

**Министерство Высшего и среднего специального
образования Республики Узбекистан**

**Каршинский инженерно - экономический институт
Факультет Нефти и Газа**



На правах рукописи
УДК 622.276

**Кафедра: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений »**

ДИССЕРТАЦИОННАЯ РАБОТА

РАХМАТУЛЛАЕВА АЛИБЕКА РАХМАТУЛЛА УГЛИ

На соискание академической степени магистра

**На тему: «Исследование влияние темпа отбора жидкости на темп отбора
нефти, залежей приуроченных к терригенным коллекторам»**

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

Научный руководитель  д.т.н., проф. А.Х.Агзамов

Карши-2016

Каршинский инженерно – экономический институт

Факультет Нефти и газа
Кафедра Ри ЭН ГМ

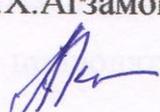
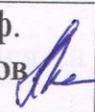
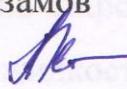
Утверждаю
Зав. кафедрой
Э.Н.Дусткобилов
«06» 06 2016 г

Задание на диссертационную работу

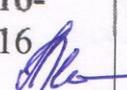
Студент магистратуры : Рахматуллаев Алибек Рахматулла угли

- 1. Тема диссертации:** «Исследование влияние темпа отбора жидкости на темп отбора нефти, залежей приуроченных к терригенным коллекторам»
«10» 01. 2015 г одобрено на заседании кафедры.
- 2. Срок выполнения диссертационной работы:** 06 июня 2016г
- 3. Сведения для выполнения диссертационной работы:** Материалы научно-исследовательской практики, фондовые материалы, литературные источники и материалы полученные по интернету.
- 4. Содержание расчетно-пояснительной записки диссертационной работы (перечень рассмотренных вопросов):**
Анализ результатов исследований влияния темпа разработка на коэффициент извлечения нефти, Выбор и обоснование методики и объектов исследования, Оценка степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора и конечный коэффициент извлечения нефти, выводы по каждой главе, литература.
- 5. Перечень графической части диссертационной работы (наименование чертежей указывается конкретно):**
 1. Зависимости КИН от темпа отбора нефти и жидкости.
 2. Зависимости КИН от темпа отбора нефти.
 3. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за I стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам.
 4. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за II стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам.
 5. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за III стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам.
 6. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за IV стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам.

6. Консультации по диссертационной работе

| № | Тема раздела | Консультант ф. и. о. | Подпись |
|----|---|------------------------------|--|
| 1. | 1-Глава. Анализ результатов исследований влияния темпа разработки на коэффициент извлечения нефти. | д.т.н., проф. А.Х.Агзамов |  |
| 2. | 2-Глава. Выбор и обоснование методики и объектов исследования. | д.т.н., проф. А.Х.Агзамов |  |
| 3. | 3-Глава. Оценка степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора и конечный коэффициент извлечения нефти. | д.т.н., проф. А.Х.Агзамов |  |
| 4. | Заключение | д.т.н., проф. А.Х.Агзамов |  |

7. Выполнение диссертационной работы и представление к защите

| № | Содержание диссертационной работы | Срок выполнения дата | Отметка о проверке |
|----|--|-------------------------|--|
| 1. | Анализ результатов исследований влияния темпа разработки на коэффициент извлечения нефти. | 10.01.15- 10.02.16 | Выполнено  |
| 2. | Выбор и обоснование методики и объектов исследования. | 01.03.16- 30.03.16 | Выполнено  |
| 3. | Оценка степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора и конечный коэффициент извлечения нефти. | 10.04.16- 12.05.16 | Выполнено  |
| 4. | Заключение | 15.05.16- 01.06.16 | Выполнено  |

Научный руководитель:

Задание получил:

Задание выдано:

 д.т.н., проф. А.Х.Агзамов

А.Р.Рахматуллаев

10. 01. 2015 г

РЕЦЕНЗИЯ

на диссертационную работу Рахматуллаева А.Р. студента кафедры: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на тему: «Исследование влияние темпа отбора жидкости на темп отбора нефти приуроченных к терригенным коллекторам».

Объектом исследования являются нефтяные залежи нефти Узбекистана, приуроченные к терригенным коллекторам, предметом исследования - степень влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на различных стадиях разработки.

Во введении диссертационной работы обосновано актуальность темы, выбран объект и предмет исследования, сформирована цель и определены задачи, научная и практическая значимость результатов исследования.

В первой главе приведены результаты анализа теоретических, экспериментальных и промысловых исследований влияния темпа отбора нефти и конечного коэффициента извлечения нефти.

Во второй главе дано обоснование методики и объектов исследования. Приведены данные о геолого-физических условных и технологических параметрах разработки объектов исследования. Статистическими методами произведена оценка информативности геолого-промысловых факторов.

В третьей главе приведены результаты численных экспериментов по статистическим моделям зависимости нефтеотдачи от темпа отбора жидкости. Показано, что на объектах исследования на всех стадиях разработки сохраняется достаточно хорошая статистическая связь между темпом отбора жидкости и нефти.

Научная новизна:

1. Установлены зависимости между темпами отборов жидкости и нефти для различных стадий разработки залежей нефти, приуроченных к терригенным коллекторам.

2. Установлено, что наиболее информативными геолого-промысловыми признаками являются комплексные факторы - темп отбора жидкости и нефти.

3. Выявлены геолого - физические условия, приводящие к высоким темпам обводнения продукции скважин.

В целом диссертация Рахматуллаева А.Р. соответствует требованиям, предъявляемым к подобным магистерским диссертационным работам.

На мой взгляд, тема раскрыта и несомненно обладает научной новизной, полученные результаты позволяют обосновать оптимальные темпы отбора жидкости и разработать рекомендации по снижению обводненности продукции скважин на различных стадиях эксплуатации залежей, что в итоге приведет к повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

Уровень общенаучной специальной подготовленности магистранта, сформированность общекультурных и профессиональных компетенций.

Сформированные общекультурные и общепрофессиональные компетенции позволяют сделать вывод о способности Рахматуллаева А.Р. решать научные проблемы с учетом приобретенных теоретических и методических знаний в исследуемой области наук, готовность осуществлять педагогическую деятельность по направлению: «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», постоянному совершенствованию, гармоничному поведению как в обществе, так и в отдельном коллективе.



ООО "Муборакнефгаз"
Начальник отдела
геологических служб

Оллобердиев Г.

ОТЗЫВ

Научного руководителя на магистерскую диссертационную работу Рахматуллаева А.
на тему «Исследование влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти,
залежей приуроченных к терригенным коллекторам»

Статические модели нефтеотдачи полученные на основе обобщения опыта разработки длительно эксплуатируемых месторождений различных регионов мира показывают, что темпы отбора жидкости приводят к увеличению конечного коэффициента извлечения нефти. В этих моделях темп отбора жидкости рассматривается как параметр неизменяющийся за весь период разработки месторождений. Однако, как показывает практика, этот показатель в процессе разработки изменяется в очень широких. Поэтому исследование взаимосвязи темпов отбора жидкости и нефти на различных стадиях эксплуатации залежей нефти является актуальной задачей представляющей научный и практический интерес с точки зрения разработки научно обоснованных рекомендаций по снижению обводненности продукции скважин и увеличения коэффициента извлечения нефти.

Целью исследования является изучение степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на залежах, приуроченных к терригенным коллекторам.

Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

1. Обобщены результаты ранее проведенных исследований по изучаемой теме.
2. Обобщено опыт разработки длительно эксплуатируемых месторождений Узбекистана, приуроченных к терригенным коллекторам.
3. Установлены взаимосвязи между темпами отборов жидкости и нефти в различных стадиях эксплуатации нефтяных залежей, приуроченных к терригенным коллекторам.

Поставленные задачи решены на основе:

- изучения, систематизации и анализа результатов исследований по теме диссертации;
- систематизации, анализа и обобщения опыта разработки, длительно эксплуатируемых месторождений нефти;
- использования методов математической статистики;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Научная новизна:

1. Установлены зависимости между темпами отборов жидкости и нефти для различных стадий разработки залежей нефти, приуроченных к терригенным коллекторам
2. Установлено, что наиболее информативными геолого-промысловыми признаками является комплексные факторы темп отбора жидкости и нефти.
3. Выявлены геолого-физические условия, приводящие к высоким темпам обводнения продукции скважин.

Научная и практическая значимость результатов исследований.

Полученные результаты позволяют обосновать оптимальные темпы отбора жидкости и разработать рекомендации по снижению обводненности продукции скважин на различных стадиях эксплуатации залежей, что в итоге приведет к повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

Тема диссертации непосредственно связана с научным направлением кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» проводящая исследования по повышению коэффициента извлечения нефти из недр.

В процессе работы над магистерской диссертацией А. Рахматуллаев показал способности к научной и педагогической работе.

Диссертационная работа написана и оформлена в соответствии с требованиями положения о магистратуре, а автор заслуживает получения степени магистра.

Научный руководитель,
д.т.н., профессор научный консультант
СП ООО «Gissarneftgaz»



Рахматуллаев А.Х.

АННОТАЦИЯ

Актуальность темы. В процессе эксплуатации нефтяных залежей многие показатели разработки изменяются. Статистические модели нефтеотдачи полученные на основе обобщения опыта разработки длительно эксплуатируемых месторождений различных регионов мира показывают, что темпы отбора жидкости приводят к увеличению конечного коэффициента извлечения нефти. В этих моделях темп отбора жидкости рассматривается как параметр неизменяющийся за весь период разработки месторождений. Однако, как показывает практика, этот показатель в процессе разработки изменяется в очень широких пределах. Поэтому исследование взаимосвязи темпов отбора жидкости и нефти на различных стадиях эксплуатации залежей нефти представляет научный и практический интерес с точки зрения разработки научно обоснованных рекомендаций по снижению обводненности продукции скважин и увеличения коэффициента извлечения нефти.

Цель исследования. Изучение степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на залежах, приуроченных к терригенным коллекторам.

Задачи исследования.

1. Обобщение результатов ранее проведенных исследований по изучаемой теме.
2. Обобщение опыта разработки длительно эксплуатируемых месторождений Узбекистана, приуроченных к терригенным коллекторам.
3. Установление взаимосвязи между темпами отборов жидкости и нефти в различных стадиях эксплуатации нефтяных залежей, приуроченных к терригенным коллекторам.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются нефтяные залежи нефти Узбекистана, приуроченные к терригенным коллекторам, предметом исследования - степень влияния темпа отбора

жидкости на темп отбора нефти на различных стадиях разработки.

Этапы исследования. Во введении диссертационной работы обосновано актуальность темы, выбран объект и предмет исследования, сформирована цель и определены задачи, научная и практическая значимость результатов исследования.

В первой главе приведены результаты анализа теоретических, экспериментальных и промысловых исследований влияния темпа отбора нефти и конечного коэффициента извлечения нефти.

Во второй главе дано обоснование методики и объектов исследования. Приведены данные о геолого-физических условных и технологических параметрах разработки объектов исследования. Статистическими методами произведена оценка информативности геолого-промысловых факторов.

В третьей главе приведены результаты численных экспериментов по статистическим моделям зависимости нефтеотдачи от темпа отбора жидкости. Показано, что на объектах исследования на всех стадиях разработки сохраняется достаточно хорошая статистическая связь между темпом отбора жидкости и нефти.

Поставленные задачи решались на основе:

- изучения, систематизации и анализа результатов исследований по теме диссертации;
- систематизации, анализа и обобщения опыта разработки, длительно эксплуатируемых месторождений нефти;
- использования методов математической статистики;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Научная новизна:

1. Установлены зависимости между темпами отборов жидкости и нефти для различных стадий разработки залежей нефти, приуроченных к терригенным коллекторам.

2. Установлено, что наиболее информативными геолого-промысловыми признаками являются комплексные факторы - темп отбора жидкости и нефти.

3. Выявлены геолого - физические условия, приводящие к высоким темпам обводнения продукции скважин.

Научная и практическая значимость результатов исследований.

Полученные результаты позволяют обосновать оптимальные темпы отбора жидкости и разработать рекомендации по снижению обводненности продукции скважин на различных стадиях эксплуатации залежей, что в итоге приведет к повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

Полученные теоретические и практические выводы и рекомендации предлагается использовать в АО " УзЛИТИнефтваз " при проектировании разработки нефтяных месторождений, а также в процессе преподавания дисциплины " Проектирование разработки нефтяных и газовых месторождений " .

Оглавление

Введение

1. Анализ результатов исследований влияния темпа разработки на коэффициент извлечения нефти.

1.1 Анализ результатов исследований влияния темпа разработки на коэффициент извлечения нефти.

1.1.1. Малые темпы разработки повышают нефтеотдачу пластов.

1.1.2. Высокие темпы отбора увеличивают нефтеотдачу пластов.

1.1.3. Оптимальные темпы разработки обеспечивают наибольшую нефтеотдачу пластов.

1.1.4. Темп разработки не влияет на нефтеотдачу пластов.

1.2. Современные представления об условиях применения, времени начала и эффективности увеличения отбора жидкости.

1.3. Выводы по первой главе

2. Выбор и обоснование методики и объектов исследования.

2.1. Выбор методики исследований.

2.2. Геолого - физические и технологические характеристики объектов исследования.

2.3. Исследование влияния информативности геолого - промысловых факторов.

2.4. Выводы по второй главе.

3. Оценка степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора и конечный коэффициент извлечения нефти.

3.1. Анализ статических моделей зависимости нефтотдачи от темпа отбора жидкости.

3.2. Оценка степени влияния темпа от бора жидкости на темп отбора нефти на различных стадиях разработки залежей.

3.3. Анализ влияния темпа отбора жидкости на темп отбора высоковязких нефтей.

3.4. Выводы по третьей главе

Заключение

Литература

Ведение

Актуальность работы. В процессе эксплуатации нефтяных залежей многие показатели разработки изменяются. В динамике их изменения по стадиям наблюдаются определенные закономерности: первая - стадия промышленного освоения, интенсивного разбуривания и ввода объекта на максимальный уровень добычи нефти; вторая - стадия максимального и относительно стабильного уровня добычи нефти; третья - стадия резко падающей добычи нефти, сопровождаемой быстрым ростом обводненности добываемой продукции скважин; четвертая - завершающая стадия разработки, характеризующаяся низкими уровнями добычи нефти при высокой обводненности отбираемой жидкости.

Статистические модели нефтеотдачи полученные на основе обобщения опыта разработки длительно эксплуатируемых месторождений различных регионов мира показывают, что темпы отбора жидкости приводят к увеличению конечного коэффициента извлечения нефти. В этих моделях темп отбора жидкости рассматривается как параметр неизменяющийся за весь период разработки месторождений. Однако, как показывает практика, этот показатель в процессе разработки изменяется в очень широких пределах. Поэтому исследование взаимосвязи темпов отбора жидкости и нефти на различных стадиях эксплуатации залежей нефти представляет научный и практический интерес с точки зрения разработки научно обоснованных рекомендаций по снижению обводненности продукции скважин и увеличения коэффициента извлечения нефти.

Степень изученности задачи. Исследованиям влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти и коэффициент извлечения нефти залежей, приуроченных к терригенным коллекторам порового типа посвящено достаточно большое количество экспериментальных, теоретических и промысловых работ. Одни специалисты считают, что малые темпы разработки повышают нефтеотдачу пластов, вторые - высокие темпы

отбора увеличивают степень извлечения нефти, третьи убеждены, что для каждого месторождения существует своя оптимальная скорость вытеснения нефти, обеспечивающая наибольший коэффициент извлечения нефти. При этом большинство ученых и специалистов считают, что увеличение темпа отбора жидкости наиболее эффективен в завершающей стадии разработки.

Этим вопросам из зарубежных ученых занимались Ю.А.Балакиров, А.В.Гавура, А.Т.Горбунов, В.И.Колганов, О.Ф.Мартинцев, А.В.Лебединец, Н.Д.Сергеев, Э.М.Симкин, М.Л.Сургучев, М.А.Токарев, Б.И.Тульбович, Н.И.Юркив и др. Изучению этого вопроса на месторождениях Узбекистана посвящены работы А.Х.Агзамова, П.К.Азимова, Г.А.Алиджанова, Э.К.Ирматова, С.Н.Назарова, У.С.Назарова, Б.Х.Хужаерова, Б.Ш.Акрамова, Р.К.Сидикходжаева, А.Г.Посевича, Н.В.Сипачева, О.М.Чарыева, Н.Н.Махмудова, М.А.Турсунова и др. Анализ результатов исследований выше перечисленных ученых показывают, что влияние темпа отбора жидкости на темп отбора нефти и коэффициент извлечения нефти изучена в основном для завершающей (IV) стадии эксплуатации залежей нефти, а их взаимосвязь за основной период (I, II, III стадии) недостаточно изучено. В связи с чем, этот вопрос является одной из актуальных задач нефтедобычи имеющее большое практическое значение.

Цель исследования. Изучение степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на залежах, приуроченных к терригенным коллекторам.

Задачи исследования.

4. Обобщение результатов ранее проведенных исследований по изучаемой теме.

5. Обобщение опыта разработки длительно эксплуатируемых месторождений Узбекистана, приуроченных к терригенным коллекторам.

6. Установление взаимосвязи между темпами отборов жидкости и нефти в различных стадиях эксплуатации нефтяных залежей, приуроченных к терригенным коллекторам.

Гипотеза исследования. На каждой стадии разработки залежей нефти существует определенная взаимосвязь между темпами отборов жидкости и нефти в зависимости от их характерных особенностей.

Объект и предмет исследования. Объектом исследования являются нефтяные залежи нефти Узбекистана, приуроченные к терригенным коллекторам, предметом исследования - степень влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на различных стадиях разработки.

Поставленные задачи решались на основе:

- изучения, систематизации и анализа результатов исследований по теме диссертации;
- систематизации, анализа и обобщения опыта разработки, длительно эксплуатируемых месторождений нефти;
- использования методов математической статистики;
- проведения аналитических исследований и сопоставления их результатов с промысловыми данными.

Научная новизна:

4. Установлены зависимости между темпами отборов жидкости и нефти для различных стадий разработки залежей нефти, приуроченных к терригенным коллекторам.

5. Установлено, что наиболее информативными геолого - промысловыми признаками являются комплексные факторы темпа отбора жидкости и нефти.

6. Выявлены геолого - физические условия, приводящие к высоким темпам обводнения продукции скважин.

Научная и практическая значимость результатов исследований.

Полученные результаты позволяют обосновать оптимальные темпы отбора жидкости и разработать рекомендации по снижению обводненности продукции скважин на различных стадиях эксплуатации залежей, что в итоге приведет к повышению конечного коэффициента извлечения нефти.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 26 источников. Основное содержание работы изложено на страницах машинописного текста, включает _ таблиц и _ рисунков.

Благодарность кафедре и научному руководителю. Автор выражает свою искреннюю благодарность руководителю - доктору технических наук, профессор А.Х.Агзамову за научно-методологическую и практическую помощь, оказанную в процессе работы над диссертацией, а также преподавательскому составу кафедры "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" за советы и поддержку.

1. Анализ результатов исследований влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти и конечного коэффициента извлечения нефти.

1.1 Анализ результатов исследований влияния темпа разработки на коэффициент извлечения нефти.

Проблема влияния темпа разработки нефтяных месторождений на степень извлечения нефти из недр при заводнении также одна из самых сложных и трудных в нефтяной промышленности. Изучению различных аспектов этой проблемы посвящено, пожалуй, больше исследований (теоретических, экспериментальных и промысловых), чем какой-либо другой. Однако в настоящее время можно констатировать, что, как и 20—30 лет назад, однозначного мнения о влиянии темпа разработки месторождений на эффективность извлечения нефти, к сожалению, не существует. Как и прежде, одни специалисты считают, что малые темпы разработки способствуют повышению нефтеотдачи пластов, другие, наоборот, полагают, что высокие темпы отбора и скорости фильтрации жидкости увеличивают степень извлечения нефти из недр, третьи убеждены, что для каждого месторождения необходима своя оптимальная скорость вытеснения нефти, обеспечивающая наибольшую нефтеотдачу пластов. А специалисты, занимающиеся проектированием разработки месторождений, исходя из анализа, опыта и исследований, в основу всех проектов закладывают условие независимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки.

Причину столь противоречивых представлений можно объяснить тем, что теоретические и лабораторные экспериментальные исследования касаются лишь скорости фильтрации жидкостей, движения водонефтяного контакта на моделях линейных однородных и неоднородных пористых сред в зависимости от соотношений гидродинамических градиентов и капиллярного давления. В реальных условиях разработки месторождений эти факторы неоднозначны, не поддаются измерению (контролю) во всех точках пластов и неизбежно

изменяются по площади и размеру (по объему) залежей в очень широких пределах — от нуля в застойных зонах до весьма больших величин на стенках скважин, в крупных порах и трещинах. Промысловые же исследования отражают зависимость от темпа заводнения конкретных характеристик разработки месторождений, таких, как обводнение добываемой продукции (водонефтяной фактор), охват пластов заводнением и текущая нефтеотдача, связь которых с конечной нефтеотдачей пластов является очень сложной и остается в значительной мере неопределенной, основанной лишь на расчетах, не замеренной и не проверенной практически ни на одном месторождении.

Для того чтобы определить, какие же практические следствия вытекают из этих противоречивых исследований, как их можно использовать в реальных условиях разработки нефтяных месторождений, рассмотрим наиболее характерные позиции по этой проблеме, [1].

1.1.1. Малые темпы разработки повышают нефтеотдачу пластов.

Впервые такой вывод был сделан в 1941 г. Американским ученым М. Левереттом на основе экспериментальных исследований капиллярной пропитки в гидрофильных пористых средах. На основании этого им было высказано качественное предположение, что в реальных неоднородных пластах при малых скоростях вытеснения нефти водой будет происходить ускоренное вытеснение нефти в прослоях с малой проницаемостью и тем самым достигаться более высокая нефтеотдача пласта. Позднее такие же мнения высказывались и другими исследователями, в том числе советскими, по результатам качественного анализа действия капиллярных сил и экспериментального изучения процесса вытеснения нефти водой из трещиновато-пористых сред. В учебнике [2] был сформулирован вывод, что, чем медленнее скорость вытеснения тем больший эффект в смысле конечной нефтеотдачи можно получить.

На основании этих исследований и возникло представление, что высокие темпы добычи нефти способствуют быстрому прорыву воды по

высокопроницаемым слоям, уменьшают охват заводнением и конечную нефтеотдачу пластов.

В принципе с теоретической точки зрения в неоднородных нефтеводоносных пластах эффект капиллярной пропитки не вызывает сомнения. Действительно, в чисто гидрофильных неоднородных пластах капиллярные силы в определенных условиях могут способствовать вытеснению нефти из менее проницаемых слоев и матриц, выравниванию фронта внедрения воды и повышению охвата пластов заводнением. Но для практической реализации этого эффекта необходимо, чтобы при разработке месторождения скорость продвижения водонефтяных контактов была соизмерима со скоростью капиллярной пропитки. Как показано в работе [3], даже в чисто гидрофильных пластах капиллярные силы могут изменить характер заводнения неоднородно-слоистых пластов лишь при перепадах давления между линией нагнетания и зоной отбора не более 0,3 МПа (в 15—20 раз меньше практикуемых), т. е. соизмеримых с капиллярным давлением. При таких депрессиях на пласт разрабатывается единственное месторождение с газовой шапкой и подошвенной водой (Анастасиевско - Троицкое).

Столь малые темпы разработки обычных месторождений для практики неприемлемы, поэтому из верного вывода о том, что малые темпы разработки повышают нефтеотдачу пластов, не вытекают практических следствий.

Кроме того, капиллярные силы — главная причина остаточной нефтенасыщенности при заводнении микрон неоднородной пористой среды и снижения коэффициента вытеснения нефти водой. Поэтому в реальных условиях разработки нефтяных месторождений воспользоваться эффектом повышения охвата пластов заводнением за счет капиллярных сил и тем более получить ощутимый прирост нефтеотдачи пластов невозможно.

1.1.2. Высокие темпы отбора увеличивают нефтеотдачу пластов.

К этому выводу впервые пришел Ф. И. Котяхов, который сформулировал его в докладе «Скорость движения при контурной воды и нефтеотдача, посвященном развитию научно-исследовательских работ в области вторичных методов добычи нефти.

В последующем такие же или аналогичные выводы были сделаны многими исследователями.

Г. К. Максимович в 1954 г. при обосновании физических основ форсированного отбора жидкости доказывал, что при увеличении темпа отбора жидкости происходит переток нефти из малопроницаемых пропластков нефти в высокопроницаемые. В результате подвижность нефти в малопроницаемых участках увеличивается и повышается нефтеотдача пласта [1].

Американские ученые Д. Бакуолтер, В. Стайлс и М. Эджер-тон в 1958 г. сделали совершенно однозначный вывод, что нефтеотдача пластов при заводнении уменьшается в случае ограничения темпа разработки[4].

Н. Н. Непримеров и А. Г. Шарагин, исследуя особенности внутриконтурной выработки нефтяных пластов Ромашкинского месторождения, в 1961 г. пришли к наиболее категоричному выводу, что, чем выше перепад давления, тем выше нефтеотдача пластов и темп их выработки. В это же время на основе анализа большого фактического материала (12 пластов Грозненского района, семь месторождений Самарской Луки и Башкирии) И. Г. Пермяков и Н. С. Гудок утверждали, что, чем выше темп закачки воды в пласт и отбора жидкости, тем больше конечная нефтеотдача пласта и что если темпы закачки и отборов сократить, то произойдет потеря нефти, которую компенсировать полностью будет практически невозможно даже при условии последующего увеличения закачки и отборов. Эти выводы подтверждены лабораторными исследованиями на естественных образцах девонских песчаников

Туймазинского месторождения. В 1965 г. И. Г. Пермяков на основе анализа профилей приемистости нагнетательных скважин Туймазинского месторождения повторяет ранее сделанный вывод, что с повышением темпов закачки коэффициент охвата пласта заводнением увеличивается и соответственно этому увеличивается коэффициент нефтеотдачи пласта.

Неоднократно к выводу о том, что более высокие скорости фильтрации обеспечивают наибольшие коэффициенты нефтеотдачи пластов Серафимовской группы месторождений, приходили И. Х. Сабиров и И. Я. Юрин. Ими сделана количественная оценка, что снижение скорости фильтрации в 1,5—2 раза приводит к уменьшению коэффициента нефтеотдачи от 0,63 до 0,38. [5].

Э. М. Халимов и Р. М. Юсупов, анализируя опыт интенсивной разработки южной зоны пласта Д.Шкаповского месторождения, показали, что с увеличением темпа отбора до 10 % в год выполаживается кривая обводненности. Это явление они объяснили тем, что при увеличении перепадов давлений дренируются менее проницаемые пропластки, которые при обычных условиях не отдают нефти. На основе этого анализа была сделана практическая рекомендация — для сохранения достигнутого уровня добычи нефти по южной зоне необходимо последовательно увеличивать темпы отбора жидкости [7].

М. М. Саттаров и И. Х. Сабиров по фактическим данным разработки Серафимовской группы месторождений установили зависимости конечной нефтеотдачи пластов D_1 и D_2 от отношения скорости фильтрации к корню квадратному из проницаемости. При самом высоком показателе скорости нефтеотдача обоих пластов достигает 65 %, тогда как при снижении его в 2 раза по пласту D_1 нефтеотдача снижается до 40%, а по пласту D_2 — до 20%.

Положительное влияние высоких темпов отбора на нефтеотдачу пластов месторождений Татарии также отмечали многие исследователи. А. В. Валихановым, Г. Г. Вахитовым, Э. Д. Мухарским и другими в результате

анализа специальных крупных промышленных экспериментов на Ромашкинском месторождении, проведенных в 60-х годах, было показано, что метод повышения давления нагнетания воды (до 20 МПа на линиях нагнетания) выше начального пластового давления (17,5 МПа) не только повышает темп отбора нефти, но и вследствие наиболее полного охвата многопластового эксплуатационного объекта заводнением способствует существенному увеличению коэффициента нефтеотдачи Р. Ш. Мингареев, А. В. Валиханов, Г. Г. Вахитов, А. Х. Мирзаджанзаде и другие на основе анализа результатов исследования нагнетательных скважин при различных давлениях закачки воды на Ромашкинском месторождении пришли к выводам, что освоение практически всех нефтеснасыщенных коллекторов под закачку возможно при забойных давлениях порядка 40 МПа и более, а мероприятия по повышению давления нагнетания позволяют повысить добычу не только за счет простого увеличения градиента давления в пласте, но и за счет наиболее полного вовлечения в эксплуатацию ранее не освоенных воздействием нагнетания запасов нефти, что создает условия для обеспечения высокой конечной нефтеотдачи пластов [5].

В работе [1] подчеркивается, что интенсификация разработки вообще одна из основных особенностей системы разработки Ромашкинского месторождения, а основной метод ее осуществления— уплотнение сетки скважин и увеличение градиентов давления между зонами нагнетания и эксплуатации.

Эти технологические мероприятия не только повышают темп отбора извлекаемых запасов, но и за счет лучшего охвата многопластового объекта заводнением способствуют существенному увеличению коэффициента нефтеотдачи.

И. Н. Шустеф и Н. Е. Стадникова на основе анализа разработки месторождений Пермской области отмечают, что форсированный отбор жидкости может быть эффективным методом интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи в расчлененных пластах и в случае

неньютоновских нефтей.

Увеличение конечной нефтеотдачи по мере возрастания скорости вытеснения нефти водой было получено экспериментально А. Ж. Гашимовым, А. И. Маыедовым и Д. И. Гасановым.

Американские исследователи Д. Страйт, Д. Бенион и К. Азиз, на основе использования трехфазной двумерной численной модели и фактических данных месторождения делают вывод, увеличение темпа отбора приводит к экономически оправданному увеличению конечной нефтеотдач [4].

Широкие, разносторонние исследования и однозначные выводы о положительном влиянии высоких темпов разработки на конечную нефтеотдачу пластов, основанные на фактических данных месторождений, не противоречат выводам об увеличении нефтеотдачи пластов при малых темпах разработки в идеализированных условиях, так как отражают другие реальные эффекты — преодоление загрязнения призабойных зон, начальных градиентов сдвига, неньютоновского характера нефтей, частичной гидрофобности коллекторов и др.

Столь определенные фактические результаты, показывающие эффективность высоких темпов разработки месторождений, обосновывают все практические мероприятия, направленные на интенсификацию добычи нефти в реальных условиях.

1.1.3. Оптимальные темпы разработки обеспечивают наибольшую нефтеотдачу пластов.

Правильная постановка вопроса требует ответа об оптимальном темпе разработки месторождения, а не о скорости вытеснения нефти водой. Эти понятия не являются синонимами. Но, к сожалению, нет ни одного исследования, которое устанавливало бы оптимальный темп разработки какого-либо конкретного месторождения.

Первое экспериментальное исследование, которое количественно установило наличие оптимальной скорости вытеснения нефти водой из

двухслойных моделей пористых сред, было выполнено О.Ф. Мартынцовым, В. М. Рыжиком в 1964 г. Ими была получена оптимальная скорость вытеснения, обеспечивающая наибольшую безводную нефтеотдачу (вытеснение нефти из модели к моменту прорыва воды) при различном соотношении проницаемостей слоев и вязкостей нефти и воды.

При реальном соотношении проницаемости слоев (не более 6—7) оптимум скоростей слабо выражен. Отличие безводного коэффициента вытеснения при оптимальных и неоптимальных скоростях незначительно. Во всех случаях неоднородности моделей и вязкостей нефти оптимальные скорости вытеснения должны быть в 2—4 раза меньше скорости капиллярной пропитки. На этот факт обычно не обращали внимания, но если для оптимизации разработки требуются такие малые скорости вытеснения нефти водой, то она равнозначна консервации месторождений и никогда не будет эффективной экономически.

И.Х.Сабиров в 1969 г. на основе анализа профилей приемистости нагнетательных скважин Серафимовского месторождения установил оптимальное устьевое давление нагнетания в 8—9 МПа и сделал вывод, что для девонских пластов, разрабатываемых с заводнением, увеличение давления нагнетания эффективно лишь до определенного предела, а дальнейшее увеличение давления закачки приводит к ускоренному обводнению добывающих скважин, сокращению безводного периода эксплуатации и, как следствие, к снижению нефтеотдачи пластов.

Давление нагнетания воды — более конкретная характеристика заводнения пластов, чем скорость вытеснения, но она, естественно, не отражает еще темпа разработки месторождений, если не указано давление на забоях добывающих скважин.

Для сравнения отметим, что, согласно работе [10], оптимальное устьевое давление нагнетания воды на Ромашкинском месторождении достигает 20—25 МПа. М.М.Саттаров и другие показали, что при некоторых малых скоростях вытеснения достигаются наименьшие коэффициенты

вытеснения и выработки, а с ростом скорости они увеличиваются. Исходя из этого сделана качественная рекомендация: устанавливать в начальный безводный период умеренные темпы отбора с постепенным переходом на максимально возможное увеличение отборов жидкости по мере обводнения продукции [12].

Г.И.Баренблатт и А. И. Винниченко в результате теоретического асимптотического анализа условий неравновесной фильтрации жидкости в пористых средах, имея две гипотезы о длительности процесса перераспределения насыщенности, пришли к качественному выводу о возможной экстремальной зависимости нефтеотдачи от скорости фильтрации.

В. Г.Оганджянц и А. А. Мац в 1974 г. экспериментально на одних моделях пласта разной длины (до 2,67 м) при межфазном натяжении между нефтью и водой 47 мН/м установили наличие оптимума для скорости вытеснения 120 м/год. Для реальных условий, когда межфазное натяжение составляет 25—30 мН/м, а пласт частично гидрофобный, по мнению авторов, оптимальная скорость движения контакта нефти с водой увеличивается до 300—400 м/год. Определение этих, казалось бы, реально выполнимых и даже наблюдаемых на практике средних скоростей движения водонефтяного контакта тем не менее не решает вопроса об оптимизации разработки месторождений. На практике воспользоваться этой рекомендацией нельзя, потому что вследствие слоистой и зональной неоднородности пластов, а также отбора жидкости и нагнетания воды через скважины (дискретные точки) скорость вытеснения нефти водой в пластах изменяется от нуля в застойных зонах до нескольких сот метров в сутки вблизи скважин. Например, при нагнетании 1000 м³/сут воды в скважину, вскрывшей пласт толщиной 20 м, средняя скорость движения воды в призабойной зоне достигает 500—600 м/сут и более. Тогда как в зоне пласта между нагнетательной и добывающей скважинами средняя скорость движения жидкости снижается до 0,5—1,5 м/сут, т. е. в 500—1000 раз [6].

Если учесть, что по главным (кратчайшим) линиям тока в высокопроницаемых слоях скорости движения значительно выше, а в наименее проницаемых слоях по самым длинным линиям тока во много раз меньше указанных, то скорости движения в активно дренируемых зонах в тысячи раз выше, чем в слабодренируемых зонах залежей.

Стремление к указанной оптимальной скорости движения в слабодренируемых зонах, преобладающих по объему, привело бы к непомерной интенсификации разработки залежей в целом и форсированному обводнению по высокопроницаемым активно дренируемым зонам.

Истинное распределение скоростей фильтрации жидкостей в неоднородных пластах в систему скважин установить даже теоретически невозможно, так как и на объемы зон с разной скоростью, и на скорости фильтрации жидкости в них влияет бесчисленное множество факторов — изменение физико-геологических свойств пластов, относительное размещение скважин, направление потоков жидкостей, изменение фазовых проницаемостей по мере заводнения, условия эксплуатации скважин, искажение состояния призабойных зон пластов в процессе бурения и эксплуатации скважин и многое другое, что просто не поддается измерению, моделированию и учету. Но, если бы даже удалось измерить, смоделировать и учесть распределение объемов и скоростей фильтрации жидкости в неоднородных залежах, возникла бы проблема определения, в каких зонах и слоях залежей задавать и выдерживать оптимальную скорость вытеснения нефти водой, а в каких отклоняться от нее в большую или меньшую сторону, чтобы получить минимальное снижение средне-взвешенной конечной нефтеотдачи пластов. Однозначное решение такой задачи находится за пределами современных технических, математических и информационных возможностей. Поэтому вывод об оптимальных скоростях вытеснения нефти водой не имеет никаких полезных практических следствий [11,13].

1.1.4. Темп разработки не влияет на нефтеотдачу пластов.

В условиях рассмотренных противоречивых, иногда исключаящих друг друга результатов исследований, многие из которых не имеют практических следствий, вывод об инвариантности (независимости) нефтеотдачи пластов от темпа их разработки представляется наиболее логичными и приемлемым даже исходя из общих соображений. Однако такой вывод подтвержден также многими исследованиями [12].

В 1960 г. на основе анализа соотношения скоростей движения водонефтяного контакта в двухслойном неоднородном гидрофильном пласте, с учетом действия капиллярных сил, было показано [9], что при реальных перепадах давления между водонефтяным контактом и зоной отбора (более 0,3 МПа) характер послойного обводнения пластов всегда будет определяться соотношением проницаемости слоев (при линейном законе фильтрации).

В 60-х годах специалисты Гилростокнефти и других институтов, обобщив опыт разработки месторождений Куйбышевской области, установили принципиальное отсутствие зависимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки по промысловым данным.

По пласту Д₁ Дерюжевского месторождения в Куйбышевской области в 60-х годах проводился специальный эксперимент по выявлению зависимости нефтеотдачи девонского пласта Д от темпа разработки. Из этого пласта за 10 лет эксплуатации было отобрано 50 % геологических запасов нефти при средней обводненности 20,1 %, при этом был достигнут максимальный темп отбора нефти — около 17% от извлекаемых запасов. Конечный коэффициент нефтеотдачи пласта достиг около 0,7, что является максимально возможной величиной месторождений Куйбышевской области [8].

А. И. Губанов, Б. Ф. Сазонов и В. И. Колганов в 1962 г. на примере форсирования отбора жидкости на Яблоневском месторождении показали, что изменения темпа разработки в широких пределах не влияют на

характеристики заводнения (зависимости нефтеотдачи пластов от накопленного отбора жидкости). Исходя из этого, они сделали вывод об отсутствии влияния темпа отбора жидкости на нефтеотдачу. Если нет условий для конусообразования, то нет и зависимости между обводненностью добываемой жидкости и темпом отбора [1].

Б. Е. Кисиленко и Ф. А. Кеннави экспериментально, на модели пласта длиной 1,5 м показали, что при градиентах давления более 0,01 МПа/м водонасыщенность, а следовательно, и нефтеотдача пласта, соответствующая определенному водонефтяному фактору, практически не зависят от градиента давления. Аналогичные выводы на основе различных анализов промысловых данных сделаны во многих работах [1].

Американские ученые С. Пирсон и Ф. Крейг, авторитетные специалисты по заводнению, на основе экспериментальных исследований доказывают, что нефтеотдача зависит от темпа (скорости) вытеснения нефти водой только в сильнонаклонных пластах (более 30°). В этих случаях вытеснение нефти водой снизу вверх при малой скорости подъема контакта может увеличить нефтеотдачу пласта по сравнению с горизонтальным пластом, а при вытеснении сверху вниз только высокая скорость движения контакта может приблизить нефтеотдачу к величине, достигаемой в горизонтальном пласте. Для малонаклонных и горизонтальных пластов Ф. Крейг [1] отмечает, что изменение темпа нагнетания воды в пласты в 5 раз и более оказывает малое влияние на нефтеотдачу.

Таким образом, обобщение многочисленных, самых разнообразных по характеру и условиям исследований влияния темпа извлечения нефти из пластов при заводнении на нефтеотдачу позволяет утверждать независимость характера заводнения и нефтеотдачи неоднородных пластов от темпа добычи и темпа разработки.

Современная разработка нефтяных месторождений высокими темпами базируется именно на этих концепциях.

1.2 Современные представления об условиях применения, времени начала и эффективности увеличения отбора жидкости.

Изменение темпа отбора жидкости в процессе разработки нефтяных залежей обычно осуществляют увеличением дебита скважин путем повышения депрессии на пласт, называемым на практике методом форсированного отбора жидкости (ФОЖ). Несмотря на большой опыт применения данного метода в различных геолого - физических условиях до сих пор возникают дискуссии об оптимальном времени его начала и эффективности.

В этом отношении интересны результаты исследований и мнения ведущих ученых и специалистов, занимающихся вопросами проектирования и анализа разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. В связи с большой актуальностью вопроса федеральное государственное учреждение России «Экспертнефтегаз» подготовило и разослало ученым и ведущим специалистам нефтяной отрасли ряд вопросов, в том числе касающихся ФОЖ.

Вопросы звучали так [14].

1. Необходимо ли осуществлять ФОЖ?
2. На каких этапах разработки месторождения необходимо осуществлять ФОЖ?

В табл. 1.1 приведены ответы ученых и специалистов России на выше поставленные вопросы.

По мнению большинства ученых и специалистов - Б.Т.Баишева, Ю.Е.Батурина, А.А.Боксермана, Р.Н.Дияшева, С.А.Жданова, М.М.Ивановой, Е.В.Лозина, В.Н.Мартоса, Р.Х.Муслимова, Б.Ф.Сазонова, Р.С.Хисамова, В.Н. Щелкачева, В.М.Юдина форсированный отбор жидкости необходимо применять не только как метод интенсификации добычи нефти, но и как метод увеличения КИН.

По мнению Р.Х.Муслимова, прежде всего, нужно дать правильное определение ФОЖ. Обычно под ФОЖ понимают увеличение отборов из

высоко обводненных скважин и участков залежи. При этом некоторые специалисты считают, что под «форсированием» понимается увеличение отборов не менее чем на 20%, другие - увеличение отборов при обводненности скважин не менее чем на 50%. Нефтяники Башкортостана под «форсировкой» понимают практически любое увеличение отбора жидкости из скважин при обводненности 40 - 50% и выше. Специалисты Татарстана форсированным называют поэтапное и существенное (в 1,5 – 2,0 раза) увеличение отборов жидкости из высокообводненных (на 95% и выше), высокопроницаемых (с дебитами жидкости более 50 т/сут.) скважин /14/. При таком подходе метод ФОЖ, по мнению Р.Х.Муслимова, можно считать не только методом интенсификации и регулирования разработки, но и повышения нефтеотдачи. Он позволяет эксплуатировать высокообводненные участки при рентабельных дебитах скважин, т.е. продлить срок службы скважин и тем самым получить дополнительную нефть /15/.

Основные выводы, полученные Р.Х.Муслимовым при анализе применения ФОЖ, сводятся к следующему /14,15/:

- ФОЖ эффективно по большинству обводняющихся скважин независимо от их степени обводненности;- ФОЖ более эффективен на линиях стягивания контуров нефтеносности, в тупиковых зонах, в скважинах с большей вертикальной неоднородностью и расчлененностью, большой толщиной пластов;

- абсолютный эффект форсирования отборов (прирост добычи нефти) примерно пропорционален приросту дебита жидкости;

- при форсировании отборов замедляются темпы падения добычи нефти;

- ФОЖ позволяет интенсифицировать добычу нефти и повысить нефтеотдачу за счет подключения в разработку неработающих пластов или пропластков в результате увеличения перепада давления и скорости фильтрации, а также продления сроков рентабельной работы скважин.

По мнению Б.Ф.Сазонова, ФОЖ из скважин является весьма эффективным способом интенсификации добычи нефти. Опыт форсировки отбора жидкости из добывающих скважин показывает, что форсировка по большинству добывающих скважин не влияет на темп обводнения добываемой продукции. Исключением является форсирование работы скважин, расположенных в водонефтяных зонах, где оно может привести к быстрому обводнению скважин.

Наибольший прирост добычи нефти получают от форсировки в высокопродуктивных скважинах. При осуществлении ФОЖ только в высокопродуктивных скважинах наблюдается опережающая выработка наиболее продуктивных запасов и быстрое увеличение доли трудноизвлекаемых запасов. После выработки высокопроизводительных запасов работают только малодобитные скважины, их эксплуатация оказывается нерентабельной и трудноизвлекаемые запасы остаются неизвлеченными. Это приводит к снижению КИН из недр.

Е.В.Лозин считает, что ФОЖ - это эксплуатация каждой скважины при депрессии (ΔP), равной разнице между начальным пластовым ($P_{пл.нач.}$) и давлением насыщения нефти газом ($P_{нас.}$):

$$\Delta P = P_{пл.нач} - P_{нас.} \quad (1.1)$$

При указанном условии ФОЖ применим на всех этапах разработки месторождения. При этом $P_{пл}$ необходимо поддерживать на уровне начального.

Близкой точки зрения относительно условия применения ФОЖ придерживается В.Д.Лысенко. Он считает, что снижение забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения нефти газом при увеличении отбора жидкости приводит к уменьшению отбора нефти.

Таблица 1.1

Ответы ведущих специалистов и ученых о необходимости и времени начала форсированного отбора жидкости

| №№ ПП | Фамилия, имя, отчество, ученая степень и звание | Вопросы | |
|----------|---|---|---|
| | | Необходимо ли осуществлять форсированный отбор жидкости? | На каких этапах разработки надо осуществлять форсированный отбор жидкости? |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Боксерман Аркадий Антольевич, д.т.н., профессор | Полезно, когда исчерпаны другие средства повышения темпов разработки. | В основном на поздних стадиях. Возможен избирательный форсированный отбор с другими ГТМ на других стадиях разработки с целью увеличения КИН. |
| 2 | Баишев Булат Тагирович, д.т.н., профессор | Если увеличение отбора жидкости из отдельных скважин экономически эффективно, то его следует осуществлять | Время «форсировки» определяется экономической выгодой для предприятия. |
| 3 | Батурин Юрий Ефимович, д.т.н., профессор | Да, желательно. | С начала разработки |

| | | | |
|----|--|---|--|
| 4 | Дияшев Расим Нагимович, д.т.н., профессор | Форсированный отбор жидкости следует применять. | Видимо, слово остается за экономикой. |
| 5 | Жданов Станислав Анатольевич д.т.н., профессор | Форсированный отбор жидкости может быть эффективным на поздней стадии разработки | При обводненности добываемой продукции более 90%. |
| 6 | Закиров Сумбат Набиевич д.т.н., профессор | Форсированный отбор жидкости может быть эффективным на поздней стадии разработки | Необходимо прояснить и конкретиз |
| 7 | Иванова Минодора Макаровна, д.г.-м.н., профессор | Следует осуществлять в тех случаях, когда от него можно ожидать прироста текущей добычи и нефтеотдачи. | Обычно проводят поздней стадии разработки. |
| 8 | Лебединец Николай Павлович, д.т.т., профессор | В некоторых случаях может дать эффект. | На поздних этапах разработки. |
| 9 | Лещенко Викитор Евтихиевич, к.г. –м.н. | Должны определяться исходя из конкретных особенностей геологического строения объекта разработки | Геологическими условиями и состоянием объекта разработки. |
| 10 | Лозин Евгений Валентинович, д.г. – м.н., Профессор | Форсированный отбор жидкости – это эксплуатация каждой скважины при депрессии, равной разнице между начальным пластовым давлением и давлением насыщения | В указанном депрессии и поддержания пластового давления на уровне начального применим на всех этапах |

| | | нефти газом. | разработки. |
|----|---|---|--|
| 11 | Лысенко Владимир Дмитриевич, д.т.н., Профессор | Лучше обсуждать не форсированный отбор жидкости, а рациональный отбор жидкости при постоянных забойном давлении добывающих скважин. Снижение забойного давления ниже давления насыщения проводить уменьшению отбора нефти увеличению отбора жидкости. | После обводнения отдельных слоев и пластов бесполезного увеличения забойного давления. |
| 12 | Матрос Виктор Николаевич, д.т.н, профессор | Форсированный отбор жидкости целесообразен, если эксплуатационные затраты на его реализацию покрываются стоимостью дополнительно добытой нефти. | При совместной фильтрации нефти и воды по том или иным причинам не подчиняющийся закону Дарси. |
| 13 | Муслимов Ринат Халилович Д.г.-м.н., профессор | Форсированный отбор жидкости можно считать, не только методом интенсификации и регулирования разработки, но и повышения нефтеотдачи. | В обводняющихся скважинах независимо от их обводненности. |
| 14 | Непримеров Николай Николаевич д.т.н., профессор | Ни в коем случае. | - |
| 15 | Сазанов Борис Федорович, | Форсированный отбор жидкости из скважин | Может быть применен на любом |

| | | | |
|----|---|--|---|
| | к.т.н. | является весьма эффективным способом интенсификации добычи нефти. | этапе разработки нефтяной залежи. |
| 16 | Хисамов Раис Салихович, д.г.-м.н., профессор | Да, необходимо. | На завершающей стадии, а также в зависимости от особенностей геологического строения залежи и текущей структуры запасов нефти на всех этапах. |
| 17 | Чолоский Игорь Павлович, д.г.-м.н., профессор Гутман Игорь Соломонович, к.г.-м.н., профессор | Форсированный отбор жидкости следует применять только на залежах с повышенной вязкостью нефти. | Начиная с III стадии разработки, когда начинается снижение добычи нефти. |
| 18 | Щелкачев Владимир Николаевич, д.т.н., Профессор | Как любой другой метод увеличения нефтеизвлечения, форсированный отбор жидкости из скважин не является универсальным методом, дающим гарантированный эффект при всех условиях. | В стадии добычи обводненной нефти. |
| 19 | Юдин Владимир Михайлович, к.г.-м.н. | Форсированный отбор необходимо сочетать с изоляционными работами - отключением полностью промытых пластов и пропластков. | Форсированный отбор необходимо начинать после обводнения скважин, участков, пластов. |

Н.П. Лебединец и В.Е.Лещенко считают, что ФОЖ может дать эффект только в определенных горно - геологических условиях. В этом отношении более категоричны выводы И.С.Гутмана и И.П. Чоловского которые считают, что ФОЖ следует применять только в залежах с повышенной вязкостью нефти.

С.Н. Закиров оценивает ФОЖ только как метод интенсификации отбора нефти, а не как метод повышения КИН. Он считает, что применение ФОЖ предопределяет рост депрессии на пласт. В результате этого проявляются два противоборствующих фактора:

- некоторый рост коэффициента вытеснения за счет увеличения скорости вытеснения. Однако этот фактор далеко за пределами призабойной зоны пласта значимо не может проявиться;

- вследствие деформационных процессов при увеличении депрессии имеет место снижение не только проницаемости, но и КИН.

Единственным специалистом, высказавшим отрицательное мнение о методе ФОЖ является Н.Н.Непримеров, который считает, что данный метод нельзя применять ни в коем случае.

Большинство ученых и специалистов так же едины во мнении о времени осуществления ФОЖ. А.А.Боксерман, И.С.Гутман, С.А.Жданов, М.М.Иванова, Н.П.Лебединец, Р.С.Хисамов, И.П.Чоловский считают, что ФОЖ необходимо осуществлять в основном на поздних стадиях разработки месторождений. При этом С.А.Жданов указывает на более конкретное время начала ФОЖ - при обводнении добываемой продукции более 90 %. М.М.Иванова рекомендует начинать ФОЖ в залежах с высоковязкими нефтями с начала разработки, а в залежах с малой вязкостью пластовой нефти - на поздних стадиях эксплуатации. И.П. Чоловский считает, что ФОЖ необходимо применять только в залежах с повышенной вязкостью нефти, начиная с III стадии разработки, когда начинается снижение добычи нефти. А.А.Боксерман не исключает возможность избирательного форсирования отбора жидкости в сочетании с

другими геолого-техническими мероприятии на других стадиях разработки месторождений.

Б.Т. Баишев и Р.Н. Дияшев считают, что время «форсировки» должно определяться исходя из конкретных особенностей геологического строения объекта.

Ю.Е. Батурин – за осуществление ФОЖ с начала разработки, а Е.В. ЛозиниБ.Ф.Сазонов–практически на всех этапахразработкиместорождения. По мнению В.Д. Лысенко, В.Н. Мартоса, Р.Х. Муслимова и В.М. Юдина наиболее благоприятным временем осуществления ФОЖ является период разработки после обводнения отдельных слоев и пластов, конкретных скважин и участков.

Как видно из результатов анализа ранее проведенных исследований по изучению влияния темпа отбора нефти (жидкости), в том числе ФОЖ, на коэффициент нефтеотдачи пластов среди ученых и специалистов нет единого мнения в следующих основных вопросах:

- оптимального времени начала увеличения темпа отбора жидкости(ФОЖ);
- степени увеличения темпа отбора жидкости в период ФОЖ относительно отбора до его применения.
- влияния увеличения темпа отбора жидкости (ФОЖ) на темпы обводнения скважин и пластов;
- приводит ли ФОЖ к росту КИН или лишь является методом интенсификации отбора, обеспечивающим только сокращение срока разработки месторождения?

Эти вопросы являются предметом дальнейших дополнительных исследований в различных горно-геологических условиях залежей нефти, систем и стадий разработки.

1.3. Выводы по первой главе.

1. Проблема влияния темпа отбора жидкости на темпы отбора и конечный коэффициент извлечения нефти одна из самых сложных из-за большого разнообразия геолого-физических условий и технологий разработки нефтяных месторождений.

2. Анализ результатов проведенных исследований показывает, что до настоящего времени однозначного мнения о влиянии темпа отбора на эффективность извлечения нефти не существует. Одни специалисты считают, что малые темпы разработки способствуют повышению нефтедачи пластов, другие, наоборот полагают, что высокие темпы отбора жидкости увеличивают степень извлечения нефти из недр, третьи убеждены, что для каждого месторождения необходима своя оптимальная скорость вытеснения нефти, обеспечивающая наибольшую нефтеотдачу пластов.

3. В настоящее время специалисты, занимающиеся проектированием разработки месторождений в основу проектных документов закладывают условие независимости нефтедачи пластов от темпа разработки.

4. Основными задачами при исследовании влияния темпа отбора нефти (жидкости) на коэффициент извлечения нефти являются, установление:

- оптимального времени начала увеличения темпа отбора жидкости;
- степени увеличения темпа отбора жидкости относительно отбора до его увеличения;
- влияния увеличения темпа отбора жидкости на темпы обводнения скважин и пластов:
- влияния темпа отбора жидкости на конечный коэффициент извлечения нефти.

Эти задачи являются предметом исследований горно – геологических условий, систем и стадий разработки месторождений Узбекистана.

Литература 1 главы.

1. Сургучев М.Л., Вторичные и третичные методы увеличения нефтедачи пластов – М.:
2. Муравьев И.М., Крылов А.Л. Эксплуатация нефтяных месторождений. - М.: Гостоптехиздат, 1949-476с.
3. Сургучев М.Л., Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.-М.: Недра, 1968-412 с.
4. Крейг Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Перевод с англ.-М.: Недра, 1974-395 с.
5. Гомзиков В.К., Молотова Н.А. Румянцева А.А. Исследование влияния основных геологических и технологических фактов на конечную нефтедачу пластов при водонапорном режиме. – тр. ВНИИ, 1976, выл 58-с. 16-30.
6. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Малютина Г.С. Геолого-физические условия эффективности применения методов увеличения нефтедачи пластов // Нефтяное хозяйство, 1979-№4. – с. 29-34.
7. Ефремов Е.П., Яним А.Н., Халимов Э.М., Влияние совместной разработки на нефтедачу многопластовых объектов // Нефтяное хозяйство, 1981-№8.-с. 32-37.
8. Желтов Ю.П. Внутрипластовые окислительные процессы – перспективное повышение нефтедачи // нефтяное хозяйство, 1980-№7 – с. 18-26.
9. Методы повышения нефтедачи пластов /М.Ф. Свищев, А.И.Вашуркин, М.И.Пятков и др. // нефтяное хозяйство, 1979. - №10. – с. 29-31.
10. Саттаров М.М., Богачкина И.А. Стклянина Т.В. зависимость нефтедачи от динамики добычи // Нефтепромысловое дело, 1979. - №4. – с. 8-12.
11. Поплаухина Т.Б., Мокрушина С.С., Хомутова А.В., Красноперов Е.А. обоснование прогнозных темпов добычи нефти для

геолого – экономической оценки запасов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005. -№5-6-с. 7-11.

12. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии – М.: Недра, 1994-116 с.

13. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудно извлекаемыми запасами – М.: Нефть и газ, 1996 – 190 с.

14. Некоторые вопросы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Вопросы – ответы) // Бюллетень. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - №4. – 84 с.

15. Освоение и эксплуатация нефтяных месторождений Татарии // Р.Х.Муслимов, А.М.Шавалиев, Р.Б.Хисамов и др. – Казань: Таткнигоиздат, 1973. – 185 с.

2. Выбор и обоснование методики и объектов исследования

2.1. Выбор методики исследований

В последние годы в Узбекистане в разработку были введены ряд нефтяных залежей небольших размеров при весьма ограниченном объеме исходной геолого-промысловой информации. В связи с чем на стадии проектирования подобных залежей нефти нет возможности использования гидродинамических методов расчета технологических показателей разработки. В таких случаях для обоснования тех или иных показателей системы разработки приходится прибегать к результатам обобщения опыта месторождений данного региона находящихся в поздней стадии эксплуатации.

Установление степени влияния геолого-промысловых факторов на величину текущей и конечной нефтеотдачи пластов является одной из сложных задач разработки нефтяных залежей. В настоящее время для решения этой задачи в зависимости от конкретных целей используются различные методы исследования: теоретические, экспериментальные, статистические и др.

Основная трудность подобных исследований заключается в том, что залежи нефти находятся в различных геолого-физических условиях, на величину текущей и конечной нефтеотдачи пластов одновременно влияют большое количество факторов изменяющихся в процессе их разработки.

В связи с этим для решения поставленных задач особую ценность представляют результаты исследований основанных на статистической обработке геолого-промысловых факторов нефтяных залежей находящихся на поздней стадии разработки. Таким образом методами исследований является систематизация, анализ и статическая обработка геолого – промысловых факторов, а объектами исследований кортяные залежи Узбекистана, насходящиеся в поздней стадии разработки.

2.2. Геолого – физические и технологические характеристики объектов исследования.

Для решения поставленных задач изучено 33 залежи нефти Узбекистана, расположенных в основном в Ферганской впадине. Они представлены терригенными коллекторами и различаются по геолого-физическим параметрам пласта, свойств пластовой нефти и показателями реализованных систем разработки (табл.2.1.).

Как видно из табл-2.1., в исследуемых объектах геолого – промысловые параметры изменяются в достаточно в большом диапазоне. Например, значения пористости от 9 до 25%, нефтенасыщенности от 47 до 76%, проницаемость от 0,01 до 1,25 мкм², начальное пластовое давление от 2 до 32,2 МПа, вязкость пластовой нефти от 1,1 до 9,5 мПа·с, коэффициент песчаности от 0,13 до 1, а плотность сетки скважин от 2,13 до 43,02 га/скв.

Объекты исследования имеют сложное геологическое строение и небольшие размеры Они относятся к пластовым, сводовым, тектонически, литологически, или стратиграфически экранированным. Основные объекты эксплуатации приурочены к отложениям палеогена и неогена. Горизонты IV, V, VII, VIII и IX палеогена сложены карбонатными породами Исключение составляют III горизонт палеогена, I горизонт и кирпично-красная свита (ККС) неогена, которые представлены песчаниками.

Эффективная нефтенасыщенная толщина продуктивных горизонтов небольшая - в основном до 10м, за исключением I+Ia, V+VI+VII и ККС горизонтов месторождения Южный Аламышик и VIII горизонта месторождения Северный Сох.

Проницаемость горизонтов изменяется от 0,01 до 0,30 мкм², пористость от 9,3 до 20%. Физические свойства нефти, согласно исследованиям, имеют следующую характеристику: плотность колеблется от 775 до 889 кг/м³, вязкость от 1 до 3 мПа·с в пластовых условиях.

Условно постоянные геолого-промысловые факторы

Таблица 2.1.

| №№ ПП | Месторождение | Продуктивный горизонт | Коэффициенты | | | Начальное пластовое давление, МПа | Вязкость пластовой нефти, мПа.с | Отношение эффективной нефтенасыщенной и общей толщины пласта, доли ед. | Плотность сетки скважин, га/скв. |
|----------|-----------------|--------------------------|-------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---|---------------------------------------|---|-------------------------------------|
| | | | пористости, доли ед. | нефтенасыщеннос- ти, доли ед. | проницаемое ти, мкм ² | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Северный Сох | II | 0,2 | 0,63 | 0,09 | 6,4 | 3,2 | 0,42 | 9,36 |
| 2 | Северный Сох | IV | 0,17 | 0,5 | 0,02 | 15,5 | 3,2 | 0,26 | 22,91 |
| 3 | Шуртепа | XII | 0,16 | 0,6 | 1,25 | 13,8 | 1,1 | 0,13 | 2,91 |
| 4 | Джаркак | XIII | 0,13 | 0,7 | 0,38 | 10 | 1,2 | 0,19 | 3,99 |
| 5 | Бостон | Ia | 0,16 | 0,7 | 0,06 | 5 | 2,3 | 0,69 | 43,02 |
| 6 | Бостон | XXX | 0,15 | 0,7 | 0,01 | 32,2 | 9,3 | 0,54 | 8,5 |
| 7 | Чонгора-Гальча | IV | 0,11 | 0,67 | 0,1 | 4,6 | 3,6 | 0,32 | 2,57 |
| 8 | Андижан | III | 0,2 | 0,5 | 0,24 | 5 | 2,5 | 0,89 | 4,3 |
| 9 | Ходжаабд | I | 0,12 | 0,5 | 0,07 | 4 | 3 | 0,6 | 2,13 |
| 10 | Андижан | I | 0,2 | 0,6 | 0,2 | 5 | 3 | 0,42 | 2,45 |
| 11 | Восточный Ташлы | XIII | 0,2 | 0,56 | 0,24 | 12 | 8,8 | 0,73 | 8,21 |
| 12 | Южный Аламышик | XVIII | 0,18 | 0,7 | 0,39 | 10 | 2,4 | 0,63 | 7,1 |
| 13 | Хартум | III | 0,16 | 0,7 | 0,09 | 17,5 | 3,3 | 0,35 | 8,94 |
| 14 | Андижан | ККС | 0,2 | 0,6 | 0,2 | 5 | 3 | 0,4 | 3,01 |
| 15 | Южный Аламышик | III | 0,16 | 0,5 | 0,13 | 5,1 | 4 | 1 | 10,87 |
| 16 | Южный Аламышик | XIX | 0,18 | 0,7 | 0,39 | 11 | 2,4 | 0,63 | 9,09 |
| 17 | Южный Аламышик | XXI | 0,18 | 0,6 | 0,3 | 12 | 2,4 | 0,6 | 9,01 |

| | | | | | | | | | |
|----|---------------------------------|------|-----------|----------|-----------|----------|---------|-----------|------------|
| 18 | Варык | IV | 0,12 | 0,47 | 0,04 | 24 | 1,7 | 0,39 | 37,67 |
| 19 | Западный Палванташ | БРС | 0,22 | 0,6 | 0,01 | 13,2 | 4 | 0,41 | 4,21 |
| 20 | Палванташ | I | 0,1 | 0,75 | 0,01 | 2 | 6,2 | 0,15 | 25,2 |
| 21 | Бостон | I6 | 0,16 | 0,7 | 0,06 | 5 | 2,3 | 0,69 | 8,65 |
| 22 | Бостон | ККС | 0,16 | 0,6 | 0,06 | 5 | 3 | 0,65 | 3,19 |
| 23 | Ханкыз | II | 0,17 | 0,6 | 0,02 | 15,2 | 6,7 | 0,42 | 14,02 |
| 24 | Западный Ташлы | XIII | 0,22 | 0,52 | 0,01 | 12 | 6 | 0,69 | 10,77 |
| 25 | Западный Палванташ | III | 0,25 | 0,76 | 0,04 | 18,9 | 9,5 | 0,82 | 9,38 |
| 26 | Палванташ | III | 0,09 | 0,6 | 0,01 | 4,1 | 4,8 | 0,13 | 3,05 |
| 27 | Палванташ | IV | 0,24 | 0,7 | 0,04 | 5,8 | 4,7 | 0,5 | 2,78 |
| 28 | Ходжаосман | XVII | 0,15 | 0,7 | 0,04 | 6 | 1,4 | 0,32 | 8,75 |
| 29 | Хаджаабад | III | 0,15 | 0,7 | 0,04 | 7,3 | 4 | 0,17 | 2,59 |
| 30 | Бостон | I | 0,12 | 0,6 | 0,02 | 4 | 5 | 0,6 | 12,91 |
| 31 | Бостон | III | 0,16 | 0,5 | 0,01 | 4,6 | 3,4 | 0,62 | 3,03 |
| 32 | Южный Аламышик | Ia | 0,15 | 0,55 | 0,02 | 3,6 | 2,5 | 0,43 | 13,73 |
| 33 | Южный Аламышик | ККС | 0,19 | 0,7 | 0,03 | 4,3 | 2,3 | 0,27 | 9,91 |
| | Интервал изменения изменения | | 0,09-0,25 | 0,47-076 | 0,01-1,25 | 2,0-32,2 | 1,1-9,5 | 0,13-1,00 | 2,13-43,02 |
| | Среднее значение | | 0,17 | 0,61 | 0,14 | 9,2 | 3,8 | 0,49 | 9,94 |

Горизонтам свойственна большая зональная неоднородность, обусловленная непостоянством литологического состава и физических свойств коллекторов.

Начальное пластовое давление нефтяных залежей мало отличалось от давления насыщения нефти газом. Контурные воды малоактивны и существенного влияния на процесс разработки чаще всего не оказывали. Естественный режим разработки подавляющей части залежей – режим растворенного газа.

Заводнение на объектах исследования применялось с 1952 года, когда была начата опытная закачка воды в приконтурную часть залежи V+VI горизонтов месторождения Южный Аламышик. Положительное влияние опытной закачки, выразившееся в некотором увеличении дебита скважин по нефти и жидкости, дало основание уже в 1953 году приступить к промышленному заводнению этих горизонтов.

В 1954 году заводнение было начато по VIII горизонту месторождения Ходжабад и VII горизонту месторождения Южный Аламышик.

В первые годы внедрения методов искусственного заводнения наибольшее предпочтение отдавалось системам нагнетания воды в приконтурные части залежей. Однако процесс освоения и эксплуатация этих систем в Фергане столкнулся с серьезными трудностями, обусловленными, в основном, плохой гидродинамической связью законтурной и нефтяной частей залежи.

По этой, а так же по ряду других объективных причин уже к началу 1960 года на многих месторождениях Ферганы приконтурное заводнение стало постепенно дополняться или полностью заменяться различными системами внутриконтурного заводнения. Указанное позволило резко повысить эффективность заводнения и дало, тем самым, основание к более широкому внедрению его на других объектах Ферганы.

Особенно интенсивно методы искусственного заводнения внедрялись на промыслах Ферганы в период 1960-1968 годов. В этот промежуток

времени промышленная закачка воды была освоена на месторождениях Андижан (III горизонт), Южный Аламышик (ККС и III горизонты), Ходжабад (III и VII горизонты), Северный Сох (VIII горизонт), Чонгара-Гальча (IV горизонт), Майли-Су-IV (V и VII горизонты), Избаскент (V и IX горизонты) и ряде других объектов.

К концу 1968 года приконтурным, внутриконтурным и комбинированными видами заводнения было охвачено 20 объектов разработки на восьми месторождениях. Годовой объем закачки воды составлял более 3,2 млн.м³. Наряду с перечисленными выше традиционными системами заводнения впервые в бывшем СССР был промышленно освоен такой комбинированный метод воздействия, при котором одновременно осуществлялись приконтурное заводнение залежи и перепуск газа высокого давления в ее сводовую часть. Указанный метод воздействия применялся при разработке VIII горизонта месторождения Северный Сох и IV горизонта месторождения Чонгара-Гальча(Участок Гальча).

Заводнение и перепуск газа высокого давления позволили только в 1968 году получить дополнительно около 200 тыс. т нефти.

Большая работа по внедрению заводнения была проделана в этот период коллективами института геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (ИГиРНИГМ), кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Ташкентского политехнического института, центральных научно-исследовательских лабораторий бывших нефтепромышленных управлений «Фергананефть» и «Андижаннефть».

Весомый вклад в решение проблем, связанных с освоением заводнения на промыслах Ферганы внесли работы П.К.Азимова, Г.А.Алиджанова, А.Д.Джумагулова, М.Р.Ибрагимова, А.М.Хуторова, С.Н.Назарова, А.Р.Мухидова, А.А.Томчани, Х.М.Тургунова, А.В.Мавлянова и других. Многие вопросы технологии заводнения были решены инженерно-техническими работниками промыслов, среди которых В.П.Акулов, А.М.Акрамов, З.В.Ляшевич, А.Х.Ходжиматов,

Л.И.Калантаров, Н.Р.Рахимов, И.Н.Христенко и другие.

В последующие годы большую работу по обобщению опыта разработки и заводнения нефтяных месторождений Ферганы вели В.Н.Чарушников, Ф.Т.Адылов и др. и ведут в настоящее время Н.В.Сипачев, Э.К.Ирматов, Б.Ш.Акрамов, А.Г.Посевич, А.Х.Агзамов, О.А.Каюмов и другие.

Кнастоящему времени все объекты исследования находятся в поздней и завершающей стадии разработки. Методами искусственного заводнения охвачено около 90% разрабатываемых объектов.

Ожидаемый конечный коэффициент нефтеотдачи по заводняемым объектам колеблется в широких пределах - от 25-40% до 60-70%, а иногда и выше.

Таким образом, можно заключить, что на объектах исследования были опробованы практически все известные к настоящему времени системы заводнения.

При этом в промышленных масштабах освоены следующие его виды: приконтурное, сочетание приконтурного и внутриконтурного (комбинированное) и внутриконтурное. Из перечисленных видов заводнения наибольшее распространение получило комбинированное.

Заводнение внедрялось при различной степени использования извлекаемых запасов нефти и начальных энергетических ресурсов залежей ($P_{\text{тек.з}}/P_{\text{нас}}$). Однако по подавляющей части объектов промышленное заводнение было освоено на третьей стадии разработки и, следовательно, являлось вторичным методом добычи нефти. Исключение составляют залежи нефти горизонта I месторождения Южный Аламышик, горизонта IV месторождения Чонгара-Гальча и горизонта VIII месторождения Северных Сох, где заводнение было начато на стыке первой и второй стадий разработки.

Проектирование и освоение систем заводнения на объектах исследования имеют некоторые отличительные особенности.

Большая часть месторождений, как отмечалось выше, была введена в

промышленную разработку в военные и первые послевоенные годы (1940-1950гг). Детальных исследований геологического строения горизонтов и их физических свойств в этот период, как правило, не проводили. Указанное значительно осложняло выбор и обоснование систем заводнения, которые проектировались лишь в общих чертах, без детальных гидродинамических расчетов. Поэтому по многим залежам системы заводнения в процессе их освоения и эксплуатации подвергались неоднократным преобразованиям, которые чаще всего заключались в приближении линии нагнетания воды к зоне отбора нефти; ограничении или, наоборот, увеличении объемов закачки, освоении дополнительных нагнетательных скважин, временном прекращении закачки воды, а в ряде случаев, и полном отказе применяемой системы заводнения.

Геолого-промысловые факторы включенные в исследование выбрались на основе ранее проведенных работ/16-21/. При этом они были условно разделены на две группы: постоянные (табл. 2.1.) и переменные (табл. 2.2.). В группу условно постоянных факторов были включены коэффициент пористости, коэффициент нефтенасыщенности, проницаемость коллектора, начальное пластовое давление, вязкость пластовой нефти, отношение эффективной нефтенасыщенной и общей толщины пласта.

Причиной включения плотности сетки скважин в группу условно постоянных факторов, является то, что исследуемые объекты разбурены по равномерной треугольной сетке. Поэтому в процессе разработки залежей нефти несмотря уменьшение площади нефтеносности из-за продвижение.

В ранее проведенных исследованиях /17,19,20 и др./ степень влияния геолого-промысловых факторов оценивалось в основном на величину конечной нефтеотдачи пластов. Целью настоящей работы является исследование степени влияния геолого-промысловых факторов на величину нефтеотдачи пластов в динамике. Так как подавляющее количество залежей нефти разрабатывается с применением заводнения весь период

эксплуатации разделена на четыре стадии. Правомочность и целесообразность выделения четырех стадий при разработке нефтяных залежей с водонапорным режимом дренирования подтверждена многолетним опытом /18/.

Несмотря на то, что в процессе эксплуатации нефтяных залежей многие показатели разработки изменяются, в динамике их изменения по стадиям наблюдается определенные закономерности: первая-стадия промышленного освоения, интенсивного разбуривания и вывода объекта на максимальный уровень добычи нефти; вторая-стадия максимального и относительно стабильного уровня добычи нефти; третья - стадия резко падающей добычи нефти, сопровождаемой быстрым ростом обводненности добываемой продукции скважин; четвертая-завершающая стадия разработки, характеризующаяся низкими уровнями добычи нефти (обычно ниже 2 % от начальных извлекаемых запасов) при высокой (более 80 %) обводненности отбираемой жидкости контурных вод площадь приходящейся на скважину практически не изменяется.

В группу условно переменных по стадиям разработки факторов были включены, продолжительность стадий; средней темп отбора жидкости и нефти; коэффициент нефтеизвлечения.

Продолжительность разработки по стадиям определена по вышеприведенным характерным особенностям динамики изменения темпа отбора нефти и средней обводненности продукции скважин.

Средние темпы отбора нефти и жидкости по стадиям определены по формулам:

$$T_{жi} = \frac{Q_{жi}}{Q_{изв} \cdot t_i}; \quad (2.1)$$

$$T_{Hi} = \frac{Q_{Hi}}{Q_{изв} \cdot t_i}; \quad (2.2)$$

Условно переменные геолого-промысловые факторы

Таблица 2.2

| №№ ПП | Месторождение | Продуктив- ный горизонт | Продолжительность периода разработки, | | | | Средний темп отбора жидкости за период, % | | | | Средний темп отбора жидкости за период, % | | | | Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за период, доли ед. | | | |
|----------|---------------|-------------------------------|--|----|-----|----|--|------|------|------|--|------|------|------|--|-------|-------|-------|
| | | | I | II | III | IV | I | II | III | IV | I | II | III | IV | I | II | III | IV |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
| 1 | Хаудаг | I+II+III+IV | 3 | 1 | 1 | 73 | 3,43 | 7,00 | 1,85 | 0,52 | 3,20 | 6,51 | 1,22 | 0,14 | 0,093 | 0,065 | 0,068 | 0,105 |
| 2 | Кокайты | I+II+III | 8 | 11 | 6 | 42 | 0,47 | 1,90 | 4,06 | 4,67 | 0,36 | 0,83 | 0,69 | 0,26 | 0,029 | 0,092 | 0,041 | 0,111 |
| 3 | Ляльмикар | I+II+III+IV+ | 5 | 18 | 0 | 42 | 0,03 | 1,67 | 0 | 1,99 | 0,02 | 0,66 | 0 | 0,17 | 0,001 | 0,119 | 0 | 0,073 |
| 4 | Амударё | I+II+III | 3,6 | 4 | 0 | 40 | 0,12 | 1,10 | 0 | 2,39 | 0,11 | 0,65 | 0 | 0,20 | 0,004 | 0,026 | 0 | 0,080 |
| 5 | Коштар | II+III | 7 | 7 | 4 | 24 | 0,28 | 2,95 | 4,01 | 2,49 | 0,20 | 0,59 | 0,45 | 0,18 | 0,014 | 0,042 | 0,018 | 0,030 |
| 6 | Акджар | XV+XVI | | 4 | 2 | 64 | 0,99 | 2,95 | 2,04 | 1,05 | 0,97 | 2,41 | 1,11 | 0,21 | 0,010 | 0,096 | 0,022 | 0,039 |
| 7 | Ходжиаабд | VIII | 1 | 4 | 12 | 40 | 0,29 | 4,28 | 4,51 | 2,88 | 0,29 | 3,99 | 1,58 | 0,23 | 0,006 | 0,159 | 0,189 | 0,021 |
| 8 | Западный | V+VI | 2 | 3 | 4 | 39 | 1,05 | 3,14 | 1,78 | 1,65 | 0,98 | 2,59 | 0,99 | 0,16 | 0,087 | 0,087 | 0,040 | 0,063 |
| 9 | Андижан | VIII | 9 | 3 | 5 | 27 | 0,92 | 5,99 | 3,99 | 4,68 | 0,92 | 4,42 | 1,40 | 0,20 | 0,019 | 0,132 | 0,070 | 0,053 |
| 10 | Андижан | V | 2 | 17 | 0 | 50 | 0,33 | 3,38 | 0 | 3,81 | 0,26 | 2,32 | 0 | 0,40 | 0,206 | 0,394 | 0 | 0,023 |
| 11 | Южный | V+VI | 19 | 6 | 3 | 63 | 0,60 | 3,81 | 2,26 | 0,96 | 0,60 | 3,30 | 1,50 | 0,25 | 0,018 | 0,201 | 0,044 | 0,155 |
| 12 | Южный | VIII | 3 | 5 | 5 | 56 | 1,43 | 4,05 | 2,14 | 1,24 | 1,60 | 3,63 | 1,54 | 0,71 | 0,032 | 0,182 | 0,077 | 0,399 |
| 13 | Шурчи | XV+XVI | 2 | 14 | 5 | 46 | 0,80 | 2,97 | 2,36 | 1,51 | 0,80 | 1,66 | 0,92 | 0,83 | 0,008 | 0,232 | 0,046 | 0,096 |
| 14 | Шурчи | XVI | 1 | 4 | 4 | 54 | 0 | 1,98 | 2,57 | 0,22 | 0 | 1,48 | 0,99 | 0,08 | 0 | 0,059 | 0,040 | 0,050 |
| 15 | Шурчи | XVII | 0 | 7 | 0 | 58 | 0,95 | 1,20 | 0 | 0,65 | 0,27 | 0,95 | 0 | 0,16 | 0,003 | 0,066 | 0 | 0,234 |
| 16 | Джаркак | XV | 1,1 | 3 | 3 | 71 | 0,35 | 1,50 | 2,51 | 0,50 | 0,32 | 1,10 | 1,47 | 0,13 | 0,018 | 0,044 | 0,044 | 0,045 |
| 17 | Хартум | VIII | 5,6 | 2 | 12 | 13 | 0 | 3,95 | 2,89 | 1,41 | 0 | 3,95 | 0,75 | 0,06 | 0 | 0,079 | 0,090 | 0,007 |
| 18 | Палванташ | VII | 0 | 5 | 6 | 46 | 1,87 | 8,96 | 6,73 | 2,27 | 1,87 | 7,98 | 2,49 | 0,20 | 0,019 | 0,399 | 0,149 | 0,095 |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|-----------------------|---------|------|------|------|-------|---------------|----------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|----------------|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------|
| 19 | Палванташ | VIII | 10 | 4 | 9 | 52 | 1,85 | 11,64 | 9,25 | 5,72 | 0,18 | 6,43 | 2,11 | 0,24 | 0,018 | 0,257 | 0,190 | 0,222 |
| 20 | Андижан | VII | 1 | 2 | 13 | 46 | 0,11 | 12,01 | 5,29 | 4,18 | 0,11 | 11,78 | 2,03 | 0,26 | 0,001 | 0,236 | 0,263 | 0,120 |
| 21 | Восточный | V+VI | 7 | 11 | 1 | 53 | 0,90 | 2,30 | 1,50 | 0,90 | 0,90 | 1,40 | 0,90 | 0,29 | 0,064 | 0,154 | 0,009 | 0,159 |
| 22 | Хартум | VI | 6,6 | 11 | 12 | 25 | 2,50 | 3,90 | 2,50 | 0,98 | 0,75 | 1,72 | 0,75 | 0,25 | 0,050 | 0,189 | 0,090 | 0,062 |
| 23 | Восточный | VI | 1,5 | 3 | 8 | 24 | 0,20 | 2,92 | 2,39 | 2,48 | 0,20 | 1,77 | 0,84 | 0,22 | 0,003 | 0,053 | 0,067 | 0,054 |
| 24 | Тергачи | V | 2 | 4 | 3 | 46 | 0,42 | 0,92 | 0,44 | 0,19 | 0,39 | 0,91 | 0,41 | 0,05 | 0,008 | 0,036 | 0,012 | 0,024 |
| 25 | Наманган | V | 4 | 1 | 9 | 47 | 0,88 | 7,00 | 8,71 | 1,06 | 0,88 | 4,10 | 0,84 | 0,12 | 0,035 | 0,041 | 0,076 | 0,057 |
| 26 | Ходжаабад | V | 1,7 | 13 | 0 | 47 | 0,12 | 2,18 | 0 | 0,79 | 0,12 | 0,99 | 0 | 0,15 | 0,002 | 0,129 | 0 | 0,069 |
| 27 | Северный Сох | VII | 2 | 15 | 0 | 42 | 0,25 | 2,82 | 0 | 2,93 | 0,25 | 1,98 | 0 | 0,28 | 0,006 | 0,297 | 0 | 0,119 |
| 28 | Аввал | V+VI | 13 | 3 | 2 | 52 | 0,69 | 3,17 | 2,33 | 1,31 | 0,23 | 1,74 | 0,8 | 0,31 | 0,03 | 0,052 | 0,016 | 0,163 |
| 29 | Западный Ташлы | XV | 5 | 5 | 4 | 25 | 1,01 | 5,05 | 3,18 | 1,02 | 0,91 | 3,64 | 1,22 | 0,18 | 0,046 | 0,182 | 0,049 | 0,044 |
| 30 | Западный | VIII+IX | 1 | 9 | 10 | 33 | 0,35 | 2,8 | 3,86 | 3,07 | 0,35 | 2,44 | 1,36 | 1,01 | 0,004 | 0,219 | 0,139 | 0,113 |
| 31 | Палванташ | V+VI | 1,9 | 9 | 6 | 40 | 0,89 | 3,45 | 2,57 | 1,99 | 0,88 | 3,05 | 1,31 | 0,27 | 0,017 | 0,275 | 0,079 | 0,108 |
| 32 | Ходжиаабад | VII | 1,2 | 6 | 7 | 43 | 0,72 | 6,2 | 3,35 | 2,11 | 0,51 | 4,45 | 1,79 | 0,18 | 0,006 | 0,267 | 0,125 | 0,078 |
| | Интервал изменения | | 1-19 | 1-18 | 1-12 | 13-73 | 0,03- 3,43 | 0,92-1 2,01 | 0,44- 9,25 | 0,19- 5,72 | 0,02- 3,20 | 0,059-1 1,78 | 0,041 -2,49 | 0,05- 1,01 | 0,001- 0,206 | 0,026-0,3 99 | 0,018-0,26 3 | 0,007 |
| | Среднее | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,399 |
| | | | 4,1 | 6,7 | 5,1 | 44,5 | 0,78 | 4,04 | 2,78 | 1,99 | 0,61 | 2,98 | 0,98 | 0,26 | 0,027 | 0,152 | 0,064 | 0,096 |

где $Q_{жi}$ и $Q_{нi}$ - соответственно накопленная добыча жидкости и нефти по стадиям; $Q_{изв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти; t_i - продолжительность стадий разработки.

Коэффициент нефтеизвлечения по стадиям определена по формуле:

$$\eta_i = \frac{Q_{нi}}{Q_{бзн}}; \quad (2.3)$$

где $Q_{бзн}$ - балансовые (геологические) запасы нефти.

Анализ динамики показателей разработки по исследованным объектам показывают, что несмотря на большой разброс значений условно переменных факторов по залежам подтверждается общая закономерность характерная для каждого периода.

При средней продолжительности первого периода 5 лет средней темп отбора нефти составляет 0,58 %, средний темп отбора жидкости - 0,81 %, т.е. средняя обводненность отбираемой продукции скважин равна 28,4 %. За этот период в среднем извлекается 3 % геологических запасов нефти.

Продолжительность второго периода в среднем составляет 10 лет. Этому периоду характерно высокие темпы отбора нефти (2,66%) и естественно высокий коэффициент ее извлечения равной 16,7%, при относительно невысокой средней обводненности добываемой продукции - 29,8%.

Средняя продолжительность третьего периода составляет всего 3,8 лет, что свидетельствует о быстром снижении темпа отбора нефти. За этот период средний темп отбора нефти и жидкости составляет соответственно 1,3% и 3,79%. Поддержание высоких темпов отбора жидкости в третьем периоде приводит к резкому росту средней обводненности продукции скважин до 65,7%.

Четвертый период является наиболее продолжительным составляя в среднем 38,2 года, т.е. она по продолжительности более 2 раз превышает срок разработки залежей нефти за основной период (I+II+III стадии). За этот период средний темп отбора нефти составляет всего 0,25% при высокой обводненности добываемой продукции скважин равной - 82,4 %. На четвертом

периоденесмотря на продолжительной срок разработки из-занизких темпов отбора нефти извлекается всего 8,7 % ее геологических запасов.

Весь срок разработки анализируемых объектов в среднем составляет 57 лет и за этот период в среднем извлекается 35,2 % геологических запасов нефти.

Интервалы изменения и средние величины геолого – промысловых факторов объектов исследования приведены в табл. 2.3.

2.3. Исследование влияния информативности геолого – промысловых факторов.

Для оценки значимости или степени информативности геолого-промысловых факторов использован метод непараметрических критериев /16,21/, которые используют в задачах сравнения двух групп наблюдений при не известном законе распределения.

Рассматривают две сравнительные пары групп объектов разработки. В первую группу входят объекты с коэффициентами нефтеизвлечения меньше ее среднего значения (А), во вторую с коэффициентом нефтеизвлечениябольшие ее среднего значения (В).

Для оценки степени информативности каждого фактора применена мера Кульбака/16, 21/. Информативность i - го диапазона j - го фактора определяли по формуле

$$I(x_j^i) = ДК(x_j^i) \frac{1}{2} \left[P\left(\frac{x_j^i}{A}\right) - P\left(\frac{x_j^i}{B}\right) \right], \quad (2.4)$$

где ДК (x_j^i) - диагностический коэффициент j - го фактора; $P\left(\frac{x_j^i}{A}\right)$ -

вероятность попадания в группу A_i - го диапазона j -го фактора; $P\left(\frac{x_j^i}{B}\right)$ –

тоже, для группы В.

Таблица 2.3.

Интервалы изменения и средние величины геолого - промысловых факторов

| № П | Геолого - промысловые факторы | Единица измерения | Интервалы изменения | Среднее значения |
|-----|--|-------------------|---------------------|------------------|
| 1 | Коэффициент пористости | доли ед. | 0,09 - 0,25 | 0,17 |
| 2 | Коэффициент нефтенасыщенности | доли ед. | 0,47 - 0,76 | 0,61 |
| 3 | Коэффициент проницаемости | мкм ² | 0,01 - 1,25 | 0,14 |
| 4 | Начальное пластовое давление | МПа | 2,0-32,2 | 9,2 |
| 5 | Вязкость пластовой нефти | мПа.с | 1,1-9,5 | 3,8 |
| 6 | Отношение эффективной нефтенасыщенной и общей толщины пласта | доли ед. | 0,13-1,00 | 0,49 |
| 7 | Плотность сетки скважин | га / скв. | 2,13-43,02 | 9,94 |
| 8 | Продолжительность первого периода разработки | лет | 1 -20 | 5,0 |
| 9 | Продолжительность второго периода разработки | лет | 2-23 | 10,0 |
| 10 | Продолжительность третьего периода разработки | лет | 1-13 | 3,8 |
| 11 | Продолжительность четвертого периода разработки | лет | 13-65 | 38,2 |
| 12 | Средний темп отбора жидкости за первый период | % | 0,01-4,23 | 0,81 |
| 13 | Средний темп отбора жидкости за второй период | % | 0,07-12,52 | 3,79 |
| 14 | Средний темп отбора жидкости за третий период | % | 0,10-8,05 | 3,31 |
| 15 | Средний темп отбора жидкости за четвертый период | % | 0,03 - 7,95 | 1,42 |
| 16 | Средний темп отбора нефти за первый период | % | 0,01-3,27 | 0,58 |
| 17 | Средний темп отбора нефти за второй период | % | 0,01-8,51 | 2,66 |
| 18 | Средний темп отбора нефти за третий период | % | 0,04 - 3,06 | 1,30 |
| 19 | Средний темп отбора нефти за четвертый период | % | 0,01 -1,57 | 0,25 |
| 20 | Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за первый период | доли ед | 0,001-0,149 | 0,030 |
| 21 | Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за второй период | доли ед | 0,002 - 0,668 | 0,167 |
| 22 | Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за третий период | доли ед | 0,003-0,316 | 0,068 |
| 23 | Коэффициент нефтеизвлечения достигнутый за четвертый период | доли ед | 0,002 - 0,244 | 0,087 |

Информативность всего признака X_j равна сумме информативностей его диапазонов. Результаты расчетов информативности с использованием меры Кульбака представлены в табл. 2.4.

Наиболее информативными геолого-промысловыми признаками для групп объектов А и В являются комплексные факторы продолжительность периодов разработки, средний темп отбора жидкости и нефти по периодам. При этом их влияние на величину коэффициента нефтеизвлечения по периодам неодинаково. Например, продолжительность срока разработки наибольшее влияние на коэффициент нефтеизвлечения оказывает за основной период, т.е. за I, II и III стадии. В тоже время на четвертом периоде и за весь срок разработки влияние этого фактора существенно снижается. Почти аналогичная картина наблюдается при влиянии среднего темпа отбора жидкости на величину коэффициента нефтеизвлечения. Напротив, информативность среднего темпа отбора нефти увеличивается на поздних стадиях и за весь срок разработки. Величина информативности остальных геолого-промысловых факторов по сравнению с значениями комплексных факторов значительно меньше, т.е. они менее существенны хотя на поздней стадии разработки возрастает влияние на нефтеотдачу пластового давления, вязкости пластовой нефти и плотности сетки скважин.

На основе результатов оценки информативности геолого-промысловых факторов можно сделать выводы о том, что при проектировании нефтяных залежей в условиях недостатке исходных геолого-промысловых информации рекомендуется выбирать системы разработки обеспечивающие:

- увеличение основного периода разработки, т.е. I, II и III стадии;
- высокие средние темпы отбора жидкости и нефти за основной период разработки;
- более рациональное использование пластовой энергии и сохранение или увеличение плотности сетки скважин на поздней стадии разработки.

Таблица 2.4

Результаты расчетов информативности геолого-промысловых факторов

| №№ | Геолого-промысловые факторы | Величина информативности по периодом | | | | |
|----|--|--------------------------------------|-------|-------|-------|----------------|
| | | I | II | III | IV | За весь период |
| 1 | Продолжительность периода разработки | 0,052 | 0,851 | 2,836 | 0,93 | 0,65 |
| 2 | Средний темп отбора жидкости за период | 0,970 | 0,418 | 2,300 | 0,015 | 1,160 |
| 3 | Средний темп отбора нефти за период | 0,623 | 0,384 | 2,162 | 0,784 | 3,491 |
| 4 | Коэффициент пористости | 0,441 | 0,574 | 0,363 | 0,255 | 0,221 |
| 5 | Коэффициент нефтенасыщенности | 0,737 | 0,970 | 0,941 | 0,212 | 0,643 |
| 6 | Коэффициент проницаемости | 0,810 | 0,523 | 0,161 | 0,343 | 0,362 |
| 7 | Начальное пластовое давление | 0,177 | 0,081 | 0,301 | 0,123 | 0,046 |
| 8 | Вязкость пластовой нефти | 0,234 | 0,192 | 2,321 | 0,082 | 0,193 |
| 9 | Отношение эффективной нефтенасыщенной и общей толщины пласта | 0,623 | 0,326 | 0,407 | 0,506 | 0,136 |
| 10 | Плотность сетки скважин | 0,288 | 0,998 | 1,746 | 0,727 | 1,486 |

2.4. Выводы по второй главе

1. Установление степени влияния геолого-промысловых факторов на величину текущей и конечной нефтедачи пластов является одной из сложных задач разработки нефтяных залежей. Основная трудность подобных исследований заключается в том, что на величину текущей и конечной нефтедачи пластов одновременно влияют большое количество факторов изменяющихся, в процессе разработки.

2. Для установления степени влияния геолого-промысловых факторов на величину текущей и конечной нефтеотдачи пластов особую ценность представляют результаты исследований основанных на статистической обработке геолого – промысловых факторов нефтяных залежей находящихся на поздней стадии разработки.

3. Несмотря на то что, в процессе эксплуатации нефтяных залежей показатели разработки изменяются, в динамике их изменения по стадиям наблюдается определенные закономерности.

4. Результаты оценки значимости (степени информативности геолого-промысловых факторов методом непараметрических критериев показало, что наиболее информативными геолого-промысловыми признаками являются комплексные факторы, такие как темп отбора жидкости нефти по периодам.

Литература для 2 главы

- 16.** Абызбаев И.И. Выбор вида заводнения для залежей небольших размеров. //Нефтяное хозяйство. –Москва, 1985 - №1. С. 24-29
- 17.** Агзамов А.Х., Хужаеров Б. Оценка нефтеотдачи пластов методом ранговой классификации. //Узбекский геологический журнал. –Ташкент, 1986. -№6. С. 31-34.
- 18.** Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. Москва. Недра, 1976. 279 с.
- 19.** Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. /М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура и др. Москва. Недра, 1987. 230 с.
- 20.** Методы извлечения остаточной нефти. //М.Л. Сургучев, А.Т Горбунов, Д.П. Забродин и др. Москва. Недра, 1991 347 с.
- 21.** Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – Москва: Недра, 1977.- 288 с.

3. Оценка степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора и конечный коэффициент извлечения нефти.

До 80-х годов XX столетия исследование темпа отбора на коэффициент извлечения нефти (КИН) осуществлялась в основном с исследований. В последующем со вступлением многих месторождений различных нефтедобывающих регионов мира в позднюю стадию разработки разработки начались систематические исследования влияния ряда природных и технологических показателей, в том числе и темпа разработки на КИН с использованием методов математической статистики, особенно методом регрессионного анализа.

Целью этих исследований было установление общих закономерностей влияния темпа отбора на КИН, позволяющих количественно оценить и сопоставлять, а также прогнозировать величину коэффициента нефтедачи пластов в различных геолого – физических условиях залежей и системах разработки.

6.1. Анализ статических моделей зависимости нефтотдачи от темпа отбора жидкости.

В историческом аспекте необходимо отметить, что первое обобщение результатов регрессионных анализов приведены в «Методическом руководстве по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр», где даны рекомендации по их применению в тех или иных геолого – физических условиях залежей нефти /23/. В связи с постоянным увеличением залежей нефти, находящихся в поздней стадии разработки, и фактических данных исследования по обобщению опыта разработки методом регрессионного анализа продолжают и по настоящее время. Накоплен огромный материал по залежам, находящимся на поздней и завершающей стадиях разработки, результаты обобщения фактических данных по этим месторождениям представляют особую ценность для изучения влияния тех или иных технологических решений на

эффективность реализованных систем разработки.

Одним из основных преимуществ статических моделей, полученных на основе многофакторного регрессионного анализа, является то, что они позволяют установить не только качественное, но и количественное влияние конкретного показателя на процесс при одновременном влиянии других факторов. Это является одной из основных причин преимущественного использования статических моделей для оценки влияния темпа отбора на КИН в различных геолого-физических условиях залежей, а не однофакторных зависимостей, в которых практически не участвуют другие геологические и технологические параметры.

Опыт применения предложенных к настоящему времени статистических моделей показывает, что относительно достоверные результаты получают при их использовании для условий, аналогичных тем, для которых они получены. В связи с этим для оценки степени влияния темпа разработки на КИН использованы статистические модели, полученные для залежей однотипных коллекторов и разрабатываемых при одинаковых режимах вытеснения, по которым приведены сведения о пределах изменения и средних значениях параметров /23/.

В табл. 3.1 приведены статистические модели оценки КИН и геолого-физические условия их применения. Как видно из приведенных статистических моделей, в них в качестве факторов предопределяющих конечную нефтеотдачу используются различные параметры характеризующие продуктивный пласт, свойства коллекторов и пластовых флюидов, а также реализованной системы разработки.

В статистических моделях использованы следующие показатели: μ_0 - относительная вязкость нефти (отношение вязкостей нефти и воды), доли ед., K - средняя проницаемость пласта, мкм²; h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; K_p - коэффициент песчаности, доли ед., S - плотность сетки скважин, га/скв.; $tg\alpha$ - показатель эффективности

процесса вытеснения (угол наклона характеристики вытеснения нефти водой), доли ед.; μ_n – вязкость пластовой нефти, мПа·с; m –коэффициент пористости, доли ед.; b – объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.; T_n – темп отбора нефти, %; T_j – темп отбора жидкости, %; τ – количество прокаченной через залежь воды в поровых объемах, доли ед.; V_y – удельный объем нефти, м³ /м² ; Q_y – удельные балансовые запасы нефти на добывающую скважину, тыс.т/скв.; $N_{от}$ –соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин, доли ед.; $K_{от}$ – компенсация отбора закачкой, %; q_3/q_j – отношение средней приемистости нагнетательных скважин к среднему дебиту по жидкости добывающих скважин, доли ед.; $Q_г$ – удельные извлекаемые запасы нефти на одну добывающую скважину, тыс.т/скв.; $P_э$ – разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, МПа; $\eta_{без}$ – безводная нефтеотдача, %.

Необходимо также отметить, что различными исследователями в качестве темпа отбора используются разные показатели. Например, в статистической модели 1 (табл. 3.1) в качестве показателя темпа разработки использован среднегодовой до начала снижения максимальной добычи темп отбора нефти в процентах от балансовых запасов, в 2 – среднегодовой темп отбора жидкости в процентах от балансовых запасов, в 3 и 4- среднегодовой темп отбора нефти во второй стадии разработки в процентах от начальных извлекаемых запасов. Естественно, это приводит к затруднению при сопоставлении и использовании результатов исследований, полученных методом факторного анализа.

Таблица 3.1

Статистические зависимости оценки конечного коэффициента нефтеотдачи и геолого-физические условия их применения

| № П/ П | Нефтегазоносный район | Количество объектов | Вид зависимости | Коэффициент множественной корреляции | Область применения |
|--------------|------------------------------|---------------------|--|--------------------------------------|---|
| 1 | Азербайджан, Туркменистан | 36 | $\eta=0,153+0,053 T_n +0,025 \ln K-0,0021 (\eta_{без} -19,9)$ $(T_n - 5,59)+3,25 (1/S-0,17)^2$ | 0,93 | Терригенный коллектор, водонапорной режим |
| 2 | Азербайджан | 36 | $\eta=-0,409-0,01\mu_0+0,261K_n-0,0036h+1,571$ $m+0,04\tau+0,004T_{жс}+0,121gK+0,451b$ | 0,932 | Терригенный коллектор, водонапорной режим |
| 3 | Башкортостан | 18 | $\eta=0,536V_y+0,025\mu_0-0,203K-0,278K_n-0,18$ $6S-0,03Q-0,338N_{OT+},179t+0,385K_{OT}-0,0$ $87T_H-0,489q_3/q_{жс}$ | Нет данных | Терригенный коллектор, водонапорной режим |
| 4 | Башкортостан | 13 | $\eta=0,153V_y+0,029\mu_0-0,035K+0,194K_n-0,04$ $5S+ 0,219Q_y+0,264t+0,314T_H$ | Нет данных | Терригенный коллектор, водонапорной режим |

Оценка влияния темпа разработки на КИН по статистическим моделям при одновременном изменении величины всех параметров практически невозможно, так как это приводит к многовариантным расчетам и создает трудности при анализе полученных результатов. В связи с этим, в численных экспериментах изменялась только величина темпа отбора, а остальные параметры статистических моделей оставались неизменными и равными их средним значениям. При этом величина темпа отбора изменялась в диапазонах, использованных при получении статистических моделей. Применение такого методического приема объясняется еще и тем, что статистические модели дают наиболее достоверные результаты когда параметры, включенные в зависимости, близки к их средним значениям.

Результаты расчетов КИН в рассмотренных диапазонах изменения темпов отборов по каждой статистической модели представлены в виде их зависимостей, приведенных на рис 3.1 и 3.2, из которых видно, что все они имеют линейный вид типа $\eta_k = d + b \cdot T$ (где η_k – конечный коэффициент извлечения нефти, T – темп отбора) с достаточно высокими коэффициентами корреляции и низкой среднеквадратической ошибкой (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Значения коэффициентов зависимостей, коэффициента корреляции и среднеквадратической ошибки статистических моделей

| Статистические модели | Наименование показателей | | | |
|-----------------------|--------------------------|--------|------------------------|--------------------------------|
| | Коэффициенты | | Коэффициент корреляции | Среднеквадратическая ошибка, % |
| | «а» | «в» | | |
| Модель 1 | 0,2999 | 0,0195 | 0,97 | 2,48 |
| Модель 2 | 0,5050 | 0,0040 | 0,93 | 3,33 |

| | | | | |
|----------|--------|---------|------|-----|
| Модель 3 | 0,2711 | -0,0079 | 0,98 | 1,8 |
| Модель 4 | 0,4015 | 0,0031 | 0,92 | 4,4 |

Анализ результатов оценки степени влияния темпов отбора жидкости на КИН позволяет сделать ряд выводов, которые необходимо учитывать при проектировании разработки нефтяных залежей в геолого-физических условиях и при реализации технологий интенсификации разработки объектов аналогичных рассмотренным в статистических моделях.

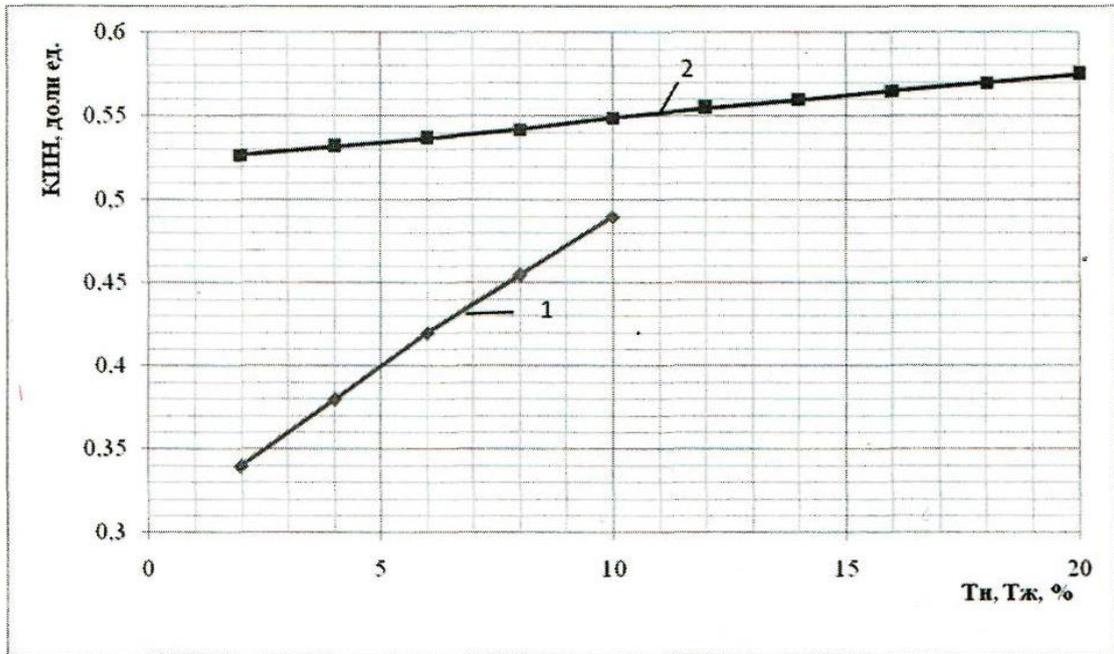


Рис. 3.1. Зависимости КИН от темпа отбора нефти (1) и жидкости (2)

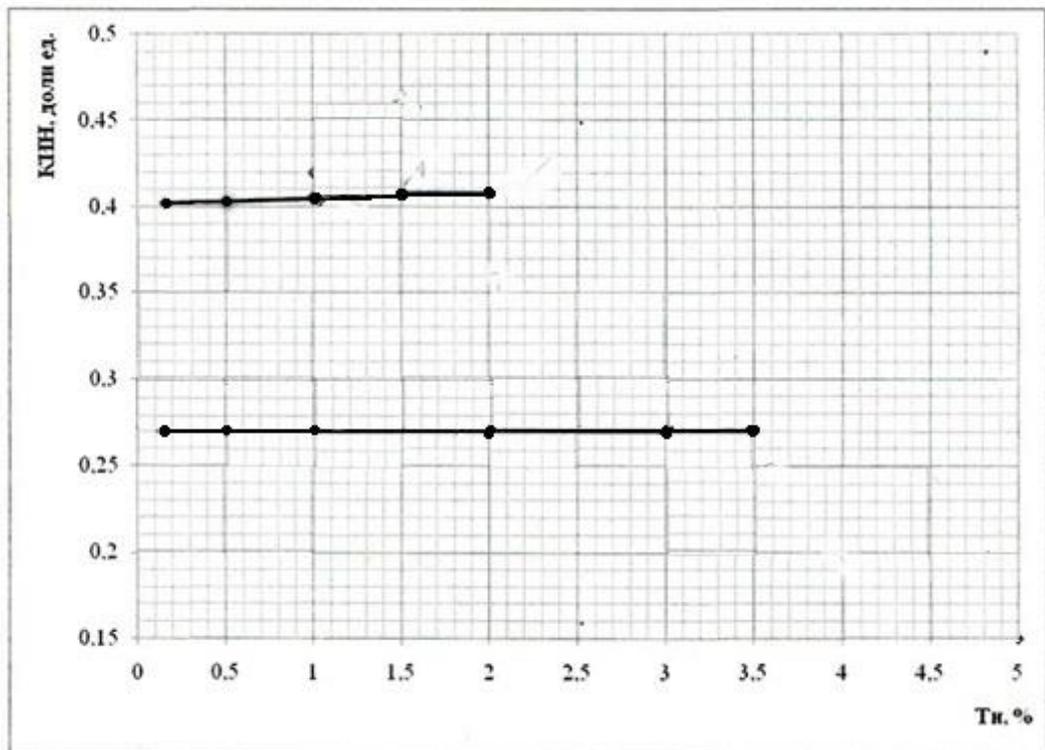


Рис.3.2.Зависимости КИН от темпа отбора нефти. Номера графиков соответствуют номерам статистических моделей приведенных в табл. 3.1

1. Для терригенных коллекторов разрабатываемых при водонапорном режиме при больших диапазонах изменения темпа отбора нефти (модель 1) и жидкости (модель 2) установлено их существенное влияние на КИН. При геолого-физических условиях залежей нефти, обобщенных в модели 1, увеличение темпа отбора нефти до снижения максимальной добычи нефти на 1 % от начальных балансовых запасов приводит к увеличению КИН на 1,9 %, а в пределах изменения темпа отбора от 2 до 10 % конечная нефтеотдача пластов увеличивается с 0,339 до 0,495. В геолого-физических условиях залежей нефти, обобщенных в модели 2, увеличение среднегодового темпа отбора жидкости на 1 % от начальных запасов нефти приводит к увеличению КИН на 0,4 %, а в пределах изменения среднегодового темпа отбора жидкости от 1 до 19 % конечная нефтеотдача пластов увеличивается с 0,513 до 0,585.

2. В пределах изменения максимального темпа отбора нефти от 0,1 до 3,4 % от начальных извлекаемых' запасов для терригенных и карбонатных коллекторов, разрабатываемых при водонапорном режиме и обобщенных в моделях 3 и 4 влияние темпа отбора нефти на КИН не установлено из-за небольшого предела изменения T .

3.2 Оценка степени влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти на различных стадиях разработки залежей.

Для изучения этого вопроса очень ценным являются фактические показатели разработки месторождений, находящиеся в заключительной стадии. Анализ и обобщение фактических показателей разработки этих месторождений позволяют выявить общие тенденции процесса извлечения нефти в различных геолого-физических условиях.

К настоящему времени на основе обобщения опыта разработки длительно разрабатываемых месторождений предложено более двух десятков различных статистических моделей нефтеотдачи, представляющих собой корреляционные зависимости КИН от различных геолого-физических и технологических факторов /2/. Практически во всех моделях в число

факторов, определяющих КИН входит темп отбора жидкости ($T_{ж}$) или темп отбора нефти ($T_{н}$). Однако влияние этих параметров на величину КИН для месторождений различных регионов значительно отличается, что связано с особенностями геолого-физических условий залежей и применяемых систем разработки.

Анализ предложенных статистических моделей показывает, что темпы отбора жидкости и нефти рассматриваются как параметр, неизменяющийся за весь период разработки месторождений. Однако, как показывает практика разработки, эти показатели в процессе извлечения нефти, изменяются в очень широких пределах, а установить величину $T_{ж}$ и $T_{н}$ за весь срок разработки достаточно трудная задача.

Естественно, полагать, что увеличение темпа отбора жидкости может положительно повлиять на КИН, если он приведет к росту темпа отбора нефти без резкого увеличения обводненности добываемой продукции скважин. Для исследования этого вопроса нами на основе статистической обработки геолого-промысловых материалов длительно разрабатываемых месторождений Узбекистана, представленных карбонатными коллекторами, изучена степень связи между темпом отбора жидкости и нефти на различных стадиях их эксплуатации. Данный подход связан с тем, что для каждого периода характерны свои особенности и изменения показателей разработки, учет которых позволяет выработать дифференцированные рекомендации. Т.к. большинство залежей нефти разрабатываются с применением различных систем заводнения весь период эксплуатации разделен на четыре стадии. Правомочность и целесообразность выделения четырех стадий при разработке нефтяных залежей с водонапорным режимом дренирования подтверждена многолетним опытом /1/.

По геолого-промысловым данным приведенных в табл. 2.2 нами построены зависимости темпа отбора нефти ($T_{н}$) от темпа отбора жидкости ($T_{ж}$).

На рис. 3.3-3.6 приведены зависимости $T_{н}$ от $T_{ж}$ по четырем выделенным стадиям, при этом на рис.3.3а-3.6а они представлены для всей выборки, а на рис.

3.3б-3.6б без учета «аномальных» объектов, выпадающих из общей закономерности, что позволяет выявить геолого-физические условия и системы разработки, при которых высокие темпы отбора жидкости привели к отрицательным последствиям.

На I и II стадиях разработки обычно фронт вытесняемой воды не достигает забоя добывающих скважин, поэтому между T_n и $T_{ж}$ должна быть достаточно тесная линейная зависимость, что и подтверждается рис.3.3-3.4, хотя имеются и «аномальные» объекты не вписывающиеся в общую закономерность. На первой стадии разработки таким объектом является залежь нефти горизонта XIX месторождения Южный Аламышик, а на второй стадии горизонта I месторождения Андижан. Результаты анализа геолого-промысловых материалов данных объектов позволяют сделать вывод, что причиной более высокой обводненности продукции скважин на горизонта XIX месторождения Южный Аламышик могла быть относительно более длительный срок освоения (18 лет), в течение которой отбор осуществлялся из разведочных скважин, а на горизонте I месторождения Андижан высокими темпами отбора жидкости который в 2 раза превышал средние показатели по другим объектам. Соответственно, без учета этих «аномальных» объектов теснота связи между T_n и $T_{ж}$ увеличивается для первой стадии с 0,9037 до 0,9652, а для второй стадии с 0,9045 до 0,9409.

На третьей стадии разработки теснота связи между T_n и $T_{ж}$ для всей выборки вроде бы снижается, коэффициент корреляции зависимости составляет 0,7828. Однако исключение из общей выборки всего трех объектов увеличивает коэффициент корреляции 0,9448, что подтверждает наличие закономерности обводнения продукции скважин и на этой стадии разработки. В качестве «аномальных» объектов выделяются горизонт XVII месторождения Ходжаосман, горизонт XVIII месторождения Южный Аламышик и горизонт I месторождения Андижан. Относительно более высокая доля нефти в добываемой продукции скважин горизонта XVII месторождения Ходжаосман объясняется выбытием высоко обводненных скважин из эксплуатации,

вследствие чего средний темп отбора жидкости за третий период снизился с 7,06 до 2,97%, т.е. практически в два раза. На горизонте XVIII месторождения Южный Аламышик и горизонте I месторождения Андижан относительно высокие темпы отбора жидкости 8,05 и – 7,33% соответственно привели к увеличению доли воды в добываемой продукции скважин, чем среднее по анализируемым объектам. Необходимо отметить, что имеются также объекты, в которых на третьей стадии достигнуты практически такие же темпы отбора жидкости, но не выпадающие из общей закономерности. Причиной этого может быть то, что на этих объектах высокие темпы отбора жидкости достигались за счет перепуска газа высокого давления (горизонт VIII месторождения Северный Сох) и бурения новых скважин (горизонт XIII месторождения Джаркак). На четвертой стадии разработки зависимости между T_n и $T_{ж}$ свидетельствуют об ослаблении связи между этими параметрами. Коэффициент корреляции зависимости для всей выборки составляет 0,5281, а без учета «аномальных» объектов 0,8045. При этом в трех «аномальных» объектах (горизонт XVII месторождения Ходжаосман, горизонт IV месторождения Палванташ и горизонт I месторождения Бостон) доля нефти в добываемой продукции скважин больше чем на других объектах исследования, вследствие отсутствия в них третьей стадии разработки и резкого снижения темпа отбора жидкости в среднем от 4,4 до 1,4% по сравнению со второй стадией. На других аномальных объектах (горизонт I месторождения Палванташ и горизонт I месторождения Андижан) увеличение темпа отбора жидкости привело к некоторому росту доли воды в продукции скважшучем на других объектах.

3.3 Анализ влияния темпа отбора жидкости на темп отбора высоковязких нефтей.

Для исследования этого вопроса нами на основе статистической обработки геолого-промысловых материалов Сурхандарьинского региона, представленных карбонатными породами и высоковязкой нефтью, изучено степень связи между темпом отбора жидкости и нефти.

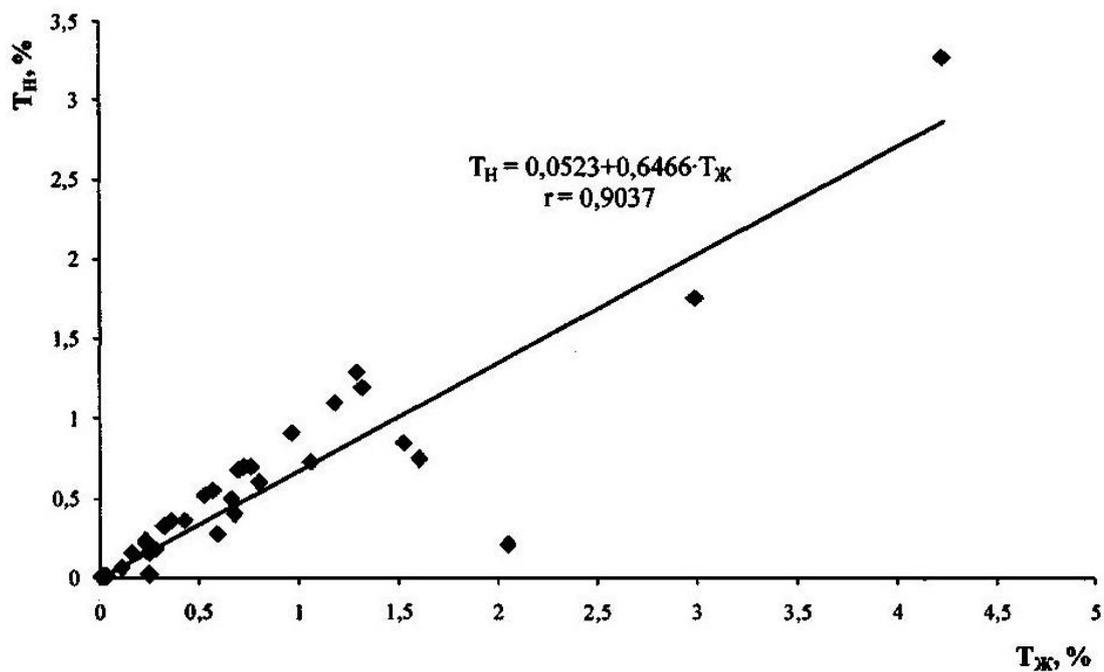
Так как залежи нефти месторождений Ляльмикар, Кокайты, Хаудаг, Амударья, Коштар, Акбашадыр и Кичик-Бель разрабатывается на упруговодонапорном режиме весь период эксплуатации также разделено на четыре стадии.

Как видно из табл.2.2. средний темп отбора жидкости и нефти по стадиям разработки изменяются в большом диапазоне. Статистическая связь между темпом отбора жидкости и нефти на I, II и IV стадиях разработки достаточно хорошо описывается линейной зависимостью вида $T_n = a + bT_{ж}$, с коэффициентом корреляции от 0,8264 до 0,9624. Из этой тенденции явно выделяется III стадия разработки, в которой отсутствует какая либо закономерность между темпом отбора жидкости и нефти.

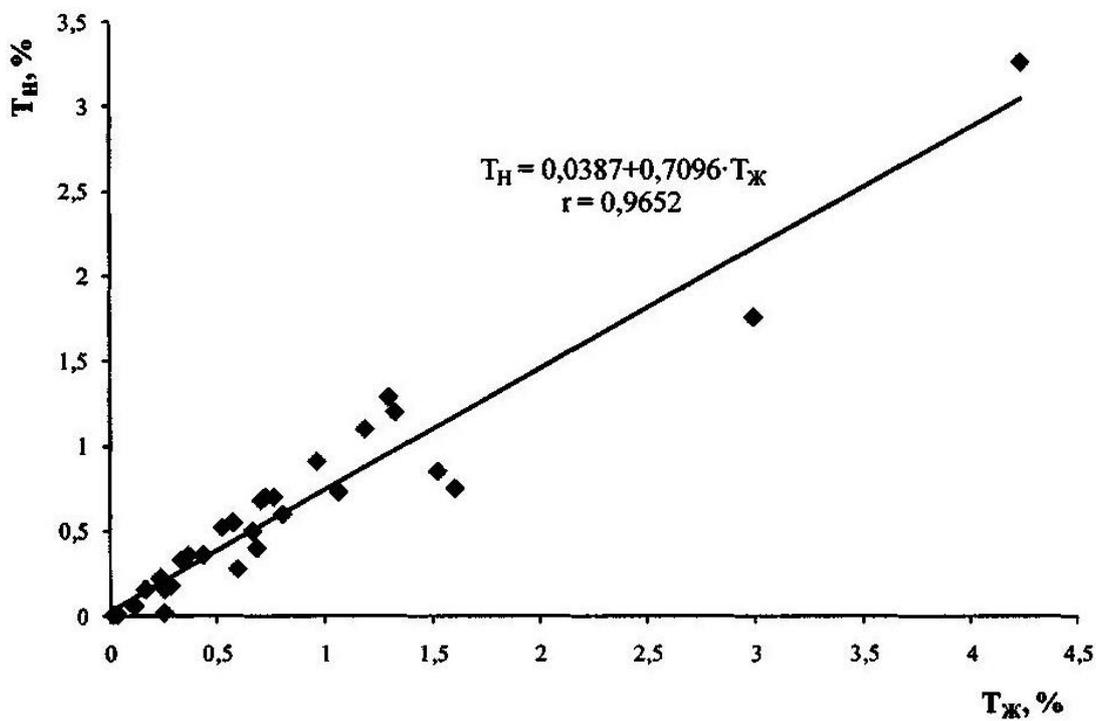
На основе статистической обработки геолого-промысловых материалов можно сделать следующие выводы о том, что при разработке месторождений представленных порово-трещинными карбонатными коллекторами и высоковязкой нефтью:

- на I и II стадии разработки из-за удаленности текущего положения водонефтяного контакта от зон отбора нефти темп отбора жидкости приводит к практически пропорциональному росту темпа отбора нефти (рис.3.7 и 3.8).

- на III стадии разработки, для которой характерно резкое падение добычи нефти и быстрый рост обводненности добываемой продукции скважин статистическая связь между темпом отбора жидкости и нефти отсутствует (рис. 3.9).



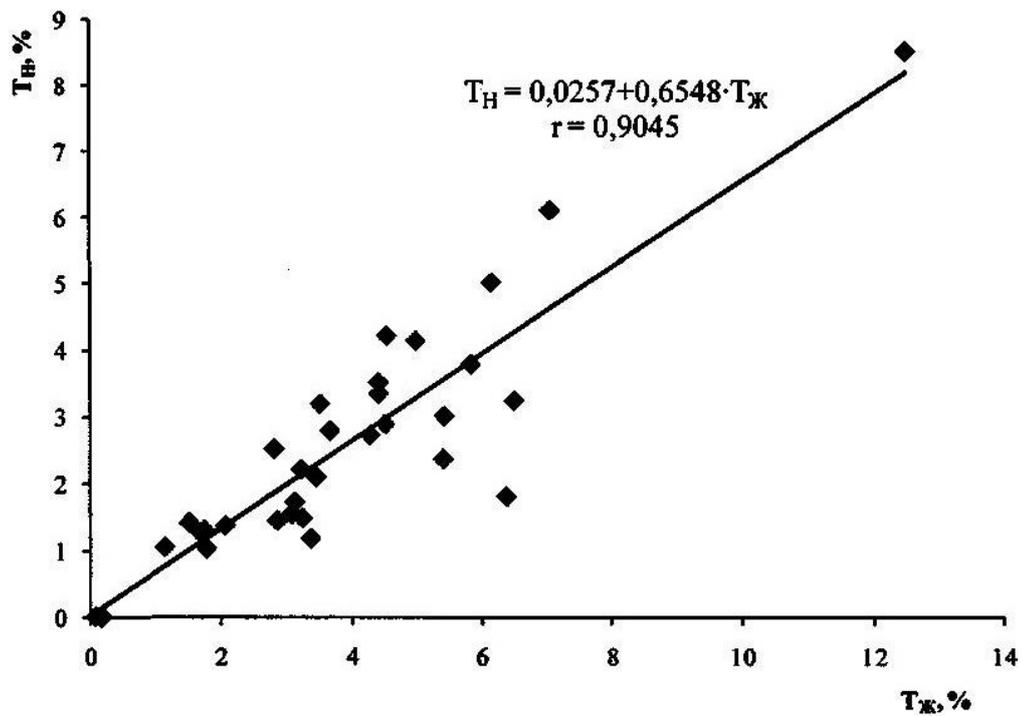
a)



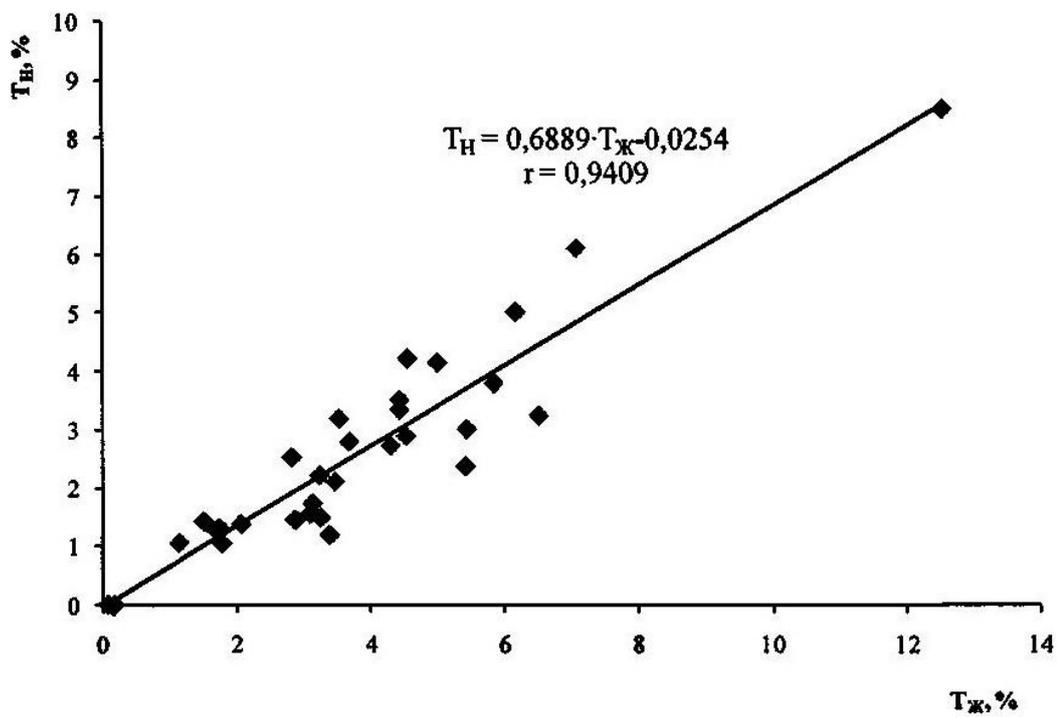
б)

Рис.3.3. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за I стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

- а) – для всей выборки объектов.;
- б) без учета аномальных объектов.



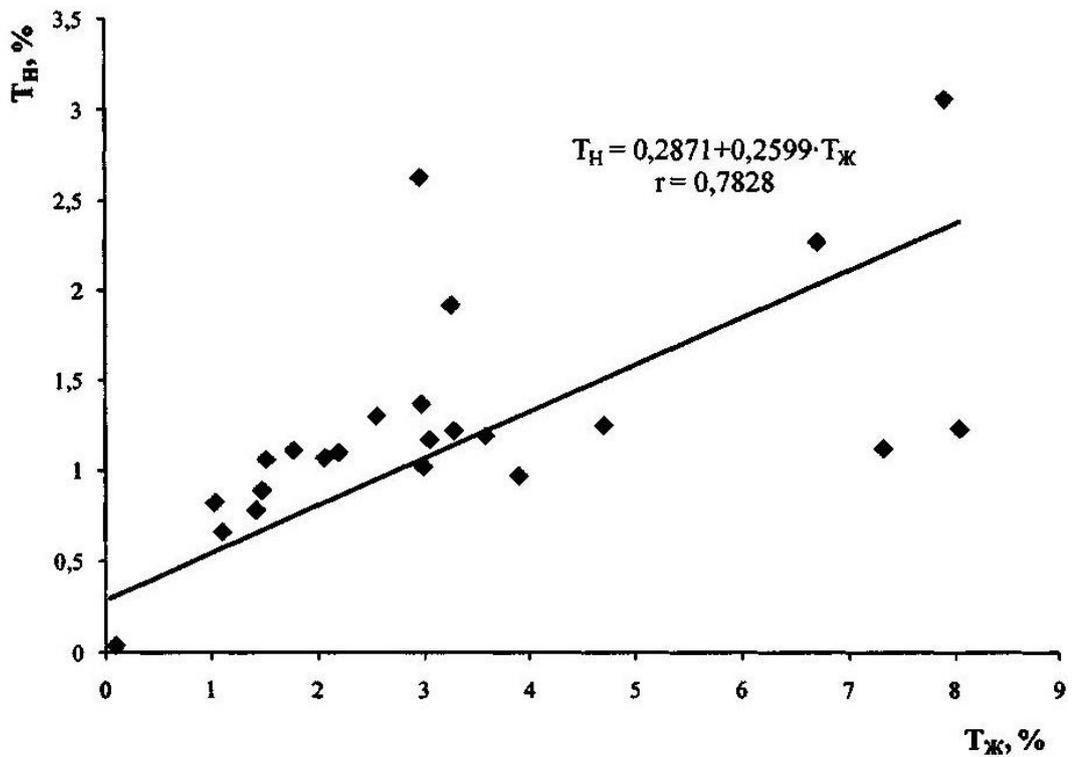
а)



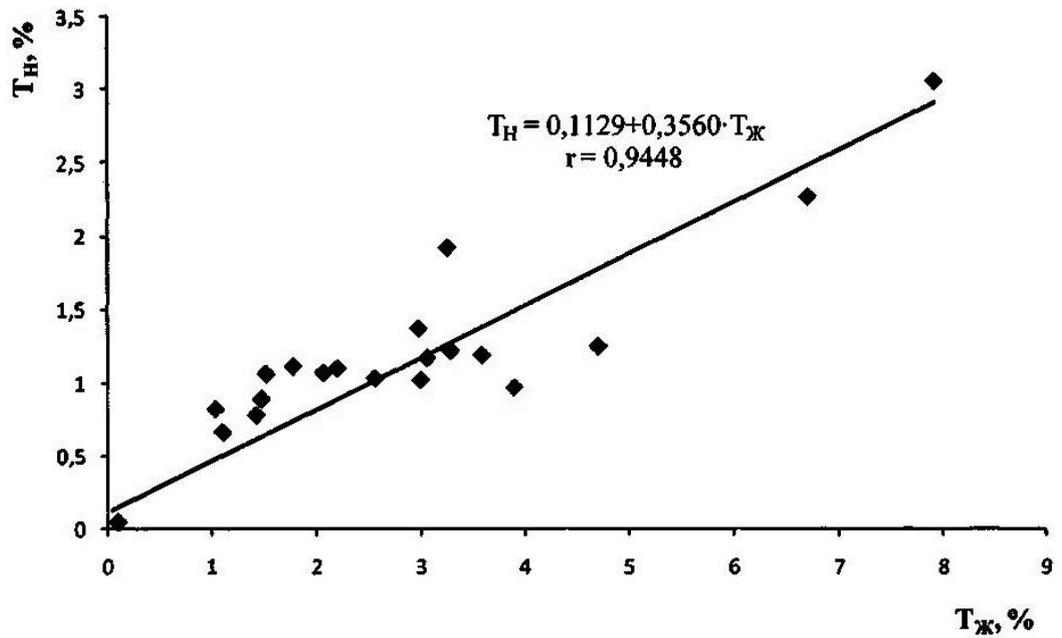
б)

Рис.3.4 Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за II стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

- а) – для всей выборки объектов.;
- б) без учета аномальных объектов.



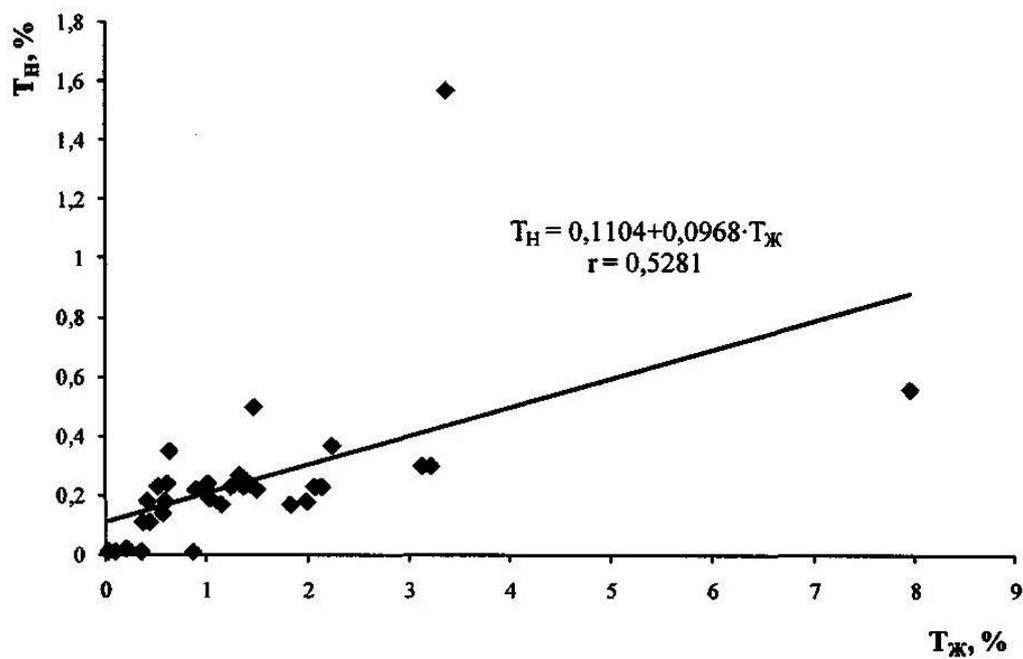
а)



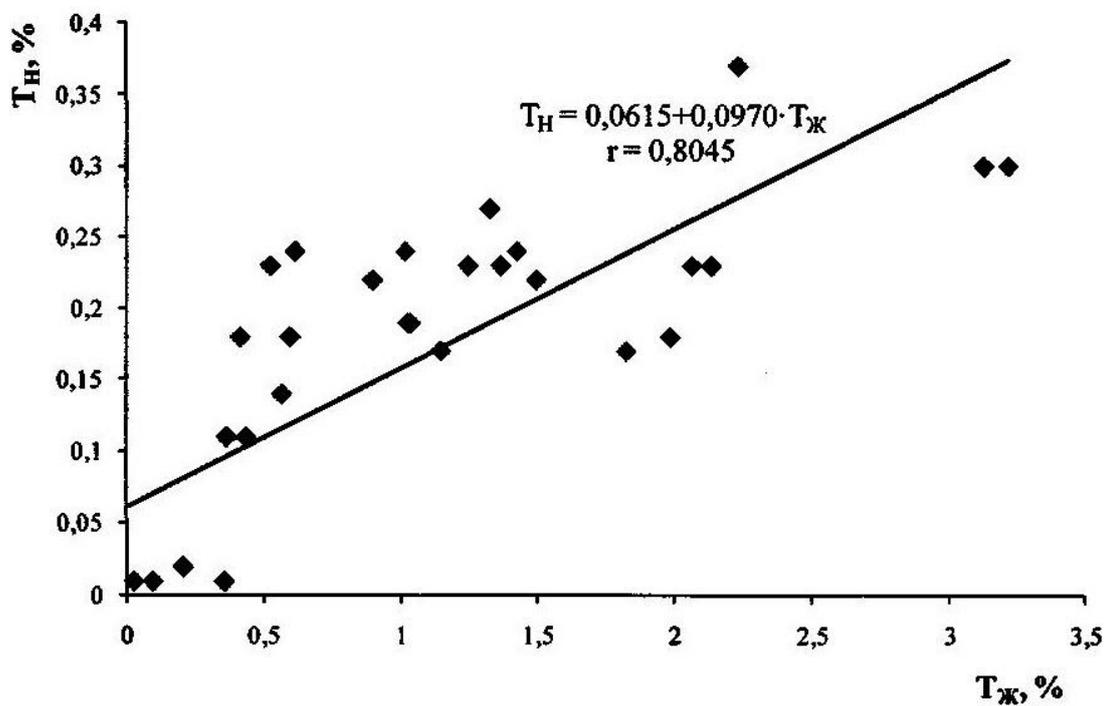
б)

рис.3.5 Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за III стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

- а) – для всей выборки объектов.;
- б) без учета аномальных объектов.



a)



б)

Рис.3.6. Зависимость темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости за IV стадию разработки для объектов, приуроченных к терригенным коллекторам:

- а) – для всей выборки объектов.;
- б) без учета аномальных объектов.

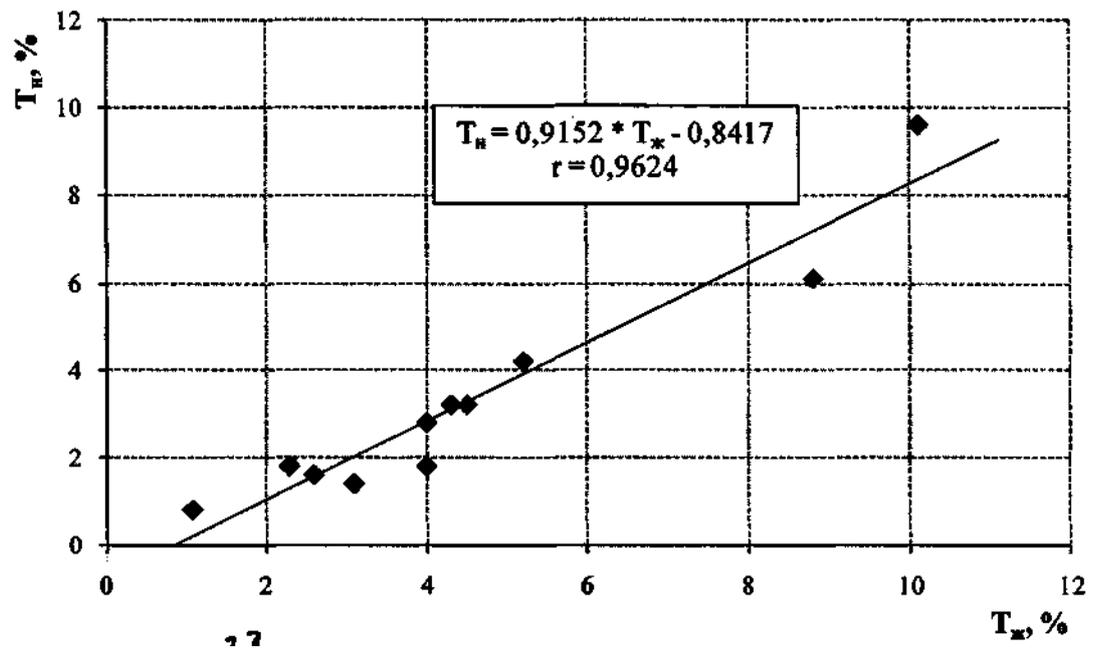
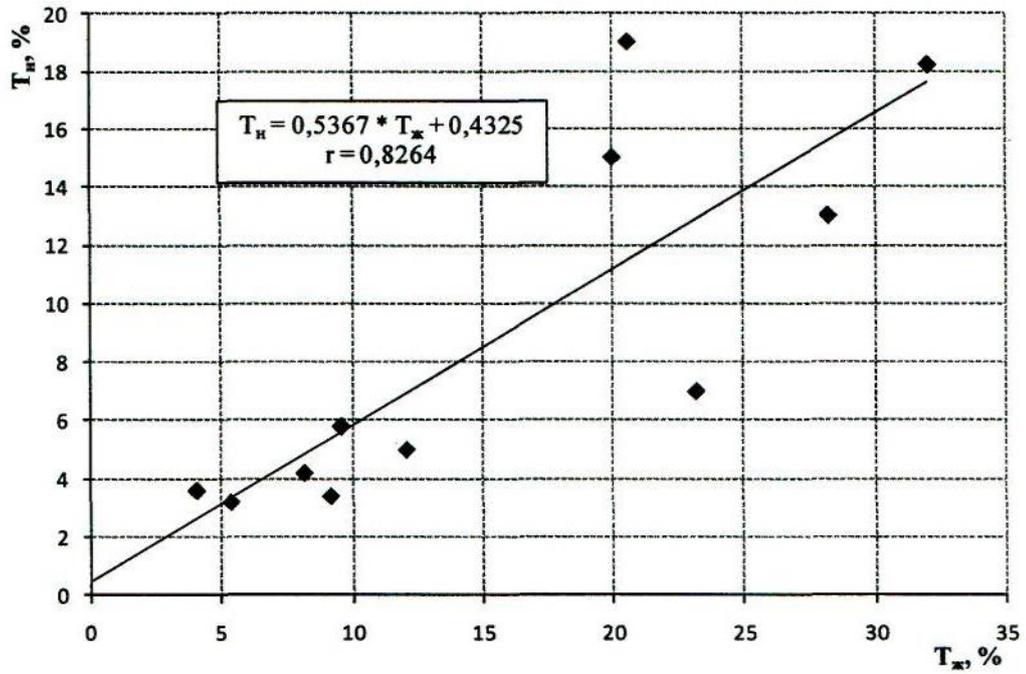
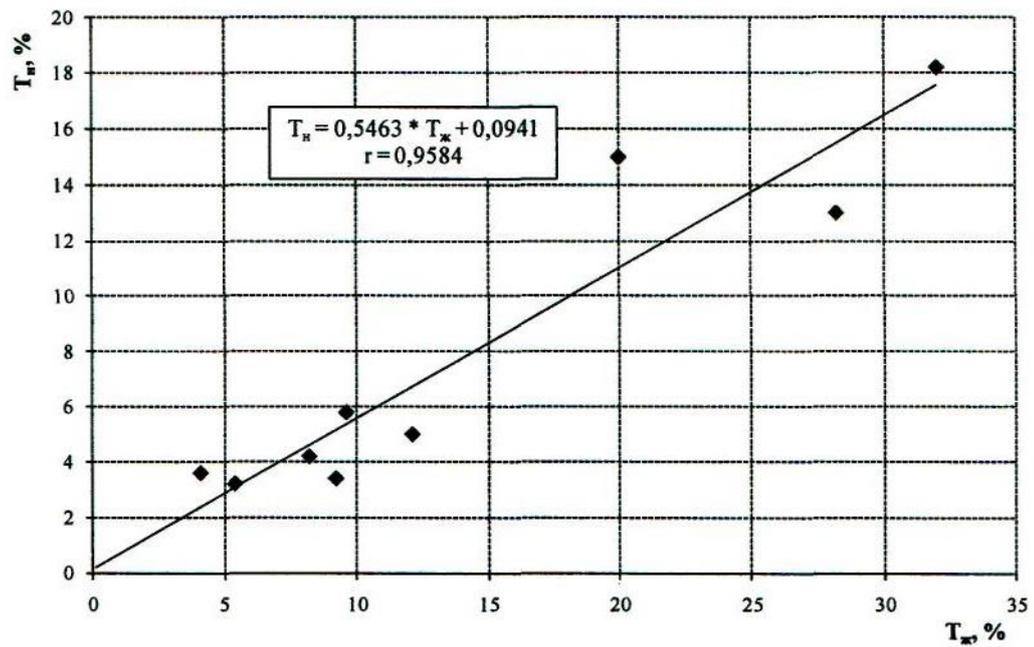


Рис. 3.7. Зависимость T_n от $T_{ж}$ для I стадии разработки



а)



б)

Рис.3.8 . Зависимость $T_{н}$ от $T_{ж}$ для II стадии разработки:

а) для всей выборки объектов.;

б) без учета аномальных объектов.

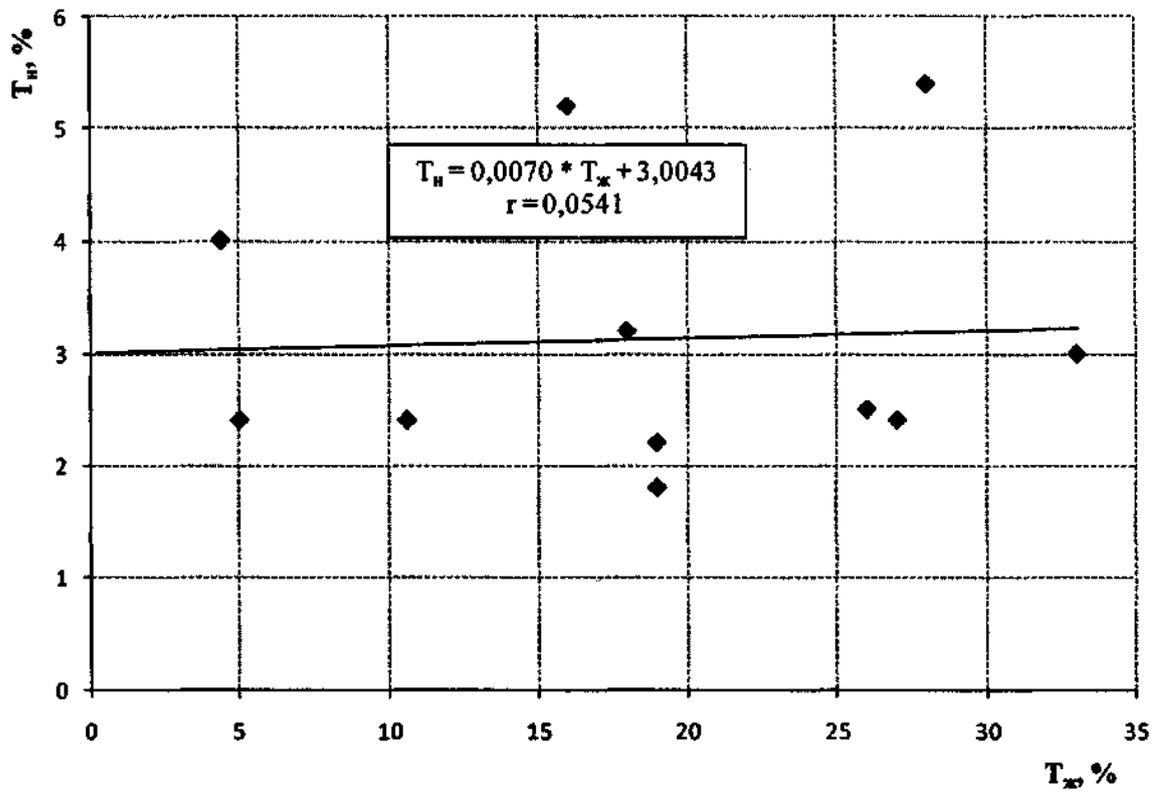


Рис.3.9. Зависимость $T_{н}$ от $T_{ж}$ для III стадии разработки

- на IV стадии разработки, при достижении обводненности добываемой продукции более 80%, устанавливается достаточно хорошая статистическая связь между темпом отбора жидкости и нефти (3.10)

- для эффективного применения методов увеличения темпа отбора жидкости (ФОЖ) наиболее подходящей является IV стадия разработки.

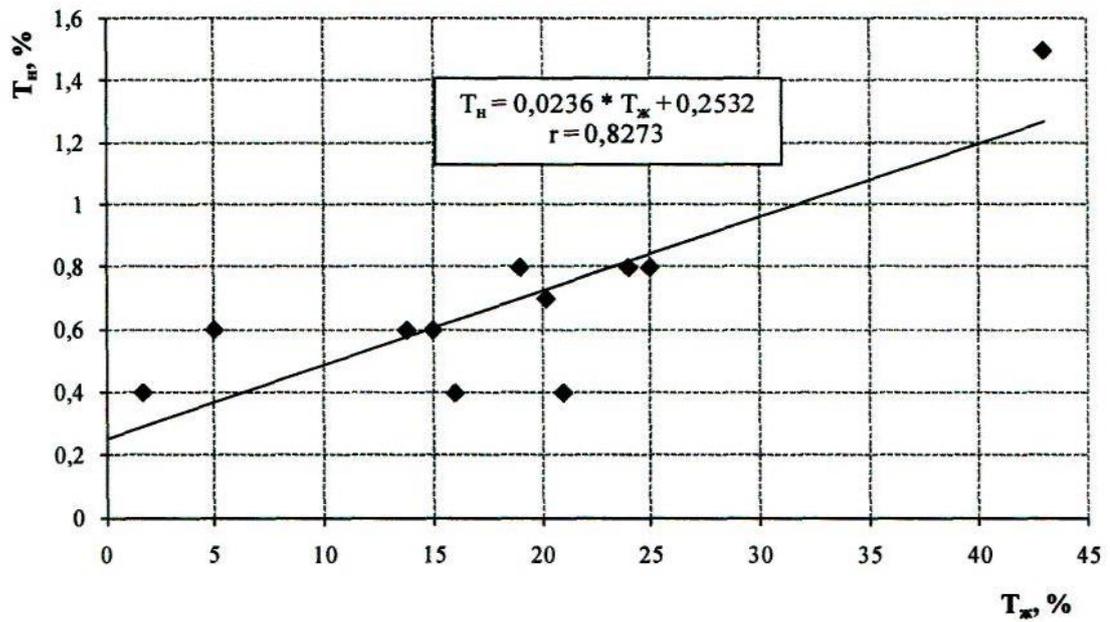
3.4. Выводы по третьей главе

1. Одним из основных преимуществ статических моделей, полученных на основе многофакторного регрессионного анализа, является то, что они позволяют установить не только качественное, но и количественное влияние конкретного показателя на процесс при одновременном влиянии других факторов.

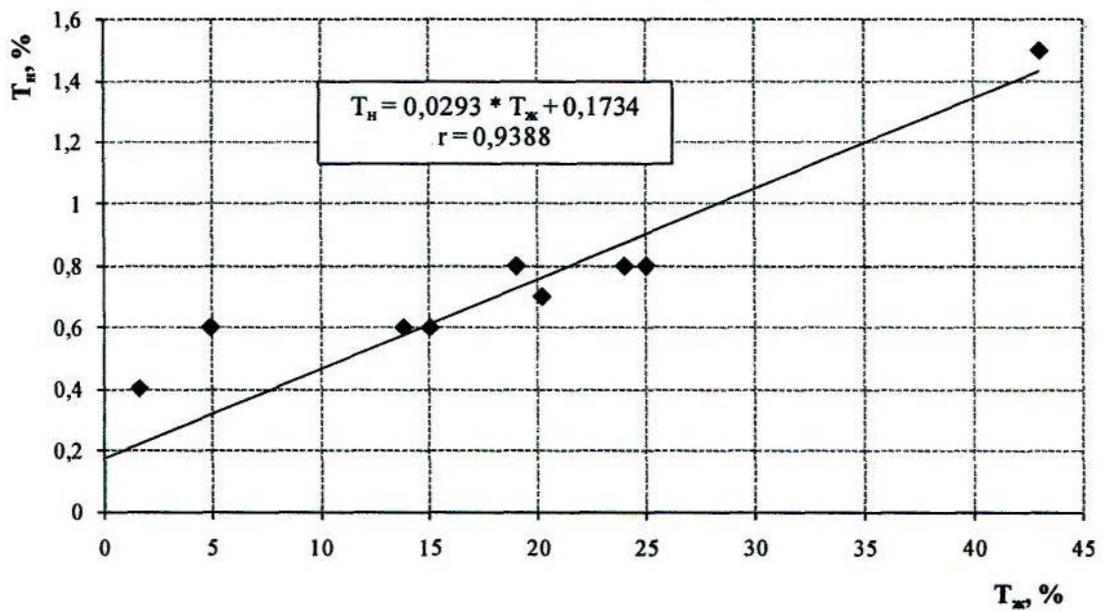
2. Результаты расчетов конечного коэффициента извлечения нефти по статистическим моделям показывают, что все они имеют линейный вид, с достаточно высокими коэффициентами корреляции и низкой среднеквадратической ошибкой, то есть тем выше темп отбора. Тем больше коэффициент нефтедачи пластов.

3. Построение и анализ зависимостей темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости показывают, что на всех четырех стадиях разработки залежей нефти наблюдается достаточно хорошая статистическая связь между этими показателями.

4. Результаты анализа и обобщения динамики зависимости темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости, по материалам длительно разрабатываемых месторождений Узбекистана, приуроченных и терригенным коллекторам должно быть учтено при проектировании разработки новых аналогичных объектов.



а)



б)

Рис.3.9 . Зависимость $T_{н}$ от $T_{ж}$ для IV стадии разработки:

- а) для всей выборки объектов.;
- б) без учета аномальных объектов.

Литература для 3 главы.

22. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. –М.: Недра, 1976-279.с
23. Колганов В.И. Анализ статистических моделей зависимости нефтеотдачи от вязкости нефти // Нефтяное хозяйство. –Москва , 2002. -№3.-С 58-61.
24. Сургучев М.Л. Темп разработки – нефтеотдача пластов (обзор исследований) // Нефтяное хозяйство. – Москва 1981. - №11. – С. 25-29
25. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В. Новое подтверждение концепции независимости нефтеотдачи песчаных коллекторов от темпа выработки запасов нефти. // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2007. - №8.- С. 36-39.
26. Форсированный отбор жидкости как метод повышения нефтеотдачи гранулярных коллекторов /В.Г.Шеметило, А.Ю.Мосунов, В.А.Афанасьев др. // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2004. - №2. – С. 54-58.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе исследований по теме " Исследование влияния темпа отбора жидкости на темп отбора нефти, залежей приуроченных к терригенным коллекторам " показаны научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие теоретические выводы и практические рекомендации.

1. Проблема влияния темпа отбора жидкости на темп отбора и конечный коэффициент извлечения нефти одна из самых сложных из-за большого разнообразия геолого-физических условий и технологий разработки нефтяных месторождений.

2. Анализ результатов проведенных исследований показывает, что до настоящего времени однозначного мнения о влиянии темпа отбора на эффективность извлечения нефти не существует. В настоящее время специалисты, занимающиеся проектированием разработки месторождений в основу проектных документов закладывают условие независимости нефтеотдачи пластов от темпа разработки.

3. Для установления степени влияния геолого-промысловых факторов на величину текущей и конечной нефтеотдачи пластов особую ценность представляют результаты исследований основанных на статистической обработке геолого – промысловых факторов нефтяных залежей находящихся на поздней стадии разработки.

Несмотря на то что, в процессе эксплуатации нефтяных залежей показатели разработки изменяются, в динамике их изменения по стадиям наблюдается определенные закономерности.

4. Результаты оценки значимости (степени информативности геолого-промысловых факторов методом непараметрических критериев показало, что наиболее информативными геолого-промысловыми признаками являются комплексные факторы, такие как темп отбора жидкости нефти по периодам.

5. Результаты расчетов конечного коэффициента извлечения нефти по

статистическим моделям показывают, что все они имеют линейный вид, с достаточно высокими коэффициента корреляции и низкой среднеквадратической ошибкой, то есть тем выше темп отбора. Тем больше коэффициента нефтедачи пластов.

6. Построение и анализ завишностей темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости показывают, что на всех четырех стадиях разработки разработки залежей нефти наблюдается достаточно хорошая статистическая связь между этими показателями.

7. Результаты анализа и обобщения динамики зависимости темпа отбора нефти от темпа отбора жидкости, по материалам длительно разрабатываемых месторождений Узбекистана, приуроченных и терригенным коллектора должно быть учтено при проектировании разработки новых аналогичных объектов.

Список использованной литературы

1. Сургучев М.Л., Вторичные и третичные методы увеличения нефтедачи пластов – М.:
2. Муравьев И.М., Крылов А.Л. Эксплуатация нефтяных месторождений. - М.: Гостоптехиздат, 1949-476с.
3. Сургучев М.Л., Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений.-М.: Недра, 1968-412 с.
4. Крейг Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Перевод с англ.-М.: Недра, 1974-395 с.
5. Гомзиков В.К., Молотова Н.А. Румянцева А.А. Исследование влияния основных геологических и технологических фактов на конечную нефтедачу пластов при водонапорном режиме. – тр. ВНИИ, 1976, выл 58-с. 16-30.
6. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Малютина Г.С. Геолого-физические условия эффективности применения методов увеличения нефтедачи пластов // Нефтяное хозяйство, 1979-№4. – с. 29-34.
7. Ефремов Е.П., Яним А.Н., Халимов Э.М., Влияние совместной разработки на нефтедачу многопластовых объектов // Нефтяное хозяйство, 1981-№8.-с. 32-37.
8. Желтов Ю.П. Внутрипластовые окислительные процессы – перспективное повышение нефтедачи // нефтяное хозяйство, 1980-№7 – с. 18-26.
9. Методы повышения нефтедачи пластов /М.Ф. Свищев, А.И.Вашуркин, М.И.Пятков и др. // нефтяное хозяйство, 1979. - №10. – с. 29-31.
10. Саттаров М.М., Богачкина И.А. Стклянина Т.В. зависимость нефтедачи от динамики добычи // Нефтепромысловое дело, 1979. - №4. – с. 8-12.
11. Поплаухина Т.Б., Мокрушина С.С., Хомутова А.В., Красноперов Е.А. обоснование прогнозных темпов добычи нефти для геолога –

экономической оценки запасов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005. -№5-6-с. 7-11.

12. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии – М.: Недра, 1994-116 с.

13. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудно извлекаемыми запасами – М.: Нефть и газ, 1996 – 190 с.

14. Некоторые вопросы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Вопросы – ответы) // Бюллетень. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. - №4. – 84 с.

15. Освоение и эксплуатация нефтяных месторождений Татарии // Р.Х.Муслимов, А.М.Шавалиев, Р.Б.Хисамов и др. – Казань: Таткнигоиздат, 1973. – 185 с.

16. Абызбаев И.И. Выбор вида заводнения для залежей небольших размеров. //Нефтяное хозяйство. -Москва, 1985 - №1. С. 24-29

17. Агзамов А.Х., Хужаеров Б. Оценка нефтеотдачи пластов методом ранговой классификации. //Узбекский геологический журнал. -Ташкент, 1986. -№6. С. 31-34.

18. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. Москва. Недра, 1976. 279 с.

19. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. /М.Л. Сургучев, В.И. Колганов, А.В. Гавура и др. Москва. Недра, 1987. 230 с.

20. Методы извлечения остаточной нефти. //М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. Москва. Недра, 1991 347 с.

21. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. - Москва: Недра, 1977.- 288 с.

22. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. –М.: Недра, 1976-279.с

23. Колганов В.И. Анализ статистических моделей зависимости нефтеотдачи от вязкости нефти // Нефтяное хозяйство. –Москва , 2002.

-№3.-С 58-61.

24. Сургучев М.Л. Темп разработки – нефтеотдача пластов (обзор исследований) // Нефтяное хозяйство. – Москва 1981. - №11. – С. 25-29

25. Колганов В.И., Фомина А.А., Демин С.В. Новое подтверждение концепции независимости нефтеотдачи песчаных коллекторов от темпа выработки запасов нефти. // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2007. - №8.- С. 36-39.

26. Форсированный отбор жидкости как метод повышения нефтеотдачи гранулярных коллекторов /В.Г.Шеметило, А.Ю.Мосунов, В.А.Афанасьев др. // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2004. - №2. – С. 54-58.