

**Министерство высшего и среднего специального образования
Республики Узбекистан
Каршинский инженерно-экономический институт**



Отдел магистратуры

В правах рукописи

УДК 622. 276.

Арабов Анвар Шодибоевич

**«Реализация системного подхода при обосновании методов
воздействия на призабойную зону пластов»**

**Специальность: 5A311901- «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»**

**Диссертационная работа на соискание академической степени
магистра**

Научный руководитель

к.т.н. А.А.Агзамов

«__» _____ 2017 год

Карши – 2017

**КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ**

(Факультет Нефти и газа)

**«Утверждаю»
Зав. кафедрой «Разработка
и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
Дусткабилов Э.Н.**

« ____ » _____ 2017г.

Задание на диссертационную работу

Студент магистратуры : Арабов Анвар Шодибоевич

1. Тема диссертации: «Реализация системного подхода при обосновании методов воздействия на призабойную зону пластов»

« ____ » _____ 201_ г одобрено на заседании кафедры.

2.Срок выполнения диссертационной работы: ____ июня 2017 г.

3. Сведения для выполнения диссертационной работы: материалы научно-исследовательской практики, фондовые материалы АО «УзЛИТИнефтьгаз», АО «ИГРНИГМ» и нефтегазодобывающих организаций, литературные источники, материалы с интернета.

4. Содержание расчетно-пояснительной записки диссертационной работы(перечень рассмотренных вопросов):

Анализ причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта, Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий, Определение причин снижения продуктивности скважин и выбор

способа воздействия на их призабойную зону, заключение, литература.

5.Перечень графической части диссертационной работы (наименование чертежей указывается конкретно):

1. Рис. Распределение ГТМ, проведенных в 2009г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтваз»
- 2.Рис. Распределение ГТМ, проведенных в 2010г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтваз»
3. Рис. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{zt} и $\lg t$ по скважинам месторождения Крук. Кривая 1 – скв.№3, горизонт XV-НР, интервал 2388-2380 м, Кривая 2 – скв.№4 горизонт XV-Р, интервал 2393-2390 м, Кривая 3 – скв.№11, горизонт XV-Р, интервал 2412-2385 м, Кривая 4 – скв.№13, горизонт XV-Р, интервал 2416-2406 м, 2397-2394 м, Кривая 5 – скв.№15, горизонт XV-Р, интервал 2410-2400 м, Кривая 6 – скв.№16, горизонт XV-Р, интервал 2412-2402 м.
4. Рис. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{zt} и $\lg t$ по скважинам месторождения Западный Крук. Кривая 1 – скв.№4, горизонт XV-НР, интервал 2420-2417 м, Кривая 2 – скв.№3 горизонт XV-НР, интервал 2422-2418 м, Кривая 3 – скв.№6, горизонт XV-НР, интервал 2432-2436 м, Кривая 4 – скв.№10, горизонт XV-ПР, интервал 2402-2410 м.
5. Рис. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{zt} и $\lg t$ по скважинам месторождения Шакарбулак. Кривая 1 – скв.№1, горизонт XV-ПР, интервал 3739-3727 м, Кривая 2 – скв.№1 горизонт XV-ДЭРФ, интервал 3696-3686 м, Кривая 3 – скв.№4, горизонт XV-Р, интервал 3765-3760 м, Кривая 4 – скв.№4, горизонт XV-Р, интервал 3780-3770 м.

6. Рис. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{zt} и $\lg t$ по скважинам месторождения Подрифовый Кокдумалак. Кривая 1 – скв.№2, горизонт XV-ПР, интервал 3092-3105 м, Кривая 2 – скв.№2 горизонт XV-ПР, интервал 3121-3111 м, Кривая 3 – скв.№20, горизонт XV-ПР, интервал 3118-3129 м, Кривая 4 – скв.№20, горизонт XV-ПР, интервал 3107-3100 м, Кривая 5 – скв.№20, горизонт XV-ПР, интервал 3093-3088 м.

7. Рис. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{zt} и $\lg t$ по скважинам месторождения Северный Уртабулак. (1. 2, 3, 4 – соответственно по результатам гидродинамических исследований проведенных в скв. №№ 15, 7, 1, 4).

6. Консультации по диссертационной работе

№	Тема раздела	Консультант ф. и. о.	Подпись
1.	Глава 1. Анализ причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта	т.ф.н. Агзамов А.А.	
2.	Глава 2. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий	т.ф.н. Агзамов А.А.	
3.	Глава 3. Определение причин снижения продуктивности скважин и выбор способа воздействия на их призабойную зону	т.ф.н. Агзамов А.А.	
4.	Заключение	т.ф.н. Агзамов А.А.	
5.	Литература	т.ф.н. Агзамов А.А.	

7. Выполнение диссертационной работы и представление к защите

№	Содержание диссертационной работы	Срок выполнения дата	Отметка о проверке
1.	Глава 1. Анализ причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта	01.01.16 г. - 01.05.16 г.	Выполнено
2.	Глава 2. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий	16.09.16 г. - 16.12.16 г.	Выполнено
3.	Глава 3. Определение причин снижения продуктивности скважин и выбор способа воздействия на их призабойную зону	01.01.17 г.- 01.04.17 г.	Выполнено
4.	Заключение	01.05.17 г.- 30.06.17 г.	Выполнено
5.	Литература	01.02.17 г.- 10.02.17 г.	Выполнено

Научный руководитель, к.т.н. Агзамов А.А.

**Задание получил
АРАБОВ**

А.Ш.

Задание выдано

10. 01. 2016 г.

Оглавление

Введение	10
I. Анализ причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта.....	14
1.1. Влияние различных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе вскрытия коллекторов.....	14
1.2. Причины ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе эксплуатации скважин.....	20
1.3. Особенности изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне нагнетательных скважин.....	29
1.4. Выводы по первой главе.....	31
2. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий.....	32
2.1. Геолого-физические условия и текущее состояние разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.....	32
2.2. Анализ применяемых методов оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий.....	37
2.3. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий проводимых на месторождениях УДП “Шуртаннефтегаз”.....	41
2.4. Выводы по второй главе.....	49
3. Определение причин снижения продуктивности скважин и выбор способа воздействия на их призабойную зону.....	51
3.1. Оценка величины показателя скин-эффекта на нефтяных и нефтегазовых объектах Западного Узбекистана.....	51
3.2. Системный подход для определения причин снижения продуктивности скважин и выбора способа воздействия на их призабойную зону.....	70
3.3. Выводы по третьей главе.....	87

АННОТАЦИЯ

Актуальность работы. В связи с многообразием геолого-физических и технологических условий разработки месторождений призабойная зона пласта в течение всего периода эксплуатации скважин подвержена различным природным техногенным изменениям. Вследствие этого коэффициент продуктивности скважин не является постоянным и изменяется во времени, как правило в сторону уменьшения. Различные геолого-физические условия, характерные для нефтегазодобывающего района, месторождения, эксплуатации скважин не дают возможности точно систематизировать различные факторы и степень их влияния на коэффициент продуктивности скважин.

Цель исследования. Совершенствование методов выявления причин снижения продуктивности и обоснования методов воздействия на призабойную зону скважин.

Задачи исследования.

1. Обобщение результатов ранее проведенных исследований по изучаемой теме.
2. Анализ и выявление недостатков методов обоснования воздействия на призабойную зону пластов.
3. Совершенствования методов обоснования воздействия на призабойную зону пласта.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является нефтедобывающие скважины, предметом исследования-геологические и технологические факторы снижающие продуктивность скважин в процессе их эксплуатации.

Поставленные задачи решались на основе:

- изучения, систематизации и анализа результатов исследования по теме диссертации;
- анализа и обобщения эффективности методов воздействия на призабойную зону скважин;

- использования методов математической статистики при обработке промысловых данных;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Процесс исследования включает в себя следующие этапы:

1. Анализ причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, где приведены результаты анализа влияния различных на продуктивные характеристики скважин в процессе вскрытия коллекторов и в процессе эксплуатации добывающих и наметатльных скважин.
2. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий в который приведены результаты анализа технологической и экономической эффективности методов воздействия на призабойную зону скважин и методов ограничения водопотоков на нефтяных объектах АО «Шуртаннефтегаз».
3. Определения причин снижения продуктивности скважин и выбор способа воздействия на их призабойную зону, где приведены результаты оценки показателя с ким-эффекта на нефтяных и нефтегазовых объектах западного Узбекистана.

Научная новизна:

1. Установлены причины снижения продуктивности скважин в различных геологических и технологических условиях их эксплуатации.
2. Выявлены недостатки существующих методов обоснования необходимости проведения геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.
3. Предложены пути повышения надежности обоснования методов воздействия на призабойную зону пласта.

Научная и практическая значимости результатов исследований.

Полученные результаты позволяют установить объективные причины снижения продуктивности скважин и рекомендовать наиболее оптимальные методы воздействия на призабойную зону пласта, соответствующих геологическим и технологическим условиям их эксплуатации.

Введение

Актуальность работы. В связи с многообразием геолого-физических и технологических условий разработки месторождений призабойная зона пласта в течение всего периода эксплуатации скважин подвержена различным природным техногенным изменениям. Вследствие этого коэффициент продуктивности скважин не является постоянным и изменяется во времени, как правило в сторону уменьшения. Различные геолого-физические условия, характерные для нефтегазодобывающего района, месторождения, эксплуатации скважин не дают возможности точно систематизировать различные факторы и степень их влияния на коэффициент продуктивности скважин.

Однако исследования природных и техногенных факторов являющиеся причинами снижения коэффициента продуктивности скважин в различных геолого-физических и технологических условиях очень важны, т.к. информация о них имеет исключительное значение не только для выбора геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону скважин, но и для регулирования всего процесса разработки, от которого в конечном счете в немалой степени зависят технико-экономические показатели и достигаемые значения коэффициента извлечения нефти из недр.

Степень изученности проблемы. Изучению причин снижения и эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта посвящены работы В.И.Азаматова, С.В.Якимова, А.И.Савич, М.С.Багава, Г.А.Чазова, Д.Н.Кузьмычева, Р.Г.Шагиева, В.Н.Федерова, П.М.Сорокина, Б. П. Гваздава, А. И. Гриценко, А. В. Кормилова, В. Н. Кашелова, С. Н. Шишкова, С. А. Блинова, Г. В. Конякова и др.

Анализ результатов ранее проверенных исследований показывают, что основными причинами снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин являются: проникновения жидкости глушения или жидкости промывки в процессе подземного ремонта;

проникновение пластовой воды в обводненных скважинах при их остановках; набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой; образование водонефтяной эмульсии; выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий; проникновение в ПЗС примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважин.

Наиболее информативным параметром, включающим в себя весь комплекс физических свойств состояния коллектора и влияющим на проницаемость ПЗП, является показатель скин-фактора, величина которой определяется путем сравнения проницаемостей ПЗП и удаленной части пласта.

Существующий в настоящее время данный подход может дать хорошие результаты только на изотропных пластах которые в природе встречаются не так часто. В скважинах же, где естественная проницаемость ПЗП по причине различных факторов больше или меньше, чем в удаленной части пласта такой подход может привести к неверным результатам и соответственно ошибочным выводам.

Вследствие чего выявление причин снижения продуктивности скважин и обоснование методов воздействия на ПЗП является одной из актуальных научных и практических задач разработки месторождений углеводородов.

Цель исследования. Совершенствование методов выявления причин снижения продуктивности и обоснования методов воздействия на призабойную зону скважин.

Задачи исследования.

1. Обобщение результатов ранее проведенных исследований по изучаемой теме.
2. Анализ и выявление недостатков методов обоснования воздействия на призабойную зону пластов.

3. Совершенствования методов обоснования воздействия на призабойную зону пласта.

Гипотеза исследования. Установление объективных причин снижения продуктивности скважин повышает эффективность методов воздействия на призабойную зону пласта, проводимых с целью интенсификации притока жидкости.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования является нефтедобывающие скважины, предметом исследования-геологические и технологические факторы снижающие продуктивность скважин в процессе их эксплуатации.

Поставленные задачи решались на основе:

- изучения, систематизации и анализа результатов исследований по теме диссертации;
- анализа и обобщения эффективности методов воздействия на призабойную зону скважин;
- использования методов математической статистики при обработке промысловых данных;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Научна новизна:

1. Установлены причины снижения продуктивности скважин в различных геологических и технологических условиях их эксплуатации.

2. Выявлены недостатки существующих методов обоснования необходимости проведения геолого-технических мероприятий по воздействию на призабойную зону пласта.

3. Предложены пути повышения надежности обоснования методов воздействия на призабойную зону пласта.

Научная и практическая значимости результатов исследований.

Полученные результаты позволяют установить объективные причины снижения продуктивности скважин и рекомендовать наиболее оптимальные методы воздействия на призабойную зону пласта, соответствующих геологическим и технологическим условиям их эксплуатации.

Структура и объем магистерской диссертации.

Работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка использованной литературы. Из ____ источников. Основное содержание работы изложено на ____ страницах текста, включает ____ таблиц и ____ рисунков.

I. Анализ причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойной зоне пласта.

Теория и практика эксплуатации нефтяных скважин свидетельствует о неуклонном ухудшения во времени 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. Влияние различных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе вскрытия коллекторов

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, М.О.Ашрафьяна, А.А.Балуева, А.Е.Белова, М.А.Галимова, Б.П.Гвоздева, С.Голещихина, А.К.Гороховского, В.К.Давидова, В.Дейса, Н.А.Демяненко, Г.С.Денсова, Р.Н.Дияшева,

С.В.Доровских, Г.С.Дубинского, В.Дунаева, В.Ф.Калинина, Ю.В.Капырина, В.Н.Кошелева, В.И.Кудинова, Р.Курамшина, И.Леонидова, И.Львовой, В.П.Митрофанова, М.А.Михеева, Б.А.Никитина, Д.Пономаренко, Н.Р.Рабиновича, Р.Г.Салихова, А.М.Свалова, К.Стрижнева, В.Холода, А.К.Ягафарова, А.Ш.Янтурина и многих других освещены вопросы влияния природных и техногенных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе вскрытия пласта/1,2,3,4,5,6,7,8,9,10 и др./.

Исследованиями данной задачи применительно к горно-геологическим условиям месторождений Узбекистана занимались У.Д.Мамаджанов и Э.У.Мамаджанов, К.Рахимов, А.М.Аминов и А.А.Рахимов, Д.Пулатов и многие другие специалисты, чья деятельность связана с бурением и освоением скважин /11,12,13,14,15 и др./.

Продуктивные пласты исследованных месторождений залегают на глубинах от 1300 до 6000м, начальное пластовое давление изменяется от 3,5 до 63,8 МПа и более, температура пласта составляет 25-170⁰С, эффективная толщина пласта варьирует от 0,8 до 20м .

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, изменялись в пределах: плотность-1115-2420 кг/м³ ; вязкость-16-30 с; водоотдача-3-8см³/30 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, исследованиями 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.

Оказалось, что основной причиной снижения продуктивности скважин в процессе вскрытия пласта является проникновение в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора, их взаимодействие с порами и пластовыми флюидами. Проведенными исследованиями 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, глубине 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 мм и до 25м. При

этом продуктивность скважин снижается на 30-55% с 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 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 к 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 условиях.

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

$$p_{ж}^{кр} = 0,115 \cdot p - 2,83 \cdot (\sigma_{сж}/L) + 0,885 \quad (1.1)$$

где p - плотность горной породы, $кг/м^3$; $p_{ж}^{кр}$ - плотность раствора, $кг/м^3$; $\sigma_{сж}$ - предел прочности на сжатие, $н/м^2$; L - глубина залегания продуктивных пород, м.

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

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

где ΔP - предельная допустимая депрессия на пласт, $кгс/см^2$; $P_{пл}$ - пластовое давление, $кгс/см^2$.

Если формула (1.2) может быть использована для расчетов устойчивости малопрочных пористых проницаемых пород (песков, слабосцементированных песчаников, то для глинистых пород с влажностью, близкой к критической или даже выше ее, можно использовать формулу

$$p_{ж}^{кр} = p - 5,77 \cdot \sigma_{сж} / L \quad (1.3)$$

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.Багбанлы и А.Н.Гулиева, в около скважинном пространстве вследствие выноса песка образуется конусообразное пустое пространство, а когда угол достигает значения, пропорционального углу внутреннего трения породы, то, по предположению М.М.Протоdjяконова, породы, расположенные 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

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

где q – дебит скважины, м³/с; m – коэффициент пористости пласта; $V_{кр}$ – критический объем пустотного пространства, м³; ρ – плотность горных пород, н/м³; 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. Причины ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в процессе 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 предопределяет 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 анализ представительного статистического материала с целью получения достоверных ответов на поставленные вопросы. Следует ранжировать сведения по скважинах 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» [16] 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 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 около скважинной 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 аргументировано 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 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;

- изменения 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 [17] 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 купоривания некоторых перфорационных отверстий асфальтенами, смолами, парафинами, церезинами и образовавшимися 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 [18]. 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 $15 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). 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 [18]. 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 МПа). Эксперимент длился 112 часов. В таких условиях имело место очень слабое снижение фильтратционно-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 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 дилатансионных 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.

Для оценки влияния различных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе их эксплуатации были проанализированы результаты промысловых, лабораторных экспериментальных исследований, проведенных в период 1967-2008 гг. на месторождениях различных нефтедобывающих регионов СНГ.

В работах Ф.С.Абдулина, В.И.Азаматова, В.С.Александрова, Н.З.Ахметова, В.С.Бойко, А.А.Буряковского, Ш.К.Гиматудинова, Ю.И.Горбачева, Н.Г.Зайнуллина, М.В.Зайцева, Н.П.Запывалова, Г.А.Зотова, Н.Г.Ибрагимова, Л.Х.Ибрагимова, М.М.Ивановой, Л.В.Казаковой, О.Ю.Кашникова, Ю.А. Кашникова, Ф.И.Котяхова, В.Д.Лысенко, Р.У.Маганова, И.Т.Мищенко, Р.Х.Муслимова, Л.Г.Наказной, В.Ф.Перепличенко, И.П.Попова, М.М.Салихова, Р.С.Сахибгареева, Н.Д.Сергеева, С.В.Смирнова, М.Л.Сургучева, М.З.Тазиева, Т.Л.Тамамянца, Ф.И.Тетерина, В.А.Ткачева, В.Ф.Усенко, Р.Х.Халимова, Г.А.Чазова, А.И.Четыркина, В.А.Шашеля и многих других освещены вопросы влияния природных и техногенных факторов на продуктивные характеристики скважин в процессе эксплуатации / 19,20,21,22,23,24,25,26,27,28 и др /.

Изучению этого вопроса на материалах месторождений Узбекистана посвящены работы У.Абдуазимова [29], П.К.Азимова [30,31], А.А.Закирова [22], Э.К.Ирматова [33,34], В.А.Кудрякова [35,36], Х.А.Ташходжаева [37], Б.Х.Хужаерова[34] и др.

Продуктивные пласты исследованных месторождений залегают на глубинах от 1350 до 5247 м, начальное пластовое давление изменяется от 17025 до 54,12 МПа, температура пласта составляет от 25 до 170⁰С, эффективная толщина пласта варьирует от 6,1 до 160 м.

Коллекторами являются пористые, трещиновато - пористые, порово – трещинные, кавернозно – трещинные известняки и доломиты; мелко-, средне- и крупнозернистые песчаники и алевролиты. Коэффициент открытой пористости коллекторов изменяется от 0,015 до 0,215, проницаемость от 0,00032 до 2 мкм².

Состав и свойства пластовой нефти изменяются в следующих пределах: плотность – 800-922 кг/м³; газонасыщенность – 45-300 м³/т; давление насыщения нефти газом – 9,8-29,5 МПа; вязкость – 0,4-22,5 мПа·с; содержание парафина –2,9-6,0 %, содержание асфальтенов –0,23-9,0% и смол –4,4-17,9%.

Как видно из приведенных данных, исследованиями по оценке влияния природных и техногенных факторов на продуктивность скважин охвачены месторождения с различными горно-геологическими условиями и широким пределом изменения коллекторских свойств пласта и пластовой нефти.

Проведенными исследованиями установлено, что причинами снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации являются:

- снижение проницаемости и пористости вследствие деформации коллектора по мере падения пластового давления и при больших депрессиях на пласт;

- уменьшение фазовой проницаемости для нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом;

- выпадение и накопление асфальтосмолопарафинистых частиц в призабойной зоне пласта;

- ухудшение фильтрационной характеристики за счет разбухания глинистого материала коллектора;

- разрушение коллектора с интенсивным выносом частиц.

По мнению авторов исследований, причинами обратимой и необратимой (пластической) деформации коллекторов в процессе разработки месторождений являются скважин. Можно полагать, что обе

эти причины характерны для месторождений, разрабатываемых на естественном режиме работы пласта, а вторая причина также и для объектов, разрабатываемых с поддержанием пластового давления на уровне или близком к первоначальному.

Основные выводы исследований по оценке влияния деформации коллектора на продуктивные характеристики скважин в процессе эксплуатации сводятся к следующему:

- при снижении пластового давления на 6-7 МПа происходит уплотнение терригенных пород;
- снижение пористости и проницаемости терригенных пород вследствие падения пластового давления составляет соответственно 10-16% (до 20%) и 20-45% (до 60%);
- после снижения пластового давления на 6-7 МПа и последующего его восстановления до первоначального естественная проницаемость восстанавливается на 70-90%.
- давление начала необратимых деформаций для песчаников и алевролитов в среднем равно 4-5 МПа;
- снижение проницаемости в призабойной зоне пласта происходит более высокими темпами, чем в удаленной части;
- смыкание трещин проявляется в основном в карбонатных коллекторах при больших депрессиях на пласт (более 10 МПа);
- время смыкания трещин колеблется от 3-5 час до 3-10 суток;
- потери дебита скважин за счет смыкания трещин могут превышать 60%;
- сжимаемость трещин в зависимости от типа коллектора изменяется в пределах от $1,6 \cdot 10^{-3}$ до $6,1 \cdot 10^{-3}$ кг/см.

Следующей по весомости причиной, влияющей на продуктивные характеристики скважины в процессе ее эксплуатации, является величина забойного давления. Как известно, снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом приводит к выделению свободного газа в

пласте и призабойной зоне скважин, увеличению вязкости и плотности нефти.

В результате этого снижается фазовая проницаемость для нефти, что приводит к снижению продуктивности скважин. Исследованиями установлено, что снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом на 30-70 % увеличивает коэффициент газонасыщенности на 0,54-0,80 и резко снижает относительную фазовую проницаемость для нефти. В некоторых случаях разгазирование нефти интенсифицирует увеличение обводненности продукции скважин.

На практике величину забойного давления скважин при которой не происходит процесс разгазирования нефти, устанавливают по участкам индикаторных кривых до начала их искривления.

Выпадение и накопление асфальтосмолопарафинистых частиц в призабойной зоне пласта отмечено только в тех случаях, когда содержание их в нефти превышает 10%. На практике для предотвращения этого негативного явления термобарические условия в призабойной зоне поддерживают выше области начала выпадения асфальтосмолопарафинистых частиц.

Снижение продуктивности скважин за счет разбухания отмечено в пластах, где содержание глинистого материала составляет более 6%. Установлено, что при глинистости коллектора 6-8%, при контакте его с пресной водой за счет разбухания глин начальная проницаемость может снизиться до 2,5-2,7 раз.

Разрушение коллектора с интенсивным выносом частиц в основном отмечается при разработке продуктивных пластов сложенных неуплотненными и слабосцементированными песчаниками и алевролитами. Эксплуатация скважин в таких условиях осуществляется путем установления оптимальной депрессии на пласт, при которой не происходит разрушение коллектора.

Таким образом, в результате анализа исследований по оценке влияния природных и техногенных факторов на продуктивность скважин в процессе эксплуатации можно заключить, что основными причинами снижения продуктивности является деформация коллектора и снижение фазовой проницаемости для нефти. Остальные причины также оказывают соответствующее влияние на величину продуктивности скважин, но только при определенных горно-геологических условиях.

1.3. Особенности изменения фильтрационно-емкостных свойств в призабойной зоне нагнетательных скважин

В большинстве нагнетательных скважин со временем снижается приемистость, о чем свидетельствует история множества нефтяных месторождений, эксплуатируемых с поддержанием пластового давления. В качестве причин обуславливающих это явление обычно рассматриваются, либо уменьшение фильтрационной характеристики околоскважинной зоны, либо уменьшение давления закачки воды, т.е. репрессии на пласт.

Снижение проницаемости призабойной зоны вызывается заиливанием каналов фильтрации твердыми частицами, привносимыми в пласт закачиваемой водой; сужением путей фильтрации за счет разбухания глин, входящих в состав продуктивных отложений, сужением фильтрационных каналов за счет выпадения смол, парафина и других нерастворимых осадков, а также продуктов других физико-химических процессов, имеющих место при поступлении нагнетаемой воды в матрицу породы, сужением каналов фильтрации за счет возникновения и развития в них колоний бактерий и т.п.

Уменьшение репрессии на пласт во времени может происходить по причине роста пластового давления в результате «перекompенсации» отбора пластовых флюидов закачиваемой водой, роста гидравлических сопротивлений в системе «насосная станция –забой скважины».

Естественно, что удельный вес каждой из упомянутых причин в снижении фильтрационной способности призабойных зон различен. Интересно отметить, что при реализации заводнения некоторые пласты очень восприимчивы к загрязнению взвешенными твердыми частицами, соединениями нефти и железа, содержащимися в нагнетаемой воде, другие же – наоборот. Взвешенные частицы, попадая в пласт с развитой трещиноватостью вместе с закачиваемой водой, откладываются в застойных зонах, вследствие чего до определенного времени не оказывают существенного влияния на приемистость нагнетательных скважин.

В противном случае, т.е. когда вскрываются пласты с неразвитой или слаборазвитой системой трещин, попадание механических примесей в призабойную зону скважин сказывается на динамике их приемистости заметно быстрее.

С учетом результатов экспериментов и фильтрации воды, содержащей суспензию гидроокиси железа, через образец керна, механизм загрязнения фильтрующей поверхности призабойной зоны скважин представляют так: в начальный период фильтрации частицы гидроокиси железа проникают в матрицу коллектора и отлагаются на стенках пор, причем количество отложившегося материала резко убывает по пути фильтрации. Количественное определение степени загрязнения призабойной зоны проводится, как правило, косвенными методами при помощи гидродинамических, геофизических или лабораторных исследований. Достоверность результатов этих методов исследования подтверждается в результате вскрытия продуктивных отложений бурением с использованием растворов на нефтяной основе, когда продуктивный пласт практически не загрязняется. Коэффициенты продуктивности скважин ряда месторождений Западной Сибири, вскрывших продуктивные отложения раствором на нефтяной основе, при прочих равных условиях в среднем оказались в 3 раза больше, чем в скважинах, где использовалась промывочная жидкость на глинистой основе [38].

1.4. Выводы по первой главе

На основе анализа исследований причин ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в призабойной зоне сформулированы следующие выводы.

1. Теория и практика эксплуатации нефтяных скважин свидетельствует о неуклонном ухудшении во времени 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.

2. 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.

3. Причинами снижения продуктивности скважин в процессе их эксплуатации являются:

- снижение проницаемости и пористости вследствие деформации коллектора по мере падения пластового давления и больших депрессиях на пласт;
- уменьшение фазовой проницаемости для нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом;
- выпадение и накопление асфальтосмолопарафинистых частиц в призабойной зоне пласта;
- ухудшение фильтрационной характеристики за счет разбухания глинистого материала коллектора;
- разрушение коллектора с интенсивным выносом частиц.

2. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий

На всех нефтяных и нефтегазовых месторождениях в большом объеме проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) по воздействию на призабойную зону скважин (ПЗС) и продуктивные пласты с целью интенсификации отборов и стабилизации добычи нефти, что в конечном итоге должно привести к повышению эффективности разработки месторождений и наиболее полного извлечения нефти из недр.

В настоящее время в зависимости от геолого-физических условий и состояния разработки месторождений в скважинах осуществляется множество видов ГТМ с различной эффективностью. Количественное определение эффективности, т.е. дополнительно добытую нефть за счет ГТМ, является одной из важных задач нефтедобычи, т.к. от ее результатов зависит не только правильная оценка эффективности, но и судьба самой технологии.

В связи с этим, в данной главе в качестве примера приведены результаты критического анализа применяемых методов оценки эффективности ГТМ и оценки эффективности ГТМ проводимых на скважинах нефтяных и нефтегазовых месторождений УДП «Шуртанефтегаз».

2.1 Геолого-физические условия и текущее состояние разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений

Основная часть месторождений, эксплуатируемых УДП «Шуртанефтегаз» находится на территории, расположенной между орогеном и платформой. Это обстоятельство предопределило наличие множества тектонических нарушений с повсеместно наблюдающейся тенденцией к уменьшению амплитуды нарушений по мере приближения к платформенным объектам.

Основными объектами, содержащими скопление углеводородов в этой зоне являются регионально продуктивные отложения среднеюрского возраста - в основном горизонт XV, сложенный карбонатными породами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Местами он представлен образованиями рифогенной формации (XV-P); в некоторых случаях он сложен преслаивающимися известняками межрифовой зоны (XV-HP) с относительно более низкими коллекторскими свойствами.

На месторождениях Западный и Восточный Ташлы залежи нефти и газа содержатся также и в терригенных отложенных горизонта XIII мелового возраста.

Гидродинамические системы всех описываемых месторождений характеризуется практически застойным характером; эксплуатационные объекты в основном разрабатываются за счет упругой энергии пластовых флюидов и содержащих их отложений.

В настоящее время на балансе УДП «Шуртанефтегаз» числится 15 нефтегазовых месторождений, из которых:

- 8 месторождений (Северный Шуртан, Гармистан, Западный Ташлы, Восточный Ташлы, Яккасарай, Феруза, Туртсари, Янги Коратепа) эксплуатируются;

- скважины двух месторождений (Кумчук, Дехканабад) в ожидании капитального ремонта;

- скважины трех месторождений (Карабаир, Азлартепа, Западный Гордон) ликвидированы;

- скважина месторождения Ханабад простаивает в ожидании ликвидации;

- единственная скважина месторождения Сарыча – контрольная.

Из месторождения Западный Ташлы уже извлечены принятые на государственной учет запасы нефти, за счет реализации ряда геолого-технических мероприятий, таких как заводненные, его эксплуатация продолжается, несмотря на обводненность продукции скважин более 90%.

В основном продуктивном горизонте (XIII) выделяются три пачки, которые выработаны неравномерно, поэтому есть возможность увеличить показатели разработки, особенно за счет осуществления мероприятий по изоляции водопритоков.

Из аналогичного месторождения Восточного Ташлы (залежи нефти – пластовые, сводовые, приуроченные в основном к терригенными коллекторам) официально добыта лишь третья часть запасов, подлежащих извлечению (текущий коэффициент нефтеотдачи достиг 0,18), хотя показатели разработки этих месторождений не слишком разнятся. Разница в значениях достигнутой нефтеотдачи объясняется приростом запасов по горизонту XII, достоверность которой вызывает сомнение и может быть устранено после возврата скважин с успешно дренируемого в настоящее время нижележащего объекта. Бурение новых скважин целенаправленно на залежь горизонта XII экономически однозначно неоправданно.

Что касается реализуемого на месторождениях Западный и Восточный Ташлы площадного заводнения, то она может быть более успешным как за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти водой, так и за счёт увеличения степени охвата объектов процессом заводнения. На месторождении Западный Ташлы воду в целях поддержания пластового давления закачивают в 5 нагнетательных объектов в объёме $528\text{ м}^3/\text{сут}$ при суммарном суточном отборе 448 м^3 , т.е. с учетом возможного оттока части закачиваемой воды (до 20%) реальный коэффициент компенсации отбора закачкой даже не достигает единицы. На месторождении Восточный Ташлы для закачки воды используются также 5 нагнетательных скважин. Объем закачки достигает $500\text{ м}^3/\text{сут}$ при суммарном отборе жидкости более $330\text{ м}^3/\text{сут}$. На первый взгляд закачиваемый объем вполне удовлетворяет требования разработки, но его распределение по площади не обеспечивает полный охват эксплуатационного объекта заводнением.

Из месторождения Гармистан извлечено лишь около 30% извлекаемых запасов. Из пробуренных и находящихся в бурении 13 скважин работает лишь 3:

- скважина 10-текущий дебит нефти $52\text{м}^3/\text{сут}$, жидкости $-68\text{м}^3/\text{сут}$;
- скважина 11-текущий дебит нефти $62\text{м}^3/\text{сут}$, жидкости $-82\text{м}^3/\text{сут}$;
- скважина 12-текущий дебит нефти $14\text{м}^3/\text{сут}$, жидкости $-18,4\text{м}^3/\text{сут}$.

В остальных скважинах приемлемых результатов не получено, и они либо ликвидированы, либо- в ожидании капитального ремонта (бурение вторых стволов).

Месторождение Северный Шуртан находится еще в ранней стадии разработки: из пробуренных 16 скважин 9 фонтанируют, дебиты нефти колеблются от 5 до $41\text{т}/\text{сут}$, жидкости – от 6 до $52\text{м}^3/\text{сут}$.

Проблема успешной выработки оставшихся (65%) запасов нефти осложняется резким падением пластового давления, провоцируемый добычей больших объемов «прорывного» свободного газа вследствие малой толщины нефтяной оторочки. Реализация сайклинг процесса в условиях современной конъюнктуры априори нерентабельна. Обычно в таких случаях реализуется переход на механизированный способ добычи нефти. Однако резкий темп снижения динамического уровня жидкости при глубине эксплуатационных скважин около 4км делает проблемным классическое решение задачи. Видимо, единственным реальным путем добычи оставшихся утвержденных извлекаемых запасов газа является использование газлифтного способа работы нефтедобывающих скважин. Однако, отсутствие значительных собственных запасов свободного газа предполагает необходимость изыскать источник газа из других объектов, т.к.строительство дожимной компрессорной станции для использования ресурсов газа месторождения Северный Шуртан себя не окупит.

Месторождения Феруза фактически находится лишь в самой начальной стадии разработки (суммарная добыча достигла 5% от оцененных извлекаемых запасов) и дренируется всего двумя скважинами

из шести пробуренных. Текущий дебит нефти скважины № 2-9 т/сут, жидкости—14,6 м³/сут: текущий дебит нефти скважины № 3-11 т/сут, жидкости—23 м³/сут. Дебит жидкости скважины №1, ожидающей ликвидации, даже во время её освоения не превышало нескольких м³/сут. Видимо, такое расхождение объясняется заканчиванием скважин №№ 2 из 3 открытым забоем в интервале продуктивных отложений.

Дебит нефти единственной скважины месторождения Туртсари достигает 26 т/сут, жидкости – 36 м³/сут.

Текущие дебиты остальных месторождений не превышают 2-5 т/сут, жидкости 10-20 м³/сут.

Как видно из вышеизложенного, имеет место большой разброс результатов освоения и эксплуатации скважин, от отсутствия притока до притоков жидкости в объемах до 60-80 м³/сут при депрессиях 10-40 кгс/см².

Устойчивые притоки нефти в достаточно больших объемах предполагает наличие её запасов в недрах рассматриваемых месторождений.

Получение же слабых притоков пластовых флюидов или вообще их отсутствие может быть связано:

- а) с плохими коллекторскими свойствами продуктивных отложений;
- б) с отсутствием или затрудненной связью забоя скважины с собственно продуктивным пластом, иначе говоря, с ухудшением фильтрационной способности призабойной зоны скважин.

Первая причина (плохие коллекторские свойства коллекторов) для рифогенного комплекса юрских отложений Западного Узбекистана не слишком характерна. Кроме того, долгое время фиксируются значительные притоки жидкости из скважин месторождений Гармистон, Феруза, Туртсари.

Неприемлемые результаты работы части скважин могут быть связаны с ухудшением коллекторских свойств призабойной зоны пласта во время бурения и освоения скважин. В самом деле - имеют место случаи

простаивания скважин после вскрытия продуктивных отложений и до их освоения, что создает возможность проникновения в пласт механических примесей и фильтрата бурового раствора в значительных количествах. Это обстоятельство настоятельно требует проведения соответствующих мер по улучшению коллекторских свойств призабойной зоны продуктивных отложений.

2.2. Анализ применяемых методов оценки технологической эффективности геолого-технических мероприятий

В настоящее время существуют различные подходы к определению технологической эффективности технологий ГТМ. Независимо от применяемого метода оценка технологического эффекта за счет применения ГТМ производится путем сравнения фактических показателей с показателями базового варианта, т.е. с вариантом без реализации ГТМ. Эффект от ГТМ за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту.

Эффект от ГТМ в зависимости от задачи может быть определен по отдельным скважинам, участкам залежи или по пласту или месторождению в целом.

Методы расчета технологических показателей по базовому варианту подразделяются на две основные группы: интегральные и дифференциальные. К первой группе относятся экстраполяционные методы – характеристики вытеснения. К настоящему времени предложено более 20 видов эмпирических взаимосвязей между отборами нефти, воды и жидкости, установленные либо по фактическим данным длительно эксплуатируемых объектов, либо исходя из лабораторных исследований или на основе некоторых теоретических предположений.

Многочисленность применяемых характеристик вытеснения отражает разнообразие геологических и технологических условий

разработки эксплуатационных объектов. Но многие из них идентичны и являются лишь преобразованными формами одной и той же исходной закономерности. В основе наиболее популярных методов характеристик вытеснения лежат известные законы падения дебита нефти во времени.

Естественно, на практике для оценки эффективности ГТМ применяются различные виды характеристик вытеснения. Например, для этих целей В.В.Сергеевым и др. [3] использовано зависимость в виде:

$$Q_n = a + b \cdot \lg Q_{ж}, \quad (2.1)$$

Где Q_n и $Q_{ж}$ – накопленные отборы нефти и жидкости; a и b – постоянные коэффициенты.

Г.А.Гамиров и М.В.Бабаев [32] для оценки эффективности ГТМ использовали зависимость:

$$\eta = \frac{Q_n}{G_{бз}} \quad (2.2)$$

где η – текущая нефтеотдача; Q_n – накопленный отбор нефти; $G_{бз}$ – начальные балансовые запасы нефти.

Р.Х.Муслимовым и др. [33] использована характеристика обводнения в координатах:

$$x = \frac{V_{ж} - V_{ж\cdot п}}{V_{ж\cdot п} - V_{ж\cdot к}}; \quad y = \frac{V_{п} - V_{п\cdot п}}{V_{ж} - V_{ж\cdot п}}, \quad (2.3), (2.4)$$

где $V_{ж}, V_{п}$ – текущие накопленные с начала разработки отборы соответственно жидкости и нефти из всех скважин участка в пластовых условиях; $V_{ж\cdot п}, V_{п\cdot п}$ – суммарные накопленные отборы соответственно жидкости и нефти к концу безводного периода; $V_{ж\cdot к}$ – накопленный (конечный) отбор жидкости, полученный к моменту построения графика.

Р.Г.Хамзином и Р.Т.Фазлиевым [34] для оценки эффективности ГТМ на поздних стадиях разработки эксплуатационных объектов предложено использовать характеристику вытеснения основанную на двух уравнениях разработки:

$$q_n = q_o - \frac{q_o}{Q_{оп}} Q_n, \quad (2.5)$$

$$\frac{q_v}{Q_n} = \frac{\alpha q_o}{Q_{оп}} - \frac{\alpha q_o}{Q_{ожп}} \cdot \frac{Q_j}{Q_n}, \quad (2.6)$$

где q_n и q_v – текущие дебиты нефти и воды; q_o – начальный амплитудный дебит всех пробуренных и введенных в действие скважин; Q_n и Q_j – накопленные отборы нефти и жидкости; $Q_{оп}$ и $Q_{ожп}$ – потенциальные извлекаемые запасы нефти и жидкости при неограниченном сроке разработки; α – переводной коэффициент.

А.А.Казakov [35] при оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий базовую добычу предлагает определять путем экстраполяции зависимости $Q_j = f[t]$, т.е. объем добычи жидкости без применения ГТМ.

Естественно, можно привести еще ряд примеров применения характеристик вытеснения для оценки эффективности ГТМ, но и из вышеприведенных примеров видно, что данный метод нашел достаточно широкое практическое использование. Характеристики достаточно просты для практического применения и базируются на доступной геолого-промысловой информации.

Однако, опыт применения характеристик вытеснения показывает, что они часто приводят к неоднозначным, а иногда даже противоречивым результатам вследствие:

- неадекватности используемых математических зависимостей к реальным условиям разработки эксплуатационных объектов. Одной из причин многочисленности применяемых характеристик вытеснения является разнообразие геологических и технологических условий разработки эксплуатационных объектов;
- расчета показателей базового варианта при сохранении сложившихся условий разработки залежи или эксплуатации скважин.

Но поскольку в них изначально заложено постоянство текущего

отбора жидкости на весь прогнозный период, то такое вариант будет уже базовым, а одним из рабочих вариантов с мероприятиями, обеспечивающими заданный отбор жидкости;

- не приспособленности известных методов для учета переменных условий разработки объекта или режима и технологии эксплуатации скважин;

- формального характера адаптации используемых эмпирических зависимостей к конкретным условиям разработки объектов и эксплуатации скважин. В применяемых уравнениях аппроксимируются лишь концевые участки фактических зависимостей на сравнительно поздней стадии разработки без учета начальных и граничных поздней стадии разработки без учета начальных и граничных условий.

Вследствии вышеуказанных недостатков при оценке эффективности ГТМ часто применяются дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча и среднесуточный дебит нефти, обводненность продукции скважин, водонефтяной фактор и др. Например в работах [36,37,38,39] технологический эффект от применения ГТМ определен по зависимости $Q_n=f(t)$ или $q_n=f(t)$, где Q_n и q_n – годовая добыча нефти и среднесуточный дебит нефти, t – время разработки залежи и эксплуатации скважин. Опыт применения дифференциальных характеристик вытеснения показывает, что они значительно менее устойчивы, требуют более тщательное обработки данных, «отсеивания» случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности ГТМ.

Вследствие этого некоторыми специалистами при оценке технологической эффективности ГТМ одновременно оба метода характеристик вытеснения [40,41,42]. При таком подходе как бы нивелируются недостатки и преимущества обоих методов. На объектах УДП «Шуртаннефтегаз» исходя из геолого-физических условий и

состояния разработки месторождений (небольшие запасы, относительно незначительные дебиты скважин, высокая степень выработанности запасов нефти и обводненности продукции скважин) для оценки эффективности геолого-технических мероприятий предпочтительным является использование дифференциального метода, основанного на сопоставлении дебитов и обводненности продукции скважин до и после проведения ГТМ.

2.3. Оценка технологической и экономической эффективности геолого-технических мероприятий проводимых на месторождения УДП «Шуртаннефтьгаз»

С целью интенсификации отборов и стабилизации добычи нефти в скважинах нефтяных и нефтегазовых объектах УДП «Шуртаннефтьгаз» ежегодно проводятся ГТМ, насчитывающие порядка 76-80 скважино-операций.

Как видно из рис 2.1, на котором приведено распределение ГТМ проведенных в 2009 г., основной их объем проводится на месторождениях Западный и Восточный Ташлы, а также на месторождениях Северный Шуртан и Яккасарай. Проводимые ГТМ условно можно разделить на гидромеханические (зарезка второго ствола, дострел) физико-химические (промывка, очистка забоя, промывка сульфанолам, отработка соляной кислотой), изоляционные (изоляция водопритоков) и комбинированные методы (изоляция водопритоков с дострелом).

Объем и методы проводимых ГТМ вытекают из геолого-физических условий и состояния объектов разработки. На месторождения Западный и Восточный Ташлы основным объектом добычи являются залежи нефти XIII горизонта меловых отложений, сложенные относительно слабосцементированными песчаниками. Эти объекты в отличие от залежей нефти месторождений Северный Шуртан, Яккасарай и Гармистан находятся на поздней стадии разработки: выработанность извлекаемых запасов более 85%, средняя обводненность добываемой продукции

скважин около 90%; они также разрабатываются с применением внутриконтурного заводнения. Естественно, в этих условиях для стабилизации добычи нефти, интенсификации отборов и снижения обводненности продукции скважин

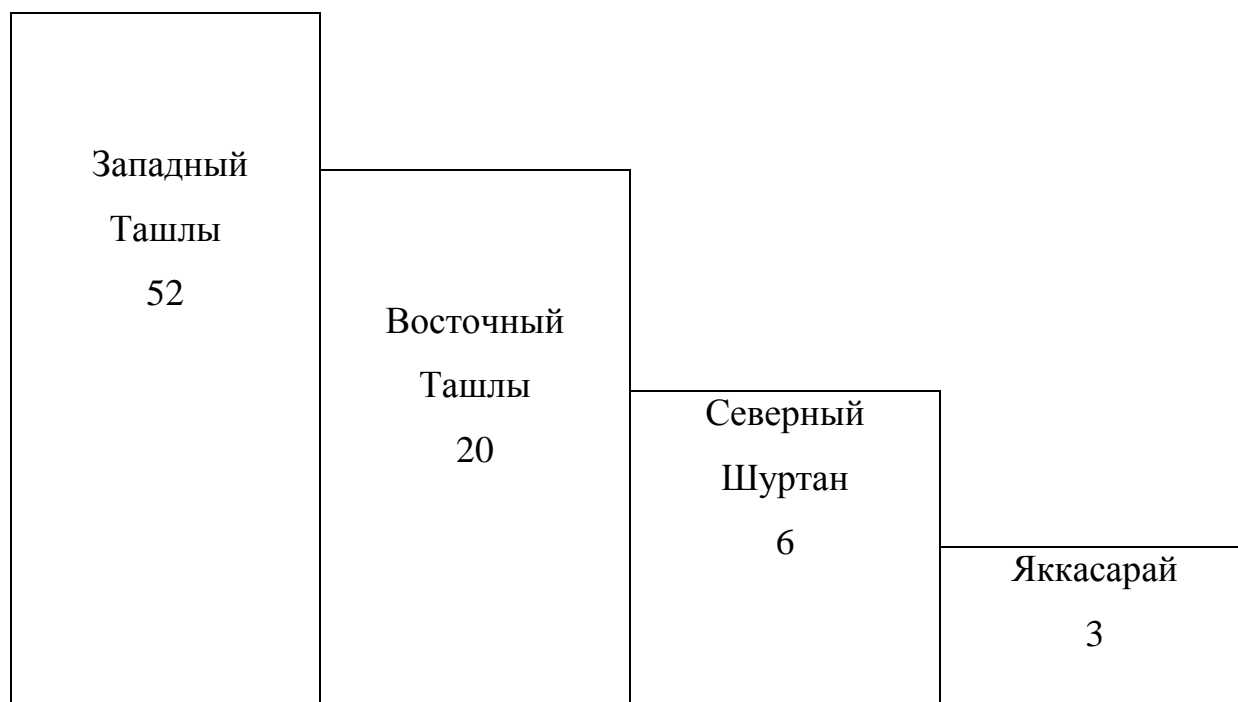


Рис.2.1. Распределение ГТМ, проведенных в 2009г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз»

возникает необходимость проведения большого объема работ по очистке забоя и изоляции водопритокков.

Как видно из табл.2.1, в которой приведено распределение ГТМ, проведенных в 2009 г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз» по видам и месторождениям, наибольшая их доля приходится на очистку забоя скважин. Из проведенных 33 скважино-операций в 20 было достигнуто увеличение дебита скважин, т.е. процент успешности этого метода составил 60,6%. В разрезе месторождений, за исключением месторождения

Таблица 2.1

Результаты оценки технологической эффективности ГТМ, проведенных в 2009 году
на месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз» (скв.опер. / %у спец.)

№ п/п	Наименование ГТМ	Всего	Месторождения			
			Западный Ташлы	Восточный Ташлы	Северный Шуртан	Яккасарай
1	Зарезка второго ствола	$\frac{9}{66,7}$	$\frac{4}{75}$	$\frac{2}{0}$	$\frac{3}{100}$	$\frac{—}{—}$
2	Промывка, очистка забоя	$\frac{33}{60,6}$	$\frac{24}{62,5}$	$\frac{5}{60}$	$\frac{1}{0}$	$\frac{3}{66,7}$
3	Промывка сульфанолам	$\frac{2}{50,0}$	$\frac{1}{0,0}$	$\frac{1}{100,0}$	$\frac{—}{—}$	$\frac{—}{—}$
4	Изоляция водопритоков	$\frac{19}{52,6}$	$\frac{14}{64,3}$	$\frac{5}{20,0}$	$\frac{—}{—}$	$\frac{—}{—}$
5	Изоляция водопритоков дострелом	$\frac{8}{62,5}$	$\frac{5}{60,0}$	$\frac{3}{66,7}$	$\frac{—}{—}$	$\frac{—}{—}$
6	Дострел	$\frac{8}{50,0}$	$\frac{4}{50,0}$	$\frac{2}{0,0}$	$\frac{2}{100,0}$	$\frac{—}{—}$
7	Обработка соляной кислотой	$\frac{1}{100,0}$	$\frac{—}{—}$	$\frac{—}{100,0}$	$\frac{—}{—}$	$\frac{—}{—}$
	Итого:	$\frac{80}{58,7}$	$\frac{52}{61,5}$	$\frac{19}{42,1}$	$\frac{6}{83,3}$	$\frac{3}{66,7}$

Северный Шуртан, процент успешных операций составляет от 60 до 66,7 %.

Второй по объему скважино-операцией является изоляция водопритоков, проведенных в скважинах месторождений Западный и Восточный Ташлы. Из 19 скважино-операций на 10 скважин был получен эффект в виде снижения обводненности продукции и увеличения дебита, т.е. процент успешных операций составил 52,6 %. При этом процент успешных скважино-операций на месторождении Западный Ташлы и Восточный Ташлы составил соответственно 64,3 и 20 %.

Практически одинаковое количество скважино-операций было проведено по зарезке второго ствола (9), дострела (8) и изоляции водопритоков с дострелом (8), с процентом положительных результатов соответственно 66,7; 50 и 62,5%.

По одной скважино-операции было проведено по промывке забоя скважины сульфанолом и обработке соляной кислотой. В обоих случаях было достигнуто увеличению дебита скважин.

Всего из 80 скважино-операций, проведенных в 2009 г., в 47 случаях достигнуто увеличение дебита нефти с процентом успешности 58,7 %.

В табл.2.2. приведены сведения о среднем времени проведения скважино-операций, стоимости и увеличения дебита нефти по видам, проведенных ГТМ, из которой видно, что наиболее продолжительным (79,6 сут.) и дорогостоящим (153 757,7 тыс. сумм) является ГТМ по зарезке второго ствола. Данный метод также существенно увеличивает дебит нефти- в среднем на 6,83 т/сут. С точки зрения увеличения дебита нефти с методом зарезки второго ствола по эффективности сравнимы ГТМ по дострелу. Однако на каждую скважино-операцию по дострелу в среднем расходуется 37 334,3 тыс. сум, т.е. на 4,1 раза меньше чем для зарезки второго ствола.

Остальные виды ГТМ по промывке забоя скважин и изоляции водопритоков являются значительно менее затратными. При этом

Таблица 2.2

Сопоставление технологической и экономической эффективности ГТМ,
проведенных в 2009 г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз»

№ п/п	Наименование ГТМ	Среднее время проведения скв. опер., сут	Средняя стоимость одной скв. опер., тыс. су м	Средний дебит скважин, т/сут	
				до проведения	После проведения
1.	Зарезка второго ствола	76,9	153757,7	0	6,83
2.	Промывка, очистка забоя	8,7	7685,0	0,35	1,23
3.	Промывка сульфанолам	4,0	6242,7	0	0,5
4.	Изоляция водопритоков	9,8	21327,1	0,32	2,22
5.	Изоляция водопритоков с дострелом	19,3	29627,5	0,2	2,48
6.	Дострел	11,9	37334,3	0,3	6,42
7.	Обработка соляной кислотой	3,0	5998,3	0	1,0

увеличение дебита нефти от этих ГТМ значительно ниже. Например, каждая успешная скважино-операция по очистке забоя скважины приводит к увеличению дебита от 0,35 до 1,23 т/сут, изоляция водопритоков от 0,32 до 2,22 т/сут.

Настораживают результаты комбинированного метода по изоляции водопритоков с дострелом. Если только за счет дострела на каждую успешную скважино-операцию увеличение дебита нефти составило 6,12 т/сут, а от изоляция водопритока 1,9 т/сут, то за счет их совместного проведения всего 2,28 т/сут, т.е. как бы от дострела практически эффекта нет.

В 2010 году несмотря на практически одинаковое количество проведенных скважино-операций по сравнению с 2009 годом, 76 против 80, разнообразие методов ГТМ существенно уменьшилось. Не были проведены ГТМ по промывке забоя сульфано́лом, обработке соляной кислотой и изоляции водопритоков с дострелом.

Как видно из рис.2.2 как и в 2009 году основной объем ГТМ был проведен на месторождениях Западный и Восточный Ташлы, соответственно 50 и 17 скважино-операций. В отличие от 2009 года ГТМ были проведены кроме месторождений Северный Шуртан, Яккасарай, на месторождении Гармистан.



Рис.2.2. Распределение ГТМ, проведенных в 2010г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтваз»

ГТМ по зарезке второго ствола были проведены всего на 3 скважинах (против 9 в 2009 г.). Процент успешных скважино-операций остался на том же уровне – 66,7% (табл.2.3). При этом все остальные показатели данного метода ухудшились. Например по сравнению с 2009 г. среднее время проведения скважино-операций увеличилось с 76,9 до 151,6 сут, средняя стоимость одной скважино-операции возросла с 153757,7 до 526519,7

Таблица 2.3

Результаты оценки технологической эффективности ГТМ
проведенных в 2010г. на месторождениях УДП «Шуртаннефтваз»

$\left(\frac{\text{скв.опер.}}{\% \text{ успешн.}}\right)$

№ п/п	Наименование ГТМ	Всего	Месторождения				
			Западный Ташлы	Восточный Ташлы	Яккасарой	Северный Шуртан	Гармистон
1	Зарезка второго ствола	3/66,7	1/100	-/-	-/-	-/-	2/50
2	Промывка, очистка забоя	31/93,5	21/95,2	6/83,3	4/100	-/-	-/-
3	Изоляция водопритоков	28/96,4	20/100	8/87,5	-/-	3/100	-/-
4	Дострел	14/92,7	8/100	3/66,7	-/-	3/100	-/-
	Всего:	76/94,7	50/98	17/82,3	4/100	3/100	2/50

Таблица 2.4

Сопоставление технологической и экономической
эффективности ГТМ, проведенных в 2010г. на месторождениях
УДП «Шуртаннефтваз»

№п/п	Наименование ГТМ	Среднее время проведения скв.опер., сут	Средняя стоимость одной скв. опер., тыс. сум	Средний дебит скважины, т/сут	
				До проведения	После проведения
1	Зарезка второго ствола	151,6	526519,7	0,0	1,1
2	Промывка, очистка забоя	4,2	17309,2	0,87	1,27
3	Изоляция водопритоков	9,2	17600,6	0,53	0,96
4	Дострел	13,9	37471,0	2,69	4,0

тыс.сум, а увеличение дебита нефти снизилось от 6,83 до 1,1т/сут. Промывка забоя скважин по сравнению с 2009г. уменьшилась на 2 скважино-операции. При этом количество успешных скважино-операций увеличилось с 60,6 до 93,5%. Однако, несмотря на снижение среднего времени проведения скважина-операции с 8,7 до 4,2 сут, средняя стоимость одной скважино-операции выросло от 7685 до 17309,2 тыс.сум, а прирост дебита нефти на одну успешную скважино-операцию уменьшилось с 0,88 до 0,4 т/сут.

ГТМ по изоляции водопритокков по сравнению с 2009г. существенно увеличились с 19 до 28 скважин-операций. Также, выросло и количество успешных скважино-операций с 52,6 до 96,4%. При этом практически не изменилось среднее время проведения скважино-операции- 9,8 и 9,2 сут, средняя стоимость одной скважино-операции снизилось с 21327,1 до 17600,6 тыс.сум, а прирост дебита нефти на одну успешную операцию снизился с 1,9 до 0,43 т/сут.

Количество скважино-операций по дострелу в 2010г., так же выросло с 8 до 14. В отличии от 2009 г. существенно увеличилось количество успешных скважино-операций 92,8 против 50%.Среднее время и стоимость скважино-операции по дострелу изменилось незначительно, но прирост дебита нефти на одну успешную скважино-операцию снизился с 6,12 до 1,31т/сут.

В 2010 г. по сравнению с 2009г. удалось существенно повысить количество успешных скважино-операций 72 из 76, т.е. более 94,7%. Однако прирост дебита нефти на одну успешную скважино-операций снизился более чем в 2 раза.

Необходимо отметить, что на аналогичных по состоянию разработки месторождениях России Програничная (Тюменская область), Саматлорское и Ермаковское (Западная Сибирь), на которых коэффициент извлечение нефти более 34 %, а обводненность продукции скважин составляет около 95%, эффективность ГТМ выраженное через процент успешных скважино-

операций составляют от 67 до 81,2 %, т.е. сопоставимы с результатами достигнутыми на месторождениях УПД «Шуртаннефтьгаз». При этом наименьшее количество успешных скважино-операций достигнуто от дострела и перестрела - 60%, а успешность изоляции обводненных пластов и пропластков изменяется от 81,2 до 100% [33,36,37].

Вышеприведенные результаты эффективности ГТМ по интенсификации добычи нефти не свидетельствуют об отсутствии проблем, особенно с точки зрения увеличения прироста дебита нефти, приходящегося на одну успешную скважино-операцию. Для чего, по результатам многих работ [43,44,45,46,47,48 и др.] необходимо проводить исследования по совершенствованию обоснования выбора видов и модификаций ГТМ, а также параметров технологии их проведения в конкретных условиях.

2.4. Выводы по второй главе

1. Основными месторождениями УДП «Шуртаннефтьгаз», содержащими скопления залежей нефти являются регионально продуктивные отложения среднеюрского возраста – в основном горизонт XV, сложенный карбонатными породами с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Местами они представлены образованиями рифогенной формации (XV-Р), в некоторых случаях они сложены переслаивающимися известняками межрифовой зоны (XV-НР) с относительно более низкими коллекторскими свойствами.

2. На месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз» в зависимости от геолого-физических условий и состояния разработки в скважинах осуществляется множество видов геолого-технических мероприятий по зарезка второго ствола, промывки и очистки забоя, промывки сульфанолам, изоляция водопритоков, изоляции водопритоков с дострелом, дострела и обработки соляной кислотой.

3. Если в 2009 г. из 80 скважино-операций в 47 случаях была достигнута увеличения дебита нефти с процентом успешности 58,7%, то

последующие годы удалось существенно повысить этот показатель до 91,7%. Однако прирост дебиты нефти на одну успешную скважино-операцию снизился более чем в два раза от 0,88 до 0,4 т/сут.

4. На аналогических по состоянию разработки месторождениях России пограничная, Саматлорское, Ермаковское и др., на которых коэффициент извлечения нефти более 34%, а обводненность продукции скважин составляет около 95%, эффективность ГТМ выраженное через процент успешных скважино-операций составляет от 67 до 81,2%, т.е. сопоставимы с результатами достигнутыми на месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз».

5. Результаты анализа эффективности проводимых ГТМ по интенсификации добычи нефти свидетельствует о наличии проблемы, особенно в точки зрения увеличения прироста дебита нефти, для чего возникает необходимость проведения исследований по совершенствованию обоснования видов и модификации ГТМ, а также параметров технологии их проведения в конкретных условиях.

3. Определение причин снижения продуктивности скважин и выбор способа воздействия на их призабойную зону

Загрязнение призабойной зоны связано с целым комплексом явлений и процессов, происходящих в пласте: физических, физико-химических, биологических, газогидродинамических, термодинамических и др. Выполнение различного вида осадков и отложений происходит как в пласте, так и в призабойной зоне пласта по мере продвижений пластовых флюидов к забоям добывающих скважин. Часть осадков, частиц горной породы, разрушенной в процессе разработки из удаленных участков пласта, приносится в призабойную зону скважин и забивает поры более мелкого проходного сечения. Резкое снижение давления в призабойной зоне скважин приводит к выпадению и ускоренному накоплению асфальтосмолопарафинистых отложений, образованию вязких и высоковязких водонефтяных эмульсий, набуханию глинистой составляющей части коллектора и пр. Таким образом, призабойная зона скважин своеобразным фильтром, который забивается твердыми, жидкими, высоковязкими органическими и неорганическими веществами. Наиболее информативным параметром, характеризующим практически весь комплекс физических свойств этой части коллектора и влияющим на её проницаемость является показатель скин-эффекта, который определяет дополнительные потери давления, сосредоточенные в скинзоне пласта на поверхности фильтрации, стенке скважин, в призабойной зоне и служит мерой связи скважины с пластом.

3.1. Оценка величины показателя скин-эффекта на нефтяных и нефтегазовых объектах Западного Узбекистана

При плоскорадиальном движении жидкости в пласте по мере приближения к забою скважины площадь фильтрации уменьшается, а скорость увеличивается, что приводит к росту фильтрационного сопротивления. Наиболее существенную роль в увеличении

фильтрационного сопротивления играют загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе бурения и вскрытия продуктивной толщи при строительстве скважин.

Восстановление или повышение производительности скважин тесно связано с оценкой состояния ПЗП, что в свою очередь определяет своевременный выбор мероприятий по ее восстановлению.

В данной главе приводятся результаты определения показателя скин-фактора и потенциальной продуктивности скважин ряда месторождений Западного Узбекистана.

Геологическое строение большинства месторождений углеводородов этого региона очень сходно. Обычно это антиклинальные или брахиантиклинальные складки в некоторых случаях разбитые тектоническими нарушениями. Основные эксплуатационные объекты приурочены к верхнеюрским карбонатным отложениям горизонтов XV-Р и XV-НР, являющихся регионально продуктивной толщей в пределах Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области. Обычно это разной степени плотности известняки, большей частью доломитизированные, глинистые в некоторых случаях залежи углеводородов содержатся также и в отложениях горизонтов XV-а и XVI.

Гидрогеологическая система этих объектов чаще всего характеризуется как застойная. Начальные пластовые давления обычно превышает гидростатические: средние значения пластовых температур колеблются в пределах 120-130°C.

Наиболее распространенным методом определения показателя скин-фактора является обработка данных гидродинамических исследований скважины при неустановившихся режимах фильтрации.

В результате обработки материалов гидродинамических исследований методом неустановившихся отборов можно получить информацию о ПЗП и установить значение гидропроводности, проницаемости, пьезопроводности пласта в удаленной от забоя зоне, показателя скин-

фактора, приведенного радиуса скважины и потенциальной продуктивности.

Обработка материалов гидродинамических исследований осуществлена по принятой методике [49,50]. Сущность практического применения этой методики исследования сводится к прослеживанию скорости восстановления забойного давления ($P_{3т}$) во времени после остановки скважины. Затем строится зависимость $P_{3т} = f(I_{gt})$, являющаяся основной для определения важнейших параметров, характеризующих ПЗП и удаленную от забоя зону продуктивного пласта.

Расчет параметров осуществляется в следующей последовательности:

1. На кривой $P_{3т}=f(I_{gt})$ находят прямолинейный участок. На этом участке касательно к кривой проводят прямую линию, отсекающую на оси ординат отрезок «а» под некоторым углом « δ ». Величину отрезка «а» устанавливают измерением на оси ординат, а значение углового коэффициента « δ » рассчитывают по результатам измерения давления на забое

$$\delta = \frac{PP_{3t_2} - P_{3t_1}}{lgt_2 - lgt_1} \quad (3.1)$$

где P_{3t_2} - P_{3t_1} – забойное давление, соответствующее времени восстановления t_1 и t_2 .

2. Определяют коэффициент проницаемости пласта в радиусе контура питания

$$K = 0,183 \frac{Q \cdot \mu \cdot v_n}{\delta \cdot h} \quad (3.2)$$

Где Q – дебит скважины до остановки; I - динамическая вязкость нефти; v_n – объемный коэффициент нефти; h – эффективная толщина пласта, скрытая скважиной; δ – рассчитанное по формуле (3.10) значение углового коэффициента.

3. Определяют гидропроводность пласта

$$\frac{K_h}{\mu} = \frac{2.2 \cdot v \cdot Q}{\delta \cdot \rho}; \quad (3.3)$$

Где ρ – плотность нефти в поверхностных условиях.

4. Определяют коэффициент пьезопроводности

$$\alpha = \frac{R}{\mu \cdot (m \cdot \beta_H + \beta_{\Pi})}, \quad (3.4)$$

где m – коэффициент пористости; β_H и β_{Π} – соответственно коэффициенты объемной упругости пластовой нефти и продуктивного пласта (коллектора).

5. Определяют приведенный радиус скважины

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{2.25}{10^{a/6}}}, \quad (3.5)$$

6. Определяют показатель скин – фактора

$$r_{\text{пр}} = r_{\text{ск}} \cdot e^{-s}, \quad (3.6)$$

где $r_{\text{ск}}$ – радиус скважины на забое (по долоту).

7. Определяют коэффициент продуктивности

$$K = \frac{0.236 \cdot \rho \left(\frac{k \cdot h}{\mu} \right)}{v(lg R_k - lgr_{\text{пр}})}, \quad (3.7)$$

Где R_k – радиус контура питания.

8. Определяют коэффициент гидродинамического несовершенства скважины

$$\varphi = \frac{lg(R_k/r_{\text{ск}})}{lg(R_k/r_{\text{пр}})}, \quad (3.8)$$

Анализ результатов определения показателя скин-фактора показывает, что его величина может изменяться в широких пределах зависимости от геолого-физических условий месторождений и условий эксплуатации скважин. Наиболее полный анализ изменения показателя скин-фактора для добывающих скважин Пермской области, проведенный А.И.Четыркиным, выявил, что этот показатель может принимать значения от -6 до +20 в зависимости от конкретных условий [51,52]. Принимая во внимание, что эти исследования проводилась на достаточно высокодебитных скважинах (более 150 т/сут), актуальность изучения

данного вопроса для относительно малодебитных скважин месторождений Западного Узбекистана еще более возрастает.

В таблице 3.1 приведены исходные данные, использованные при обработке материалов гидродинамических исследований скважин месторождений Крук, Западный Крук, Шакарбулак, Подрифовый Кокдумалак и Северный Уртабулак. Необходимо отметить, что выбор месторождений для изучения этого вопроса осуществлялся без каких-либо определенных критериев, а по наличию имеющихся материалов гидродинамических исследований скважин, отвечающих общепринятым требованиям их проведения. При этом, необходимо сказать о том, что доброкачественные гидродинамические исследования скважин проводились в основном в процессе их испытания, в процессе же их эксплуатации они проводились очень редко и в подавляющем большинстве случаев заканчивались до восстановления забойного давления. Вследствие этого результаты исследований оказались не пригодными для обработки.

Как видно из таблицы 3.1 параметры продуктивных пластов, свойства нефти, забойные давления в объектах исследования колеблются в очень широких пределах в зависимости от горно-геологических условий и условий эксплуатации скважин.

Таблица 3.1

Пределы изменения исходных данных, использованных при обработке материалов
гидродинамических исследований скважин

Показатели	Месторождения				
	Крук	Западный Крук	Шакарбулак	Подрифовый Кокдумалак	Северный Уртабулак
Количество исследованных скважин	6	4	2	2	4
Количество исследованных интервалов	6	4	4	5	4
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта по ГИС, м	13,1-27,8	6,0-10,4	14,0-29,4	27,8-54,2	35,0-59,4
Вскрытая толщина пласта, м	6,5-10,8	1,8-3,0	5,6-9,2	4,4-13,6	10,4-25,0
Пластовая температура, °С	106-109	98-99	120-124	119-120	101-104
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,62	22,5	24,7	29,5	9,27
Коэффициент пористости	0,10-0,22	0,07-0,19	0,093-0,110	0,084-0,086	0,14-0,26
Объемный коэффициент нефти	1,380	1,266	1,786	1,34	1,1900
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,8010	0,7689	0,6240	0,7446	0,78
Вязкость пластовой нефти, мПа с	1,80	1,30	0,42	0,69	1,30
Дебит скважины до остановки, м ³ /сут	2,31-41,7	18,10-50,40	32,0-95,04	15,4-44,2	104,3-175,2
Забойное давление до остановки, МПа	18,23-23,42	20,46-25,07	23,15-30,81	6,36-57,24	17,18-23,85
Установившееся забойное давление, МПа	24,13-24,77	25,23-25,72	39,48-39,94	57,35-57,99	24,10-26,90

Например, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 6 до 59 м, вскрытая толщина пласта от 1,8 до 25 м, давление насыщения нефти газом от 9,27 до 29,5 МПа, коэффициент пористости от 0,07 до 0,26, плотность пластовой нефти от 0,624 до 0,801 т/м³, динамическая вязкость от 0,42 до 1,3 мПа · с, дебиты скважин от 2,31 до 175,2 м³/сут. Из вышеприведенных параметров вытекает, что исследованиями охвачен практически карбонатных отложений Западного Узбекистана (горизонты XV- ПР, XV-Р, XV, XVa, ДЭРФ).

На рисунках 3.1 – 3.5 приведены кривые восстановления забойного давления для скважин месторождений Крук, Западный Крук, Шакарбулак, Подрифовый Кокдумалак и Северный Уртабулак.

Результаты расчетов коэффициента проницаемости, коэффициента пьезопроводности, коэффициента гидропроводности, приведенного радиуса скважины, показателя скин-фактора, коэффициента продуктивности и коэффициента гидродинамического несовершенства по вышеописанной методике приведены в таблице 3.2.

Необходимо отметить, что при интерпретации кривых восстановления забойного давления помимо исходных данных, приведенных в таблице 3.1, используется величина коэффициента упругости пласта, которая зависит от двух коэффициентов – упругого сжатия пористой среды и жидкости. Эти коэффициенты, определяемые в ходе лабораторных экспериментов часто отсутствуют или, в лучшем случае, их значения определяются лишь в нескольких образцах кернов. Поэтому, как правило, они принимаются по справочным данным.

Нами коэффициент упругого сжатия пористой среды определен по корреляционной связи, установленной И. А. Якуниным [53]:

$$\beta = (-10,13 m^2 + 6,56 m + 0,143) \cdot 10^{-5}, \quad 3.9)$$

где m – пористость коллектора.

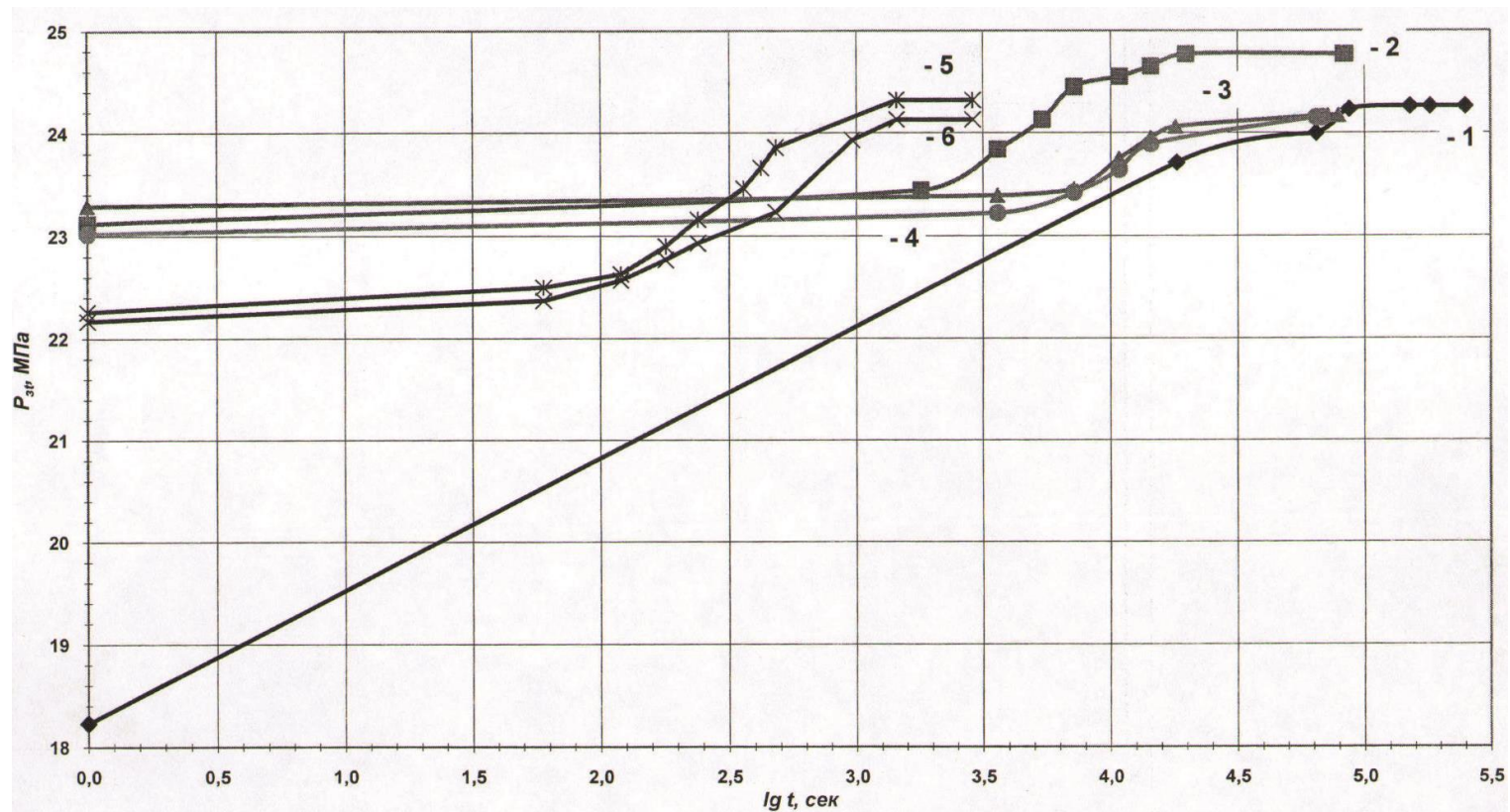


Рисунок 3.1. Кривые восстановления забойного давления по координатах $\Delta P_{зп}$ и $\lg t$ по скважинам месторождения Крук. Кривая 1 – скв.№3, горизонт XV-НР, интервал 2388-2380 м, Кривая 2 – скв.№4 горизонт XV-Р, интервал 2393-2390 м, Кривая 3 – скв.№11, горизонт XV-Р, интервал 2412-2385 м, Кривая 4 – скв.№13, горизонт XV-Р, интервал 2416-2406 м, 2397-2394 м, Кривая 5 – скв.№15, горизонт XV-Р, интервал 2410-2400 м, Кривая 6 – скв.№16, горизонт XV-Р, интервал 2412-2402 м.

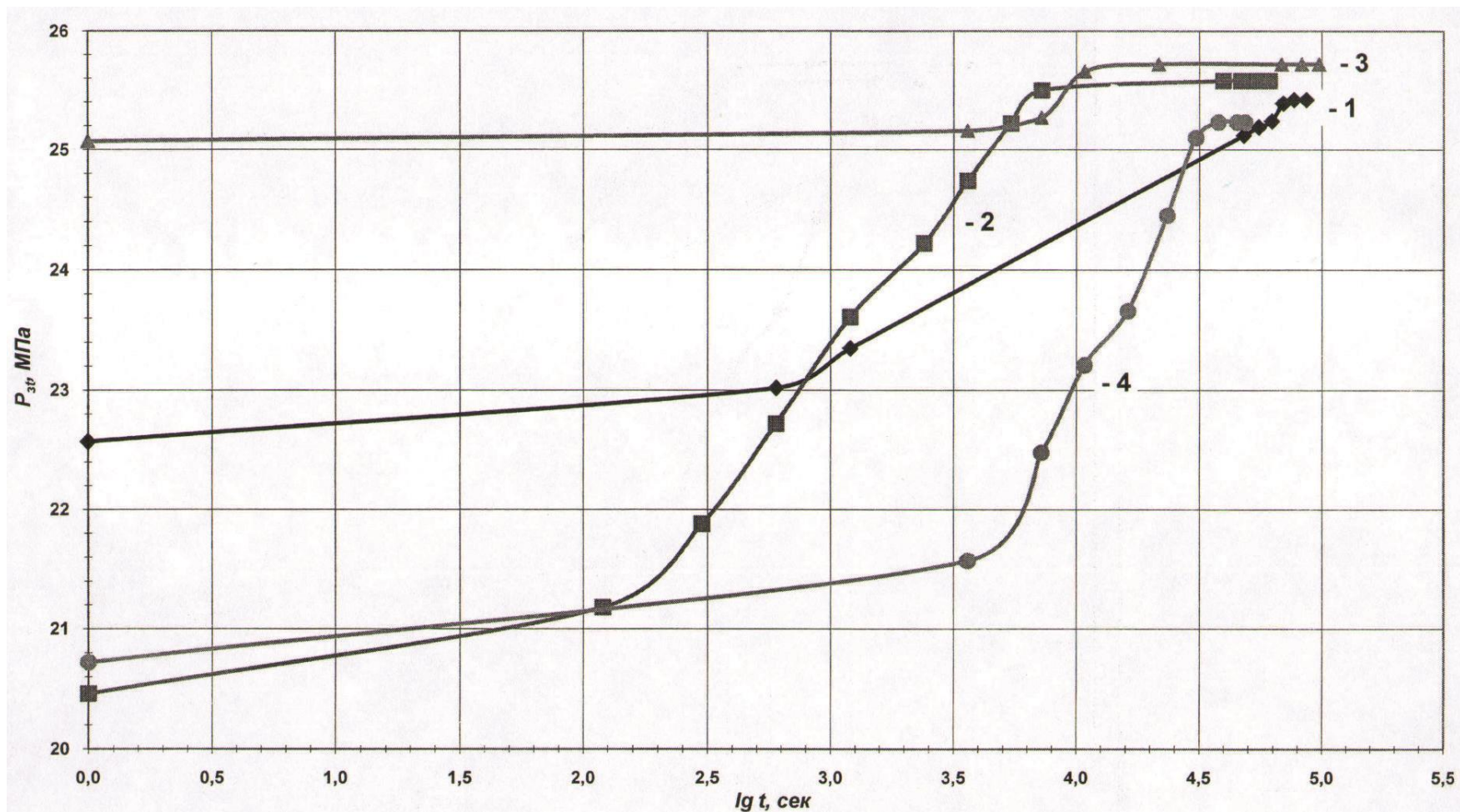


Рисунок 3.2. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{30} и $\lg t$ по скважинам месторождения Западный Крук. Кривая 1 – скв.№4, горизонт XV-НР, интервал 2420-2417 м, Кривая 2 – скв.№3 горизонт XV-НР, интервал 2422-2418 м, Кривая 3 – скв.№6, горизонт XV-НР, интервал 2432-2436 м, Кривая 4 – скв.№10, горизонт XV-ПР, интервал 2402-2410 м.

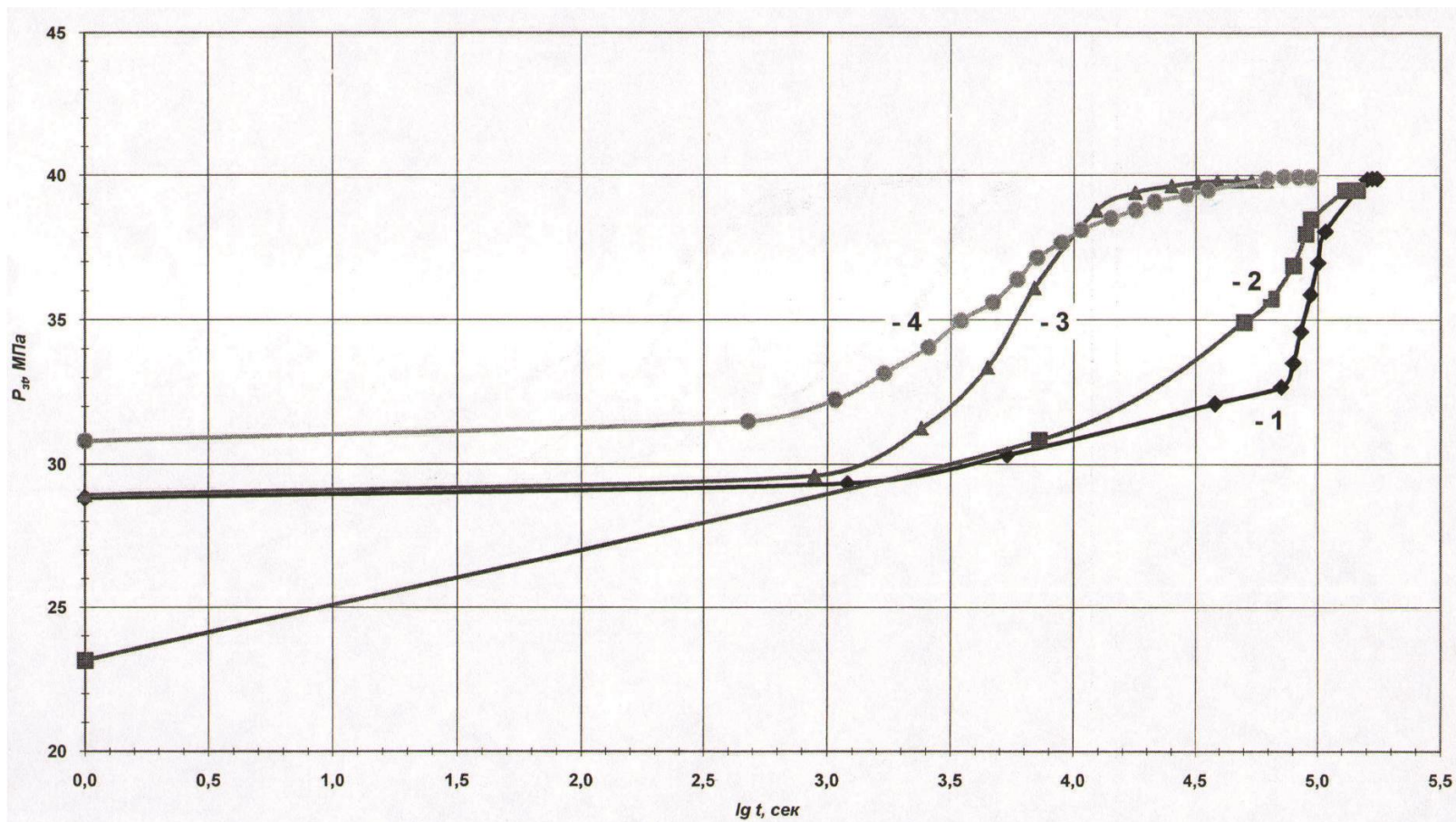


Рисунок 3.3. Кривые восстановления забойного давления по координатах $\Delta P_{зп}$ и $\lg t$ по скважинам месторождения Шакарбулак. Кривая 1 – скв.№1, горизонт XV-ПР, интервал 3739-3727 м, Кривая 2 – скв.№1 горизонт XV-ДЭРФ, интервал 3696-3686 м, Кривая 3 – скв.№4, горизонт XV-Р, интервал 3765-3760 м, Кривая 4 – скв.№4, горизонт XV-Р, интервал 3780-3770 м.

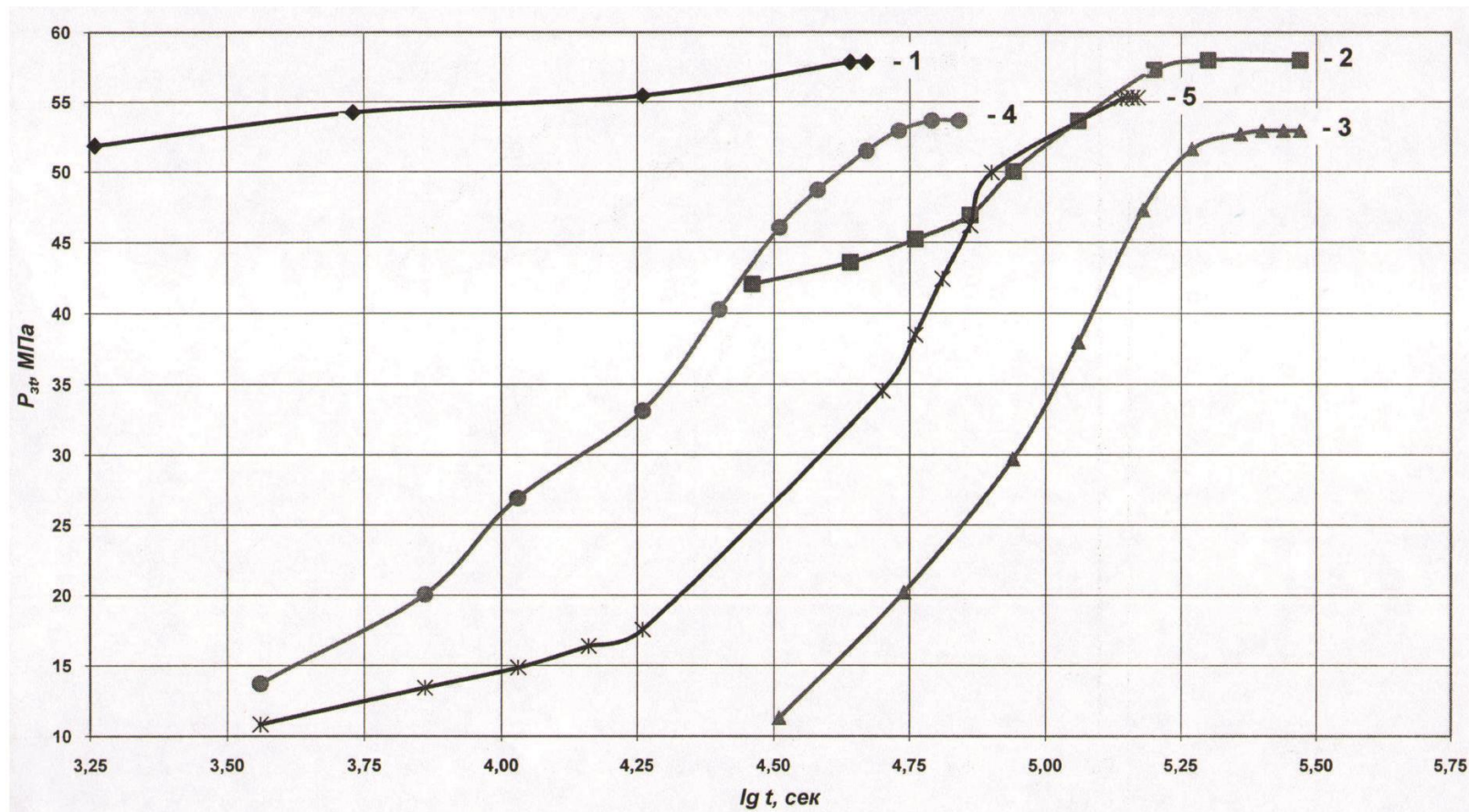


Рисунок 3.4. Кривые восстановления забойного давления по координатах $\Delta P_{зт}$ и $\lg t$ по скважинам месторождения Подрифовый Кокдумалак. Кривая 1 – скв.№2, горизонт XV-ПР, интервал 3092-3105 м, Кривая 2 – скв.№2 горизонт XV-ПР, интервал 3121-3111 м, Кривая 3 – скв.№20, горизонт XV-ПР, интервал 3118-3129 м, Кривая 4 – скв.№20, горизонт XV-ПР, интервал 3107-3100 м, Кривая 5 – скв.№20, горизонт XV-ПР, интервал 3093-3088 м.

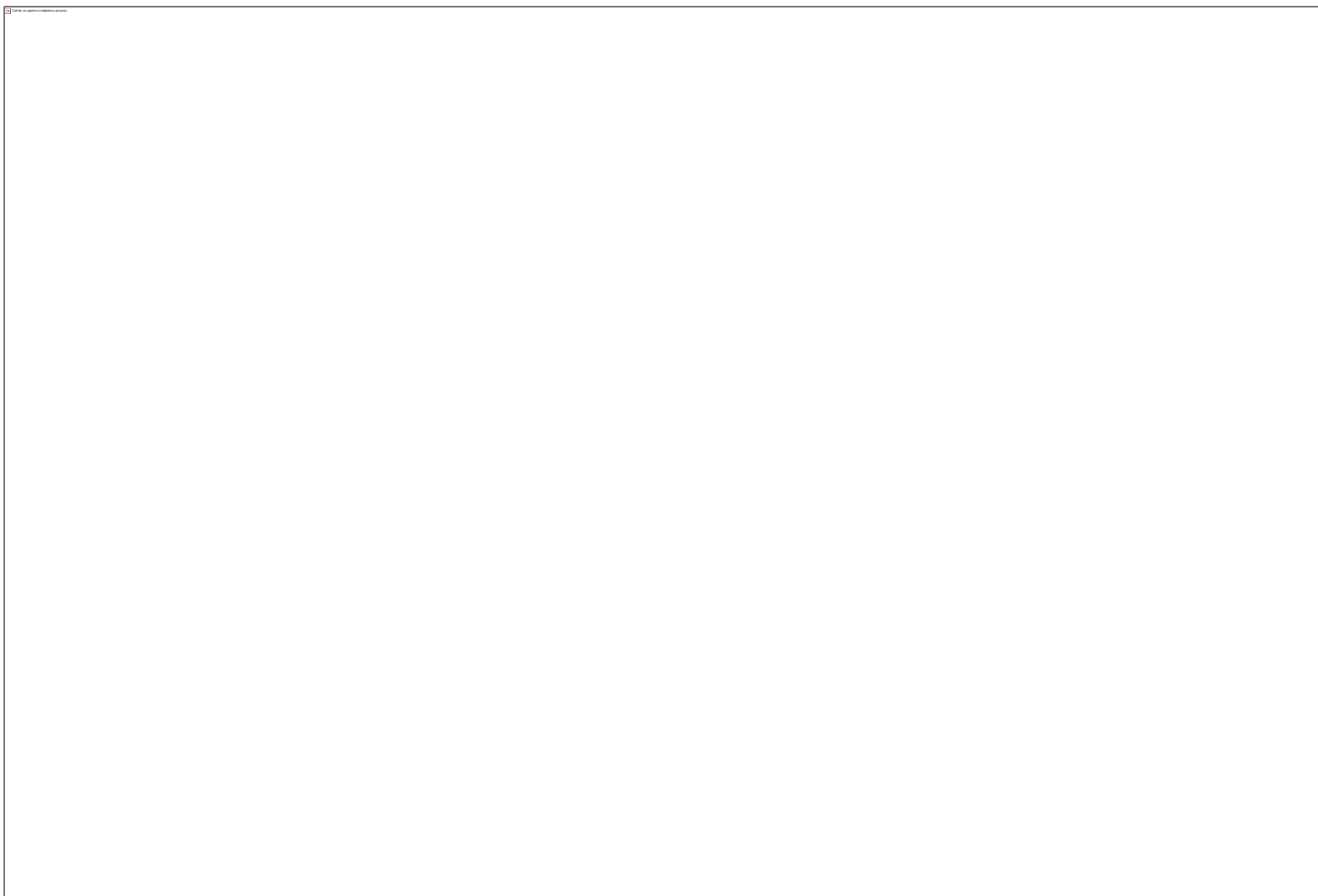


Рисунок 3.5. Кривые восстановления забойного давления по координатах ΔP_{zt} и $\lg t$ по скважинам месторождения Северный Уртабулак. (1, 2, 3, 4 – соответственно по результатам гидродинамических исследований проведенных в скв. №№ 15, 7, 1, 4).

Таблица 3.2.

Результаты обработки материалов гидродинамических исследований скважин

Показатели	Месторождения									
	Крук		Западный Крук		Шакарбулак		Подрифовый Кокдумалак		Северный Уртабулак	
	Пределы изменения	Среднее значения	Пределы изменения	Среднее значения	Пределы изменения	Среднее значения	Пределы изменения	Среднее значения	Пределы изменения	Среднее значения
Коэффициент проницаемости	0,0512- 0,3081	0,1152	0,0558- 0,0904	0,757	0,0230- 0,0945	0,0544	0,0008- 0,0022	0,0014	0,0651- 1,0438	0,3840
Коэффициент пьезопроводности	0,0120- 0,0725	0,0327	0,0208- 0,0273	0,0233	0,0122- 0,0502	0,0289	0,0067- 0,0618	0,0212	0,0946- 1,571	0,5431
Коэффициент гидропроводности	0,0397- 0,9048	0,2156	0,1428- 0,1759	0,1584	0,0504- 0,2070	0,1020	0,0059- 0,0210	0,054	0,76- 10,03	4,34
Приведенный радиус скважины, м	0,0118- 0,1280	0,0597	0,0001- 0,0805	0,0477	0,0040- 0,0430	0,0163	0,0151- 0,0837	0,364	0,0036- 0,0003	0,0025
Показатель скин- фактора	-4,0461- +4,652	+1,5275	+0,433 +7,252	+2,913	+1,06- +3,43	+2,41	+0,39- +6,18	+2,02	-3,21- 8,32	-4,73
Коэффициент продуктивности	1,81- 58,30	16,22	4,86- 17,17	8,87	0,98- 10,94	4,32	0,62- 7,24	3,60	12,90- 34,92	17,15
Коэффициент гидродинамического совершенство	61,60- 1,00	86,34	51,16- 94,55	76,83	68,75- 87,76	76,21	56,00- 74,28	59,50	87,83- 91,15	90,42

Коэффициент упругого сжатия жидкости (нефти) определен по зависимости от ее плотности, предложенной М.С.Баговым и Д.Н.Кузьмечевым [54].

Как видно результатов расчетов, значения коэффициента проницаемости, коэффициента пьезопроводности и коэффициента гидропроводности в исследованных интервалах скважин всех месторождений изменяются в довольно широких пределах.

На наш взгляд, это объясняется тем, что продуктивные горизонты верхнеюрских отложений представлены различными разновидностями известняков с различной степенью трещиноватости. Например, образцы горизонта XV-Р представлены комковато-водорослевыми, органогенно-комковатыми, сгустковыми, детритусово-комковатыми, онколитово-детритусовыми и другими разновидностями. При этом установлено широкое развитие трещиноватости во всех горизонтах верхнеюрских карбонатных отложений (XV –НР, XV-Р, XV-ПР, XV, XVa, ДЭРФ) [57]. Однако, роль трещин разного типа в общей проницаемости карбонатных пород неодинакова. Так стилолитовые трещины наиболее типичные для класса хемогенных карбонатных пород, чаще всего располагаются по напластованию, реже секут их, и поскольку заполнены различными веществами, вряд ли существенно влияют на проницаемость. Трещины другого типа - «минеральные» - наиболее часто рассекают породы или вскрест напластования, или под углом к нему. Такие трещины обычно заполнены вторичным кальцитом, реже ангидритами и, по мнению Ш. Н. Дустмухамедова и Д. Т. Хамидовой [55], также мало сказываются на проницаемости пород. Наряду со стилолитовыми и «минеральными» трещинами широко развиты открытые и частично открытые, которые располагаются либо вертикально, либо наклонно напластованию.

Полученные величины коэффициента продуктивности скважин еще раз подтверждают установленную во многих исследованиях закономерность о том, что величина этого показателя для скважин горизонтов XV-Р и XV-НР

на порядок выше, чем других продуктивных горизонтах (XV , XVa, XV-ПР и ДЭРФ).

Как видно из результатов расчета (таблица 3.2) величина показателя скин-фактора при эксплуатации скважин может изменяться в очень широких пределах (от -8,32 до 7,25), хотя среднее ее значение по месторождениям варьирует от - 4,73 до 2,91, т.е. в относительно узком интервале.

Как известно, величина $S=0$ означает, что пласт однородный. Проницаемости призабойной зоны и удаленной части пласта сопоставимы между собой.

При величине $S=0$ считают, что фактический коэффициент продуктивности отражает естественную производительность скважины.

Отрицательная величина скин-фактора свидетельствует о превышении проницаемости ПЗП над проницаемостью удаленной части пласта. Причинами отрицательной величины скин-фактора в процессе эксплуатации скважины могут быть: естественная очистка ПЗП от закупоривших материалов; очистка фильтровой части ствола скважины механическими и химическими способами; эффективное применение мероприятий по воздействию на ПЗП (гидравлический разрыв пласта, солянокислотная обработка и др.).

Положительная величина скин-фактора означает, что проницаемость ПЗП хуже проницаемости удаленной зоны. Поэтому положительная величина скин-фактора служит основанием для проведения обработок ПЗП с целью интенсификации добычи нефти.

При полученных величинах показателя скин-фактора коэффициент гидродинамического несовершенства скважины изменяется от 0,51 до 1,00.

Возникает естественный вопрос, почему при одинаковых технологиях бурения, параметрах бурового раствора и репрессии на пласт величина показателя скин-фактора и коэффициента гидродинамического несовершенства для скважин одного продуктивного горизонта или месторождения изменяются в таких больших пределах?

Чтобы получить ответ на этот вопрос нами рассмотрено влияние всевозможных параметров глинистого раствора, репрессии на пласт и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов на величину показателя скин-фактора. В результате установлено, что единственным параметром относительно существенно влияющим на величину показателя скин-фактора в рассмотренных условиях является пористость коллектора. Как видно из рисунка 3.6 имеется явная тенденция уменьшения величины скин-фактора по мере роста пористости коллектора. При этом выше пороговой линии соответствующей пористости равной 0,15 все скважины имеют отрицательные значения скин-фактора, а коэффициент гидродинамического несовершенства составляет 0,86-1,00, т.е. скважины работают в близких к их потенциальным возможностям условиях.

В условиях же, когда коллектора имеют значения менее 0,15 все скважины имеют положительные величины скин-фактора и работают на 50-76 % их потенциальной возможности.

Полученные в результате определения показателей скин-фактора и коэффициента гидродинамического несовершенства скважины выводы подтверждают выводы, полученные ранее в работах [55,56,57,58,59]. Основным выводом этих работ является то, что отрицательное влияние проникновения в пласт твердых частиц 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 0,5мкм несмотря 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 мкм² скважины также легко осваиваются, но полной очистки от поступивших в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора не происходит;

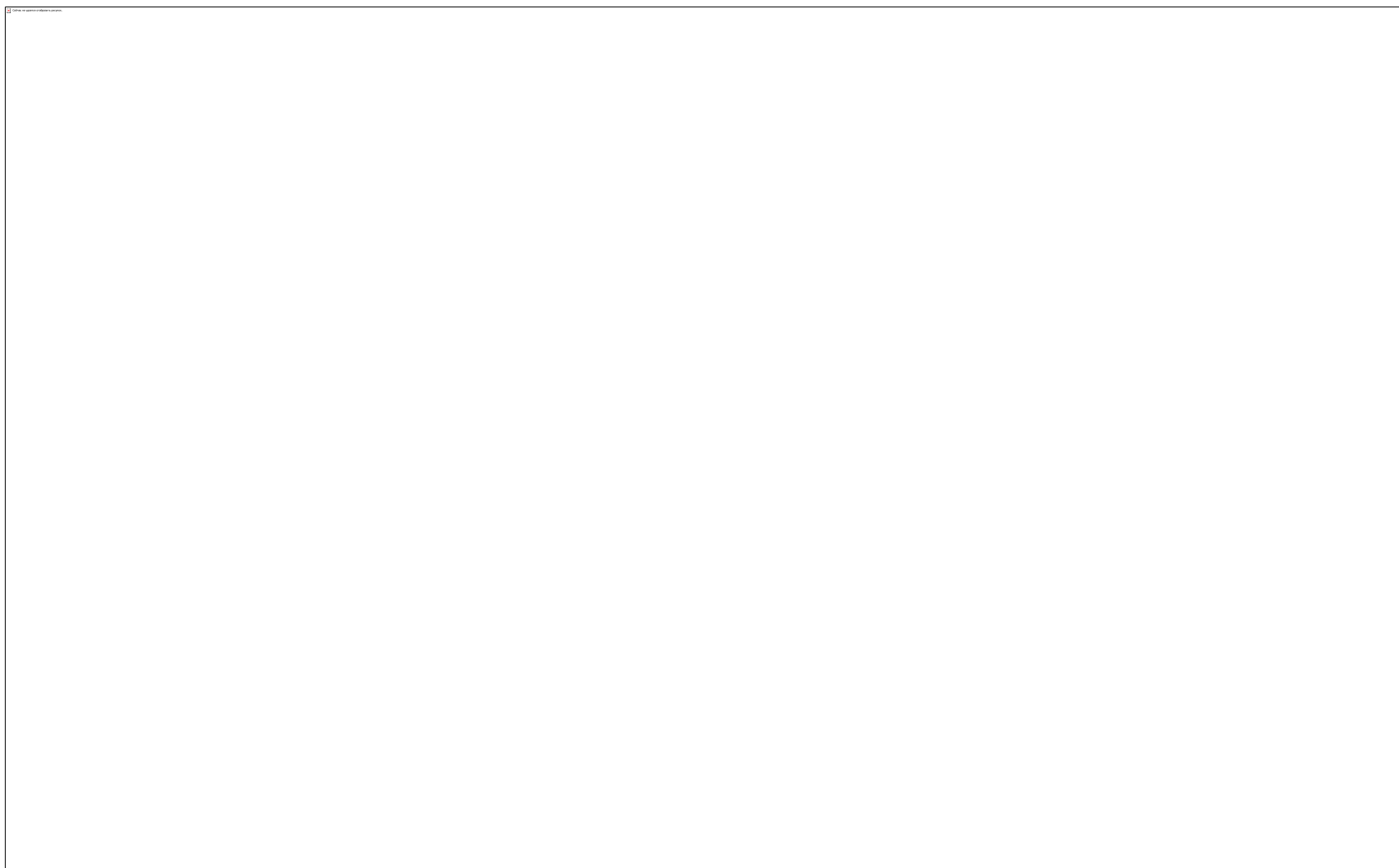


Рисунок 3.6. График зависимости скин-фактора от пористости коллекторов (1-6 – Крук; 7-10 – Зап.Крук; 11-14 – Шакарбулак; 15-19 – Подриф.Кокдумалак; 20-23 – Сев.Уртабулак).

- 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 (ГТМ).

На основе полученных результатов можно рекомендовать, при освоении скважин продуктивных горизонтов верхнеюрских карбонатных отложений Западного Узбекистана при пористости коллектора менее 0,15 обязательно предусматривать геолого-технические мероприятия по очищению ПЗП от твердых частиц и фильтрата бурового раствора.

Необходимо отметить, что с определением величины показателя скин-фактора решается только вопрос о необходимости проведения работ по воздействию на ПЗП, а вопрос какую именно технологию воздействия на ПЗП с целью очистки и интенсификации добычи нефти необходимо проводить полностью не решается, т.к. величина S дает возможность оценить следствие без выявления его причин. Помимо этого сам метод определения величины показателя скин-фактора основан на сравнении проницаемостей ПЗП и удаленной части пласта. Данный подход может дать хорошие результаты только в изотропных пластах, которые в природе встречаются не часто. В скважинах же, где естественная проницаемости ПЗП по причине различных факторов больше или меньше, чем в удаленной части пласта, такой подход может привести к неверным результатам и соответственно ошибочным выводам, что, на наш взгляд, является одной из причин низкой эффективности реализуемых технологий воздействия на ПЗП.

В связи с этим методы определения состояния ПЗП и выбор соответствующей конкретным геолого-физическим условиям эксплуатации скважин эффективной технологии воздействия на ПЗП требуют необходимости их совершенствования.

Таким образом:

1. Наиболее информативным параметром, включающим в себя весь комплекс физических свойств коллектора и влияющим на проницаемость ПЗП, является показатель скин-фактора, величина которого в различных регионах может изменяться в широких пределах от -6 до +20 в зависимости от геолого-физических условий месторождений и эксплуатации скважин.

2. Значения коэффициентов проницаемости, пьезопроводности и гидропроводности в исследованных интервалах скважин месторождений Западного Узбекистана изменяются в довольно широких пределах в зависимости от степени трещиноватости продуктивных горизонтов верхнеюрских отложений, представленных различными разновидностями известняков.

3. Величина показателя скин-фактора для геолого-физических условий месторождений и эксплуатации скважин изменяется от -8,3 до +7,25. При этих величинах показателя скин-фактора коэффициент гидродинамического несовершенства скважин составляет от 0,51 до 1,00.

4. Единственным параметром существенном влияющим на величину показателя скин-фактора в рассматриваемых условиях является пористость коллектора. При пористости 0,15 и выше все скважины имеют отрицательные значения скин-фактора, а коэффициент гидродинамического Совершенства составляет 0,86-1,00, т.е. скважины работают в условиях близких к их потенциальным возможностям.

5. При пористости коллекторов менее 0,15 все скважины имеют положительные величины скин-фактора и скважины работают на 50-76% их потенциальной возможности. В этих условиях должны быть предусмотрены ГТМ по очищению ПЗП от твердых частиц и фильтрата бурового раствора.

6. С определением величины показателя скин-фактор решается только вопрос о необходимости проведения работ по воздействию на ПЗП, а вопрос какую именно технологию воздействия на ПЗП с целью очистки и

интенсификации добычи нефти необходимо использовать не решается. В связи с этим методы определения состояния ПЗП и выбор соответствующей конкретным геолого-физическим условиям эксплуатации скважин эффективной технологии воздействия на ПЗП требуют необходимости их совершенствования.

3.2. Системный подход для определения причин снижения продуктивности скважин и выбора способа воздействия на их призабойную зону

Опыт применения технологий воздействия на ПЗП показывает, что они всегда приводят к положительным результатам – увеличению дебита скважин.

Основной причиной этого является неправильное решение при выборе скважины-кандидата на проведение воздействия на ПЗП. Многочисленные исследования, посвященные этой проблеме, показывают, что причинами снижения коэффициента продуктивности в зависимости от геолого-физических условий объектов разработки и эксплуатации скважин могут быть многие физико-литологические, физико-химические, механические и термобарические факторы.

Как было указано выше, наиболее информативным параметром, включающим в себя весь комплекс физических свойств коллектора и влияющим на проницаемость ПЗП, является показатель скин-фактора. При этом положительная величина скин-фактора свидетельствует, что проницаемость ПЗП ниже проницаемости удаленной части пласта. В связи с этим данный показатель во многих работах используется как критерий для обоснования необходимости применения воздействия на ПЗП.

Многолетний опыт использования такого подхода показал, что с определением величины показателя скин-фактора решается только вопрос о необходимости проведения работ по воздействию на ПЗП, а вопрос – какую именно технологию воздействия на ПЗП с целью её очистки

интенсификации добычи нефти необходимо проводить –полностью не решается, т.к. величина показателя скин-фактора дает возможность оценить загрязненность ПЗП, но без выявления ее причин. Помимо этого сам метод определения величины показателя скин-фактора основан на сравнении проницаемостей ПЗП и удаленной части пласта. Данный подход может дать хорошие результаты только в изотропных пластах, которые в природе встречаются не часто. В скважинах же, где естественная проницаемость ПЗП по причине различных факторов больше или меньше, чем в удаленной части пласта такой подход может привести к неверным результатам и соответственно ошибочным выводам, что, на наш взгляд, является одной из основных причин низкой эффективности воздействия на ПЗП. Об этом свидетельствует успешность операций воздействия на ПЗП в различных нефтедобывающих районах, которая не превышает 50-60%, т.е. практически каждая вторая операция не дает ожидаемого результата. Такой результат воздействия на ПЗП многими исследованиями объясняется, в частности, тем, что определение показателя скин-фактора является суммарным, в его состав кроме сопротивлений за счет изменения проницаемости в призабойной зоне могут входить другие дополнительные фильтрационные сопротивления.

В.Н.Федоров и П.М.Сорокин [60] предложили разделить суммарный скин-фактор (ΣS) на следующие составляющие

$$\Sigma S = S_k + S_{\text{пзп}} + S_{\text{ост}}$$

(3.10) где S_k - скин-фактор, обусловленный наличием фильтрационного слоя на стенках скважины: $S_{\text{пзп}}$ - скин-фактор, обусловленный ухудшением проницаемости ПЗП вследствие проникновения бурового раствора и жидкости глушения: $S_{\text{ост}}$ - остаточный суммарный скин-фактор, обусловленный совокупностью остальных составляющих, не связанных с технологическим процессом строительства скважин.

Р.Г.Шагиев, Р.Р.Шагиев и Р.Н.Хорне [61,62] предложили в составе суммарного скин-фактора выделить следующие составляющие

$$\square S = S_{\text{чв}} + S_{\text{т}} + S_{\text{кг}} + S_{\text{нс}} + S_{\text{а}} + S_{\text{ас}} + S_{\text{пс}} + S_{\text{г}} + S_{\text{из.д}} + S_{\text{и}}, \quad (3.11)$$

где $S_{\text{чв}}$ - скин частичного вскрытия (искривление линий тока в призабойной зоне на счет перфорации и частичного вскрытия); $S_{\text{т}}$ - геометрический скин, обусловленный наличием трещин; $S_{\text{кг}}$ - скин тонкого кольматирующего слоя на стенке горизонтальной скважины; $S_{\text{а}}$ - скин, вызванный анизотропией пласта в горизонтальной скважине; $S_{\text{ас}}$ - скин, вызванный аномальными, неньютоновскими (структурно-вязкостными) свойствами нефти; $S_{\text{пс}}$ - псевдоскин - фактор (в слоистых пластах); $S_{\text{г}}$ - геологический скин (наличие линз и их сообщаемость); $S_{\text{из.д}}$ - скин, вызванный нарушением закона Дарси; $S_{\text{и}}$ - скин нагнетательной скважины (закачка полимеров и других растворов) и др.

Д.А.Искандеров, Р.Д.Бабаев, О.Агазаде [63] предложили следующую формулу определения суммарного скин-эффекта

$$\square S = S_{\text{д}} + D_{\text{д}}, \quad (3.12)$$

где $S_{\text{д}}$ - скин-эффект фильтрации, который подчиняется закону Дарси; $D_{\text{д}}$ - скин-эффект фильтрации, который не подчиняется закону Дарси в связи с большой скоростью потока.

При этом скин-эффект фильтрации, подчиняющийся закону Дарси, состоит из ниже перечисленных компонентов

$$S_{\text{д}} = S_{\text{к}} + S_{\text{р}} + S_{\text{с}} + S_{\text{н}} + S_{\text{м}} + S_{\text{з}} + S_{\text{с}}, \quad (3.13)$$

Здесь $S_{\text{к}}, S_{\text{р}}, S_{\text{с}}, S_{\text{н}}, S_{\text{м}}, S_{\text{з}}, S_{\text{с}}$ соответственно изменение проницаемости, перфорация и степень вскрытия пласта, неоднородности пласта, многофазность потока, нелинейность фильтрации - скин-факторы.

По мнению выше приведенных исследователей, анализ и определение индивидуальных составляющих суммарного скин-фактора в каждом конкретном случае позволит выделить его физическую составляющую, на которую возможно воздействовать при обработках призабойных зон скважин или изменениях систем разработки с целью достижения эффективных результатов.

Однако данный подход не находит широкого практического применения из-за недостатка гидродинамических исследований скважин по основному фонду скважин, необходимости проведения многозатратных лабораторных исследований и трудоемких расчетов. Помимо этого, определение индивидуальных составляющих скин-фактора не обеспечивает достаточную надежность, что может привести к не обоснованному выбору скважины и вида воздействия на ПЗП, что естественно снижает их эффективность.

Из-за отсутствия необходимого объема гидродинамических исследований скважин в ряде работ в период понижения дебита выбор скважин, вида воздействия на ПЗП и оценку скин-фактора предлагается осуществлять на основе уравнения притока жидкости из пласта в скважину [64,65 и др.].

В этой связи необходимо отметить, что ГДИ скважин является одним из основных методов получения достоверной информации на всех этапах разработки месторождений, представляя особую ценность для анализа и регулирования, выбора наиболее рациональной технологии разработки. Поэтому во всех проектных документах на разработку нефтяных и газовых месторождений предусматривается проведение ГДИ скважин с определенной периодичностью в зависимости от геолого-физических условий объектов и состояния их разработки.

Однако, как показывают практика, на очень многих разрабатываемых нефтяных месторождениях ГДИ скважин проводятся в слишком малых объемах. По данным В.Д.Лысенко на многих нефтяных месторождениях России ГДИ охвачено менее 10% всего фонда работающих скважин [66], что приводит, и в будущем будет приводить, к большим технологическим и экономическим потерям. Несмотря на это, многих инженеры-нефтяники, занятые разработкой нефтяных месторождений, всерьез считают, что ГДИ скважин, на время прерывая процесс добычи нефти, тем самым значительно снижают ее добычу. В

соответствии с такими своими предубеждениями они сокращают число ГДИ [67,68].

Л.Х.Ибрагимов, И.Т.Мищенко, Д.К.Челоянц на основе анализа обобщенного уравнения притокам однородной жидкости из пласта в скважину в виде

$$Q=K(P_{\text{пл}}-P_{\text{заб}})^n \quad (3.14)$$

плоскорадиального течения однофазной жидкости при $n=1$

$$Q = \frac{2\pi r h (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu \ln Rk/R_{\text{пр}}}, \quad (3.15)$$

и их соотношения

$$K = \frac{2\pi k h}{\mu \ln Rk/R} \quad (3.16)$$

пришли к выводу, что увеличение дебита жидкости возможно за счет следующих факторов:

- увеличения проницаемости K ;
- снижения вязкости жидкости μ ;
- управления радиусом контура питания R_k и приведенным радиусом $R_{\text{пр}}$ скважины;
- повышения пластового давления $P_{\text{пл}}$;
- снижения забойного давления $P_{\text{заб}}$;
- управления показателем степени n .

Они считают, что при современном состоянии науки и техники искусственное воздействие на проницаемость возможна в основном в пределах призабойной зоны скважины. Воздействие на вязкость жидкости возможно, как в призабойной зоне, так и по пласту в целом. Управление радиусом контура питания и приведенным радиусом скважины хотя и возможно, но эффект от этого может оказаться неадекватным материальным затратам вследствие того, что эти параметры под знаком логарифма. Повышение или поддержание пластового давления как метод

интенсификации разработки месторождений углеводородов сегодня широко применяется во всем мире. Управление забойным давлением осуществляется в каждой конкретной скважине и сказывается, главным образом, на реакции призабойной зоны. Управление характеристикой режима фильтрации продукции (n) также связано в основном с призабойной зоной.

На основе обобщенного уравнения притока жидкости из пласта в скважину выбор воздействия на призабойную зону осуществляется путем управления $K_{ц}$, $R_{пр}$, $P_{заб}$ либо другими параметрами (процессами), с ними связанными.

Несмотря на кажущуюся простоту определения свойств пласта и прискважинной зоны на основе формул (3.14) - (3.15), приходится наталкиваться на существенные трудности, связанные с неопределенностью части параметров, входящих в уравнение фильтрации: работающей толщины пласта, радиуса контура питания, приведенного радиуса скважины, показателя степени, характеризующего режим течения жидкости. Естественно, это не обеспечивает достаточно обоснованного выбора скважины и вида воздействия на ПЗП и, соответственно, их высокую эффективность.

В условиях, когда не имеется достаточной геолого-промысловой информации для выбора скважин и способа воздействия на ПЗП, используют и результаты статистической обработки [69,70,71 и др.].

В работе [69] М.А.Галимов и Г.Б.Проводников для анализа качества технологий закачивания скважин на месторождениях Западной Сибири использовали статистическую оценку относительной продуктивности скважин (определенной как соотношение фактической и потенциальной продуктивности скважин), полученной по результатам ГДИ.

Е.А.Гладков и Е.Е.Гладкова [70] для оценки добычных возможностей действующего фонда скважин Сахалина и Западной Сибири предлагали использовать динамику падения темпа дебита нефти. При этом

они отметили, что оценки темпа изменения дебитов скважин (увеличение или уменьшение) зависит от большого количества прямой и косвенной информации. В работе [72] приведена методика выбора скважин для обработки призабойной зоны пластов, учитывающая текущую и накопленную обводненность добываемой продукции в зависимости от величины дренируемых текущих (остаточных) извлекаемых запасов нефти. В работе [71] предлагается дальнейшее развитие этого подхода, связанное с комплексным учетом пластовых и забойных давлений в добывающих скважинах при текущем состоянии разработки пластов.

Использование данных статической обработки накопленных результатов реализации методов воздействия на ПЗП не учитывает особенностей геологического строения месторождений, условий эксплуатации скважин, на которых были проведены или планируется проведение мероприятий. Поэтому такой подход к выбору скважин и вида воздействия на ПЗП может быть применен только для месторождений с однородной структурой коллекторов и условий эксплуатации скважин.

Как видно из вышеприведенного анализа, методов выявления причин снижения продуктивности, выбора скважин и вида воздействия на ПЗП много, и каждый подход имеет свои достоинства и недостатки. Помимо недостатков характерных для каждого из этих методов, все они не учитывают изменение показателей работы скважин из-за взаимодействия их с окружающими скважинами. Вследствие этого совершенствование метода, который дает возможность более обоснованно изучить причины понижения продуктивности добывающих скважин и рекомендовать соответствующий конкретным геолого-физическим условиям эксплуатации скважин вид воздействия на ПЗП, становится одной из актуальных задач.

Нами для решения этой задачи использована идея В.Д.Лысенко о том, что засорение прискважинной зоны эксплуатируемых нефтяных пластов, которое каким-то косвенным путем отражается в скин-факторе,

лучше учитывать прямым путем и количественно характеризовать величиной снижения природной продуктивности пластов [65], а также на основе системного подхода к обработкам призабойных зон скважин, впервые предложенного академиком А.Т.Горбуновым [64].

Суть предлагаемого подхода заключается в рассмотрении объекта 2 исследования как единой системы, состоящей из значительного числа взаимосвязанных элементов. Анализ причин снижения коэффициента продуктивности, выбор скважин и вида воздействия на ПЗП осуществляется исходя из конкретных геолого-физических условий коллектора, месторождения и участка, технологических факторов, а также стадии разработки.

В основе системного подхода определения причин снижения продуктивности скважин и выбора вида воздействия на ПЗП лежат следующие принципы:

- решение обычно принимается с учетом одновременного влияния на продуктивность скважины большого количества механических, физических, химических и технологических процессов, происходящих в прискважинной и межскважинной зонах пласта;

- последовательное определение и поэтапное исключение факторов не существенно влияющих на коэффициент продуктивности скважин;

- разделение причин снижения продуктивности скважин, которые могут быть устранимы и не зависящими от применения воздействия на ПЗП;

- поэтапное уменьшение риска при принятии решения о применимости метода воздействия на ПЗП.

Выбор скважины-кандидата для обработки призабойной зоны и вида воздействия предлагается осуществлять в следующей последовательности:

1. Выделяются факторы, снижающие коэффициент продуктивности скважины, отрицательное влияние которых не может быть устранено воздействием на ПЗП. Таким факторами являются снижение

коэффициента продуктивности скважин за счет деформации коллектора вследствие снижения пластового давления или больших депрессий на пласт, снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом и интерференция скважин.

1.1. Оцениваются условия проявления деформации коллектора.

По результатам теоретических и промысловых исследований установлено, что деформация коллектора проявляется при снижении пластового и забойного давления ниже бокового горного давления.

Боковое горное давление определяют по формуле

$$P_{\text{бок}} = K_{\text{бок}} \cdot P_{\text{гор}}, \quad (3.17)$$

где $K_{\text{бок}}$ - коэффициент бокового распора; $P_{\text{гор}}$ - вертикальное горное давление.

Коэффициент бокового распора определяют с помощью коэффициента Пуассона (ν)

$$K_{\text{бок}} = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (3.18)$$

Горное давление определяется из выражения

$$P_{\text{гор}} = 0,01 \cdot \rho_{\text{п}} \cdot L \quad (3.19)$$

где L - средняя глубина залегания пласта, $\rho_{\text{п}}$ - плотность вышележащих пород с учетом содержащихся жидкостей.

Эти зависимости позволяют установить значение бокового горного давления, ниже которого в призабойной зоне и в пласте имеет место процесс деформации коллектора, приводящий к уменьшению коэффициента продуктивности скважин.

1.2. Определяется степень снижения коэффициента продуктивности скважин за счет деформации коллектора и снижения забойного давления насыщения нефти газом.

Для установления, количественной величины степени снижения коэффициента продуктивности скважин, используется основная закономерность снижения коэффициента продуктивности скважин,

используется основная закономерность снижения коэффициента продуктивности по нефти [73].

$$K=K_0 \cdot e^{\alpha_{\text{п}}(P_0-P_{\text{заб}})}, \quad (3.20)$$

где K_0 и K – начальный и текущий коэффициент продуктивности скважин при начальном (P_0) и текущем забойном давлении ($P_{\text{заб}}$); $\alpha_{\text{п}}$ — степень снижения коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления на 1 МПа, которая определяется по формуле

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{\ln \left(\frac{K}{K_0} \right)}{P_0 - P_{\text{заб}}} \quad (3.21)$$

Величины K , K_0 , P_0 и $P_{\text{заб}}$ обычно определяются по данным гидродинамических исследований скважин, а при их отсутствии – основе промысловых данных и показателей технологического режима.

При этом при $P_{\text{заб}} > P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}} > P_{\text{бок}}$ происходит снижение коэффициента продуктивности за счет деформации коллектора ($a_{\text{п}}$), при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}} > P_{\text{бок}}$ — за счет снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом ($a_{\text{н}}$), а при $P_{\text{заб}} < P_{\text{нас}}$ и $P_{\text{заб}} < P_{\text{бок}}$ — как за счет деформации коллектора, так и за счет снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом ($a_{\text{п}} + a_{\text{н}}$).

1.3. Определяется степень снижения коэффициента продуктивности за счет интерференции скважин.

Влияние интерференции скважин на продуктивности можно оценить следующим аналитическим уравнением, полученным для круговой залежи с удаленным контуром питания

$$K_{\text{и}} = K \cdot \frac{P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{и}}}{P_{\text{заб}}} \quad (3.22)$$

Где $P_{\text{пл}}$ — действительно пластовое давление; $\Delta P_{\text{и}}$ — потери давления за счет работы окружающих скважин; $[P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{и}}]$ — пластовое давление по КВД; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление.

Потери давления за счет работы окружающих скважин оцениваются по формуле

$$\Delta P_{\text{и}} = \sum_{i=0}^n \frac{Q}{\sqrt{\varepsilon j}} \ln \frac{l_c}{R_k} \quad (3.23)$$

где $Q_{\text{пл}}$ —дебит нефти скважины в пластовых условиях; l_c —расстояние между скважинами; \square —коэффициент гидропроводности; R_k —радиус контура питания.

Из формулы (3.22) видно, что снижение коэффициента продуктивности вследствие интерференции окружающих скважин происходит из-за дополнительной потери давления $\Delta P_{\text{и}}$, а снижение коэффициента продуктивности будет равно

$$\Delta K_{\text{и}} = K - K_{\text{и}}, \quad (3.24)$$

1.4. Определяется суммарная потеря коэффициента продуктивности скважин за счет деформации коллектора, снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом и интерференции окружающих скважин

$$\Delta K_{\text{дни}} = \Delta K_{\text{д}} + \Delta K_{\text{н}} + \Delta K_{\text{и}}, \quad (3.25)$$

где $\Delta K_{\text{д}}$ и $\Delta K_{\text{н}}$ —снижение коэффициента продуктивности скважин за счет деформации коллектора, снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом, которые определяются по формулам:

$$\Delta K_{\text{д}} = \Delta P_{\text{бок}} \cdot a_{\text{д}}, \quad (3.26)$$

$$\Delta K_{\text{н}} = \Delta P_{\text{нас}} \cdot a_{\text{н}}, \quad (3.27)$$

где $\Delta P_{\text{бок}}$ —снижение забойного давления ниже бокового горного давления; $a_{\text{д}}$ —снижение коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления на 1 МПа; $\Delta P_{\text{нас}}$ —снижение забойного давления ниже давления насыщения нефти газом; $a_{\text{н}}$ - снижение коэффициента продуктивности по нефти при снижении забойного давления на 1 МПа.

1.5. Осуществляется сопоставление и анализ снижения коэффициента продуктивности скважины.

При этом возможны три случая:

$$\text{а) } \Delta K = K_0 - K > \Delta K_{\text{дни}}$$

В этом случае снижение коэффициента продуктивности скважин практически полностью связано с деформацией коллектора, снижением

забойного давления ниже давления насыщения нефти газом и интерференцией с окружающими скважинами. Естественно, в подобных применение воздействия на призабойную зону скважин малоэффективно. Для снижения или предотвращения отрицательных влияний деформации коллектора, снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом необходимо поднять забойное давление выше $P_{бок}$ и $P_{нас}$. Когда текущее пластовое давление ниже $P_{бок}$ и $P_{нас}$ для повышения забойного давления необходимо осуществлять поддержание пластового давления. Снижение или предотвращение влияния окружающих скважин практически невозможно. Как видно из формулы (3.23) ее величина определяется гидропроводностью пласта, расстоянием между скважинами, радиусом контура питания и дебитом скважин по нефти. Единственным возможным путем является снижение дебита скважин, что на практике маловероятно.

$$b) \Delta K = K_0 - K > \Delta K_{дни}$$

В этом случае снижение коэффициента продуктивности помимо деформации коллектора, снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом и интерференции скважин определяется другими природными и техногенными факторами. В этом случае для повышения коэффициента продуктивности необходимо осуществлять воздействие на призабойную зону скважин. Эффективность воздействия на ПЗП будет зависеть от разницы ΔK и $\Delta K_{дни}$ —тем больше их разница, тем выше эффект от воздействия на ПЗП.

$$c) \Delta K_{дни} \approx 0.$$

Такой случай возможен при забойных давлениях выше $\Delta P_{бок}$ и $\Delta P_{нас}$ а также практическом отсутствии интерференции скважин в пластах с низкими ФЕС коллекторов. Естественно, в подобных условиях снижение коэффициента продуктивности скважин будет определяется другими природными и техногенными факторами, а от воздействия на ПЗП будет достигнут максимальный эффект.

1.6. Осуществляется выбор вида воздействия на ПЗП.

Если в результате расчетов установлено, что в анализируемых условиях наблюдается выше рассмотренные второй и третий случаи, необходимо будет выявить другие причины снижения коэффициента продуктивности скважин и вид воздействия на ПЗП.

Для этого представим снижение коэффициента продуктивности скважин в виде

$$\Delta K = \Delta K_{\text{днн}} + \Delta K_{\text{нт}} \quad (3.28)$$

Где $\Delta K_{\text{нт}}$ - снижение коэффициента продуктивности скважин за счет других природных и техногенных факторов.

По результатам ранее проведенных исследований $\Delta K_{\text{нт}}$ можно разделить на следующие составляющие

$$\Delta K_{\text{ПТ}} = \Delta K_{\text{ук}} + \Delta K_{\text{оп}} + \Delta K_{\text{ос}} + \Delta K_{\text{гк}} + \Delta K_{\text{пз}} + \Delta K_{\text{ост}}. \quad (3.29)$$

Где $\Delta K_{\text{ук}}$, $\Delta K_{\text{оп}}$, $\Delta K_{\text{ос}}$, $\Delta K_{\text{гк}}$, $\Delta K_{\text{пз}}$, $\Delta K_{\text{ост}}$ – снижение коэффициента продуктивности скважин за счет неустойчивости коллекторов, отложения парафина, отложения солей, глинистости коллекторов, загрязнения ПЗП и остальных причин.

Устойчивость пород коллекторов в процессе эксплуатации скважин и воздействию на ПЗП обеспечивается при условии

$$P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} \leq \frac{G_{\text{сж}}}{2} - K_{\text{бок}}(10^{-6} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot L - P_{\text{пл}}), \quad (3.30)$$

Где $G_{\text{сж}}$ - предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном скважин, g – ускорение силы тяжести.

Если процессе эксплуатации скважины не выполняется данное условие, необходимо осуществить геолого-технические мероприятия (ГТМ) по укреплению пород коллекторов ПЗП, промывки забоя скважины, установлению фильтров, ограничивающих поступление механических частиц породы из пласта в ПЗП.

Для месторождений с повышенным содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ (АСВП) влияние температурных факторов на коэффициент продуктивности скважин может быть ощутимым. Потенциальные возможности выпадения АСПВ из нефти характеризует величина недонасыщенности, которая характеризуется разностью пастовой температуры и температуры насыщения АСПВ

$$\Delta t = t_{пл} - t_{нас.пл} \quad (3.31)$$

При $\Delta t \leq 0$, будет происходить выпадение АСПВ в пласте и в призабойной зоне.

Большинство нефтяных месторождений разрабатывается с поддержанием пластового давления путем закачки холодной воды, которая может приводить к уменьшению температуры в ПЗП и спровоцировать выпадение АСПВ.

Температуре насыщения нефти АСПВ в пластовых условиях можно оценить по формуле «ВНИИнефти»

$$t_{нас.пл.} = t_{нас.д.} + 0,2 \cdot P_{пл} - 0,1 \cdot \Gamma_n \quad (3.32)$$

Где $t_{нас.пл.}$ и $t_{нас.д.}$ – температуры насыщения пластовой и дегазированной нефти АСПВ, Γ_n – газонасыщенность пластовой нефти.

Если в ПЗП выполняется условие $\Delta t \leq 0$, то необходимо проводить ГТМ по повышению забойной температуры различными тепловыми методами.

Для выяснения возможности отложения солей в ПЗП или в оборудовании необходимо регулярное изучение состава и свойств попутных вод. На основании этих исследований представляет возможным правильное предсказание интервалов отложений солей. Для предотвращения выпадения солей необходимо производить обработку скважин различными ингибиторами солеотложения.

Ранее проведенные исследования показали, что влияния глинистости на проницаемость происходит за счет усложнения строения порового

пространства в результате разбухания глинистых частиц, причем снижение проницаемости происходит больше для коллекторов с глинистой составляющей монтмориллового ряда при проникновении в них пресной воды. Повышение производительности глинистых пластов после их контакта с пресной водой возможно при обработке растворами соляной и серной кислот.

В процессе эксплуатации скважин в средне и низкопроницаемых коллекторах призабойная зона неполностью очищается от проникших в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора в процессе вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины. При этом многими исследованиями установлена закономерность увеличения зоны проникновения в пласт твердых частиц и фильтрата бурового раствора с ростом репрессии на пласт и времени вскрытия пласта, а так же в зависимости от типа коллектора и его ФЕС. Для выбора ГТМ по увеличению коэффициента продуктивности скважин необходимо знать фактический размер зоны проникновения твердых частиц и фильтрата бурового раствора в пласт. Для этого можно использовать аналитическую зависимость

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{20K_k \cdot \Delta P_p \cdot T}{m \cdot \mu}} \quad (3.33)$$

где K_k —проницаемость фильтрационной корки; ΔP_p —средняя величина репрессии на пласт; T —время воздействия бурового раствора на пласт; m —пористость пласта; μ —вязкость фильтрата.

Проницаемость фильтрационной корки определяется по формуле

$$K_k = 2 \cdot 10^{-19} \cdot h_r \cdot \Phi \quad (3.34)$$

где h_r —толщина фильтрационной корки, Φ —фильтратоотдача бурового раствора.

Если значение проникновения твердых частиц и фильтрата бурового раствора не превышает глубины прострела пласта использованными перфораторами, то рекомендуются ГТМ по очищению

ПЗП типа обработок соляной кислотой, а при превышении глубины прострела – механические методы типа ГРП, радиального бурения и другие методы, повышающие гидродинамическую связь призабойной зоны с удаленной частью пласта.

В качестве остальных факторов снижающих коэффициент продуктивности скважин можно выделить характер смачиваемости пород-коллекторов, выделения гипса, растворение сульфатов пород, окислительно-восстановительные и другие реакции, зависящие от физико-химических характеристик вод и пород.

Все вышеописанные причины снижения коэффициента продуктивности скважин проявляются как дифференцированно, так и совместно, но обычно не более двух, а в редких случаях трех причин. Поэтому выбор вида воздействия на призабойную зону скважин должен быть обоснован исходя из конкретного технического состояния скважин и геолого-физических условий, в которых она находится.

Итак:

1. Снижение ФЕС коллекторов ПЗП и коэффициента продуктивности скважин в процессе первичного и вторичного вскрытия пласта, освоения и эксплуатации связано с комплексом явлений и процессов, происходящих не только в околоскважинной зоне, но и межскважинном пространстве пласта. Из-за множества причин снижения ФЕС коллекторов ПЗП и коэффициента продуктивности скважин разработана большое количество методов интенсификации притока жидкости, приемистости скважин, ограничения и изоляции водопритокров в добывающих скважинах.

2. Анализ зависимостей коэффициента продуктивности скважин от депрессии на пласт подтверждает результаты ранее проведенных исследований о том, что высокопроницаемые коллектора не подвергаются значительному загрязнению, в среднепроницаемых – самоочистки ПЗП не

происходит, полное же восстановление естественной продуктивности низкопроницаемых коллекторов весьма затруднительно.

3. Существует много методов выявления причин снижения продуктивности, выбора скважин и вида воздействия на ПЗП, и каждый подход имеет свои достоинства и недостатки. Помимо недостатков, характерных для каждого из этих методов, все они не учитывают изменение показателей работы скважин из-за взаимодействия их с окружающими скважинами.

4. На основе системного подхода предложен усовершенствованный метод определения причин снижения продуктивности скважин и выбора вида воздействия на ПЗП. Суть предложенного подхода заключается в рассмотрении объекта исследования как единой системы, состоящей из значительного числа взаимосвязанных элементов, в которой анализ причин снижения коэффициента продуктивности, выбор скважин и вида воздействия на ПЗП осуществляется исходя из конкретных геолого-физических условий коллектора, месторождения и участка, технологических факторов, а также стадии разработки.

В основе предложенного подхода лежат следующие принципы:

- решение обычно принимается для условий одновременного влияния на продуктивность скважины большого количества механических, физических, химических и технологических процессов происходящих в прискважинной и межскважинной зонах пласта;
- последовательное определение и поэтапное исключение факторов не существенно влияющих на коэффициент продуктивности скважин;
- разделение причин снижения продуктивности скважин, которые могут быть устранимы и не зависящими от применения воздействия на ПЗП;
- поэтапное уменьшение риска при принятии решения о применимости метода воздействия на ПЗП.

3.3. Выводы по третьей главе

1. Анализ материалов гидродинамических исследований скважин ряда месторождений Западного Узбекистана показала, что качественные исследования проводились в основном в процессе испытания скважин, в процессе же их эксплуатации они проводились очень редко и в большинстве случаев заканчивались до восстановления забойного давления.

2. В результате обработки материалов гидродинамических исследований скважин установлено, что значения коэффициентов проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности и скин-фактора в исследованных интервалах скважин изменяются в широких пределах.

Величина показателя скин-фактора при эксплуатации скважин изменяется от - 8,32 до 7,25, в среднее ее значение по месторождениям варьирует от - 4,73 до 2,91, т.е. в относительно узком интервале.

3. С определением величины показателя скин-фактора решается только вопрос о необходимости проведения работ по воздействию на ПЗП, а вопрос какую именно технологию воздействия на ПЗП с целью очистки и интенсификации добычи нефти необходимо проводить полностью не решается, т.к. величина этого показателя дает возможность оценить следствия его причин.

4. Предложен подход к установлению причин снижения продуктивности скважин и выбора метода воздействия на ПЗП, основанных в следующих принципах:

- решение принимается для условий одновременного влияния на продуктивность скважины большого количества механических, физических, химических и технологических процессов происходящих в прискважинной и межскважинной зонах пласта;
- последовательное определение и поэтапное исключение факторов не существенно влияющих на коэффициент продуктивности скважин;

- разделение причин снижения продуктивности скважин, которые могут быть устранимы и не зависящими от применения воздействия на ПЗП;

- поэтапное уменьшение риска при принятии решения о применимости метода воздействия на ПЗП.

Заключение

На основе исследований по теме «Реализация системного подхода при обосновании методов воздействия на призабойную зону пластов» показаны научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие теоретические выводы и практические рекомендации.

1. Теория и практике эксплуатации нефтяных скважин свидетельствует о неуклонном ухудшении во времени 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.

2. На месторождениях УДП «Шуртаннефтьгаз» в зависимости от геолого-физических условий и состояния разработки в скважинах осуществляется множество видов геолого-технических мероприятий по зарезке второго ствола, промывки и очистки забоя, промывки сульфоналом, изоляция водопритокков, изоляции водопритокков с дострелом, дострела и обработки соляной кислотой.

3. Результаты анализа эффективности проводимых ГТМ по интенсификации добычи нефти свидетельствует о наличии проблемы, особенно и точки зрения увеличения прироста дебита нефти, для чего возникает необходимость проведения исследований по совершенствованию обоснования видов и модификации ГТМ, а также параметров технологии их проведения в конкретных условиях.

4. В результате обработки материалов гидродинамических исследований скважин установлено, что значения коэффициентов проницаемости, пьезопроводности, гидропроводности и скин-фактора в исследованных интервалах скважин изменяются в широких пределах.

Величина показателя скин-фактора при эксплуатации скважин изменяется от - 8,32 до 7,25, в среднее ее значение по месторождениям варьирует от - 4,73 до 2,91, т.е. в относительно узком интервале.

5. С определением величины показателя скин-фактора решается только вопрос о необходимости проведения работ по воздействию на ПЗП, а вопрос какую именно технологию воздействия на ПЗП с целью очистки и интенсификации добычи нефти необходимо проводить полностью не решается, т.к. величина этого показателя дает возможность оценить следствия его причин.

6. Предложен подход к установлению причин снижения продуктивности скважин и выбора метода воздействия на ПЗП, основанных в следующих принципах:

- решение принимается для условий одновременного влияния на продуктивность скважины большого количества механических, физических, химических и технологических процессов происходящих в прискважинной и межскважинной зонах пласта;
- последовательное определение и поэтапное исключение факторов не существенно влияющих на коэффициент продуктивности скважин;
- разделение причин снижения продуктивности скважин, которые могут быть устранимы и не зависящими от применения воздействия на ПЗП;
- поэтапное уменьшение риска при принятии решения о применимости метода воздействия на ПЗП.

Литература

1. Агзамов Ф.А., Дияшев Р.Н., Якимов А.С., Крысин Н.И. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии //Нефтяное хозяйство, 2007, N10,с.125-129.
2. Белов А.Е., Джонтаев М.А., Морозова Т.Г. Некоторые особенности испытаний глубокозалегающих горизонтов в бурящихся скважинах //Нефтяное хозяйство, 1975, N3,с.22-25.
3. Галимов М.А., Проводников Г.Б. Анализ качества технологий заканчивания скважин на месторождениях Западной Сибири методом статистической оценки //Нефтяное хозяйство, 2003, N6,с.43 -46.
4. Давыдов В.К. Комплексная технология при бурении продуктивных пластах //Нефтяное хозяйство, 2006, N8,с.116-117.
5. Дейс В. Вторичное вскрытие пластов на углеводородной среде в условиях депрессии //Бурение и нефть,2006, N10,с.10-12.
6. Демяненко Н.А., Минаев Б.П. Оценка влияния некоторых геолого-технических факторов на степень кольтматации околоствольной зоны пласта продуктами буровых растворов //Азербайджанское нефтяное хозяйство,1986, N12, с.3-7.
7. Калинин В.Ф. Выбор продолжительности воздействия депрессии на пласт при освоении скважин //Нефтяное хозяйство, 1990, N6,с.28-32.
8. Капырин Ю.В., Храпова Е.И., Кащицин А.В. Использование комплексной технологии вторичного вскрытия пласта для повышения дебита скважин //Нефтяное хозяйство, 2001, N6,с.58-60.
9. Михеев М.А. Исследование загрязнения продуктивного пласт растворами на водной основе с использованием модели кругового пласта //Строительство скважин, 1998, N9,с.8-10.
10. Салихов Р.Г. Перспективное направление повышения вскрытия продуктивных пластов //Нефтегазовое дело, 2003, N3,с.24-26.

11. Мамаджанов Э.У. Выбор бурового раствора для вскрытия продуктивного горизонта. –М.Обзорная информация ИНТЕКа,1990, с.31.
12. Рахимов А.К. Вскрытие пластов и крепление скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (на примере средней Азлии).–Ташкент: Фан, 1980,с.141.
- 13.Рахимов А.К. О состоянии и задачах по ускорению бурения скважин на нефть и газ в Узбекистане //Узбекский журнал нефти и газа,1997, №1,с.11-14.
- 14.Салахутдинов Н.Х., Алиев Б.А., Аминов А.М., Рахимов А.А. Оценке кольтматирующей способности промывочной жидкости при вскрытий продуктивных горизонтов//Узбекский журнал нефти и газа,1997, N2,с.32-34.
- 15.Пулатов Б.Р. Разработка технологии бурения скважин в рапоносных зонах месторождений нефти и газа: Автореф.рис. техн.наук.–Ташкент: ОАО "Уз ЛИТИнефтьгаз",2005,с.26.
16. 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.
- 17.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,2008, N8,с.70-72.
- 18.Наказная П.Г. Фильтрация жидкости и газа в трещиноватых коллекторах. –М:Недра,1972, с.184.
- 19.Абдулин Ф.С. Повышение производительности скважин. –М.: Недра, 1975, с.264.
20. Александров В.С. Особенности вскрытия пластов и испытания скважин в Ферганской впадине // Нефтяное хозяйство, 1992, №1, с.41-44.

21. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. –М.: Недра,1990, с.427.
22. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншар Р.Д. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа. –М.: Недра,1982, с.200.
23. Запывалов Н.Л. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений //Нефтяное хозяйство, 2005, N11, с.20-23.
24. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. –М.:Недра,1987, с.172.
25. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. –М.: ООО "Недра –Бизнесцентр", 2007, с.467.
26. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. –М.: Нефть и газ,1996, с.190.
27. Сергеев Н.Д., Кострюков Г.В., Кривносос И.В. Особенности разработки и эксплуатации месторождений с трещиновато-пористыми коллекторами. –М.: Недра, 1975, с.152.
28. Чазов Г.А., Азаматов В.И., Якимов С.В., Савич А.Ч. Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложненные скважины. –М.: Недра, 1986, с.150.
29. 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 "ИГРНИГМ". –Ташкент: вып.80, 2001, с.138-146.
30. Азимов П.К., Ирматов Э.К., Шарапов Ж.М. Некоторые проблемы рациональной разработки газоконденсатных месторождений и увеличение добычи конденсата // Узбекский журнал нефти и газа, 2007, №3, с.27-29.

31. Дябин А.Г., Канн В.А., Соловьев Е.В. Результаты внедрения приоритетных технологий ОАО РМНТК «Нефтеотдача» по повышению нефтеотдачи на объектах с трудноизвлекаемыми запасами ОАО «Нижневартовскнефтегаз» (за 1993-1999 годы) // Интервал. –Москва, 2002. -№7(42), -С.37-43.
32. Каневская Р.Д., Андриасов А.Р. Оценка технологической эффективности применения полимеров. // Нефтепромысловое дело. –Москва, 2001. -№2. -С.15-18.
33. Об эффективности уплотнения сетки добывающих скважина месторождениях поздней стадии разработки / А.А.Закиров, М.С.Мирзарахимов, Н.Х.Эрматов, М.Р.Сидикходжаева // Узбекский журнал нефти и газа. -Ташкент, 2002. -№4. -С.31-34.
34. Юдаков А.Н., Жидков В.В., Мулявин С.Ф. Повышение эффективности выработки запасов нефти Пограничного месторождения на завершающей стадии разработки // Бурение и нефть. -Москва, 2007. -№10. -С.13-15.
35. Гуськова И.А., Захарова Е.Ф. Методики оценки и прогнозирование технологической эффективности методов ОПЗ скважин // Бурение и нефть. -Москва, 2010. -№12. -С.14-17.
36. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. –М.: Наука, 2000. -414с.
37. Батурин А.Ю. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. -М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. -116 с.
38. О выборе решений при проведении обработок призабойной зоны скважин /М.С. Ахунов, Т.Ч.Шейдаев, А.И.Миргейдарова, Ф.А.Шарифуллин //Азербайджанское нефтяное хозяйство. -Баку, 1990.-№10. -С.30-33.
39. Гладков Е.А. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации притока нефти // Бурение и нефть. -Москва, 2010. -№12. -С. 29-31.

40. Комплексный учет энергетики пласта и текущего состояния его разработки при выборе скважин для проведения работ по стимуляции добычи нефти / М.З. Тазиев, М.Ш.Каюмов, А.И.Хисамутдинов и др.
41. Тухтаев Р.М., Антипин Ю.В., Карлов А.А. Области эффективного применения кислотных обработок обводненных скважин на месторождениях Западного Башкортостана // Нефтепромысловое дело. - Москва, 2001. -№1. -С. 28-31.
42. Оркин К.Г., Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. –М.: Недра, 1967. -380 с.
43. Кононов В.М. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин. –М.: МГОУ, 2009. –С. 234.
44. Чазов Г.А., Азаматов В.И., Яхимов С.В., Савич А.Ч. Термогазохимические воздействия на малодебитные и осложненные скважины. –М.: Недра, 1986. –С. 150.
45. Четыркин А.И. Разработка методов учета изменения фильтрационных параметров пластов с целью их достоверного определения для совершенствования проектирования и контроля разработки нефтяных месторождений: Автореф.дис.канд.тех.наук. – М.: ОНТИВНИИ, 1983. – С.21.
46. Методика определения параметров пласта по данным кратко-временной эксплуатации. – Тюмень: ГипроТюменнефтегаз, 1974. –С.31.
47. Багов М.С., Кузьминов Д.Н. Зависимость сжимаемости горной породы от характера ее нагружения // Нефтяное хозяйство. 1968, №7, -с. 24-28.
48. Бабаев А.Г. Карбонатная формация юрского возраста платформенной области Узбекистана и ее нефтеносность. – Ташкент: ФАН, 1983. –С.175.
49. Лысенко В.Д. Исследование добывающих скважин с целью восстановления их продуктивности // Нефтепромысловое дело, 2005, №7, -С. 27-29.
50. Ахметов Н.З., Фадеев В.Г., Салихов М.М., Газизов И.Г. Причины ухудшения проницаемости призабойной зоны добывающих скважин по

- Восточно-Суляевской площади // Нефтепромысловое дело, 2003, №12. – С. 31-34.
51. Сахибгареев Р.С., Славин В.И. Необратимые деформации горных пород при испытании скважин // Геология нефти и газа, 1991, №5. –С. 37-40.
52. Ткачев В.А., Пазин А.Н. Комплексная технология обработки призабойных зон скважин применительно к условиям месторождений Западной Сибири // Нефтепромысловое дело, 2006, №8. –С.38-41.
53. Федоров В.Н., Сорокин П.М. Оценка степени воздействия буровых растворов на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта // Бурение и нефть, 2010, №5. –С. 23-25.
54. Шагиев Р.Г., Шагиев Р.Р. Значение скин-фактора при выборе скважин для обработок // Нефтяное хозяйство, 2002, №5. –С. 108-109.
55. Халимов Р.Х. Исследование и разработка технологии восстановления продуктивности скважин, осложненных отложениями асфальтосмолистых веществ: Автореф.дис.канд.тех.наук. –Тюмень: ТюмГНУ, 2004. –С.21.
56. Искендеров Д.А., Бабаев Р.Д., Ага-заде О. Оценка параметров пласта на основании скин-эффекта // Нефтепромысловое дело, 2011, №5. –С. 18-21.
57. Ибрагимов Л.Х. Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. –М.: Наука, 2000. -414 С.
58. Лысенко В.Д. Исследование малопродуктивных скважин по методу восстановления давления // нефтепромысловое дело. 2003, №6. –С. 32-41.
59. Лысенко В.Д. Слишком мала доля гидродинамически исследованных скважин // Нефтепромысловое дело, 2008, №4. –С. 4-6.
60. Лысенко В.Д. Самыми экономически эффективными мероприятиями при разработке нефтяных месторождений являются гидродинамические исследования скважин // Нефтепромысловое дело, 2006, №9. –С. 5-8.

- 61.. Салимов О.В., Зиятдинов Р.З. Методика оперативной оценки гидродинамического состояния призабойной зоны нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело, 2011, №3, -С.12-15.
62. Галимов М.А. Проведников Г.Б. Анализ качества технологий заканчивания скважин на месторождениях Западной Сибири методом статистической оценки / Строительства скважин, 1999, №5. –С.41-45.
63. Gherro Y., Shatwan M., Qiu K. Предотвращение поступления песка из пласта в скважины // Нефтегазовые технологии, 2009, №12. –С.5-9.
64. Газиев М.З. Каюмов М.Ш., Хисамутдинов А.И. Комплексный учет энергетики пласта и текущего состояния его разработки при выборе скважин для проведения работ по стимуляции добычи нефти // Нефтепромысловое дело, 2003, №7. –С. 33-36.
65. Яковлев С.А., Файзуллин И.Н., Хисамутдинов Н.И. Выбор скважины для проведения водоизоляционных работ и обработок призабойных зон // Нефтепромысловое дело, 2002, №1. –С.23-25.
66. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. -607 с.