Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования

Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

***Допускается к защите в ГЭК***
Заведующий кафедрой
профессор

/_____/ Рогачев М.К./
“___” _____ 2019 г.

# ВЫПУСКНАЯ РАБОТА

**(выпускная квалификационная работа бакалавра)**

**на тему: Повышение эффективности разработки Федоровского газонефтяного месторождения с помощью физико-химических методов**

**Направление подготовки:** 21.03.01 Нефтегазовое дело
(шифр) (наименование направления)

Автор: студент гр. НД-15-1 _____ Йао Куадио Д. Б/
(шифр) (подпись) (Ф.И.О.)

Руководитель: Ст. преподаватель _____ /Шагиахметов.А. М./
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Рецензент: _____ _____ /_____/
(должность) (подпись) (Ф.И.О.)

Санкт-Петербург
2019 год

Министерство науки и высшего образования РФ
Санкт-Петербургский горный университет
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

Утверждаю: зав. кафедрой РНГМ, проф. _____ М.К.Рогачев

**ЗАДАНИЕ НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**

**Студенту** Йао Куадио Донго Базиль **группы** НД-15-1

**1. Тема выпускной квалификационной работы**: Повышение эффективности разработки Федоровского газонефтяного месторождения с помощью физико-химических методов

**Утверждена приказом по вузу от 26.11.2018 №01262 лс/ст**

**2. Исходные данные к работе:** Геолого-промысловые данные об условиях и показателях разработки месторождения, эксплуатации скважин. Информация из технической литературы (включая периодические издания и патенты).

**3. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов):** Анализ геологии Федоровского газонефтяного месторождения. Анализ истории разработки и текущего состояния разработки основного продуктивного пласта $АС_{4-8}$. Применяемые на эксплуатационном объекте $АС_{4-8}$ технологии, направленные на увеличения коэффициента нефтеотдачи. Литературный анализ по теме работы. Обоснование и выбор наиболее эффективной технологии физико-химического воздействия для условий пласта $АС_{4-8}$. Определение технологических параметров и эффективности предлагаемых мероприятий по повышению нефтеотдачи.

**4. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):** 1. Геологические разрезы. 2. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин. 3. Графики разработки. 4. Графики сравнения проектных и фактических показателей разработки. 5. Карты текущих нефтенасыщенных толщин и подвижных запасов нефти. 6. Схема необходимого оборудования.

Дата выдачи задания: « 26 » ноября 2018 г.

Дата представления работы к защите: «10» июня 2019 г.

**5. Руководитель**: ст. преподаватель каф. РНГМ _____ Шагиахметов А. М.

**Задание принял к исполнению:** _____ Йао Куадио Донго Б

## Аннотация

В данной выпускной работе проекте произведен расчёт основных технологических показателей процесса выравнивания профиля притока.

Для расширения масштабов работ по применению осадкогелеобразующих технологий необходимо решить вопросы разработки и изготовления передвижных блочных установок для приготовления и закачивания больших объёмов композиций в скважину и производства морозоустойчивых реагентов для круглогодичной работы на объектах воздействия.

Разумная стратегия в этой области должна предусматривать комплексное решение проблемы, включая широкие фундаментальные исследования, промысловые испытания и соответствующее материально-техническое обеспечение для масштабного применения разработанного метода.

Приведено обоснование проблематики месторождения, подбор и обоснование метода увеличения нефтеотдачи, расчёты основных показателей закачки раствора, эффективности применения метода повышения нефтеотдачи. Дипломный проект изложен на 65 страницах, состоит из 4 частей, содержит 21 рисунок и 12 таблиц.

## Annotation

In this final work, the project calculated the main technological indicators of the process of leveling the inflow profile.

To expand the scope of work on the use of sedimentary technologies, it is also necessary to solve the issues of the development and manufacture of mobile block plants for the preparation and injection of large volumes of compositions into wells and the production of frost-resistant reagents for year-round work at the impact sites.

A sound strategy in this area should include a comprehensive solution to the problem, including extensive basic research, field testing and appropriate logistics for the large-scale application of the developed method.

The substantiation of the problems of the field, selection and justification of the method of increasing oil recovery, calculations of the main indicators of solution injection, the effectiveness of the method of increasing oil recovery. The diploma project is presented on 65 pages and contains 12 tables and 21 figures and consist of 4 parts

## Содержание

Список сокращений и условных обозначений.....6

Введение.....7

1. Геологическая часть и состояние разработки месторождения.....8

1.1. Общие сведения.....8

1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика.....9

1.3. Тектоника Месторождения.....14

1.4. Геолого-физическая характеристика пласта $АС_{4-8}$.....16

1.5. Физико-химические свойства флюидов группы пластов $АС_{4-8}$.....21

1.6. Запасы углеводородов.....24

1.7. Текущее состояние разработки месторождения.....25

1.8. Текущее состояние разработки пласта $АС_{4-8}$.....29

1.9. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки.....35

Выводы к главе 1.....37

2. Подбор и обоснование предлагаемого метода увеличения нефтеотдачи.....39

2.1. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи.....39

2.1.1. Вытеснение нефти из пластов водными растворами поверхностно-активных веществ.....39

2.1.2. Полимерное заводнение нефтяных пластов.....40

2.1.3. Щелочное заводнение.....40

2.1.4. Потокоотклоняющие технологии.....41

2.2. Выбор метода увеличения нефтеотдачи.....43

2.3. Описание метода и механизм вытеснения ПГС «Ритин».....47

2.4. Описание технологии полимер-дисперсного заводнения.....50

Выводы к главе 2.....54

3. Порядок проведение закачки ПГС «Ритин» и требуемое для этого оборудование.....55

3.1. Оборудование, применяемое для закачки реагента в пласт.....55

3.2. Порядок проведения закачки реагента в пласт.....56

3.3. Выбор скважины-кандидата для расчета проведения технологии закачки ПГС Ритин.....58

Выводы к главе 3.....58

4. Технологический расчет.....59

Выводы к главе 4.....61

Заключение.....63

Список использованной литературы.....64

## Список сокращений и условных обозначений

ВНК – водонефтяной контакт;

ВПП – выравнивание профиля приемистости;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГНК **–** газонефтяной контакт;

ГОК – гелеобразующий компонент;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНС – кустовая насосная станция;

МПДС – модифицированные полимерно-дисперсные системы;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ОГОТ – осадкогелеобразующая технология;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ОПР – опытно-промышленная разработка;

ОПУ – опытно-промышленный участок;

ПАА – полиакриламид;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПГС – полимерно-гелевые соединения;

ПДС – полимерно-дисперсные системы;

ПЗ – призабойная зона;

СТА – сульфированный тощий абсорбент;

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи;

ЦКР – центральная комиссия по разработке;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЩСПК – щелочные стоки капролактама (ЩСПК).

## Введение

В процессе разработки при применении поддержания пластового давления продукция месторождения постепенно обводняется. На заключительной стадии разработки обводнённость становится большой проблемой. Она может достигать 99%. Таким образом, поддержание пластового давления путём закачки воды в нагнетательные скважины, работавшее на предыдущих стадиях разработки, на заключительной стадии нужно модифицировать. Эффективным решением является применение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Путём добавления химических реагентов в закачиваемую воду можно увеличить коэффициент вытеснения и коэффициент охвата, что может значительно увеличить основной период разработки месторождения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является повышение эффективности разработки Федоровского газонефтяного месторождения с помощью физико-химических методов.

Для решения данной цели поставлены следующие задачи:

- анализ геолого-физической характеристики месторождения;
- анализ текущего состояния разработки;
- выбор наиболее эффективной технологии физико-химического метода;
- выбор перспективного объекта для применения предложенной технологии физико-химического метода увеличения нефтеотдачи;
- расчет технологической эффективности проводимого мероприятия.

# 1. Геологическая часть и состояние разработки месторождения

## 1.1. Общие сведения

Фёдоровское — крупное нефтегазовое месторождение в России. Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи города Сургут. Открыто в 1971 году.




Рисунок 1.1. – Ханты-Мансийский автономный округ и Фёдоровское месторождение (отмечено флажком) на карте России

Первоначальные запасы нефти составляли 2,0 млрд тонн (по данным доклада Минприроды, на конец 2009 года запасы сократились до 189,9 млн т нефти по АВС1, при этом по сравнению с предыдущим годом падение составило 4,5 % за год). Залежи на глубине 1,8-2,3 км. Начальный дебит скважин 17-310 т/сут. Плотность нефти 0,86-0,91 г/см$^3$.

Таблица 1.1. Начальные геологические запасы:

| | Геологические | Извлекаемые |
|---|---|---|
| Нефти | 2104904 тыс. т по категориям ВС1 | 750131 тыс. т по категориям ВС1 |
| | 314756 тыс. т по категории С2 | 53623 тыс. т по категории С2; |
| Растворенного газа | 150731 млн. м3 по категориям ВС1 | 57760 млн. м3 по категориям ВС1 |
| | 17575 млн. м3 по категории С2 | 3011 млн. м3 по категории С2 |
| Газа газовых шапок | 220316 млн. м3 по категории С1; | - |
| | 1633 млн. м3 по категории С2; | - |
| Конденсата | 7975 тыс. т по категории С1; | 6899 тыс. т по категории С1 |
| | 60 тыс. т по категории С2; | 52 тыс. т по категории С2 |

Коэффициенты извлечения нефти:

- 0.356 по категориям ВС1;
- 0.170 по категории С2.

Коэффициенты извлечения конденсата:

- 0.865 для запасов категории С1;
- 0.865 для запасов категории С2.

Месторождение относится к Западно-Сибирской провинции.

Оператором месторождения является российская нефтяная компания ОАО «Сургутнефтегаз», для которой оно является основной ресурсной базой. Добыча нефти на месторождении в 2007 году составила 12,5 млн тонн.

Климат характеризуется продолжительной зимой с сильными ветрами, и сравнительно коротким летом. Средняя температура самого холодного месяца января – 21,4 °С. Толщина снежного покрова до 60-75 см. Продолжительность периода с устойчивыми морозами составляет 164 дня. Лето короткое (50-60 дней), умеренно теплое и пасмурное, с частыми заморозками. Средняя температура самого теплого месяца (июля) +16.8 °С, с абсолютным максимумом +34 °С. Годовое количество осадков составляет 676 мм.

### 1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика

Геологическое строение Федоровского месторождения составляют пласты доюрских комплексов (фундамент палеозоя, отложения промежутка пермо-триасового комплекса), а также отложения осадочного чехла мезозоя и кайнозоя.

Породы, которые слагают палеозойский фундамент месторождения не пробурены. Ряд отложений доюрских оснований были вскрыты поисково-разведочными скважинами №№61Р, 69Р, 131Р, 202Р, 4202П и 4262П. Анализируя керн доюрской толщи, надо отметить, что она представлена темно-серыми базальтами с слегка зеленоватым оттенком, базальтовым составом порфирита и их туфами. Мощность базальта точно не известна, но скважина №131Р вскрыла 1200 м базальтов. Сводный литолого-стратиграфический разрез Федоровского месторождения представлен в приложении.

Образования доюрского периода имеют стратиграфическое несогласие и перекрыты песчано-глинистыми породами, принадлежащих к юрской системе.

**Юрская система** представлена 3 отделами - нижним, средним и верхним.

Отложения периода возраста нижней юры представляются горелой свитой. В литологическом отношении свита подразделяется на 4 основных пласта: пласт ЮС11 (представлен песчано-алевритовыми отложениями), тогурская глинистая пачка, пласт ЮС10 (переслоенные алеврито-глинисто-песчаных отложений морского происхождения) и радомская пачка, которая сложена темно-серыми аргиллитами, с прослоями углистых.

*Тюменская свита* (средняя юра) представлена заметным переслоением серо-цветных, мелких, алевритистых, аркозовых песчаников, серых крупных алевролитов и темно-серых, серых со небольшим зеленым оттенком аргиллитов. В кровле данного комплекса находится нефтеносный пласт ЮС2, который переслаиванием песчаников темно-серых плотных, тонко- и мелкозернистых, крепко сцементированных. Суммарная мощность пласта достигает 20 м.

Верхнеюрский отдел представлен васюганской, георгиевской и баженовской свитами.

*Васюганская свита* вскрыта на разных участках месторождения. Основание свиты составляют темные тонко-отмученные, местами битуминозные аргиллиты. В верхней части залежи происходит чередование темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. В кровле свиты находится нефтеносный пласт $ЮС_1$.

Мощность свиты составляет 103 м (скв. №97Р).

*Георгиевская свита* состоит из черных аргиллитов с огромным количеством остатков рыб. В некоторых участках существуют единичные прослои глинистого известняка.

Толщина свиты от 2 до 7 м.

*Баженовская свита* выражена серо-темными, черными с коричневым оттенком аргиллитами битуминозного характера. На 1/2 площади Федоровского месторождения (в центральной, западной и восточной его частях) строение баженовской свиты является аномальным.

Толщина свиты достигает 120 м (скв. №4285Р).

**Меловая система** представлены двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел сложен осадками сортымской, усть-балыкской, сангопайской, алымской и нижней частью покурской свит; верхний отдел представлен средней и верхней частями покурской свиты, кузнецовской, березовской и ганькинской свитами.

*Сортымская свита* (берриасский и валанжинский ярусы) включает в себя толщи разного состава по генезису и морфологии. Основание свиты составляют подачимовские морские глины, имеющие толщину 10-20 м.

В нижней части свиты находятся клиноформные пласты, имеющие форму линзы, и они образуют ачимовскую толщу. Отложения ачимовской пачки — это переслоение песчаников и аргиллитов. Ачимовские отложения, которые имеют распространение по всей площади Федоровского месторождения, продуктивны.

Суммарная толщина ачимовской свиты составляет 211 м.

Участок верхней сортымской свиты слагается темно-серым аргиллитом с единичными прослоями аркозового песчаника и алевролита, к которым приурочен нефтеносный пласт $БС_{10}$.

Заканчивается разрез сортымской свиты одной пачкой аргиллитоподобных темно-серых глин, слабоалевритистых с небольшими прослоями алевролитов, имеющих распространение по всему региону и по стратиграфической шкале, выделяется чеускинской толщей, в которой выделен нефтеносный пласт $БС_{10}^{1}$.

В пределах свиты встречается различная фауна аммонитов и фораминифер, принадлежащих к берриасскогому и валанжинскому ярусу.

Суммарная мощность сортымской свиты равняется 506-556 м.

*Усть-балыкская свита* имеет 2 подсвиты: нижнюю и верхнюю. Разрез нижней подсвиты включает песчаные пласты $БС_8$, $БС_9$, а верхний включает пласты серии $БС_1$–$БС_7$. Между подсвитами выделена сармановская пачка (является зональным репером Широтного Приобья), в основном, глинистая, глины аргиллитоподобные от серых до темно-серых, как правило однородные. Нефтеносность отложений усть-балыкской свиты приурочена к пластам $БС_{1-2}$.

Усть-балыкская свита представлена толщей переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин валанжин-готеривского, которые имеют возраст мощностью до 240 м.

Верхняя часть усть-балыкской свиты представлена пимской пачкой, в которой находятся темно-серые, однородные аргиллитоподобными глинами и является разделом между усть-балыкской и сангопайской свитами.

Мощность пимской пачки находится в диапазоне от 23 до 30 м.

*Сангопайская свита* объединила песчаные пласты $АС_4$–$АС_{12}$, 6 из которых являются продуктивными: $АС_{4-6}$, $АС_{7-8}$, $АС_9$. Осадки свиты были сформированы в мелких водах или даже были замкнуты континентальными бассейнами. Доказательством этого является состав, цвет пород, и еще ряд органических включений. Глины серого цвета, серо-зеленые до насыщенно зеленых, с неявновыраженной слоистостью, зачастую с небольшими зеркалами скольжения, имеют тонкий слой во многом за счет более светлых алевритовых слоев и намыва углистых материалов.

Аргиллит темно-серый, плотный, излом неровный, слюдистый, алевритистый, иногда встречается оолитовая текстура.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, в основном, полимиктового строения, слои косые, имеющие ряд включений и намывов на плоскостях наслоения углистого и растительного детрита, а на определенных участках глинистого сидерита.

Сангопайская свита имеет готерив-барремский возраст.

Толщина свиты достигает 140 м.

*Алымская свита* находится в основании аптского яруса и представляется темно-серыми в основной части аргиллитами черного цвета с песчаниками и алевролитами.

Мощность алымской свиты составляет 132 м.

*Покурская свита* представлена неравномерным переслаиванием алеврито-песчанистых и глин, имеющих различную толщину пластов и пачек, невыдержанных по площади.

Нижний участок свиты, который относится к апт-альбскому ярусу, выражен чередованием песчаника, алевролита, аргиллитоподобной глины и аргиллита.

В верхнем участке покурской свиты, который относится к сеноманскому возрасту, выделен мощные песчано-алеврито-глинистые толщи пород. Пески, а также песчаники сеноманских залежей имеют окраску серого цвета, имеющие мелко- и среднезернистый размер, сцементированы слабо или рыхло, в разной степени состоящие из глин.

Мощность свиты до 843 м.

*Кузнецовская свита* выражена глинами темно-серого цвета, приуроченных к морским осадкам туронского яруса.

Мощность достигает 29 м.

*Березовская свита* (коньякский, кампанский, сантонский ярусы) делится на 2 подсвиты: нижняя-имеет форму опоки, верхняя – состоит в основном из глин.

Мощность свиты достигает 145 м.

*Ганькинская свита* (маастрихский и датский ярусы) представлена породами глинистого строения с серо-темной (нижний участок залежи) и серой с голубовато-зеленоватыми оттенками (верхний участок разреза) окраской.

Толщина свиты достигает 86 м.

**Палеогеновая система.**

*Талицкая свита* (палеоценовый отдел) слагается глинами, имеющими темно-серый цвет, однородное строение, с прослоями алевролитов.

Мощность достигает 120 м.

*Люлинворская свита* (эоценовый отдел) представлена глинами темно-серого и серого цвета с гнездами глауконита.

Толщина свиты достигает 203 м.

*Тавдинская свита* (верхи эоцена и низы олигоцена) представлена зелеными вязкими глинами с присыпками алевролита и прослоями и линзами глинистого сидерита.

Толщина свиты около 170 м.

*Атлымская свита* (нижняя часть олигоценового отдела) выражена мелкозернистым песчаником серого цвета, в основном кварцевыми в нижней части разреза и чередованием глин и песков с прослоями бурых углей в верхней части разреза.

Толщина свиты до 100 м.

*Новомихайловская свита* (средняя часть олигоценового отдела) представлена чередованием глин, песков, алевролитов и бурых углей.

Толщина свиты до 80 м.

*Туртасская свита* (верхняя часть олигоценового отдела) сложена сильноглинистыми серыми алевролитами.

Толщина свиты около 40 м.

**Четвертичная система** выражена песчаниками, алевритистой глиной с галькой и гравием. Современные осадки выражены аллювием поймы и покровными отложениями.

Мощность данных отложений достигает 40 м.

### 1.3. Тектоника Месторождения

Исходя из тектонических карт Западно-Сибирской плиты, Федоровское месторождение располагается в центральной, самой приподнятой части Сургутского свода. В тектоническом отношении она приурочена к Федоровской вершине, граничащая на западе с Быстринским валом, а на юго-

востоке – с Восточно-Сургутской террасой, а на востоке с Ярсомовским крупным прогибом, который разделяет е структурные элементы I-го порядка Сургутский и Вартовский своды. Большие структурные элементы I-го порядка осложняются небольшими, например Вершинной ложбиной – в южной части, Савуйской седловиной и Тончинским прогиб – на северной части (рис. 1.2).

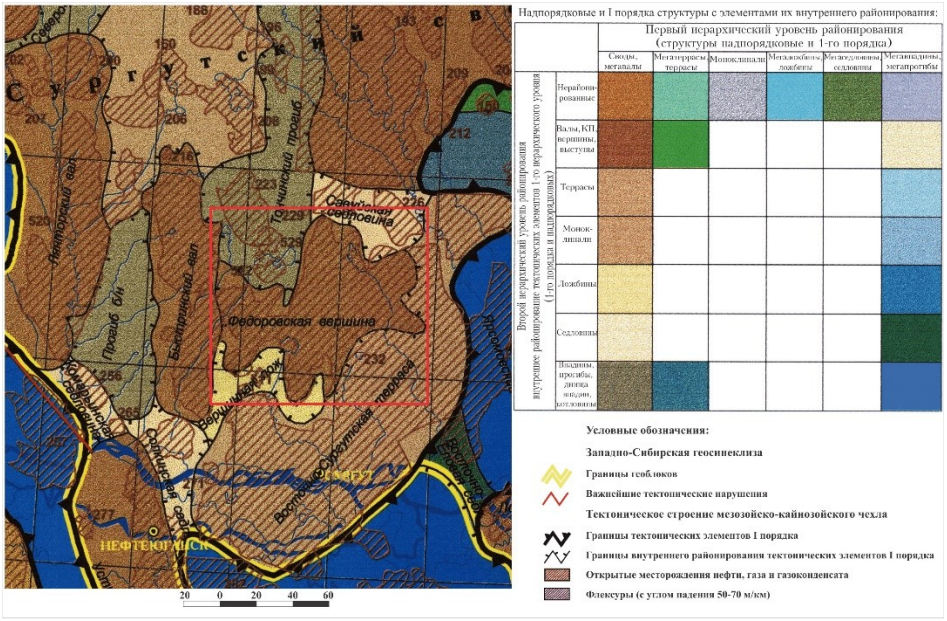



Рисунок 1.2 - Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты»

По одному из отражающих горизонтов Б, Федоровский малый вал выражен собой большую брахиантиклинальную складку 2 порядка, имеющей простирание с севера на восток, и с серьезно изрезанными в плане очертаниеми, и осложненную положительными структурами 3 порядка: Вершинное, Северо-Сургутское, Федоровское, Оленье, Варенское, Той-Лорское, Моховое, Восточно-Моховое локальные поднятия.

Тектоническое строение исследуемой площади имеет сложный характер. Данные геолого-физических испытаний говорят об связи тектонического развития территории, которая проявляется в схожести структурной карты по различным горизонтам, имеющей тенденцию выполаживания структурных форм от древних отложений к более молодым.

### 1.4. Геолого-физическая характеристика пласта $АС_{4-8}$

Федоровское газонефтяное месторождение располагается в центре Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области (рис. 1.3).

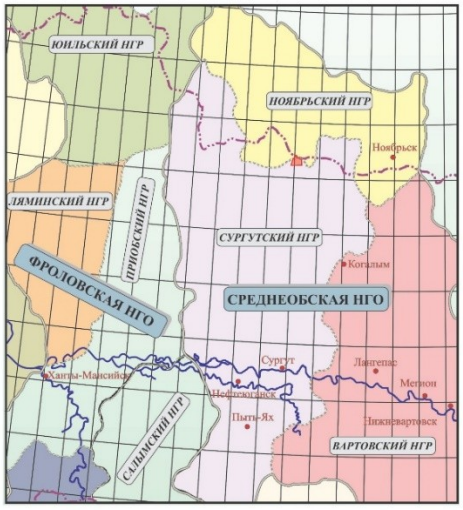



Рисунок 1.3. Фрагмент схемы нефтегеологического районирования территории ХМАО

Месторождение имеет много пластов, промышленная нефтегазоносность была выявлена в нижнемеловых отложениях сангопайской свиты баремского возраста (пласты $АС_{4-8}$, $АС_6^1$, $АС_{7-8}$, $АС_9$), усть-балыкской свиты готеривского возраста (пласт $БС_{1-2}$), сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста (пласты $БС_{10}^1$, $БС_{10}$, $БС_{14}^ф$, $БС_{15}^ф$, $БС_{16}$, $БС_{16}^ф$, $БС_{17}$, $БС_{17}^ф$, $БС_{17}^{1ф}$, $БС_{18}$, $БС_{18}^ф$, $БС_{19}$) и средне-верхнеюрских отложениях васюганской (пласты $ЮС_1^{1-2}$, $ЮС_1^3$) и тюменской свит (пласты $ЮС_2^1$, $ЮС_2^2$). Итого на месторождении в 21 пласте было выявлено 128 залежей нефти и газа.

Прибрежно-морской генезис отложений, относящихся к неокомскому возрасту, выражен частым переслаиванием песчано-глинистых пород, замещением коллекторов на определенных участках, имеющих плохо проницаемые интервалы или глинами по разрезу и площади. Пласт $АС_{4-8}$ включает в себя пласты $АС_4$, $АС_{5-6}$, $АС_{5-8}$. Залежь верхнего пласта $АС_4$ является самой большой по размерам на Федоровском месторождении, контур нефтеносности включает в себя Федоровский, Северо-Сургутский, Моховой и

Восточно-Моховой участки. От нижележащих пластов $АС_4$,отделен перемычкой, которая невыдержана по толщине и по его площади, что обусловливает гидродинамическую связь его с пластами $АС_{5-8}$ ,которые расположены в центре и на востоке месторождения, и с пластами $АС_{5-6}$ на западе. Залежи пласта $АС_{5-8}$ на Моховой и Восточно-Моховых участках, и залежь пласта $АС_{5-6}$, находящихся на Федоровской площади, имеют общий уровень отметок ГНК и ВНК.

Разрез пласт имеет высокую расчлененность, количество проницаемых участков по данным ГИС находится в диапазоне от 2 до 31 м, средний коэффициент расчлененности равняется 9.6. Толщины проницаемых пропластков варьируются от 0.2 м до 40.8 м. Коэффициент песчанистости разреза находится в диапазоне от 0.064 до 0.945 и среднее значение равняется 0.559. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств пласта имеют следующие значения: пористость – 26.4%, проницаемость – $300 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$. Средняя газонасыщенность равна 62.9%, нефтенасыщенность - 55.2%.

В пласте выявлены две залежи.

Основная залежь - самая крупная на Федоровском месторождении, общим контур нефтеносности включает в себя Федоровскую, Северо-Сургутскую, Моховую и Восточно-Моховую площади. Залежь газонефтяная, пластово-сводовая, в западной части объединена с залежами одноименного пласта Дунаевского месторождения. Залежь имеет размеры 52.0х46.7 км, высота составляет примерно 60 м. Выделяется три газовые шапки, которые имеют размеры 0.5х0.4, 5х4.5, 45.0х38.7 км и высотами 1.8, 17, 47 м соответственно.

Залежь была вскрыта на абсолютных отметках от -1762.3 м (скв. №1441) до -1818.2 м (скв. №61Р). Эффективные толщины изменяются от 3 м (скв. №1074) до 54.7 м (скв. №6261). Эффективные толщины нефтенасыщения изменяются от 0.3 м (скв. №3660) до 15.4 м (скв. №2298), газонасыщения - от 0.4 м (скв. №8038) до 38.4 м (скв. №939). Средняя по залежи эффективная толщина нефтенасыщения пласта равна 4.6 м, газонасыщения - 8.1 м.

Газонефтяной контакт залежи находится на абсолютной отметке – 1809.5 м. Средняя абсолютная отметка водонефтяного контакта залежи равняется – 1819.0 м.

Залежь, которая находится в районе скважины №2048Р – нефтяная, массивная, располагается в районе Тойлорского участка. Размеры залежи составляют - 2.5х1.4 км, высота составляет 6.0 м.

Залежь была вскрыта в районе абсолютной отметки от -1811.7 м (скв. №2048Р) до -1817.7 м (скв. №8713).

Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяются от 0.8 м (скв. №8713) до 4.1 м. (скв. №13172). Средняя по залежи эффективная толщина нефтенасыщенности пласта равняется 1.4 м.

В районе залежи пласт опробован двумя поисково-разведочными скважинами. В скважине №2061Р получен безводный приток нефти дебитом 55.7 $м^3$/сут, в скважине №2048П – приток нефти с водой дебитом 51.8 $м^3$/сут, обводненность – 83%.

Средняя абсолютная отметка ВНК залежи составляет -1817.9 м.

По гранулометрическим характеристикам, фильтрационно-емкостным параметрам и составу цемента в отложениях объекта $АС_{4-8}$ выделено 4 литотипа пород: литотип 1 – «песчаники», литотип 2 – «алевролиты», литотип 3 – «глинистые алевролиты и аргиллиты», литотип 4 – «песчаники и алевролиты с карбонатным цементом». К коллекторам отнесены породы 1-го литотипа и большая часть пород 2-го литотипа, их характеристика приведена в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Средние значения петрофизических параметров песчаников и алевролитов по объекту $АС_{4-8}$

| Аналитический параметр | Литотип "песчаники" | | | | Литотип "алевролиты" | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Число анализов | Миним. значение | Максим. значение | Среднее значение | Число анализов | Миним. значение | Максим. значение | Среднее значение |
| Открытая пористость, % | 1186 | 19,1 | 31,7 | 26,7 | 703 | 13,2 | 31,0 | 25,6 |
| Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм$^2$ | 693 | 30 | 3156,0 | 573,6 | 378 | 0,76 | 575,2 | 101,7 |
| Проницаемость перепендикулярно напластованию, $\cdot 10^{-3}$ мкм$^3$ | 68 | 94 | 1247,0 | 324,5 | 54 | 4,65 | 266,0 | 107,0 |
| Водоудерживающая способность, % | 651 | 12,0 | 58,6 | 27,2 | 332 | 27,2 | 77,0 | 40,5 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Плотность объемная, г/см$^3$ | 1186 | 1,80 | 2,25 | 1,94 | 703 | 1,83 | 2,26 | 2,00 |
| Плотность минералогическая, г/см$^3$ | 1186 | 2,55 | 2,83 | 2,65 | 703 | 2,56 | 2,90 | 2,67 |

Коллекторские свойства пород объекта $АС_{4-8}$ высокие. Преобладают коллекторы II и III классов. Доля пород I класса составляет около 10%. Средние значения коллекторских свойств по пласту приведены в таблице 1.3. Открытая пористость пород пласта в целом изменяется от 1.0 до 31.7%, газопроницаемость изменяется от 0.01 до $3156 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$, водоудерживающая способность определена только для образцов с проницаемостью более $1 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$ и изменяется в пределах 12.0-74.2%. Для коллекторов минимальная пористость составляет 17.0%, проницаемость - $1 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$.

Таблица 1.3. Средние значения петрофизических параметров объекта $АС_{4-8}$

| Аналитический параметр | Коллектор | | | | Пласт в целом | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | число анализов | минимум | максимум | среднее значение | число анализов | минимум | максимум | среднее значение |
| Открытая пористость, % | 1943 | 17.0 | 31.7 | 26.0 | 2114 | 1.0 | 31.7 | 25.0 |
| Проницаемость, параллельно напластованию, $10^{-3}$ мкм$^2$ | 1096 | 1.0 | 3156.0 | 397.9 | 1175 | 0.01 | 3156.0 | 371.2 |
| Проницаемость, перпендикулярно напластованию,$10^{-3}$ мкм$^2$ | 125 | 1.2 | 1247.0 | 222.8 | 126 | 0.7 | 1247.0 | 221.1 |
| Водоудерживающая способность, % | 1002 | 12.0 | 74.2 | 32.2 | 1045 | 12.0 | 98.0 | 34.4 |
| Плотность объемная, г/см$^3$ | 1943 | 1.80 | 2.26 | 1.97 | 2114 | 1.80 | 2.87 | 2.01 |
| Плотность минералогическая, г/см$^3$ | 1943 | 2.55 | 2.90 | 2.66 | 2114 | 2.55 | 3.12 | 2.66 |

На рисунках 1.4-1.7 представлены разрезы по объекту разработки $АС_{4-8}$, условные обозначения приведены на рисунке 1.8.

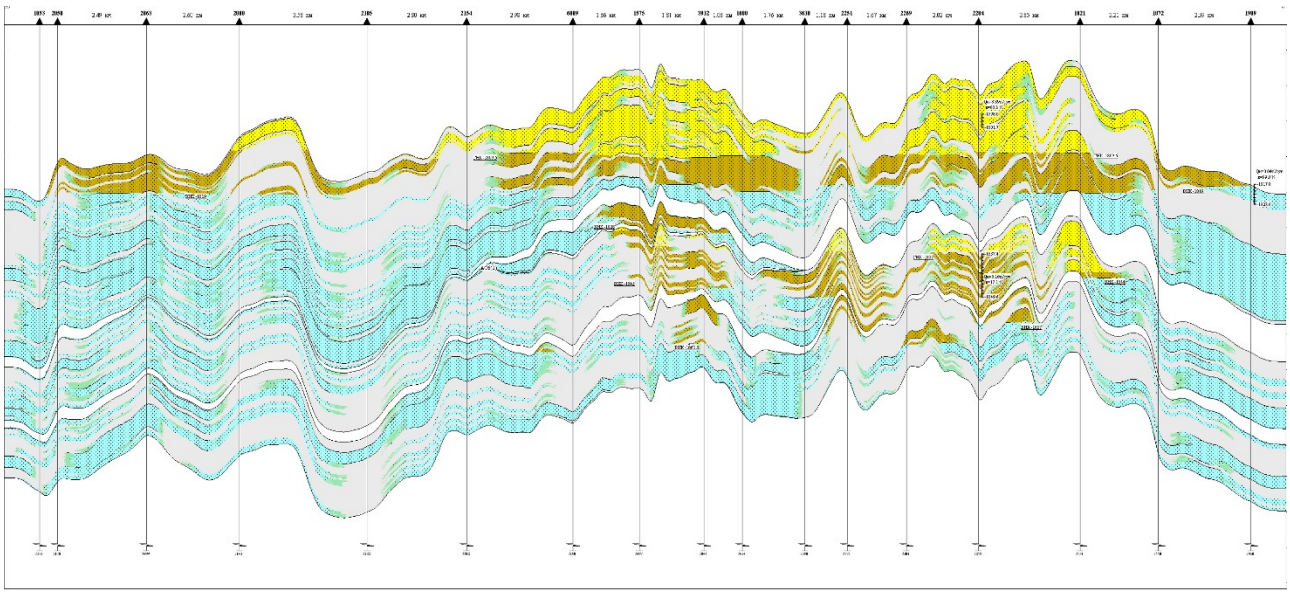


Рисунок 1.4. Геологический разрез объекта разработки $АС_{4-8}$ Федоровской площади с юга на север

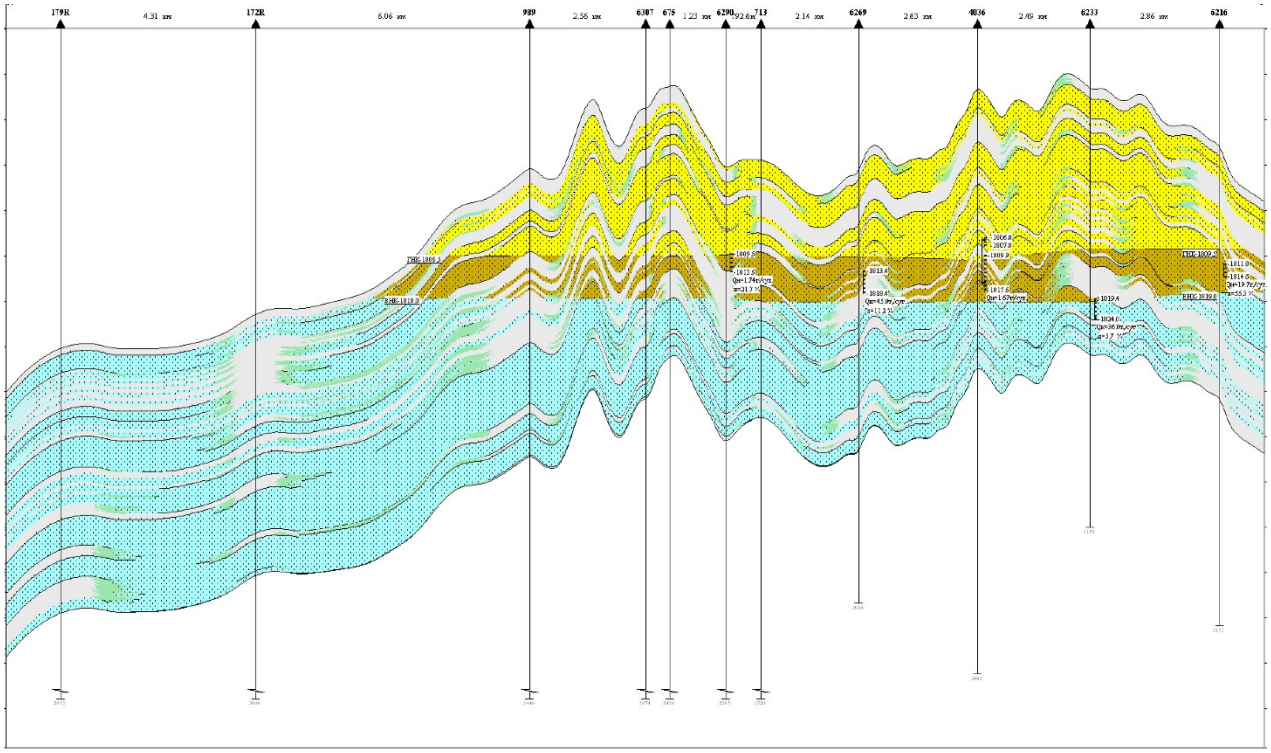


Рисунок 1.5. Геологический разрез объекта разработки $АС_{4-8}$ Моховой площади с юга на север

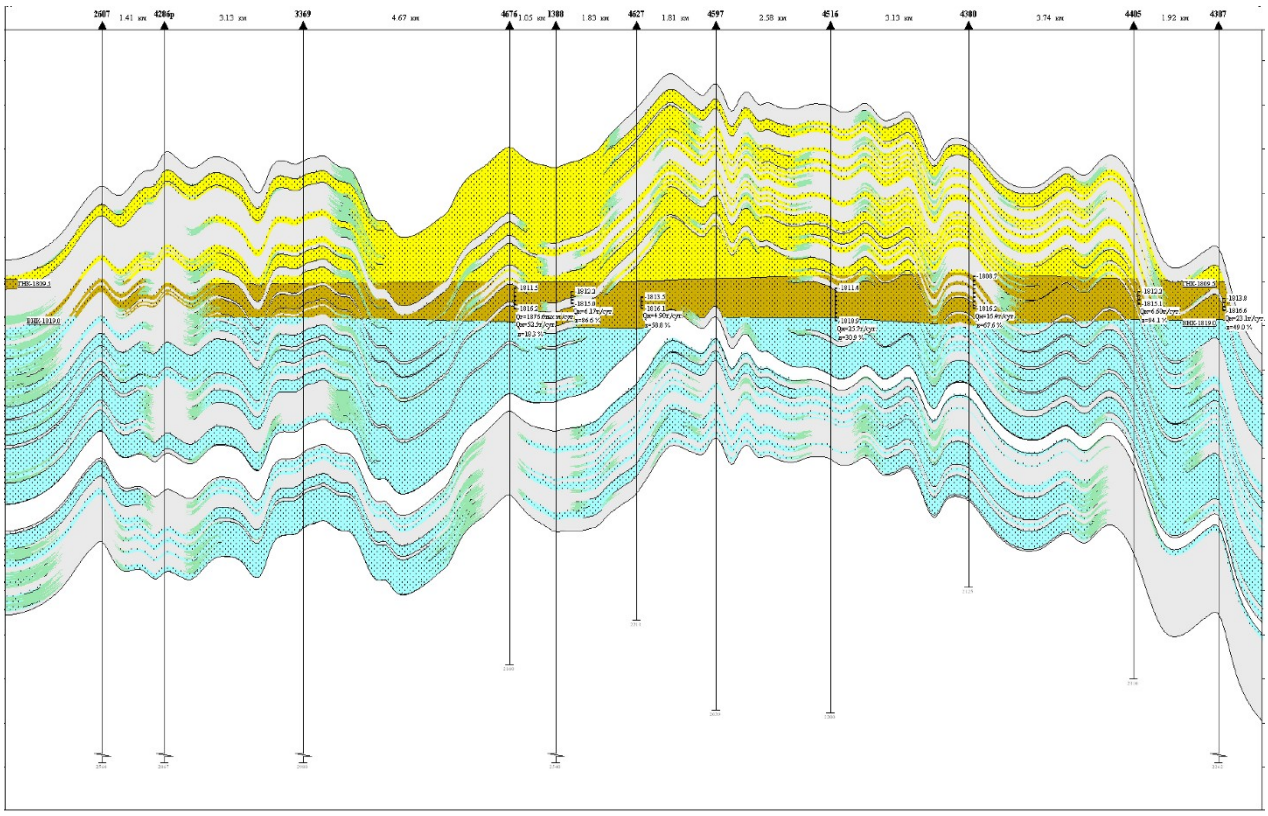


Рисунок 1.6. Геологический разрез объекта разработки $АС_{4-8}$ Восточно-Моховой площади с юга на север




Рисунок 1.7. Условные обозначения для рисунков 1.4-1.6.

### 1.5. Физико-химические свойства флюидов группы пластов $АС_{4-8}$

При изучении физико-химических характеристик нефти и растворенного газа пластовых объектов $АС_4$, $АС_{5-8}$, $АС_6$, $АС_{7-8}$ на этапе подсчета были использованы результаты экспериментальных исследований проб больших глубин путём стандартного сепарирования (методом однократного разгазирования) из 16 скважин, которые как правило относятся к пласту $АС_{5-8}$. Пласты $АС_6^1$ и $АС_{7-8}$ глубинными пробами не охарактеризованы, исследованы только поверхностные (устьевые) пробы продукции скважин. Учитывая идентичность состава и свойств дегазированной нефти и растворенного газа, подсчетные параметры объектов

$АС_6^1$ и $АС_{7-8}$ приняты по аналогии с экспериментально обоснованными параметрами пластовой нефти комплекса $АС_{4-8}$.

Проведенный анализ и обработанные результаты испытаний глубинных проб подтвердили сделанные ранее выводы о неоднородности нефтей в пределах выделенного объекта, которые вызваны специфическими особенностями залежи, имеющих газовую шапку. Так как отсутствуют выраженные отличия в физико-химических характеристиках пластовой нефти различных пропластков, подсчетные показатели флюидов были приняты одинаковыми для всего выделенного объекта $АС_{4-8}$ (см. табл. 1.4).

Таблица 1.4. Свойства пластовой нефти в пласте $АС_{4-8}$

| Наименование параметров, характеристик | **Пласт $АС_{4-8}$** | |
|---|---|---|
| | диапазон значений | средние значения |
| Пластовое давление, МПа | 17.6 - 20.8 | 18,9 |
| Пластовая температура, $^0$С | 53 - 68 | 57 |
| Давление насыщения, МПа | 9.1 - 19.0 | 13,6 |
| Газосодержание (стандартная сепарация), м$^3$/т | 29 - 97 | 58 |
| Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м$^3$/т | 27 - 91 | **51** |
| Плотность нефти в условиях пласта, кг/м$^3$ | 798 - 890 | 857 |
| Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с | 3.62 - 10.15 | 6,00 |
| Коэффициент объемной упругости, 1/МПа*10$^{-4}$ | 6.4 - 14.0 | 9,5 |
| Плотность растворенного газа, кг/м$^3$ при 20$^0$С: | | |
| - при однократном разгазировании | 0.695 - 0.805 | 0,759 |
| - при дифференциальном разгазировании | 0.659 - 0.744 | 0,709 |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м$^3$ при 20$^0$С: | | |
| - при однократном разгазировании | 880 - 926 | 913 |
| - при дифференциальном разгазировании | 877 - 925 | **909** |
| Объемный коэффициент, доли ед.: | | |
| - при однократном разгазировании | 1.056 - 1.192 | 1,119 |
| - при дифференциальном разгазировании | 1.054 - 1.174 | 1,100 |
| Пересчетный коэффициент, доли ед., | | |
| - при дифференциальном разгазировании | 0.852 - 0.949 | **0,91** |
| Количество исследованных проб (скважин): | | |
| при однократном разгазировании | 42(26) | |
| при ступенчатом разгазировании | 18(17) | |

Компонентный состав растворенного нефтяного газа и нефти был определен на основании результата хроматографического анализа жидкой и газовой фаз при дегазации глубинных проб (табл. 1.5).

Таблица 1.5. Состав нефти и газа

| Наименование компонентов, параметров | **Пласт $АС_{4-8}$ (в т.ч. $АС_6^1$, $АС_{7-8}$)** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях | | При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях | | пластовая нефть |
| | выделившийся газ | нефть | выделившийся газ | нефть | |
| Компонент | Молярная концентрация компонентов, % | | | | |
| - сероводород | о т с у т с т в у е т | | | | |
| - двуокись углерода | 0.66 | 0.00 | 0.48 | 0.00 | 0.25 |
| - азот+редкие, | 1.51 | 0.00 | 1.22 | 0.00 | 0.59 |
| в т.ч. гелий | 0.005 | 0.00 | 0.005 | 0.00 | |
| - метан | 94.02 | 0.17 | 95.73 | 0.38 | 37.87 |
| - этан | 0.82 | 0.01 | 0.78 | 0.09 | 0.36 |
| - пропан | 0.81 | 0.09 | 0.78 | 0.41 | 0.48 |
| - изобутан | 1.05 | 0.29 | 0.47 | 0.73 | 0.58 |
| - нормальный бутан | 0.20 | 0.16 | 0.14 | 0.32 | 0.20 |
| - изопентан | 0.21 | 0.25 | 0.09 | 0.48 | 0.29 |
| - нормальный пентан | 0.06 | 0.19 | 0.04 | 0.27 | 0.14 |
| - гексаны | 0.29 | 1.98 | 0.17 | 3.64 | 1.50 |
| - гептаны | 0.28 | 4.41 | 0.09 | 4.51 | 2.13 |
| - октаны | 0.09 | 3.74 | 0.02 | 2.70 | 1.50 |
| - остаток $C_9$+высшие | 0.00 | 88.70 | 0.00 | 86.48 | 54.10 |
| Другие характеристики | Значение | | | | |
| Молекулярная масса | 18.26 | 304 | 17.06 | 303 | 194 |
| Плотность | | | | | |
| - газа, кг/м$^3$ | 0.759 | | 0.709 | | |
| - газа относительная | | | | | |
| (по воздуху), доли ед. | 0.630 | | 0.588 | | |
| - нефти, кг/м$^3$ | | 913 | | 909 | |

В пласте с нефтяной зоной объем растворенного в нефти газа напрямую зависит от местонахождения скважины и от фазового состояния флюида в ПЗП. При прорыве к скважине газа из газовой шапки значение газового фактора может варьироваться неконтролируемо в сторону увеличения. Из результатов опытно-промысловых исследований следует, при прорыве в скважину природного газа (до 6-7 тыс. м$^3$/т) плотность добываемого газа уменьшается в сравнении со скважиной нефтяной зоны из-за добычи из газа

газовой шапки. Прорыв газа из газовой шапки к забою перфорированных добывающих скважин обусловливается, в основном, геологическим строением пласта $АС_{4-8}$, когда отсутствует надежный экран и сравнительно небольшие расстояния от верхних дыр фильтра до газо- и газонефтенасыщенной части разреза пласта даже при низких депрессиях на пласт не позволяют эксплуатировать скважину на режиме отсутствия газа.

В нефтяной зоне пластовые нефти повышенной плотности (857 кг/м$^3$), вязкие (в среднем 6.0 мПа·с), с невысоким газовым фактором (до 50-55 м$^3$/т). С приближением к зоне газонефтяного контакта газонасыщенность нефти закономерно увеличивается.

По материалам хроматографического анализа нефтяные газы сухие с содержанием целевых компонентов группы $С_3$+высшие (при дифференциальном разгазировании) около 140 г/м$^3$.

Дегазированная нефть (по результатам анализа устьевых проб) тяжелая (до 930 кг/м$^3$), вязкая (в среднем около 70 мПа·с), преимущественно малосмолистая, парафинистая, сернистая, с выходом фракций до 350$^0$С около 40-45% объемных.

По результатам рентген-флюоресцентного анализа концентрация микрокомпонентов в нефти незначительна и не достигает промышленных кондиций. Так, в частности, содержание ванадия колеблется от 40 до 57 г/т, никеля – от 6 до 11 г/т.

### 1.6. Запасы углеводородов

Первоначальные запасы нефти составляли 2,0 млрд тонн (по данным доклада Минприроды, на конец 2009 года запасы сократились до 189,9 млн т нефти по АВС1, при этом по сравнению с предыдущим годом падение составило 4,5 % за год). Залежи на глубине 1,8-2,3 км. Начальный дебит скважин 17-310 т/сут. Плотность нефти 0,86-0,91 г/см$^3$.

Таблица 1.6. Начальные геологические запасы:

| | Геологические | Извлекаемые |
|---|---|---|

| | | |
|---|---|---|
| Нефти | 2104904 тыс. т по категориям ВС1 | 750131 тыс. т по категориям ВС1 |
| | 314756 тыс. т по категории С2 | 53623 тыс. т по категории С2; |
| Растворенного газа | 150731 млн. м3 по категориям ВС1 | 57760 млн. м3 по категориям ВС1 |
| | 17575 млн. м3 по категории С2 | 3011 млн. м3 по категории С2 |
| Газа газовых шапок | 220316 млн. м3 по категории С1; | - |
| | 1633 млн. м3 по категории С2; | - |
| Конденсата | 7975 тыс. т по категории С1; | 6899 тыс. т по категории С1 |
| | 60 тыс. т по категории С2; | 52 тыс. т по категории С2 |

Коэффициенты извлечения нефти:

- 0.356 по категориям ВС1;
- 0.170 по категории С2.

Коэффициенты извлечения конденсата:

- 0.865 для запасов категории С1;
- 0.865 для запасов категории С2.

Информация по запасам пласта $АС_{4-8}$ представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.7. Запасы пласта $АС_{4-8}$

| Пласт, залежь | Категория запасов | Зона насыщения | Площадь нефтеносности, тыс.м$^2$ | Средняя нефтенасыщенная толщина, м | Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м$^3$ | Коэффициент открытой пористости, доли ед. | Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед. | Плотность нефти, т/м$^3$ | Пересчетный коэффициент, доли ед. | Начальные геологические запасы нефти, тыс.т | Газосодержание, м$^3$/т | Начальные геологические запасы растворенного газа, млн.м$^3$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $АС_{4-8}$ | В | гн | 10669 | 6,5 | 68946 | 0,27 | 0,55 | 0,909 | 0,910 | 8469 | 51 | 432 |
| | | гвн | 617460 | 6,0 | 3723877 | 0,27 | 0,55 | 0,909 | 0,910 | 457433 | 51 | 23329 |
| | | вн | 53132 | 3,3 | 177194 | 0,26 | 0,44 | 0,909 | 0,910 | 16768 | 51 | 855 |
| | | гн+гвн+вн | 681261 | 5,8 | 3970017 | 0,27 | 0,55 | 0,909 | 0,910 | 482670 | 51 | 24616 |
| | $С_1$ | гн | 260 | 3,4 | 893 | 0,25 | 0,48 | 0,909 | 0,910 | 89 | 51 | 5 |
| | | гвн | 229692 | 3,0 | 690490 | 0,25 | 0,51 | 0,909 | 0,910 | 72824 | 51 | 3714 |
| | | вн | 115476 | 2,1 | 238292 | 0,25 | 0,44 | 0,909 | 0,910 | 21682 | 51 | 1106 |
| | | гн+гвн+нв | 345428 | 2,7 | 929675 | 0,25 | 0,49 | 0,909 | 0,910 | 94595 | 51 | 4825 |
| | $В+С_1$ | гн | 10929 | 6,4 | 69839 | 0,27 | 0,55 | 0,909 | 0,910 | 8558 | 51 | 437 |
| | | гвн | 847152 | 5,2 | 4414367 | 0,27 | 0,54 | 0,909 | 0,910 | 530257 | 51 | 27043 |
| | | вн | 168608 | 2,5 | 415486 | 0,25 | 0,44 | 0,909 | 0,910 | 38450 | 51 | 1961 |
| | | гн+гвн+вн | 1026689 | 4,8 | 4899692 | 0,27 | 0,53 | 0,909 | 0,910 | 577265 | 51 | 29441 |
| | $С_2$ | гвн | 26096 | 2,3 | 60531 | 0,24 | 0,46 | 0,909 | 0,910 | 5528 | 51 | 282 |
| | | вн | 20898 | 1,4 | 29468 | 0,25 | 0,40 | 0,909 | 0,910 | 2438 | 51 | 124 |
| | | гвн+вн | 46994 | 1,9 | 89999 | 0,24 | 0,44 | 0,909 | 0,910 | 7966 | 51 | 406 |

## 1.7. Текущее состояние разработки месторождения

Максимальные значения добычи нефти на Федоровском месторождении объемом 35 млн.т были добыты в 1983 году - рис. 1.9. С 1984 года произошло снижение добычи нефти до минимальных значений - 7 млн. т. в 1997 году. Самые первые 25 лет разработки (1973-1997 годы) объем добычи нефти на месторождении был определен основным эксплуатационным объектом $БС_{10}$.

Следующие 8 лет (1998-2005 годы) добыча нефти на месторождении увеличивается, и происходит достижение второго максимума объемом 12455 тыс. т в 2005 году. В это время в разработку активно происходит вовлечение запасов нефти газонефтяной залежи объекта $АС_{4-8}$. Начиная с 2007 года происходит снижение годовых объемов добычи нефти до значений 9.2 млн.т в 2009 году.

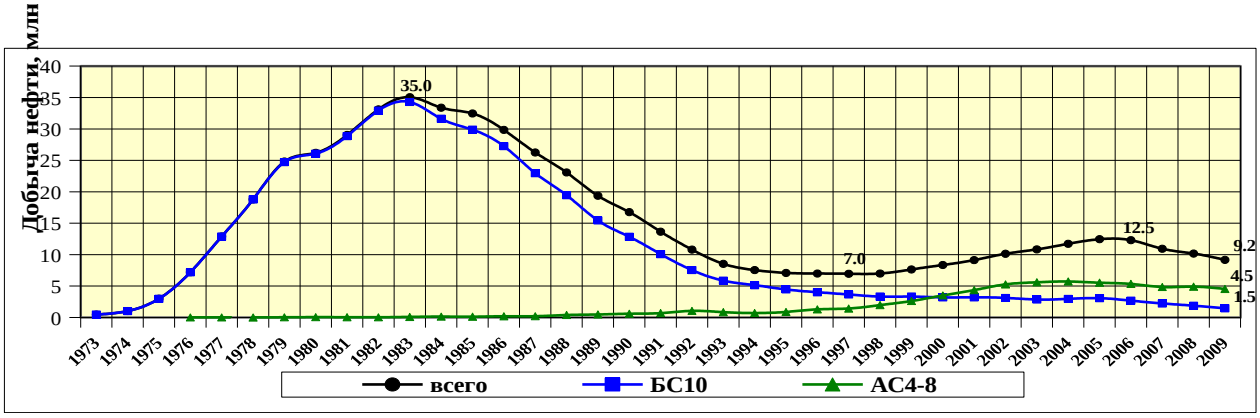



Рисунок 1.9 динамика добычи

Объем эксплуатационного бурения максимально составлял 1000 тыс. м в 1983 году. В 1993-1995 годах произошло снижение объемов бурения до 200 тыс. м/год. С 1996 года разработку активно был вовлечен объект $АС_{4-8}$, объемы бурения возросли до значений 500 тыс. м. В 2009 году годовой объем бурения на месторождении составил 671.8 тыс. м, в том числе 303.8 тыс. м или 45.2% – объем бурения низкопродуктивного объекта $ЮС_2$.

В 1997-2009 годах произошло увеличение с 63752 тыс. т в 1997 году до 170297 тыс.т в 2009 году (рис. 1.9).

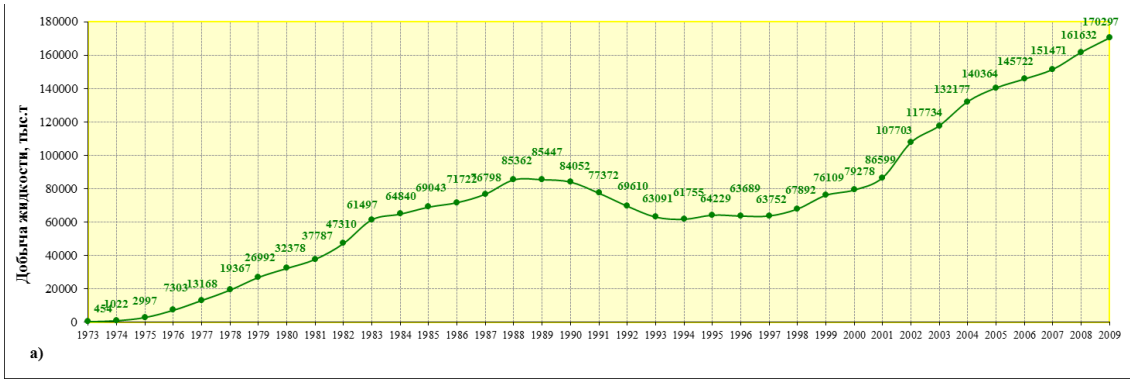



Рисунок 1.9. Динамика добычи жидкости

Последние 15 лет (1995-2009 годы) месторождение эксплуатируется с обводненностью 89.0 – 94.6% (рис. 1.10).

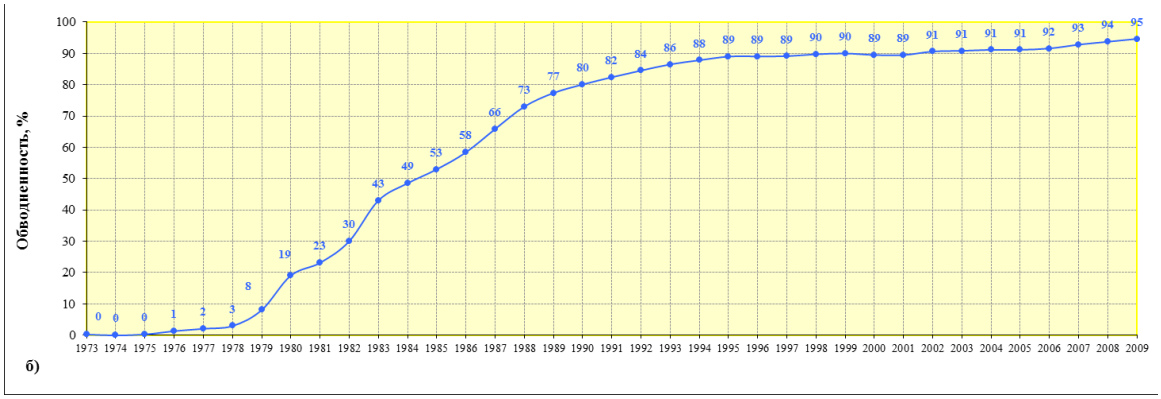



Рисунок 1.10. Динамика обводненности

По состоянию на 01.01.2010 года на месторождении разрабатываются восемь эксплуатационных объектов: $АС_{4-8}$, $АС_{9}$, $БС_{1-2}$, $БС_{10}^{1}$, $БС_{10}$, $БС_{14-19}$, $ЮС_{1}$, $ЮС_{2}$.

Газонефтяная залежь объекта $АС_{4-8}$ до 1995 года эксплуатировалась на отдельных участках ОПР. В 1995 году ЦКР Минтопэнерго была утверждена технология разработки залежи объекта $АС_{4-8}$ с применением горизонтальных скважин. Активное разбуривание начато в 1995-1996 годах. В соответствии с динамикой разбуривания газонефтяной залежи объекта $АС_{4-8}$ с 1997 года нарастают отборы газа: в 2008 году отбор газа достиг 8.4 млрд.м$^3$, в том числе 7.7 млрд.м$^3$ газа газовых шапок. В 2009 году отборы газа снижены до 7.9 млрд.м$^3$, в том числе 7.3 млрд.м$^3$ газа газовых шапок.

Исследования теория и опыт разработки тонкой нефтяной оторочки доказывают, что эксплуатация залежи данного типа через нефтяные скважины технологически неизбежно добывается смесь нефти, растворенного газа, газа газовых шапок, конденсата газа газовых шапок, пластовой и закачиваемой воды. Комплекс технологий, реализующийся в настоящее время при разработке газонефтяных залежей, рассчитан на добычу нефти и не предусматривает самостоятельную добычу конденсата газа газовых шапок. На сегодня не существует какого-либо технологического оборудования для выделения и подготовки газового конденсата, который поступает в смеси из

нефтяных скважин. «Добытой нефтью» считается сумма собственно нефти и жидких фракций, выделенных из газа. При списании запасов углеводородов с государственного баланса полезных ископаемых в результате разработки газонефтяных залежей, извлеченные объемы нефти, конденсата, растворенного газа и газа газовых шапок определяются расчетным путем.

По состоянию на 01.01.2010 года в целом по месторождению накопленная добыча нефти с конденсатом составила 554018 тыс. т, в том числе нефти – 551344 тыс.т, конденсата – 2674 тыс.т. Накопленный отбор газа газовых шапок составил 73871 млн.м$^3$, отбор от начальных геологических запасов газа – 33.5%.

Объемы закачиваемой воды, необходимые для компенсации отборов жидкости и газа газовых шапок, достигают максимального значения в 2009 году – 211.9 млн.м$^3$.

В 2009 году основной объем добычи нефти на месторождении обеспечивался объектами АС$_{4-8}$ – 4537.3 тыс.т (49.5%) и БС$_{10}$ – 1457.1 тыс.т (15.9%). Объекты эксплуатируются с высокой обводненностью: объект АС$_{4-8}$ – 95.3%, объект БС$_{10}$ – 97.5%. Текущий водонефтяной фактор составляет: по объекту АС$_{4-8}$ – 20.3 т/т, по объекту БС$_{10}$ – 38.7 т/т.

К данным объектам приурочен и основной объем текущих геологических запасов: объект АС$_{4-8}$ – 516875 тыс.т (33.3%), объект БС$_{10}$ – 550073 тыс.т (35.4%).

Объекты, находящиеся в длительной эксплуатации (АС$_9$, БС$_{1-2}$, БС$_{10}^1$) в 2009 году обеспечили 194.6 тыс.т, 566.8 тыс.т, 235.6 тыс.т или 2.1%, 6.2%, 2.6% в общем объеме добычи нефти месторождения. Доля текущих геологических запасов этих объектов невелика: 0.9%, 4.7%, 2.8% соответственно.

Объекты БС$_{14-19}$ и ЮС$_1$ введены в эксплуатацию в 1995 и 2000 годах соответственно. В настоящее время залежи нефти объектов активно разрабатываются. В 2009 году эти объекты обеспечили 13.3% и 4.6% годовых объемов добычи нефти. Однако, доля текущих геологических запасов этих объектов невелика: 3.3% и 1.0% соответственно.

В 2009 году начата активная разработка горизонта $ЮС_2$: введено в эксплуатацию из бурения 98 добывающих скважин, расположенных на пяти участках и 21 скважина с боковыми стволами, расположенные на трех участках. Всего в 2009 году добыча нефти объекта составила 507.5 тыс.т или 5.5% в общем объеме.

К горизонту $ЮС_2$ приурочено 267948 тыс.т текущих геологических запасов нефти (17.2% в общем объеме). Разработка эффективных технологий извлечения нефти из юрских отложений будет являться значительным резервом для поддержания добычи нефти на месторождении.

Однако, ближайшая перспектива дальнейшей разработки по-прежнему будет определяться объектами $АС_{4-8}$ и $БС_{10}$.

### 1.8. Текущее состояние разработки пласта $АС_{4-8}$

Согласно проектному документу для объекта $АС_{4-8}$ утверждено применение следующих систем разработки: в северной части Моховой площади – площадная девятиточечная с расстоянием между скважинами 400 м, элементы однорядной, двухрядной, замкнутой систем, на остальной части – размещение горизонтальных добывающих скважин и наклонно-направленных нагнетательных скважин по однорядным и площадным системам.

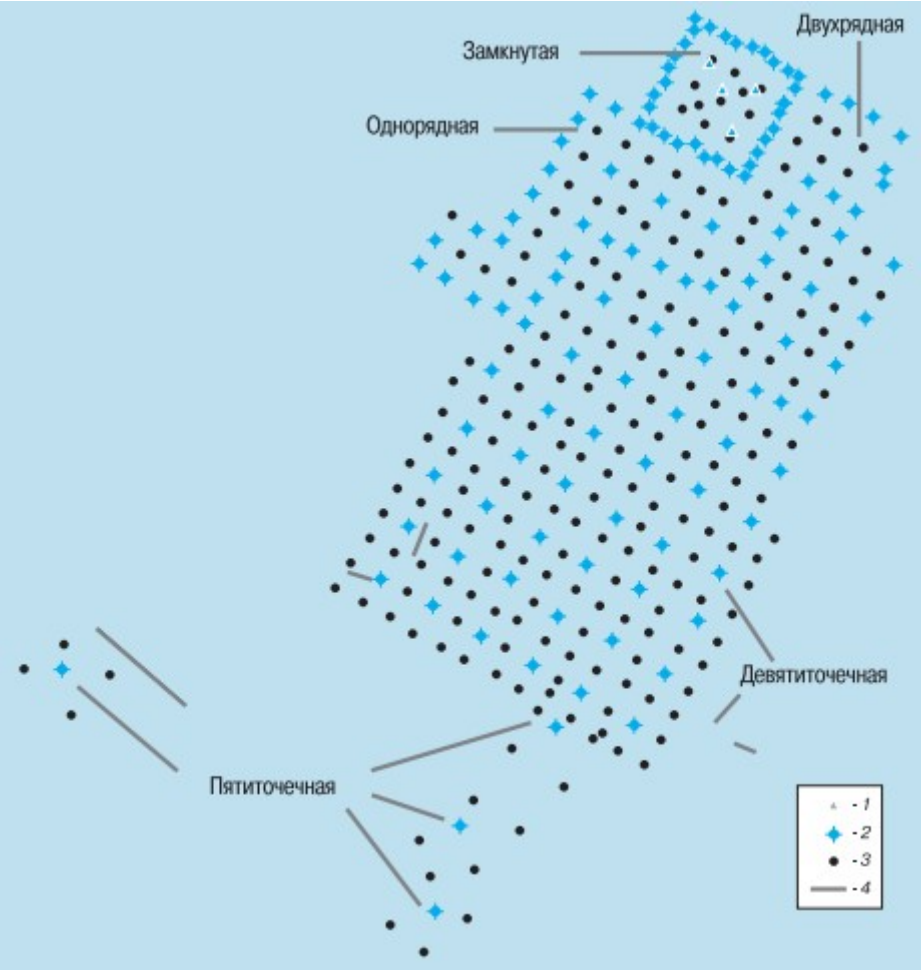



Рисунок 1.11. Схема расположения скважин пластов $АС_{4\text{-}8}$ на опытном участке Моховой площади: 1, 2 - соответственно газовые и нагнетательные скважины; 3, 4 - соответственно вертикальные и горизонтальные добывающие скважины

Эксплуатационное бурение объекта начато с момента ввода его в эксплуатацию в 1973 году. В период 1973-1977, 1984-1994 годов разбуривался опытный участок на Моховой площади с применением наклонно-направленных добывающих скважин, с 1995 года начато бурение горизонтальных добывающих скважин. Основной объем фонда был пробурен в период 1995-2010 годов. В 2011-2013 годах на объекте ведется добуривание проектного фонда.

До 1995 года годовые объемы добычи нефти объекта не превышали 1050 тыс.т. С применением горизонтальных скважин объемы добычи нефти

возрастают до 5.6-5.7 млн.т в 2003-2005 годах (рис. 1.12). В 2013 году объем добычи нефти и конденсата составил 2351 тыс.т.

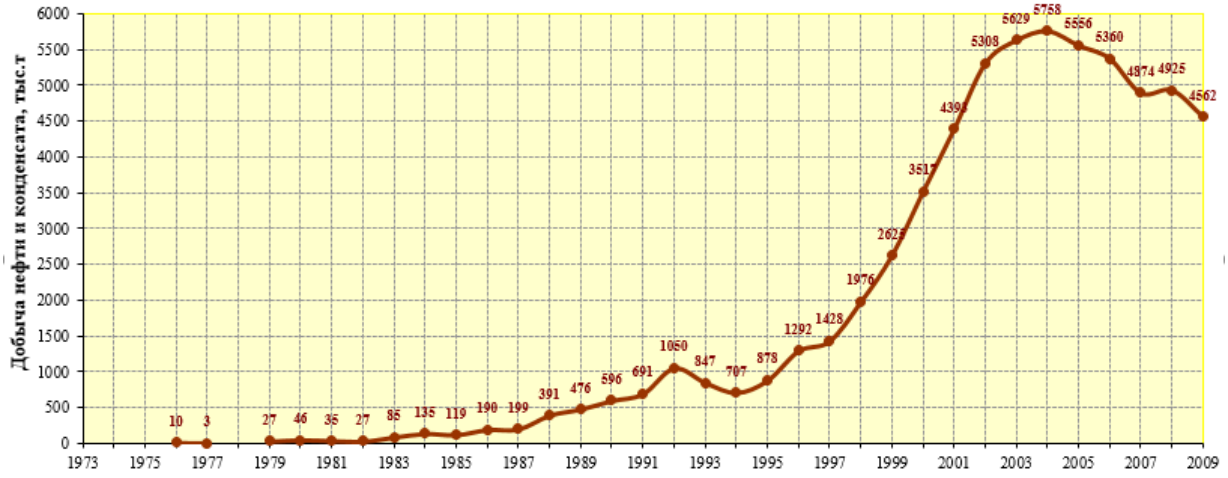



Рисунок 1.12 Динамика добычи нефти и конденсата на объекте $АС_{4-8}$

Практически с начала эксплуатации объект разрабатывается с высокой обводненностью продукции скважин (более 40 %). В 2013 году она составила 97.6 %.

Максимальный уровень добычи жидкости на объекте в объеме 100365 тыс.т был отмечен 2012 году. В 2013 году добыча жидкости снижена до 97352 тыс.т. В таблице 1.8 приведены основные технологические показатели на 01.01.2010.

Таблица 1.8. Основные технологические показатели разработки объекта $АС_{4-8}$ Федоровского месторождения (запасы категорий $ВС_1$)

| № п/п | Показатели разработки | $АС_{4-8}$ |
|---|---|---|
| 1 | Текущая добыча нефти и конденсата, тыс.т/год | 4537,3 |
| | в том числе конденсата | 264,0 |
| 2 | Накопленная добыча нефти и конденсата, тыс.т | 63369,3 |
| | в том числе конденсата | 2674,0 |
| 3 | Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед. | 0,105 |
| | Утвержденный КИН, доли ед. | 0,240 |
| | Начальные геологические запасы (НГЗ) нефти, тыс.т | 577570,0 |
| 4 | Текущая добыча жидкости, тыс.т/год | 91098,8 |
| | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | 646439,2 |
| | Средний дебит нефти действующей скважины, т/сут | 9,0 |
| | Средний дебит жидкости действующей скважины, т/сут | 181,6 |

Продолжение таблицы 1.8.

| | | |
|---|---|---|
| | Текущая обводненность, % | 95,3 |
| | Текущий водонефтяной фактор, т/т | 20,3 |
| | Накопленный водонефтяной фактор, т/т | 9,6 |
| | Степень прокачки | 0,9 |
| 5 | Закачка воды, тыс.м$^3$ | 126672,3 |
| | Закачка воды с начала разработки, тыс.м$^3$ | 1027548,0 |
| | Компенсация отбора текущая, % | 96,9 |
| | то же с начала разработки, % | 97,9 |
| 6 | Текущий отбор газа газовых шапок, млн.м$^3$ | 7302,8 |
| | Накопленный отбор газа газовых шапок, млн.м$^3$ | 73871,0 |
| 7 | Текущая добыча конденсата, тыс.т | 264,0 |
| | Накопленная добыча конденсата, тыс.т | 2674,0 |

Закачка воды на объекте начата в 1976 году. Максимальный объем закачки – 131213 тыс.м$^3$ отмечался в 2010 году. В 2013 году объем закачиваемой воды составил 126529 тыс.м$^3$, текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 101.6 %, накопленная – 98.4 %.

На протяжении всего периода эксплуатации объекта добыча нефти сопровождается значительными отборами попутного газа газовых шапок. Максимальные отборы в объеме 8054.3 млн.м$^3$ (из них – 7828.7 млн.м$^3$ газ газовых шапок) отмечались в 2008 году. В 2013 году отбор попутного газа составил 5290 млн.м$^3$, в том числе газа газовых шапок – 5170 млн.м$^3$.

По состоянию на 01.01.2014 на объекте числятся 3193 скважины. Фонд добывающих скважин составляет 2147, из них горизонтальных – 1035 (48.2 % фонда), нагнетательных – 1007, наблюдательных – 20, газовых – 19. На рисунке 1.13 представлено распределение фонда добывающих и нагнетательных скважин:

Из 2147 добывающих скважин действующих – 1322, бездействующих – 91 (6.4 % фонда), в консервации – 169, пьезометрических – 376, ликвидированных – 189. Коэффициент использования фонда добывающих скважин – 0.915, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0.986;

В фонде нагнетательных числится 1007 скважин, в том числе под закачкой – 821, бездействующих – 41 (4.7 % фонда), в отработке на нефть – 22, в консервации – 33, пьезометрических – 70, ликвидированных – 20. Коэффициент использования фонда скважин – 0.931, коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин – 0.977.

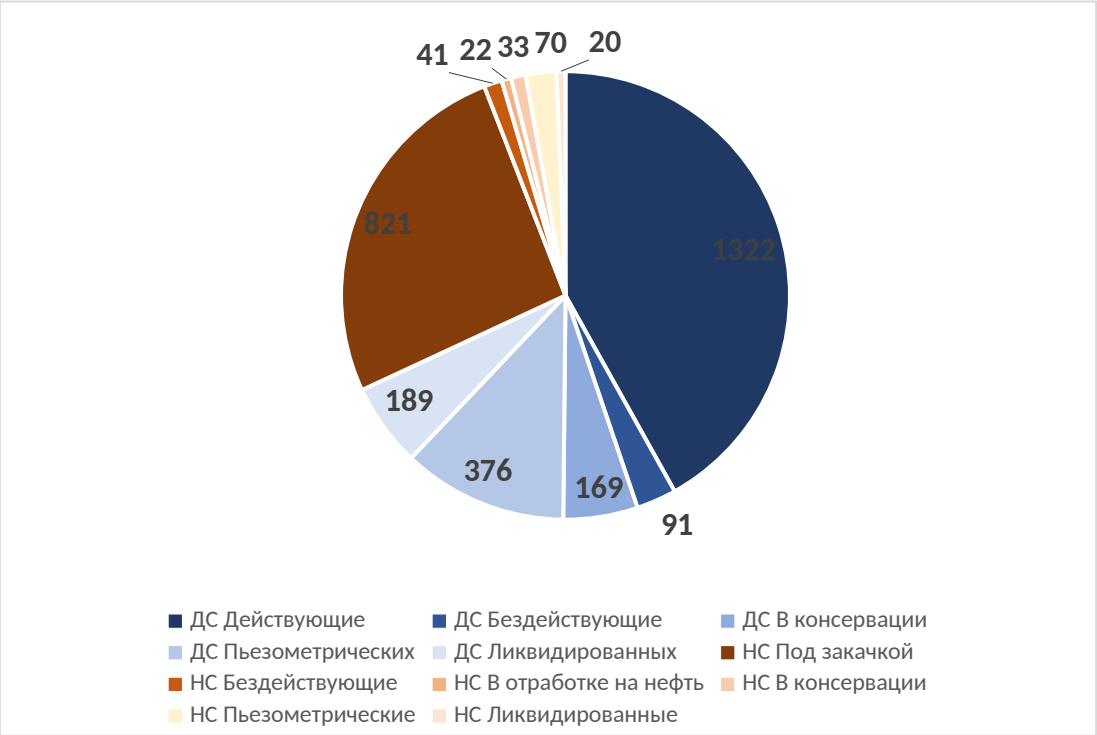



Рисунок 1.13. Распределение фонда скважин по видам добывающих (ДС) и нагнетательных (НС) скважин, штук

Основной объем добычи нефти обеспечивают скважины с обводненностью свыше 90 %. Добыча нефти из 1267 скважин этого фонда (86.7 % от общего фонда) составила 1848.6 тыс.т (78.6 % от общего отбора).

С дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 1007 скважин (68.8 % от общего фонда). Добыча нефти из низкодебитного фонда составила 832.1 тыс.т (35.4 % от общего отбора).

В 2013 году средний дебит жидкости составил 201.4 т/сут. С дебитом более 300 т/сут эксплуатировалось 352 скважины (24 % от общего фонда). Из этих скважин добыто 851.2 тыс.т нефти (36.2 % от общего отбора) и 52467.9 тыс.т жидкости (53.9 % от общего отбора).

В 2013 году основной объем добычи нефти обеспечивали горизонтальные скважины – 1570.7 тыс.т (66.8 % в общем объеме добычи нефти объекта).

Скважины вводятся в эксплуатацию с высокой обводненностью продукции: минимальная – 40.9 % в 1998 году (район бурения – север Восточно-Моховой площади), максимальная 73.6 % – в 2009 году (район бурения – Федоровская площадь).

Из наклонно-направленных скважин в 2013 году добыто 110.5 тыс.т нефти (4.7 %), в том числе из скважин, пробуренных в 1976–1994 годах на опытно-промышленном участке Моховой площади (ОПУ) – 60.8 тыс.т. Наклонно-направленные скважины работают со средним дебитом нефти 3.3 т/сут, при обводненности продукции 98.0 %. Накопленная добыча нефти из скважин этого фонда составила 14382 тыс.т. При среднем отработанном времени 4 года добыча нефти на одну наклонно-направленную скважину составила 15 тыс.т. Скважины ОПУ отобрали 10944.5 тыс.т (14.4 % в общем объеме накопленной добычи). При среднем отработанном времени 8.6 года накопленная добыча на одну скважину этого фонда составляет 29 тыс.т.

Из скважин возвратного фонда в 2013 году добыто 247.4 тыс.т нефти (10.5 % в общем объеме добычи). Всего на объект было переведено 814 скважин, которые отобрали в среднем 13.1 тыс.т нефти за 5.2 года. В 2013 году скважины возвратного фонда работали со средним дебитом нефти 3.0 т/сут при обводненности продукции 97.7 %.

Применение скважин с боковыми стволами на пластах начато с 1999 года. По состоянию на 01.01.2014 на объекте в эксплуатации перебывало 237 скважин с боковыми стволами, в том числе 129 переведенных с других эксплуатационных объектов. В 2013 году из скважин с боковыми стволами добыто 422.6 тыс.т нефти (18 % в общем объеме добычи). Средний дебит нефти составляет 6.9 т/сут при обводненности продукции 93.8 %. При среднем отработанном времени 4.1 года, средняя добыча нефти на одну скважину с боковым стволом составила 12.6 тыс.т.

### 1.9. Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В период 2010-2012 годов фактические объемы добычи нефти близки к проектным, в 2013 году – ниже проектных.

Уровни добычи нефти (рис. 1.14):

- в 2010 году: факт – 3830.0 тыс.т, проект – 3927.0 тыс.т;
- в 2011 году: факт – 3335.1 тыс.т, проект – 3460.0 тыс.т;
- в 2012 году: факт – 2881.5 тыс.т, проект – 3147.0 тыс.т;
- в 2013 году: факт – 2351.1 тыс.т, проект – 2936.0 тыс.т.

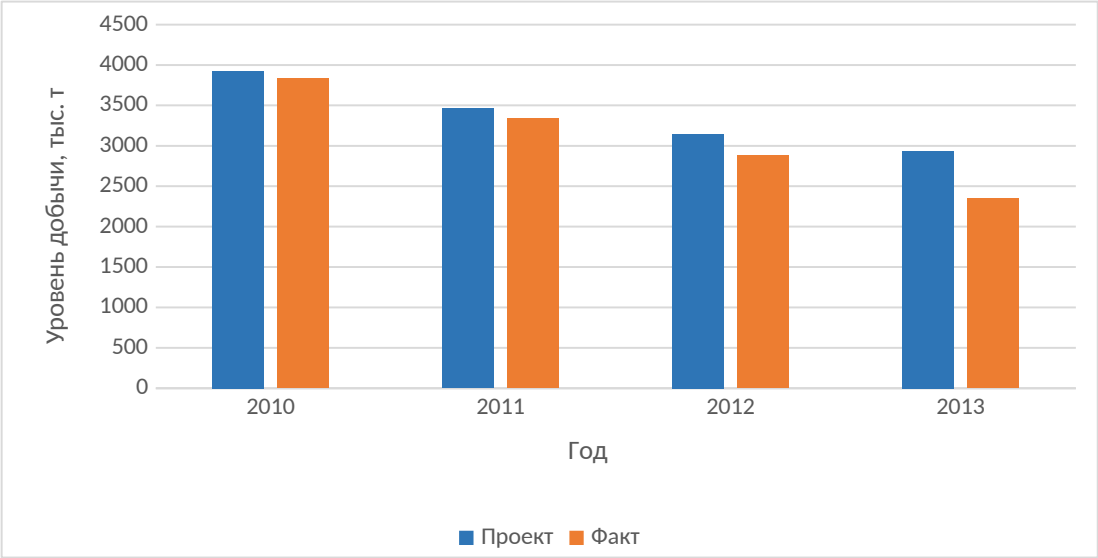



Рисунок 1.14. Уровень добычи нефти

В 2012-2013 годах отмечается более интенсивное обводнение продукции скважин (рис. 1.15).

Обводненность продукции скважин:

- в 2010 году: факт – 96.0 %, проект – 95.9 %;
- в 2011 году: факт – 96.6 %, проект – 96.3 %;
- в 2012 году: факт – 97.1 %, проект – 96.6 %;
- в 2013 году: факт – 97.6 %, проект – 96.8 %.

Как следствие, в 2012-2013 годах средний дебит нефти ниже проектного.

Средний дебит нефти действующей скважины (рис. 1.16):

- в 2010 году: факт – 7.5 т/сут, проект – 7.5 т/сут;

- в 2011 году: факт – 6.6 т/сут, проект – 6.7 т/сут;
- в 2012 году: факт – 5.8 т/сут, проект – 6.2 т/сут;
- в 2013 году: факт – 4.9 т/сут, проект – 5.9 т/сут.

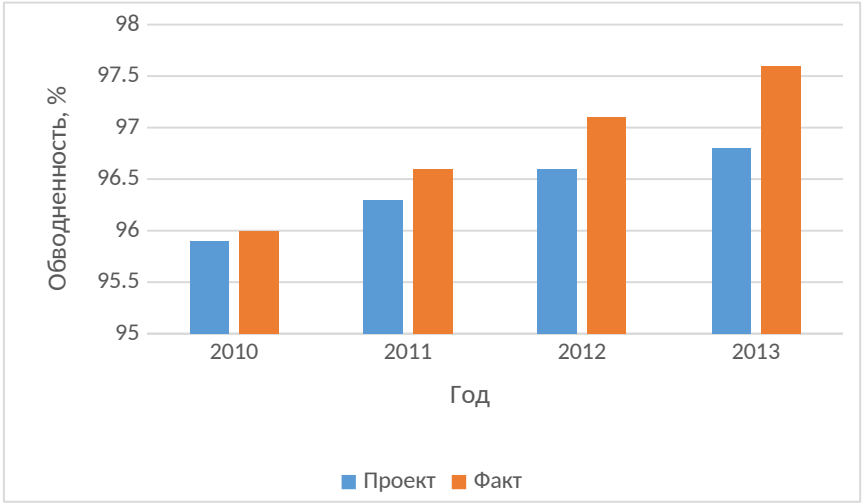



Рисунок 1.15. Обводненность продукции скважин

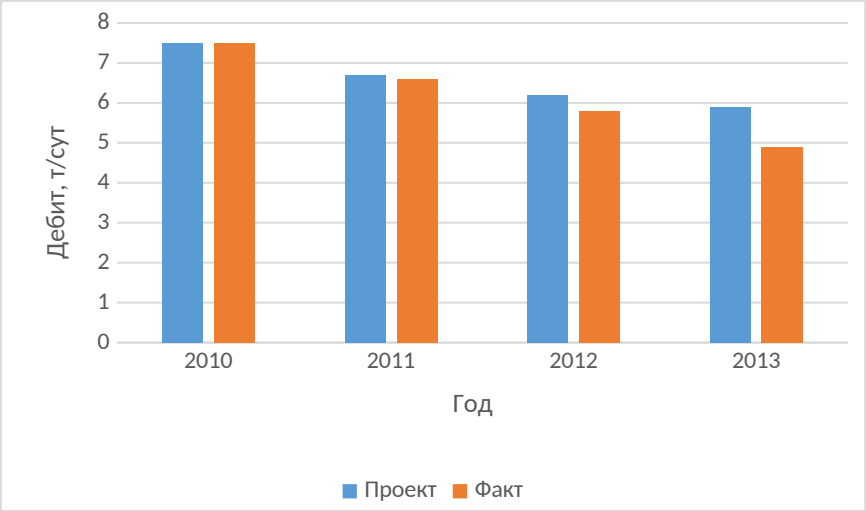



Рисунок 1.16. Средний дебит нефти

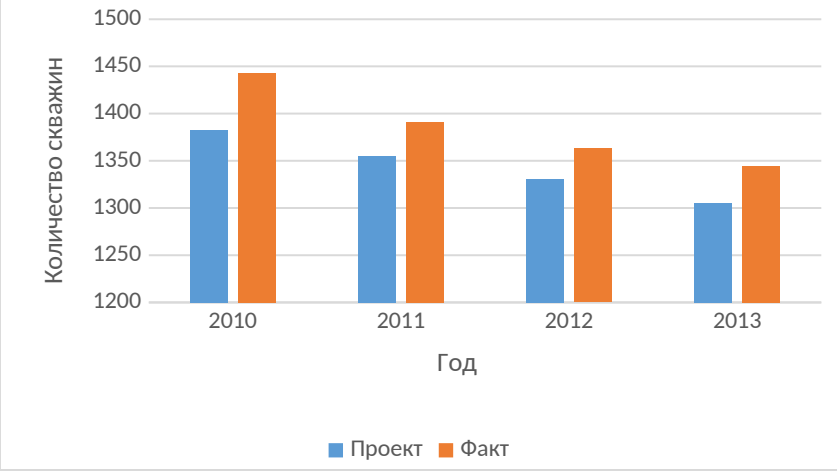



Рисунок 1.17. Фонд добывающих скважин

Действующий на конец года фонд добывающих скважин выше проектного (рис. 1.18):

- в 2010 году: факт – 1443, проект – 1383;
- в 2011 году: факт – 1391, проект – 1355;
- в 2012 году: факт – 1363, проект – 1331;
- в 2013 году: факт – 1344, проект – 1305.

**Выводы к главе 1**

1. Федоровское газонефтяное месторождение – многопластовое, имеет сложное геологическое строение. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями нижнего мела, верхней и средней юры. Всего на месторождении в 21 пласте выявлено 128 залежей нефти и газа. Более подробно рассматривается пласт $АС_{4-8}$, потому как он является одним из основных пластов месторождения, а также хорошо подходит для применения физико-химических методов. Фёдоровское нефтегазовое месторождение по количеству начальных извлекаемых запасов нефти относится к категории уникальных.

2. Рассматриваемый объект разработки $АС_{4-8}$ состоит из пород различных литотипов, из которых коллекторами являются песчаники и алевролиты. Эффективные толщины изменяются от 3 до 55 м. В среднем коллекторские свойства пород объекта $АС_{4-8}$ высокие, средний коэффициент пористости составляет 26.4%, проницаемости – $300 \cdot 10^{-3}$ мкм$^2$. В пласте $АС_{4-8}$ нефть по плотности является тяжелой и битуминозной, нефть маловязкая.

3. В 2013 году на объекте $АС_{4-8}$ в эксплуатации на нефть перебывало 1462 скважины, средний дебит нефти которых составил 4.9 т/сут при обводненности продукции 97.6 %. По состоянию на 01.01.2014 накопленная добыча нефти составляет 72278 тыс. т, отбор от начальных извлекаемых запасов – 51.5 %, текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0.123, при утвержденном – 0.240. Несоответствие текущего КИН проектному может объясняться тем, что текущая величина обводненности продукции больше проектной и фактический дебит также отстает от проектной величины. В

добывающих скважинах обводнение происходит за счет прорыва закачиваемой воды и подтягивания контактной пластовой воды. Стоит отметить, что закачка воды на объекте производится с 1976 года, и максимальный объем закачки – 131213 тыс. $м^3$ - отмечался в 2010 году, что сказалось на росте обводненности продукции в последующие годы (см. рис. 2.6). На рассматриваемом объекте достаточна велика доля низкодебитного фонда скважин - с дебитом нефти менее 5 т/сут эксплуатировалось 1007 скважин. Так как в текущем состоянии фонд скважин не может обеспечивать проектные величины разработки, для достижения утвержденного КИН необходимо применение методов повышения нефтеотдачи пластов или интенсификации добычи.

## 2. Подбор и обоснование предлагаемого метода увеличения нефтеотдачи

### 2.1. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХМУН) в общем случае основаны на методе поддержания пластового давления при которых в закачиваемую воду добавляются различные химические вещества. [1]

По механизму увеличения нефтеотдачи можно выделить 3 группы физико-химических методов:

- методы, увеличивающие коэффициент вытеснения;
- методы, увеличивающие коэффициент охвата;
- методы, объединяющие 1 и 2 группы

В общем случае ФХМУН направлены на изменение вязкостных характеристик вытесняющего и вытесняемого агентов и на микрохарактеристику системы: нефть-вытесняющий агент-порода. Воздействие ФХМУН связано со снижением межфазного натяжения и изменением характеристик фазовых проницаемостей.

Классификация ФХМ по типу закачиваемого рабочего агента:

- закачка ПАВ;
- закачка щёлочи;
- закачка полимера
-потокоотклоняющие технологии.

Основной технологией является закачка оторочки водного раствора химического вещества. [2]

#### 2.1.1. Вытеснение нефти из пластов водными растворами поверхностно-активных веществ

ПАВ – это молекулы с асимметричной структурой, состоящей из гидрофильной группы и гидрофобного радикала. Такая дипольная молекула может определённым образом ориентироваться в поровой среде, насыщенной нефтью и водой. Полярная часть молекулы (гидрофильная группа)

ориентируется на полярную фазу (воду), а неполярная часть молекулы (гидрофобный радикал) – в сторону нефтяной фазы. [1]

При добавлении к закачиваемой в пласт воде поверхностно-активного вещества, существенно снижается поверхностное натяжение на контакте нефть-вода и повышается гидрофильность поверхности зёрен горных пород-коллекторов. Кроме того, если какая-то часть остаточной нефти в заводнённой области пласта находится в виде глобул, застрявших в сужениях пористой среды, и под действием градиентов давления не может двигаться, то со снижением поверхностного натяжения эти глобулы будут легче деформировать поверхность и продвигаться через сужения пор. [3]

### 2.1.2. Полимерное заводнение нефтяных пластов

При вытеснении из пластов нефтей различной вязкости обычной водой, текущая и конечная нефтеотдача снижается с увеличением отношения вязкостей нефти и воды. Для уменьшения этого отношения и, следовательно, увеличения нефтеотдачи используют водные растворы полимеров. В качестве полимера, закачиваемого в нефтяные пласты, чаще всего применяют полиакриламид (ПАА). Молекулярное строение ПАА таково, что молекулы этого вещества схематично можно представить в виде длинных цепочек, состоящих из атомов углерода, водорода и азота. Молекулярная масса полимеров порядка $10^6$. В определённых условиях молекула полимера представляет собой цепочку, длина которой соизмерима с размерами пор пласта. В некоторых случаях цепочка может быть свёрнутой в клубок или шар. Молекулы полимера, продвигаясь в пористой среде, в водном растворе как бы «цепляются» за зёрна этой среды, создавая дополнительной фильтрационное сопротивление и сорбируясь на зёрнах поверхности пород. [3]

### 2.1.3. Щелочное заводнение

Метод щелочного заводнения основан на взаимодействии щелочей с пластовой нефтью и породой. Практически все пластовые нефти содержат в своём составе активные компоненты – органические кислоты. При взаимодействии щелочных растворов с нефтями, содержащими органические

кислоты, в пласте образуются новые ПАВ, которые значительно снижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз (нефть-раствор щёлочи) и увеличивают смачиваемость породы водой. Важным элементом механизма метода щелочного заводнения является изменение смачиваемости породы щелочным раствором за счёт адсорбции органических кислот на поверхности породы из нефти. Применение растворов щёлочи – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, т.е. гидрофилизации пористой среды, что повышает эффективность вытеснения нефти.

Щелочные реагенты могут привести к увеличению нефтеотдачи также за счёт образования эмульсий. Образование эмульсии даёт дополнительную нефть, по крайней мере, за счёт двух факторов: уменьшения отношения подвижностей, т.к. многие из этих эмульсий имеют более высокую вязкость, и солюбилизации и улавливания нефти в текущем водном потоке. Первый механизм повышает коэффициент вытеснения и охвата, как и любой другой агент, регулирующий подвижность. [4]

### 2.1.4. Потокоотклоняющие технологии

Потокоотклоняющие технологии относятся к физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи. Работы по выравниванию профиля приемистости, иначе говоря, расхода вытесняющего агента, в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей. Главные цели выравнивания — увеличение охвата пласта заводнением по толщине, перераспределение объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом. Перед процессом проводят комплекс гидродинамических и геофизических исследований, в том числе с применением индикаторов. Для ограничения либо полного отключения воздействия вытесняющего агента на отдельные интервалы пласта или пропластка по толщине, обработки проводят с применением временно изолирующих материалов. Это могут быть суспензии или эмульсии,

осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе, в том числе водные растворы. Во всех случаях должна быть предусмотрена возможность восстановления первичной, до обработки, приемистости обрабатываемого интервала пласта. В случае необходимости проводят работы по восстановлению и повышению приемистости слабопроницаемых пропластов.

Суть метода: для изменения направления фильтрационных потоков путем закачки водоизолирующих составов в высокопроницаемые промытые зоны с целью их изоляции и образования водонепроницаемого экрана, тем самым направляют потоки в низко проницаемые пропластки.

Главная цель на данном этапе — изоляция водонасыщенной трещины специальным химическим веществом – гелантом. Это достигается путем продавки геланта в матрицу по трещине и размещение геланта в водопромытую часть матрицы с последующей сшивкой. После процессов сшивания геланта, образовавшийся гель изолирует эту часть. И это приводит к увеличению охвата заводнением.

Движение жидкости по объекту, вероятнее всего, осуществляется по разветвленной сети трещин с линейным характером фильтрации закачиваемой воды. Исследования, проводимые на высокоприемистых скважинах, показывают, что значения проницаемостей, рассчитанных из скоростей прихода индикатора, варьируются в широком интервале и достигают значений в 388 мкм$^2$, что на несколько порядков превышает проектное значение проницаемости 0,471 мкм$^2$, т.е. выявленные каналы фильтрации относятся к развитым трещиноватым системам высокопроницаемых каналов.

Второй этап включает в себя непосредственное воздействие на матрицу. После того как мы изолировали трещины, можно начинать процессы увеличения вязкости воды. Это достигается путем полимерного заводнения. Тем самым мы выравниваем фронт вытеснения с проникновением полимера в низкопроницаемый интервал. И дальнейшее вытеснение нефти будет

происходить из плохо дренируемых областей, так как, увеличивая вязкость вытесняющего агента, мы увеличиваем коэффициент охвата. [5]

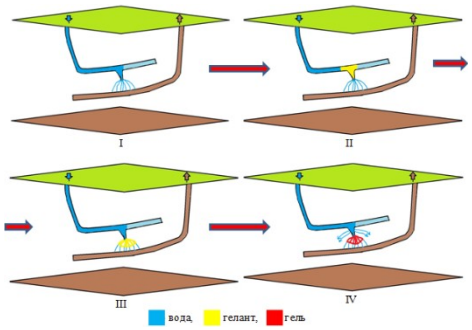



Рисунок 2.1. Схема размещения геланта

### 2.2. Выбор метода увеличения нефтеотдачи

Основными критериями подбора объектов и осадкогелеобразующей технологии воздействия на пласт являются приемлемая величина прогнозируемого экономического эффекта вследствие снижения объема попутно добываемой воды и дополнительной добычи нефти. По результатам исследовательских работ выявлена группа геолого-промысловых факторов и определены их значения, обеспечивающие выполнение этого критерия с высокой вероятностью. Этими факторами, в основном, являются:

1. Обводненность продукции скважин на участке предполагаемого воздействия – более 80%.

2. Выработанность НИЗ на участке воздействия – не менее 0.8.

Основным требованием к рекомендуемым технологиям является обеспечение создания коллоидных систем в пластовых условиях. Диапазон значений основных геолого-промысловых факторов, при которых эффективность применения ОГОТ в 1994-1995 годах была приемлемой, приводится в табл.2.1. Эти результаты позволяют определить залежи, на которых может быть достигнут удовлетворительный эффект от внедрения технологий.

Таблица 2.1 – Основные геолого-промысловые условия применения ОГОТ

| Параметр | Интервал значений | Средневзвешенное |
|---|---|---|

| | | значение |
|---|---|---|
| Обводненность, доли ед. | 0,181-0,974 | 0,850 |
| Вязкость нефти, мПа*с | 1,0-48,6 | 14,300 |
| Проницаемость пласта, мкм$^2$ | 0,039-1,0 | 0,606 |
| Эффективная толща пласта, м | 1,9-10,1 | 6,600 |
| Выработанность, доли ед. | 0,521-0,915 | 0,743 |
| Темп отбора нефти, доли ед. | 0,0028-0,284 | 0,105 |
| Приемистость скважин, м$^3$/сут. | 50-1000 | 300,000 |
| Добыча нефти от одной скважино-обработки, т | 118-5949 | 1714,000 |

В настоящее время можно утверждать, что осадкогелеобразующие технологии применимы для всех нефтегазоносных комплексов (НГК), разрабатываемых в АНК «Башнефть».

Многообразие видов воздействия и широкий спектр достигаемых целей, большое количество технологий и их модификаций привели к необходимости разработки принципов системного проектирования воздействия на пласт осадкогелеобразующими технологиями.

Основными принципами, реализуемыми при системном проектировании воздействия на пласт, являются:

1. Проведение геолого-промыслового анализа. Оценка величины факторов, влияющих на эффективность воздействия ОГОТ.

2. Задание основных показателей технологической и экономической эффективности, достигаемых при применении ОГОТ (дополнительная добыча нефти, расчетное и фактическое снижения объемов попутно добываемой воды, снижение обводненности добываемой нефти, увеличение извлекаемых запасов нефти, получение дополнительной прибыли НГДУ, снижение себестоимости добычи нефти).

3. Анализ результатов геолого-промысловых, геофизических и гидродинамических исследований.

4. Технико-экономическая оценка ожидаемых результатов воздействия по нескольким альтернативным технологиям (дополнительная добыча нефти, снижение объема попутно добываемой воды, чистая прибыль НГДУ, затраты на воздействие).

Выбор характера воздействия, который определяет: вид воздействия (обычное или системное с включением ОПЗ реагирующих скважин), его масштаб (очаг, участок или залежь), скважины воздействия (нагнетательная, добывающая, нагнетательная добывающая), способ воздействия (селективная изоляция промытых пластов, снижение проницаемости промытых пропластков в ПЗ, снижение промытых участков пласта в межскважинной зоне). [13]

Определение оптимальных параметров воздействия с использованием математических моделей (объем осадка, композиции, продавочной жидкости, давление закачки).

1. Составление оптимальной рецептуры закачиваемой осадкогелеобразующей композиции из известного набора химреагентов (жидкое стекло, соль кремниевой кислоты, алюмохлорид, кальцинированная и каустическая сода, гивпан, полиакриламид, глинистый порошок, лигнин).

2. Составление рабочих планов осуществления технологического процесса и проведения промысловых и геофизических исследований.

3. Подготовка и передача в НГДУ документов на внедрение технологий:

- рабочие программы проведения воздействия на пласт;

- инструкции по технологиям, согласованные с Госгортехнадзором;

- ТУ на реагенты;

- рабочие планы на технологический процесс по каждой скважине воздействия;

- технико-экономическая оценка ожидаемого результата воздействия на пласт;

- патентный формуляр на технологию воздействия и применяемые композиции.

Проведём проверку соответствия основных физико-химических методов на объекте $АС_{4-8}$ по критериям применимости (таблицы 2.2) [1].

Таблица 2.2. Проверка соответствия основных физико-химических методов по критериям применимости

| Параметр | Единицы измерения | Критерии применимости | | | $АС_{4-8}$ |
|---|---|---|---|---|---|
| | | ПАВ | Полимерное | Щелочное | |
| Глубина залегания пласта | м | 20-4500 | 600-2500 | 200-2500 | 1790 |
| Тип коллектора | | Поровый | Поровый | Поровый | Поровый |
| Нефтенасыщенная толщина | м | 7-15 | 2-20 | 4-15 | 4,7 |
| Пористость | % | 10-35 | 16-35 | 10-35 | 27 |
| Проницаемость | мкм$^2$ | 0,1-2 | 0,2-1 | 0,06-1,2 | 0,297 |
| Нефтенасыщенность | % | >70 | >60 | >70 | 53 |
| Пластовая температура | $^0$С | <50 | <90 | <50 | 57 |
| Вязкость пластовой нефти | мПа·с | 1-60 | 3-125 | 1-50 | 6 |
| Солёность пластовой воды | г/л | <10 | <20 | <10 | 18,7 |

По данным критериям на объекте подходит только полимерное заводнение. Остальные методы не подходят по двум критериям: нефтенасыщенность и солёность пластовой воды.

Учитывая высокую неоднородность объектов, значительную их обводнённость и то, что месторождение находится на поздней стадии разработки, полимерное заводнение можно усовершенствовать путём применения метода выравнивания профиля приёмистости, так как его применение значительно влияет на коэффициент охвата как за счёт водоизоляции, так и за счёт последующего применения полимерного заводнения. Проведём проверку его применимости потокоотклоняющих технологий (таблица 2.3) [5].

Таблица 2.3. Проверка применимости метода потокоотклоняющих технологий

| Характеристика | Рекомендуемый интервал | АС4-8 |
|---|---|---|
| Пластовая температура, $^0$С | <120 | 57 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с | <500 | 6 |
| Послойная неоднородность | >4 | 9,4 |
| Проницаемость, мкм$^2$ | >20 | 29,7 |
| Расчленённость | >2 | 4 |
| Обводнённость | >70 | 95 |

В качестве агента зачастую применяются полимергелиевые соединения ПГС «Ритин», поскольку данные соединения характеризуются большой надёжностью, длительной стабильностью и высокой эфективностью, при этом можно отметить простоту соединений, относительную дешевизну материалов и проверенную методику расчётов [6].

Также, как более совершенный, дорогой и сложный метод можно применять полимер-дисперсные соединения.

Рассмотрим обе методики.

**2.3. Описание метода и механизм вытеснения ПГС «Ритин»**

ПГС «Ритин» — это гелевая система однокомпонентного состава, основой которой является полимерный материал, т.е. специально обработанный полиакриламид, который закачивается в растворенном водном растворе через нагнетательную скважину в наиболее обводненные нефтяные пласты. Основными отличающими свойствами «Ритина» является его высокая термоокислительная устойчивость, устойчивость к разрушению под механическим воздействием, длительная стабильность в пластовых водах с высокой минерализацией и сохранность технологических свойств при долговременном хранении.

ПГС «Ритин» это однокомпонентная полимер-гелевая система, которая способна существенно изменять свои реологические свойства вследствие набухания в воде и увеличения первоначальных размеров частиц полимера в

десятки и сотни раз. Обратим внимание, что водная дисперсия, в исходном состоянии содержит частицы полимера малого размера, т. е. обладает проникающей способностью по отношению только к трещинам и крупным порам породы. После набухания гель-частицы полимера способны значительно снизить проводимость этих каналов, изолировать пропластки суперколлекторов и направить закачиваемую воду в менее проницаемые интервалы. То есть физика ВПП в данном случае имеет закупоривающий кольматирующий характер: полимер-гелевые частицы закачиваемого раствора, а точнее суспензии, попадая в водопроводящие высокопроницаемые каналы и трещиноватые пропластки, закупоривает их при разбухании полимеров. Следует отметить, что полимер и «Ритин» практически не подвержен термоокислительной деструкции. [7]

Основное назначение водного раствора «Ритина» — закачать его выскообводненные участки и тем самым снизить непроизводительную закачку воды через эти участки; при этом снизить обводненность и сохранить объемы добычи нефти в добывающих скважинах; а при постоянной производительности глубинного насоса, который спущен в эти добывающие скважины, увеличить их дебит нефти [8].

Технология ПГС «Ритин» относится к «мягким» технологиям, это значит, что уменьшение проницаемости высокопроницаемых интервалов пласта имеет относительно короткий эффект вследствие того, что:

1. Вязкоупругие свойства ПГС приводят к селективной изоляции промытых нагнетаемой водой интервалов. Полимерно-гелевая система избирательно продвигается по водопромытым интервалам пласта. Это продвижение обусловливается динамичностью частиц геля, перемещающихся по поровым каналам коллектора, преодолевая узкие каналы, вытягиваясь в нити, а в участках с хорошей проницаемостью снова принимают форму глобул.

2. ПГС «Ритин» распадается после 1,0...1,5 лет воздействия на продуктивный пласт.

Именно поэтому его применяют почти на всех этапах разработки залежей, для объектов, имеющих низкую выработку запасов нефти и высокую неоднородность по проницаемости [9].

Данная композиция используется на нефтяных месторождениях для закачки в нагнетательные скважины, после чего происходит выравнивание профиля приемистости и рост дебита по нефти, понижение обводненности реагирующих добывающих скважин и повышение конечного коэффициента извлечения нефти. Получение ПГС «Ритин» происходит через затворение реагента в воде. Данная система является взвесью вязкоупругих частиц гидрогеля, имеющего размер 0,5...5 мм в воде, закачиваемого пласт через в нагнетательные скважины. При обработке пласта ПГС «Ритин» создает дополнительное фильтрационное сопротивление. После чего закачиваемая вода отклоняется в низкопроницаемые интервалы, частицы устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные обводненные поры, каверны и трещины. Все это в конечном итоге приводит к выравниванию фронта вытеснения, что благоприятствует вовлечению в разработку не охваченных дренированием или плохо дренируемых пропластков, и как следствие, происходит повышение степень выработанности запасов нефти. Способность частиц гидрогеля деформироваться из сферы в тонкие нити и обратно при их значительной вязкости приводит к существенному замедлению движения оторочки по пласту, а высокая термостабильность и солестойкость обеспечивают более длительное время эффективной работы оторочки по сравнению с ранее применяемыми технологиями. Раствор закачивается циклами циклами по 50-60 м$^3$. Между циклами происходит закачка такого же объем технической или пресной воды. Водный раствор «Ритина» необходимой концентрации и небходимого объема закачивают в нагнетательную скважину, после этого происходит ее остановка на определенное время, например на 1 сут. Данный технологический простой нагнетательной скважины очень важен. Считается, что за время остановки нагнетательной скважины водный раствор «Ритина»

приобретает состояние геля и становится малоподвижным. Другая версия говорит о том, что за время остановки нагнетательных скважин из необводненных нефтяных слоев, имеющих высокое давление закачанный раствор «Ритина» переместится в высокообводненные нефтяные пласты, имеющих низкое давление. Необходимо отметить, что нельзя не замедлять вытеснение нефти по необводненным прослоям и замедлять движение воды по обводненным прослоям [10].

### 2.4. Описание технологии полимер-дисперсного заводнения

Закачка полимер-дисперсных систем (ПДС) является наиболее распространенным и высокоэффективным способом увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений путем регулирования процессов заводнения. Сама идея, начало и становление этих работ принадлежат проф. А.Ш. Газизову, развитие метода применительно к разнообразным геологическим условиям д.т.н. А.А. Газизову [11]. Другие же исследователи, применяющие различные композиции для реализации этой идеи, по существу работали над совершенствованием методов, но сущность всех их оставалась одна - повышение охвата залежи заводнением за счет повышения фильтрационного сопротивления заводненных зон пласта. [13]

Принцип действия ПДС на нефтеводонасыщенную породу основывается на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора. При взаимодействии полимеров и частиц глинистой суспензии, а также дисперсных частиц пород продуктивного пласта в пористой среде и трещинах с водой образуются полимерминеральные комплексы, обладающие водоизолирующими свойствами. Превращение дисперсных частиц в водоизолирующую массу приводит к значительному увеличению фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора, снижению степени неоднородности пласта по проницаемости и росту охвата его заводнением.

Под воздействием ПДС в продуктивном пласте происходит перераспределение фильтрационных потоков как по разрезу, так и по площади

залежи, подключение в процесс разработки неработающих прослоев, а в итоге - увеличение конечной нефтеотдачи на 1,5 - 5%.

В технологическом отношении способ заключается в последовательном нагнетании в высокообводненный и промытый водой пласт слабоконцентрированных растворов полимеров и водной суспензии глины. В механизме образования ПДС в пластовых условиях важную роль играет полимер, под воздействием которого происходит флокуляция частиц глины с потерей гравитационной устойчивости. Наличие ионогенных групп в полимерной цепи обеспечивает достаточно высокую адгезионную связь ее не только с поверхностью пор и трещин, но и с твердыми частицами пород и частицами глинистой суспензии. Являясь полифункциональными, они оказывают различное воздействие на устойчивость твердых частиц. [12]

Применение полимер-дисперсных систем основано на повышении фильтрационного сопротивления обводнению. Механизм воздействия ПДС заключается в уменьшении проницаемости обводненных интервалов пласта в результате осаждения полимер-минеральных комплексов на стенках пор вследствие флокуляции глинистых частиц полимерами (полиакриламидами).

Механизм действия ПДС подтвержден результатами физико-химических исследований, математического и физического моделирования пластовых процессов.

Седиментационным анализом и с помощью телевизионного микроскопа-анализатора установлено, что:

- размеры частиц ПДС сопоставимы с размерами пор пласта;

- объем образующегося осадка НДС превышает объем осевших глинистых частиц в отсутствии полимера в 1,5-2,5 раза (рис. 2.2);

- минерализация пластовых вод практически не влияет па характер распределения частиц ПДС по размерам;

- образующийся осадок ПДС, в отличие от шины, не размывается водой, что служит гарантией надежной изоляции прослоев, промытых водой.

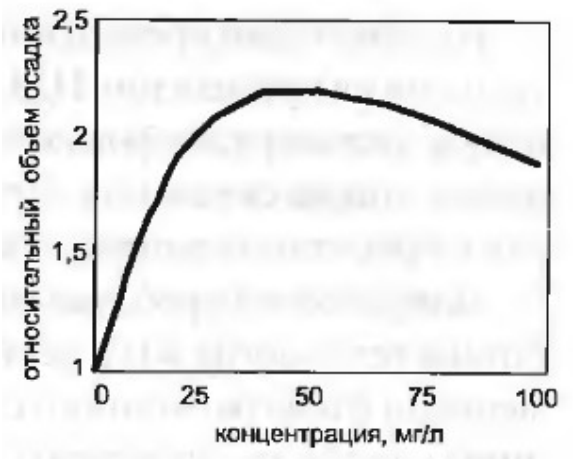



Рисунок 2.2. Зависимость относительного осадка полимер-дисперсной системы от концентрации полимера

Селективный характер ПДС доказан с привлечением метода ядерно-магнитного резонанса. Результаты исследований на моделях пористых сред показали, что образование частиц ПДС происходит в основном в промытых водой крупных порах, более значительно снижая их проницаемость, чем при воздействии на пористую среду отдельными компонентами. Снижение доли крупных пор в процессе фильтрации приводит под действием ПДС к вовлечению в фильтрацию более мелких пор (рис. 2.3). [13]

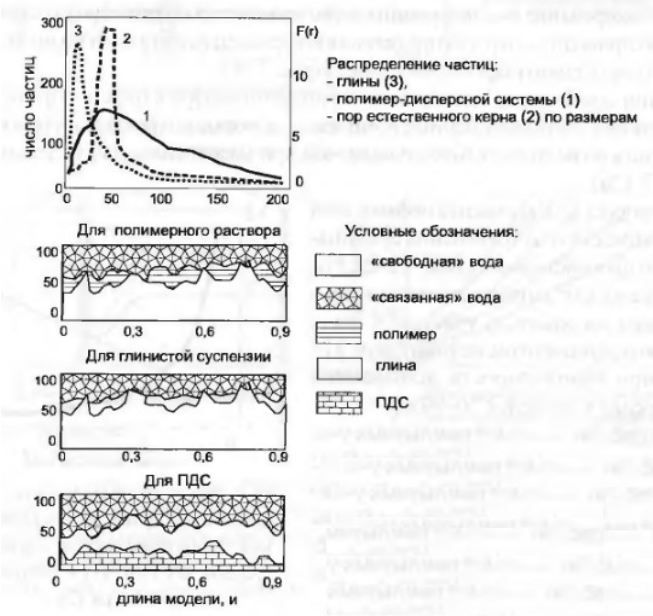



Рисунок 2.3. Распределение ПДС и её компонентов в пористой среде после доотмыва водой, определенное с применением метода ядерно-магнитного резонанса

В ходе исследований на опытных участках подтверждено, что при закачке ПДС происходит увеличение охвата пластов заводнением за счет подключения ранее не работавших пропластков, что и обеспечивает прирост добыч и нефти. При этом были сделаны следующие выводы:

1) Эффективность ПДС зависит от степени неоднородности разреза:

- в однопластовом разрезе, т.е. при коэффициенте расчлененности, равном единице (n = 1), эффект минимальный или отсутствует;

- в пластах, в разрезе которых коэффициент расчлененности равен 2-3, эффект составляет до 3300 т нефти на одну скважино-обработку;

- при более неоднородном разрезе эффективность применения НДС более высокая и составляет до 13600 т нефти на одну скважино-обработку;

- проницаемость малоохвачепных или неохваченных пропластков в разрезе должна быть ниже проницаемости основного пласта не менее чем в 2 раза.

2) Эффективность применения ПДС зависит от литологического состава пропластков. Если неохваченные заводнением пропластки представлены песчаниками проницаемостью более 0,1 мкм$^2$, эффект от применения ПДС проявляется через 3-6 месяцев, а если слабопроницаемыми пластами, то через 9-15 и более месяцев. [12]

Были отработаны и применяются на основе базовой технологии ПДС следующие модифицированные полимер-дисперсные системы (МПДС) [13]:

- ПДС со стабилизирующими добавками;
- ПДС с гелеобразующими компонентами (ГОК);
- ПДС с регулируемыми свойствами;
- МПДС и хлористого кальция ($CaC1_2$);
- ПДС с кальцинированной содой ($Na_2CO_3$);
- ПДС с сульфированным тощим абсорбентом (СТА);
- ПДС с алюмохлоридом ($A1C1_3$);
- МПДС на основе ПДС и щелочных стоков капролактама (ЩСПК);

- МПДС, основанная на последовательном применении ПДС и водных растворов ПАВ;
- МПДС, основанная на последовательном применении ПДС и нефтеотмывающих композиций на основе ПАВ и других химических продуктов.

Модифицированные полимер-дисперсные системы, во-первых, повышают технологический эффект от их применения, во-вторых, расширяют условия применения этих технологий на различные категории трудноизвлекаемых запасов, в-третьих, способствуют удельному снижению затрат на тонну дополнительной добычи нефти. [12].

### 2.5. Выбор наиболее оптимальной технологии

Полимер-дисперсные системы могут оказаться намного более эффективными, но при этом, более дорогими, сложными. При ошибке возможны последствия. Данная технология является более рискованной и менее проверенной. В связи с этим, несмотря на то, что закачка ПГС «Ритин» может дать меньший эффект, предлагается применение именно этого метода, поскольку его закачка представляется более простым, надёжным и дешевым способом выравнивания профиля. В дальнейшем допускается возможность оценки возможности применения этой технологии.

### Выводы к главе 2

1. Учитывая высокую неоднородность объекта, значительную его обводнённость и то, что месторождение находится на поздней стадии разработки, метод выравнивания профиля приёмистости может оказаться наиболее эффективным, так как его применение значительно влияет на коэффициент охвата как за счёт водоизоляции, так и за счёт последующего применения полимерного заводнения.

2. Рассмотрены 2 потокоотклоняющих технологий: полимер-гелевые соединения и полимер-дисперсные.

3. В качестве метода повышения нефтеотдачи выбрана технология закачки полимер-гелевых соединений ПГС «Ритин».

## 3. Порядок проведение закачки ПГС «Ритин» и требуемое для этого оборудование

### 3.1. Оборудование, применяемое для закачки реагента в пласт

Оборудование, применяемое для закачки реагента в пласт – система приготовления и нагнетания полимерно-гелевой системы показана на рисунке 3.1.

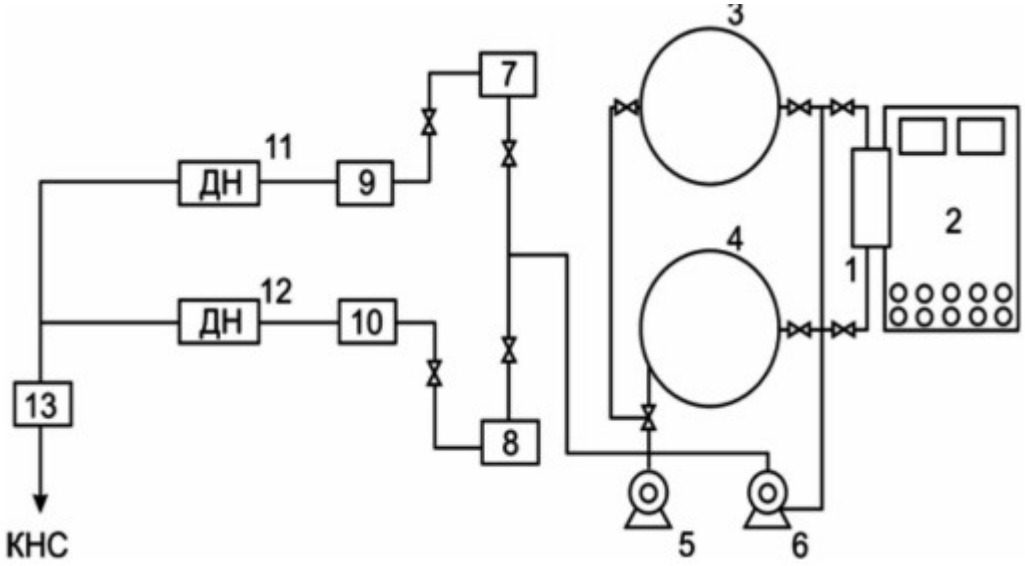



Рисунок 3.1. Схема приготовления и закачки полимерно-гелевой системы: 1 – загрузочная ёмкость; 2 – склад для сухого реагента; 3, 4 – ёмкости объёмом по 25–50 м 3 для хранения реагентов; 5, 6 – циркуляционные насосы; 7, 8 – фильтр грубой очистки; 9, 10 – фильтр тонкой очистки; 11, 12 – дозировочные насосы; 13 – счётчик

Пласт, который обрабатывается данной композицией, отделяются пакером от других пластов в случае, если они принимают воду. Нагнетание раствора данной технологии и пресной воды производят при наименьших значениях расхода и давления, чем при закачивании сточной воды. Режим работы растворного узла является круглосуточным. При этом объём раствора и оторочки воды в одном цикле как правило равны между собой. Узел приготовления и нагнетания раствора реагентов устанавливается неподалеку от КНС или очистных зданий пунктов сбора нефти. Производительность узла растворения для нагнетаемого раствора или для пресной воды равняется 200

$м^3$/сут или более. Исходя из схемы (рис. 3.1) приготовление и нагнетание раствора производится в следующей последовательности: [13]

- В подготовленную ёмкость необходимо набрать примерно 1/2 объёма пресной воды;
- После чего отмеряют специальной ёмкостью необходимые объём реагента и с помощью насоса производят их перекачку;
- Заполняют ёмкость пресной водой до требуемого уровня, происходит перемешивание насосом до состояния однородности;
- Заранее готовый в ёмкости рабочий раствор реагентов путем самотека или насосом подаются на приём насоса, который нагнетает его непосредственно в скважину с помощью блока-гребёнки;
- Значения расходов контролируются по значению уровня жидкости в емкости и с помощью специального прибора учёта жидкости, выполненного по типу «Турбоквант»;
- Предусматривается автоматическое выключение насосов 8–10 и 13 как только достигается верхний и нижний отметки уровня жидкости в емкостях 3–5 и резком снижении давления, при котором производится нагнетание

### 3.2. Порядок проведения закачки реагента в пласт

Реагент «Ритин» — это белый (иногда имеет оттенок желтоватого цвета) мелкозернистый или имеющий порошкообразное агрегатное состояние полимерный материал, имеющий размер частиц до 4 мм. Влагосодержание не более 10 %. Реагент не является токсичным, невзрывоопасный, негорючий, при действии открытого огня наблюдается обугливание.

До начала закачки:

- Перед началом работ по закачиванию ПГС «Ритин» в скважины важно убедиться в том, что партия исходного сырья соответствует показателям качества с помощью проверки свойств небольшой части реагента на соответствие согласно техническим условиям (ТУ) и паспорту завода-изготовителя;

- Определить приёмистость агрегатом ЦА-320 каждой обрабатываемой нагнетательной скважины по воде при 3 режимах давления, равных рабочему давлению закачки и ± 1 МПа от рабочего давления закачки;
- Определить суточную добычу жидкости (для фонда, оборудованного ШГН производится снятие динамограмм), динамического уровня и обводнённости реагирующей добывающей скважины на период около двух недель до начала закачки;
- Заранее предусмотреть проведение комплекса ГИС (техническое состояние колонны, профиль приёмистости) в нагнетательных скважинах.

Во время закачки: [13]

- Произвести подбор режима работы насоса таким образом, чтобы закачивание ПГС началось при давлении, которое равняется рабочим давлениям скважины. Режим изменяется по достижению давления закачки предельной величины, которая составляет 1,1 от рабочих давлений в скважине. Как только достигается давление закачки на 30% выше рабочего проводится продавка водой в объёме равном 25 $м^3$, дальнейшие работы согласовываются с НГДУ;
- Весь период обработки пласта контролируется закачанная жидкость по параметрам времени закачки и изменения давления нагнетания. Это позволяет в течение проведения обработки пласта проконтролировать изменение приёмистости нагнетательных скважин по данному раствору.

После завершения закачки оторочки:

- Первые 3 дня после закачки в нагнетательную скважину ПГС ежедневно проводить измерение суточного объёма закачки и давления нагнетания, после чего каждые 3 дня в течение первого месяца (для слежения динамики восстановления приёмистости по скважине) по СВУ;
- Первые 2 недели после обработки необходимо предусмотреть проведение ГИС (профиль приёмистости) на нагнетательной скважине для контроля эффективности обработки. В течение всего года важно

контролировать работу реагирующих добывающих скважин участков воздействия ПГС [14].

### 3.3. Выбор скважины-кандидата для расчета проведения технологии закачки ПГС Ритин

Скважина-кандидат для проведения закачки ПГС «Ритин» должна удовлетворять следующим условиям:

- обводненность скважины должна быть более 80%;

- выработанность НИЗ на данном участке должна быть не менее 0,8.

Скважина должна удовлетворять требованиям, приведенным в таблице 2.1.

Нагнетательные скважины, в которые планируется провести закачку ПГС «Ритин», должны иметь приемистость от 50 до 1000 $м^3$/сут.

На Федоровском месторождении наклонно-направленные скважины работают с обводненностью 98%. В 2013 году из наклонно-направленных скважин отобрано 4,7% от общего количества годовой добычи нефти. Для повышения эффективности работы данного типа скважин работы по закачке ПГС «Ритин» рекомендуется провести на одной из скважин, относящихся к наклонно-направленным, удовлетворяющей критериям, перечисленным выше.

### Выводы к главе 3

Предложена технология закачки полимер-гелевой системы «Рититн».

В качестве добывающей скважины-кандидата рекомендуется выбрать наклонно-направленную скважину с обводненностью более 80% и отбором от НИЗ не менее 0,8. В качестве нагнетательной скважины рекомендуется выбрать скважину с приемистостью 50 – 1000 $м_3$/сут.

## 4. Технологический расчет

Расчёт произведён по методике Лысенко [8].

Дано:

Таблица 4.1. Исходные данные

| Параметр | Значение |
|---|---|
| Производительность, $м^3$/сут | 120 |
| Репрессия на нефтяной пласт, МПа | 7 |
| Начальная нефтенасыщенная толщина по участку, м | 6.5 |
| Площадь нефтенасыщенность часть участка, $м^2$ | $37 \cdot 10^4$ |
| Пористость, д.е. | 0,25 |
| Начальная нефтенасыщенность, д.е. | 0,62 |
| Остаточнная нефтенасыщенность | 0,269 |
| Коэфициент вытеснения нефти водой, д.е. | 0,566 |
| Вязкость пластовой нефти, мПа·с | 6 |
| Вязкость вытесняющего агента, мПа·с | 0,54 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, $кг/м^3$ | 857 |
| Плотность вытесняющего агента в пластовых условиях | 1012 |
| Средняя обводнённость д.ед | 0,95 |
| Квадрат коэффициента вариации проницаемости, д.ед | 1,01 |
| Объёмный коэффициент | 1,65 |

**Решение:**

1) Соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в пластовых условиях

$$\mu = \frac{\mu_н}{\mu_а} \cdot K_в^{1.5} = \frac{6}{0.54} \cdot 0.566^{1.5} = 4.7$$

2) Вес воды, замещающий 1 т поверхностной нефти в пластовых условиях

$$\gamma = \frac{\gamma_н}{\gamma_а} \cdot b = \frac{857}{1012} \cdot 1.65 = 1.4$$

3) Коэффициент различия физических свойств нефти и пластовой воды

$$\mu_0 = \frac{1+\mu}{1+1} \cdot \gamma = \frac{1+4.7}{1+1} \cdot 1.4 = 3.99$$

4) Определение текущей доли вытесняющего агента в дебите окружающих скважин

$$A = \frac{A_2}{(1-A_2)\cdot\mu_0 + A_2} = \frac{0.95}{(1-0.95)\cdot 3.99 + 0.95} = 0.83$$

5) Объёмная доля обводнённых слоёв

$$(1-Y) = \left[1-0.25\left(V^2\right)^2\right]\cdot A^2 = \left[1-0.25\cdot(1.01)^2\right]\cdot 0.83^2 = 0.52$$

6) Удельный коэффициент приёмистости нагнетательной скважины

$$z = \frac{q_3}{\Delta P \cdot h} = \frac{120}{70 \cdot 6.5} = 0.26$$

7) Оптимальная концентрация реагента в закачиваемой воде

$$C = 1-0.9\cdot e^{-z} = 1-0.9\cdot e^{-0.16} = 0.23 \ \ весовых \ \ \% = 2{,}3 \ \ кг/м^3$$

8) Суточная закачка реагента

$$g = c\cdot q_3 = 2{,}3\cdot 120 = 276 \ \ кг/сут$$

9) Необходимое количество реагента

$$G = C\cdot S\cdot h\cdot m\cdot S_н\cdot K_в\cdot(1-Y)\cdot 0.01 = = 2{,}3\cdot 37\cdot 10^4\cdot 6.5\cdot 0.25\cdot 0.62\cdot 0.566\cdot 0.52\cdot 0.01 = 2523.45 \ \ кг$$

10) Принимаем коэффициент фильтрационного сопротивления равным 3 (основываясь на экспериментальных данных)

11) Коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента после закачки

$$\mu_0 = \frac{1+\mu}{1+v} \cdot \gamma = \frac{1+4.7}{4} \cdot 1.4 = 1.995$$

12) Изменение массовой обводнённости

$$от \ \ A_2 = \frac{A\cdot\mu_0}{1-A+A\cdot\mu_0} = \frac{0.83\cdot 3.99}{1-0.83+0.83\cdot 3.99} = 0.95$$

$$до \quad A_2 = \frac{0.83 \cdot 1.995}{1 - 0,83 + 0.83 \cdot 1.995} = 0,9$$

13) Изменение объёмной обводнённости

$$от \quad A_1 = \frac{A \cdot \mu_0}{(1 - A) \cdot \gamma + A \cdot \mu_0} = \frac{0.83 \cdot 3.99}{(1 - 0.83) \cdot 1.4 + 0.83 \cdot 3.99} = 0.93$$

$$до \quad A_1 = \frac{0.83 \cdot 1.995}{(1 - 0.83) \cdot 1.4 + 0.83 \cdot 1.995} = 0.87$$

13) При неизменных параметрах глубинных насосов окружающих добывающих скважин дебит нефти увеличивается как по объёму, так и по весу в $\frac{1 - 0,87}{1 - 0,93} = 1,86$ раза

14) При постоянном суточном объёме закачки воды $q_3 = 120 \ м^3/сут$ и до начала закачки реагента дебит жидкости окружающих добывающих скважин состоит из 103.74 т/сут воды и 5.46 т/сут нефти. После закачки реагента – 98,28 т/сут воды и 10,82 т/сут нефти. Таким образом, в пересчёте на год с учётом коэффициента эксплуатации 0,9, прирост добычи нефти составит 0,9*5,46*365=1793,61 т/год.

**Выводы к главе 4**

Были рассчитаны основные показатели закачки раствора, оценена эффективность применения данного метода увеличения нефтеотдачи. При его применении можно получить годовой прирост нефти 1793,61 т.

Для расширения масштабов работ по применению осадкогелеобразующих технологий необходимо решить также вопросы разработки и изготовления передвижных блочных установок для приготовления и закачивания больших объёмов композиций в скважины и производства морозоустойчивых реагентов для круглогодичной работы на объектах воздействия.

Разумная стратегия в этой области должна предусматривать комплексное решение проблемы, включая широкие фундаментальные исследования, промысловые испытания и соответствующее материально-техническое обеспечение для масштабного применения разработанного метода.

Потокоотклоняющие технологии на основе осадкогелеобразующих реагентов эффективны в высокообводненных многопластовых объектах. Достигается снижение содержания попутно добываемой воды в продукции нефтяных скважин, что уменьшает расход электроэнергии, деэмульгаторов и энергоносителей, используемых для подготовки нефти на технологических установках.

## Заключение

1. Наиболее перспективными объекты для дальнейшей разработки являются объекты $АС_{4-8}$ и $БС_{10}$. Поскольку разработка месторождения сопровождается высокой обводненностью продукции добывающих скважин и высокой слоистой неоднородностью, необходимо применение современных методов увеличения нефтеотдачи. Особенное внимание следует обратить на пласты $АС_{4-8}$, т.к. в данных пластах можно отметить очень высокую обводнённость и, несмотря на это, данные объекты являются наиболее перспективными.

В текущем состоянии фонд скважин не может обеспечивать проектные величины разработки, для достижения утвержденного КИН необходимо применение методов повышения нефтеотдачи пластов или интенсификации добычи.

2. В пласте $АС_{4-8}$ может быть реализован метод потокотклоняющих технологий, предлагается метод водоизоляции путём закачки ПГС РИТИН.

3. Были рассчитаны основные показатели закачки раствора, оценена эффективность применения данного метода увеличения нефтеотдачи. При его применении можно получить годовой прирост нефти 1793,61 т.

## Список использованной литературы


1. А.Н. Яковлев, А.С. Самойлов и др. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении// Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 4/2016.
2. А.О. Палий. Разработка нефтяных месторождений: Учебник. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – 319 с.
3. Айткулов А.У. Основы подземной гидромеханики и разработки нефтяных месторождений. Под. Редакцией Т.К. Ахмеджанова, Алматы, 2003.
4. Андреев В.В., Уразаков К.Р. Справочник по добыче нефти. М: ООО «Недра Бизнесцентр», 2000 г.
5. Баренблатт Г.И.. Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. - М.: Недра, 1984. 298 с
6. В.В. Землянский. О приоритетах при выборе скважин-кандидатов для применения потокоотклоняющей технологии ПГС «Ритин»//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 7/20014.
7. В.Д. Лысенко. К расчету эффективности закачки «Ритина» в нефтяные пласты// Нефтепромысловое дело, 3/2002.
8. В.Д. Лысенко. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 638с.
9. Газизов А.Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием - М.: ВНИИОЭНГ, 2003 - 308 с.
10. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения воды в пластах. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. - 285с.
11. Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатаций нефтяных месторождений. М: Недра, 1983г.
12. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник для вузов. - М.: ОАО Издательство «Недра». 1986г.

13. И.А Швецов., В.Н. Маныриню Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара, 2000. – 350с.

14. Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. Пособие. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.

15. Л.Н. Назарова. Разработка нефтегазовых месторождении с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 156 с.

16. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов. -М.:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003.- 816с.

17. Муслимов Р.Х. - Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. — Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. - 688 с.

18. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра.1988. под ред. Гиматудинова Ш.К.

19. Технология и техника методов повышения нефтеотдачи.- г.Томск, Томский политехнический университет, 2003г.

20. Ю.В. Земцов, А.В. Баранов, А.О. Гордеев. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях// Нефть. Газ., 7/2015

21. Ю.П. Желтов. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986, 332 с.

22. Яковлев А.Л., Самойлов А.С. и др. Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле, 4/2016, 60-76.