пористости и проницаемости от депрессии на пласт или снижения пластового давления в процессе разработки.

3. Экспериментальные исследования направлены на изучение возможных величин изменения упругих и механических свойств пород-коллекторов в различных горно-геологических условиях. Из-за множества природных и техногенных факторов, влияющих на упругие и механические свойства горных пород, а также различия условий отбора, подготовки образцов и проведения экспериментов, полученные данные отличаются значительным разбросом и редкой повторяемостью результатов определений.

4. Промысловые исследования, основанные на результатах гидродинамических исследований скважин, направлены на изучение причин снижения коэффициента продуктивности и разработки геолого-химических мероприятий по увеличению его величины, соответствующей потенциальным возможностям продуктивного пласта. При исследовании снижения коэффициента продуктивности скважин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по мере падения пластового давления или большой депрессии на пласт гидродинамическими методами в отличие от экспериментальных получают осредненные величины параметров пласта, поэтому полученные результаты и выводы авторов исследования очень близки.

5. Имеются три причины, объясняющие снижение продуктивности скважин (искривления индикаторных диаграмм) при снижении забойного давления: снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом; наличие инерционных сопротивлений при значительных дебитах жидкости; снижение проницаемости пласта вследствие смыкания трещин при снижении забойного давления в скважине или пластового давления в залежи в процессе разработки. В случаях когда забойное давление не опускалось ниже давления насыщения и небольших дебитах скважин причиной снижения коэффициента продуктивности скважин является деформация коллектора (смыкание трещин) в призабойной или в пласте при снижении пластового давления.

6. Снижение коэффициента продуктивности скважин из-за деформации коллектора наиболее ярко проявляется в гидродинамически изолированных залежах с аномально высокими пластовыми давлениями и представленными породами трещинного типа.

Глава 3. Особенности борьбы с разрушением терригенных коллекторов

3.1. Механизм разрушения терригенного коллектора

При исследовании изменения коллекторских свойств призабойной зоны скважин и их последствий несколько особое место занимает проблема пескопроявления. В самом деле, наряду с образованием песчаных пробок, с одной стороны в результате выноса механических примесей из пласта вместе с пластовыми флюидами коллекторские свойства призабойной зоны должны с временем улучшаться (что имеет место в промышленной практике). С другой стороны эти же самые частицы продуктивного пласта могут в процессе фильтрации застревать и скапливаться в призабойной зоне скважин, тем самым ухудшая ее фильтрационно-емкостные свойства.

Проблема пескопроявления – одна из древнейших в горном деле. «Тысячи лет назад люди, нуждаясь в воде, колодцы отрывали руками. После появления колодцев появилась и проблема выноса песка из них. Рыхлый песок из пласта выносится вместе с водой или обрушивается на дно колодца, что может привести к его закупорке и прекращению поступления воды. Для предотвращения обрушения песка на дно колодцев набрасывали крупные камни. Спустя долгое время после эры таких колодцев были разработаны более совершенные подходы к решению проблемы пескопроявлений» [49].

Основным осложнением при эксплуатации пескопроявляющих скважин является интенсивный вынос механических примесей и, как следствие, пробкообразование. Слой образовавшийся пробки создает значительное сопротивление движению жидкости, дебит скважины уменьшается [39] и может вообще прекратиться.

Действующая в настоящее время теория пескопроявления базируется на основных положениях механики грунтов.

Пескопроявление пласта связано с его низкой прочностью, обусловленной низкой величиной сцепления зерен. Под действием внешней

нагрузки в отдельных точках (областях) грунта эффективные напряжения могут превзойти внутренние связи между его частицами. При этом возникает скольжение (сдвиг) одних частиц или их агрегатов по другим, что может привести к нарушению сплошности грунта в некоторой области.

Величина сцепления зависит от гранулометрического состава пород, окатанности зерен и типа цемента на контакте зерен пород. Неокатанные угловатые зерна, карбонатный тип цемента, высокие эффективные напряжения в породе способствуют увеличению величины сцепления.

Отрыв частиц горной породы от стенок перфорационного канала и от стенок скважин обуславливается высокими депрессиями на пласт при вызове притока (высокие градиенты давления в пристволевой зоне).

Относительно высокие уровни обводненности продукции скважин способствуют интенсивности пескопроявлений. Вода размывает глинистый цемент на контакте зерен, способствует уменьшению величины сцепления зерен песка и отрицательно влияет на возможность сводообразования частицами песка.

При отборе флюидов в процессе разработки пластовое давление падает, вызывая рост эффективных напряжений на скелет пласта.

В рыхлых и слабоцементированных коллекторах с низкой величиной сцепления частиц горной породы рост эффективных напряжений при падении пластового давления вызывает нарушение кристаллизационных сил сцепления, уплотнение пластов, их деформацию в вертикальном направлении [6].

Начало течения песка в соответствии с условиями Мора-Кулона выполняется на внешней границе кольцевой зоны пластичности, где матрица фрагментируется на песчаники. После фрагментации на внутренней стороне границе и далее внутри потока сцепление снижается примерно 2 раза, хотя трение не меняется. Все прочностные параметры пластического движения

песка зависят от вертикального горного давления (глубины пласта) и начальной пористости. Дополнительный фактор – присутствие воды, снижающей сцепление [40].

Итак, в течение многих лет традиционная мудрость состояла в том, что причина выноса песка напрямую связывалась со слишком высокой депрессией на продуктивный пласт. Однако практика показала, что высокая депрессия является лишь частью проблемы. На месторождениях пришлось столкнуться с пескопроявлениями в одних скважинах, а в других скважинах такого явления не наблюдалось [15].

«С целью определения коренной причины выноса песка были проведены исследования с использованием пластового микросканера со свободным проходным сечением на крупнейших нефтяных месторождениях Ливин-Мессла и Сафир. Механическая модель строения Земли (mechanicalearthmodel - MEM) позволила объединить в единое целое простой линейный упругий анализ напряжений с обрушением горных пород, эффекты пластичности и эффекты масштаба. Учитывались все параметры, считающиеся значимыми для выноса песка – напряжения, прочность пород, депрессия на пласт, степень выработанности запасов, схема заканчивания скважин и геометрические параметры» [15].

Значительный упор был сделан на определение размеров частиц песка, которые, как оказалось, менялись от скважины к скважине, а также от горизонта к горизонту в пределах одной скважины. Было установлено, что коллектор представляет собой чередование слоев устойчивого и рыхлого песчаника с тонкими рыхлыми слоями, которые и представляют собой источник поступления песка. Анализ показал, что рыхлые горизонты будут выносить песок практически при любой депрессии на пласт. Дальнейший анализ показал, что существует прямая корреляционная зависимость между критическим значением депрессии на пласт и степенью выработанности запасов, что позволяет прогнозировать время наступления выноса песка в

любое время в будущем в процессе разработки пласта и корректировать депрессию для её предупреждения. Кроме того, в результате исследований появилась возможность выявления потенциальных зон выноса песка за обсадной колонной [15].

С целью экспериментального подтверждения теоретических предположений в различное время была проведена серия опытов. Так, в Китайском нефтяном университете пришли к выводу: «Вынос песка при «холодной» разработке месторождения вязкой нефти происходит, в основном, на этапе добычи чистой нефти и на начальном этапе добычи воды. При дальнейшем вытеснении нефти водой объем выноса песка становится меньше» [64].

А.Ч. Шейдаев [63] считает, что «...доминирующее влияние на интенсивность пескопроявления оказывает обводненность продукции, с повышением которой интенсивность пескопроявления увеличивается. При этом наиболее существенно влияние обводненности при ее сравнительно малых значениях (до 50 %)».

Что касается методов эксплуатации пескопроявляющих скважин, то их делят [24] на две группы: с выносом песка на поверхность и с предотвращением выноса песка из пласта.

1. Для первой группы методов характерным является применение технико-технологических решений по обеспечению подъема песка из скважины с потоком добываемой продукции последующим отделением песка на поверхности.

Для предупреждения образования песчаной пробки и при её ликвидации в скважине во избежание срывов работы довольно часто прибегают к подкачке жидкости в затрубное пространство. В качестве жидкости для подкачки в основном применяют чистую нефть, особенно когда песок в своем составе содержит глинистые частицы [44].

Наиболее часто используемым приемом борьбы с пескопроявлениями или ослаблением их влияния на работу скважин является подбор рационального технологического режима, т.е. оптимизация показателей их эксплуатации. Для фонтанных скважин регулирование параметров работы производится подбором штуцеров соответствующих размеров и конструкций [62].

Образовавшийся песчаные пробки блокируют значительную часть, а может быть и весь продуктивный интервал. Естественно, существует множество технологий для удаления этих пробок с помощью закачки воды импульсно – через насадки, с помощью гидроударников, пенами, композициями поверхностно – активных веществ в полимерном растворе (полиакриламид), газоводяными системами, колтюбинговые установки и т.д.[10, 46].

Отделение песка на поверхности производится с помощью набора соответствующего оборудования, в частности, нефтяных или газопесчаных сепараторов [45].

2.Обычно более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. Для укрепления призабойной зоны применяются механические методы, технологические, физико-химические, химические и их комбинации.

К механическим методам относят применение противопесочных фильтров различной конструкции: гравийно-намывных, каркасно-гравийных, многослойных сетчатых и др. Накоплен значительный опыт в этом направлении – проведены многочисленные эксперименты на моделях, расчетные и промысловые такими известными фирмами, как UnionOilCo, BJServicesInc, ExxonCo, ChevronOilfieldResearch, MarathonOilCoи т.д. [50].

Исследования компании WoodsidePetroleum позволили добывать газ с высоким дебитом (месторождение Экау-Йодел, Австралия), используя расширяемые песчаные фильтры [33].

Однако, используемые фильтры довольно быстро заиливаются. С целью дополнительной защиты глубинно-насосного оборудования от абразивного износа используются различные скважинные газопесочные сепараторы, якоря и т.д.

Сущность технологических методов заключается в ограничении депрессии на пласт или ограничении водопритоков. Однако эти методы недостаточно эффективны, особенно при работе в коллекторах, сложенных из пород с большим содержанием тонкодисперсных фракций.

Физико-химические методы закрепления коллекторов основаны на применении физических и химических методов: коксовании нефти в призабойной зоне, закреплении призабойной зоны пласта (ПЗП) реагентами с последующей термической обработкой или на искусственном закреплении ПЗП смолами, цементом с соответствующими наполнителями.

Наиболее широко распространены химические методы крепления ПЗП с использованием различных синтетических смол: карбамидоформальдегидных, фенолформальдегидных, эпоксидных и пр. Для создания проницаемого состава вводят различные добавки: газообразующие (вспененные составы), пористые, удаляемые при действии растворителей, температуры, давления. Однако, все перечисленные способы приводят к снижению проницаемости на 60-80 % .

Несколько лучшие показатели получены в случае использования синтетических смол: проницаемость керна снижалась лишь на 5-10% [24].

На длительно разрабатываемых объектах Ферганской впадины столкнулись с ситуацией, когда обычное «стандартное» пескопроявление приобрело характер «катастрофического», т.е. по сути коллектор

стремительно разрушается уже с момента начала фильтрации пластовых флюидов к забоям скважин.

В Ферганской межгорной впадине отложения неогенового возраста представлены континентальными образованиями. В геологическом разрезе они выражены, в основном, в виде песчано-глинистых отложений, в которых цемент отсутствует, либо коллектора сцементированы очень слабо. Указанное обстоятельство провоцирует разрушение коллектора с момента начала процесса фильтрации пластовых флюидов к забою добывающей скважины особенно в условиях аномально высоких давлений. Можно полагать, что масштаб пескопроявления, т.е. выноса механических примесей, напрямую зависит от интенсивности фильтрационного потока. Более того, вероятно, существует какая-то условная качественная граница, за которой процесс выноса механических примесей сменяется процессом разрушения пород-коллекторов. Можно даже условиться, что под понятием “вынос механических примесей” надо понимать вынос привнесенного в продуктивные отложения барита и глинистых частиц промывочной жидкости, а также мелких частиц цемента матрицы горной породы, при котором скелет коллектора в основном сохраняется. Под понятием “разрушение коллектора” условно будем иметь в виду, наряду с выносом частиц цементирующего материала матрицы, также вынос кусочков скелета породы. В рыхлых коллекторах граница между этими понятиями, естественно, стирается.

В свете указанных условных понятий имеет место процесс, осложняющий как освоение, так и дальнейшую эксплуатацию нефтедобывающих скважин в условиях, подобных имеющим место в центральных частях Ферганской межгорной впадины.

Исследователей с давних пор интересовал вопрос о времени начала выноса механических примесей и разрушения коллектора, от которого непосредственно зависит выбор допустимой депрессии на пласт, т.е. выбор параметров освоения в дальнейшей эксплуатации скважины. В достаточно

плотно цементированных разностях коллекторов этот процесс зависит в основном от прочностных характеристик породы и величины критического бокового горного давления. Отрыв частиц горной породы от стенок перфорационного канала и от стенок скважины обуславливается высокими депрессиями на пласт при вызове притока, т.е. вследствие высоких градиентов давления в пристволевой зоне.

В рыхлых и слабоцементированных коллекторах с низкой величиной сцепления частиц горной породы рост эффективных напряжений при снижении пластового давления вызывает разрушение кристаллизационных сил сцепления, уплотнение пластов, их деформацию в вертикальном направлении [6].

Процесс разрушения рыхлых и плотных разностей коллекторов происходит под действием одних и тех же сил. В слабоцементированных породах пластического движения песка зависят от величины вертикального горного давления (глубины залегания пласта) и его начальной пористости. Дополнительный фактор – присутствие воды, снижающей давление [40].

3.2. Проблемы проводки и освоения разведочных скважин на месторождении Гумхана

Месторождение расположено в южной части Центрально-Ферганской мегасинклинали (Рисунок 3.1). Регионально продуктивные горизонты неогенового и палеогенового возраста залегают на глубинах от 4500 до 5650 м, характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями (700-850 атм) и температурами (150⁰ С и выше). Скопления нефти в континентальных отложениях неогена содержатся в терригенных коллекторах (Рисунок 3.2). на описываемом месторождении продуктивные образования бледно-розовой свиты представлены (по материалам «ИГиРНиГМ»): плохо или вовсе нецементированными средне-мелко-тонкозернистыми темно-серыми песками с обломками бурых разностей. Обломочные зерна имеют размеры от 0,1 до 0,5 мм и реже – до 1,0 мм, преобладают остроугловатые, угловато-округленные и окатанные формы. Минералогический состав полимиктовый, представлен кварцем (до 30-45 %), полевыми шпатами (до 30 %). Обломки кремнистых, карбонатных, эффузивных и других пород – до 35 %.

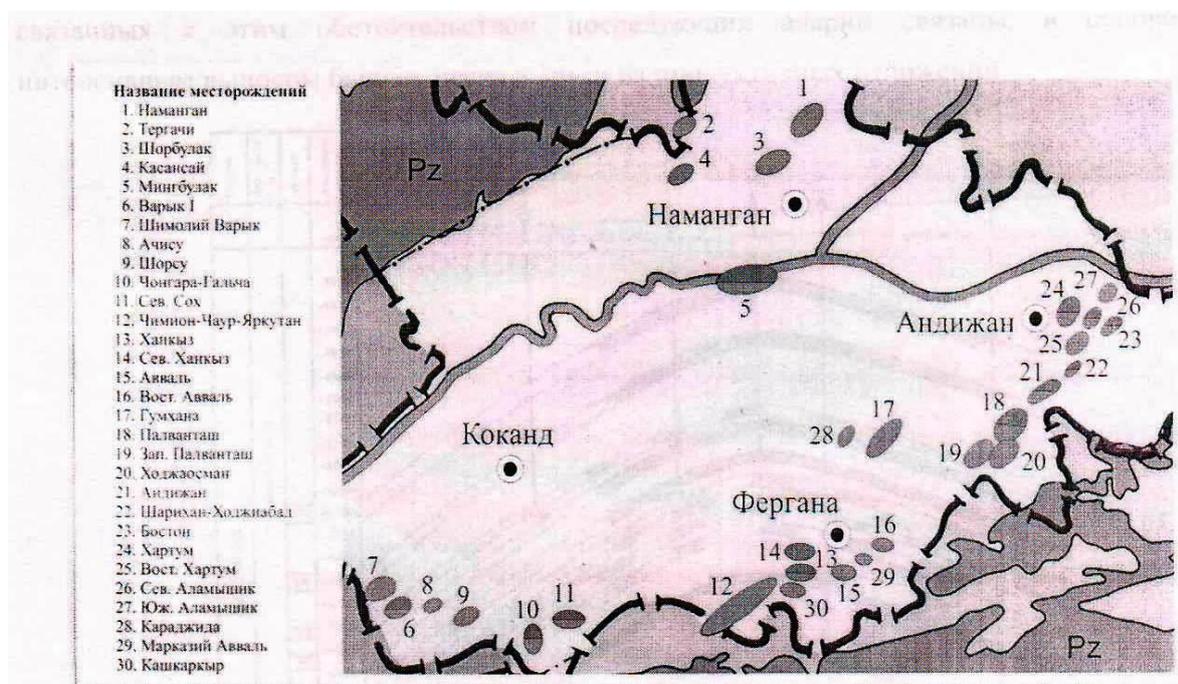


Рисунок 3.1. Ферганский нефтегазоносный регион

Месторождение находится в разведке с 1968 г. за прошедшее время здесь пробурено 13 разведочных скважин (Рисунок 3.3), из которых в эксплуатацию введена лишь одна (скважина № 2) с дебитом жидкости 2-3 т/сут, несмотря на получение промышленных притоков нефти во время бурения и освоения во многих из них. Упомянутые притоки были получены в 9 скважинах, в трех скважинах значительных притоков не получено (скважины №№ 10, 11, 12), вероятно, по причине вскрытия продуктивных отложений при плотности промывочной жидкости 2,24-2,32 г/см³, хотя в скважине № 7 нефтепроявление не прекращалось при плотности бурового раствора 2,26-2,28 г/см³.

При этом дебит нефти при освоении скважины № 4 расчетно соответствовал 200 м³/сут, на протяжении работы скважины в течении 1,5 часов. Затем произошел прихват, и приток прекратился (видимо, для выноса песка из скважины требуется скорость жидкости выше, чем она составляет при дебите 200 м³/сут).

В скважине № 6 фонтанирование с дебитом нефти 57,6 м³ (в пересчете на сутки) длилось 23 часа, затем имел место прихват насосно-компрессорных труб, а затем ликвидация скважины.

Скважина № 9 при постоянной промывке ствола скважины через затрубное пространство фонтанировала в течение 30 часов. Она функционировала пока не прекратили закачку воды.

Причины получения стабильных долгосрочных промышленных притоков нефти и связанных с этим обстоятельством последующих аварий связаны, в основном, с интенсивным выносом барита, песка и грязи из продуктивных отложений.

Результаты опробования скважин месторождения Гумхана

Таблица 3.1.

№№ скв.	1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12
Горизонт											
БРС, VIII		Q _н =3,5 м ³ /сут Q _н =7,0 т/сут					Вода с пленками Н				
БРС, Х ^а		Q _н =2.2 м ³ /сут				Во время бурения сильно нефтепрояв. ≈150-200 т/сут	Вода с пленками Н				
БРС, Х ^б	Нефтепрояв. После Снятия Колонны	Вода с пленк. Н	Фонтан Н 300-35, До 150 м ³ /сут	Фонтан По жидк. До 200 м ³ /сут	Q _н =40,0 м ³ /сут	Нефтепрояв. в пересчете до 1200 м ³ /сут		Q _н =28,8 м ³ /сут Q _в до 140,0 м ³ /сут	Интенсив. Нефтепрояв. Q _н =2,5 м ³ /сут Q _в =9,0 м ³ /сут		Q _н =0,6 м ³ /сут Q _в =1,2 м ³ /сут
БРС, Х ^в					Q _н =57,6 м ³ /сут	Получены Н, Г,В					Q _н =0,6 м ³ /сут Q _в =1,4 м ³ /сут
БРС, Х ^г											
ККС											
Р, III		Q _н =0,033 м ³ /сут									
Р, V		Вода с пленками Н									
Р, VI		Q _н =0,04 м ³ /сут									
Р, VII		Вода с прояв. Н.Г									

Так:

- скважина № 1 ликвидирована вследствие прихвата НКТ при опробовании отложений горизонта IV палеогена (во время промывки отмечался вынос песка из скважины);

- скважина № 3 ликвидирована в связи с прихватом бурового инструмента вследствие обвала стенок скважины по причине слабой цементированности;

- скважина № 4 ликвидирована вследствие того, что: "... при падении бурового инструмента во время пожара нефтепроявляющие пласты были задавлены осыпающимся породами";

- скважина № 6 ликвидирована "... из-за сложности, вызванной образованием песчаной пробки и прихватом". Особо следует отметить, что "При опробовании продуктивных интервалов отмечались выбросы смеси "нефть-грязь", периодические выходы, нефти с грязью", а также то обстоятельство, что штуцер диаметром 6 мм забивался, и лишь после того, как его сняли, скважина некоторое время стабильно работала через трубное пространство;

- скважина № 7 ликвидирована вследствие прихвата НКТ. При этом следует отметить, что во время фонтонирования вместе с нефтью выносились грязь, песок, барит, а при спуске опробователя пластов «для чистки и депрессии на пласт» из заполненных двадцати двух свечей буровых труб 15 м представлены нефтью, 220 м – глинистым раствором, а также 18 м труб и КИИ – баритом и песком, остальное - пластовая вода с пленками нефти;

- скважина № 9 ликвидирована вследствие образования песчаной пробки. При опробовании пачки X⁶ неогенового возраста из интервала продуктивных отложений выносился шлам (песчаник, алевроит, ангидрит, соль), из-за чего трижды происходили прихваты насосно-компрессорных труб. Особо следует отметить, что после прострела продуктивного интервала

скважина устойчиво фонтанировала 30 часов через штуцер диаметром 6 мм с дебитом жидкости 14,4 м³/сут “в сопровождении промывки через затрубное пространство”. Затем промывка производилась периодически (!), временами отмечалась потеря циркуляции, и приток жидкости прекратился. До этого при попытках освоения скважины с использованием штуцеров диаметрами 8, 9, 10 мм последние забывались;

- скважина № 10 ликвидирована вследствие прихвата насосно-компрессорных труб “...из-за проседания в застойной части песка”.

Приведенные сведения дают достаточно оснований полагать, что причиной ликвидации подавляющего большинства разведочных скважин на месторождении Гумхона являются прихваты насосно-компрессорных труб песчано-грязевыми пробками, образующимся в нижней части ствола скважины.

Следовательно, средством получения продолжительных стабильных притоков жидкости здесь является предотвращение образования упомянутых пробок, т.е. вынос барито-песчано-глинистой массы, подаваемой в процессе фильтрации пластовых флюидов на забой скважины, на дневную поверхность. С инженерной позиции задача сводится к созданию необходимой скорости восходящего потока жидкости в стволе скважины, обеспечивающей вынос на поверхность даже самых больших по размерам частиц песка (по данным механического анализа – диаметром до 1 мм).

Прежде, чем определить количественно значение этой скорости, полезно ознакомиться с опытом освоения скважин месторождения Чонгара-Гальча, расположенного на южном борту Ферганской впадины, где имели место обстоятельства, подобные рассматриваемым. На этом объекте осваивали продуктивные отложения горизонта IV, представленные рыхлым песком.

Сведения из дел скважин:

а) в скважине № 13-Гальча щелевая перфорация в интервале 557-568 м.

- 20.10.59 г. Продувка компрессором.

- 21.10.59 г. продувка компрессором в течение 6 часов, из скважины выходил песок.

- 22-26.10.59 г. Продувание скважины по 11-12 часов ежедневно. Из скважины выносилось большое количество песка с нефтью.

б) скважина № 39-Чонгара освоена с помощью промывки нефтью;

в) скважина № 40-Чонгара в 1959г. освоена путем промывки нефтью песчаных пробок в интервалах 353-382 м, 361-374 м, 368-379 м, 367-379 м;

г) освоение скважины № 21-Гальча:

4-7.01.60 г. – продувка компрессором в 3 смены,

8.01.60 г. – отбить уровень не удалось из-за песка,

9.01.60 г. – продувка компрессором,

14-16.01.60 г. – продувка компрессором,

16.01.60 г. – отбить уровень не удалось из-за песка,

26.01.60 г. – промывка нефтью.

Для получения устойчивых промышленных притоков нефти из слобоцементированных коллекторов необходимо реализовать процесс, основанный на положительном решении следующих задач.

1. Анализ изложенной выше информации позволяет предположить, что:

- при освоении рыхлых продуктивных отложений возможен вынос песка в значительных объемах;

- освоение скважин с помощью эрлифта даже на небольших глубинах не обеспечивает получение продолжительного результата;

- предотвращение образования песчаной пробки при вызове притока из нецементированных продуктивных интервалов может быть обеспечено только в случае использования промывочной жидкости (нефть).

2. Вследствие выноса песка из коллектора в значительных объемах и, соответственно, образования каверны в призабойной зоне скважины в случае больших глубин размещения скоплений углеводородов из-за большого веса вышележащих горных пород может не выдержать и частично обвалиться покрышка продуктивных отложений. Это чревато прекращением или затруднением фильтрации пластовых флюидов.

3.3. Выбор способа борьбы с пескопроявлениями и расчет показателей реализации мероприятий

С целью количественно определить параметры процесса разрушения коллектора для условий месторождения Гумхона будем исходить из представления о форме его разрушения в виде воронки, расширяющейся от подошвы к кровле пласта (вскрытой части пласта или интервала перфорации). Представим указанную воронку в виде перевернутого усеченного конуса, за нижний диаметр которого примем размер ствола скважины ($2r$), а за верхний – диаметр части воронки, примыкающий к подошве покрышки пласта ($2R$). Размер R определим, исходя из представления о том что вынос песка прекратится при достижении некоего “естественного” угла откоса, при котором прекращается скатывание песчинок, подобно скатыванию камней со стены на дно карьера (канавы). В соответствии с [48], радиус воронки R должен соответствовать для этого случая $2h$, где h – толщина пласта. В условиях прострела какого-то интервала пласта в качестве h можно использовать длину интервала перфорации.

Таким образом, для определения объема выносимого песка воспользуемся значением объема указанного усеченного конуса

$$v = 1/3 \cdot \pi \cdot h(R^2 + Rr + r^2). \quad (3.1)$$

где h –предполагаемый интервал перфорации в скважине № 17 (4734-4730 м). т.е. 4 м; R – внешний диаметр эксплуатационной колонны (168 мм).

$$R=2h=8 \text{ м.}$$

Объем песка, который предстоит вынести из скважины для принятых условий, оказался равным $273,67 \text{ м}^3$.

Для условий влажного песка в соответствии с [51] для получения угла “естественного откоса” в карьере в условиях принятого нами подобия $R= 3h$, который может быть равным 12 м, объем выносимого песка может составить $611,4 \text{ м}^3$.

С целью оценки возможности выноса твердых частиц потоком жидкости пользуются понятием “установившейся скорости оседания частиц”. Опыт показывает, что этот показатель для частиц песка диаметром до 1 мм составляет примерно $0,15 \text{ м/с}$ в воде. Считают, что для обеспечения подъема песка в вертикальной скважине скорость восходящего потока жидкости должна превышать установившуюся скорость оседания в 1,5-2 раза. [37]

Скорость движения жидкости зависит от ее объема, внутреннего диаметратрубы и с учетом концентрации песка составляет

$$v_{\text{ж}} = \frac{Q}{F(1-\sigma)} \quad (3.2)$$

где $v_{\text{ж}}$ - скорость подъема жидкости, м/с; F –площадь поперечного сечения насосно-компрессорных труб, м^2 ; Q – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$, σ – доля песка в продукции скважины.

Площадь поперечного сечения труб рассчитывается из

$$F = \frac{\pi \cdot d_{\text{НКТ}}^2}{4} \quad (3.3)$$

где $d_{\text{НКТ}}$ – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м^2 .

Скорость оседания песка в движущемся потоке жидкости определяется из формулы Стокса

$$\omega = g \frac{d^2(\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{ж}})}{18\nu_0} \quad (3.4)$$

Где g – ускорение свободного падения, м/с^2 ; d – диаметр эквивалентного по объему песчинки шара, м ; $\rho_{\text{п}}, \rho_{\text{ж}}$ – соответственно плотность частиц выносимой породы и скважинной жидкости, кг/м^3 ; ν_0 – динамическая вязкость скважинной жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Следующим шагом логической цепочки расчетов является определение критического дебита жидкости из скважины, способного обеспечить вынос поступающего на забой песка (Рисунок 3.4). Естественно, предполагается его максимальное значение для условий выноса максимально крупных частиц (диаметром 1 мм). Результаты расчетов для различных показателей рассмотренных вариантов приведены в таблице 3.2.

Оказалось, что максимальный дебит жидкости, необходимый для гарантированного выноса всего поступающего песка, составляет:

вариант 1 – вынос водой	- 444 $\text{м}^3/\text{сут}$;
вариант 2 – вынос нефтью	- 870 $\text{м}^3/\text{сут}$;
вариант 3 – вынос промывочной жидкостью	- 170 $\text{м}^3/\text{сут}$;
вариант 4 – вынос промывочной жидкостью	- 51 $\text{м}^3/\text{сут}$.

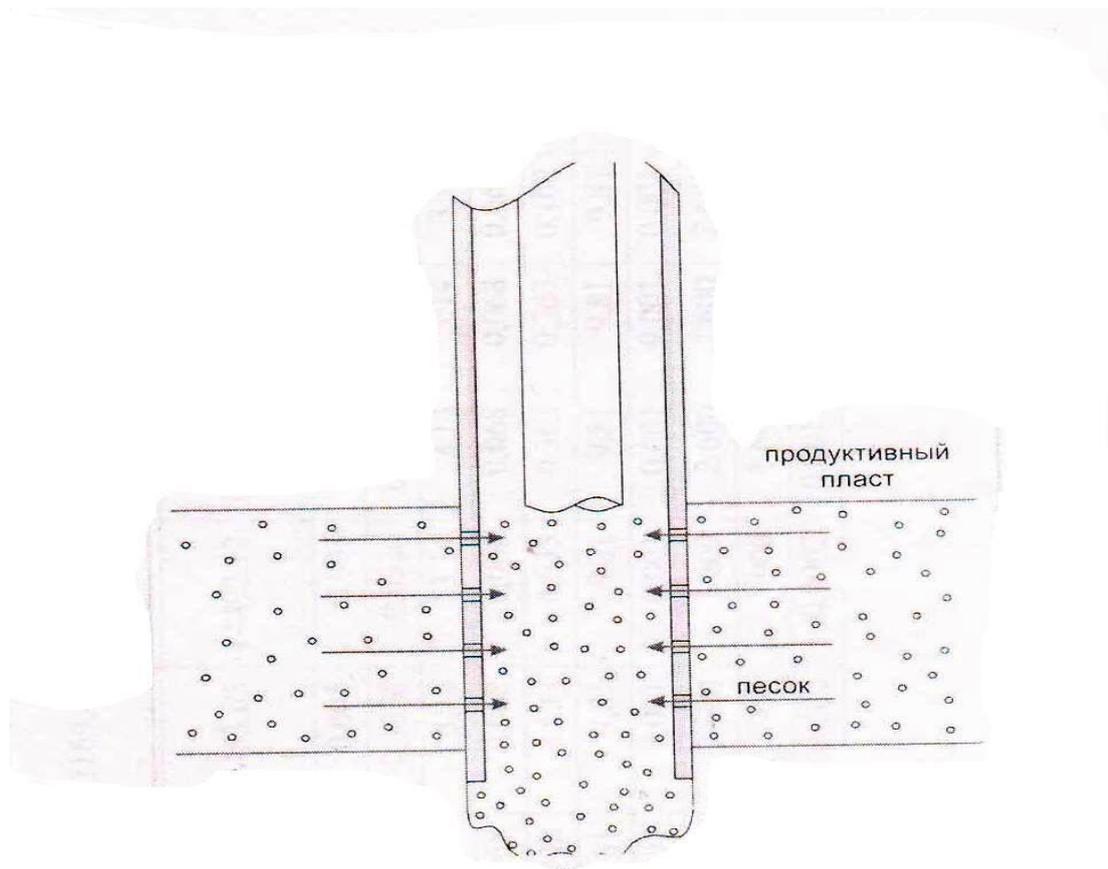


Рисунок 3.4. Схема освоения рыхлого коллектора

В качестве проверочной воспользуемся формулой

$$Q = m \cdot \frac{H}{u} \cdot (D_{об.к}^2 - D_{НКТ}^2) \cdot v, \quad (3.5)$$

где Q – потребный расход промывочной жидкости, m^3/c ; m – коэффициент пульсации потока ($\approx 1,1 - 1,3$), примем $1,1$; $D_{об.к}^2$ – внутренний диаметр обсадной колонны ($0,139$ м); $D_{НКТ}^2$ – внешний диаметр насосно-компрессорных труб ($0,089$ м); v – необходимая скорость выноса частиц

$$v = w + u \quad (3.6)$$

w – критическая скорость потока, которая уравнивает скорость оседания частиц, м/с, (обычно $0,1-0,8$) примем $0,1$.

Для случая подкачки воды необходимая скорость для выноса песка должна быть не менее $441,58$ $m^3/cут$, что практически совпадает с полученным ранее значением.

Очередным вопросам, требующим своего разрешения является определение времени, необходимого для выноса расчетного объема песка, поступающего на забой скважины.

При содержании песка в продукции скважины – 5 % = 13,6835 м³/сут для его выноса потребуется около 19,995 суток.

При содержании песка в продукции скважины – 3 % = 8,31 м³/сут для его выноса потребуется около 33,3 суток.

Дебит скважины № 17 Гумхана, обеспечивающей вынос песка

таблица 3.2.

Показатели	Ед. измер	Варианты							
		1		2*		3*		4*	
Минимально необходимый дебит скважины по жидкости для выноса твердых мех. частиц <u>вертикальных</u> скважин	м ³ /сут	443,88	444,77	2169,46	2173,82	170,15	170,50	51,05	51,15
Минимально необходимый дебит скважины по жидкости для выноса твердых мех. частиц <u>горизонтальных</u> скважин	м ³ /сут	2959,19	2965,14	14463,05	14492,12	1134,36	1136,64	340,31	340,99
Доля песка в продукции скважины		0,005	0,003	0,005	0,003	0,005	0,003	0,005	0,003
Площадь поперечного сечения НКТ	м ²	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036	0,0036
Число ПИ		3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14	3,14
Внутренний диаметр НКТ	м	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
Скорость оседания песка	м/с	0,948	0,948	4,633	4,633	0,363	0,363	0,109	0,109
Ускорение свободного падения	м ² /с	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Диаметр эквивалентного по объему песчанки шара	м	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Плотность выносимых частиц песка	кг/м ³	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600
Плотность скважинной жидкости	кг/м ³	1000	1000	900	900	1600	1600	2200	2200
Динамическая вязкость скважинной жидкости	Па·с	0,0009	0,0009	0,0002	0,0002	0,0015	0,0015	0,0020	0,0020

1 вариант – вода

2 вариант – нефть

3 вариант – промывочная жидкость

4 вариант – промывочная жидкость

*Показатели вариантов 2, 3, 4 рассчитаны без учета тиксотропных свойств скважинных жидкостей.

Для необходимости выноса песка в объеме 611,4 м³ при дебите жидкости 444 м³/сут (подкачка воды) и содержанием песка, в среднем часто встречающимся в литературе [37] в количестве 5 % (весовых), потребуется, как минимум, 27,54 суток бесперебойной работы насосов, подкачивающих жидкость в скважину.

Для этого же набора исходных данных, но при среднем содержании песка в продукции скважины 3 % (весовых), продолжительность работы насосов увеличивается до 33,33 суток.

Для случая необходимости выноса песка в объеме 273,67 м³ при дебите жидкости 444 м³/сут (подкачка воды) и с содержанием песка в среднем в количестве 5 % (весовых), потребуется, как минимум, 20 суток бесперебойной работы насосов, подкачивающих воду в продукции скважины в среднем 3 % (весовых), продолжительность работы увеличится до 33,33 суток.

Когда уже известны (хотя бы приблизительно) параметры процесса освоения рыхлых продуктивных интервалов, не составляет особого труда подобрать по техническим характеристикам соответствующие насосы. При этом теоретически можно использовать специальные насосы подходящей производительности и напора (например, фирмы WOMA), насосы цементировочных агрегатов или даже буровые насосы.

Для контроля реализации процесса целесообразно использовать систематические замеры плотности выходящей из скважины жидкости до момента выноса пластовой нефти уже без содержания песка, поскольку ее плотность известна из имеющихся анализов.

Итак, получения стабильный промышленных притоков пластовой нефти из рыхлых или слабоцементированных коллекторов во избежание образования песчаных пробок при освоении скважин предлагается непрерывно подкачивать в трубное пространство (в случае необходимости –

можно и в затрубное) жидкость (вода, нефть, буровой раствор) в объемах, позволяющих обеспечить на устье скважины скорость потока, гарантирующую вынос на поверхность всех твердых частиц в ее продукции до момента прекращения их поступления на забой скважины.

В случаях образования песчаных пробок во время эксплуатации скважин предлагаемая технология может быть использована неоднократно по мере необходимости .

Таким образом, применительно к различным геолого-промысловым условиям создано множества видов технологических приемов и соответствующего оборудования, однако, несмотря на это, поиски достаточно приемлемого решения продолжаются.

3.4. Выводы по третьей главе

1. При исследовании изменения коллекторских свойств призабойной зоны скважин и их последствий особое место занимает проблема пескопроявления. Действующая в настоящее время теория пескопроявления базируется на основных положениях механики грунтов: прочность пород; величина сцепления зерен и рост эффективных напряжений.

2. Методы эксплуатации пескопроявляющих скважин условно можно разделить на две группы:

- для первой группы методов характерным является применение технико-технологических решений по обеспечению подъема песка из скважины с потоком добываемой продукции и последующим отделением песка на поверхности;

- обычно более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. Для укрепления призабойной зоны применяются механические методы, технологические, физико-химические, химические и их комбинации.

3. в результате анализа опыта освоения и эксплуатации скважин месторождений Гумхана и Чонгара-Гальча показана, что при освоении рыхлых продуктивных отложений возможен вынос песка в значительных объемах. Установлено, что наиболее эффективным методом предотвращения образования песчаной пробки при вызове притока из нецементированных продуктивных интервалов является использование промывочной жидкости (нефти).

Заключение

На основе исследований по теме “явления снижения и направления повышения эффективности добывающих скважин в терригенных коллекторах” показаны научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие теритические выводы и практические рекомендации.

1. Теория и практика эксплуатации скважин свидетельствует о неуклонном ухудшении в процессе бурения, освоении и эксплуатации скважин фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, что связано с множеством факторов природного и техногенного характера.

2. В процессе бурения продуктивного пласта происходит ухудшение коллекторских свойств в результате воздействия технологических растворов на призабойную зону. Снижение проницаемости зависит от типа глинистого материала, степени его дисперсности, природы обменных катионов, свойств фильтрата промывочной жидкости, времени контакта его с породой и т.д.

3. Во время вскрытия продуктивных отложений, проведения текущих и капитальных ремонтов скважин, при их консервации, создаются условия возникновения динамической и статической репрессии скважинной жидкости, т.е. образования зоны повышенного давления в околоскважинном пространстве, провоцирующих проникновение в пласт фильтрата промывочной жидкости и содержащихся в ней глинистых частиц.

4. При исследовании изменения коллекторских свойств призабойной зоны скважин и их последствий особое место занимает проблема пескопроявления. Действующая в настоящее время теория пескопроявления базируется на основных положениях механики грунтов: прочность пород; величина сцепления зерен и рост эффективных напряжений.

5. Методы эксплуатации пескопроявляющих скважин условно можно разделить на две группы:

- для первой группы методов характерным является применение технико-технологических решений по обеспечению подъема песка из скважины с потоком добываемой продукции и последующим отделением песка на поверхности;

- обычно более эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. Для укрепления призабойной зоны применяются механические методы, технологические, физико-химические, химические и их комбинации.

6. в результате анализа опыта освоения и эксплуатации скважин месторождений Гумхана и Чонгара-Гальча показана, что при освоении рыхлых продуктивных отложений возможен вынос песка в значительных объемах. Установлено, что наиболее эффективным методом предотвращения образования песчаной пробки при вызове притока из нецементированных продуктивных интервалов является использование промывочной жидкости (нефти).

Литература

1. Указ президента Республики Узбекистан № УП-4947 от 7 февраля 2017 г. “О стратегии действий по дальнейшему развитию Республики Узбекистан”. “Народное слово” – 2017 г. 8 февраля.
2. Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1975. С. 264.
3. Агзамов А.А. Совершенствование метода выбора рационального комплекса интенсификации притока жидкости из карбонатных коллекторов // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 2009, № 4. С. 28-30.
4. Агзамов Ф.А., Дияшев Р.Н., Якимов А.С., Крысин Н.И. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии // Нефтяное хозяйство, москва, 2007, № 10. С. 125-129.
5. Аносов Э.В., Грищенко В.А., Евстифеев С.В. Применение технологий интенсификации притока на месторождениях ООО “Кубаньгазпром” // Бурение и нефть. – Москва. 2008. № 1. С. 34-35.
6. Ахметов Н.З., Фадеев В.Г., Салихов М.М., Газизов И.Г. Причины ухудшения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин во времени по Восточно-Сулеевской площади // Нефтепромысловое дело, 2003, № 12. С, 31-34.
7. Бабаев А.Г., Ходжаев А.Р. Рейтинг нефтегазаноных регионов Узбекистана на пути совершенствования методики геологоразведочных работ на нефть // Узбекский журнал нефти и газа, - Ташкент, 1997, № 4. С. 7-10.
8. Болуев А.А. Исследование и разработка методов повышения качества вскрытия продуктивных пластов сложно построенных месторождений Западной Сибири: Автореф.дис. канд. техн. наук.-Тюмень: ТюмГНГУ, 1998, с. 24.

9. Барсуков Ю.Ф., Абдазимов У.К., Цыганова С.С. Анализ причин неполучения притоков в низкопоровых коллекторах по результатам опробования и интерпретации материалов ГИС. // Сб. науч. трудов ОАО «ИГИРНИГМ» - Ташкент. № 80, 2001. С. 138-146.
10. Белов А.Е., Джонтаев М.А., Морозова Т.Г. Некоторые особенности испытаний глубокозалегающих горизонтов в бурящихся скважинах // Нефтяное хозяйство. – Москва, 1975, № 3 С. 22-25.
11. Белоножко А.И. Проявление деформационных процессов при разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах Белоруссии // Бурение и нефть. Москва. 2008, № 11. С. 16-18.
12. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. пособие для ВУЗов. –М.: Недра, 1990, С. 427.
13. Bourdarot G. Essais de puits: methods d'Interpretation. Edition technip. Paris, 1996. С. 180.
14. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. –М.: Недра, 1982, С. 200.
15. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин, -М.: Недра, 1978. С 471.
16. Курамшин Р., Степанова Г., Ненартович Г., Иванов А. Влияние гидроразрыва пласта на продуктивность добывающих скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах // Бурение и нефть. – Москва, 2005, № 1. С. 14-17.
17. Стрижнев К., Акимов Н., Чернов А., Павлов И. Влияние фильтрата бурового раствора на продуктивность горизонтальных скважин. // Бурение и нефть. –Москва, 2006, № 3. С. 15-17.
18. Голешихин С., Вязенкин С., Агарков В. и др. Внедрение технологии вскрытия продуктивности пластов на депрессии с использованием отечественного оборудования // Бурение и нефть. –Москва, 2005, № 5. С. 14-17.

19. Тагиров К.М., Тагиров О.К., Димитриади Ю.К. и др. Вскрытие продуктивных отложений с использованием пенных систем. // Нефтяное хозяйство. –Москва, 2005, № 10. С. 32-34.
20. Янтурин А.Ш., Некрасов В.И., Вятчинин М.Г. и др. Выбор параметров освоения скважин на месторождениях Западной Сибири. // Нефтяное хозяйство. –Москва, 1999, № 5. С. 28-30.
21. Галимов М.А., Проводников Г.Б. Анализ качества технологий закачивания скважин на месторождениях Западной Сибири методом статистической оценки // Нефтяное хозяйство. –Москва, 2003, № 6. С. 43-46.
22. Гвоздев Б.П., Грищенко А.И., Корнилов А.Б. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Справочное пособие: М.: Недра, 1988. С. 575.
23. Гороховский А.К. Влияние промывочной жидкости и проницаемости продуктивных пластов на производительность освоения скважин на Самотлорском месторождении //Сб. науч. трудов СибНИИ НП. – Тюмень. 1982. С. 20-25.
24. Грайфер Б.П., Лысенко В.Д. Газовое заводнение – радикальное средство значительного увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. –Москва. 2003. № 7. С. 22-25.
25. Гришин Ф.А. Подсчет запасов нефти и газа в США. – М.: Недра.1976. с. 343.
26. Давыдов В.К. Комплексная технология при бурении в продуктивных пластах // Нефтяное хозяйство. – Москва. 2006. № 8. С. 116-117.
27. Дейс В. Вторичное вскрытие пластов на углеводородной среде в условиях депрессии // Бурение и нефть. – Москва. 2006. № 10. С. 10-12.
28. Демяненко Н.А., Минаев Б.П. Особенности связи процесса вызова притока с фильтрационными характеристиками карбонатного коллектора. Особенности разработки глубокозалегающих

- месторождений Украины и Белорусии. // Сб. науч. трудов УкрГИПРОНИИнефть. – Киев. 1985. С. 73-88.
29. Демяненко Н.А., Минаев Б.П. Оценка влияния некоторых геолого-технических факторов на степень кольтматации околоствольной зоны пласта продуктами буровых растворов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – Баку. 1986. № 12 С. 3-7.
30. Денисов Г.С. Особенности вызова притока жидкости в глубоких скважинах // Нефтепромысловое дело.-Москва. 1976. № 6. С. 18-20.
31. Дияшев Р.Н., Якимов А.С. Бурение скважин со вскрытием продуктивных пластов на депрессии: опыт ОАО «РИТЭК» в Татарстане // Нефтяное хозяйство. –Москва. 2005. 3 11. С. 28-34.
32. Доровских С.В., Козубовский А.Г., Шпонько А.И. Целесообразность применения методов воздействия на призабойную зону пласта в период освоения скважин // Сб. науч. трудов СибНИИНП. – Тюмень. 1982. С. 55-58.
33. Дунаев В., Лалаян М., Братышев Е. Закачивание горизонтальных скважин хвостовиками с целью увеличения нефтеотдачи пластов в Сургутском УБР-1 // Бурение и нефть. – Москва. 2006. № 4. С. 24-25.
34. Зайниев Л.Н. Результаты пробной эксплуатации скважин месторождения Подрифовый Кокдумалак // Узбекский журнал нефти и газа. –Ташкент. 2004. № 3. С.13-14.
35. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. –М.: Недра 1987. С. 172.
36. Иванов В.А., Хромова В.Г., Дияров О.Д. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа, М.: Недра. 1974. С. 96.
37. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука. 2000, С. 414.
38. Сургучев М.Л., Колганов В.И., Гавура А.В. и др. Извлечения нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра, 1987, С. 230.

39. Казакова Т.Г., Сарваретдинов Р.Г., Тюфякова О.С., Папухин С.П. Влияние структуры порового пространства на взаимосвязь проницаемости и пористости (на примере месторождений Самарской области) // нефтепромысловое дело. – Москва. 2008. № 97. С. 10-12.
40. Калинин В.Ф. Выбор продолжительности воздействия депрессии на пласт при освоении скважин // Нефтяное хозяйство. – Москва. 1990. № 6. С. 28-32.
41. Капырин Ю.В., Храпова Е.И., Кашицин А.В. Использование комплексной технологии вторичного вскрытия пласта для повышения дебита скважин // Нефтяное хозяйство. – Москва. 2001. № 6. С. 58-60.
42. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”. 2007. С. 467.
43. Кашников О.Ю., Кузнецов О.Ю., Мордвинов В.А. Влияние деформации терригенного коллектора на фильтрационно-емкостные свойства пласта и продуктивность скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва. 2008. № 8. С. 70-72.
44. Ключосов А.А., Ключков В.А., Гейхман М.Г., Ахметов А.А.. Классификация осложнений в системе пласт-скважина и причины, их вызывающие // Стоительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва. 2000. № 2. С. 35-39.
45. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра. 1977. С. 287.
46. Кошелев В.Н., Шишков С.Н. обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство.-Москва. 2007. № 6. С. 38-41.
47. Крутова В.И., Попова В.В. основы научных исследований – М.: Высшая школа. 1989. С. 400.
48. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – М.: Недра. 1994. С. 233.

49. Леонидов В.И. Анализ проводки скважин в зонах АВПД и породах, склонных к осыпанию // Бурение скважин. – Москва. 1984. № 4. С. 11-15.
50. Лысенко В.Д. исследование добывающих скважин с целью восстановления их продуктивности // Нефтепромысловое дело.- Москва. №7. С. 27-29.
51. Львова И., Рылов Н., Вафин Р. Комплексная технология закачивания скважин // Бурение и нефть. – Москва. 2005. № 4. С. 24-26.
52. Malyshev G.A, Sonich V.P. Analysis of Well Treatments After FHF Using Chemical Compositions in the Fields of OJSC «Surgutneftgaz». // Progress in Mining and Oilfield Chemistry.-Budapest: Akad_miai Kiado. 2002.P. 183-190.
53. Мамаджанов Э.У. Выбор бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта. – М.: Образная информация ИНТЭКа. 1990. С. 31.
54. Махмудов Н.Н., Агзамов А.А., Асадова Х.Б. Определение типа коллектора продуктивных пластов месторождения Шакарбулак // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. Ташкент. 2008. № 3-4. С. 91-95.
55. Махмудов Н.Н. Повышение степени выработанности нефтяных залежей Ферганы, находящихся на поздних стадиях разработки: Автореф. дис. канд. тех. наук. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтьгаз». 1997. С. 22.
56. Методическое руководство для первичного освоения эксплуатационных скважин после окончания бурения в различных геолого-технических условиях. РД 39-0147009-513-85. – Краснодар: ВНИИКРнефть. 1985. С. 56.
57. Методические указания по выбору режимов промывки скважин при вскрытии продуктивных пластов. –М.: ВНИИКРнефть. 1985. С. 14.
58. Сургучев М.Л., Горбунова А.Т., Зобродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра. 1991. С. 347.

59. Мирсаетов О.М., Борхович С.Ю., Повышев К.И. Теоретические и экспериментальные методы обоснования энергосберегающих дебитов высокодебитных скважин // Нефтепромысловое дело. – Москва. 2006. № 9. С. 64-69.
60. Митрофанов В.П., Терентьев Б.В., Хижняк Г.П. О влиянии буровых растворов на проницаемость пород // нефтяное хозяйство.-Москва. 1997. №9. С. 30-33.
61. Михеев М.А. Исследования загрязнения продуктивного пласта растворами на водной основе с использованием модели кругового пласта // Строительство скважин. – Москва. 1998. № 9. С. 8-10.
62. Мордвинов В.А., Понамарева И.Н. к оценке состояния околоскважинной зоны пласта и коэффициента продуктивности скважин // геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва. 2002. № 11. С. 26-30.
63. Пономаренко Д., Фатихов В., Журавлев С., Кондратьев Д. Нефтяным и газовым скважинам новую жизнь. // Нефтегаз. -Москва. 2005. № 3. С. 52-54.
64. Никитин Б.А., Потапов А.Г., Гоевых А.Н. Состояние техники и технологии заканчивания скважин // Газовая промышленность. Москва. 2000. № 7. С. 38-40.
65. Никонов А.И. Роль геодинамических процессов в формировании анизотропии физических свойств локальных поднятий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 12. С. 45-53.
66. Освоение и повышение продуктивных скважин Западной Сибири высокими многократными депрессиями // нефтепромысловое дело. 1987. № 19 (138). С. 50.
67. Дубинский Г.С., Блинов С.А., Овсяков А.В., Коняев Г.В. О снижении набухания глинистой составляющей коллекторов при контакте с

- фильтратом бурового раствора и жидкостью перфорации // Строительство скважин. – Москва. 1998. № 7. С. 25-27.
68. Салахутдинов Н.Х., Алиев Б.А., Аминов А.М., Рахимов А.А. Оценка кольматирующей способности промывочной жидкости при вскрытии продуктивных горизонтов // Узбекский геологический журнал. – Ташкент. 1997. № 2. С. 32-34.
69. Penny G.S. Evolution of the effects of environmental condition sand fracturing fluid son the long-term conductivity of proppants. Paper SPE 16900 presented at the 1987 SPE. Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas. – Sept. 27-30.
70. Перепеличеснко В.Ф., Дербенев В.А. особенности разработки залежей с высокими начальными пластовыми давлениями // Газовая промышленность. – москва. 2005. № 11. С. 71-75.
71. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Новиков А.С., Белко Ю.А. Повышение надежности конструкции забоя скважины в низкопроницаемых коллекторах. // Нефтяное хозяйство.- Москва. 1991. № 1. С. 44-46.
72. Попов. И.П. Об особенностях испытания скважин в коллекторах порово-трещинного типа // Геология нефти и газа. – Москва. 1992. № 8. С. 42-47.
73. Ахметов Н.З., Фадеев В.Г., Салихов М.М., Газизов И.Г. Причины ухудшения проницаемости призабойной зоны добывающих во времени по Восточно-Суляевской площади. // Нефтепромысловые дело. – Москва. № 12. С. 31-34.
74. Ягафаров А.К., Кузнецов Н.П., Кудрявцев И.А. и др. Прогнозирование потенциальной продуктивности переливающих нефтяных скважин. // Нефтяное хозяйство. – Москва. 2005. № 5. С. 58-60.
75. Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Вафин Р.В. и др. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождении. // Нефтепромысловые дело. – Москва. 2004. № 6. С. 23-31.

76. Пулатов Б.Р. Разработка технологии бурения скважин в рапаносных зонах месторождений нефти и газа: Автореф. дис.канд. техн.наук. – Ташкент: ООО «УзЛИТИнефтьгаз». 2005. С.26.
77. Рабинович Н.Р., Смирнова Н.В., Крезуб А.П., Определение глубины проникновения фильтрата бурового раствора // Нефтяное хозяйство. – Москва. 1989. № 9. С. 28-30.
78. Рахимов А.К. Вскрытие пластов и крепление скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (на примере Средней Азии). – Ташкент: Фан. 1980. С. 141.
79. Рахимов А.К. о состоянии и задачах по ускорению бурения скважин на нефть и газ в Узбекистане // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент. 1997. № 1. С. 11-14.
80. Руководство по применению геолого-физических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки месторождений. – М.: Министерство нефтяной промышленности. 1982. С. 277.
81. Салихов Р.Г. Перспективное направление повышения качества вскрытия продуктивных пластов // Нефтегазовое дело. –Москва. 2003. № 3. С. 24-26.
82. Сахибгареев Р.С., Славин В.И. Необратимые деформации горных пород при испытании скважин // Геология нефти и газа. – Москва. 1991. № 5. С. 37-40.
83. Свалов А.М. Механика процессов бурения и нефтегазодобычи. – М.: Книжный дом «Либроком». 2009. С. 256.
84. Сидоровский В.Д. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. –М.: недра 1978, С. 256.
85. Скворцов А.П. Причины снижающие приемистость нагнетательных скважин // нефтепромысловое дело. –Москва. 2000. № 12. С.11-13.

86. Балугев А.А., Карпов В.М., Рамазанов Д.М., Саунин В.И. Совершенствование технологии вскрытия продуктивных пластов // Сб. науч. трудов СибНИИИП. – Тюмень. 1982. С. 28-31.
87. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра. 1985. С. 308.
88. Тамамянц Т.Л. Выбор допустимой величины депрессии и степени аэрации промывочной жидкости для заданных горно-геологических условий // Бурение и нефть. – Москва. 2008. № 11. С. 32-35.
89. Тошходжаев Х.А. Влияние условий вскрытия и опробования карбонатных коллекторов на продуктивность нефтяных пластов Западного Узбекистана // Узбекский геологический журнал. – Ташкент. 1985. № 2. С.46-50.
90. Ус Е.М. О коллекторах и покрышках на больших глубинах // Геология нефти и газа. – Москва. 1979. № 9. С. 43-50.
91. Холод В. Гидродинамические показатели эффективности вторичного вскрытия пластов // Бурение и нефть. – Москва. 2006. № 10. С. 32-34.
92. Четыркин А.И. Разработки методов учета изменения фильтрационных параметров пластов с целью их достоверного определения для совершенствования проектирования и контроля разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. канд. техн. наук. – М.: ОНТИ ВНИИ. 1983. С. 21.
93. www.uzliti.uz
94. www.muborakneftegaz.uz
95. www.tatneft.ru