

**Министерство высшего и среднего специального образования**

**Республики Узбекистан**

**Каршинский инженерно-экономический институт**



**Отдел магистратуры**

**В правах рукописи**

**УДК 622. 276.**

**Хамраев Темур Эркинович**

**«Результаты и перспективы увеличения  
нефтеотдачи пластов на основе щелочного заводнения»**

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

**Диссертационная работа на соискание академической степени  
магистра**

**Научный руководитель**

**к.т.н. А. А. Агзамов**

**«\_\_» \_\_\_\_\_ 2017 год**

**Карши – 2017**

# КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

(Факультет Нефти и газа)

«Утверждаю»

Зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Дусткабилов Э.Н.

«\_\_»\_\_\_\_\_ 2017г.

## Задание на диссертационную работу

Студент магистратуры :Хамраев Temur Erkinovich

**1. Тема диссертации** «Результаты и перспективы увеличения нефтеотдачипластов на основе щелочного заводнения»

«\_\_»\_\_\_\_\_ 201\_ г одобрено на заседании кафедры.

**2.Срок выполнения диссертационной работы:** \_\_ июня 2017 г.

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

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

история развития и состояние изученности метода заводнения, геологическое строение объекта исследования, анализ текущего состояния объектов разработки месторождения Андижан и эффективности заводнения, заключение, литература.

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

1. Рис. 1. Характеристика вытеснения нефти водой пласта ККС месторождения Андижан.
- 2.Рис.2. Характеристика вытеснения нефти водой I пласта месторождения Андижан.
3. Рис.3.Характеристика вытеснения нефти водой III пласта месторождения Андижан.
4. Рис. 4.Характеристика вытеснения нефти водой V пласта месторождения Андижан.
5. Рис. 5. Характеристика вытеснения нефти водой VII пласта месторождения Андижан.
6. Рис. 6. Зависимость коэффициента извлечения нефти от коэффициента промывки пласта.

**6. Консультации по диссертационной работе**

№	Тема раздела	Консультант ф. и. о.	Подпись
1.	Глава 1. История развития и состояние изученности метода заводнения	т.ф.н. Агзамов А.А.	
2.	Глава 2. Геологическое строение объекта исследования	т.ф.н. Агзамов А.А.	
3.	Глава 3. Анализ текущего состояния объектов разработки месторождения Андижан и эффективности заводнения	т.ф.н. Агзамов А.А.	
4.	Заключение	т.ф.н. Агзамов А.А.	
5.	Литература	т.ф.н. Агзамов А.А.	

## 7. Выполнение диссертационной работы и представление к защите

№	Содержание диссертационной работы	Срок выполнения дата	Отметка о проверке
1.	Глава 1. История развития и состояние изученности метода заводнения	01.01.16 г. - 01.05.16 г.	Выполнено
2.	Глава 2. Геологическое строение объекта исследования	16.09.16 г. - 16.12.16 г.	Выполнено
3.	Глава 3. Анализ текущего состояния объектов разработки месторождения Андижан и эффективности заводнения	01.01.17 г.- 01.04.17 г.	Выполнено
4.	Заключение	01.05.17 г.- 30.06.17 г.	Выполнено
5.	Литература	01.02.17 г.- 10.02.17 г.	Выполнено

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

**Задание получил**

**Т.Е.Хамраев**

**Задание выдано**

**10. 01. 2016 г.**

## **Аннотация**

**Актуальность темы.** Одной из передовых систем разработки нефтяных месторождений в 40-50-х годах XX века считалось поддержание пластового давления. Эти системы позволяли увеличить период фонтанирования скважин, темпы отбора жидкости и нефти, что отражалось и на коэффициенте извлечения нефти и экономических показателях разработки месторождений.

Опыт длительно разрабатываемых месторождений показывают, что эффективность данного метода в зависимости от геологических и технологических факторов изменяется в довольно больших пределах. Например достигаемые величины конечного коэффициента извлечения нефти изменяются от 0,2 до 0,7. Так как, в перспективе заводнение пластов будет оставаться основным методом поддержания пластового давления. Установление факторов влияющих на эффективность данного метода является одной из актуальных проблем нефтедобычи.

**Цель исследования.** Изучение факторов влияющих на эффективность заводнения нефтяных залежей.

### **Задачи исследования.**

1. Обобщение результатов ранее проведенных исследований по изучаемой теме.
2. Анализ опыта разработки нефтяных залежей месторождения Андижан.
3. Установление степени влияния заводнения пластов на величину конечного коэффициента извлечения нефти и факторов, определяющих эффективность процесса.

**Объектом исследования** являются нефтяные залежи месторождения Андижан, **предметом исследования** – эффект-прирост коэффициента извлечения нефти от применения метода заводнения.

**Процесс исследования включает в себя следующие этапы:**

1. Изучение развития и состояние изученности метода заводнения, где приведены условия проявления режима работы нефтяных залежей и критерии успешного применения различных видов заводнения.
2. Изучение особенностей геологического строения месторождения Андиган, в которой приведены сведения о тектонике, характеристиках продуктивных горизонтов, свойствах коллекторов и пластовых флюидах.
3. Анализ текущего состояния разработки нефтяных залежей месторождения Андиган, в которой приведены результаты оценки прироста коэффициента извлечения нефти и геолого-промысловых факторов прецедяющих эффективность заводнения.

### **Результаты исследования и их научная новизна:**

1. Оценена величина прироста коэффициента извлечения нефти за счет заводнения пластов.
2. Установлены факторы определяющие эффективность заводнения на объектах исследования.
3. Установлена зависимость коэффициента извлечения нефти от коэффициента промывки пласта.

### **Рекомендации по использованию результатов исследования.**

Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать в АО «УзЛИТИ нефтегаз» и нефтедобывающих организациях Республики при обосновании темпов закачки воды и оценке эффективности заводнения пластов.

# О Г Л А В Л Е Н И Е

## Введение

### 1. Геолого-физические условия залежей нефти Узбекистана

- 1.1. Ферганская впадина
- 1.2. Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область
- 1.3. Сурхандарьинская мегасинхлиналь
- 1.4. Выводы по первой главе

### 2. Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов

- 2.1. Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов
- 2.2. Назначение методов повышения нефтеотдачи пластов
- 2.3. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов
- 2.4. Выводы по второй главе

### 3. Механизм вытеснения нефти щелочным раствором и результаты опытно-промышленных работ

- 3.1. Механизм вытеснения нефти щелочным раствором
- 3.2. Результаты щелочного заводнения на месторождении Андижан
  - 3.2.1. Общие сведения о залежи нефти III горизонта восточного поля
  - 3.2.2. Состояние разработки залежи нефти III горизонта восточного поля на начало щелочного заводнения
  - 3.2.3. Состояние фонда скважин
  - 3.2.4. Динамика технологических показателей
  - 3.2.5. Нефтеотдача
  - 3.2.6. Дебиты, темпы отбора нефти и жидкости
  - 3.2.7. Анализ закачиваемой и отбираемой воды
  - 3.2.8. Состояние щелочного заводнения залежи нефти III горизонта восточного поля
  - 3.2.9. Определение технологического эффекта от применения щелочного заводнения

3.3. Результаты модифицированного щелочного заводнения на XVIII горизонте место-

рождения Южный Аламышик

3.3.1. Общие сведения о залежи нефти XVIII горизонта

3.3.2. Динамика показателей разработки XVIII горизонта

3.3.3. Анализ состояния разработки залежи нефти XVIII горизонта в период щелочного

воздействия

3.3.4. Анализ результатов внедрения опытно-промышленной разработки XVIII горизонта

3.3.5. Технологическая эффективность внедрения опытно-промышленной разработки XVIII

горизонта с применением модифицированного щелочного заводнения

3.4. Выводы по третьей главе

Заключение

Литература

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Повышение степени извлечения нефти из недр является самой актуальной и острой проблемой на протяжении всей истории развития нефтяной промышленности. Однако, как никогда, эта проблема стала требовать все большего внимания в *связи* с возрастающим истощением извлекаемых запасов нефти разрабатываемых месторождений. В то же время, вероятность нахождения новых месторождений для выполнения истощенных запасов уменьшается.

Поэтому одним из основных направлений программы развития нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан является повышение коэффициента извлечения нефти из длительно разрабатываемых месторождений. I

В связи с тем, что большинство нефтяных залежей Узбекистана разрабатывались с применением различных видов заводнения, в качестве основного направления применения метода увеличения нефтеотдачи пластов наиболее перспективным является физико-химические методы воздействия на пласты, отличающиеся сравнительной простотой и эффективностью и не требующие больших капитальных вложений и энергетических затрат. К физико-химическим методам относятся закачка в пласт поверхностно активных веществ (ПАВ) и композиций на их основе, полимеров, щелочи серной кислоты, двуокиси углерода, пенных систем и других вытесняющих агентов.

Поэтому исследования направленные на повышение коэффициента извлечения нефти залежей, разрабатываемых с применением различных методов заводнения, с применением физико-химических методов, одним из которых считается щелочное заводнение является одной из актуальных задач нефтегазовой

отрасли Узбекистана.

**Объект и предмет исследования.** Объектом исследования являются залежи нефти восточного поля III горизонта месторождения Андижан и XVIII горизонта месторождения Южный Аламышик, в которых проводились опытно-промышленные работы по внедрению щелочного заводнения, предметом исследования - оценка технологической и экономической эффективности результатов опытно-промышленных работ щелочного заводнения.

**Цель исследования.** Анализ геолого-физических условий применения методов повышения коэффициента извлечения нефти и результатов опытно-промышленных работ щелочного заводнения.

**Задачи исследования:**

- анализ и обобщение результатов ранее проведенных исследований по теме диссертации;
- установление геолого-физических условий залежей для эффективного применения физико-химических методов повышения коэффициента извлечения нефти ;
- оценка экономической и технологической эффективности результатов опытно-промышленных работ.

**Основные проблемы и гипотеза исследования.**

При всех достоинствах освоенного промышленностью метода заводнения нефтяных залежей как метода извлечения нефти он, тем не менее, уже не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, *особенно* в условиях неоднородных пластов и повышенной вязкости нефти, когда достигается низкий охват пластов заводнением. По мере роста понимания *механизма и особенностей* процесса заводнения нефтяных залежей стали *настойчиво* искать способы повышения его эффективности.

Эффективность извлечения нефти из нефтяных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во

всех нефтедобывающих *странах* считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача *пластов* по различным странам и регионам составляет 24 - 45%, например, в странах Латинской Америки и 10го - Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24-27 %, в Иране 16-17 %, в США, Канаде, странах Западной Европы и Саудовской Аравии 33-37 % и т.д., в зависимости от структуры *запасов нефти* и применяемых методов разработки.

*Ещё* в более широком диапазоне (30 - 90%) изменяются остаточные запасы *нефти* по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

Извлечение части остаточных *запасов* нефти вполне возможно даже промышленно - освоенными методами разработки, поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых *месторождениях* представляет собой большой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов.

**Степень изученности проблемы.** Вопросам изучения геолог-физических условий эффективного применения и анализу результатов щелочного заводнения посвящено большое количество теоретических, промысловых и экспериментальных исследований.

количество теоретических, промысловых и экспериментальных исследований.

Исследованию этих задач в различных геолого-физических условиях залежей нефти посвящены работы С.Х. Абдульмянова, А.В. Афанасьева, Р.А. Багаутдинова, В.С. Бойко, В.А. Васильева, М.Н. Галлямова, А.Н. Гусейнова, К.М. Донцова, Л.Х. Ибрагимова, А.Г. Кан, Ю.П. Кислякова, А.Н. Колеватовой, А.Н. Комиссарова, В.И. Куликова, В.Д. Лысенко, И.Т. Мищенко, Г.А. Орлова, В.И. Смирнова, М.Л. Сургучева и др.

Исследованиями данной задачи применительно к геолого--физическим условиям месторождений Узбекистана занимались С.М. Назаров, Э.К. Ирматов, А.Х. Агзамов, В.Н. Сипачев, Б.Ш.Акрамов, М.А. Турсунов, Б.Х.Хужаеров, А.С. Гриненко и многие другие ученые и специалисты занимающихся разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений.

Результаты исследований выше перечисленных ученых и специалистов показывает, что большое разнообразие и сложность процесса щелочного заводнения нефтяных залежей обуславливает трудность эффективной реализации метода, которая еще больше усугубляется дороговизной используемых рабочих агентов.

Поэтому данная проблема имеет не только научное, но и большое практическое значение.

### **Методы исследований:**

- изучение и критические исследования по теме диссертации ;
- систематизация и анализ геолого-промысловой информации объекта исследования;
- применение методов математической статистики;
- проведение аналитических исследований и сопоставлений их результатов с фактическими данными.

**Теоретическое и практическое значение результатов исследований.** Теоретическое значение результатов исследований в анализе условий эффективного применения метода щелочного заводнения и результатов опытно-промышленных работ проведенных на объектах Узбекистана.

Полученные теоретические и практические выводы рекомендуется использовать в ОАО « УзЛИТИнефтьгаз» и нефтедобывающих организациях Республики при обосновании метода щелочного заводнения и оценке его эффективности.

### **Результаты исследования и их научная новизна**

1. Установлено, что на эффективность щелочного заводнения наибольшее влияние оказывают вязкость пластовой нефти, нефтенасыщенность, трещиноватость и температура пласта.

2. Показано, что коэффициент извлечения нефти во многом зависит от взаимодействия щелочных растворов с нефтями.

3. Оценкой результатов опытно-промышленных работ установлено высокая эффективность щелочного заводнения по сравнению с обычным вытеснением нефти

### **Структура и объем диссертации.**

Магистерская диссертационная работа состоит из введения, из трёх глав, заключения, списка литературы из \_\_\_ источников. Основное содержание работы изложено на \_\_\_ страницах, включает \_\_\_\_\_ таблиц и \_\_\_ рисунков.

### **Благодарность кафедре и научному руководителю.**

Автор выражает свою искреннюю благодарность – доктору технических наук, профессору, академику РАН 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. Геолого-физические условия залежей нефти Узбекистана

Нефтяные месторождения (объекты) Узбекистана расположены в основном, в трех регионах: Ферганской впадине, Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области и Сурхандарьинской мегасинклинали.

### 1.1. Ферганская впадина

В строении Ферганской впадины участвуют кайнозойские,

мезозойские и палеозойские отложения. Общая толщина осадочного

покрова в центральной части впадины составляет 10,0 - 12,0 км, в

прибортовой - 2,4 - 4,0

км и более.

В разрезе неогена залежи нефти обнаружены в I, 1а, 1б, БРС и ККС ах. в разрезе палеогена в II - IX пластах (II, III, VI, VII, VIII, IX - приуроченных к карбонатным породам: известнякам и доломитам). В разрезе меловых отложений выделяются XVIII, XIX, XX, XXI, XXII пласты, юрских - XXIII, XXIV, XXVIII, палеозойских - XXX пласт.

Характерная особенность распределения залежей углеводородов - значительное нарастание газоносности вниз по разрезу. Если отложения *НЕОГЕНА* и палеогена в основном нефтеносные, а скопления свободного газа представлены в виде газовых шапок, то меловые, юрские и палеозойские отложения преимущественно газовые и газоконденсатные.

Коллекторами продуктивных пластов мезозоя являются, как правило, *ПЕСЧАНИКИ* прослоями алевролитов. Лишь некоторые горизонты верхнего и нижнего мела представлены известняками. Нефтеносность мезозойских и палеозойских отложений ограничена. Известные небольшие залежи нефти *ИМЕЮТ* непромышленное значение, притоки нефти из них кратковременные и нестабильные.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складкам, длина которых 10 - 15 км, ширина не превышает 2-3 км, углы падения 20 - 30° и более. Известные залежи нефти и газа относятся в основном к пластово - свободному типу (табл. 1.1).

В результате интенсивной тектонической деятельности по степени осложненности структур нарушениями и денудацией среди залежей выделяются тектонически и стратиграфически экранированные. Литологически экранированные залежи в регионе распространены ограничено.

Нефти Ферганской впадины в основном легкие ( 775-890 кг/м<sup>3</sup>), малосернистые (0,1-8,7%),высокосмолистые (14-40%).Вязкость пластовой нефти 0,5-6 мПа·с. начальная газонасыщенность до 100-150 м<sup>3</sup>/т (табл.1.2.)

Продуктивные горизонты Ферганской впадины не однородны,им присущи слоистая,зональная неоднородность и трещиноватость.Коллекторы по емкости относятся к низко-,средне-, и высокоемким, а по проницаемости к низко-и среднепроницаемым.Породы-коллекторы относятся к порово-кавернозным типам. Пористость колеблется от 5 до 15-30%,проницаемость-от нескольких до 0,3-0,5 мкм<sup>2</sup> (табл.1.2.)

Почти все месторождения многопластовые. Наибольшее число

залежей открыто в разрезе Северо-Сохского, Южно-Аламышикского, Андижанского, Шарихон-Ходжаабадского, Западно-Палванташского и Палванташского месторождений. Залежи нефти характеризуются незначительной толщиной, малой разницей между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом.

Залежи нефти по начальным извлекаемым запасам, относятся к малым залежам с небольшими извлекаемыми запасами нефти.

Разрабатываемые месторождения Ферганской впадины, помимо перечисленных выше особенностей геолого-физических условий (многопластовость, литологическая изменчивость продуктивной толщи и незначительная толщина пластов, малая разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения нефти газом, большое содержание парафина в нефти), характеризуются также и некоторыми технологическими особенностями.

Все объекты разбуривались по ползущей системе, скважины размещались по треугольной сетке, плотностью от 1 до 19,9 га. Продолжительность разбуривания составила в основном 5-7 лет. В залежах методы поддержания пластового давления применялись после предварительной их разработки на приромном режиме (после значительного истощения пластовой энергии). Из-за близких значений начального пластового давления и давления насыщения нефти газом, а также позднего применения заводнения, малой активности контурных вод, подавляющая часть нефтяных залежей работала в начальной стадии разработки в режиме растворенного газа (табл. 1.3)

В период 1960-1965 гг. с целью интенсификации добычи нефти, на многих залежах широко внедрялись процесс переноса нагнетания

воды с начального контура нефтеносности на текущей и освоение различных систем заводнения ( табл. 1.4.)

В результате перехода от законтурного заводнения к различным видам внутриконтурного на объектах воздействия стабилизировались пластовые давления, возросли годовые отборы нефти. В настоящее время многие объекты, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются падающей добычей нефти, высокой обводненностью добываемой продукции, сокращением количества эксплуатирующихся скважин и др.

Для снижения темпов падения добычи нефти осуществляются различные модификации заводнения, бурение уплотняющих скважин, форсированный отбор жидкости, методы воздействия на призабойную зону скважин и другие геолого-технические мероприятия.

## **1.2. Бухаро-Хивинская нефтегазоносная область**

Промышленные залежи нефти в данном регионе приурочены к юрским и меловым отложениям. В разрезе меловых отложений выделено 7 проницаемых горизонтов (IX, X, XI, XIa, XII, XIII, XIV) с залежами нефти и газа, приуроченных к терригенным коллекторам. Из них IX, X, XI, XIa являются чисто газовыми, а XII, XIII и XIV газонефтяными, нефтегазовыми и нефтяными. Продуктивные горизонты представлены мелко-, средне- и крупнозернистыми песчаниками с прослоями гравелитов и глин. В разрезе юрских отложений выделены XV, XVI горизонты, приуроченные к карбонатным коллекторам и XVII, XVIII горизонты - к терригенным ( табл. 1.5).

Коллекторы юрских отложений сложены серыми трещиноватыми

известняками и серыми, темно-серыми, мелкозернистыми песчаниками, светло-серыми известняками с тонкими прослоями ангидритов, а также к рифогенными известняками. Породы-коллекторы, согласно классификации З.С.Ибрагимова и П.У. Ахмедова, относятся :XVI горизонт к V и VI, реже IV классу, порово-трещинному и порово-кавернозному типу ;XV – а горизонт – к V и VI, отчасти III классу; поровому, порово-кавернозному, реже трещинному ;XV-горизонт- к II, III, IV классу. поровому и частично поровому трещинному типу.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным, субмеридиональным и субширотным, брахиантиклинальным складам, длина которых составляет 1,6-26 км., ширина не превышает 6-7 км, углы падения-от 1-140 и более. Залежи нефти и газа относятся в основном к пластово-сводовому типу ( табл.1.5). Известно также значительное число пластово-сводовых тектонически экранированных типов залежей. Литологически экранированные распространены ограничено.

Пористость колеблется от 2 до 33%, эффективная толщина пластов коллекторов 1,40-85м, проницаемость 0,01-0,819 мкм<sup>2</sup>.

Нефти Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области в основном легкие, плотностью 664-911 кг/м<sup>3</sup>, мало-, средне- высокосернистые ( до 2,35%), вязкость небольшая-.35-8,80 мПа.с, пластовая температура от 51 до 150 гр.С ( табл.1.6.)

Залежи нефти по начальным запасам ( за исключением нефтегазоконденсатного месторождения Кокдумалак) относятся к малым.

Наибольшее число залежей открыто в разрезе Газлийского, Караул-

Базар-Сариташского и Западно-Восточно-Ташлинского месторождений и характеризуется незначительной высотой. Для юрских отложений Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области характерны аномально высокие пластовые давления (АВПД).

Для увеличения темпов добычи нефти осуществляются различные модификации заводнения, бурение уплотняющих скважин, методы воздействия на призабойную зону скважин и другие геолого-технические мероприятия.

### **1.3. Сурхандарьинская мегасинклиналь.**

Отличительной геологической особенностью Сурхандарьинской мегасинклинали является наличие мощного (5-8 км), интенсивно смятого осадочного чехла, сложенного мезо-кайнозойским комплексом отложений.

Нефтегазоносность области связана с юрскими, меловыми и палеогеновыми отложениями. В настоящее время здесь открыто 11 различных по масштабам месторождений нефти и газа: 9 залежей - в палеогеновых отложениях, из них 6 нефтяных находятся в разработке.

Залежи нефти приурочены к I, II, IV, V, VI горизонтам палеогена и залегают на глубинах 300-1500 м. (табл. 1.7)

Нефтегазоносность юрских отложений установлена на месторождении Гаджак, расположенном в Северо-западной части Бойсунской котловины.

Залежи нефти приурочены к узким асимметричным складам, длина которых составляет 6,7-26 км, ширина не превышает 1,1-4 км, углы падения от 2 до 65 гр. и более. Известные залежи нефти и газа в

основном сводово-пластового типа.

Продуктивные горизонты Сурхандарьинской мегасинклинали относятся к порово-кавернозно-трещинному и порово-трещинному типам коллекторов. Полристость колеблется от 5 до 15-30 %, проницаемость - от нескольких до 0,1-0,82 мкм<sup>2</sup> (табл.1.8). Коллекторы карбонатных формаций представлены крепкими трещиноватыми доломитизированными, зеленовато-серыми, пористыми известняками с прослоями ангидритов.

Плотность нефти 936-982 кг/м<sup>3</sup>; вязкость 27-129 мПа с, (табл.1.8); содержание серы 2,4-7,8%, асфальтенов-0,97-9,8 %, парафина-2,4-5,95%, смол-до 32,8 %. акцизных смол 0-88%.

Все месторождения многопластовые. Наибольшее число залежей открыто на месторождениях Хаудаг, Ляльмикар и Амударья.

Залежи нефти по начальным извлекаемым запасам, относятся к малым, с небольшими извлекаемыми запасами нефти.

Режим разработки залежей-водонапорный

( Хаудаг, Кокайты, Миршади) упруговодонапорный

( Амударья, Коштар, Ляльмикар)

Для снижения темпов падения добычи нефти осуществляются различные модификации теплообработки, методы воздействия на призабойную зону скважин, бурение уплотняющих скважин и другие геолого-технические мероприятия.

Таблица 1.3.

## Режим работы основных залежей нефти Ферганской впадины

Месторождение	Пласт	Пластовое давление, МПа		Давление насыщения нефти газом, МПа	Год начала воздействия	Связь с законтурной областью	Преобладающий вид пластовой энергии
		Начальное	На начало заводнения				
1	2	3	4	5	6	7	8
Палванташ	V+VI	7,0	1,0	6,0	1962	Затруднена	Растворен.газа
	VII	8,0	3,4	6,7	1963	Тоже	Тоже
	VIII	8.5	-	6.0	-	Тоже	Тоже
Андижан	I	5,0	1,5	3,0	1981	“_“	“_“
	III	8,0	2,2	5,0	1959	“_“	“_“
	III понадвиг	8,0	2,0	6,0	1963	“_“	“_“
	V	8,0	3,4	6,0	1963	“_“	“_“
	V	8,5	-	6,0	-	“_“	“_“
	VII						
Ханкыз	II	15,3	-	2,6	-	Тоже	Тоже
Чонгара-Гальча	IV	5,6	2,0	14,0	1959	Затруднена	Растворен.газа
Ходжа-Осман	XVIII	6.0	1.0	24.0	1967	Тоже	Тоже
Ходжаобод	I	4,0	1,1	3,5	1981	Затруднена	Растворен.газа
	III	5,2	1,8	5,0	1964	Тоже	Тоже
	VII	8,0	3,8	4,0	1964	Хорошая	Напор вод
	VIII	12,0	5,3	10,0	1954	Затруднена	Растворен.газа

Продол

жение таблицы 1.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
Южный Аламышик	ККС	5,5	1,0	2,0	1958	Тоже	Тоже
	III	7,0	1,1	5,0	1966	Тоже	Тоже
	V+VI	5,7	2,0	4,0	1952	Тоже	Тоже
	VII	5,6	2,0	4,0	1952	Тоже	Тоже
	VIII	9,9	9,7	6,5	1972	хорошая	Напор вод
Западный Палванташ	БРС	13,0	-	6,0	-	Тоже	Тоже
	III	18,9	13,0	7,6	1969	Тоже	Тоже
	V+VI	21,6	14,0	11,0	1964	Тоже	Тоже
	VII	8,5	-	6,0	-	Хорошая	Тоже
	VIII+IX	26,9	16,0	17,2	1965	тоже	тоже
Бостон	III	5,5	2,1	4,8	1965	Затруднена	Растворен.газа
Северный Сох	VIII	15,0	8,9	9,0	1961	Хорошая	Напор вод

Таблица 1.2.

Литолого-физические свойства пород-коллекторов продуктивных пластов и физические свойства пластовой нефти Ферганской впадины

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Нефтенасыщенность, %	Давление насыщения нефти газом, МПа	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	Вязкость нефти, мПа.с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Литологический состав коллекторов
Андижан	III	0,200	18	70	4,0	70	2,50	854	Терригенный
	V	0,050	20	70	6,0	48	2,20	850	Карбонатный
	III понадвиг	0,300	18	70	5,0	75	2,50	878	Терригенный
Бостон	III	0,020	16	60	5,0	40	4,00	870	Тоже
Ходжабад	III	0,080	16	70	5,0	35	4,80	875	Тоже
	VII	0,400	22	76	4,0	60	4,00	830	Карбонатный
	VIII	0,310	25	70	10,0	100	6,05	858	Тоже
Северный Сох	VIII	0,180	18	66	9,0	249	1,13	765	Тоже
Южный Аламышик	ККС	0,300	12	64	2,0	45	3,00	852	Терригенный
	III	0,130	15	70	5,0	40	4,00	870	Тоже
	V+VI	0,120	15	70	4,0	75	1,50	830	Тоже
	VII	0,150	18	64	4,0	70	2,00	832	тоже
Палванташ	V+VI	0,360	23	80	6,0	100	4,00	858	Тоже
Западный Палванташ	III	0,070	13	80	11,0	109	0,70	844	Тоже
	V+VI	0,325	15	80	11,0	109	0,70	844	Тоже
	VIII+IX	0,120	10	88	17,2	111	4,60	870	тоже
Чонгара-Гальча	IV	0,275	16	67	14,0	99	3,60	872	Терригенный

Таблица 1.4.

Методы заводнения на объектах Ферганской впадины

Месторождение	Пласт	Начало	Первоначальная	Совершенствование	заводнения
		заводнения	Система	Год изменения	Внедренная

			заводнения		система
Палванташ	V-VI	1962	Внутриконтурная, площадная		
Андижан	III понадвига V	1963 1963	Законтурная Законтурная	1974-1975 1966	Внутриконтурная,площадная Внутриконтурная,площадная
Ходжаабад	III VII VIII	1964 1964 1954	Приконтурная Внутриконтурная, площадная Законтурная	1974 1974 1960	Приконтурная,очаговая Приконтурная,очаговая Внутриконтурная,площадная
Южный Аламышик	ККС III V+VI VII XVIII	1965 1966 1953 1954 1971	Законтурная Приконтурная Законтурная Законтурная Законтурная	1975 1985 1957 1964 1972-1973	Внутриконтурная,осевая Приконтурная-очаговая Внутриконтурная,очаговая Внутриконтурная,очаговая Приконтурная+площадная
Западный Палванташ	V+VI VIII+IX	1964 1965	Законтурная, Внутриконтурная, площадная	1960 1960	Внутриконтурная,площадная Внутриконтурная,площадная
Северный Сох	VIII	1961	Законтурная	1968	Законтурная+внутриконтурная

Таблица 1.1.

Геолого-физические особенности залежей нефти Ферганской впадины

Месторождение	Пласт	Глубина залегания, м.	Тип залежи	Пластовые		Эффективная нефтенасыщенная толщина, м.
				Давление, МПа	Температура, °C	
1	2	3	4	5	6	7
Андижан	III	800	Пластовый, сводовый тектонически	5,0	38,15	7,0
	V	800	Экранный	8,0	40,15	9,0
	III	1100	То же	8,0	48,15	10,0
	поднадвиг		То же			

	а					
Бостон	III	670	Пластовый, сводовый стратиграфически экранный	6,3	30,15	4,5
Ходжабад	III	600	Пластовый, тектонически	5,2	32,15	8,0
	VII	775	экранированный Пластовый, сводовый тектонически экранный	7,2	37,15	19,0
Ходжабад	VIII	1100	То же	11,5	50,15	10,0
Северный Сох	VIII	1500	Пластовый, сводовый	15,0	54,15	13,0
Южный Аламышик	ККС	600	Пластовый, сводовый стратиграфически экранный	5,5	33,15	12,0

Продолжение таблицы 1.1.

1	2	3	4	5	6	7
Южный Аламышик	III	860	Пластовый, сводовый литологически	6,3	30,15	5,0
	V+VI	350	экранный	5,7	30,15	7,0
	VII	640	Пластовый, сводовый стратиграфически экранный Пластовый, сводовый тектонически экранный	5,0	31,15	10,0
Палванташ	V+VI	660	Пластовый, сводовый тектонически экранный	7,5	38,15	19,0
Западный Палванташ	III	1900	Пластовый, сводовый тектонически	18,9	63,15	4,2
	V+VI	2170	экранный	21,6	65,15	20,0
	VIII+IX	2400	То же	26,9	67,15	16,0
			То же			

Чонгара-Гальча	IV	500	Пластовый, литологически экранированный	4,5	37,15	5,0
----------------	----	-----	---	-----	-------	-----

Таблица 1.5.

Геолого- физические особенности залежей нефти Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области

Месторождение	Пласт	Глубина залегания, м.	Тип залежи	Пластовая температура, о С	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
1	2	3	4	5	6
Западный Ташлы	XIII	1360	Пластовый, сводовый тектонически экранированный	70	9,90
	XVa	1500		80	8,90
Западный Юлдузкак	XIII	1000	Пластовый, сводовый	62	1,80
	XVa	1200	Пластовый, сводовый	80	1,40
Юго-Западный Юлдузкак	XIII	1100		85	1,60
Восточный Ташлы	XII	1020		85	8,30
	XIII	1200		74	11,30
	XV	1600		80	4,30
Джаркак	XIII	900	Пластовый, сводовый	106	3,90
	XV	1180		78	4,40
Газли	XIII	1160	Пластовый, сводовый	63	12,40
Шуртепе	XIII	1310	Сводовый неполно пластовый	67	4,20
Караул-Базар-Сарыгаш	XIII	960	Пластовый, сводовый	69	4,40
Караул Базар Сарыгаш	XV		Пластовый, сводовый тектонически экранированный	80	7,00

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Шурчи	XV	690	Пластовый,сводовый тектонически экранированный	51	25,00
	XVI	740	Пластовый,сводовый тектонически	51	3,20
	XVII	770	экранированный	52	2,90
Акджар	XV	730	Пластовый ,сводовый	49	2,60
	XVI	770	Пластовый,сводовый	50	2,00
Уртабулак	XV	2325	Сводовый,массивный	81	13,90
Карим	XVa	2100	Пластовый,сводовый,массивный	73	6,50
Крук	XV	2730	Сводовый,массивный	96	25,00
Скверный Уратабулак	XVHP	2772	«-«	102	38,00
	XVIP	2714	«-«	114	2,60
Центральный Памук	XVIP	2620	«-«	110	4,80
Северный Памук	XVIP	2400	«-«	109	3,80
Умид	XV	2620	«-«	112	8,80
Сарыча	XV	1400	Неполно пластовый	80	12,00
Марковское	XV		«-«	104	5,30
Южный Кемачи	XV	2375	«-«	115	6,00
Джарчи	XV	2610	«-«	111	3,30
Карабаир	XV	2410	«-«	67	13,50
Карактай	XV	900	Сводовый,массивный тектонически экранированный	57	85,00
Западный Крук	XV	2410	«-«	104	5,00
Кокдумалак	XV	2310	«-«	114	37,00

Таблица 1.6.Литолого-физические свойства пород коллекторов продуктивных пластов и физические свойства пластовой нефти Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость %	Нефтенасыщен ность,%	Вязкость нефти, мПа·с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Литологическ ий состав коллекторов
1	2	3	4	5	6	7	8

Западный Ташлы	XIII	0.013	0.22	52	6.00	894	Терригенный
	XVa	0.300	0.22	52	1.60	894	Карбонатный
Западный Юлдузкак	XIII	0.070	0.22	55	1.30	870	Терригенный
	XVa	0.030	0.20	55	1.70	851	Карбонатный
Юго-Западный Юлдузкак	XIII	0.070	0.20	53	0.35	776	Терригенный
Восточный Ташлы	XII	0.012	0.16	70	5.0	911	То же
	XIII	0.242	0.20	56	8.80	901	“-«
	XV	0.819	0.11	55	4.10	894	Карбонатный
Джаркак	XIII	0.380	0.13	40	1.23	826	Терригенный
	XV	0.027	0.08	25	1.35	841	Карбонатный
Газли	XIII	0.315	0.23	58	0.64	821	Терригенный
Шургепе	XIII	0.200	0.16	60	1.05	852	Карбонатный
Караул-Базар-Сарыгаш	XIII	0.780	0.13	40	1.16	776	Терригенный
Караул-Базар-Сарыгаш	XV	0.026	0.05	25	2.40	893	Карбонатный
Шурчи	XV	0.064	0.18	66	1.72	878	То же
	XVI	0.184	0.18	72	1.70	895	То же
	XII	0.208	0.17	69	1.70	881	То же
Акджар	XV	0.220	0.18	66	5.28	878	То же
	XVI	0.220	0.18	72	5.28	912	То же

Продолжение таблицы 1.6.

1	2	3	4	5	6	7	8
Уртабулак	XV	0,030	0.15	75	7.63	872	То же
Карим	XVa	0,030	0,18	88	7,63	872	“-”
Крук	XV	0,0531	0,14	75	1,28	866	«-«
Северный Уртабулак	XVHP	0,039	0,16	65	2,70	887	«-«
	XVHP	0,034	0,14	64	0,74	884	
Центральный Памук	XVIIIP	0,054	0,13	51	0,85	890	«-«
Северный Памук	XVIIIP	0,054	0,12	60	0,80	664	«-«

Умид	XV	0,100	0,16	66	1,17	891	«-«
Сарыча	XV	0,036	0,08	75	2,00	869	«-«
Марковское	XV	0,029	0,11	76	1,17	877	«-«
Южный Кемачи	XV	0,125	0,15	69	0,63	892	«-«
Джарчи	XV	0,010	0,14	81	1,70	883	«-«
Карабаир	XV	0,200	0,14	75	2,60	878	«-«
Карактай	XV	0,0601	0,02	90	2,10	881	«-«
Западный Крук	XV	0,329	0,14	72	1,28	872	«-«
Кокдумалак	XV	0,200	0,15	75	1,20	873	«-«

Таблица 1.7.

Геологические особенности основных залежей нефти Сурхандарьинской мегасинклинали

Месторождение	Пласта	Глубина залегания, м	Тип залежи	Пластовое давление, МПа	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
Амударья	II	1250	Пластовый, сводовый	1,04	4,0
Кокайты	I-III	1280	Пластовый, сводовый	1,30	16,0
Коштар	II+III	1300	Пластовый, сводовый водоплавающий	1,20	10,8
Ляльмикар	I+III-IV	1100	Пластовый, сводовый	1,30	7,0
Ляльмикар	IA+HP	700	Пластовый, сводовый	0,70	2,8
Миршады	I+II+III	1350			34,8
Хаудаг	I-IV	200	Пластовый, сводовый тектонически экранированный	0,15	18,0

Таблица 1.8.

Физические свойства пород-коллекторов и пластовой нефти Сурхандарьинской мегасинклинали

Месторождение	Пласт	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Пористость,%	Нефтенасыщенность,%	Вязкость,мПа.с	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Литологический состав коллектора
Амударья	II	0,817	20	77	30,0	982	Терригенный
Кокайты	I-III	0,200	18	80	129,0	936	Карбонатный
Коштар	II-III	0,300	20	70	30,0	958	То же
Ляльмикар	I+II-IV	0,185	15	80	27,0	956	То же
Ляльмикар	IA+HP	0,100	17	40	27,0	956	То же
Миршады	I+II+III	0,451	18	68			То же
Хаудаг	I-IV	0,300	20	70	40,0	945	То же

Таблица 3.4.

Сведения об изменении химического состава пластовой воды  
месторождения Андижан ( III Восточное поле)

№№ п/п	№№ скваж.	Интервал перфорации	Дата взятия пробы	Минерализация	Химический состав в г/кг							Щелочность
					pH	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

1	252	708-714	5-1-79	30,67	8,1	10,303	0,90	0,540	18,531	0,092	0,305	
			21-VIII-79	78,578	7,9	26,7	2,30	1,08	48,342	0,034	0,122	
2	535	721-733	16-1-79	127,628	7,05	44,557	3,2	1,38	78,152	0,230	0,109	
3	761	595-598, 602-605	3-XI-79	66,512	7,53	20,769	2,5	1,80	41,090	0,256	0,097	
			30-V-85	69,928	-	23,956	1,8	1,020	42,996	0,034	0,122	
4	176	606-616	2-XI-79	20,878	6,68	6,072	1,0	0,48	10,474	2,352	0,500	
			20-III-85	92,946	-	31,6	2,6	1,32	56,736	0,579	0,085	
5	129	635-652	5-XI-79	78,24	7,78	4,700	3,30	2,22	67,678	0,102	0,24	
6	235	711-723  с устья скважин	21-VIII-79	7,018	7,70	2,299	0,2	0,12	4,022	0,105	0,292	
				9,778	7,95	3,059	0,400	0,1800,5 2	5,639	0,122	0,378	
			12-X-86	39,61	7,0	12,53	2,02		24,28	0,016	0,24	-

Продолжение табл.3.4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7	244	722-731	21-VIII-79	4,922	7,9	1,311	0,30	0,12	2,417	0,213	0,561	
			18-II-84	22,319	7,3	6,916	1,000	1,480	13,696	0,020	0,207	
			12-X-86	38,57	7,0	12,0	1,87	0,71	23,77	0,016	0,20	-
8	212	626-638	21-VIII-79	10,027	7,83	3,454	0,2	0,12	5,639	0,212	0,402	
			12-X-86	38,22	7,0	12,11	1,64	0,71	23,49	0,24	0,028	
9	249	660-674	24-VII-79	19,375	7,55	4,932	1,6	0,60	12,085	0,110	0,048	
			21-VIII-79	18,517	7,25	6,324	0,500	0,24	11,167	0,067	0,219	
			42-VII-85	22,832	-	6,901	1,1	0,54	13,633	0,332	0,156	
			12-X-86	29,95	7,0	9,41	1,73	0,48	17,79	0,36	0,18	-
10	210	687-690	21-VIII-79	4,580	7,76	1,321	0,2	0,120	2,417	0,120	0,402	
			10-XII-80	9,236	-	2,438	0,500	0,300	4,834	0,152	1,012	
			5-VII-83	3,061	-	10,49	2,0	0,72	21,753	0,025	0,073	
			22-V-85	42,242	-	12,75	2,0	1,080	26,217	0,086	0,109	-
			12-X-86	41,47	7,0	12,92	2,34	0,52	25,43	0,020	0,24	

11	214	708-722, 710-717	22-VIII-79 5-XII-79 10-XII-80 12-X-86	6,907 40,568 18,332 45,64	7,80 6,69 7,65 6,8	2,151 13,210 5,258 14,22	0,300 1,300 0,900 2,33	0,120 0,84 0,540 0,75	4,002 24,976 10,471 28,03	0,005 0,023 0,831 0,11	0,329 0,219 0,329 0,20	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
12	145	703-695, 678-874 с устья скважин	24-VII-79 12-X-86	34,576 26,64	7,42 7,0	9,177 9,34	2,00 0,79	1,14 0,19	21,753 15,34	0,097 0,68	0,109 0,30	-
13	207	670-683	24-VII-79 10-XII-79 22-IV-83	28,519 83,713 71,46	7,42 6,71 -	3,671 27,767 22,334	4,300 2,5 2,9	1,92 1,38 1,56	18,531 49,953 42,702	0,036 1,918 1,769	0,061 0,195 0,195	

14	257	735-745	5-XII-79	42,077	6,62	13,729	1,8	0,54	25,782	0,031	0,195	
15	160	681-693	5-XII-79	78,112	6,58	27,441	1,6	0,96	47,536	0,405	0,170	
			10-XII-80	64,385	-	21,998	1,60	0,780	39,479	0,248	0,280	
			12-VII-82	89,610	-	32,386	4,0	2,040	50,679	0,279	0,146	
16	174	662-679	5-XII-79	112,971	5,61	38,953	2,7	1,56	68,484	1,034	0,24	
			12-VII-82	45,652	-	12,694	3,0	1,260	28,199	0,377	0,122	
17	196	640-658	5-XII-79	84,206	6,52	28,442	2,3	1,38	51,648	0,314	0,122	
			12-X-86	56,72	7,0	19,52	1,69	0,56	34,29	0,40	0,26	-
18	689	733-748	15-I-80	67,851	7,94	24,059	1,3	0,72	40,825	0,691	0,256	
19	208	646-659	15-I-80	13,633	8,67	4,441	0,3	0,30	7,251	0,951	0,390	
			10-XII-80	10,817	7,70	3,421	0,3	0,24	6,445	0,082	0,329	
			15-X-86	30,91	7,0	9,30	1,73	0,57	18,94	0,17	0,20	--

Продолжение табл.3.4.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
20	172	676-682	10-XII-80	113,054	7,40	43,444	0,400	0,36	68,484	0,257	0,109	
			12-VII-82	112,070	-	36,480	4,0	2,100	69,290	0,139	0,061	
			12-X-86	66,82	6,8	22,85	1,76	0,93	40,59	0,52	0,17	-
21	112	699-711	10-XII-80	3,574	8,01	0,566	0,4	0,180	1,611	0,123	0,694	
			22-V-85	45,516	13,848	2,100	1,140	28,314	0,041	0,073		
22	110	684-695	31-V-82	114,609	-	39,467	2,800	1,620	70,095	0,493	0,134	
23	197	707-701	21-IX-84	28,259	6,5	7,061	2,500	0,900	17,725	0,012	0,061	
24	147	683-676, 660-648	20-III-85	70,520		23,536	2,40	0,960	42,552	1,024	0,048	
25	243	663-678	22-V-85	33,826		9,476	1,900	1,140	21,276	0,010	0,024	
26	123	686-693	22-V-85	45,373		12,920	2,900	1,140	28,314	0,026	0,073	
27	245	715-723	22-V-85	50,673		15,766	2,200	1,140	31,461	0,021	0,085	
28	143	725-729										
		707-725	10-VI-85	59,480		19,229	2,1	1,2	36,704	0,064	0,183	
29	205	с устья										

		скважин	12-X-86	53,55	7,0	17,38	2,62	0,52	32,82	0,028	0,18	-
--	--	---------	---------	-------	-----	-------	------	------	-------	-------	------	---

## 2. Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов

### 2.1 Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов

При всех достоинствах освоенного промышленностью метода заводнения нефтяных залежей как метода извлечения нефти он, тем не менее, уже не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, *ОСОБЕННО* в условиях неоднородных пластов и повышенной вязкости нефти, *КОГДА* достигается низкий охват пластов заводнением. По мере роста понимания механизма и особенностей процесса заводнения нефтяных залежей стали настойчиво искать способы повышения его эффективности.

Эффективность извлечения нефти из нефтяных пластов современными, *ПРОМЫШЛЕННО* освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих *СТРАНАХ* считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет 24- 45%, например, в странах Латинской Америки и Юго- Восточной Азии нефтеотдача пластов *СОСТАВЛЯЕТ* 24- 27%, в Иране 16 - 17%, в США, Канаде, странах Западной Европы и Саудовской Аравии 33 - 37% и т.д., в зависимости от структуры *ЗАПАСОВ НЕФТИ* и применяемых методов разработки.

*ЕЩЁ* в более широком диапазоне (30- 90%) изменяются остаточные запасы *НЕФТИ* по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от *СЛОЖНОСТИ* строения и условий разработки. Извлечение части остаточных запасов нефти вполне возможно даже промышленно - освоенными методами разработки, поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых

месторождениях представляет собой большой резерв для увеличения *ИЗВЛЕКАЕМЫХ* ресурсов.

*Во ВСЕМ* мире исследования в области увеличения нефтеотдачи пластов устремлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части, особенно в сложных горно-геологических условиях (малопроницаемые, неоднородные, расчлененные пласты, карбонатные коллекторы, нефтегазовые залежи и т.п.), которые освоенными методами разрабатывается неэффективно.

Для стран СНГ широко применяющей при разработке заводнение нефтяных месторождений, очень важное значение приобретает проблема *ИЗВЛЕЧЕНИЯ* части остаточных запасов нефти из заводненных пластов. *ОСТАТОЧНЫЕ* запасы нефти на месторождениях, находящихся на самой поздней *СТАДИИ* разработки огромны. Однако это наиболее трудная категория *ОСТАТОЧНЫХ* запасов. В настоящее время не существует общепринятого представления о характере распределения остаточной нефти в заводненных *ПЛАСТАХ*, а также достоверных оценок по определению его на фактическом *МАТЕРИАЛЕ*. Эта проблема чисто фундаментальная, и она пока не исследована в *ТОМ* *ОБЪЕМЕ* как того заслуживает, хотя от этого зависит вся проблема увеличения нефтеотдачи пластов, пути и способы ее решения. Однако *остаточные* запасы нефти в не дренируемых пластах и не охваченных водой пропластках хорошо изучены.

*МОЖНО* считать, исходя из многообразия факторов, что реально образуются различные виды остаточной нефти как в пределах одного *КОНКРЕТНОГО* месторождения, так и для месторождений

различного типа.

*По ДАННЫМ* экспертных оценок остаточные запасы нефти (100 %) по видам распределяются следующим образом:

- 1) *НЕФТЬ*, остающаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой, - 27%;
- 2) нефть, в застойных зонах однородных пластов - 19%;
- 3) *НЕФТЬ*, не вскрытых скважинами, - 24%;
- 4) капиллярно - удержанная и пленочная нефть - 30%.

Часть остаточной нефти (пп. 1,2,3), которая не охвачена процессом вытеснения в следствиевысокой макронеоднородности разрабатываемых пластов и застойных зон, образуемых потоками жидкости в пластах, составляет *70% ВСЕХ* остаточных запасов, представляя основной резерв для увеличения нефтеотдачи.

Повысить нефтеотдачу пласта за счет этой части нефти можно в *РЕЗУЛЬТАТЕ* совершенствования существующих систем и технологий разработки и так называемых гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Остаточнаячастьнефти (п.4) остается в обводненных коллекторах вследствие микронеоднородности и может извлекаться только в результате воздействия на нее различных физических и физико - химических процессов и явлений.

В 50- х годах повышение эффективности заводнения осуществлялось в основномизменениемсхемы размещения нагнетательных скважин приконтурное, осевое, блоковое, очаговое, площадное). Многие внимание уделялосьоптимизации давления нагнетания воды, выбору объектов разработки, повышению

эффективности заводнения за счет размещения добывающих скважин и др.

В начале 60 - х годов начали усиленно изучать способы улучшения вытесняющей способности воды за счет добавки различных активных агентов. В качестве таких агентов стали изучать и применять углеводородный газ, полимеры, поверхностно - активные вещества, щелочи, кислоты и др. Цель заключается в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и устранить или *УМЕНЬШИТЬ* отрицательное влияние сил, удерживающих нефть в заводненных зонах пластов.

В настоящее время из известных и промышленно испытываемых методов увеличения нефтеотдачи пластов для этой категории запасов пригодны *НЕСКОЛЬКО* принципиальных методов.

Все эти методы извлечения остаточных после заводнения запасов нефти могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико- химическими, гравитационно- сейсмическими и другими процессами, большим риском получения неоптимальных результатов и требуют широких всесторонних исследований и промысловых испытаний, прежде чем их промышленно применять.

Текущее состояние исследований и испытаний указанных методов в нашей *СТРАНЕ* и зарубежом, свидетельствует о том, что все они дорогостоящие ,сопровождаются большими технологическими осложнениями и неопределенностью в процессе реализации, а для оптимального их применения и минимального риска, необходимо решения многих научных, технологических и материально - технических проблем.

## 2.2. Назначение методов повышения нефтеотдачи пластов

Распределение остаточной нефтенасыщенности пластов требует, чтобы методы увеличения нефтеотдачи, эффективно воздействовали на рассеянную нефть, в заводненных или загазованных зонах пластов, на оставшиеся с высокой нефтенасыщенностью (но ниже начальной) слабопроницаемые слои и *ПРОПЛАСТКИ* в монолитных заводненных пластах, а также обособленные линзы в *РАЗРЕЗЕ* и зоны (участки) в плане совсем не охваченные дренированием *СИСТЕМОЙ* скважин.

Представляется совершенно бесспорным, что при столь широком многообразии состояния остаточной нефтенасыщенности, а также при большом различии свойств нефти, воды и газа и проницаемости нефтенасыщенных зон пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи пластов, устраняющего все причины остаточной нефтенасыщенности.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным, кумулятивным действием, каждый из которых воздействует на одну - две причины, вызывающие остаточную нефтенасыщенность. По типу рабочих агентов классификацию известных методов увеличения нефтеотдачи пластов можно представить в виде схемы на (рис. 2.1). В основе всех известных методов увеличения нефтеотдачи пластов лежит заводнение, т.е. вода-основной компонент всех рабочих агентов, к которому добавляются химические продукты, газ, воздух, теплоносители и растворители, а по целевому назначению их классификацию можно представить в виде схемы на рис.2.2.

В рамках обычного заводнения нефтяных залежей, без добавок к воде активных агентов, повысить охват заводнением и нефтеотдачу пластов можно применением технологии и системы заводнения, наилучшим образом соответствующих особенностям геологического строения пластов циклического воздействия на слоистые, изменение направления потоков на зонально неоднородные пласты, самостоятельные скважины на обособленные *ЛИНЗЫ*, пропластки и др.).

Добавление к воде активных агентов (ПАВ, полимеров, щелочей, двуокиси углерода, углеродного газа, мицеллярных растворов) осуществляется для повышения охвата пластов заводнением и вытеснением остаточной нефти из заводненных зон.

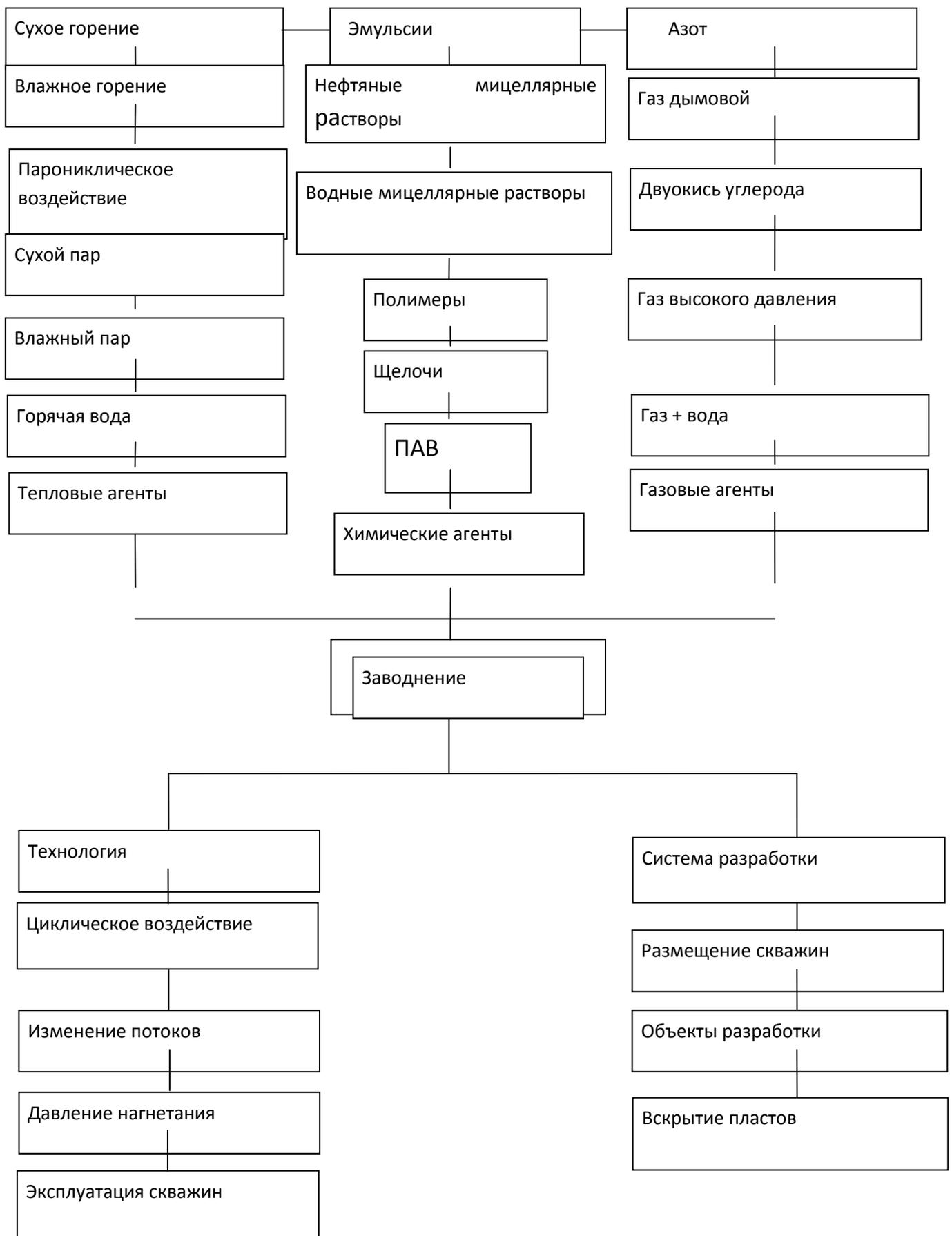
Все эти методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов (от 1,5-2 до 25 - 35% от балансовых запасов) и разными критическими факторами их применения (табл.2.1).

Таблица 2.1.

## Потенциальные возможности и критические факторы методов увеличения нефтеотдачи пластов

Рабочий агент	Увеличение нефтеотдачи, %	Критический фактор применения рабочего агента
Вода+газ	5-10	Гравитационное разделение. Снижение продуктивности
Полимеры	5-8	Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Щелочи	2-8	Активность нефти
Мицеллярные растворы	8-20	Сложность технологии. Соленость воды и пласта. Снижение продуктивности
Двуокись углерода	8-15	Снижение охвата. Регенерация, коррозия
Пар	15-35	Потери теплоты. Малая глубина. Вынос песка. Технические проблемы
Воздух + вода (горение)	15-30	Осложнения при иницировании. Охват горением. Технические проблемы. Охрана окружающей среды

Остаточную нефть из заводненных частей пластов могут эффективно вытеснять только мицеллярные растворы и углекислый газ, которые обеспечивают смешиваемость нефти с вытесняющим агентом, т.е. устраняют воздействие капиллярных сил, удерживающих эту нефть. Повышать охват заводнением неоднородно - слоистых и зонально - неоднородных пластов способны полимерные растворы, углекислый газ, водогазовые смеси, циклическое воздействие, изменение направления потоков жидкости, щелочи, уменьшающие подвижность воды и неоднородность потоков. С помощью пара и внутрипластового горения за счет снижения вязкости нефти одновременно увеличивается и вытеснения нефти, и охват пластов по сравнению с обычным заводнением только в случае высоковязких нефтей. Водорастворимые ПАВ обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов в основном за счет увеличения работающей толщины пластов в скважинах, так как мало *СНИЖАЮТ* натяжение.



**Рис.2.1. Классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов**



Вибровоздействие

Ослабление молекулярных связей и проявление гравитации

Методы извлечения остаточной нефти

Повышение охвата  
Диффузией

БМЩ-ннс-скважин  
объектов

ВСЩПте пластов  
Зд/ШОй.зодорство-  
РИНТ пав

Полимерное заводнение

Выравнивание  
проводимости пластов-  
повышение охвата  
заводнения  
Циклическое воздействие

Закачка водогазовых  
смесей  
Щелочное заводнение  
..... !

К низкопотенциальным методам относятся циклическое воздействие на пласты, изменение направления потоков жидкости, применение водорастворимых поверхностно - активных веществ, кислот, щелочей и полимеров, увеличивающих нефтеотдачу на 2-8% , по сравнению с обычным заводнением. К наиболее высокопотенциальным, относятся методы вытеснения высоковязкой нефти паром, внутрислоевым горением и маловязкой нефти мицеллярными растворами, увеличивающие нефтеотдачу на 15 - 20 %. Эффективность вытеснения нефти углекислым газом совместно с заводнением занимает промежуточное положение (5-15 %).

Нефть, оставшаяся в обособленных линзах и пропластках, можно извлечь только с помощью специально пробуренных на них скважин или переведенных с других горизонтов.

Исходя из потенциальных возможностей и назначения методов, можно отметить, что для наших нефтяных месторождений разрабатываемых с использованием заводнения, к наиболее перспективным методам относятся с применением:

для месторождений с маловязкими нефтями:

- 1) двуокиси углерода;
- 2) водогазовых смесей;
- 3) мицеллярных растворов;

для месторождений с высоковязкими нефтями:

- 1) пара;
- 2) внутрислоевого горения.

Остальные методы будут использоваться в основном для интенсификации добычи нефти и регулирования процесса разработки с целью достижения проектных показателей, так как их потенциальные

возможности ниже возможных погрешностей при расчетах эффективности заводнения.

### **2.3. Критерии применимости методов увеличения нефтеотдачи пластов**

Опыт применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов показывает, что успех дела и эффективность процессов в значительной мере зависит от того, насколько выбранный метод, запроектированная система размещения скважин и реализованная технология процесса учитывали реальное состояние остаточных запасов нефти, а также детерминированное распределение нефтенасыщенности и свойств нефти по всему объему залежи. Многие проекты применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, как у нас в стране, так и за рубежом были безуспешными или с эффективностью значительно ниже проектной потому, что перед их началом были неправильные представления о состоянии остаточной нефтенасыщенности, т.е. неправильные представления о том, как остаточная нефть рассредоточена в пласте и каковы ее свойства.

Все эти характеристики нефтеносных пластов требуется дополнительно знать и уметь использовать при проектировании процессов доизвлечения статочных запасов нефти, особенно в случаях применения дорогостоящих рабочих агентов в виде малых по объему оторочек со сложными физико - химическими явлениями в пластах.

На стадии промышленного испытания и промышленного внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает проблема эффективного их применения. Объективно вопрос формулируется так: какой наиболее существенно повышающий извлечение запасов и уровень добычи нефти, при благоприятных экономических показателей метода увеличения нефтеотдачи пластов, необходимо выбрать для конкретного

нефтяного месторождения залежи) с определенными геолого - физическими свойствами и условиями разработки? Ответить на этот вопрос всегда не просто, так как для любого месторождения (залежи) могут оказаться применимыми несколько методов. Чтобы выбрать наилучший метод, надо знать следующее:

- нефтенасыщенность (водогазонасыщенность) пластов или степень их истощения, заводнения;
- свойства нефти и пластовой воды - вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей;
- коллектор и его свойства - песчаник, алевролит, известняк, проницаемость, толщину, неоднородность, прерывистость, расчлененность, глубину, удельную поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав ;
- расположение и техническое состояние пробуренных скважин;
- наличие материально - технических средств, их качество, характеристику и стоимость;
- отпускную цену на нефть;
- потребность в увеличении добычи нефти.

Их совокупность создает многовариантную задачу, которая решается лишь *ПРИ* специальных конкретных изучении и технико - экономическом анализе с ограничениями (требованиями), заданными заранее. Первые три качественных *УСЛОВИЯ* (физико- геологические свойства пластов, нефти и воды) очень *СИЛЬНО*, но неоднозначно определяют целесообразный метод увеличения *НЕФТЕ*отдачи пластов (табл.2.2.)

## Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости от геолого - физических условий

Нефть, вода	Пласт	Метод
Легкая маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабонепроницаемый, неоднородный	Заводнение, циклическое воздействие, водогазовая смесь, закачка ПАВ, применение газа высокого давления
Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиноватый, пористый	Заводнение, циклическое воздействие, применение щелочей, истощение
	Песчаный истощенный (заводненный), высокопроницаемый, монолитный	Мицеллярный раствор, углекислый газ, водогазовые смеси
	Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слабо трещиноватый, неоднородный	Применение углекислого газа, циклическое воздействие
Средневязкая, смолистая (активная) парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый	Заводнение (горячая вода), применение полимеров, закачка водогазовой смеси, щелочи
	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, трещиноватый - пористый	Заводнение (горячая вода), циклическое воздействие, закачка щелочи, углекислого газа
	Песчаный заводненный, высокопроницаемый, монолитный, однородный	Применение углекислого газа, микроэмульсий, водогазовых смесей

Продолжение      таблицы  
2.2.

Нефть, вода	Пласт	Метод
Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с (большим содержанием солей)	Песчаный глубокозалегающий, высокопроницаемый, слабопроницаемый	Внутрипластовое горение
	Песчаный высокопроницаемый, слабопроницаемый, неглубокозалегающий	Закачка пара, пароциклические обработки

На основе многочисленных лабораторных исследований и опытно - промышленных испытаний методов увеличения нефтеотдачи пластов, проведенных в нашей стране и за рубежом, накоплены достаточно обширные знания и представления о количественных критериях, характеризующих свойства пластовой нефти, воды и пластов, для успешного их применения табл. 2.3 и 2.4). Их анализ позволяет отметить некоторые характерные, общие для всех методов критерии, ограничивающие или сдерживающие применение всех методов.

### **3. Механизм вытеснения нефти щелочным раствором и результаты опытно-промышленных работ**

#### **3.1. Механизм вытеснения нефти щелочным раствором**

Одним из методов увеличения нефтеизвлечения из пористых сред является щелочной метод, позволяющий увеличить коэффициент вытеснения нефти, охват пласта заводнением, уменьшить скорость фильтрации вытесняющего и вытесняемого агента в наиболее высокопроницаемых зонах и каналах.

Одним из перспективных методов повышения нефтеизвлечения может стать метод с воздействием раствора щелочи на нефтяную залежь. Уровень извлечения геологических запасов углеводородов за счет применения щелочного заводнения более высокий и рентабельный по сравнению с заводнением. Применение щелочного заводнения эффективно на залежах, нефти которых активно взаимодействуют с щелочным раствором, в результате чего увеличивается взаиморастворимость с нефтями, приводящая к уменьшению межфазного натяжения.

Одна из главных причин увеличения взаиморастворимости-присутствие в нефтях гетероорганических соединений с различными функциональными группами; особенно большое влияние оказывают органические кислоты-карбоновые, нафтеновые, ароматические. Однако исследования показывают, что в некоторых нефтях содержание таких кислот незначительно, а межфазное натяжение на границе нефть-щелочной раствор низкое. Кроме того, с увеличением концентрации щелочи сначала наблюдается уменьшение межфазного натяжения, а затем повышение. Это явление присуще для всех нефтей, и выяснение причин механизмов данного явления имеет теоретический и практический интерес.

Изучение механизма взаимодействия щелочи с гетероорганическими соединениями, находящимися в нефти, и влияние

этих соединений на коэффициент извлечения нефти из пласта показало, что на взаимодействие щелочных растворов с нефтями существенно влияет рН водной фазы.

До рН=12,8 экстракция воды незначительна и резко возрастает при дальнейшем увеличении рН. Отсюда следует, что экстрагируемый металл переходит в органическую фазу в виде комплекса ассоциата вместе с гидратной оболочкой.

Образовавшийся комплекс-ассоциат в зависимости от температуры, растворимости и других параметров может находиться как в органической, так и в водной фазах. По мере насыщения органической фазы концентрация катионов продолжает увеличиваться, что приводит к упорядочиванию структуры воды и уменьшению ее активности, приводя к высаливанию их как из органической, так и из водной фазы. Эффект выражен тем больше, чем выше степень гидратации соответствующего катиона. С уменьшением степени гидратации эффект высаливания уменьшается. Щелочные элементы по высаливающему действию в ряд:  $\text{Na}^+ > \text{RB}^+ = \text{K}^+ > \text{CS}^+$ . В таком же порядке уменьшается степень гидратации катионов щелочных элементов.

Таким образом, при экстракции щелочных металлов гетероорганическими соединениями образуются органические комплексы, неполно растворяющиеся как в органической, так и в водной фазе. По мере взаимодействия щелочных металлов с гетеросоединениями комплексы переходят из органической фазы в водную и высаливаются.

Взаимодействие щелочи с гетероорганическими соединениями резко возрастает после достижения  $\text{pH} > 12,8$ . Исходя из этого, проведены теоретические и экспериментальные работы по выяснению возможности применения кальцинированной соды для повышения нефтеизвлечения из пласта.

Расчеты проводились по реакции гидролиза  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , протекающей в

две стадии :



pH рассчитывали, исходя из определения показателей концентрации гидроксида в растворе:  $(\text{OH})^- = \frac{K}{[\text{H}_2\text{CO}_3]}$  где K – константа гидролиза  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  по первой стадии.  $K = \frac{K_w}{K_1}$  (3.2)

Здесь  $K_w$  - константа диссоциации воды;  $K_2$  – вторая константа диссоциации угольной кислоты ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) ;

$$\text{pOH} = \lg(\text{OH}^-), \text{pH} = 14 - \text{pOH}$$

В сильно разбавленных растворах гидролиз идет в основном во второй стадии:



Но одновременно существует равновесие:



$$\text{Поэтому } (\text{H}^+)^2 = \frac{K_1 K_2}{C} \quad (3.5)$$

где  $K_1$   $K_2$  - первая и вторая константы диссоциации угольной кислоты;

C - концентрация (молярная)  $\text{Na}_2\text{CO}_3$

Кальцинированная сода не может служить в качестве эффективного щелочного реагента для повышения нефтеизвлечения. Её можно применять при осадкообразовании. В качестве эффективного щелочного реагента могут служить сильные щелочи NaOH, KOH и др.

Взаимодействие щелочи с гетероорганическими соединениями нефти хорошо иллюстрируются графической зависимостью межфазного натяжения на границе нефть-щелочной раствор от концентрации иона металла (рис.3.1.)

Как видно из рис.3.2., при малой концентрации щелочи в растворе

(0...5,0%) характер изменения межфазного натяжения на границе нефть-щелочной раствор для разных нефтей почти одинаковый. Это объясняется тем, что в результате взаимодействия щелочи с гетероорганическими соединениями нефти происходит образование комплексов-ассоциатов, которые увеличивают растворимость воды в нефти, обладают поверхностно-активными свойствами и обуславливают низкое межфазное натяжение на границе щелочной раствор-нефть. Образовавшиеся комплексы-ассоциаты малорастворимы как в органической, так и в водной фазах, поэтому происходит их высаливание из растворов.

### **Рис.3.1. Зависимость pH от массовой доли Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> в растворе, %**

1.2- соответственно теоретическая и экспериментальная кривые.

После высаливания повышается межфазное натяжение. Следовательно, спомощью щелочного раствора происходит извлечение гетероорганических соединений из нефти и их высаливание из водных растворов.

Кроме того, анализ показывает, что при одинаковом кислотном числе нефти высаливание комплекса-ассоциата происходит при различных концентрациях щелочи. Это объясняется слабой связью между образовавшимся комплексом и углеводородной фазой. Сила связи зависит от длины и строения радикала гетероорганического соединения, то подтверждается продолжительностью большого интервала концентрации щелочи и гетероорганического соединения с довольно низким межфазным натяжением.

Таким образом, щелочные металлы взаимодействуют не только с нафтеновыми, карбоновыми и ароматическими кислотами, но и с другими гетероорганическими соединениями нефти, что приводит к образованию комплектов-ассоциатов, повышению растворимости воды в нефти, к вытеснению нефти смешивающимся с ней агентом и, следовательно, к увеличению вытеснения нефти. Минимум межфазного натяжения на границе щелочной раствор-нефть указывает на оптимальную концентрацию щелочи в растворе и целесообразность применения щелочного заводнения в целях повышения нефтеизвлечения из пласта.

**Рис.3.2. Зависимость межфазного натяжения на границе щелочной раствор-нефть от концентрации для разных нефтей различных месторождений и горизонтов: 1-Соколовогорское,воробьевский горизонт; 2-Приволжское,воробьевский горизонт; 3-Арчединское,задонско-елецкий горизонт;4-Арчединское,бобриковский горизонт.**

3.2. Месторождение Андиган расположено в юго-восточной части Ферганской впадины приурочено к асимметричной антиклинальной складке северо-восточного простирания, по южному крылу которой прохордит нарушение типа надвига, а рядом поперечных нарушений амплитудой от 20 до 140 м. складка разбита на 5 блоков. Месторождение разрабатывается с 1937 г. Промышленно нефтегазоносными являются горизонты VII, VI, V и III палеогеновых отложений, песчаники кирпично-красной и бледно-розовый цвет и I горизонт неогеновых отложений.

В данной работе приводится состояние проведения закачки щелочного раствора на участке залежи нефти III горизонта восточного поля в течение 9 месяцев 1986 г.

Залежь нефти с первоначальной газовой шапкой, приуроченная к

восточному полю III горизонта месторождения Андижан, открыта и введена в разработку в 1946 г.

Продуктивный горизонт представлен прослоями кварцевых светло-бурых песчаников и экранирующих их пропластков малиновых глин.

Глубина залегания продуктивного горизонта 799-850 м., ГНК-плюс 95 м., начальное пластовое давление составляло 50-60 кгс/см<sup>2</sup>, газовый фактор 100-153 м<sup>3</sup>/сут. Начальные дебиты скважин по нефти изменялись от 15 до 20 т/сут. Большая часть скважин в первые два-три года эксплуатации фонтанировала, а затем переводилась на механизированный способ добычи. Вода в добываемой продукции появилось в 1948 г.

В процессе разработки наблюдались падение пластового давления и добычи нефти, рост обводненности добываемой продукции. К 1949 г. залежь в основном была разбурена и к началу 1950 г. фонд добывающих скважин составлял 52, в середине 50-х годов залежь была доразбурена и максимальный фонд добывающих скважин достиг в 1958 г. - 82 скважины.

Запасы нефти и газа данного объекта подсчитаны в 1957 г. статистическим методом, при этом был принят естественный режим разработки и сроки работы добывающих скважин 20-24 лет. С учетом принятых параметров подсчитанные извлекаемые запасы были приняты равными 431,9 тыс. т.

Фактические данные по разработке залежи, а именно проведение заводнения с целью поддержания давления, значение суммарной добычи нефти, значительно превышающей принятые запасы, текущее состояние работы добывающих скважин позволили при составлении отчета за 1985 г. пересчитать извлекаемые запасы нефти по методике Назарова С.Н., а уже зная извлекаемые запасы определили первоначальные балансовые запасы. Таким образом, извлекаемые запасы нефти III горизонта восточного поля приняты равными 1935,6 тыс. т., начальные балансовые запасы - 4000,5 тыс. т., значение конечного коэффициента нефтеотдачи - 0,48.

Основные геолого-физические характеристики залежи нефти III горизонта восточного поля представлены в таблице 3.1.

### **3.2.2. Состояние разработки залежи нефти III горизонта восточного поля на начала щелочного заводнения.**

Залежь нефти III горизонта восточного поля введена в разработку в 1946 г. В 1949 г. при добывающем фонд скважин 56 была достигнута максимальная годовая добыча-147,2 тыс.т. Как отмечалось ранее в сводке залежи имелась газовая шапка. В процессе эксплуатации значительные объемы газа из газовой шапки были выпущены, что привело к резкому падению добычи нефти, которое невозможно было приостановить увеличением числа добывающих скважин. Так в 1959 г. объем годовой добычи упал до 26,0 тыс.т. при фонде добывающих скважин -82. Пластовое давление на эту же дату упало до 1,1 МПа, обводненность повысилась до 40-45% газовый фактор составил 80 м<sup>3</sup>/сут.

С целью поддержания и повышения пластового давления и объема добываемой нефти с октября 1959 г. была начата закачка воды в законтурную часть залежи через нагнетательные скважины №№ 163,195. Применение заводнения и возврат ряда скважин с нижележащих горизонтов ( №№ 123,129,143 и др) способствовало некоторому росту и стабилизации добычи нефти на уровне 38,0-62,0 тыс.т.,но уже с 1965 г. из-за резкого и повышения обводненности добываемой продукции наступило снижение добычи нефти до 23-25 тыс.т. В последующие годы объем добычи нефти сохранялся на уровне 21-27 тыс.т.,только в 1978 г. при резком увеличении объема закачанной воды ( соотношение закачанной воды и отобранной жидкости в этом году составило 3:1) наблюдался очередной «пик» добычи нефти в 31,4 тыс.т.

В первые годы залежь разрабатывалась за счет энергии газа,

растворенного в нефти и газовой шапки, а с началом проведения заводнения начал сказываться напор пластовых и закачиваемых вод.

Закачка щелочного раствора залежи нефти данного объекта ведется с марта 1979 г. через две нагнетательные скважины №№ 144,199. Щелочное заводнение способствовало стабилизации добычи нефти в целом по залежи за счет повышения добычи по ряду добывающих реагирующих скважин, расположенных в зоне действия указанных нагнетательных скважин, а именно №№ 145,196,143,205,208,249,212. Учитывая положительное влияние щелочного заводнения в 1985 г. проведены работы по расширению процесса.

Текущее состояние разработки III горизонта восточного поля на 01.10.86 г. следующее : добывающий фонд состоит из 59 скважин, нагнетательный фонд 23 скважины, среднесуточный дебит нефти по залежи 61,78 т/сут, жидкости 376,03 т/сут, обводненность добываемой продукции 86%, среднесуточная закачка воды 907 м<sup>3</sup>/сут.

За 9 месяцев 1986 года из залежи нефти III горизонта восточного поля ( с учетом 7 скважин, административно относящихся к месторождению Ходжабад) добыто 16,9 тыс.т. нефти и 102,6 тыс.т. воды, обводненность на 01.10.86 г. составила 87%, закачено 320,8 тыс.м<sup>3</sup> воды.

Сравнение показателей разработки за девять месяцев двух последних лет свидетельствует о росте обводненности в 1986 г. на 2 %, что привело к увеличению среднесуточной добычи жидкости на 55,14 т/сут, при этом среднесуточный дебит нефти в целом по залежи увеличился на 1,62 т/с.

С начала разработки на дату авторского надзора 01.10.86г. добыто 1763,2 тыс.тн нефти, 3730,4 тыс.т. жидкости, обводненность продукции составляет 852,8%, накопленная закачка воды 6026,2 тыс.м<sup>3</sup>, соотношение закачанной воды и отобранной жидкости текущее в 1986 г. 2,6:1, накопленное 1,6:1.

На карте суммарных отборов нефти из залежи III горизонта

восточного поля выделены участки с суммарной добычей нефти >20 тыс.т.нефти на скважину,от 10 до 20 тыс.т. и менее 10 тыс.т. Из рис. 2.3 видно,что более продуктивной частью залежи является восточная часть, в средней части залежи,расположенной в зоне влияния щелочного заводнения,расположены скважины с суммарной добычей нефти от 10 до 20 тыс.т. на скважину. Менее продуктивная часть залежи расположена в юго-западной части залежи.

### **3.2.3. Состояние фонда скважин**

Разбуривание залежи нефти III горизонта восточного поля производилось в несколько этапов. Начато оно было в 1945 г. и в три года было пробурено 10-15 скважин,примерно столько же пробурено в 60-ые годы,кроме того II скважин возвращено с нижелегающих горизонтов. Общее число скважин составило 132, в том числе пробуренных непосредственно на данный объект 121 скважин ( с учетом скважин III горизонта восточного поля месторождения Ходжаабад).Текущее состояние фонда скважин приведено в таблице 3.2.

Добывающий фонд скважин на 01.10.86 г. состоит из 59 скважин, в феврале 1986 г. Скв.№ 181 введена из контрольного фонда, в контрольном фонде 3 скважины №№ 179,256,549, 20 скважин ликвидировано,из них 8 после эксплуатации,остальные по техническим и геологическим причинам,27 переведены на вышележащий горизонт , 23 скважины переданы под закачку воды. Добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом,оборудованы штанговыми насосами. Текущая плотность сетки составляет около 3,44 га/скв.

В таблице 3.3. приведено распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности. Все скважины добывающено фонда продуцируют нефть с водой,скважин с обводненностью до 20% не имеется, с обводненностью от 20 до 50 %-27%, от 50 до 70%-19%, от 70 до 90 %-20%,от 90%- и выше-34%.

По сравнению с данными за 1985г. количество скважин с обводненностью от 20 до 50 % уменьшилось на одну скважину или на 3% а количество скважин с обводненностью от 90% и выше увеличилось на три скважины или 4 %.

Распределение скважин по дебитам жидкости выглядит следующим образом: с обводненностью до 20% скважин не имеется, от 20 до 50% работают 16 скважин, в том числе с дебитом жидкости от 0 до 5,0 т/сут 16 скважин; от 50 до 70%-Пскважин, в том числе 9 скважин с дебитом от 0 до 5,0 т/с, 2 скважины с дебитом жидкости от 5,0 до 10,0 т/с; от 70 до 90% 12 скважин, в том числе с дебитом от 0 до 5,0 т/с- 4 скважины, с дебитом от 5,0 до 10,0 т/с – 5 скважин, с дебитом от 10,0 до 15,0 т/с- 2 скважины, с дебитом от 15,0 до 30,0 т/с – одна скважина; от 90% и выше 20 скважин, в том числе с дебитом до 5,0 т/с – 3 скважины,

от 5,0 до 10,0 т/с	5 скважин
от 10,0 до 15,0 т/с	3 скважины
от 15,0 до 30,0 т/с	4 скважины
от 30,0 и выше	5 скважин

#### **3.2.4. Динамика технологических показателей**

Залежь нефти III горизонта восточного поля месторождения Андиган разрабатывается с 1946 г., т.е. к началу щелочного заводнения через нагнетательные скважины №№ 144,199 залежь разрабатывалась 33 года. Обводненность добываемой продукции к этому времени достигла 77%, средний дебит одной добывающей скважины по нефти 1,54 т/сут., по жидкости 7,23 т/сут, достигнутая нефтеотдача на 01.01.79 г. составила 39,42% (от балансовых запасов 4000,5 тыс.т.).

Анализ основных технологических показателей разработки III горизонта восточного поля до проведения щелочного заводнения и в

процессе его проведения показывает что они характерны для поздней стадии разработки,падающая добыча нефти,снижение темпа отбора нефти,ростобводненности добывающей продукции и т.д. Фонд добывающих скважин за время проведения щелочного заводнения претерпел незначительные изменения за счет ввода, а именно скважины № 558 в феврале 1979г. была возвращена с нижележащего горизонта,скважины № 197 в апреле 1983 г. переведена из нагнетательного фонда, в апреле 1985 г. скважина № 107 возвращена с I горизонта, в июле 1985 г. с V горизонта возвращена скважина № 141, в феврале 1986г. скважина № 181 из контрольного фонда введена в действующий.

Фонд нагнетательных скважин мало изменялся ,согласно рекомендаций института нагнетательные скважины №№ 128,147,173,560 переведены под закачку щелочного раствора.

На 01.01.85г. в целом по III пласту восточного поля закачано 300 тн. Каустической соды разной концентрации, за 9 месяцев текущего года было закачано 150,0 тн.щелочи ( щелочь 40 % концентрации).

### **3.2.5. Нефтеотдача**

Достигнутая нефтеотдача залежи III горизонта восточного поля,определенная отношением накопленной добычи нефти к балансовым запасам нефти,на 01.10.86г. составляет 44,07.

Темп изменения нефтеотдачи за все время разработки претерпел незначительные колебания,вызванные теми или иными преобразованиями системы разработки.Наиболее высокий темп роста нефтеотдачи приходится на 1946-50 годы,т.е. время интенсивного разбуривания залежи. Следующий пик роста нефтеотдачи приходится на 1959-61 годы,вызванный началом проведения заводнениязалежи,увеличение объема закачки в 1976-78 годы также привело к росту темпа нефтеотдачи.Следующий «пик» некоторого роста темпа нефтеотдачи

приходится на начало щелочного воздействия на пласт, но поскольку процессом схвачен ограниченный участок залежи, расположенный в районе нагнетательных скважин №№ 144,199, темп роста был незначительным. За время проведения щелочного заводнения (с марта 1979 г по сентябрь 1986 г.) прирост нефтеотдачи составил 4,65% при отборе жидкости равном 71,2% объема пор пласта. Годовой прирост нефтеотдачи в этот период составил 0,58%.

### **3.2.6. Дебиты, темпы отбора нефти и жидкости**

В первые пять лет разработки среднесуточной нефти был относительно высоким, в пределах 5-12 т/с., в последующие годы дебит нефти постепенно снижался, к началу проведения заводнения дебит нефти не превышал 1,03 т/сут. Последующее изменение фронта нагнетания и увеличение объема закачиваемой воды способствовало стабилизации среднесуточных дебитов, продолжающейся и с началом щелочного заводнения. Как показывает анализ фактических материалов, стабилизация дебитов в целом по пласту незначительна, в пределах 1,22-1,35 т/сут, а по скважинам, расположенным непосредственно в зоне воздействия нагнетательных скважин, расположенным непосредственно в зоне воздействия нагнетательных скважин, в которые ведется закачка щелочного раствора, увеличение среднесуточных дебитов нефти более существенно. К числу реагирующих скважин относятся скважины №№ 145,143,196,205,212,249.

Изменение темпа отбора нефти и жидкости происходило в соответствии с изменением среднего дебита нефти и жидкости и росту нефтеотдачи. На изменение темпа отбора нефти и жидкости влияет изменение режима разработки (рост фонда добывающих скважин, начало и объем заводнения, смена фронта нагнетания и начало щелочного заводнения и т.д.) Вода в добываемой продукции появилась на третий год разработки. Примерно до 1956 г., когда было добыто 20% начальных

балансовых запасов, обводненность и водонефтяное отношение оставались низкими, затем эти показатели постепенно увеличивались, а с 1968 г. наблюдается резкий рост обводненности, за один год она повысилась на 11,1%, что было связано с резким обводнением ряда добывающих скважин. В 1969-70 годы эти скважины были выведены из действующего фонда, что привело к некоторой стабилизации обводненности. Сначала рост обводненности несколько замедлился, кривая накопленного водонефтяного отношения незначительно выполаживается.

### **3.2.7. Анализ закачиваемой и отбираемой воды**

Контроль за поведением закачиваемого щелочного раствора в процессе проведения щелочного воздействия обычно осуществляется проведением шестикомпонентного анализа добываемой воды. По скважинам залежи нефти III пласта восточного поля такой анализ проводился всего 2-3 раза и (таблица 3.4). Из приведенной таблицы видно, что всего в 6-7 скважинах проведено 3-4 анализа, и по ним трудно сделать какие-либо выводы о продвижении щелочной оторочки.

Из анализа щелочного заводнения III пласта поднадвига было установлено, что при взаимодействии закачанной в пласт каустической соды с пластовыми флюидами происходит изменение ионного состава попутной воды, при этом наблюдался рост общей минерализации воды, содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  уменьшалось,  $\text{SiHCO}_3^2$  увеличилось. Характер изменения ионного состава отбираемой воды, полученного путем шестикомпонентного анализа позволял дать качественную оценку процесса, происходящего в пласте и судить об его эффективности. Сделать подобный анализ по имеющимся результатам исследования попутной воды III пласта восточного поля весьма затруднительно (таблица 3.4)

В октябре 1986 г. проведен анализ попутной воды реагирующих скважин №№ 145, 196, 205, 208, 210, 212, 214, 235, 244, 249. Сравнивая эти данные с предыдущими следует отметить тенденцию к росту общей

минерализации, что обычно наблюдается в процессе воздействия.

Изменение содержания ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^{2-}$  по скважинам №№210,214,249,196 приведено на рис.2.7. Характер изменения содержания этих ионов по скважине № 210 свидетельствует о продвижении щелочной оторочки от нагнетательной скважины №199,поскольку к 1986 г.отмечено повышение содержания ионов  $\text{HCO}_3^{2-}$ . По скважине № 214 щелочное воздействие по имеющимся данным анализов попутной воды не отмечается. Весьма характерно изменение содержания ионов  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{HCO}_3^{2-}$  в скважине № 249,расположенной в 150м от нагнетательной скважины № 199,закачка щелочного раствора в которую велась с марта 1979 г. К концу 1979 г. содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  уменьшалось,  $\text{HCO}_3^{2-}$  несколько увеличилось, т.е. на начальном этапе процесса уже сказалось влияние щелочного воздействия,но из-за отсутствия данных за последующие годы ( с 1980 по 1984г) проследить дальнейшее изменение не представляется возможным.

Скважина №196 расположена в 180 м от нагнетательной скважины № 144. По результатам двух анализов за 1979 и 1986 годы можно судить о положительном влиянии щелочного воздействия. Для более достоверного анализа изменения ионного состава попутной воды необходимо исследовать химический состав попутной воды всего добывающего фонда скважин 3-4 раза в год.

### **3.2.8. Состояние щелочнозаводнения залежи нефти**

#### **III горизонта восточного поля на 01.10.86 г.**

Принимает  $20\text{ м}^3/\text{с}$ , скважина № 173 при норме  $36\text{ м}^3/\text{с}$  принимает  $30,0\text{ м}^3/\text{с}$ , в скважине № 199 порыв линии,скважина № 128 не принимает.

С целью повышения эффективности создаваемой первичной щелочной оторочки с 16 мая 1986 г. перешли на новую циклическую технологию закачки щелочного раствора повышенной концентрации,ЮутвержденнуюЮтехсоветом ПО « Узбекнефть»,протокол от

29.01.86г. С целью контроля за процессом воздействия регулярно отбираются пробы раствора с устья нагнетательных скважин для определения щелочности закачиваемого раствора.

Однако, как показали результаты анализа закачка щелочного раствора осуществлялась не равномерно, закачиваемый раствор не всегда был нужной концентрации, дозировка КМЦ не проводилась.

За 9 месяцев 1986 года закачано 150,0 тн. каустической соды разной концентрации.

Анализирует весь комплекс данных о состоянии нагнетательных и добывающих скважин участка залежи нефти III горизонта восточного поля и фактические сведения о закачке щелочного раствора (журнал закачки щелочного раствора, сведения о вторичных методах, контрольные замеры добывающих скважин и т.д.) можно сделать вывод : о неравномерности закачки щелочного раствора по скважинам ( минимальное количество закачано в скважины №№ 128,147,173), охват вытеснением в зоне этих скважин остается низким, что подтверждается технологическими параметрами работы добывающих скважин; об отсутствии постоянного контроля за работой нагнетательных скважин и т.д.

Обеспечение равномерности закачки щелочного раствора в объеме 40-59 м<sup>3</sup>/сут на скважину позволит увеличить эффективность внедряемого мероприятия.

### **3.2.9. Определение технологического эффекта от применения щелочного заводнения**

При расчете технологического эффекта за базовый вариант принимается существовавшая на начало щелочного заводнения смешанная система заводнения. Из 22 нагнетательных скважин 12 расположены в приконтурной зоне пласта, 10 во внутриконтурной зоне. К началу щелочного заводнения 81,5% извлекаемых запасов нефти было извлечено, обводненность добываемой продукции достигла 77,2%.

Фактические показатели, полученные при применении щелочного заводнения, сравниваются с прогнозными, полученными путем экстраполяции фактических показателей базового варианта. Проведенное сравнение свидетельствует о стабилизации добычи нефти в период проведения щелочного воздействия, а по реагирующим скважинам, расположенным непосредственно в районе щелочного заводнения отмечается более ощутимый рост среднесуточного дебита нефти.

Анализ текущего состояния разработки залежи нефти III горизонта восточного поля осуществлялся с использованием геолого-промысловых данных и результатов исследований добывающих и нагнетательных скважин (контрольные замеры дебитов скважин, данные технического анализа пластовых вод, исследования нагнетательных скважин). Анализ изменения основных показателей разработки по скважинам добывающего фонда за 1979-85 гг. с использованием вышеперечисленных данных позволил установить положительное воздействие щелочного заводнения участка залежи нефти III горизонта восточного поля. При этом технологический эффект был подсчитан тремя способами: по кривым вытеснения, статистическим методом и по изменению среднесуточных дебитов скважин по нефти. Полученные в результате расчетов данные примерно близки по значениям, в среднем технологический эффект составил 22,4 тыс.т.

При расчете технологического эффекта за 9 месяцы 1986 года и ожидаемого за год в целом были использованы характеристики вытеснения, а именно зависимость  $Q_n$  от  $\ln Q_v$  и данные по изменениям среднесуточных дебитов (рис.3.3.,3.4). В среднем ожидаемый технологический эффект от применения заводнения за 1986 г. составит 4,0 тыс.т. нефти, в том числе от щелочного заводнения 1,7 тыс.т. Эффект от щелочного заводнения получен в основном по 12 добывающим

скважинам, реагирующим на данный процесс, а максимальная величина прироста отмечается в скважинах № 249-321 тонн, № 145-345 тонн, № 212-218,9 тонн, в № 210-145 тонн и др., расположенных непосредственно в зоне охвата щелочным заводнением. На скважины №№ 235, 558, 174, 141 и др. воздействие щелочного процесса еще не ощущается, что можно объяснить малым объемом закачки реагента в зоне реагирования этих скважин.

### **3.3. Результаты модифицированного щелочного заводнения на XVIII пласте месторождения Южный Аламышик**

#### **3.3.1. Общие сведения о залежи нефти XVIII пласта.**

Результаты внедрения щелочного заводнения на III пласте поднадвига месторождения Андижан и получение положительных результатов лабораторных исследований по взаимодействию нефти XVIII пласта с щелочными растворами позволили рекомендовать для доработки этого горизонта модифицированный метод щелочного заводнения с применением промышленных отходов производства капролантама Чирчикского ПО «Электрохимпром» с добавлением эфиров целлюлозы или КМЦ.

Газонефтяное месторождение Южный Аламышик, расположенное в 27 км к юго-востоку от г. Андижана, приурочено к южному борту Аламвшикского адыра.

Южно-Аламышикская структура представляет собой асимметричную складку северо-восточного простирания, вдоль оси ее проходит нарушение взбросового типа, северное крыло складки приподнято и задвинуто на южное. В стратиграфическом разрезе выделяется 13 продуктивных горизонтов, приуроченных к мезокайнозойским отложениям. Для внедрения щелочного заводнения был выбран основной участок залежи нефти XVIII пласта, поскольку

исследованными 1978-79 гг. была выявлена способность нефти этой залежи значительно активизироваться под действием щелочного раствора.

Залежь нефти XVIII пласта в разработку в 1968 г., в тектоническом отношении структура представлена асимметричной антиклинальной складкой северо-восточного простирания, которая вдоль оси разбита параллельными нарушениями на небольшие блоки.

Продуктивный горизонт представлен переслаиванием песчаников мелко-, средне-, грубозернистых с прослоями песчано-глинистых пород. Общая толщина пласта изменяется от 28,5 до 54 м., эффективная - 10-19 м, соответственно средние значения 33,8 и 14,4 м.

Глубина залегания продуктивного горизонта 970-1144 м., средняя глубина – 1000 м, начальное положение ВНК – 343,3 м., начальное пластовое давление, замеренное в скважинах №№ 711,719 составляло соответственно 9,9 и 9,76 МПа.

Балансовые запасы нефти, утвержденные в ГКЗ в 1977 г., составляют 1285 тыс.т., начальные извлекаемые запасы-463,6 тыс.т. утвержденный коэффициент нефтеотдачи – 0,36.

Основные геолого-физические характеристики представлены в табл. 3.5.

### **3.3.2. Динамика показателей разработки XVIII пласта.**

Разработка залежи ведется с 1968 г., в первый год почти все скважины фонтанировали, дебит их составлял 14-16 т/сут, к концу первого года эксплуатации все скважины были переведены на механизированный способ эксплуатации. Вода в добываемой продукции появилась с самого начала эксплуатации залежи, интенсивное обводнение добывающих скважин, расположенных в приконтурной зоне, наступило в 1973-74 гг.

Разбуривание залежи осуществлялось в основном в 1970-72 гг., а

также в 1983-84 гг. было пробурено 3 добывающие и 3 нагнетательные скважины. Максимального значения фонд добывающих скважин достиг в 1972 г. и составил 20 скважин. За все время разработки в эксплуатации пребывало 36 скважин, с учетом возвращенных с нижележащих горизонтов.

В 1971 г. при добывающем фонде 16 скважин была достигнута наивысшая годовая добыча нефти, составившая 50,7 тыс. т. В этом же году для поддержания пластового давления и сохранения уровня добычи нефти было начато законтурное заводнение, что позволило на 1,5-2,0 года стабилизировать добычу нефти на уровне 36,5-49,5 тыс. т. при обводненности 40-55%, но уже с конца 1973 г. наступило резкое обводнение приконтурных скважин, приведшее к снижению отборов нефти и пластового давления с 9,9 МПа до 9,3 МПа. Обводнение этих скважин наступило за счет прорывов «языков» воды по высокопроницаемым пропласткам наружной части продуктивного пласта.

Среднегодовая обводненность продукции в 1973 г. достигла 55%, что на 15% выше предыдущего года, в следующем 1974 г. обводненность также повысилась на 15%, в последующие годы она увеличивалась на 8-9%, и в 1977-80 гг. стабилизировалась на уровне 86-87%. К началу щелочного заводнения она достигла 89,3% (среднегодовая 88,6%), пластовое давление - 5,9 МПа, суммарная закачка воды составила 1028,1 тыс. м<sup>3</sup>.

### **3.3.3. Анализ состояния разработки залежи нефти XVIII пласта и основного участка в период щелочного воздействия.**

Щелочное заводнение основного участка залежи нефти XVIII пласта было начато в сентябре 1983 г., закачка щелочного раствора в объеме 150-160 м<sup>3</sup>/сут. осуществлялось в новые нагнетательные скважины №№ 771, 772, 774, расположенные в контуре нефтегазоносности, в пять

приконтурных скважин продолжали закачивать пресную воду.

Анализ работы добывающих скважин основного участка залежи нефти XVIII пласта свидетельствует, что все скважины в той или иной степени реагируют на процесс щелочного воздействия, а эффективность их работы и прирост по ним дополнительной добычи нефти зависит от соблюдения технологии модифицированного щелочного заводнения. Поэтому необходимо рассмотреть как фактически соблюдалась технология закачки реагентов в период щелочного воздействия.

Тех.схемой предусматривался следующий порядок технологии закачки:

а) перед закачкой первой оторочки необходимо закачать соленую воду 5-6% концентрации NaCl в объеме 300 м<sup>3</sup> на скважину с тем, чтобы насытить призабойную зону ионами натрия, предотвратив тем самым возможное закупоривание призабойной зоны сульфатами Ca, Mg;

б) закачка концентрированного раствора 5-10% концентрации в объеме 6000-7500 м<sup>3</sup> и затем закачки 0,5-1% щелочного раствора с добавлением 0,01-0,05 КМЦ.

Фактически утвержденная технология не соблюдалась: соленую воду не закачали. В первые дни с целью проверки приемистости нагнетательных скважин концентрация закачиваемого щелочного раствора составляла 0,5-1,0%, затем концентрация его была доведена до 1,5-2,5%.

В нагнетательных скважинах №№ 771, 772, 774 за счет некачественного цементаж в период с января по апрель 1984 г. неоднократно образовывались грифоны, соответственно временно прекращалось щелочное воздействие, возобновляемое после очередного ремонта, что в конечном результате влияло на темп создания первой оторочки.

За 4 месяца 1983г. закачали 200 т. щелочных отходов, в 1984 г. закачали 351,5 т. щелочных отходов, в 1985 г. - 700 т. щелочных отходов, в

1986 г.-81 т. щелочных отходов, 94,8т. каустической соды, 87 т. кальцинированной соды и 1400 кг КМЦ.

В 1987 г. закачка реагентов не проводилась из-за их отсутствия. Во втором квартале 1987 г. заводнение на данном объекте было временно остановлено для выяснения его эффективности. В сентябре было решено продлить остановку заводнения для выявления времени цикла снижения уровней в добывающих скважинах.

В 1986-1987 гг. основной участок залежи дренируется 12 добывающими скважинами. Добыча нефти по скважинам этого участка в 1986 г. составила 8,2 тыс. тонн, воды- 51,2 тыс.м<sup>3</sup>, обводненность-86,1%; в 1987 г. эти показатели выглядят следующим образом: добычи нефти -9,4 тыс.т., воды-56,7 тыс.м<sup>3</sup>, обводненность-66,2%.

### **3.3.4. Анализ результатов внедрения опытно-промышленной разработки XVIII пласта месторождения Южный Аламышик**

В соответствии с утвержденным вариантом разработки на первом этапе внедрения предусматривалось на опытном участке иметь 11 добывающих и 8 нагнетательных скважин. Фактически на дату авторского надзора данный участок дренируется 12 добывающими скважинами с учетом скв. №№ 545 и 555. По 8 скважинам, наиболее эффективно реагирующим на процесс щелочного заводнения (№ 707,716,773,775,777,554,555), интервалы отбора соответствуют интервалам закачки. Скважины № 496,534,536 работают в основном с первой пики.

В скважинах № 496,534,536 произошли «кинжальные» прорывы в районе нижних интервалов перфорации ( III пика и частично II пика) закачиваемой воды. Все эти скважины активно реагировали на процесс щелочного заводнения, увеличив дебит нефти в 2-2,5 раза. Ликвидацию

этих негативных явлений предлагалось осуществить за счет выращивания фронта вытеснения, посредством циклической закачки оторочек из высококонцентрированного раствора щелочных отходов и оторочек, загущенных КМЦ.

Для предотвращения и устранения «кинжальных» прорывов рекомендовалось использовать технологию циклической закачки реагентов, образующих темпонирующий осадок, как в твердом виде, так и в виде гелей. Ниже будет дан краткий анализ выполнения этих рекомендаций.

По скважинам № 534,536, а ранее по скв. 496 были проведены работы по изоляции нижних интервалов перфорации и проведен дострел ! цикл. Эти мероприятия позволили в 1986 г. добыть по этим скважинам соответственно 355,293 и 45 тонн нефти, а в 1987 г. 2374,670 и 437 тонн.

Наибольшее количество нефти, добытое в 1986 году, приходится на скважины № 773-1660 тонн, № 554-1156 т., % 716-826 т., % 777-675 т., № 776-634 т., расположенные в зоне активного действия процесса щелочного заводнения.

В апреле 1987 г. согласно протокола Тех.совета ПО «Узбекнефть» временно было остановлено заводнение на XVIII пласте.

Превращение закачки воды в приконтурные скважины и щелочного раствора в сводовые скважины привело к перераспределению фильтрационных потоков, снижению обводненности в скважинах, дренировавших в последнее время интервалы ! пики ( скв. № 534,496,536) и росту добычи нефти по этим скважинам. Снижение обводненности продукции скважин в целом по основному участку за 1987 г. не произошло, а напротив она незначительно увеличилась с 86,1% до 86,2%.

По всем скважинам, ранее активно реагировавшим на щелочное заводнение, произошло снижение добычи нефти. Так, в 1987 г. из скв. №

773 добыто 1504 тонн, на 156 т. меньше чем в 1986 г., скв. №554-828 т., на 228 т. меньше, скв. №716-603 т. на 223 т., скв. №775-687 т., на 229 т; скв. №776-413 т. на 221 т; скв. №707-248 т. на 44; скв. №555-157 т на 72 т. Следовательно, прекращение заводнения сказалось на снижении добычи нефти из скважин, дренировавших интервалы II и III пик и реагировавших на щелочное заводнение.

В тоже время, это благоприятно отразилось на разработке интервалов I пики, ранее принявших большую часть воды и щелочного раствора и в настоящее время подвергающихся равномерной разгрузке.

Одним из факторов, характеризующих процесс щелочного заводнения, является изменение гидрохимической характеристики попутно добываемой воды. За период щелочного заводнения, при общем фоновом значении общей щелочности пластовой воды 3-10 мг. Экв/л, по скважинам, активно реагирующим на процесс, этот показатель в 5-10 раз выше. Кроме того, отмечается рост показателя pH и изменение ионного состава воды.

По имеющимся данным установить закономерности изменения ионного состава попутной воды не представляется возможным.

Так, в скважине № 773, вступившей в эксплуатацию в мае 1983 г. с дебитом нефти 3,5 т/сут и обводненностью 80%, после начала процесса заводнения в 1984 году отмечается увеличение дебита нефти до 8,4 т/сут и снижение обводненности до 40%. Анализ химического состава попутной воды в полной мере подтверждает влияние щелочного заводнения.

В течение 1985 г. скважина работала с дебитом от 8 до 3 т/сут при обводненности 60-85%. Снижение дебита нефти в конце 1985 г., частично произошло из-за остановок процесса заводнения в зимнее время. Перестрел интервала II пики и относительно равномерная закачка в скважину № 774 позволили в 1986 г. иметь стабильный дебит нефти 4,2-5,5 т/сут при обводненности 75%. По данным исследования в скважине № 773

наблюдается максимальная общая щелочность 56,8 мг/экв.л.

В процессе проведения щелочного заводнения к концу 1984 г. и в начале 1985 г., т.е. в зимние месяцы, по данным эксплуатационной карточки обводненность скважины увеличилась до 98%. В эти месяцы фактически закачка реагентов не проводилась. Далее в течение 1985 г. дебит скважины увеличился до 2,5 т/сут, при обводненности 90% и до октября 1986 г. находился на таком уровне. По данным контрольных замеров дебит нефти в среднем составил 4,2 т/сут при обводненности продукции 82%, в то же время дебит, отражаемый за этот месяц в эксплуатационной карточке не превышает 2,4 т/сут, обводненность 90% (аналогичные расхождения наблюдаются и по скважинам № и др.)

Скважина № 716 активно реагирует на процесс щелочного воздействия. В 1986 г. по ней дополнительно добыто 260 тонн нефти. В 1987 г. лишь 113 тонн. Обводненность в течение года была на уровне 90%, дебит нефти - 2,3 т/сут. В четвертом квартале 1987 г. наблюдается некоторый рост обводненности до 92% и снижение дебита нефти до 1,9 т/сут. Общая щелочность подтоварной воды по данным сентябрьских замеров равна 17,6 мг/ экв.л.

Скважина №707, расположенная в зоне текущего ВНК, в процессе щелочного заводнения работала с дебитом нефти 1-1,5 т/сут при обводненности -90-95%. Общая щелочность попутной воды в продукции скважины составляет 23,8 мг/экв.л. На скважину оказывает воздействие процесс щелочного заводнения, хотя и в меньшей мере, чем на другие скважины, расположено в более нефтенасыщенной зоне пласта.

Анализируя работу скважин, расположенных вне основного участка, экранируемого техническим нарушением, можно с уверенностью отнести скважину № 545 к реагирующим на процесс заводнения, к основному участку залежи. По видимому в зоне этой скважины или нет совсем нарушения, или оно является не экранируемым.

Так, скважина № 545 была возвращена на XVIII пласт в мае 1975 г. и имела начальный дебит нефти 9,0 т/сут при обводненности 60%. К концу года дебит снизился до 2,5 т/сут, а обводненность увеличилась до 90%.

До начала процесса щелочного заводнения скважина эксплуатировалась дебитами 0,2-4 т/сут при обводненности 90-99 %.

В течение 1983г. дебит скважины увеличился с 0,3 т/сут( 99% воды) до 2.1-2,5 т/сут ( 95% воды). Наиболее заметное увеличение дебита нефти наблюдается во второй половине 1984 г. до 3,5-5,5 т/сут при обводненности 90%.

В 1985 г. скважина эксплуатировалась в основном с обводненностью 95% дебитами нефти 1,1-1,5 т/сут. В 1986 г. в первом полугодии работала не стабильно, обводненность возрастала в отдельные периоды до 99-100%.

С июня 1986 г. дебит нефти по скважине находится на уровне 1,6-2,1 т/сут, при обводненности 95%. Общая щелочность пластовой воды в продукции скважины увеличилась до 30 мг/экв.л., при общем фоне в скважинах вне зоны щелочного воздействия 3-4 мг/экв.л.

Параметры работы скважины и данные химического состава попутной воды говорят о воздействии процесса щелочного заводнения и на эту скважину, и объем добытой нефти по этой скважине следует прибавить к добыче основного участка. При проведении технологии закачки реагентов из интервалов II и III пик можно получить еще значительное количество нефти. В 1987 г. в первом полугодии скважина давала 1,5-1,8 т/сут нефти при обводненности 90%, во втором полугодии работала не стабильно, дебит изменялся от 0,2 до 2.2 т/сут, обводненность увеличилась до 95%. Прирост добычи нефти в 1986 г. составил 385,5 т, в 1987 г. лишь 214,0 тонн. Общая щелочность в текущем году была 27,6 мг/экв.л.

Скважина № 777 вступила в эксплуатацию с дебитом нефти 1,9 т/сут при обводненности 90% из интервала перфорации 994-986 м. В течение 1985 г. скважина эксплуатировалась с дебитом 1-1,5 т/сут при

обводненности продукции 90-95%. В 1986 г. до сентября месяца скважина эксплуатировалась с обводненностью 90% и дебитом нефти 1,2-2,2 т/сут. С октября месяца дебит нефти по скважине увеличился до 3,5 т/сут, а обводненность снизилась до 70-75%. Общая щелочность и подтоварной воды увеличилась до 25,7 мг/экв.л. Технологические показатели работы скважины в 1986 году подтверждают влияние процесса щелочного заводнения. Прирост добычи нефти в 1986 г. составил 252,5 т.

В течение 1987 г. скважина работала стабильно с дебитом 2,0-2,5 т/сут при обводненности 85%. В октябре-ноябре произошло снижение обводненности продукции до 75-79% и рост дебита нефти до 2,1-3,8 т/сут. Общая щелочность в сентябре составила 22,7 мг/экв.л. Дополнительная добыча нефти в 1987 г. равна 526 т.

Скважина № 716 введена в эксплуатацию в 1970 г. и уже в 1972 г. эксплуатировалась до начала процесса щелочного заводнения с обводненностью 70-90 % и дебитами нефти 1,0-3 т/сут., обводненность сохранилась на уровне 85%. Начиная с августа 1986г. по скважине происходит рост дебита нефти от 0,5 до 4,5 т/сут в октябре, а обводненность снизилась менее чем до 10 %. Получение дополнительной добычи нефти в 1986 г. по данной скважине равной 384,6 т. можно отнести за счет щелочного воздействия.

В 1987 г. до июня месяца скважина эксплуатировалась с дебитом нефти 3,1-3,6 т/сут при обводненности 10%. Во втором полугодии дебит скважины составлял 0,4-1,6 т/сут и обводненность увеличилась до 48-63 %. Дополнительная добыча нефти этом году равна 262,5 тонн.

Скважина № 776 вступила в эксплуатацию в июне 1985 г. с дебитом 0,7 т/сут и обводненностью 95%. Под воздействием закачки в 1986 г. дебит нефти по скважине увеличился до 2,8-2,9 т/сут, обводненность снизилась до 90%. В октябре 1986 г. наблюдается значительное увеличение обводненности скважины, общая щелочность попутной воды составила до

Таблица 3.3

**Распределение фонда скважин по состоянию на 01.10.86г.  
подебитам жидкости и обводненности( III пласт восточного  
поляместорождения Андижан )**

Процент обводненности	Диапазоны	дебитов	(жидкости)	т/сут	
	От 0 до 5,0	От 5,0 до 10,0	От 10,0 до 15,0	От 15,0 до 30,0	От 30 и выше
От 0 до 20%	-	-	-	-	-
От 20 до 50 %	16	-	-	-	-
От 50 до 70 %	9	2	-	-	-
От 70 до 90 %	4	5	2	1	-
От 90 и выше	3	5	3	4	5

В начале ноября было проведено пеноцементное крепление ПЗП, обводненность вновь снизилась до 90%. Скважина № 776 активно реагирует на процесс щелочного заводнения.

Дополнительная добыча нефти в 1986 г. составила 152,4 тонн, в 1987 году- 353,0 т. В течение 1987 г. скважина эксплуатировалась с дебитом 1,9-2,0 т/сут при обводненности 95%.

Наибольший прирост добычи нефти в 1987 г. получен из скв. № 534 равным 2016 тонн, без проведения геолого-технических мероприятий.

Так, в мае 1987 г. дебит нефти по скважине увеличился с 1,6 т/сут до 12-14 т/сут, а обводненность упала с 90% до 5-10%. На протяжении 8 месяцев текущего года дебит нефти находился на уровне 14,5-10,5 т/сут. В

декабре была проведена промывка от парафина и дебит скважины вновь увеличился до 14,0 тонн/сут. Увеличение дебита нефти по скважине произошло за счет вовлечения в разработку ранее не дренированных пропластков или за счет подхода нефтяного вала созданного щелочным раствором.

По скважинам №№ 554 и 536 дополнительная добыча нефти в 1986 г. составила 327,1 т. и 172,7 т, а в 1987 г. 165 т и 560 т соответственно.

Анализ работы добывающих скважин основного участка залежи нефти XVIII пласта показывает, что все скважины в той или иной степени реагируют на процесс щелочного воздействия, а эффективность их работы и прирост по ним дополнительной добычи нефти в прямую зависит от соблюдения технологии модифицированного щелочного заводнения.

Поэтому необходимо рассмотреть как фактически соблюдалась технология закачки реагентов в 1986 году после получения НГДУ «Андижаннефть» рекомендаций по циклической закачке.

До мая 1986 г. продолжалась закачка щелочных отходов с концентрацией раствора 0,5-1,5% и частично с добавлением КМЦ. Было закачено 81 т щелочных отходов. В связи с отсутствием щелочных отходов временно перешли на закачку каустической соды и в дальнейшем кальцинированной соды.

Закачка каустической соды проводилась по следующей технологии. Приготавливался 1,5% раствор каустической соды в объеме до 100 м<sup>3</sup> и закачивался в пласт, продавливался 80-100 м<sup>3</sup> воды. Так, в течение 20-22 дней закачивался 0,5-0,7 % раствор каустической соды, а далее в течение 5-6 дней водный раствор КМЦ концентрации 0,005%.

Практически предложенная в рекомендациях цикличность создания высококонцентрированных отхорочек не выполнялась. В пласт закачивался щелочной раствор малой концентрации. Задача по выравниванию фронта вытеснения и повышения охвата пласта вытеснением при

осуществляющейся технологии выполнена быть не могла. Несоблюдение технологии снижает эффективность процесса щелочного воздействия.

Начиная с августа 1986 г. из-за отсутствия каустической соды перешли на закачку кальцинированной соды. С целью выполнения плана внедрения по закачке реагентов и временной заменой щелочных отходов институтом были предложены 4 состава, с близкими по отмывающей способности и эквивалентные по объему композиции. Концентрация закачиваемого раствора кальцинированной соды-0,5-0,7%.

В течение 1986 г. было закачено : 81 т щелочных отходов, 94,8 т каустической соды, 87 т кальцинированной соды и 1400 кг. КМЦ. Суммарная дополнительная добыча нефти за 1986 г. подсчитанная по скважинам с учетом коэффициента падения составила 2,7 тыс. тонн. По данным характеристик вытеснения эта величина равна 3,0 тыс. т. За 1987 г. соответственно- 5,82 тыс. т. и 6,0 тыс. тонн.

В процессе закачки щелочного раствора после продвижения нефтяного вала произошел кинжальный прорыв закачиваемой воды к забою добывающей скважина № 496 от нагнетательной скважины № 771. Образовался грифон в скважине 496 и из пласта выносилась водно-глинистая суспензия. Закачка цементного раствора эффекта не имела. Институтом « СредазНИИнефть» была рекомендована циклическая закачка реагентов, образующих тампонирующий осадок, как в твердом виде, так и в виде гелей. Для этих целей предлагалось использовать 1-2% раствор КМЦ, 12-15% водный раствор щелочных отходов, 1-1,55 водный раствор медного купороса и 4-5% водный раствор хлористого кальция.

В связи с отсутствием в наличии хлористого кальция, институтом было предложено использовать известковый раствор. В апреле 1986 г. была проведена обработка скважины № 772 с предварительным исследованием АПЭЛ интервалов приемистости.

До обработки основной объем воды принимал интервал 987-993-

70 м<sup>3</sup>/сут (III пика) и частично интервал перфорации 982-972 м - 14 м<sup>3</sup>/сут. После обработки поглощ. интервал 987-982 м - 26 м<sup>3</sup>/сут (9-10.04.86 г.)

Исследование профиля приемистости, проведенное ККЛ 17.04.86, показало, что при давлении нагнетания на устье 77 кгс/см<sup>2</sup> воду принимали интервалы 981-982-46 м<sup>3</sup>/сут и 984-985-3 м<sup>3</sup>/сут., хотя последний интервал по данным документации и не перфорирован. Основную часть закачиваемой воды после обработки стал принимать средний интервал перфорации 981-985 м. Грифон в скважине 496 удалось ликвидировать, обработку можно считать удачной.

В сентябре 1986 г. были проведены исследования профиля приемистости этой скважины. При давлении на устье 62 кгс/см<sup>2</sup> в скважине принимали интервалы 971-972-55 м<sup>3</sup>/сут; 981-982-41 м<sup>3</sup>/сут и 982-983 - 14 м<sup>3</sup>/сут забой оказался на уровне 983 м. За период после обработки профиль приемистости изменился. Основная часть закачиваемой воды и раствора поступает в верхнюю часть пласта.

В дальнейшем данную технологию борьбы с кинжальными прорывами можно использовать и на других объектах, где ведется заводнение.

Как видно из данных исследования приемистость скважины № 772 в отдельные периоды заводнения превышала 100 м<sup>3</sup>/сут, и следовательно объем закачки воды по ней превышал норму в 2-2,5 раза. А из-за отсутствия контроля за объемом жидкости, закачиваемой по скважинам и отдельно при небольшом расстоянии между нагнетательными и добывающими происходили «кинжальные» прорывы воды. Это явилось также одной из причин, снизивших эффективность щелочного заводнения.

### **3.3.5. Технологическая эффективность внедрения опытно-промышленной разработки XVIII пласта с применением модифицированного щелочного заводнения**

Для реализации процесса модифицированного щелочного заводнения на основном участке XVIII пласта месторождения Южный Аламышик технологической схемой разработки предусматривалось проведение следующих мероприятий:

- 1) восстановление фонда добывающих и нагнетательных скважин;
- 2) изменение интервалов перфорации в добывающих скважинах и приведение их в соответствие с интервалами закачки ;
- 3) уплотнение сетки скважин за счет бурения новых добывающих скважин и возврата с нижележащих горизонтов;
- 4) создание в пласте двух вытесняющих оторочек, первой из концентрированного 5-7% раствора содо-сульфатной смеси и второй, изгазующей, из щелочного раствора эфиров целлюлозы;
- 5) проведение геолого-технических мероприятий по восстановлению проницаемости НЗП, очистке забоя добывающих и нагнетательных скважин, предотвращению пескопроявления и прорывов языков обводнения.

Все эти мероприятия направлены на увеличение темпа разработки объекта и обеспечение нормальных условий дренирования пласта и, в конечном итоге, повышение конечной нефтеотдачи пласта. При их реализации на одном объекте одновременно разделить их технологическую эффективность имеющимися в настоящее время методами практически не возможно. Поэтому для оценки технологического эффекта от внедрения мероприятий по технологическим схемам с применением НМПН должны использоваться характеристики вытеснения.

Согласно «Руководство по проектированию и применению метода щелочного заводнения» выбрана зависимость накопленной добычи нефти от логарифма накопленной добычи воды или жидкости. В табл. 3.6. приведены данные для построения кривой зависимости  $\sum Q_n - \ln \sum Q_v$  по

скважинам основного участка залежи нефти XVIII пласта. К ним отнесены добывающие скважины №№ 257, 496, 527, 534, 536, 545, 555, 707, 716, 773, 775, 776, 777.

Началом внедрения мероприятий по технологической схеме следует считать 1982 г., когда были начаты работы по восстановлению фонда скважин и изменению интервалов дренирования.

Закачка щелочного раствора была начата в сентябре 1983 г. Уплотнение сетки скважин проведено в 1985 г. Новые скважины №№ 775, 776, 777 и ранее пробуренная скважина № 773 находятся в зоне щелочного воздействия. Разделить технологический эффект от уплотнения сетки скважин и щелочного воздействия сложно, однако дебит нефти по этим скважинам увеличился в ходе эксплуатации. (например в скв. № 777 с 1,0-1,5 т/сут до 2,5-4,3 т/сут).

За базовый вариант разработки приняты показатели обработки данных за последние шесть лет до начала внедрения.

Технологический эффект от внедрения тех.схемы опытно-промышленной разработки XVIII пласта за период 1983-1987 гг. составил 16,0 тыс. тонн, в том числе : в 1983 г.-3,0 тыс.т ; 1984 г.-2,0 ; 1985 г.-1,5 ; 1986 г.-3,5 ; 1987 г.-6,0.

Этот эффект мог быть значительно больше, при выполнении в полном объеме рекомендаций тех.схемы, таких как технология создания оторочек из хим.реагентов, восстановление фонда добывающих скважин и приведение в соответствие интервалов, отбора и закачки, а также бурение качественных нагнетательных и добывающих скважин.

### **3.4. Выводы по третьей главе**

1. Одним из методов увеличения нефтеизвлечения из пористых сред является щелочной метод, позволяющий увеличить коэффициент

вытеснения нефти, охват пласта заводнением, уменьшить скорость фильтрации вытесняющего и вытесняемого агента в наиболее высокопроницаемых зонах и каналах. Уровень извлечения геологических запасов углеводородов за счет применения щелочного более высокий и рентабельный по сравнению с заводнением. Применение щелочного заводнения эффективно на залежах, нефти которых активно взаимодействуют с щелочным раствором, в результате чего увеличивается взаиморастворимость с нефтями, приводящая к уменьшению межфазного натяжения.

2. Опытнo-промышленное щелочное заводнение залежи нефти III горизонта восточного поля начата в марте 1979 г. Было создано первичная щелочная оторочка концентрации 3-5%, с последующим переходом на закачку 0,3% щелочного раствора с добавлением 0,02-0,03% КМЦ. В процессе опытно-промышленных работ, с марта 1979 г. по сентябрь 1985 г., всего было закачано 1052 т. каустической соды разной концентрации. Технологическая эффективность за этот период составила 20,2 тыс. т. дополнительно добытой нефти, экономическая эффективность превысила 800 тыс. руб.

3. Опытнo-промышленные работы по внедрению модифицированного щелочного заводнения на XVIII горизонте месторождения Южный Аламышик осуществлялось с сентября 1983 г. до начала 1987 г. За этот период было закачано 1150 т. содо-сульфатной смеси (щелочные отходы производства капролактама), и 94,7 т каустической соды, 87 т. кальцинированной соды и 1,4 т. КМЦ. Была создана первичная щелочная оторочка концентрации 5-10% с последующим переходом на закачку щелочного раствора малой концентрации-0,5-1,5%. За время опытно-промышленных работ дополнительно добыто 16 тыс. т. нефти с экономическим эффектом 63,48 тыс. руб.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе исследований по теме « Результаты и перспективы увеличения нефтеотдачи пластов на основе щелочного заводнения» показаны научная новизна, практическая и научная значимость работы и сформулированы следующие теоретические выводы и практические рекомендации.

1. Эффективность извлечения нефти из нефтяных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача по различным странам и регионам составляет 24-45 %. Ещё в более широком диапазоне ( 30-90 %) изменяются остаточные запасы нефти по отдельным разрабатываемым месторождениям, в зависимости от сложности строения и условий разработки.

2. Во всем мире исследования в области увеличения нефтеотдачи пластов устремлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части, особенно в сложных горно-геологических условиях ( малопроницаемые, неоднородные, расчлененные пласты, карбонатные коллекторы, подгазовые нефтяные залежи, объекты с высоковязкими нефтями и т.п.), которые освоенными методами разрабатываются неэффективно.

3. В настоящее время не существует общепринятого представления о характере распределения остаточной нефти в заводненных пластах, а также достоверных оценок по определению его на фактическом материале. Эта проблема чисто фундаментальная, и она пока не исследована в том объеме, как того заслуживает, хотя от этого зависит вся проблема увеличения нефтеотдачи пластов, пути и способы её извлечения.

4. По данным экспертных оценок остаточные запасы нефти ( 100 %) по видам распределяются следующим образом :

1. нефть, остающаяся в слабопроницаемых пропласт как и участках, не охваченных водой, - 27 % ;
2. нефть, в застойных зонах однородных пластов – 19 %;
3. нефть, не вскрытых скважинами – 24 %;
4. капиллярно-удержанная и пленочная нефть – 30 %
5. Нефть, остающаяся в слабопроницаемых пропласт, как и участках, не охваченных водой ; в застойных зонах однородных пластов ; не вскрытых скважинами зонах, которые не охвачены процессом вытеснения вследствие высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов составляет 70% всех остаточных запасов, представляя основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Повысить нефтеотдачу пласта за счёт этой части нефти можно в результате совершенствования существующих систем и технологий разработки и так называемых гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.
6. Капиллярно –удержанная и плёночная нефть остаются в обводнённых коллекторах вследствие их микронеоднородности и может извлекаться только в результате воздействия на нее различных физических и физикохимических процессов и явлений. В настоящее время из известных и промышленно испытанных методов увеличения нефтеотдачи пластов для этой категории остаточных запасов пригодны лишь несколько принципиальных методов.

## **Литература**

1. Бурлуцкая И.П. Хайитов О.Г., Зуфарова Ш.Х., Нефтегазопромысловая геология. Учеб.пособие. –Ташкент: «TALQIN», 2007. -384с.
2. Агзамов А.Х. Хайитов О.Г. Введение в специальность. Учеб. пособие. –Ташкент: ТашГТУ, 2004. -185с.
3. Иванова М.М., Дементьева Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. –М.: Недра, 1985. -422 с.
4. Максимов М.И. геологические основы разработки нефтяных месторождений. –М.: Недра, 1975. -534 с.
5. Покрепин Б.В. способы Эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Учеб.пособие. –Волгоград: «Инфолио», 2008. -352 с.
6. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, Учеб.пособие. / Ш.К.Гиматудинов, И.Н.Дунюшкин, В.М.Зайчев и др. М.: Недра, 1982. -302 с.
7. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учеб. для ВУЗов. –М.: Недра, 1990. -427 с.
8. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учеб.для вузов. –М.: Недра, 1986. -322 с.
9. Извлечения нефти из карбонатных коллекторов. / М.Л.Сургучев, В.И.Колганов, А.В.Говура и др. –М.: Недра, 1987. -230 с.
10. Wayhan D.A., Albrecht R.A., Andrea D.W., Lancaster W.R. Estimating waterflood Recovery in Sandstone Reservoirs // Drill and Prod. Prac. API, 1970. 252-259.
11. Гомзиков В.К., Молотова Н.А., Румянцева А.А. Исследование влияния основных геологических и технологических факторов на конечную нефтеотдачу пластов при водонапорном режиме. –Тр. ВНИИ, 1976, вып. 58, с. 16-30.

12. Ефремов Е.П., Яшин А.Н., Халимов Э.М. Влияние совместной разработки на нефтеотдачу многопластовых объектов. –Нефтяное хозяйство, 1981. №8, с. 32-37.
13. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. М., Недра, 1976.
14. Крейг Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. Перевод с англ. М. Недра, 1974.
15. Методы повышения нефтеотдачи пластов / М.Ф.Свищев, А.И.Вашуркин, М.И.Пятков и др. –Нефтяное хозяйство, 1979, №10. с.29-31.
16. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
17. Геолого-физические условия эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / М.Л.Сургучев, А.Т.Горбунов, С.А.Жданов, Г.С.Малютина. –Нефтяное хозяйство, 1979, №4, с. 29-34.
18. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.Г. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1981.
19. Мухарский Э.Д., Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений платформенного типа. М., Недра, 1972.
20. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., Недра, 1973.
21. Обоснование и эксплуатация нефтяных месторождений Татарии / Р.Х.Муслимов, А.В.Валиханов, В.Д.Лысенко и др. Казань, Татарское книжное издательство, 1973.
22. Агзамов А.Х. Влияние некоторых физико-геологических факторов на эффективность заводнения на примере месторождения Южный Аламышик // Нефт. Промышленность, Сер. «Нефтепромысловое

дело и транспорт нефти». Науч.-техн.информ.сб. /ВНИИОЭНГ. -1985, №12. –С.8-10.

23. Сравнительная оценка эффективности систем разработки карбонатных коллекторов на примере месторождений Ферганской нефтегазоносной области // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. -1988, №2. –С.18-20.

24. Ирматов И.К., Агзамов А.Х., Ибрагимов М.Х. Нефтеотдача месторождений межгорных впадин Средней Азии со сложными геолого-физическими условиями и пути ее увеличения. –Ташкент: Из-во. АН УзССР, 1992. -44с.

25. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Заводнение нефтяных месторождений с осложненными горно-геологическими условиями и пути повышения его эффективности. –Ташкент: Из-во АН Республики Узбекистан. 1992. 60с.

26. Ирматов Э.К., Агзамов а.Х. Дифференциация залежей нефти Ферганской впадины по комплексу геолого-промысловых факторов // Узбекский геологический журнал, 1990. -№3, -С.56-58.

27. Ирматов Э.К., Азимов П.К., Далиев И. Характерные особенности разработки нефтегазовых объектов Ферганы // Сб.науч.тр. Москва. Наука, 1978. –С.1968-172.

28. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Интенсивность применяемых систем разработки нефтяных залежей Ферганской нефтегазоносной области. –Нефтяная и газовая промышленность. 1990. №3, -С.8-11.

29. Мищенко И.Т., Махаров В.А., Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Горн В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. Москва «Недра» 1984г.

30. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей поздней стадии разработки нефтяных залежей //Нефть и газ. -1972. -№10. –с.41-45.

31. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. –М. «Недра».-1988. -199 с.
32. Абызбаев И.И. Выбор вида заводнения для залежей небольших размеров. // Нефтяное хозяйство. –Москва, 1985. -№1. –С. 24-29.
33. Мавлянов А.В., Колдасов Г.А. Нефтеотдача карбонатных коллекторов месторождений Ферганской впадины // Нефтепромысловое дело, 1977, №7. –С.4-6.
34. Назаров С.Н. Результаты неоднородных коллекторов на примере месторождений Ферганы // Нефтяное хозяйство, 1965, №12. –С. 31-38.
35. Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана / А.Р.Ходжаев, А.М.Акрамходжаев, П.К.Азимов и др. –Ташкент: Фан, 1973. -186с.
36. Рахимов Н.Р., Оруджев В.Л. Особенности разработки и эксплуатации месторождений нефтей. –Ташкент: Фан, 1976. -172 с.
37. Специфика разработки нефтяных месторождений Узбекистана (на примере Андиганской группы месторождений) / А.В.Мавлянов, А.Р.Мухидов, А.Х.Ходжиматов и др. –Ташкент: Фан, 1973. -120 с.