**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования   
«**УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНСТИТУТ**

**Инженерный факультет**

Направление подготовки (специальность): **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль: «**Повышение эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья**»

Кафедра: «**Нефтегазовое дело**»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

|  |  |
| --- | --- |
| Тема работы: **«Применение технологий паротеплового воздействия для разработки нефтяных месторождений высоковязких нефтей на месторождениях Кайара (Ирак)»** | |
| Регистрационный номер выпускной квалификационной работы: | 210345**-01-22** |

Обучающийся(аяся):

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Группа** | **ФИО** | **Подпись** | **Дата** |
| МНГДДмд-21 | **Альтхмнче Абу Альхасан Али Махфудх** |  |  |

Руководитель:

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|  | Карпухина Т.В. | доцент |  |  |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Зав. кафедрой** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
| НГД | Пазушкин П.Б. | к.т.н., доцент |  |  |

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования   
«**УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ИНСТИТУТ**

**Инженерный факультет**

Кафедра: «**Нефтегазовое дело**»

Направление подготовки (специальность): **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль: «**Повышение эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья**»

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **«УТВЕРЖДАЮ»** | |
|  | Заведующий кафедрой  «Нефтегазовое дело», к.т.н., доцент | |
|  |  | П.Б. Пазушкин |

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы  
в форме магистерской диссертации**

Обучающемуся(йся):

|  |  |
| --- | --- |
| **Группа** | **ФИО** |
| МНГДДмд-21 | **Альтхмнче Абу Альхасан Али Махфудх** |

Тема работы:

|  |  |
| --- | --- |
| **«Применение технологий паротеплового воздействия для разработки нефтяных месторождений высоковязких нефтей на месторождениях Кайара (Ирак»** | |
| Утверждена приказом по университету | от |

|  |  |
| --- | --- |
| Срок сдачи законченной ВКР |  |

**Техническое задание:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Исходные данные к работе** |  |
| **Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов** |  |

**Названия разделов ВКР, которые должны быть написаны на русском и английском языках:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Название раздела на русском языке** | **Название раздела на английском языке** |
| Обзор научно-технической литературы по теме исследования | Реферат |
| Основная аналитическая часть |  |
| Экономика и организация производства |  |

|  |  |
| --- | --- |
| **Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы** |  |

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|  | Карпухина Т.В. | доцент |  |  |

**Задание принял к исполнению обучающийся(аяся):**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Группа** | **ФИО** | **Подпись** | **Дата** |
| МНГДДмд-21 | **Альтхмнче Абу Альхасан Али Махфудх** |  |  |

**РЕФЕРАТ**

Магистерская диссертация состоит из текстового документа на 115 страницах, содержит 75рисунков, 43 таблиц, 24 источников.

Объектом исследования в данной работе являются технологии ремонтно-изоляционных работ, водоизолирующие материалы для ограничения водопритока.

Цель изучения: является рассмотрение методов ограничения водопритока при строительстве и эксплуатации скважин и совершенствования технологий ремонтно-изоляционных работ.

Основные задачи исследования:

* анализ состояния проблемы обводнения нефтяных скважин и применяемых технологий ремонтно-изоляционных работ;
* формулирование общих и специфических требований к физикохимическим свойствам водоизолирующих материалов.
* теоретические исследования и обоснование структуры и физикохимических свойств полифункциональных материалов, применяемых в качестве водоизолирующих материалов;
* научно-методическое обоснование изменения структуры водоизолирующих материалов и технологических приемов их применения с целью повышения эффективности ограничения водопритоков;
* создание системы критериев эффективного применения методов ограничения водопритоков с использование материалов и составов на основе.

В качестве метода исследования были использованы все виды РИР, материалы, а также технология проведения.

**ABSTRACT**

The master's thesis consists of a text document on 110 pages, contains 16 figures, 48 tables, 14 sources.

The object of research in this work is the technology of repair and insulation works, water-insulating materials to limit water inflow.

The purpose of the study: is to consider methods of limiting water inflow during the construction and operation of wells and improving the technologies of repair and insulation work.

The main objectives of the study:

• analysis of the state of the problem of flooding of oil wells and applied technologies of repair and insulation work;

• formulation of general and specific requirements for the physicochemical properties of water-insulating materials.

• theoretical studies and substantiation of the structure and physicochemical properties of multifunctional materials used as water-insulating materials;

• scientific and methodological substantiation of changes in the structure of water-insulating materials and technological methods of their application in order to increase the efficiency of limiting water flows;

• creation of a system of criteria for the effective application of methods for limiting water flows with the use of materials and compositions based on.

As a research method, all types of RIRs, materials, as well as the technology of conducting were used.

**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение

[Раздел 1. АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОГО МАТЕРИАЛА ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР) 9](#_Toc104407021)

[1.1Общие сведения о месторождении 10](#_Toc104407022)

[1.2 Геологическое строение залежей 11](#_Toc104407023)

[1.2.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза Ярус N° 1 (Евфрат)– мсторождения Кайара 11](#_Toc104407024)

[1.2.2 Тектоническое строение 11](#_Toc104407025)

[1.2.3 Общие сведения о нефтегазоносности 11](#_Toc104407026)

[1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия 13](#_Toc104407027)

[1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов 13](#_Toc104407028)

[1.4.1 Отбор и исследования керна 13](#_Toc104407029)

[1.4.2 Литологическая характеристика пород продуктивных пластов 14](#_Toc104407030)

[1.4.3 Определения фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных пластов по лабораторным исследованиям керна 14](#_Toc104407031)

[1.4.4 Физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти 14](#_Toc104407032)

[1.4.5 Сведения по определению коллекторских свойств и насыщенности методами ГИС 21](#_Toc104407033)

[1.5 Свойства и состав пластовых флюидов 23](#_Toc104407034)

[1.6 Сведения о подсчете запасов УВС 25](#_Toc104407035)

[1.7 Характеристика фонда скважин 26](#_Toc104407036)

[Раздел 2.](#_Toc104407037)[ОСНОВНАЯ АНАЛИТИЧЕСКАЯ (РАСЧЕТНАЯ) ЧАСТЬ 24](#_Toc104407038)

[2.1 Обоснование и выбор технологии П-МУН 25](#_Toc104407039)

[2.2 Обзор существующих технологий П-МУН 27](#_Toc104407040)

[2.2.1. Циклическая паровая стимуляция (CSS) 31](#_Toc104407041)

[2.2.2. Гравитационный дренаж с использованием пара (SAGD) 32](#_Toc104407042)

[2.2.3. Внутрипластовое горение 33](#_Toc104407043)

[2.2.4. Техническое ограничение 35](#_Toc104407044)

[2.3. Тепловые распределение при нагнетаний пара 38](#_Toc104407045)

[2.3.1 Потери в подводящих трубопроводах 41](#_Toc104407046)

[2.3.2 Тепловые потери в нагнетательных скважинах 48](#_Toc104407047)

[2.4. Технология повышения нефтеотдачи при закачки пара в нефтяной пласт 55](#_Toc104407048)

[2.4.1 Гидродинамическая модель месторождения 59](#_Toc104407049)

[2.5 Проектирование разработки месторождения 66](#_Toc104407050)

[2.5.1 Модель 1. Базовая модель на естественном режиме 69](#_Toc104407051)

[2.5.2 Модель 2 Площадная закачка пара 71](#_Toc104407052)

[2.5.3 Модель 3. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 150 м3 закачанного пара 73](#_Toc104407053)

[2.5.4 Модель 4. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 300 м3 закачанного пара 77](#_Toc104407054)

[2.5.5 Модель 5. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) на пласт 79](#_Toc104407055)

[2.5.6 Модель 6. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДиНЗ) и воздействие направленной закачки теплоносителя 86](#_Toc104407056)

[2.5.7Модель 7. Горизонтальное импульсно-дозированное паротепловое воздействие и гравитационное воздействие дренажа (ГИДПгВ) 90](#_Toc104407057)

[2.6 Технологическая оценка 93](#_Toc104407058)

# [Раздел 3.СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ………………………………… ..94](#_Toc104407059)

[3.1 Методика и исходные данные для экономической оценки 95](#_Toc104407060)

[3.1.1 Показатели экономической эффективности 95](#_Toc104407061)

[3.1.2 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС 96](#_Toc104407062)

[3.1.3 Система налогов и платежей 96](#_Toc104407063)

[3.1.4 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов 97](#_Toc104407064)

[3.2 Технико-экономический анализ моделей разработки 98](#_Toc104407065)

Заключение………………………………………………………………………….32

Список литературный……………………………………………………………...

**ВВЕДЕНИЕ**

Термическое повышение нефтеотдачи - это тип нефтедобычи, используемый в основном для извлечения тяжелой сырой нефти. Большая часть более легкой сырой нефти была извлечена первичными и вторичными методами, которые зависят от более простых механизмов, таких как гравитация и закачка воды. Существуют и другие методы повышения нефтеотдачи: закачка газа и химическая закачка. Каждый тип нефтедобычи имеет свои преимущества и недостатки.

В США в основном используется закачка газа CO2, в то время как в Канаде применяются как CSS, так и SAGD. Современные перспективы в области термического повышения нефтеотдачи пластов связаны с использованием солнечной энергии для нагрева воды с целью получения пара.

Пар закачиваемый через нагнетательную скважину, представляет собой смесь пара и жидкости. Весовая доля пара называется качеством пара. Поскольку пар способен удерживать больше энергии, чем жидкость, качество пара лучше, если в нем больше пара. Тепло от пара нагревает породу-шапку, породу-коллектор и породу-основание.

На начальном этапе горячий пар поднимается вверх из-за низкой плотности, и в верхней части пласта образуется паровая грудь. По мере стекания нефти вниз насыщенность снижается примерно до 5%. Конденсированная вода и нефть с низкой вязкостью стекает к добывающей скважине и нагревает высоковязкую нефть на дне. Горячая вода вытесняет нефть на дно пласта. Поскольку вода обладает меньшей энергией, чем пар, и большей вязкостью, она движется медленнее, чем пар, что приводит к низкой эффективности добычи нефти. Таким образом, гравитация сильнее воздействует на жидкости в верхней части пласта, чем в нижней.

Большая часть более легкой в добыче нефти была извлечена традиционными методами, также известными как методы первичной и вторичной добычи. Тяжелая сырая нефть, в отличие от легкой, имеет более высокую плотность, вязкость и удельный вес, и при нормальных условиях в пласте она течет нелегко. Методы повышения нефтеотдачи были разработаны для того, чтобы максимизировать добычу и извлечение нефти путем снижения вязкости и повышения эффективности отбора. Термический метод повышения нефтеотдачи используется для извлечения тяжелой сырой нефти в США, Канаде и Венесуэле с помощью тепла и сжигания.

Согласно данным Министерства энергетики США, нефть добывается в три этапа: первичное извлечение, вторичное извлечение и повышение нефтеотдачи. Первичная добыча включает в себя естественные механизмы, такие как давление в пласте или сила тяжести, которые толкают нефть к стволу скважины, откуда она выкачивается на поверхность, в результате чего извлекается около 10% от общего количества нефти в пласте. Вторичная добыча - это закачка жидкостей, таких как вода или газ, для вытеснения нефти, в результате чего извлекается от 20 до 40 процентов первоначальной нефти. Первичные и вторичные методы используются для извлечения легкой нефти, которая имеет меньшую плотность и вязкость, чем тяжелая нефть, и поэтому легче извлекается.

Повышение нефтеотдачи пластов (ПНП), заключительный этап, объединяет первичные и вторичные методы добычи, создавая высокоэффективный метод добычи нефти, позволяющий извлекать от 30 до 60% нефти на месторождении.

В данной работе представлены вопросы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи на основе разработки и внедрения новых технологических решений по тепловым выбросам и выбросам пластового пара в различных геолого-физических условиях.

Для достижения поставленной цели были разработаны следующие задачи:

1. Анализ, демонстрационные и экспериментальные исследования движения теплового поля и КИН неоднородных нефтяных пластов.

2. Экспериментальное исследование процесса обработки горячим паром призабойной зоны модели неоднородного нефтяного пласта.

3. Экспериментальное исследование влияния гравитационного воздействия на степень прогрева и нефтевытеснения пласта большой мощности.

# **Раздел 1.**

# **АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОГО МАТЕРИАЛА ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР)**

# **АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОГО МАТЕРИАЛА ПО ТЕМЕ ИССЛЕДОВАНИЯ (ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР)**

**1.1Общие сведения о месторождении**

Под этим названием объединяются четыре сравнительно небольшие нефтяные месторождения (Кайара, Наджма, Касаб и Джаван), расположенные в 50-60 км к юго-востоку от г. Мосул. Первое из этих месторождений, Кайара, открыто в 1929 г., остальные обнаружены в 30-е годы прошлого столетия.

Таблица 1

физико-химические свойства нефтей месторождений Кайара

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Нижнемиоценовые | нефти | Верхнемеловые | нефти |
| М-ние Кайара | М-ние Наджма | М-ние Касаб | М-ние Джаван |
| Плотность, г/см3 | 0,9593 | 0,9340 | 0,9465 | 0,9725 |
| Сера, вес. % | 8 | 6.5 | 7.5 | 6.5 |
| Асфальтены, вес. % | 9 | 7 | 8.5 | 11.0 |
| Парафины, вес. % | 1 | 1.5 | 1.5 | 11.0 |
| Вязкость, μ (20оС) сПз | 270 | 85 | 160 | 530 |

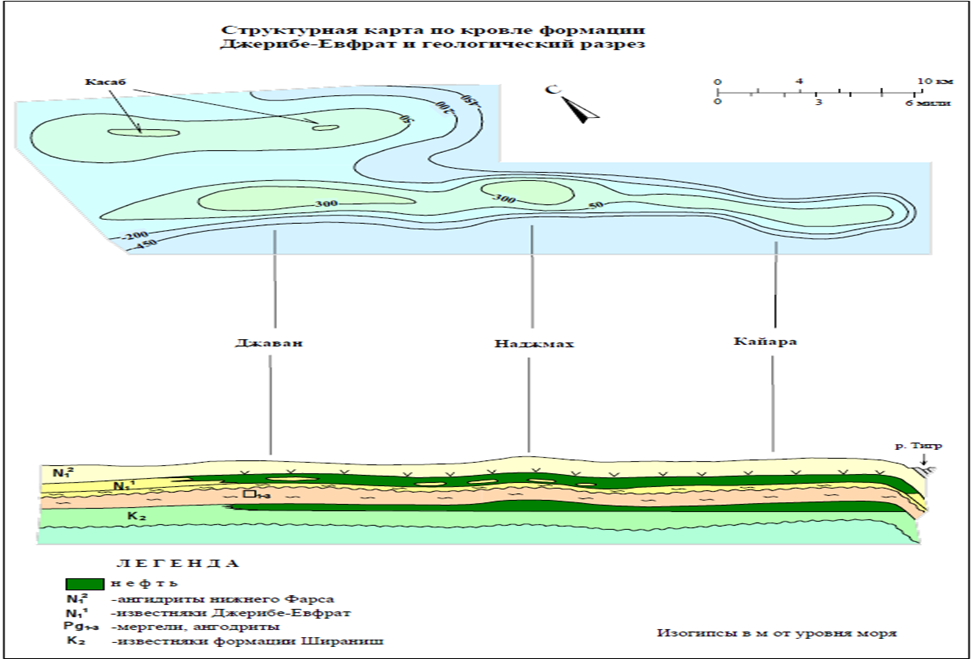


Рисунок 1.Нефтяные месторождения Кайара

**1.2 Геологическое строение залежей**

**1.2.1 Краткая литолого-стратиграфическая характеристика разреза Ярус N° 1 (Евфрат)– мсторождения Кайара**

Литологически ярус N° 1 представлен, в основном, известняками, участками кавернозными, с редкими тонкими глинистыми прослоями. Среди известняков различаются песчаниковидные, разнозернистые и пелитоморфные разности. В разрезе яруса N° 1выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы: Евфрат,Б-1, КА,Б-2, Евфрат,Б-3, Евфрат,Б-4, Евфрат,Б-5, Евфрат,Б-6, Евфрат,Б-7.

**1.2.2 Тектоническое строение**

Евфрат поднятие является структурой облекания рифогенного массива франско-фаменского возраста. По отложениям нижнего и среднего карбона наблюдается резкое увеличение амплитуды и углов падения с глубиной. По кровле яруса N° 1, основного объекта разработки, поднятие представляет собой антиклиналь северо-западного простирания, осложненную структурными выступами.

**1.2.3 Общие сведения о нефтегазоносности**

Нефтеносность месторождения приурочена к карбонатным отложениям яруса N° 1. Промышленно нефтеносными являются отложения яруса N° 1(пласты Евфрат,Б-0+1, Евфрат,Б-2, Евфрат,Б-3, Евфрат,Б-4, Евфрат,Б-5, Евфрат,Б-6 и Евфрат,Б-7). Таблицы 2 и 3 показывают общую характеристику залежи нефти КА -ого месторождения и характеристику залежи по результатам интерпретации ГИС отложений яруса N° 1 КА -ого месторождения

Таблица 2

общая характеристика залежи нефти КА -ого месторождения

| Пласт | Залежь | Абс. отм ВНК, м | Размеры залежи | | | Тип залежи |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| длина, км | ширина, км | высота, м |
| Евфрат,Б |  | -1002  (-998-1007) | 8,2 | 4,0 | 77 | Пластово-массивный |

Таблица 3

характеристика залежи по результатам интерпретации ГИС отложений яруса N° 1 Евфрат -ого месторождения

| № п/п | Параметр | Евфрат, Б |
| --- | --- | --- |
| 1 | Общая толщина | |
| минимальное значение, м | 8.9 |
| максимальное значение, м | 82.3 |
| среднее значение, м | 63.2 |
| 2 | Эффективная толщина | |
| минимальное значение, м | 3.1 |
| максимальное значение, м | 74.4 |
| среднее значение, м | 30.8 |
| 3 | Эффективная нефтенасыщенная толщина | |
| минимальное значение, м | 1.3 |
| максимальное значение, м | 48 |
| среднее значение, м | 25.3 |
| 4 | Эффективная водонасыщенная толщина | |
| минимальное значение, м | 0.9 |
| максимальное значение, м | 33.1 |
| среднее значение, м | 7.8 |
| 5 | Коэффициент песчанистости | 0,77 |
| минимальное значение, м | 0,2 |
| максимальное значение, м | 1 |
| среднее значение, м | 0.8 |
| 6 | Коэффициент расчленности | 2,41 |
| минимальное значение, м | 1 |
| максимальное значение, м | 11 |
| среднее значение, м | 2,41 |
| 7 | Коэффициент начальной нефтенасыщенности | |
| минимальное значение, д.ед. | 0.43 |
| максимальное значение, д.ед. | 0.94 |
| среднее значение, д.ед. | 0.86 |

Нефтяная залежь яруса N° 1

В настоящем подсчете запасов 2013 года продуктивные пласты яруса N° 1(Евфрат,Б‑0+1, Евфрат,Б-2, Евфрат,Б-3, Евфрат,Б‑4, Евфрат,Б-5, Евфрат,Б-6 и Евфрат,Б-7) объединены в единый подсчетный объект, далее описываемый как залежь пласта КА, Б [3].

Нефтяная залежь пласта Евфрат,Б яруса N° 1

Залежь N° 1пласта Евфрат,Б состоит из 11-25 проницаемых пропластков, толщиной от 0,4 до 25,6 м. Характеристика залежи по результатам интерпретации ГИС представлена в таблице 2.2. По данным ГИС средневзвешенная пористость пласта составляет 18%, нефтенасыщенность - 86%. Нефтеносность отложений яруса N° 1установлена по результатам испытания в колонне и пластоиспытателем КИИ в процессе бурения. Уровень ВНК был условно принят, в подсчете запасов 2013 года на абс. отметке -1002+ 4 м, как среднее значение водонефтяных контактов, выделенных по ГИС, и с учетом результатов испытания в колонне скважин: 481, 566, 114R. Залежь N° 1почти повсеместно подстилается подошвенной водой. Тип залежи пластово-массивный. Размеры залежи 8,2×4,0 км, амплитуда 77 м [3].

**1.3 Гидрогеологические и инженерно-геологические условия**

Наибольшее количество гидрохимической информации относится к ярусу N° 1 (пласт Евфрат, Б), где в карбонатных коллекторах выявлена залежь высоковязкой нефти, что вызвало необходимость применения с 1983 года метода паротеплового воздействия на пласт (ПТВ)

Следует отметить, что обоснование режима разработки нефтяных залежей с гидрогеологической точки зрения, применительно к КА-ому месторождению, имеет ряд специфических особенностей. Разработка залежи яруса N° 1до 1983 года.

**1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов**

**1.4.1 Отбор и исследования керна**

Всего на Кайра месторождении с отбором керна пробурено 47 скважин, из них после подсчета запасов 1993 года – восемь скважин (79R, 27, 459, 828, 959, 1506, 1549, 1601).

В продуктивных отложениях яруса N° 1с отбором керна пройдено 1286,7 м, керна поднято 463,3 м или 36,0 %. Освещенность продуктивной части пласта очень низкая и составляет в среднем по ярусу 30,2 %, изменяясь по пластам от 20,2 % в пласте Евфрат,Б-7 до 41,8 % в пласте Евфрат,Б-4. Но значительный объем исследований (1460 образцов в эффективной части пласта и 1337 образов керна в нефтенасыщенной части пласта) позволяет получить достаточную информацию о фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов яруса N° 1- Евфрат.

**1.4.2 Литологическая характеристика пород продуктивных пластов**

Продуктивные отложения яруса N° 1-Евфрат представлены в основном известняками, с редкими тонкими глинистыми прослоями. Среди известняков различаются песчаниковидные, разнозернистые и пелитоморфные разности. Основными коллекторами нефти являются песчаниковидные известняки серые и светло-серые, массивные, всегда интенсивно и равномерно насыщенные нефтью.

Органогенно-обломочные известняки сложены окатанными обломками органических остатков, оолитами и комками. Структура известняков органогенно-обломочная, разнозернистая, преимущественно мелкозернистая. Все форменные элементы сложены пелитоморфным и микрозернистым известковистым материалом.

**1.4.3 Определения фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных пластов по лабораторным исследованиям керна**

Смачиваемость поверхности каналов фильтрации горных пород характеризуется индексом Амотта-Гервея [5]. Результаты лабораторных исследований на образцах КА -ого месторождения приведены в таблице 4.

Из карбонатных отложений яруса N° 1- Евфрат был исследован 61 образец. Показатель смачиваемости изменяется в пределах от -0,235 до 0,267, что соответствует промежуточной смачиваемости поверхности породы, характеризующейся углами смачивания 85,8-90,1°.

Таблица 4

характеристики смачиваемости поверхности каналов фильтрации горных пород по лабораторным данным

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Пласт | Количество определений | Диапазон изменения значения | |
| индекс Амотта-Гервея | краевой угол смачивания |
| Евфрат, Б-1- 6 | 61 | -0,235 0,267 | 85,8… 90,1° |

**1.4.4 Физико-гидродинамические характеристики вытеснения нефти**

Эксперименты по определению коэффициентов вытеснения нефти водой проводили в лабораторных условиях на составных линейных моделях пластов с использованием общепринятых методик [6]. Всего на моделях пластов среднего карбона было проведено18 экспериментов на моделях и 21 - на единичных образцах, для которых был использован керн месторождений. Из них для верейских продуктивных отложений КА -ого месторождения выполнено пять экспериментов на составных моделях из образцов собственного керна. Для продуктивных пластов N° 1 коэффициент вытеснения определялся на 15 образцах собственного керна.

Результаты исследований по определению величины коэффициента вытеснения для продуктивных пластов КА -ого месторождения. Зависимость аппроксимируется выражением (1):

Кон = -0,0033⋅Кпр + 0,4456 (1)

Поэтому для расчётов можно ограничиться средней величиной по полученным экспериментальным результатам. Таким образом, коэффициент остаточной нефтенасыщенности по объекту N° 1 КА -ого месторождения принимается равным 0,446.

Коэффициент вытеснения нефти водой рассчитан по формуле (2) и принимается равным:

Квыт = Кнн - Кон/Кнн = 0,481 (2)

Где, Кнн = 0,86 – коэффициент начальной нефтенасыщенности, принятый для объекта N° 1.

Для оценки коэффициентов вытеснения при различных температурах предлагается использовать зависимость остаточной нефтенасыщенности Кон от подвижности нефти Кпр/μн., представленную на формулне 3

Кон = -0,008⋅Ln(Кпр/μн) + 0,3945 (3)

При этом температурная зависимость будет учитываться изменениями вязкости нефти от температуры. Коэффициент вытеснения нефти водой рассчитывается по формуле (4):

Квыт = (Кнн - Кон)/Кнн (4)

В таблице 6 приведены основные расчетные характеристики вытеснения нефти водой в условиях месторождения для средних значений проницаемости и вязкости продуктивных пластов, в том числе при различных температурных воздействиях. на рисунке 2 показана связь Кон с температурой пласта.

ОФП для объектов разработки КА -ого месторождения, рассчитанные для средневзвешенных по объему нефтенасыщенных пород значений проницаемостей, представлены в таблицах 7-9 и на рисунках 3-5.

Таблица 5

результаты экспериментальных исследований процесса вытеснения нефти водой для одновозрастных залежей отложений N° 1- Евфрат

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | пласт, | Интервал отбора | Содержание воды, доли ед. | Коэффициенты | | | | | Вязкость неф. мПа.с | Темп, ºС |
| Кпори,. | К, мкм2 ·10-3 | Кнн, | Кон, | Квытя, |
| КА -ое | Евфрат,Б 0+1 | 1024-1038 | 0.242 | 0.239 | 134 | 0.758 | 0.4337 | 0.428 | 156 | 28 |
| 1032-1035 | 0.157 | 0.21 | 73.5 | 0.843 | 0.4595 | 0.455 | 156 | 28 |
| 1098.2-1101.3 | 0.261 | 0.231 | 841 | 0.739 | 0.407 | 0.449 | 154 | 28 |
| 1274-1278 | 0.177 | 0.23 | 315 | 0.823 | 0.487 | 0.408 | 154 | 28 |
| 1124-1125.6 | 0.186 | 0.2 | 242 | 0.814 | 0.5138 | 0.369 | 154 | 28 |
| КА -ое | Евфрат,Б-2 | 1217-1221 | 0.121 | 0.2 | 1637 | 0.879 | 0.4705 | 0.465 | 154 | 28 |
| 1158.2-1160.3 | 0.109 | 0.172 | 1461 | 0.891 | 0.4336 | 0.513 | 154 | 28 |
| 1296-1272 | 0.125 | 0.236 | 1196 | 0.875 | 0.4102 | 0.531 | 154 | 28 |
| КА -ое | Евфрат,Б-3 | 1156.6-1158.2 | 0.128 | 0.262 | 1011 | 0.872 | 0.4387 | 0.497 | 154 | 28 |
| 1098.2-1101.3 | 0.205 | 0.213 | 998 | 0.795 | 0.4289 | 0.461 | 154 | 28 |
| 1139-1142 | 0.214 | 0.131 | 934 | 0.786 | 0.3841 | 0.511 | 154 | 28 |

ОФП для объектов разработки КА -ого месторождения, рассчитанные для средневзвешенных по объему нефтенасыщенных пород значений проницаемостей, представлены в таблицах 1.8-1.10 и на рисунках 1.2-1.4.

Рисунок 2– Коэффициент вытеснения нефти водой в зависимости от температуры пласта

Таблица 6 ‑ Характеристики вытеснения нефти водой

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Темп, объект | Вязкость нефти, мПа×с | Кпр/вяз, Кпр=0,415 | Кон | Квыт |
| 5 | 668 | 0.000622 | 0.453567 | 0.4726 |
| 15 | 244 | 0.001704 | 0.445499 | 0.4820 |
| 20 | 155 | 0.002669 | 0.441907 | 0.4862 |
| 28.3 | 117 | 0.003547 | 0.439634 | 0.4888 |
| 32 | 104 | 0.004006 | 0.43866 | 0.4899 |
| 40 | 62 | 0.006678 | 0.434572 | 0.4947 |
| 50 | 33 | 0.012524 | 0.429541 | 0.5005 |
| 60 | 17 | 0.024052 | 0.42432 | 0.5066 |
| 70 | 14 | 0.030071 | 0.422534 | 0.5087 |
| 80 | 11 | 0.037594 | 0.420747 | 0.5108 |
| 90 | 9 | 0.046277 | 0.419085 | 0.5127 |
| 100 | 7 | 0.060168 | 0.416985 | 0.5151 |
| 140 | 2 | 0.271647 | 0.404926 | 0.5292 |

Таблица 7

oтносительные фазовые проницаемости для продуктивных пластов карбонатных отложений яруса N° 1- Евфрат для пластовой температуры

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Текущая водонасыщенность S, д. ед. | Относительная фазовая проницаемость по воде kв, д. ед. | Относительная фазовая проницаемость по нефти kн, д. ед. | Обводненность f,  д. ед. |
| 0,140 | 0,00000 | 1,00000 | 0,00000 |
| 0,181 | 0,00666 | 0,71266 | 0,58289 |
| 0,223 | 0,01577 | 0,48668 | 0,82900 |
| 0,264 | 0,02612 | 0,31583 | 0,92522 |
| 0,305 | 0,03737 | 0,19172 | 0,96684 |
| 0,347 | 0,04933 | 0,10624 | 0,98581 |
| 0,388 | 0,06189 | 0,05158 | 0,99446 |
| 0,430 | 0,07497 | 0,02032 | 0,99819 |
| 0,471 | 0,08853 | 0,00547 | 0,99959 |
| 0,512 | 0,10250 | 0,00058 | 0,99996 |
| 0,554 | 0,11686 | 0,00000 | 1,00000 |

Таблица 8

oтносительные фазовые проницаемости для продуктивных пластов карбонатных отложений яруса N° 1- Евфрат для температуры 50°С

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Текущая водонасыщенность S, д. ед. | Относительная фазовая проницаемость по воде kв, д. ед. | Относительная фазовая проницаемость по нефти kн, д. ед. | Обводненность f, д. ед. |
| 0,140 | 0,00000 | 1,00000 | 0,00000 |
| 0,183 | 0,00994 | 0,71983 | 0,36952 |
| 0,226 | 0,02355 | 0,49158 | 0,67033 |
| 0,269 | 0,03900 | 0,31901 | 0,83843 |
| 0,311 | 0,05578 | 0,19365 | 0,92440 |
| 0,354 | 0,07364 | 0,10731 | 0,96681 |
| 0,397 | 0,09239 | 0,05210 | 0,98689 |
| 0,440 | 0,11193 | 0,02052 | 0,99570 |
| 0,483 | 0,13216 | 0,00552 | 0,99902 |
| 0,526 | 0,15303 | 0,00059 | 0,99991 |
| 0,568 | 0,17446 | 0,00000 | 1,00000 |

Таблица 9

oтносительные фазовые проницаемости для продуктивных пластов карбонатных отложений яруса N° 1- Евфрат для температуры 80°С

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Текущая водонасыщенность S, д. ед. | Относительная фазовая проницаемость по воде kв, д. ед. | Относительная фазовая проницаемость по нефти kн,  д. ед. | Обводненность f, д. ед. |
| 0,140 | 0,00000 | 1,00000 | 0,00000 |
| 0,184 | 0,01427 | 0,72637 | 0,21108 |
| 0,228 | 0,03380 | 0,49604 | 0,48138 |
| 0,271 | 0,05599 | 0,32191 | 0,70317 |
| 0,315 | 0,08009 | 0,19541 | 0,84807 |
| 0,359 | 0,10572 | 0,10828 | 0,93006 |
| 0,403 | 0,13265 | 0,05257 | 0,97172 |
| 0,446 | 0,16070 | 0,02071 | 0,99063 |
| 0,490 | 0,18975 | 0,00557 | 0,99785 |
| 0,534 | 0,21970 | 0,00059 | 0,99980 |
| 0,578 | 0,25048 | 0,00000 | 1,00000 |



Рисунок 3 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов яруса N° 1- Евфрат для пластовой температуры (Кпр=0,415 мкм2; μн= 117,6 мПа∙с)



Рисунок 4 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов яруса N° 1- Евфрат для температуры 50°С (Кпр=0,415 мкм2; μн= 33,45 мПа∙с)



Рисунок 5 – Зависимости относительных фазовых проницаемостей для воды, нефти и обводненности продукции от водонасыщенности продуктивных пластов яруса N° 1 КА -ого месторождения для температуры 80°С   
(Кпр=0,415мкм2; μн= 11,62 мПа∙с)

**1.4.5 Сведения по определению коллекторских свойств и насыщенности   
методами ГИС**

Определение эффективных нефтенасыщенных толщин Интерпретация геофизических материалов осуществлялась согласно общепринятой методике и рекомендациям, путем комплексного анализа геолого-геофизических и промысловых исследований.

В скважинах, в которых не работают методы, определяющие прямые качественные признаки проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты или они не записаны по техническим причинам, коллекторы выделены по граничному значению пористости - при Кп≥Кпгр (граничные значения Кп представлены в таблице 11), в карбонатных отложениях с привлечением нормализованной БК-НГК. Поскольку основной фонд эксплуатационных скважин пробурен по наклонно-направленным профилям, то возможно искажение границ коллекторов, установленных по глинистой корке, поэтому границы их уточнены по НГК, БК.

Таблица 10

принятые граничные значения пористости по КА -ому месторождению

|  |  |
| --- | --- |
| Отложения | Кп\_гр, д.ед. |
| Евфрат | 0.108 |
| Герб | 0.08 |

Определение коэффициента пористости

Количественная оценка пористости пород по ГИС проводилась в соответствии с методическими руководствами, изложенными в ряде работ.

Радиоактивный каротаж, который проведен во всех скважинах месторождения, был принят за основной метод определения коэффициента пористости. Пористость пластов, определенная по акустическому каротажу, использовалась в качестве контрольной.

Количественная оценка пористости пород по ГИС проводилась в соответствии с методическими руководствами. Пористость пород определялась по результатам исследований радиоактивными методами, способом двух опорных пластов по зависимостям Кп\_РК=f (∆Jnγ) - для карбонатных пород и Кп\_РК=f (∆Jnγ, ∆Jγ) - для терригенных пород, где △Jnγ, △Jγ - двойные разностные параметры НГК и ГК соответственно.

Аналитические выражения для расчета КпРК :

КпРК = Кп=0.482\*exp(-3.882\*△Jnγ) - для отложений N° 1 (5)

Определение пористости по акустическому каротажу проводилось по уравнению среднего времени для соответствующих отложений :

Горизонт N° 1: Кп= (ΔТ-155)/(570-155), (6)

Определение коэффициента глинистости

Определение глинистости проводилось по методу ГК с использованием зависимости Кгл от двойного разностного параметра (ΔIγ) (по В.В.Ларионову).

Аналитические выражения для расчета Кгл:

Кгл=0.0476\*(2.079^(3.7995\*△Jγ) -1) – для отложений яруса N° 1 (7)

Количественная оценка коэффициентов нефтенасыщенности проведена с использованием петрофизических зависимостей Рп= f (Кп), Рн= f (Кв), утвержденных в 2013 году для КА -ого месторождения в ГКЗ, УЭС пласта и пластовой воды, полученных соответственно для пластовых условий и при капилляриметрических исследованиях керна КА -ого месторождения и выраженных уравнениями Арчи-Дахнова для соответствующих отложений.

Схема расчета Кнн по уравнению Арчи - Дахнова:

Рп =  = ; Рн =  = ; (8; 9)

Кв = ; Кнн = 1 – Кв (10;11)

Определения фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных пластов по данным ГДИС.

В таблице 11 представлено сопоставление результатов исследования ФЕС на образцах керна и полученных в результате интерпретации материалов ГИС. Также приведены данные с результатами обработки результатов гидродинамических исследований скважин.

Таблица 11

сравнение фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ) продуктивных отложений N° 1

| № п/п | Параметры, метод определения | Объект N° 1 |
| --- | --- | --- |
| Евфрат,Б |
| 1 | Коэффициент пористости | |
| 1.1 | керн | |
| количество скважин | 26 |
| охарактеризованная эффективная толщина, м | 318.1 |
| количество определений | 1336 |
| минимальное значение, доли ед. | 0.01 |
| максимальное значение, доли ед. | 0.355 |
| среднее значение, доли ед. | 0.163 |
| 1.2 | ГИС |  |
| количество скважин | 820 |
| количество определений | 13695 |
| минимальное значение, доли ед. | 0,075 |
| максимальное значение, доли ед. | 0,260 |
| среднее значение, доли ед. | 0,180 |
| 2 | Коэффициент проницаемости | |
| 2.1 | керн | |
| количество скважин | 25 |
| охарактеризованная эффективная толщина, м | 318.1 |
| количество определений | 1162 |
| минимальное значение, 10-3 мкм2 | 0.1 |
| максимальное значение, 10-3 мкм2 | 9031 |
| среднее значение, 10-3 мкм2 | 415 |
| 2.2 | Коэффициент нефтенасыщенности |  |
| ГИС |  |
| количество скважин | 782 |
| количество определений | 9317 |
| минимальное значение, доли ед. | 0.434 |
| максимальное значение, доли ед. | 0.943 |
| среднее значение, доли ед. | 0.857 |
| 2.3 | ГДИ | |
| количество скважин | 24 |
| минимальное значение, 10-3 мкм2 | 1 |
| максимальное значение, 10-3 мкм2 | 2922 |
| среднее значение, 10-3 мкм2 | 309 |

**1.5 Свойства и состав пластовых флюидов**

**Объем исследований нефти и газа**

Для оценки физико-химических характеристик нефти и газа отобрано и исследовано 66 глубинных проб нефти, 167 поверхностных проб нефти и 62 пробы попутного газа. Состояние изученности месторождения на 01.10.2011 г. отражено в таблице 12.

Таблица 12

состояние изученности нефти и газа

| Отложения | Общее количество проб, шт. | | |
| --- | --- | --- | --- |
| нефти | | газа попутного |
| пластовой | поверхностной |
| N° 1- Евфрат | 34 (19/5) | 91 (6) | 30 (17) |
| Примечание: В скобках \* указаны количество некачественных проб/ количество проб, в которых отбракованы отдельные параметры. | | | |

Свойства нефти в пластовых условиях

Отложения N° 1- Евфрат

Нефть отложений яруса N° 1характеризуется как нефть высоковязкая: динамическая вязкость изменяется от 55,0 до 280,0 мПа∙с, составляя в среднем 141,96 мПа∙с, со средним газосодержанием, которое изменяется от 4,44 до 8,82 м3/т, составляя в среднем 6,23 м3/т, со средней плотностью 907,0 кг/м3, изменяющейся в пределах от 903,0 до 911,3 кг/м3, со средним давлением насыщения 4,70 МПа, изменяющимся в диапазоне от 3,80 до 5,66 МПа. (таб 13)

Свойства нефти в поверхностных условиях

Отложения N° 1- Евфрат

Нефть отложений яруса N° 1характеризуется как тяжёлая: средняя плотность 921,4 кг/м3; высокосернистая: среднее содержание серы 3,38 %; высокосмолистая: среднее содержание силикагелевых смол 22,08 %; парафинистая: среднее содержание парафина 3,39 %.

Растворенный в нефти газ

Изучение физико-химических свойств газа, растворенного в нефти, проводили при разгазировании пластовых проб нефти в стандартных условиях в соответствии с требованиями ГОСТ 23781-87, ГОСТ 14920-79, ГОСТ 22667-82. Попутный газ – азотно-углеводородного состава, содержание азота по различным отложениям в диапазоне 55…80 %.

Таблица 13

свойства нефти КА -ого месторождения, отложения N° 1- Евфрат

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Диапазон значений | | Среднее значение |
| Пластовое давление, МПа |  |  | 10.90 |
| Пластовая температура, °С |  |  | 28.3 |
| Давление насыщения, МПа | 3.80 | 5.60 | 4.70 |
| Газосодержание, м3 /т | 4.44 | 8.82 | 6.23 |
| Объемный коэффициент пластовой нефти, д. ед. | 1.010 | 1.024 | 1.018 |
| Плотность в условиях пласта, кг/м3 | 903.0 | 911.3 | 907,0 |
| Вязкость в условиях пласта, мПа с | 55.0 | 280.0 | 141.96 |
| Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10-4 | 6.70 | 6.89 | 6.80 |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м3 , при 20°С: | 925.6 | 917.6 | 921.4 |
| Плотность при 200С, кг/м3 | 925.6 | 917.6 | 921.4 |
| Вязкость, мм2/с при 20ОС | 315.5 | 108.0 | 170.8 |
| Температура застывания, °С | 7.0 | -44.0 | -16.9 |
| Серы | 3.81 | 2.85 | 3.38 |
| смол силикагелевых | 28.40 | 9.46 | 22.08 |
| Асфальтенов | 9.10 | 2.81 | 5.25 |
| Парафинов | 4.70 | 0.70 | 3.39 |
| Температура начала кипения, °С | 95.00 | 52.00 | 68.72 |
| до 100°С | 5.00 | 0.50 | 2.43 |
| до 150°С | 11.00 | 4.50 | 8.26 |
| до 200°С | 17.00 | 11.00 | 14.31 |
| до 300°С | 38.40 | 26.00 | 30.95 |

**1.6 Сведения о подсчете запасов УВС**

Изменение запасов нефти произошло за счёт изменения площадей нефтеносности (в отложениях нижнего карбона), изменения подсчетных параметров и коэффициентов нефтеизвлечения, а также передачи части запасов в нераспределённый фонд недр.

По состоянию 01.01.2018 г. на Государственном балансе запасов полезных ископаемых Ирака будут числиться запасы нефти КА -ого месторождения, по пласту Евфрат,Б яруса N° 1- Евфрат. Запасы растворенного газа на балансе не числятся ввиду низкого газосодержания и высокого содержания в нем азота (35-80 %). Сведения о состоянии запасов нефти на 01.01.2018 г. приведены в таблице 14. Данные о подсчетных параметрах и геологических запасах нефти по пластам представлены в таблице 14.

Таблица 14

сопоставление запасов нефти на 01.01.2017 г. КА -ого месторождения

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект, месторождение в целом | Начальные геологические запасы нефти, тыс. т | | | |
| Представляемые, 2017 год | | Числящиеся на государственном  балансе на 01.01.2017 | |
| АВ1 | В2 | АВ1 | В2 |
| Лицензионный участок №2 (ИРК 00182 НЭ от 21.12.1999 г.) | | | | |
| N° 1, Евфрат,Б | 75517 | - | 75517 | - |
| Нераспределенный фонд | | | | |
| N° 1, Евфрат,Б | 123 |  | 123 | - |
| Месторождение в целом | | | | |
| N° 1, Евфрат,Б | 75640 | - | 75640 | - |

Таблица 15

сводная таблица подсчетных параметров, начальных запасов нефти и растворенного газа КА -ого месторождения

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Категория запасов | Площадь нефтеносности, тысм2 | Средн. Нефтенасыщ  толщина м | Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м3 | Коэффициенты,  д. ед. | | | Плотность, г/см3 | Начал. геол. запасы тыс. т |
| открытой пористости, доли ед. | нефтенасыщенности, доли ед. | пересчетный, доли ед. |
| Пласт N° 1 Евфрат,Б | A | 23087 | 23,38 | 539722 | 0,18 | 0,86 | 0,983 | 0,921 | 75640 |

**1.7 Характеристика фонда скважин**

Всего на КА-ом месторождении, по состоянию на 01.01.2017 года пробурена 931 скважина, реализация проектного фонда согласно действующему проектному документу составляет 99,6%. Нереализованный проектный фонд составляет четыре скважины таблица 16.

В разное время добыча нефти осуществлялась 877 скважинами, закачка - 217 скважинами. Из 877 скважины, числящейся в фонде, 571 действующих добывающих, 217 под закачкой, 58 контрольных (пьезометрических). Характеристика пробуренного фонда скважин по объектам месторождения и в целом представлена в таблице 1.18, Диапазон дебитов скважин на 01.01.2017 г. по нефти – от 0,03 до 17,3 т/сут, по жидкости – от 0,2 до 574 т/сут. Средний дебит скважин по нефти 3,2 т/сут, по жидкости 73,6 т/сут. 79 % скважин имеют дебит нефти до 5 т/сут и 2,8 % – более 10 т/сут. На месторождении из 557 действующих добывающих скважин 107 скважин (19,2 % действующего фонда) имели дебит по нефти менее 1,0 т/сут. Большинство из них(59 %) высокообводненные (обводненность более 95 %). В декабре 2017 года по добывающему фонду коэффициент использования составлял 0,996, коэффициент эксплуатации – 0,975. На 01.01.2017 год 56,7% действующих добывающих скважин эксплуатируются с помощью ШГН.

Таблица 16

состояние реализации проектного фонда скважин на 01.01.2017 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Категория фонда | Объект Евфрат,Б |
| 1 | Утвержденный проектный фонд, всего | 868 |
|  | в том числе: | |
|  | добывающие | 580 |
|  | нагнетательные | 212 |
|  | контрольные | 48 |
|  | ликвидированые | 28 |
| 2 | Утвержденный проектный фонд для бурения - всего | 4 |
|  | в том числе: | |
|  | добывающие | 4 |
|  | нагнетательные | |
|  | контрольные | |
|  | водозаборные | |
| 3 | Фонд скважин на 1.01.2017 г., всего | 877 |
|  | На 1.01.2017 г, всего | |
|  | в том числе: | |
|  | добывающие | 571 |
|  | нагнетательные | 217 |
|  | контрольные | 58 |
|  | ликвидированые | 31 |

Таблица 17

характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2017

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Характеристика фонда скважин | Количество скважин |
| Фонд добывающих скважин | Пробурено | 635 |
| Возвращено с других горизонтов | 25(1) |
| Всего | 680 |
| В том числе: | |
| Действующие | 537 (1) |
| из них: фонтанные | |
| ЭЦН | 235 (1) |
| ШГН | 302 |
| газлифт: |  |
| Бездействующие | 2 |
| В освоении после бурения | |
| В консервации | 32 |
| Наблюдательные | |
| Переведены под закачку | 12 |
| Переведены на др. категории | 55 |
| В ожидании ликвидации | |
| Ликвидированные | 15 |
|  | Пробурено | 225 |
| Возвращено с др. горизонтов | 1 |
| Переведены из добывающих | 27 |
| Всего | 253 |
| В том числе: | |
| Под закачкой | 210 |
| Бездействующие | |
| В освоении | 4 |
| В консервации | 3 |
| В отработке на нефть | 20 |
| Переведены на другие горизонты | |
| В ожидании ликвидации | |
| Ликвидированные | 16 |
| Фонд газовых скважин | Пробурено | 3 |
| Возвращено с других горизонтов | 55 |
| Всего | 58 |
| В том числе: | |
| Наблюдательные | 18 |
| Пъезометрические | 40 |

# **Раздел 2.**

# **ОСНОВНАЯ АНАЛИТИЧЕСКАЯ (РАСЧЕТНАЯ) ЧАСТЬ**

# **2.ОСНОВНАЯ АНАЛИТИЧЕСКАЯ (РАСЧЕТНАЯ) ЧАСТЬ**

**2.1 Обоснование и выбор технологии П-МУН**

Согласно технологической схеме разработки на месторождении выделено четыре объекта разработки: N° 1-Евфрат, N° 2-Евфрат, N° 3-Евфрат и N° 4-Евфрат. В таблице 18 приводятся основные геолого-физические параметры объектов разработки. Решение о проведении моделирования П-МУН на основе критериев отбора, который принимает статистическое описание тепловых проектов с паром, которые проводились в России и в мире, позволяющих получить диапазон максимальной вероятности успешного применения и минимальные и максимальные условия применения по физико-химическим и геолого-физическим параметрам.

Таблица 18

геолого-физическая характеристика пластов и объектов разработки

| Параметры | Раз.ед | Продуктивные пласты | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Евфрат,А | Евфрат,Б | Евфрат,В | Евфрат,Г |
| Тип залежи |  | Пластовая сводовая | Пластово-массивная | Пластовый | Пластовая сводовая, |
| Тип коллектора | поровый | карбонатный, | карбонатный, | терригенный, | карбонатный, |
| Средняя глубина залегания кровли | м | 1046 | 1083 | 1375 | 1395-1407 |
| Площадь нефте/газоносности | тыс.м2 | 19692 | 23087 | 6756 | 2184 |
| Средняя общая толщина | м | 16 | 63 | 26 | 21 |
| Средняя эфф. нефт. толщина | м | 3.8 | 25.3 | 6.7 | 2.1 |
| Средняя эфф. водонасыщенная толщина | м | 3.40 | 7.80 | 9.90 | 2.80 |
| Коэффициент пористости | д. ед. | 0.17 | 0.18 | 0.20 | 0.13 |
| Коэффициент нефтенасыщ. | д. ед. | 0.71 | 0.86 | 0.69 | 0.76 |
| Проницаемость | мкм2 | 0.34 | 0.41 | 0.66 | 0.152\* |
| Проницаемость | мД | 337 | 402 | 649 | 150 |
| Начальная пластовая температура | оС | 27 | 28 | 31 | 31.5 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 11 | 11.83 | 15 | 15.2 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа\*с | 79 | 142 | 56 | 309.7 |
| Плотность нефти в пластовых условиях | г/см3 | 0.911 | 0.907 | 0.906 | 0.917 |
| Плотность нефти в поверх. условиях | г/см3 | 0.915 | 0.921 | 0.911 | 0.926 |

«Продолжение таблицы 18».

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объемный коэф. нефти | д. ед. | 1.018 | 1.018 | 1.011 | 1.02\* |
| Содержание серы в нефти | % | 3.24 | 3.38 | 2.78 | 2.76 |
| Содержание парафина в нефти | % | 3.76 | 3.39 | 3.87 | 3.11 |
| объем породы | м3 | 238273 | 1279020 | 107420 | 39530 |
| объем нефти | м3 | 74830 | 584101 | 45265 | 4586 |
| Содержание нефти в пласте | д. ед. | 0.314 | 0.457 | 0.421 | 0.116 |

Таблица 19

критерии выбора паротеплового метода увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкими нефтями (По статистическим данным разработки месторождений России).

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Критерии | Размерность | Мин | Макс | P90 | Мировой диапазон |
| Вязкость в пластовых условиях | мПа\*с | 62.1 | 56337 | 122 -14170 | 6 - 5Е+6 |
| Плотность | кг/м3 | 910 | 972 | 926 - 946 | 855 - 1,04 |
| Коэффициент объёмной нефтенасыщенности | % | 42 | 98 | 62.7 - 87.3 | 31.8 - 99 |
| Эффективная толщина пласта | м | 8.6 | 51.3 | 8.6 – 29.6 | Н.С |
| Глубина | м | 53 | 1336 | 365 - 732 | 53 - 1,65 |
| Начальная пласт. температура | °С | 4 | 40 | 18.6 - 26.6 | 82 – (-12) |
| Средняя проницаемость К | мД | 49 | 4500 | 850 - 2162 | 10 - 20,000 |
| Пористость | % | 15 | 66 | 24.5 - 33 | 7.5 - 66 |
| Нач, пластовое давление | МПа | 0.9 | 13.3 | 3 - 7.2 | Н.С |
| КИН | % | 23 | 60 | 35 - 43 | 25842 |
| Содержание серы в нефти, % | % | 0.1 | 4.3 | 1.46 - 2.8 | Н.С |
| Содержание смол в нефти, % | % | 2 | 153 | 13 - 25 | Н.С |
| Содержание асфальтенов в нефти, % | % | 0.5 | 9.1 | 3 - 6.3 | Н.С |
| Содержание парафина в нефти, % | % | 0.3 | 28 | 0.3 - 9.5 | Н.С |
| Содержание нефти | д. ед. | 0.1289 | | >0.154667 |  |
| Содержание нефти около 1200 баррелей / акр-фут увеличивает шансы на экономический успех. | | | | | |

На этой таблице важно отметить, что цвета в полях соответствуют степени вероятности успеха при применении П-МУН. Где желтый цвет представляет минимальную вероятность риска при применении П-МУН, зеленый цвет представляет средний операционный риск успеха, оранжевый цвет представляет минимальный и максимальный диапазоны применения в мире, поэтому он считается больший риск для российских условий поскольку наличие параметра в этом диапазоне должно быть изучено, при каких условиях эти методы были выполнены, красный цвет означает, что параметр находится за пределами рабочих диапазонов, поэтому любой объект эксплуатации выходит за пределы диапазона. мировой опыт, его следует считать не подходящим для применения П-МУН.

**2.2 Обзор существующих технологий П-МУН**

Тепловые МУН используются в основном в горнодобывающей промышленности высоковязкие парафиновые и смолистые масла. Прогрев приводит к разбавлению масла, плавлению парафина и смол вещества оседали при эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Поскольку тяжелая нефть вязкая и труднотекучая, проводится термическое повышение нефтеотдачи пластов (ТПНП). В зависимости от коллектора, плотность тяжелой нефти по API обычно составляет менее 20 градусов, и для ее добычи требуется внешнее тепло. Процесс термического восстановления делится на два типа: во-первых, восстановление горячей жидкости, при котором жидкость, такая как пар, закачивается в пласт, и, во-вторых, процесс восстановления горения, при котором тепло генерируется в пласте. Данная статья посвящена описанию закачки в пласт на основе пара, так как это наиболее часто используемый метод. А также в работе предаставлены основные факторы, влияющие на термическое повышение нефтеотдачи пластов.

Тяжелая сырая нефть - это вид пластовой нефти, которая не легко течет в пласте из-за более высокой плотности и вязкости по сравнению с легкой нефтью, также тяжелая нефть характеризуется более тяжелым составом и молекулярным весом. Тяжелая нефть определяется как любой вид жидкой нефти с гравитацией менее 20°API и пластовой вязкостью в диапазоне 50-5 000 сантипуаз. Хотя единого мнения нет, сырая нефть с вязкостью свыше 10 сП до 10000 сП также классифицируется как тяжелая нефть. Мировой энергетический совет относит к тяжелой нефти нефть с гравитацией ниже 22,3 °API или плотностью выше 0,920. Нижняя граница составляет 10 °API, нефть с плотностью менее 10 ° API обозначается как сверхтяжелая нефть [1-2]. Резервуары тяжелой нефти и битума образуются в результате микробной деградации обычных резервуаров легкой нефти в течение геологического времени. Закачка пара снижает вязкость нефти по мере нагревания сырой нефти и тем самым испаряет нефть, увеличивая ее подвижность и добычу. Кроме того, этот эффект снижает поверхностное натяжение, увеличивает проницаемость и улучшает условия просачивания в пласте. В неглубоких коллекторах закачка пара является наиболее экономичным способом получения высоковязкой нефти. Некоторые примеры неглубоких коллекторов включают долину Сан-Хоакин в Калифорнии, нефтяные пески в Альберте, Канада, Ирак и т.д [3,9].

**Факторы, влияющие на термическое повышение нефтеотдачи пластов**

Факторы, влияющие на извлечение нефти, включают снижение вязкости, паровую дистилляцию, тепловое расширение, относительная проницаемость, паровой привод и изменение капиллярного давления.

**Вязкость**

Влияние температуры на вязкость зависит от летучести, природы и состава нефти. С повышением температуры макромолекулярная структура нефти изменяется, вызывая рассеивание мономеров. Это приводит к улучшению текучести и снижению сопротивления течению нефти [1]. Снижение вязкости объясняется коэффициентом подвижности, который представляет собой отношение эффективной проницаемости к вязкости [2]. Вязкость измеряет сопротивление течению нефти. При более высокой вязкости нефти требуется больший перепад давления для перемещения нефти через песок. Поскольку вязкость воды в пласте и нагнетательной скважине одинакова и ниже вязкости сырой нефти, она легче проходит через песок и проталкивает нефть к добывающей скважине. Тяжесть по API измеряется для каждого вида сырой нефти, поскольку она коррелирует с физическими свойствами [3-4]. Приведенное ниже уравнение подчеркивает важность изменения вязкости для капиллярного эффекта в порах.

Где v представляет собой межпоровую скорость, μ - вязкость жидкости, а γ - межфазное натяжение (МФН) между вытесняемой и вытесняющей жидкостью. При увеличении капиллярного эффекта в масштабах пор вязкость также увеличивается, однако межфазное натяжение уменьшается.

**Паровая дистилляция**

С помощью высокотемпературного пара легкие фракции сырой нефти испаряются, и этот процесс известен как паровая дистилляция. Эти легкие углеводороды переносятся паром, газом горения, горячей водой и дистиллированными растворителями перед фронтом горения в направлении добывающей скважины [5]. Паровая дистилляция является критической функцией, отвечающей за гравитационную сегрегацию жидкостей и низкую остаточную нефтенасыщенность в пористых средах. В процессе дистилляции состав нефти оказывает большее влияние на эффективность извлечения нефти, чем гравитация по API [6].

**Изменение относительной проницаемости**

На относительную проницаемость нефти, воды и газа может влиять высокая температура и давление пара. Температура может изменяться за счет межфазного натяжения (МФН) между текучими фазами или за счет смачиваемости пористого материала. С повышением температуры IFT между нефтью и водой уменьшается, и смачиваемость может переходить в состояние "нефть мокрая" или "вода мокрая" в зависимости от флюидов в пласте и химического состава пористой среды. Для того чтобы относительная проницаемость была значительной, IFT должна быть равна или меньше 0,1 дин/см, что возможно для легкой нефти при очень высокой температуре [7].

**Свойства пара**

Пар, закачиваемый через нагнетательную скважину, представляет собой смесь пара и жидкости. Весовая доля пара называется качеством пара. Поскольку пар способен удерживать больше энергии, чем жидкость, качество пара лучше, если в нем больше пара. Тепло от пара нагревает породу-шапку, породу-коллектор и породу-основание. На начальном этапе горячий пар поднимается вверх из-за низкой плотности, и в верхней части пласта образуется паровая грудь. По мере стекания нефти вниз насыщенность снижается примерно до 5%. Конденсированная вода и нефть с низкой вязкостью стекает к добывающей скважине и нагревает высоковязкую нефть на дне. Горячая вода вытесняет нефть на дно пласта. Поскольку вода обладает меньшей энергией, чем пар, и большей вязкостью, она движется медленнее, чем пар, что приводит к низкой эффективности добычи нефти. Таким образом, гравитация сильнее воздействует на жидкости в верхней части пласта, чем в нижней.

Вода переносит очень большое количество тепла на единицу массы, так как она имеет самую высокую удельную теплоту и боковую теплоту парообразования, чем любая другая жидкость. Изменение температуры кипящей воды и сухого насыщенного пара показано на рисунке ниже. Боковая теплота парообразования - это разница между двумя кривыми, которая выше при низком давлении. Она уменьшается до нуля при 705 oF и 3206 psia, что является критической точкой. Пар переносит больше тепла, чем горячая вода при давлении от 100 до 1500 psia, при котором работает большинство проектов.

Температура пара повышается с увеличением давления. При низком давлении в системах закачки пара потери тепла низкие, так как теплопотери уменьшаются с понижением температуры. Кроме того, более глубокие пласты высокого давления и пласты с низкой проницаемостью имеют более высокие тепловые потери, так как требуют высокого давления закачки. Пар нагревает пласт, когда он отдает боковое тепло при постоянной температуре для превращения в воду.

Если латеральное тепло выше, пар может оставаться при более высокой температуре, чтобы нагревать подповерхностные пласты для продвижения по пласту. Из приведенного выше рисунка следует, что среднее состояние 80% качественного пара, необходимого для закачки, составляет 450 градусов по Фаренгейту и 414,7 psia [8].

**2.2.1. Циклическая паровая стимуляция (CSS)**

Циклическая паровая стимуляция (CSS) широко используется в Канаде для извлечения битума из нефтяных песков. Битум, более известный как асфальт, - это высоковязкая жидкая или полутвердая форма нефти, которая находится глубоко под поверхностью Земли. Его расположение затрудняет добычу. Первая фаза CSS - закачка пара. Пар закачивается через ствол скважины в течение нескольких недель, чтобы повысить температуру битума. При повышении температуры битуму становится легче двигаться. Вторая фаза - это просто позволить теплу рассеяться в пласте. На третьем этапе изменяется направление потока в стволе скважины, чтобы выкачать нефть через него на поверхность, что может занять несколько месяцев (Canada Natural). Циклическая паровая стимуляция повторяется до тех пор, пока закачка пара не будет обходиться дороже, чем добыча нефти. Коэффициент извлечения обычно составляет от 20 до 25 процентов (Министерство энергетики США). Циклическая паровая стимуляция часто проводится при высоком давлении, что привело к появлению метода, называемого циклической паровой стимуляцией высокого давления (HPCSS). Хоу и его коллеги исследовали оптимизацию циклической паровой стимуляции на горизонтальных скважинах и обнаружили, что в полевых условиях использование одной скважины как для закачки, так и для добычи нефти не является идеальным, что приводит к следующему типу термического увеличения нефтеотдачи.

Термическое повышение нефтеотдачи - это тип нефтедобычи, используемый в основном для извлечения тяжелой сырой нефти. Большая часть более легкой сырой нефти была извлечена первичными и вторичными методами, которые зависят от более простых механизмов, таких как гравитация и закачка воды. Существуют и другие методы повышения нефтеотдачи: закачка газа и химическая закачка. Каждый тип нефтедобычи имеет свои преимущества и недостатки.

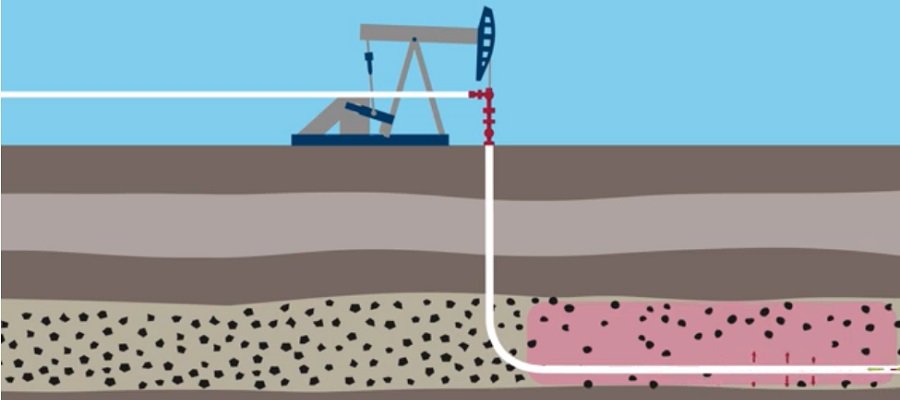


Рисунок 6. Распределение температуры Т и насыщенности 5 по длине однород­ного образца L при вытеснении нефти паром.

**2.2.2. Гравитационный дренаж с использованием пара (SAGD)**

Паровое заводнение повышает температуру пласта и создает градиент давления для повышения нефтеотдачи. Создавая градиент давления, пар вытесняет нефть, что аналогично процессу вторичной добычи, в котором используется вода или газ. В 1970-х годах доктор Роджер Батлер, инженер компании Imperial Oil в Альберте, Канада, изобрел паровой гравитационный дренаж (SAGD), популярную форму парового заводнения. В нефтяном пласте бурятся горизонтальные скважины. Пар под высоким давлением непрерывно закачивается в верхнюю скважину, нагревая нефть вокруг нее. Повышение температуры снижает вязкость нефти, заставляя ее стекать в нижний ствол скважины, откуда она откачивается на поверхность. Согласно статье, опубликованной журналом Alberta Oil Magazine, стоимость типичных проектов SAGD достигает 1,5 миллиарда долларов для производства 30 000 баррелей в день.

Для оценки эффективности различных конфигураций скважин были проведены исследования и математическое моделирование. Батлер из Imperial Oil и его коллега Стивенс сообщили, что для эффективной добычи нефти в параллельных горизонтальных скважинах необходима непрерывная закачка пара и дренаж нефти. В 1986 году Джоши исследовал теорию вертикального инжектора над горизонтальной скважиной и обнаружил, что вертикальные инжекторы имеют более высокие показатели извлечения нефти, чем горизонтальные инжекторы над горизонтальной скважиной. Джоши также обнаружил, что вертикальные трещины в пласте, расположенные перпендикулярно горизонтальной скважине, увеличивают коэффициент извлечения. Также было изучено влияние расстояния между горизонтальным инжектором и скважиной на добычу нефти. Проведя экспериментальное моделирование SAGD, Сасаки и др. обнаружили, что скорость добычи увеличивается с увеличением расстояния между скважинами.

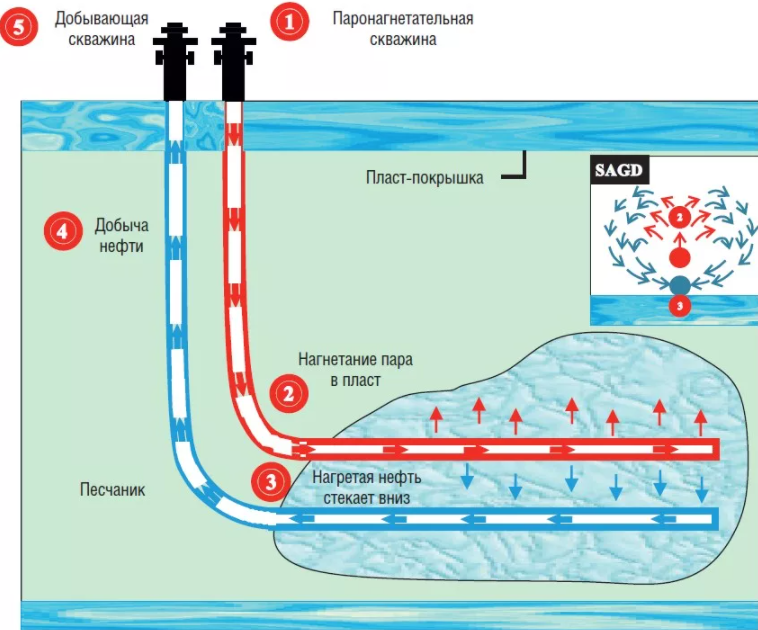


Рисунок 7. Гравитационный дренаж с использованием пара (SAGD)

**2.2.3. Внутрипластовое горение**

Процесс парового моделирования применяется для вязкой нефти и предполагает закачку пара в пласт через нагнетательные скважины. Чтобы заставить пар проникнуть в пласт, давление закачки должно превышать пластовое давление. После закачки пласт оставляют на период выдержки, после чего нефть откачивают из добывающей скважины. Закачиваемый пар снижает вязкость тяжелой нефти, облегчая ее перекачку. Паровая отбензинивание - это процесс, в ходе которого из тяжелой нефти удаляется большая часть сырой нефти путем удаления жидкостей с низкой температурой кипения.

В этом процессе составляющие нефти остаются неизменными: тяжелые компоненты остаются в пласте, а более легкие фракции извлекаются из добывающей скважины. При конденсации пара отделенные компоненты конденсируются, образуя растворитель, и повышают эффективность вытеснения. Отгоняемый пар состоит из нафтеновых и ароматических компонентов, которые служат хорошим растворителем для нефти. Парафин способствует осаждению асфальтового компонента перед паром, тем самым ограничивая поток нефти из добывающей скважины. Низкий уровень извлечения тяжелой нефти может быть вызван сокращением фронта конденсации летучих компонентов по мере прохождения пара.

По мере увеличения содержания летучих компонентов в обычной нефти из остаточного масла коэффициент извлечения снижается. Процесс зачистки, дистилляции и конденсации пара в целом увеличивает скорость извлечения благоприятнее, чем одно только снижение вязкости. Процесс закачки из одной или нескольких скважин называется паровым приводом, и этот метод эффективен при добыче тяжелой нефти, которая имеет низкий процент успеха из-за сложности создания соединения между добывающей и нагнетательной скважиной.

При нагревании проточного канала пар перемещается в нефтяную зону, а нефть стекает в сторону добывающей скважины. Если скважина плохо изолирована или скорость закачки низкая, горячая жидкость несет большие тепловые потери. Температура неконденсирующихся закачиваемых жидкостей ниже, чем на устье скважины, что приводит к конденсации паров из-за потери тепла. Поскольку тепло не сохраняется в паре, нефть вступает в контакт с горячей водой вместо пара. Это может оказать негативное влияние на возникновение и скорость роста паровой зоны и тем самым на коэффициент извлечения нефти [7].

Внутрипластовое горение предполагает закачку кислородсодержащего газа в пласт и его воспламенение, в результате чего образуется зона горения, которая гонит нефть к добывающей скважине. Внутрипластовое горение также известно как заводнение из-за движения фронта горения внутри пласта. Эта форма термического увеличения нефтеотдачи может осуществляться двумя способами: прямым или обратным. Прямое горение - это когда фронт горения движется в том же направлении, что и окисляющий газ. При обратном горении фронт горения движется в направлении, противоположном потоку окисляющего газа. Прямое сжигание в основном используется в нефтяной промышленности и имеет коэффициент восстановления от 39 до 56 процентов. Обратное горение было изучено и испытано в полевых условиях, но не используется широко из-за таких проблем, как непрореагировавший кислород, вызывающий коррозию и требующий больше кислорода для распространения зоны горения (Naccache и др.).



Рисунок 8. Внутрипластовое горение

**2.2.4. Техническое ограничение**

Несмотря на очевидную эффективность термического повышения нефтеотдачи, существуют недостатки и ограничения. Как в CSS, так и в SAGD за счет повышения температуры пара снижается вязкость нефти. Однако существует температурный предел, который пар не может превысить, учитывая металлургические особенности материалов, используемых при добыче нефти, в частности, скважины должны быть способны транспортировать пар и нефть без плавления. Пар, используемый при термическом повышении нефтеотдачи, также требует много энергии. Вода требует больших затрат на обработку и большого количества энергии для испарения. Производство пара потребляет огромное количество воды и природного газа и поэтому является дорогостоящим. Существует также проблема выбросов CO2 из-за производства пара.

Пар, закачиваемый через нагнетательную скважину, представляет собой смесь пара и жидкости. Весовая доля пара называется качеством пара. Поскольку пар способен удерживать больше энергии, чем жидкость, качество пара лучше, если в нем больше пара. Тепло от пара нагревает породу-шапку, породу-коллектор и породу-основание. На начальном этапе горячий пар поднимается вверх из-за низкой плотности, и в верхней части пласта образуется паровая грудь. По мере стекания нефти вниз насыщенность снижается примерно до 5%. Конденсированная вода и нефть с низкой вязкостью стекает к добывающей скважине и нагревает высоковязкую нефть на дне. Горячая вода вытесняет нефть на дно пласта. Поскольку вода обладает меньшей энергией, чем пар, и большей вязкостью, она движется медленнее, чем пар, что приводит к низкой эффективности добычи нефти. Таким образом, гравитация сильнее воздействует на жидкости в верхней части пласта, чем в нижней.

По данным Canada Natural, типичный коэффициент извлечения при SAGD составляет более 50%, что намного выше, чем при CSS. Однако, по словам Э.Л. Луи, вице-президента по разработке и исследованию нефтяных песков компании Imperial Oil, CSS более эффективна, чем SAGD, поскольку ее можно использовать в более широком диапазоне коллекторов. Пар высокого давления поднимает пласт выше, а затем под действием силы тяжести выталкивает нефть обратно к стволу скважины. Очевидно, что CSS и SAGD очень похожи. Они похожи из-за непрерывной закачки пара. Однако они отличаются методом добычи нефти. При CSS пар рассеивается в пласте, и только после этого нефть сливается через ту же скважину, в которую производилась закачка пара. При SAGD нефть непрерывно сливается через отдельную скважину. В ходе исследования, проведенного Хоу и др. для оптимизации CSS с использованием горизонтальных скважин, они обнаружили, что большее количество скважин повышает эффективность.

При сжигании на месте основные проблемы - это крайне неконтролируемый фронт горения, коррозия, вызывающая непрореагировавший кислород, и блокирование жидкости. Блокирование жидкости - это когда поток горячих углеводородов с низкой вязкостью в верхней части нагнетательной скважины затрудняется более медленным потоком углеводородов с более высокой вязкостью в добывающей части скважины. Это происходит потому, что фронт горения возникает в верхней части скважины, нагревая углеводороды более низкой вязкости, которые останавливаются углеводородами более высокой вязкости, находящимися под ними. Это делает процесс менее эффективным. Однако сжигание на месте имеет преимущества перед CSS и SAGD. Оно позволяет избежать затрат на подогрев воды, поскольку компрессоры нужны только для воздуха. Он также не выбрасывает столько CO2 в атмосферу по сравнению с CSS и SAGD (Naccache и др.).

В то время как в Соединенных Штатах наблюдается спад теплового увеличения нефтеотдачи, текущее совершенствование технологии теплового увеличения нефтеотдачи включает в себя более эффективные и экологически чистые перспективы в других регионах. Вместо сжигания природного газа для нагрева пара для закачки в пласт, технология солнечного повышения нефтеотдачи использует солнечные панели для использования солнечной энергии для нагрева воды в пар. Компания GlassPoint Solar первой создала солнечную систему генерации пара для теплового повышения нефтеотдачи. Их теплицы закрывают зеркала, чтобы защитить оборудование от мусора и влаги. Легкие зеркала используются для концентрации солнечной энергии для нагрева воды. При использовании солнечной тепловой системы повышения нефтеотдачи пластов капитальные затраты высоки по сравнению с природным газом; установка такого оборудования стоит дорого.

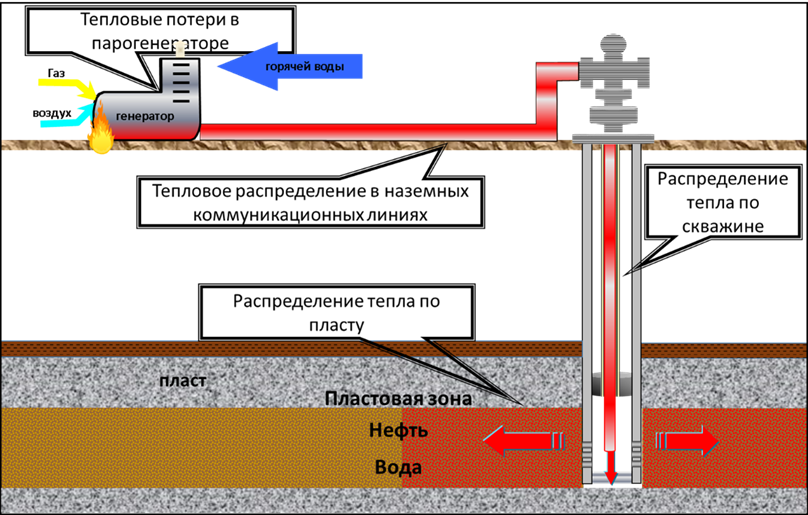
Однако природный газ, как и воду, необходимо постоянно поставлять. Солнечное тепловое ПНП не потребляет никакого топлива, что снижает стоимость эксплуатации, и не производит парниковых газов. В долгосрочной перспективе солнечный ПНП имеет преимущество по сравнению с предыдущими методами (Чаар и др.).

**2.3. Тепловые распределение при нагнетаний пара**

Распределение и потери тепла при любой операции нагнетания пара, начинается с генератора, следом за тепловые потери в наземных коммуникационных линиях, в скважинах, а также тепловые потери от нефтеносного пласта к окружающим породам, так как представляется в рисунке 9. Пар, закачиваемый через нагнетательную скважину, представляет собой смесь пара и жидкости. Весовая доля пара называется качеством пара. Поскольку пар способен удерживать больше энергии, чем жидкость, качество пара лучше, если в нем больше пара. Тепло от пара нагревает породу-шапку, породу-коллектор и породу-основание.

На начальном этапе горячий пар поднимается вверх из-за низкой плотности, и в верхней части пласта образуется паровая грудь. По мере стекания нефти вниз насыщенность снижается примерно до 5%. Конденсированная вода и нефть с низкой вязкостью стекает к добывающей скважине и нагревает высоковязкую нефть на дне. Горячая вода вытесняет нефть на дно пласта. Поскольку вода обладает меньшей энергией, чем пар, и большей вязкостью, она движется медленнее, чем пар, что приводит к низкой эффективности добычи нефти. Таким образом, гравитация сильнее воздействует на жидкости в верхней части пласта, чем в нижней.

Вода переносит очень большое количество тепла на единицу массы, так как она имеет самую высокую удельную теплоту и боковую теплоту парообразования, чем любая другая жидкость. Изменение температуры кипящей воды и сухого насыщенного пара показано на рисунке ниже. Боковая теплота парообразования - это разница между двумя кривыми, которая выше при низком давлении. Она уменьшается до нуля при 705 oF и 3206 psia, что является критической точкой. Пар переносит больше тепла, чем горячая вода при давлении от 100 до 1500 psia, при котором работает большинство проектов. Температура пара повышается с увеличением давления. При низком давлении в системах закачки пара потери тепла низкие, так как теплопотери уменьшаются с понижением температуры. Кроме того, более глубокие пласты высокого давления и пласты с низкой проницаемостью имеют более высокие тепловые потери, так как требуют высокого давления закачки. Пар нагревает пласт, когда он отдает боковое тепло при постоянной температуре для превращения в воду. Если латеральное тепло выше, пар может оставаться при более высокой температуре, чтобы нагревать подповерхностные пласты для продвижения по пласту.

Рисунок 9 – Тепловые распределение при нагнетаний пара 

Операции закачки тепла и потерь тепла начинаются в генераторе. Эти генераторы известны как генераторы влажного пара, используемые в проектах нагнетания пара, Эти генераторы могут работать от природного газа или нефти, и, как правило, производят качества пара около 80%. [22]

Тепловая эффективность парогенератора, определяется обычно на основе энтальпия произведенного пара в связи с общей энтальпией используемой для построения модели, поэтому для расчета эффективности необходимо знать температуру, количество ископаемого топлива, давление пара и его качества и др.

Освобожденная тепловая энергия. (Qt)

В этом пункте устанавливается количество энергии, необходимой для производства пара по формуле 12.

(12)

Где Qt- потребляемая тепловая энергия за день, Qгаз – Количество использованного газа за день и Tст -Теплотворная способность топлива.

Баланс энтальпии ()

Позволяет определять с удельной энтальпией насыщенного (влажного) водяного пара () по формуле 13 и 14.

(13)

(14)

Где - удельная энтальпия воды в жидкой фазе на кривой насыщения, т.е. Это тепло, необходимое для повышения температуры жидкости до температуры насыщения к заданному давления. **-** массовая доля насыщенного пара по влажном, - Энтальпия влажного пара, **-** Удельная скрытая теплота парообразования при постоянном давленым.

Существует возможности определения по корреляциям Эджиогу и Фёри (1978) [16] в которых рассчитываться в зависимости от давления (смотреть таблица 20) [5]

Таблица 20

oпределение Hw по корреляциям Эджиогу и Фёри

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Давление между | 3,47 МПа – 10,34 Мпа | (%) | Размерная цепь |
| Hw |  | 0.– 0.5 | кДж/кг |
| Давление между | 10,34 МПа – 17,24 МПа | (%) | Размерная цепь |
| Hw |  | 0.– 0.1 | кДж/кг |

Тепловая энергия приобретенная за пару (QT)

Это теплота пара, которые оказывается нагрева воды до его испарение. Определяется по формуле 15.

(15)

Производительность ()

Эффективность (2.5) определяются с следующей формулой следующее

(16)

**2.3.1 Потери в подводящих трубопроводах**

Движение теплоносителя может бить по поверхностным трубопроводам или по заглубленным в землю коммуникациям. В первом случае и втором, распределение тепла происходить согласно как показана на рисунке 6, как будет описано ниже в зависимости от механизма передачи.

При заглублении трубопровода в землю окружающая среда способна практически неограниченно поглощать отдаваемую трубой теплоту. Поверхностный трубопровод. При стационарным режиме тепловые потери в единицу времени на единицу длины' трубопровода (линейная плотность тепловых потерь) можно записать в виде (формула 17):

(17)

Где — Коэффициент тепловых потерь в единицу времени и на единицу длины трубопровода, Тs — температура пара или нагретой воды в потоке; Тa - температура окружающей среды; re— наружный радиус трубопровода; — общий коэффициент теплопередачи от пара.

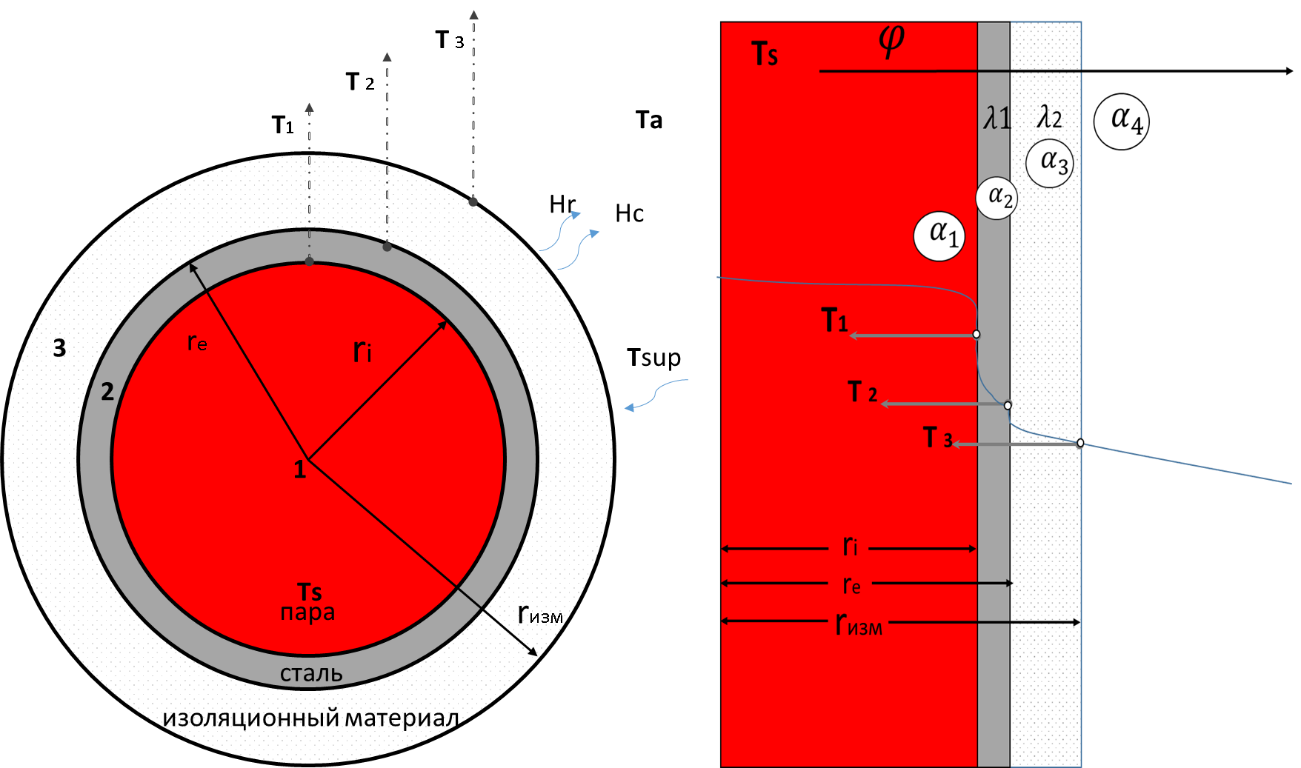
****

Рисунок 7 –. Радиальные профиль температур в наземном теплоизолированном трубопроводе: 1 — теплоноситель; 2 — станка трубопровода; 3 - теплоизоляционный материал

При стационарным тепловом режиме, можно презирать теплопередачей вдоль магистрального трубопровода, с целю определения потери тепла связан с изменениями температуры из центра труба ( к температуре окружающей среды (, как показано в формуле 18.

(18)

Поэтому, изменения температуры определяется в зависимости от механизмов теплообмена, которые описаны ниже и представлены на рисунке 2.6 [15]

а. Теплопроводность. Теплоперенос от центральной части потока жидкости (1) к внутренней поверхности трубы (T1) коэффициент теплоотдачи равен а1 (формула 19 и 20):

(19)

Где - – Линейный коэффициент теплопереноса (коэффициент конвекции) через цилиндрическую стенку, – температуропроводность каждого материала, – коэффициент теплопроводности.

(20)

б. Теплопроводность. Теплопередача стенки трубы (коэффициент теплопроводности равен λ1), определяется по формуле 21

(21)

в. Теплопроводность (формула 22). Теплоперенос через изолирующий материал труб (коэффициент теплопроводности равен λ2).

(22)

г. Конвекция и излучение (формула 23). Теплопередача от изоляционного материала до окружающей среды

(23)

Где: - коэффициентом теплопереноса вследствие конвекции - коэффициентом теплопереноса вследствие излучении, позволяющие определять графическими корреляциями или с формулами, описание разними авторами (McAdams, W. L. 1960; H.J. RAMEY. Jr 1964; Faruk Ali 1972).

Если тепловой режим является стационарным возможно уверять что полние потери тепла определяется по формуле 24:

(24)

То есть, изменения температуры будет равно сумме температур, представленных в механизмах теплопередачи. Таким образом получается в результате формулу 25

(25)

Общий коэффициент теплопередачи от пара U определяется путем подстановки формулы 14 в формулу 6, в зависимости от площади (внутренняя площадь , внешняя площадь и внешняя площадь изолятора ) как видно в Формуле 16 и 17

(26)

(27)

Где – внутренний и внешний радиус трубы, и внешний радиус изолятора соответственно

Для определения необходимо знать Температуру внешней поверхности поэтому определяется методом проб и ошибок, который может проводиться математически или графически, после решения с помощью формулы 2.6, получается потери тепла данной площади.

Некоторые корреляции показывают прямое решение, которое позволяет определить Q в зависимости от условий окружающей среды, температуры пара, и изолятора с ошибкой в процентах от 1%. В таблице 21 показана корреляция для обнаженной трубки (без изоляции), а в таблице 22 показана корреляция в трубкой с изоляцией из магния и температурой воздуха 27 °C. [8]

Таблица 21

корреляция Хиггинс, Р. В., и Лейтон, А. Дж. Для определения потери тепла за единицу площади, Ккал/(h.м2.с), в 1 час В обнаженной трубе

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Потери тепла за единицу площади,  Ккал/( ч.м2.с), для темератур не выше чем (°C) в 1 час. | | | |
| Изоляция: | Голая металлическая труба | | |
| Свойства ветера | 93 | 204 | 316 |
| Неподвижный ветер, -18 ° C | 2635 | 7611 | 15223 |
| Неподвижный ветер, 38 ° C | 1025 | 4830 | 10978 |
| Ветер 16 км / ч, -18 ° C | 4928 | 12393 | 22834 |
| Ветер 16 км / ч, 38 ° C | 0 | 0 | 0 |
| Ветер: 64 км / ч, -18 ° C | 2147 | 8343 | 17077 |
| Ветер: 64 км / ч, 38 ° C | 3415 | 13466 | 27567 |

Таблица 22

корреляция Хиггинс, Р. В., и Лейтон, А. Дж. Для определения потери тепла за единицу длини, Ккал/(h-м). с изолированной трубой

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | | Потери тепла за единицу длини, Ккал/( ч-м), для темератур не выше чем (°C) | | | |
| Изоляция | Свойства (мм) | |
| трубка с изоляцией из магния и температурой воздуха 27 °C. [13] | труба | толщина изолятора | 93 | 204 | 316 | 427 |
| 76 | стандард | 41 | 124 | 223 | 364 |
| 152 | стандард | 64 | 192 | 345 | 513 |
| 76 | 38 | 33 | 95 | 171 | 273 |
| 152 | 38 | 53 | 154 | 277 | 411 |
| 76 | 76 | 20 | 62 | 112 | 165 |
| 152 | 76 | 33 | 96 | 171 | 266 |

Расчет распределение тепла на поверхности месторождения КА

Труба с длиной 1000м и внешним диаметром, равным 0.05715м, пропускает пар со скоростью 150 м3 в сутки (водные эквиваленты). Давление пара на выходе генератора составляет 16 МПа, а излучательная способность внешней поверхности трубы равна . Рассчитайте потери тепла с учетом температуры окружающей среды, равной -17 °C, и незначительной скорости ветра. Повторите эти действия для случая изолированной трубы с магниевой изоляцией 0.0254 м толщины и теплопроводность равны 0.0595 Решение:

а.- расчет

Для расчета температуры насыщения, будет использовано уравнение Фарука Али[1] с модификацией, предназначенной для использования в международных метрических единицах. Эта корреляция имеет только 1% погрешность между давленями 0,06 до 20 МПа от давления пара на выходе генератора

Допустим что поверхностная температура будет

Тогда

Где внешний диаметр трубы, и толщина трубы с магниевой изоляцией. диаметр магниевой изоляции.

Температура насыщения получается с помощью формулы 18

(28)

Где давление пара на выходе генератора (МПа) и температуры насыщения (). Тогда получается:

Тогда , а затем

б.- Расчет физических свойств воздуха по Т°C средние

.

где коэффициент теплопроводности воздуха ().

плотность воздуха (). вязкость воздуха (). – удельная теплоемкость воздуха при постоянном давлении. коэффициент объемного расширения воздуха

в.- Расчет hr

Коэффициент теплопереноса вследствие излучении ), это может быть определено с помощью аналогичной графики или с помощью математических уравнений (формула 19). Для этого примера это будет решено с помощью математических уравнений, через следующий уравнение:

(29)

Где абсолютная температура тела при более высокой температуре в K, абсолютная температура тела при более низкой температуре в K

г.- Расчет hс

McAdams[12] представляет корреляцию, из которой можно определить коэффициент теплопередачи посредством свободной или естественной конвекции, когда скорости ветра незначительны (<16 км / ч) или равны нулю. Следующее уравнение было получено из этой корреляции (формула 20):

(30).

д.- Расчет U

Для расчета общего коэффициента теплопередачи от пара, необходимо определить по формуле 21

(31)

е.- Расчет Q

Поскольку является константой, возможно написать по формуле 22:

(32)

Где - коэффициент общего теплообмена с внешней поверхностью, то есть, исключая и и площадь внешней поверхности. Тогда можно вычислить как;

Тогда

Если значение рассчитано с допущением в 1. Если они не равны в пределах допуска аппроксимации (0.1º), повторите процедуру с шага 1, используя , рассчитанный как новое предполагаемое значение.

В таблице 23 показаны итерации, выполненные для расчета температуры на поверхности изоляционного материала, в дополнение к расчету параметров, которые позволяют рассчитывать запросы тепла.

Таблица 23

итерации, выполненные для расчета температуры на поверхности изоляционного материала

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| итерации | (предполагаемый) |  |  |  |  |  |  |
| 1 | 600.64 | 529.3 | 8.314 | 10.043 | 1.584 | 38317.38 | 1.733 |
| 2 | 529.30 | 529.3 | 13.239 | 11.269 | 1.619 | 39165.67 |  |

С помощью формулы 6, сможем определит потери тепла пол этим условием.

**2.3.2 Тепловые потери в нагнетательных скважинах**

Тепловые МУН используются в основном в горнодобывающей промышленности высоковязкие парафиновые и смолистые масла. Прогрев приводит к разбавлению масла, плавлению парафина и смол вещества оседали при эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Поскольку тяжелая нефть вязкая и труднотекучая, проводится термическое повышение нефтеотдачи пластов (ТПНП). В зависимости от коллектора, плотность тяжелой нефти по API обычно составляет менее 20 градусов, и для ее добычи требуется внешнее тепло. Процесс термического восстановления делится на два типа: во-первых, восстановление горячей жидкости, при котором жидкость, такая как пар, закачивается в пласт, и, во-вторых, процесс восстановления горения, при котором тепло генерируется в пласте. Данная статья посвящена описанию закачки в пласт на основе пара, так как это наиболее часто используемый метод. А также в работе предаставлены основные факторы, влияющие на термическое повышение нефтеотдачи пластов.

Тяжелая сырая нефть - это вид пластовой нефти, которая не легко течет в пласте из-за более высокой плотности и вязкости по сравнению с легкой нефтью, также тяжелая нефть характеризуется более тяжелым составом и молекулярным весом. Тяжелая нефть определяется как любой вид жидкой нефти с гравитацией менее 20°API и пластовой вязкостью в диапазоне 50-5 000 сантипуаз. Хотя единого мнения нет, сырая нефть с вязкостью свыше 10 сП до 10000 сП также классифицируется как тяжелая нефть. Мировой энергетический совет относит к тяжелой нефти нефть с гравитацией ниже 22,3 °API или плотностью выше 0,920. Нижняя граница составляет 10 °API, нефть с плотностью менее 10 ° API обозначается как сверхтяжелая нефть [1-2]. Во всех этих исследованиях исследователи согласны с тем, что факторы, которые наиболее влияют на потерю тепла в скважине во время закачки пара в скважину являются: (1) временем нагнетания (2) скоростью нагнетания , (3) глубиной, находящейся объект нагнетания (4) Качество сварных соединений труб, [19] (5) Диаметр НКТ (6) нагнетательном давлением и температурой нагнетания в случае нагнетания перегретого пара или в случае нагнетания насыщенного пара.[17]. В рисунке 8 показали радиальный профиль температур в скважине.

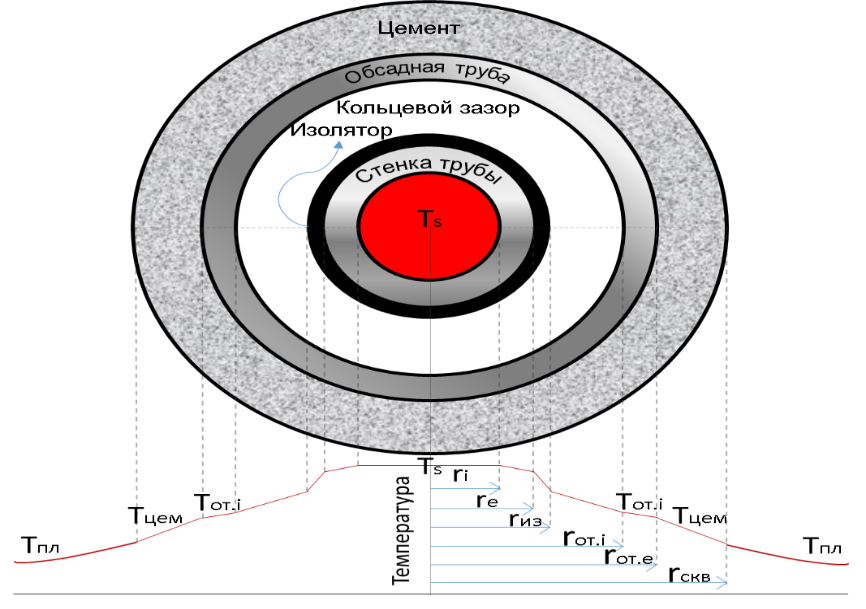
****

Рисунок 8–Радиальный профиль температур в скважине

Расчет тепловой потери в нагнетательных скважинах.

Чекалюк Э.Б, [26], , Мох и Вуэт [13], Рамей Дж. [16] и их следующие модификаций при которым проводили всестороннее исследование по нагнетанию жидкостей и газов в обсадную трубу или в трубу, где следующим исследователям было позволено определить тепловые потери в стволе скважины при нагнетании пара. [19] [7]

Гюйген и Хути представили теоретические и экспериментальные результаты обработки тепловых потерь скважины при нагнетании пара и различили важность радиационных потерь тепла [10]. Хольст и Флок а также Эрлауфер расширили вышеуказанные методы обработки, включив расчет давления пара [9] [3]. Эйкмайер рассмотрел ранние переходные характеристики, используя методы конечных разностей [4]. Пачеко и Фарук сформулировали комплексную математическую модель нагнетания пара в залежах чтобы включить симультанный расчет давления и качества пара [14]. Помимо этих исследований, Лейтвайлер, K. всесторонне изучали поведение температуры обсадной трубы, а Уильхит, Г. П представили полный расчет коэффициентов теплопередачи по всему объему.

Эти различные способы расчета потерь тепла в паровой нагнетательной скважине основаны на следующих предположениях:

а.- Пар скачивается через добывающую трубу или трубу нагнетания при постоянной температуре, давлении, скорости и качестве.

б.- кольцевой зазор (между трубой и обсадной трубой) считается заполненной воздухом при низком давлении.

в.- Передача тепла в скважине осуществляется в условиях непрерывного течения, а теплообмен в пласте есть радиальная теплопроводность в непрерывном потоке

г.- Внутри трубы нагнетания, изменения кинетической энергии, а также любое изменение давления паров из-за гидростатических эффектов и потерь на трение незначительны. За исключением моделей потери тепла во время нагнетания однофазной горячей жидкости, такие как горячая вода, перегретый пар, воздух, и т. д.

д.- Игнорируются изменением теплопроводимости и температуропроводности земли с глубиной

Метод Уильхит [20]

Уильхит разработал выражения для оценки общего коэффициента теплопередачи, показана в формуле 23 (который включил случай когда труба нагнетания изолирована с коммерчески изоляцией толщины ∆r и термальной проводимости материала изолятора ), учитывая следующие механизмы теплопередачи: вынужденная конвекция от пара к внутренней поверхности трубы нагнетания, теплопроводность через стенки трубы, изолятор и цемент, а также свободная конвекция и излучение в кольцевой зазоре (Рисунок 9).

(33)

Коэффициенты конвекции для воды в турбулентном потоке, как правило, достаточно высоки (от 2441 до 9764 Ккал/час м2 °С), чтобы можно было применить суммирование бесконечного коэффициента конвекции (т. е. ). Коэффициенты конденсации для пара также большие (2441 до 19529,72 Ккал/час м2 °С). Таким образом, возможно упростить формулу 23 к 24 предполагая трубу с изолятором и как формуле 2.24предполагая трубу без изолятора.

(34)

(35)

Рассчитается с помощью измерений Dropkin и Sommerscales, которые были скоррелированы как функция числа Грагофя Gr и числа Прандтля Pr теплоносителя в кольцевого зазора.

рассчитается по закону Стефана-Больцмана

Где: – Коэффициент теплопереноса по конвекции, – коэффициент теплопроводности материала стенки трубы, – коэффициент теплопроводности материала изолятора, – Коэффициент теплопереноса по конвекции внутри кольцевого зазора и разница в температуре между температурой внешней поверхности изолятора (для ) или внешней поверхности стенки трубы (для ) и температурой внутренней обсадной трубы ( ), – Коэффициент теплопереноса по излучению между внешней поверхностью изолятора (для ) или внешней поверхности стенки трубы (для ) и внутренней поверхностью покрытия, – коэффициент теплопроводности материала, – коэффициент теплопроводности материала цемента.

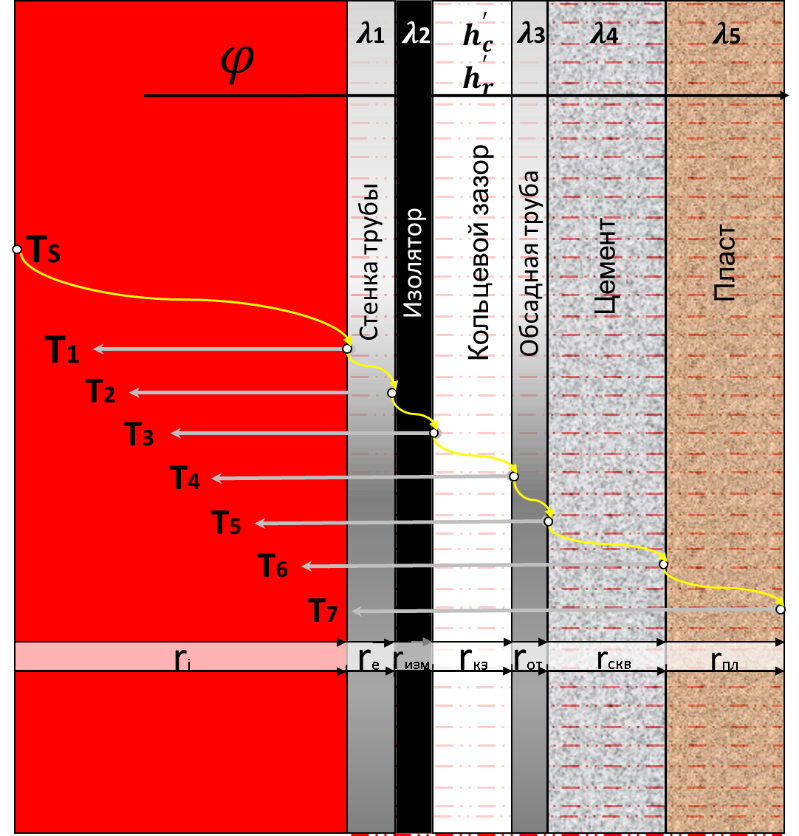
****

Рисунок 10 –Профиль распределения температур при нагнетании пара

После вычисления значения U используется Формулу 26 (если теплоносителя вводится в стенку трубы ) или Формулу 27 (если теплоносителя вводится в кольцевой зазор ) С помощью методики Райма радиальный поток тепла на границе цементообразования аппроксимируется формулой 28.

(36)

(37)

(38)

Метод Райма[15, 16]

Решение позволяет оценить температуру теплоносителя, стенки и обсадной трубы как функция глубины и времени. Он рассмотрел приблизительное решение проблемы теплообмена ствола скважины, участвующей в нагнетании теплоносителя. В настоящей работе представлено приблизительное решение проблемы теплопередачи ствола скважины, связанной с закачкой горячих или холодных жидкостей. Он включает в себя полное исследование по передаче тепла во время нагнетания теплоносителя. Для случая влажного и насыщенного пара Райм рекомендует следующие уравнения для расчета потерь тепла:

а.- Если пар скачивается через стенку трубы (Форм. 29)

(39)

б.- Если пар скачивается через кольцевой зазор () (Форм. 30).

(40)

**Где**

(41)

Здесь – коэффициент температуропроводности земли (),  
 – коэффициент теплопроводности (), – глубина под поверхностью,

Расчет распределение тепла по скважине месторождения КА

Пар при 352 ° С закачивается в скважину через нагнетательную трубу 0,076 м. Скважина была заполнена обсадной трубой 0,2286 м в скважине 0,3048 м. Глубина скважины составляет 1100 м, а температура земли 24 ° С. Рассчитать потери тепла в скважине после 21 дня непрерывного нагнетания (). Кроме того, доступна следующая дополнительная информация: , , , , , , ., ,. Повторите эти действия для случая изолированной трубы с магниевой изоляцией 0.0254 м толщины и теплопроводность равны 0.0595 ()

а.- расчет : переходная тепловая функция, безразмерная

С помощью формулы 2.30 получается:

б.- расчет форм-фактора для неизолированных труб

в.- расчет и физических свойств воздуха по Т°C средние

.

в.- Расчет hr

г.- Расчет Pr, Gr, hс

2.80313

д.- Расчет U (с помощью форм 3)

В таблице 24 показаны итерации, выполненные для расчета температуры на который должен быть ≈ , в дополнение к расчету параметров, которые позволяют рассчитывать запросы тепла.

Таблица 24

итерации, выполненные для расчета температуры ≈

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Итер | Tотi T4 | тсoi | hr | hc | Uto | Th |
| 1 | 449.8167 | 519.4163 | 24.023146 | 2.7754634 | 21.16601 | 786.3788 |
| 2 | 519.4163 | 497.6571 | 27.268122 | 2.4034685 | 22.91872 | 785.6276 |
| 3 | 497.6571 | 498.0653 | 27.20495 | 2.4113762 | 22.88573 | 785.6412 |
| 4 | 498.0653 | 497.8789 | 27.233787 | 2.4077707 | 22.9008 | 785.635 |
| 5 | 497.8789 | 497.964 | 27.220614 | 2.4094186 | 22.89392 | 785.6379 |

Потери тепла на метре

е.- Расчет Q (с помощью формулы 7)

**2.4. Технология повышения нефтеотдачи при закачки пара в нефтяной пласт**

Модель основана на качественных и количественных свойствах нефтяного месторождения XП, имеющего 4 нефтедобывающих пластов, описание характеристик продуктивных пластов можно найти в таблице 2.6. Решение о проведении моделирования П-МУН на основе критериев отбора [25], который принимает статистическое описание тепловых проектов с паром, которые проводились в России и в мире, позволяющих получить диапазон максимальной вероятности успешного применения и минимальные и максимальные условия применения по физико-химическим и геолого-физическим параметрам.

Таблица 25

геолого-физическая характеристика пластов и объектов разработки

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Раз.ед | Продуктивные пласты | | | |
| КА,А | КА,Б | КА,В | КА,Г |
| Тип залежи |  | Пластовая сводовая | Пластово-массивная | Пластовый | Пластовая сводовая, |
| Тип коллектора | поровый | карбонатный, | карбонатный, | терригенный, | карбонатный, |
| Средняя глубина залегания кровли | м | 1046 | 1083 | 1375 | 1395-1407 |
| Площадь нефте/газоносности | тыс.м2 | 19692 | 23087 | 6756 | 2184 |
| Средняя общая толщина | м | 16 | 63 | 26 | 21 |
| Средняя эфф. нефт. толщина | м | 3.8 | 25.3 | 6.7 | 2.1 |
| Средняя эфф. водонасыщенная толщина | м | 3.40 | 7.80 | 9.90 | 2.80 |
| Коэффициент пористости | д. ед. | 0.17 | 0.18 | 0.20 | 0.13 |
| Коэффициент нефтенасыщ. | д. ед. | 0.71 | 0.86 | 0.69 | 0.76 |
| Проницаемость | мкм2 | 0.34 | 0.41 | 0.66 | 0.152\* |
| Проницаемость | мД | 337 | 402 | 649 | 150 |
| Начальная пластовая температура | оС | 27 | 28 | 31 | 31.5 |
| Начальное пластовое давление | МПа | 11 | 11.83 | 15 | 15.2 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях | мПа\*с | 79 | 142 | 56 | 309.7 |
| Плотность нефти в пластовых условиях | г/см3 | 0.911 | 0.907 | 0.906 | 0.917 |
| Плотность нефти в поверх. условиях | г/см3 | 0.915 | 0.921 | 0.911 | 0.926 |
| Объемный коэф. нефти | д. ед. | 1.018 | 1.018 | 1.011 | 1.02\* |
| Содержание серы в нефти | % | 3.24 | 3.38 | 2.78 | 2.76 |
| Содержание парафина в нефти | % | 3.76 | 3.39 | 3.87 | 3.11 |
| Содержание нефти в пласте | д. ед. | 0.314 | 0.457 | 0.421 | 0.116 |

Таблица 26

критерии выбора паротеплового метода увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях с высоковязкими нефтями (По статистическим данным разработки месторождений России).

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Критерии | Размерность | Мин | Макс | P90 | Мировой диапазон |
| Вязкость в пластовых условиях | мПа\*с | 62.1 | 56337 | 122 -14170 | 6 - 5Е+6 |
| Плотность | кг/м3 | 910 | 972 | 926 - 946 | 855 - 1,04 |
| Коэффициент объёмной нефтенасыщенности | % | 42 | 98 | 62.7 - 87.3 | 31.8 - 99 |
| Эффективная толщина пласта | м | 8.6 | 51.3 | 8.6 – 29.6 | Н.С |
| Глубина | м | 53 | 1336 | 365 - 732 | 53 - 1,65 |
| Начальная пласт. температура | °С | 4 | 40 | 18.6 - 26.6 | 82 – (-12) |
| Средняя проницаемость К | мД | 49 | 4500 | 850 - 2162 | 10 - 20,000 |
| Пористость | % | 15 | 66 | 24.5 - 33 | 7.5 - 66 |
| Нач, пластовое давление | МПа | 0.9 | 13.3 | 3 - 7.2 | Н.С |
| КИН | % | 23 | 60 | 35 - 43 | 25842 |
| Содержание серы в нефти, % | % | 0.1 | 4.3 | 1.46 - 2.8 | Н.С |
| Содержание смол в нефти, % | % | 2 | 153 | 13 - 25 | Н.С |
| Содержание асфальтенов в нефти, % | % | 0.5 | 9.1 | 3 - 6.3 | Н.С |
| Содержание парафина в нефти, % | % | 0.3 | 28 | 0.3 - 9.5 | Н.С |
| Содержание нефти | д. ед. | 0.1289 | | >0.154667 |  |
| Содержание нефти около 1200 баррелей / акр-фут увеличивает шансы на экономический успех. | | | | | |

На этой таблице важно отметить, что цвета в полях соответствуют степени вероятности успеха при применении П-МУН. Где желтый цвет представляет минимальную вероятность риска при применении П-МУН, зеленый цвет представляет средний операционный риск успеха, оранжевый цвет представляет минимальный и максимальный диапазоны применения в мире, поэтому он считается больший риск для российских условий поскольку наличие параметра в этом диапазоне должно быть изучено, при каких условиях эти методы были выполнены, красный цвет означает, что параметр находится за пределами рабочих диапазонов, поэтому любой объект эксплуатации выходит за пределы диапазона. мировой опыт, его следует считать не подходящим для применения П-МУН. Факторы, влияющие на извлечение нефти, включают снижение вязкости, паровую дистилляцию, тепловое расширение, относительная проницаемость, паровой привод и изменение капиллярного давления. Влияние температуры на вязкость зависит от летучести, природы и состава нефти. С повышением температуры макромолекулярная структура нефти изменяется, вызывая рассеивание мономеров. Это приводит к улучшению текучести и снижению сопротивления течению нефти [1]. Снижение вязкости объясняется коэффициентом подвижности, который представляет собой отношение эффективной проницаемости к вязкости [2]. Вязкость измеряет сопротивление течению нефти. При более высокой вязкости нефти требуется больший перепад давления для перемещения нефти через песок. Поскольку вязкость воды в пласте и нагнетательной скважине одинакова и ниже вязкости сырой нефти, она легче проходит через песок и проталкивает нефть к добывающей скважине. Тяжесть по API измеряется для каждого вида сырой нефти, поскольку она коррелирует с физическими свойствами [3-4]. С помощью высокотемпературного пара легкие фракции сырой нефти испаряются, и этот процесс известен как паровая дистилляция. Эти легкие углеводороды переносятся паром, газом горения, горячей водой и дистиллированными растворителями перед фронтом горения в направлении добывающей скважины [5]. Паровая дистилляция является критической функцией, отвечающей за гравитационную сегрегацию жидкостей и низкую остаточную нефтенасыщенность в пористых средах. В процессе дистилляции состав нефти оказывает большее влияние на эффективность извлечения нефти, чем гравитация по API [6]. На относительную проницаемость нефти, воды и газа может влиять высокая температура и давление пара. Температура может изменяться за счет межфазного натяжения (МФН) между текучими фазами или за счет смачиваемости пористого материала.

С повышением температуры IFT между нефтью и водой уменьшается, и смачиваемость может переходить в состояние "нефть мокрая" или "вода мокрая" в зависимости от флюидов в пласте и химического состава пористой среды. Для того чтобы относительная проницаемость была значительной, IFT должна быть равна или меньше 0,1 дин/см, что возможно для легкой нефти при очень высокой температуре [7]. Пар, закачиваемый через нагнетательную скважину, представляет собой смесь пара и жидкости. Весовая доля пара называется качеством пара. Поскольку пар способен удерживать больше энергии, чем жидкость, качество пара лучше, если в нем больше пара. Тепло от пара нагревает породу-шапку, породу-коллектор и породу-основание. На начальном этапе горячий пар поднимается вверх из-за низкой плотности, и в верхней части пласта образуется паровая грудь. По мере стекания нефти вниз насыщенность снижается примерно до 5%. Конденсированная вода и нефть с низкой вязкостью стекает к добывающей скважине и нагревает высоковязкую нефть на дне. Горячая вода вытесняет нефть на дно пласта. Поскольку вода обладает меньшей энергией, чем пар, и большей вязкостью, она движется медленнее, чем пар, что приводит к низкой эффективности добычи нефти. Таким образом, гравитация сильнее воздействует на жидкости в верхней части пласта, чем в нижней.

Вода переносит очень большое количество тепла на единицу массы, так как она имеет самую высокую удельную теплоту и боковую теплоту парообразования, чем любая другая жидкость. Изменение температуры кипящей воды и сухого насыщенного пара показано на рисунке ниже. Боковая теплота парообразования - это разница между двумя кривыми, которая выше при низком давлении. Она уменьшается до нуля при 705 oF и 3206 psia, что является критической точкой. Пар переносит больше тепла, чем горячая вода при давлении от 100 до 1500 psia, при котором работает большинство проектов. Температура пара повышается с увеличением давления.

При низком давлении в системах закачки пара потери тепла низкие, так как теплопотери уменьшаются с понижением температуры. Кроме того, более глубокие пласты высокого давления и пласты с низкой проницаемостью имеют более высокие тепловые потери, так как требуют высокого давления закачки. Пар нагревает пласт, когда он отдает боковое тепло при постоянной температуре для превращения в воду. Если латеральное тепло выше, пар может оставаться при более высокой температуре, чтобы нагревать подповерхностные пласты для продвижения по пласту. Из приведенного выше рисунка следует, что среднее состояние 80% качественного пара, необходимого для закачки, составляет 450 градусов по Фаренгейту и 414,7 psia [8].

### 2.4.1 Гидродинамическая модель месторождения

Структура модели была выбрана с учетом идеальных условий нефтяного месторождения, площадью 5000 м2. Модель по практическим условиям была названа нефтяным месторождением КА. Физико-химические и геофизические характеристики пласта КА,Б.

Модель имеет горизонтальную длину - 1000 м. толщина модели - 25.3 м и ширина модели - 50 м т.к. представляет в таблице 27 . Аналогично, физические геологические свойства месторождения представлены в таблице 28.

Таблица 27

Характеристика сетки геологических моделей

| Параметр | | Характеристика |
| --- | --- | --- |
|  | Модель объекта КА,Б |  |
| 1 | Размеры модели, км х км | 1.0×0.5 |
| 2 | Размеры сетки: (по горизонтали  х по вертикали) | 20×50 |
| 3 | Средняя мощность прослоя / количество слоев |  |
| 4 | Б | 0.843/ 30 |
| 5 | Количество ячеек: |  |
| 6 | X | 50 |
| 7 | Y | 20 |
| 8 | Z | 30 |

Таблица 28

Геолого-физическая Характеристика залежи нефти пласта Месторождения КА

| №п/п | Параметры | Единица измерения | Характеристика |
| --- | --- | --- | --- |
| 1 | Тип залежи | - | Массивный |
| 2 | Тип коллектора | - | Карбонат |
| 3 | Средняя глубина залегания | м | 1095.3 |
| 5 | Средняя общая толщина | м | 25.3 |
| 6 | Нефтенасыщенная толщина | м | 25.3 |
| 7 | Коэффициент продуктивной пористости | доли единиц | 0.18 |
| 8 | Средняя проницаемость коллекторов по керн|у | мкм2 | 0.41 |
| 9 | Начальная нефтенасыщенность | д. ед. | 0.86 |
| 10 | Плотность нефти в поверхностных условиях в пластовых условиях | кг/м3 | 921 |
| 11 | Вязкость пластовой нефти (средняя) | мПа-с | 117 |
| 12 | Газосодержание (среднее) | м3/т | 6 |
| 13 | Давление насыщения | МПа | 3.690 |
| 14 | Начальное пластовое давление | МПа | 11.83 |
| 15 | Начальная пластовая температура | °C | 28.3 |

1000м

X = 50

25.3м

Рисунок 11 –. Структура Месторождения КА

*Математические модели расчета фильтрационных процессов на месторождении*

*Создание фильтрационных моделей*

*Постановка целей исследования*

Фильтрационная модель является инструментом для решения различных задач разработки:

* оценка извлекаемых запасов по пластам и по залежи в целом;
* изучение процессов фильтрации флюидов при естественном режиме и при поддержании пластового давления;
* уточнение свойств пласта;
* совершенствование технологии разработки месторождения;
* оптимизация режимов работы скважин, поиск оптимальных интервалов вскрытия;
* планирование добычи;
* определение остаточных запасов и застойных зон.

*Создание сетки и схемы выделения слоев*

Из геолого-математических моделей передаются в сеточном виде структурно-геометрические параметры пласта. Во всех моделях для более точного моделирования особенностей геологического строения пласта использовалась структурированная сетка с геометрией картезианских (Cartesian Grid). Создание гидродинамической сетки выполнялось в программном продукте IMEX CMG. Для моделирования объекта КА,Б были использованы сетки 50 м×100 м (Рисунок 12. Сетка с такими размерами ячеек позволяет в процессе решения фильтрационных задач определить насыщенности и давления фаз с достаточной точностью, что в свою очередь обеспечивает достижение приемлемой сходимости результатов моделирования с фактическими показателями разработки.

Определение оптимального количества слоев по оси Z для модели проводилось с учетом расчлененности геологического разреза при условии объединения к 30 слоев (0.83 м х 30).

*Характеристика пластов*

Коллектор является анизотропным: рассматривается проницаемость в направлениях X, Y и Z. На геологической сетке проницаемость в направлениях X и Y рассчитывается по корреляционным зависимостям от пористости (Coates y Denno). Свойства пористость, проницаемость переносились следующим образом:

* значение проницаемости усреднено на основе потока жидкостей (linear boundary condition method);
* значения пористости рассчитаны как средневзвешенные по объему.

*Относительные фазовые проницаемости*

Использование единого набора кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для КА,Б объекта неправомерно, поскольку петрофизические свойства пластов для различных областей неодинаковы. В связи с этим применяется процедура масштабирования кривых ОФП в зависимости от проницаемости. Масштабирование кривых ОФП трансформирует общие кривые таким образом, чтобы они были применимы к областям с различными ФЕС. Указанные зависимости предоставлены отделом технологической с помощю корраляций De Ghetto и др. (Тяжелые и сверхтяжелые нефти).

Рисунок 12 –. Модифицированные зависимости нормированных относительных фазовых проницаемостей в системе вода-нефть для объекта КА,Б

Таблица 29

Относительные фазовые проницаемости в системе вода-нефть

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Водонасыщенность, д. ед. | Относительная проницаемость по воде | Относительная проницаемость  по нефти, |
| Пласт КА,Б | | |
| 0 | 0 | 1 |
| 0.01 | 0.04 | 0.99 |
| 0.1 | 0.192 | 0.91 |
| 0.245 | 0.434 | 0.757 |
| 0.32 | 0.55 | 0.665 |
| 0.4 | 0.691 | 0.505 |
| 0.5 | 0.855 | 0.325 |
| 0.6 | 0.955 | 0.168 |
| 0.7 | 0.976 | 0.025 |
| 0.8 | 0.993 | 0.001255 |
| 0.9 | 0.996 | 0.000405 |
| 1 | 1 | 0 |

*Свойства флюидов*

При построении гидродинамических моделей использовались имеющиеся аналитические данные по объектам:

* свойства пластовой и поверхностной нефти;
* физико-химические свойства пластовой воды.

Основные PVT свойства пластовых жидкостей и характеристик коллекторов представлены в таблице 6, так как в таблице представляет тепловые свойства породы. PVT свойства нефти и воды были исследованы отделом технологической с помощю корраляций De Ghetto и др. (Тяжелые и сверхтяжелые нефти).

При моделировании тепловых методов в CMG STAR вязкость флюида рассчитывается как произведение начальной вязкости в зависимость от температуры, объема и давления.

Ниже на рисунках 13, 14, 15 и 16 показана зависимость от вязкости нефти, плотности нефти, температуры нефти и коэффициент объемный пластовой нефти в зависимости от давления. Красная линия показывает изменение в соответствии с неизотермической моделью, а синяя линия показывает изменение в соответствии с неизотермической моделью.

Таблица 30

Основные свойства пластовых жидкостей и характеристики коллектора объекта КА,Б, использованные при моделировании,

|  |  |
| --- | --- |
| Свойства | КА,Б |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м3 | 921 |
| Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м3 | 1170 |
| Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м3 | 1.196 |
| Сжимаемость воды, 1/МПа × 10-4 | 4.574 |
| Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с | 1.333 |
| Объемный коэффициент нефти, м3/м3 | 1.018 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 149.6 |
| Сжимаемость пор породы, 1/МПа × 10-4 | 30 |
| Газосодержание нефти, м3/м3 | 4.75 |
| Давление насыщения нефти, МПа | 3.69 |

Таблица 31

Тепловые свойства породы

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Параметры | Характеристика | Единица измерения |
| 1 | Начальное пластовое давление | 5600 | КПа |
| 2 | Коэф сжимаемости нефти | 0.000001 | 1/ КПа |
| 3 | объемная теплоемкость пласта с насыщающими его жидкостями | 2300.  549.47 | кДж/( м3-°С)  ккал/м3-°С |
| 4 | коэффициент теплопроводности окружающих пород λ0 | 270  64.53  2.68875 | кДж /(м сут -°С)  ккал/м сут -°С  ккал/м час -°С |
| 5 | Теплосодержание нефти (Oil Phase) | 12  2.868  0.119502868 | кДж /(м сут -°С)  ккал/м сут -°С  ккал/м час -°С |
| 6 | Теплосодержание воды (Water Phase) | 54  12.91  0.54 | кДж /(м сут -°С)  ккал/м сут -°С  ккал/м час -°С |
| 7 | Теплосодержание газа Gas Phase | 4  0.9560  0.04 | кДж /(м сут -°С)  ккал/м сут -°С  ккал/м час -°С |
| 8 | Потери тепла в вскрыше (Overburden) | 2300  150000 | кДж/( м3-°С)  кДж /(м сут -°С) |
| 9 | Потеря тепла подстилающих пород (Underburden) | 2300  150000 | кДж/( м3-°С)  кДж /(м сут -°С) |

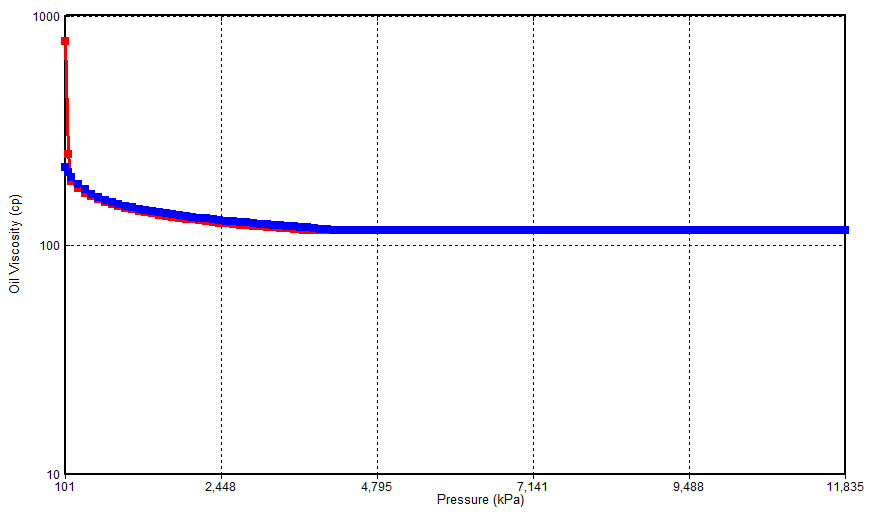
****

Рисунок 13  – изменение вязкости нефти в зависимости от давления (Т=28.3 С).

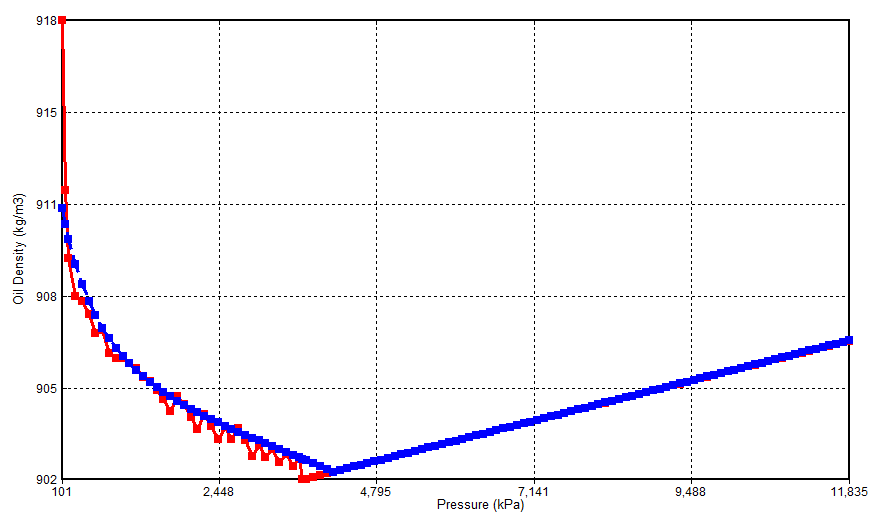
****

Рисунок 14– изменение плотности нефти в зависимости от давления (Т=28.3 С).

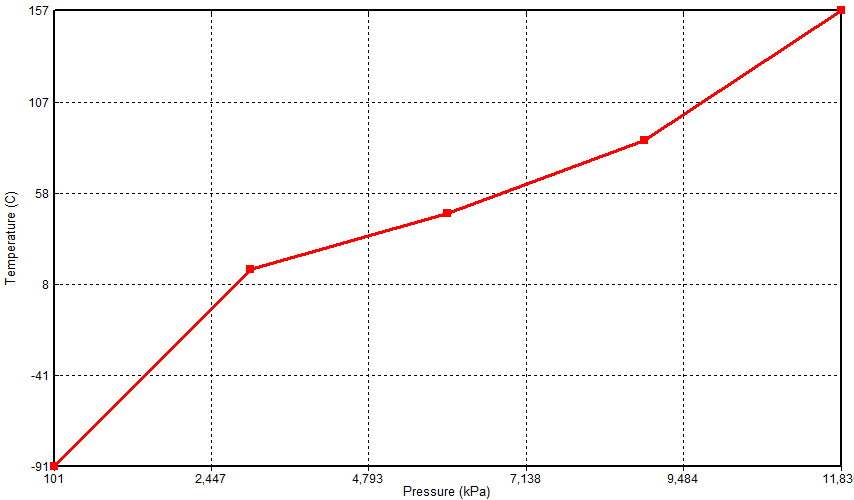
****

Рисунок 15  – изменение температуры нефти в зависимости от давления.

****

Рисунок 16 – изменение коэффициента объемный пластовой нефти в зависимости от давления.

Рисунок 17 – изменение вязкости в зависимости от температуры к 102.3 кПа и 3690 кПа.

*Начальные условия*

Начальное распределение нефтенасыщенности в фильтрационных моделях объекта КА,Б месторождения КА было построено с помощью процедуры уравновешивания из условия капиллярно-гравитационного равновесия.

Для расчета начального состояния залежи в CMG заданы отметки ВНК по данному региону уравновешивания и значения давления на ссылочной глубине. В таблице 8 представлены параметры регионов уравновешивания, принятые в окончательных фильтрационных моделях.

Таблица 32

Параметры регионов уравновешивания в модели башкирского объекта

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер региона | Пласт | Глубина ВНК, м | Глубина ГНК (ГВК), м | Ссылочная глубина, м | Пластовое давление на ссылочной  глубине, МПа |
| 1 | КА,Б | 1108.2 | - | 1108.2 | 11.83 |

## 2.5 Проектирование разработки месторождения

Результаты этих моделей будут показаны ниже в зависимости от:[2]

* Годовая добыча нефти (Qн, тыс. т).
* Годовая добыча газа (Qг, тыс. м3).
* Годовая добыча жидкости (Qж, тыс. м3).
* Обводненность W (объемная) Qв / Qж
* Накопленная добыча нефти (∑Qн) (с самого начала разработки на 1 января).
* Накопленная добыча воды.
* Накопленная добыча жидкости.
* Газовый фактор (G — на поверхности, м3/м3).
* Годовая закачка агента (Qзак, тыс. м3).
* Суммарная закачка(∑Qзак).
* Фонд добывающих скважин (nд).
* Фонд нагнетательных, резервных, специальных скважин.
* Компенсация отбора нефти и закачки пара: k = Qзак / Qжид, (%)
* Суммарная компенсация отбора жидкости и закачки: ∑k = ∑Qзак / ∑Qжид
* Дебит скважины по нефти: qн = Qн / (365α), где α — коэффициент эксплуатации (0,92-0,95)
* Дебит скважины по жидкости.
* Водонефтяной фактор: ВНФ = Qв / Qн;
* водожидкостный фактор: ВЖФ = Qв / Qж
* Коэффициент нефтеизвлечения: КИН = Qизвл / Qбаланс;
* Коэффициент теплоэнергетической эффективности, КТЭ (%) =Ln (∆Накопленная нагнетенная энтальпия)/ Ln(∆ КИН,текущий )

Для применения П-МУН на данном продуктивном объекте эксплуатаций было запланировано 7 различных моделей закачки с использованием 3 тепловых методов разработки месторождений с высоковязких нефтей, в этом числе:

* Площадная закачка пара,
* Метод парогравитационного дренажа (SAGD),
* Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ).

Модели, которые были оценены в этом проекте, представлены ниже:

* Модель 1. Добывающие скважины распределены каждый 100 м
* Модель 2 Площадная закачка пара
* Модель 3. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 150 м3 закачанного пара
* Модель 4. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 300 м3 закачанного пара
* Модель 5. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) на пласт, 300 m3
* Модель 6. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДиГВ) на пласт по средней температуре пласта
* Модель7.Горизонталное импульсно-дозированное тепловое воздействие и парогравитационное воздействие дренажа (ГИДТПгВ)

Для моделей нагнетания пара (Модель 2 до модели 7), заранее поставлено максимальные потери - 11% считая поверхностные линии 1000м и внешним диаметром, равным 0.05715м, пропускает пар со скоростью 300 м3 в сутки (водные эквиваленты). Давление пара на выходе генератора составляет 16 МПа, а излучательная способность внешней поверхности трубы равна ε=1.0. Рассчитайте потери тепла с учетом температуры окружающей среды, равной -17 °C, и незначительной скорости ветра. Повторите эти действия для случая изолированной трубы с магниевой изоляцией 0.0254м толщины и теплопроводность равны 0.0595 Ккал/м час °к.[24] На рисунке 18 показаны максимальные потери температуры вдоль поверхности трубы, в зимних условиях, которые представляют максимальные условия потери тепла в скважине.

Рисунок 18– Распределение температуры по поверхности трубы

Кроме того с учетом поверхностных потерь тепла считается, что тепловые потери в скважине зависят от потока пара при минимальной температуре 352 ° C, который закачивается в скважину через нагнетательную трубу 0,076 м. Скважина была заполнена обсадной трубой 0,2286 м в скважине 0,3048 м. Глубина скважины составляет 1100 м, а температура земли 24 ° С. Согласно расчету максимальных тепловых потерь по методу Райма[16] и Уилиха[20], Потер тепла составляет 60% в первые 10 дней, что представляет нагнетание пара с температурой 144 ° С, а на 40-й день нагнетания получается тепловое равновесие, при котором учитываются незначительные потери тепла.

Чтобы гарантировать стабильный поток пара при той же температуре, рассматривается нагнетание пара при 224 ° C для моделей 2, 3,4,5,6 и 7, который представляет 30% допустимых потерь тепла, но требует предварительного нагрева трубопровода за 20 дней до первого потока пара как показано в рисунке 19.

Рисунок 19– Распределение температуры по скважине в зависимости от времени нагнетания.

### 2.5.1 Модель 1. Базовая модель на естественном режиме

Модель 1 направлена на определение коэффициента нефтеотдачи в режиме естественной добычи в течении 5 лет (1826 сут) добычи. Распределение добывающих скважин показано на рисунке 20.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| • |  | • |  | • |  | • |  | • |  | • |  | • |  | • |  | • |  | • |  |

Рисунок 2.15 –. Распределение добывающих скважин модели 1.

Эта система позволяет определять изменение пластового давления, изменения энергии и добычи. В основе этой модели показаны преимущества использования МУН в пластах помимо того, что можно сравнить разработку пласта в режиме естественной добычи с разработкой под воздействием МУН.

На рисунке 20  показаны дебиты каждой скважины модели 1 и накоплений объем добычи нефти за 5 лет (1826 дней).

Рисунок 20 – Добыча нефти при режиме естественной добычи и накоплений объем добычи нефти

Важно отметить, что в пласте при давлениях, близких к 2000 кПа, вязкость при неизотермическом моделировании увеличивается с 416 сп до 1000 сп., а плотность нефти увеличивается с 902 кг / м3 до примерно 905 кг / м3. Этот эффект объясняет, почему в режимах естественной добычи нефть не течет после падения давления ниже 2500 кПа и добыча нефти должно быть остановлено, потому что оно превысило экономический предел в 5 тонн нефти в день как показано на рисунке 21

Рисунок 21 – Добыча нефти в зависимости от пластового давления

Поскольку в этой модели рассматривается нижний слой с небольшой способностью к гидравлической гравитационной тяге, водонасыщенность не превышает 5% (рисунок 22-а) и приводит к общей добыче нефти менее 7% как показано в рисунке 22-б, что оправдывает необходимость использовать МУН

Рисунок 22 – Обводненность и накопленные добычи жидкости

### 2.5.2 Модель 2 Площадная закачка пара

Модель 2 представляет 10 вертикальных скважин, расположенных на расстоянии 75 м друг от друга. В этих 5 скважинах находятся нагнетания, а 5 добывающих скважин. Температура нагнетания составляет 224 ° С с уровнем сухости 80% при давлении 16 МПа. В этой модели пар начинает закачиваться с 400-го дня, чтобы получить экономичную закачку пара, не требуя высокого давления в забое скважины, в дополнение к тепловому расширению породы. Рисунок 23 показывает распределение добывающих и нагнетенных скважин модели 2.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1000 м | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  |
| Д.Ск.1 |  |  |  | Д.Ск.2 |  |  |  | Д.Ск.3 |  |  |  | Д.Ск.4 |  |  |  | Д.Ск.5 |  |  |  |

Рисунок 23  – Распределение добывающих и нагнетенных скважин модели 3. Где Д.Ск. – Название добывающих скважин, • – символ добывающих скважин, ↓ – символ нагнетенных скважин.

На рисунках от 23  до 27  показаны результаты гидродинамического моделирования для модели 2 "Площадная закачка пара" на пласте КА,Б. В рисунке 2.20  показана динамика добычи нефти, жидкости и газа в течение 5 лет под влиянием нагнетания пара с температурой 224 С и сухостью 0,8. С этой же даты обводненность составляет около 95% от общего объема добычи (Рисунок 23). В этой модели, начальный геологический запас нефти составляет – 185,6 тыс.м3 в объеме поросы –225,4 тыс.м3, с накопленной добычей нефти (∑Qн), воды – 103,4 тыс.м3, 449,1 тыс.м3 соответственно. Термические влияние на этой модели относится с помощью коэффициента отбора (4,5 м3 пара/м3 нефть), суммарная закачка пара, энтальпия – 467,8 тыс.м3, 12.8 E+14 джоуль соответственно, точно так же достигаемая температура в течение 5 лет (231.25 °C) и коэффициент теплоэнергетической эффективности, (суммарная энтальпия/КИН) 22.9 .

Рисунок 23 –. Добыча нефти при площадной закачке пара

Рисунок 24 –. Динамика обводненности месторождения

Рисунок 25  –. Накопленная добыча воды, жидкости и нефти

Рисунок 26 –. Годовая закачка пара и суммарная закачка пара.

Рисунок 27 – Динамика KIN и динамика коэффициента отбора

Данная модель позволяет извлекать 56% (103,4 тыс.м3) от общего объема нефти в породе (185,6 тыс.м3). При соотношении пара и нефти . Это соотношение показывает, показывает количество закачанного пара, которое было необходимо для извлечения кубического метра нефти в течение 1826 сути. Доля объема пор вытесняющего пара в пласт – 2.1.

### 2.5.3 Модель 3. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 150 м3 закачанного пара

Поскольку на каждой стороне моделируемой пары скважин будут расти другие паровые камеры, предполагается, что на полпути между парами скважин имеется граница отсутствия потока. На основании этого предположения о границе отсутствия потока общая длина потока будет определяться как 50 м с каждой стороны пары скважин (всего 100 м). Поскольку модель однородна и равномерна, можно также предположить, что развитие паровой камеры будет одинаковым с каждой стороны, что позволит моделировать только одну сторону (т. е. 50 м). Это определяется элементом симметрии относительно пары скважин.

В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Расстояние между двумя скважинами, как правило, составляет 5 метров. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры. Температура и качество пар были такой же модели 2. В этой модели пар начинает закачиваться с первого дня, рисунке 28 показывает распределение добывающих и нагнетенных скважин модели 3.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1000 м | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| ↓• |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Д.Ск.1 Наг.Ск.1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Рисунок 28 – Распределение добывающей и нагнетенной скважины модели 4. Где Д.Ск. – Название добывающей скважины, Наг.Ск.1. – Название нагнетенной скважины, • – символ добывающих скважин, ↓ – символ нагнетенных скважин.

По методике создания постоянно действующих геолого-технологических моделей, предложенной ЦКР, в соответствии с Geometric Modeling Over a Background Cartesian Grid Using Basis Functions [21], Учебная зона работает как зеркальная зона, что означает, что все, что происходит с разделом I, J, повлияет на окружающие области. Как показано на рисунке 2.26 , скважины нагнетания и добычи хорошо влияют на область с той же пропорциональностью, что и на моделируемую зону.

25.3м

Н.c-1 Д.Ск.1

50м

50м

Рисунок 29 – Схема высокотемпературной паровой камеры для модели 3 и 4.

На рисунках от 30 до 34 показаны результаты гидродинамического моделирования для модели 3 " Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 150 м3 закачанного пара " на пласте КА,Б. В рисунке 30 показана динамика добычи нефти, жидкости и газа в течение 5 лет под влиянием нагнетания пара с температурой 224 С и сухостью 0,8. С этой же даты обводненность составляет около 87% от общего объема добычи (Рисунок 31). В этой модели, начальный геологический запас нефти составляет – 185,6 тыс.м3 в объеме поросы –225,4 тыс.м3, с накопленной добычей нефти (∑Qн), воды – 51,3 тыс.м3, 25,99 тыс.м3 соответственно.

Термические влияние на этой модели относится с помощью коэффициента отбора (5,16 м3 пара/м3 нефть), суммарная закачка пара, энтальпия – 264,7 тыс.м3, 7,3 E+14 джоуль соответственно, точно так же достигаемая температура в течение 5 лет (109,9 °C) и коэффициент теплоэнергетической эффективности, (суммарная энтальпия/КИН) 26,33.

Рисунок 30 –. Годовая добыча нефти, газа и жидкости при SAGD

Рисунок 31 –. Динамика обводненности пласта КА,Б

Рисунок 32–. Накопленная добыча воды, жидкости и нефти

Рисунок 33 –. Годовая закачка пара и суммарная закачка пара.

Рисунок 34– Динамика KIN и динамика коэффициента отбора

Данная модель позволяет извлекать 28% (51,3 тыс.м3) от общего объема нефти в породе (185,6 тыс.м3). При соотношении пара и нефти . Это соотношение показывает, показывает количество закачанного пара, которое было необходимо для извлечения кубического метра нефти в течение 1826 сути. Доля объема пор вытесняющего пара в пласт – 1,2

### 2.5.4 Модель 4. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 300 м3 закачанного пара

Аналогично модели 3, эта модель была разработана для того, чтобы установить эксплуатационную мощность месторождения во время процесса SAGD при нагнетании 300 м3 пара в день. Эта модель выполняется для оценки SAGD с закачкой 300 м3, что в два раза превышает поток пара в резервуаре по сравнению с моделью 3. На рисунках от 35 до 38 показаны результаты гидродинамического моделирования для модели 4 " Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 300 м3 закачанного пара " на пласте КА,Б. В рисунке 35 показана динамика добычи нефти, жидкости и газа в течение 5 лет под влиянием нагнетания пара с температурой 224 С и сухостью 0,8. С этой же даты обводненность составляет около 93% от общего объема добычи (Рисунок 36). В этой модели, начальный геологический запас нефти составляет – 185,6 тыс.м3 в объеме поросы –225,4 тыс.м3, с накопленной добычей нефти (∑Qн), воды – 48,6 тыс.м3, 479,99 тыс.м3 соответственно. Термические влияние на этой модели относится с помощью коэффициента отбора (10,3 м3 пара/м3 нефть), суммарная закачка пара, энтальпия – 492,17 тыс.м3, 13,5 E+14 джоуль соответственно, точно так же достигаемая температура в течение 5 лет (139,5 °C) и коэффициент теплоэнергетической эффективности, (суммарная энтальпия/КИН) – 51,6 .

Рисунок 35 –. Годовая добыча нефти, газа и жидкости при SAGD

Рисунок 36 –. Динамика обводненности пласта КА,Б

Рисунок 37 –. Накопленная добыча воды, жидкости и нефти

Рисунок 38 –. Годовая закачка пара и суммарная закачка пара.

Рисунок 39 – Динамика KIN и динамика коэффициента отбора

Данная модель позволяет извлекать 26% (48,6 тыс.м3) от общего объема нефти в породе (185,6 тыс.м3). При соотношении пара и нефти . Это соотношение показывает, показывает количество закачанного пара, которое было необходимо для извлечения кубического метра нефти в течение 1826 сути. Доля объема пор вытесняющего пара в пласт – 2,18

### 2.5.5 Модель 5. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) на пласт

Эта модель выполнена с целью сравнения экономической эффективности использования ИДТВ по сравнению с другими моделями, упомянутыми в моделях 1, 2, 3 и 4. Схема распределения добывающих и нагнетенных скважин показана на рисунке 40. Для данной модели учитывает максимальную закачку 300 м3 пара и / или холодной воды в день в пласт КА,Б через каждую нагнетенную скважину, которые разделится как показано в рисунке 41.

Сущность технологии ИДТВ заключается в циклическом попеременном вводе в пласт через нагнетательные скважины теплоносителя и холодной воды (с формированием волнового теплового фронта) в строго расчетных пропорциях с созданием в пласте «эффективной» температуры Тэф (Таб. 2.14). Основное преимущество механизма ИДТВ над известными способами паротеплового воздействия (ПТВ) и воздействия горячей водой (ВГВ) состоит в том, что в технологии ИДТВ при многократном повторе расчетных циклов «пар-холодная вода» активизируется вытеснение нефти из поровых блоков (матриц) трещиновато-порового пласта, что в целом приводит к увеличению нефтеизвлечения из залежи. [23]

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1000 м | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  | • |  | ↓ |  |
| Д.Ск.1 |  | Наг.Ск.1 |  | Д.Ск.2 |  | Наг.Ск.2 |  | Д.Ск.3 |  | Наг.Ск.3 |  | Д.Ск.4 |  | Наг.Ск.5 |  | Д.Ск.5 |  | Наг.Ск.6 |  |

Рисунок 40 – Распределение добывающей и нагнетенной скважины модели 5. Где Д.Ск. – Название добывающей скважины, Наг.Ск.1. – Название нагнетенной скважины, • – символ добывающих скважин, ↓ – символ нагнетенных скважин.

Модель 5 основана на параметрах, представленных в таблице 32, которые позволяют рассчитать порцию объем пара и воды.[23] , Как в модели 3 и 4, модель5, проектировал квадратную сетку при пятиточечном сетки, где только было моделировано левую секцию.

25.3м

Д.Ск.3

Д.Ск.4

Д.Ск.5

50м

Д.Ск.1

Д.Ск.2

Н.c-1

Н.c-2

Н.c-3

Н.c-4

Н.c-5

Рисунок 40 – Распределение добывающей и нагнетенных скважин модели 5. Где Д.Ск. – Название добывающей скважины, Наг.Ск.1. – Название нагнетенной скважины, • – символ добывающих скважин, ↓ – символ нагнетенных скважин.

Рисунок 41– Зависимость вязкость пластовой нефти от температуры при давлении 5.2 МПа

Таблица 33

Эффективная температура для пласта КА,Б

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Температура пласта (Тэф) | 28.3 | °C |
| эффективная температура | 65 | °C |
| Среднее значение вязкость нефти в пластовых условиях | 117 | МПа |

(32)

где: Vпор- объем порового пространства пласта участка разработки, м3; т - пористость пласта, доли единицы; Тэф - эффективная температура вытеснения нефти, выше которой вязкость нефти изменяется незначительно, °С; Т0 - начальная температура пласта, °С; рж , рт , рх - плотность, соответственно, добываемой жидкости, теплоносителя и холодной воды, кг/м3; iж, iт, iх -теплосодержание, соответственно, добываемой жидкости, теплоносителя и холодной воды, ккал/кг; М - объемная теплоемкость пласта с насыщающими его жидкостями, ккал/м3-°С; λ0 - коэффициент теплопроводности окружающих пород, ккал/м-ч-°С; с0 - объемная теплоемкость окружающих пород, ккал/м3 \* 0С; Н - толщина пласта, м; q - темп нагнетания агента в пласт, м3 /ч; α, β - безразмерные коэффициенты.

Таблица 34

Параметры, позволяющие рассчитать порцию объем пара и воды

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Аббревиатуры | Определение | Величина | Единица измерения |
| Tпара | Температура пара | 224 | °C |
| То | Начальная температура пласта, | 28.3 | °C |
| Тэф | эффективная температура вытеснения нефти, выше которой вязкость нефти изменяется незначительно | 65 | °C |
| H | толщина пласта | 25.3 | м |
| α\* | Доля объема пор вытесняющего агента | 2 | Бр.К |
| β\* | Доля погретой части пласта | 1 | Бр.К |

Продолжение таблицы 34

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| М | объемная теплоемкость пласта с насыщающими его жидкостями. | 500 | ккал/м3-°С |
| m | пористость пласта, | 0.18 | Дол.еди. |
| λ0 - | коэффициент теплопроводности окружающих пород, ккал/м-ч-°С | 2.68875 | ккал/м\*ч\*С |
| Со | объемная теплоемкость окружающих пород, | 550 | ккал/м3.С |
| q | темп нагнетания агента в пласт, | 12.50 | м3 /ч |
| h | Толщина | 25.3 |  |
| Vпор | Vпор- объем порового пространства пласта участка разработки, м3 | 225440 | m3 |
| ρx | Плотность воды | 1163.9 | кг/м3 |
| ιx | Теплосодержание воды | 2.0 | ккал/кг |
| Α | безразмерные коэффициенты. | 28.3 |  |
| ρпара | Плотность пара | 857 | кг/м3 |
| ιпара | Теплосодержание пара | 234.776 | ккал/кг |
| Tэф-То |  | 36.7 | °C |
| Tэф+То |  | 93.3 | °C |
| Tэф - Tпара |  | -159 | °C |

Для данной модели учитывает максимальную закачку 300 м3 пара и / или холодной воды в день в пласт КА,Б через каждую нагнетенную скважину, которые разделится как показано в рисунке 2.38.

Этап ИДТВ заканчивается по завершению ввода в пласт всего объема тепла Q(T). Затем осуществляется этап проталкивания тепловой оторочки к добывающим скважинам путем непрерывной закачки в пласт холодной воды. Многократное повторение циклов "нагрев-охлаждение" пласта в технологии ИДТВ приводит к значительному приросту нефтеотдачи.ъ

Количество пара необходимо закачать в пласт и соотношение импульсов V(T)/V(X), чтобы при заданном объёме закачки пара и холодной воды в количестве 2 поровых объёмов, температура всей части пласта достигала в зрением значение Tэф. Поэтому основным значением коэффициента β является значение β = 1.

Объем пара и воды, закачиваемых в пласт, продолжительность импульсов, в зависимости от пористого объема, зоны нагреваемой зоны пласта, пропорции пор и процента охвата пласта каждого цикла импульса.

(2.32)

(2.33)

(2.34)

Таблица 35

Режим испытания технологии ИДТВ

| Типовой режим испытания технологии ИДТВ | | |
| --- | --- | --- |
| Параметры режима | Величина |  |
| Отношение потребного количества теплоносителя и холодной воды | 1,336 | V(П)/ V(Х) |
| Доля закачанного объема холодной воды | 1 | Бр.К |
| α | 2 | Бр.К |
| Vпор | 225440 | м3 |
| Доля объема пор вытесняющего агента для каждого цикла | 0.10 | Бр.К |
| Q(П) – количество пара | 257651 | м3 |
| Q(X) – количество холодной воды | 193229 | м3 |
| И(П) – Относительное количество пара в импульсе | 22544 | м3 |
| qнаг – приемистость паронагнетательной скважины; | 300 | м3/су |
| Кэк – коэффициент эксплуатации паронагнетательных скважин; | 0,975 |  |
| ꚍ (П) – Продолжительность импульса И(П), | 75,1 | сут |
| И(X) – Относительное количество холодной воды в импульсе | 16907 | м3 |
| ꚍ (X) – Продолжительность импульса И(Х), | 56,4 | сут |
| И(П)/И(Х) | 1,3 |  |
| Продолжительность перехода каждого этапа | 2 | сут |
| Общая продолжительность одного цикла | 136 | Дней |

Таблица 36

Распределение продолжительности импульсов технологии ИДТВ модели 5.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| V(T) | 76 | V(Пара) / V(X) | Q(Пара) / V(X | 1.33 |
| V(X) | 57 | 1.33 |
|  | продолжительность одного цикла: 132 | | продолжительность переходного этапа: 2 | |
| Цикл | Вр. начальное | Вр. окончания | Статус закачка | |
| 0 | 0 | 208 | естественная добыча нефти | |
| 1 | 208 | 284 | Пара | |
| 286 | 342 | Холод | |
| 2 | 344 | 420 | Пара | |
| 422 | 478 | Холод | |
| 3 | 480 | 556 | Пара | |
| 558 | 614 | Холод | |
| 4 | 616 | 692 | Пара | |
| 694 | 750 | Холод | |
| 5 | 752 | 828 | Пара | |
| 830 | 886 | Холод | |
| 6 | 888 | 964 | Пара | |
| 966 | 1022 | Холод | |
| 7 | 1024 | 1100 | Пара | |
| 1102 | 1158 | Холод | |
| 8 | 1160 | 1236 | Пара | |
| 1238 | 1294 | Холод | |
| 9 | 1296 | 1372 | Пара | |
| 1374 | 1430 | Холод | |
| 10 | 1432 | 1508 | Пара | |
| 1510 | 1566 | Холод | |
| 11 | 1568 | 1644 | Пара | |
| 1646 | 1703 | Холод | |
| 12 | 1705 | 1780 | Пара | |
| 1782 | 1826 | Холод | |

На рисунках от 42 до 46 показаны результаты гидродинамического моделирования для модели 5 " Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) на пласт" на пласте КА,Б. В рисунке 42 показана динамика добычи нефти, жидкости и газа в течение 5 лет под влиянием нагнетания пара с температурой 224 С и сухостью 0,8.

С этой же даты обводненность составляет около 88% от общего объема добычи (Рисунок 43). В этой модели, начальный геологический запас нефти составляет – 185,6 тыс.м3 в объеме поросы –225,4 тыс.м3, с накопленной добычей нефти (∑Qн), воды – 87,3 тыс.м3, 323,12 тыс.м3 соответственно. Термические влияние на этой модели относится с помощью среднего коэффициента отбора (2,2 м3 пара/м3 нефть). Суммарная закачка пара, воды и энтальпия – 194,0 тыс.м3; 173,0 тыс.м3 и 5,2 E+14 джоуль соответственно, точно так же достигаемая температура в течение 5 лет (97 °C) и коэффициент теплоэнергетической эффективности, (суммарная энтальпия/КИН) – 11,1 .

Рисунок 42–. Годовая добыча нефти, газа и жидкости при ИДТВ

Рисунок 43 –. Динамика обводненности пласта КА,Б

Рисунок 44–. Накопленная добыча воды, жидкости и нефти

Рисунок 45 –. Годовая закачка пара и суммарная закачка пара и воды.

Рисунок 46 – Динамика KIN и динамика коэффициента отбора

Данная модель позволяет извлекать 47% (87,33 тыс.м3) от общего объема нефти в породе (185,6 тыс.м3). При соотношении пара и нефти . Это соотношение показывает, показывает количество закачанного пара, которое было необходимо для извлечения кубического метра нефти в течение 1826 сути. Доля объема пор вытесняющего пара в пласт – 0,86 и доля объема пор вытесняющей жидкости– 1,63.

### 2.5.6 Модель 6. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДиНЗ) и воздействие направленной закачки теплоносителя

Учитывая преимущества применения ИДТВ и SAGD, эта модель спроектирована на основе технологии Направленная закачка воздуха (THAI = Toe-to-Heel Air Injection), которая представляет собой горизонтальную добывающую скважину и 5 вертикальных нагнетательных скважин, которые позволяют активизируется вытеснение нефти из поровых блоков. Помимо увеличения коэффициента воздействия сети. [27] [18]. Как показано в рисунке 47.При тестировании эффективности технологии ИДТВ, цель этой модели является:

-Увеличивать коэффициент охвата

-Воспользоваться преимуществами гравитационного дренажа нефти, вызванного воздействием скважин и термодинамическим воздействием в пласте

-Уменьшить инвестиционные затраты, уменьшив количество скважин на месторождении.

-Уменьшить количество энергии, необходимое для увеличения нефтеотдачи

Эта модель позволяет оценить не только извлечение нефти, но и оценить преимущества или недостатки экономии затрат при циклическом закачанного пара и воды. (<https://findpatent.ru/patent/251/2516077.html>)

На рисунках от 47 до 52 показаны результаты гидродинамического моделирования для модели 5 " Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДиНЗ) и гравитационное воздействие дренажа" на пласте КА,Б. В рисунке 47 показана динамика добычи нефти, жидкости и газа в течение 5 лет под влиянием нагнетания пара с температурой 224 С и сухостью 0,8. С этой же даты обводненность составляет около 94% от общего объема добычи (Рисунок 48). В этой модели, начальный геологический запас нефти составляет – 185,6 тыс.м3 в объеме поросы –225,4 тыс.м3, с накопленной добычей нефти (∑Qн), воды – 93,55 тыс.м3, 396,86 тыс.м3 соответственно.

Термические влияние на этой модели относится с помощью среднего коэффициента отбора (2,63 м3 пара/м3 нефть). Суммарная закачка пара, воды и энтальпия – 246,3 тыс.м3; 200,99 тыс.м3 и 6,7 E+14 джоуль соответственно, точно так же достигаемая температура в течение 5 лет (99,4 °C) и коэффициент теплоэнергетической эффективности, (суммарная энтальпия/КИН) – 13,23 .

25.3м

50м

Д.Ск.1

Н.c-1

Н.c-2

Н.c-3

Н.c-4

Н.c-5

Рисунок 47 – Распределение добывающей и нагнетенных скважин модели 5.

Рисунок 48 –. Годовая добыча нефти, газа и жидкости при ИДиГВ

Рисунок 49 –. Динамика обводненности пласта КА,Б

Рисунок 50 –. Накопленная добыча воды, жидкости и нефти

Рисунок 51 –. Годовая закачка пара и суммарная закачка пара и воды.

Рисунок 52 – Динамика KIN и динамика коэффициента отбора

Данная модель позволяет извлекать 50% (93,55 тыс.м3) от общего объема нефти в породе (185,6 тыс.м3). При соотношении пара и нефти . Это соотношение показывает, показывает количество закачанного пара, которое было необходимо для извлечения кубического метра нефти в течение 1826 сути. Доля объема пор вытесняющего пара в пласт – 1,09 и доля объема пор вытесняющей жидкости– 1,98.

### 2.5.7 Модель 7. Горизонтальное импульсно-дозированное паротепловое воздействие и гравитационное воздействие дренажа (ГИДПгВ)

Эта модель была создана для того, чтобы изменить исходную модель ИДТВ (модель 5) и улучшить ее условия для достижения максимальной эффективности извлечения нефти. Верхние скважины используются для нагнетания пара и холодной воды в пласт и с целью создания высокотемпературной паровой камеры, как показано на рисунках 53 и 54, остальные параметры как режим испытания технологии были такой же модели 5 ИДТВ и 6 (ИДиГВ).

Рисунке 53 показывает распределение добывающих и нагнетенных скважин модели, кроме того, на рисунке 2.52 показано теоретическое распределение для этой модели, основанное на модели термического распределения технологии Направленная закачка воздуха (THAI = ToetoHeel Air Injection) [23] [28]

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1000 м | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
| • |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | ↓ |
| Д.Ск.1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | Наг.Ск.6 |

Рисунок 53 – Распределение добывающих и нагнетенных скважин модели 7. • – символ добывающих скважин, ↓ – символ нагнетенных скважин.

Н.c-1

50м

50м

Д.Ск.1

Рисунок 54 – Распределение добывающей и нагнетенной скважин модели 7.

Время и режим импульса закачанного пара и закачанной воды будут основаны на объединении наиболее эффективных моделей SAGD (модель 3) и ИДиГВ (модель 6) для получения максимальной производительности извлечения. Одна из предложенных гипотез заключается в том, что модель ИДПВ будет более экономичной, чем модель ИДТВ, и будет более эффективной, чем модель SAGD.

На рисунках от 55 до 59 показаны результаты гидродинамического моделирования для модели 7 " Горизонтальное импульсно-дозированное паротепловое воздействие и гравитационное воздействие дренажа (ГИДПгВ)" на пласте КА,Б. В рисунке 55 показана динамика добычи нефти, жидкости и газа в течение 5 лет под влиянием нагнетания пара с температурой 224 С и сухостью 0,8. С этой же даты обводненность составляет около 82% от общего объема добычи (Рисунок 56). В этой модели, начальный геологический запас нефти составляет – 185,6 тыс.м3 в объеме поросы –225,4 тыс.м3, с накопленной добычей нефти (∑Qн), воды – 85,5 тыс.м3, 190,7 тыс.м3 соответственно.

Термические влияние на этой модели относится с помощью среднего коэффициента отбора (1,58 м3 пара/м3 нефть). Суммарная закачка пара, воды и энтальпия – 135,1 тыс.м3; 100,5 тыс.м3 и 3,6 E+14 джоуль соответственно, точно так же достигаемая температура в течение 5 лет (89,7 °C) и коэффициент теплоэнергетической эффективности, (суммарная энтальпия/КИН) – 7,81 .

Рисунок 55 –. Годовая добыча нефти, газа и жидкости при ГИДПгВ

Рисунок 56  –. Динамика обводненности пласта КА,Б

Рисунок 57 –. Накопленная добыча воды, жидкости и нефти

Рисунок 58  –. Годовая закачка пара и суммарная закачка пара и воды.

Рисунок 59 – Динамика KIN и динамика коэффициента отбора

Данная модель позволяет извлекать 46% (85,5 тыс.м3) от общего объема нефти в породе (185,6 тыс.м3). При соотношении пара и нефти . Это соотношение показывает, показывает количество закачанного пара, которое было необходимо для извлечения кубического метра нефти в течение 1826 сути. Доля объема пор вытесняющего пара в пласт – 0,6 и доля объема пор вытесняющей жидкости– 1,05.

## 2.6 Технологическая оценка

Пар, закачиваемый через нагнетательную скважину, представляет собой смесь пара и жидкости. Весовая доля пара называется качеством пара. Поскольку пар способен удерживать больше энергии, чем жидкость, качество пара лучше, если в нем больше пара. Тепло от пара нагревает породу-шапку, породу-коллектор и породу-основание. На начальном этапе горячий пар поднимается вверх из-за низкой плотности, и в верхней части пласта образуется паровая грудь. По мере стекания нефти вниз насыщенность снижается примерно до 5%. Конденсированная вода и нефть с низкой вязкостью стекает к добывающей скважине и нагревает высоковязкую нефть на дне. Горячая вода вытесняет нефть на дно пласта. Поскольку вода обладает меньшей энергией, чем пар, и большей вязкостью, она движется медленнее, чем пар, что приводит к низкой эффективности добычи нефти. Таким образом, гравитация сильнее воздействует на жидкости в верхней части пласта, чем в нижней.

Вода переносит очень большое количество тепла на единицу массы, так как она имеет самую высокую удельную теплоту и боковую теплоту парообразования, чем любая другая жидкость. Изменение температуры кипящей воды и сухого насыщенного пара показано на рисунке ниже. Боковая теплота парообразования - это разница между двумя кривыми, которая выше при низком давлении. Она уменьшается до нуля при 705 oF и 3206 psia, что является критической точкой. Пар переносит больше тепла, чем горячая вода при давлении от 100 до 1500 psia, при котором работает большинство проектов. Температура пара повышается с увеличением давления. При низком давлении в системах закачки пара потери тепла низкие, так как теплопотери уменьшаются с понижением температуры. Кроме того, более глубокие пласты высокого давления и пласты с низкой проницаемостью имеют более высокие тепловые потери, так как требуют высокого давления закачки. Пар нагревает пласт, когда он отдает боковое тепло при постоянной температуре для превращения в воду. Если латеральное тепло выше, пар может оставаться при более высокой температуре, чтобы нагревать подповерхностные пласты для продвижения по пласту. Из приведенного выше рисунка следует, что среднее состояние 80% качественного пара, необходимого для закачки, составляет 450 градусов по Фаренгейту и 414,7 psia [8].

эффективность метода воздействия определяется путем сравнения фактических показателей разработки месторождений с базовым вариантом

Qдол= Qм/Qф (34)

где α = Qб/ Qф определяющий, какая часть нефти из общей добычи получена за счет метода повышения нефтеизвлечения;

Qф; Qб – соответственно добыча нефти фактическая и базовая за расчетный период времени,

Qф(∆t) = Qб (∆t) + Qм2(∆t) + Qм3(∆t) + Qм4(∆t) + Qм5(∆t) + Qм6(∆t) + Qм7(∆t) (2.36)

Где Qб (∆t) – добыча нефти модели 1 на естественном режиме добыче.

Qм2(∆t) – добыча нефти модели 2 за счет технологий площадной закачки пара.

Qм3(∆t) – добыча нефти модели 3 за счет технологий парогравитационного дренажа (SAGD) при 150 м3 закачанного пара.

Qм4(∆t) – добыча нефти модели 4 за счет технологий парогравитационного дренажа (SAGD) при 300 м3 закачанного пара.

Qм5(∆t) – добыча нефти модели 5 за счет технологий импульсно-дозированного теплового воздействия на пласт (ИДТВ) .

Qм6(∆t) – добыча нефти модели 6 за счет технологий импульсно-дозированного теплового воздействие (ИДиНЗ) и воздействие направленной закачки теплоносителя

Qм7(∆t) – добыча нефти модели 7 за счет технологий Горизонтального импульсно-дозированного паротеплового воздействия и гравитационного воздействия дренажа (ГИДПгВ)

Qф(∆t)=12556,00+103414,15 +51297,13+48561,31+87329,10+93549,95+85499,50

Qф(∆t)= 482 207,59 м3

Qдолб =0.03

Qдол,м2=0.21

Qдол,м 3=0.11

Qдол,м 4= 0.10

Qдол,м 5=0.18

Qдол,м 6= 0.19

Qдол,м 7=0.18

На рисунке 60 представлена динамика накопленной добычи нефти всех моделей, здесь важно выделить наибольшую накопленную добычу нефти модели 2, за которой следует модели 6, 5, 7, 3, 4, 2 соответственно.

Рисунок 60 – Динамика накопленной добычи нефти всех моделей

В этом проекте мы считаем, что извлечения нефтеотдачи не должна быть неприменимым параметром применения. Именно поэтому лучшая модель считается той, которая требует наименьшей энергии, необходимой для извлечения наибольшего количества нефти из недр.

Поэтому оценивались эффективность по отношениям количества закачиваемого пара и энтальпии к коэффициенту извлечения нефти, это делается на основе компенсации отбора нефти и закачки, который нам указывает количество пара, необходимого для извлечения 1 м3 нефти. Кроме того к оценке коэффициента теплоэнергетической эффективности, который оценивает закачиваемую энтальпию по отношению к коэффициенту извлечения нефти, в этой связи оценивается, сколько процентного увеличения энтальпии требуется для увеличения коэффициента извлечения на 1% (см. на рисунках 2.59 – 2.65).

Рисунок 70 показывает, что с 3 до 5 лет наблюдается процентное увеличение тепловой энергии, достигнув почти 5% увеличения, необходимого для увеличения 1% КИН, кроме того, важно показать, что эта модель требует закачки энтальпии 22.97 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа.

Рисунок 70 – Коэффициент теплоэнергетической эффективности модели 2

Рисунок 71 показывает, что первый год модели 3 наблюдается процентное увеличение тепловой энергии в районе от 5%, необходимого для увеличения 1% КИН, кроме того, важно показать, что эта модель требует закачки энтальпии 26.33 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа.

Рисунок 71 – Коэффициент теплоэнергетической эффективности модели 3

Рисунок 72 показывает, что первый 2 года модели 4 наблюдается процентное увеличение тепловой энергии в районе от 1%, и потом достигает 1.4% необходимого для увеличения 1% КИН, кроме того, важно показать, что эта модель требует закачки энтальпии 51.58 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа.

Рисунок 73 показывает, что первый 2 года модели 5 наблюдается процентное увеличение тепловой энергии достигает 7% необходимого для увеличения 1% КИН, а затем умешивает до 5%, что является идеальным поведением для технологии ИДТВ, за что оправдывает модификацию (модель 6 и 7), которая уменьшает коэффициент теплоэнергетической эффективности. Также важно выделить области, которые не требуют изменений энергии для увеличения процента извлечения нефти. Кроме того, важно показать, что эта модель требует закачки энтальпии 11.09 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа.

Рисунок 73 – Коэффициент теплоэнергетической эффективности модели 4

Рисунок 74 – Коэффициент теплоэнергетической эффективности модели 5

Рисунок 75 показывает, что эта модель требует наибольших изменений в энергии и волатильности коэффициента, но представлен более высокий процент извлечения, в модели 4 наблюдается процентное увеличение тепловой энергии в районе от 8% в конце периода исследования.

Рисунок 75– Коэффициент теплоэнергетической эффективности модели 6

Кроме того, важно показать, что эта модель требует закачки энтальпии 13.23 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа, то есть, хотя она имеет более высокий коэффициент звлечения чем модель 5, эта модель требует больше энергии, необходимой для увеличения КИН на 1%

На рисунке 76 показана лучшая модель добычи нефти, которая требует минимальных энергетических изменений в масле, чтобы оказать сильное влияние на общий объем извлеченной нефти. Эта модель требует закачки энтальпии 7.81 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа. Также эта модель была рассчитана при минимальной скорости нагнетания пара (150 м3 / день) и с минимальным количеством скважин, пробуренных на км2 (0,3 скважины / км2).

Рисунок 76 – Коэффициент теплоэнергетической эффективности модели 7

Таблица 37 показывает технологические результаты всех моделей, поэтому важно подчеркнуть, что лучшими моделями являются модели 7, 5 соответственно, превосходящие самые известные технологии в мире, такие как SAGD

Где:

Модель 1 – Базовая модель на естественном режиме

Модель 2 – Площадная закачка пара

Модель 3 – Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 150 м3 закачанного пара

Модель 4 – Метод парогравитационного дренажа (SAGD) при 300 м3 закачанного пара

Модель 5 – Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) на пласт, 300 m3

Модель 6 – Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДиГВ) на пласт по средней температуре пласта

Модель 7 – Горизонталное импульсно-дозированное тепловое воздействие и парогравитационное воздействие дренажа (ГИДТПгВ)

Таблица 37

Технологические результаты всех моделей

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Модель 1. | Модель 2 | Модель 3. |
| Начальные запасы нефти | м3 | 185557.68 | 185557.68 | 185557.68 |
| Объем порового пласта | м3 | 2.25E+05 | 2.25E+05 | 225440 |
| Накопленная добыча нефти | м3 | 12556.46 | 103414.1 | 51297.12 |
| Накопленная добыча воды. | м3 | 365.38 | 449051 | 259994 |
| Суммарная закачка вода | м3 | 0 | 0 | 0 |
| Суммарная закачка пара. | м3 | 0 | 467792 | 264647 |
| обводненность | дол. | 0 | 0.953 | 0.87 |
| Компенсация отбора нефти и закачки пара | м3/м3 | 0.00 | 4.52 | 5.16 |
| Накопленная нагнетенная энтальпия (10^14) | джоуль | 0 | 12.80 | 7.28 |
| КИН | дол. | 0.068 | 0.56 | 0.28 |
| Т | °C | 27.25 | 231.25 | 109.9 |
| Коэффициент теплоэнергетической эффективности, (10^14) | джоуль/%КИНа | 0.00 | 22.97 | 26.33 |
| Доля объема пор вытесняющего пара |  | 0.00 | 2.08 | 1.17 |
| Доля объема пор вытесняющей жидкости |  | 0.00 | 2.08 | 1.17 |

Предложение таблица 37

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Модель 4. | Модель 5. | Модель 6. |
| Начальные запасы нефти | м3 | 185557.68 | 185557.68 | 185557.68 |
| Объем порового пласта | м3 | 2.25E+05 | 2.25E+05 | 2.25E+05 |
| Накопленная добыча нефти | м3 | 48561.30 | 87329.1 | 93549.94 |
| Накопленная добыча воды. | м3 | 479986 | 323121 | 396858 |
| Суммарная закачка вода | м3 | 0 | 173009.2 | 200996.5 |
| Суммарная закачка пара. | м3 | 492167 | 194004.8 | 246312.5 |
| обводненность | дол. | 0.93 | 0.88 | 0.94 |
| Компенсация отбора нефти и закачки пара | м3/м3 | 10.13 | 2.22 | 2.63 |
| Накопленная нагнетенная энтальпия (10^14) | джоуль | 13.50 | 5.22 | 6.67 |
| КИН | дол. | 0.26 | 0.47 | 0.50 |
| Т | °C | 139.519 | 97 | 99.4 |
| Коэффициент теплоэнергетической эффективности, (10^14) | джоуль/%КИНа | 51.58 | 11.09 | 13.23 |
| Доля объема пор вытесняющего пара |  | 2.18 | 0.86 | 1.09 |
| Доля объема пор вытесняющей жидкости |  | 2.18 | 1.63 | 1.98 |

# **Раздел 3.**

**СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ**

**3.1 Методика и исходные данные для экономической оценки**

**3.1.1 Показатели экономической эффективности**

Расчетные значения показателей экономической эффективности проектных решений по вариантам представлены в таблице 38.

Таблица 38

Основные расчетные экономические показатели разработки

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| N° | Параметр | Ед.изм. | Значения |
| **1** | **Система разработки** |  |  |
|  | Вид воздействия |  |  |
|  | Плотность сетки скважин (приведенная) | га/скв. | 2,8 |
|  | Максимальные уровни добычи: |  |  |
| N° | Параметр | Ед.изм. | Знач. |
|  | нефти | тыс. т | 546,7 |
|  | растворенного газа | млн.м3 |  |
|  | жидкости | тыс. т | 13530, 7 |
|  | Максимальные уровни закачки: воды | тыс.т | 7456,3 |
|  | Проектный период разработки | годы | 30 |
|  | Рентабельный пери од разработки | годы | 22 |
|  | Накопленная добыча нефти за проектный период | тыс. т | 4094 |
|  | Накопленная добыча нефти за рентабельный период | тыс. т | 4068 |
|  | Накопленная добыча нефти с начала разработки | тыс. т | 27717 |
|  | Коэффициент извлечения нефти (КИН) | доли ед. | 0,328 |
|  | КИН за рентабельный период | доли ед. | 0,328 |
|  | Накопленная закачка с начала разработки: воды | тыс. м3 | 176278 |
|  | Накопленная добыча жидкости с начала разработки | тыс. т | 327377 |
|  | Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец проектного периода | т/сут | 0,5 |
|  | Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец рентабельного периода | т/сут | 1,0 |
|  | Средняя обводненность продукции (весовая) к концу | % | 99 |
|  | Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода | % | 97,4 |
|  | Фонд скважин за весь срок разработки, в сего | шт. | 877 |
|  | В том числе: добывают из нефтяных | шт. | 571 |
|  | из них горизонтальных | шт. | 217 |
|  | нагнетательных | шт. |  |
|  | из них горизонтальных | шт. |  |
|  | контрольные | шт. | 58 |
| **2** | **Экономические показатели эффективности вариантов разработки** |  |  |
|  | Индекс доходности капитальных затрат за проектный | доли ед. | 11,3 |
|  | за рентабельный период | доли ед. | 11,3 |
|  | Индекс доходности затрат за проектый период | доли ед. | 1,3 |
|  | за рентабельный период | доли ед. | 1,3 |
|  | Рентабельно извлекаемые запасы | тысл | 27691 |
|  | Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%) за | млн.руб | 8491,8 |
|  | в том числе за рент абельный период | млн.руб. | 8505,0 |

Предложение таблицы

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **3** | **Расчетные показатели за рентабельный период** |  |  |
|  | Выручка, всего | млн.руб | 58863, 3 |
|  | Капитальные затраты в т.ч | млн.руб | 1612,5 |
|  | Бурение скважин | млн.руб | 0 |
|  | Промысловое обустройство | млн.руб | 0 |
|  | Внешняя инфраструктура | млн.руб | 0 |
|  | Прочее | млн.руб | 1612,5 |
|  | Эксплуатационные затраты, в т.ч. | млн.руб | 41213, 6 |
|  | Текущие затраты | млн.руб | 15330, 8 |
|  | Налоги, включаемые в себестоимость | млн.руб | 23833, 3 |
|  | Амортизационные отчисления | млн.руб | 2049,5 |
|  | Внерелизационные расходы | млн.руб | 1250,5 |
|  | Чистый доход пользователя недр | млн.руб | 13556, 2 |
|  | Доход государства | млн.руб | 17363, 0 |
|  | Дискантированный доход государства (ДДГ 15%) | млн.руб | 10527, 9 |
|  | Интегральный показатель (Топт) | доли ед. | 2,291 |

**3.1.2 Макроэкономические показатели и расчет чистых цен УВС**

Расчёт экспортного нетбэка приведен в таблице 39.

Таблица 39

Расчет экспортного нетбэка – нефть

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр | Ед. изм. | 2018 |
| Цена нефти Юралс | долл/барр | 66,34 |
| Транспортные расходы | руб/т | 1 657,1 |
| Таможенная пошлина на нефть сырую | долл/т | 66,6 |
| Коэффициент перевода из тонн в баррели | барр т | 7,3 |
| Обменный курс | руб/т | 67,0 |
| Экспортный нетбэк на нефть сырую | руб/т | 4 476,6 |

**3.1.3 Система налогов и платежей**

Налоги, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды, определены законодательством РФ и законами местных органов, перечень и порядок их начисления указан в таблице 40.

Таблица 40

Ставки налогов и отчислений

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. изм. | Значения |
| Налог на добавленную стоимость | % | 19,0 |
| Страховые взносы  с 2017-2019 гг.  с 2020 г. | % | 30  34 |
| Обязательное страхование от несчастных случаев | % | 0,5 |
| Налог на добычу полезных ископаемых | руб./т. | 919\* Кц-Дм |
| Налог на имущество | % | 2,2 |
| Ставка налога на прибыль | % | 20,0 |
| Экспортная пошлина | долл/т | 66,6 |
| Прочие налоги | тыс. руб./скв. | 0,171 |

Плата за аренду земли рассчитывалась, исходя из данных по площади долгосрочной аренды земли – 92,45 га, ставки арендной платы – 9411 руб./га и нормы отвода земель для нефтяных скважин при бурении (СН 459-74) – 0,36 га на вновь вводимую скважину. Площадь аренды земли по объектам распределялась пропорционально эксплуатационному фонду скважин на момент начала расчётов.

**3.1.4 Оценка капитальных, текущих, эксплуатационных и внереализационных расходов**

Расчет капитальных вложений месторождения производился в соответствии с капитальными затратами, предусмотренными в бизнес-плане заказчика на 2017-2021 гг. Капитальные вложения в освоение месторождения определены исходя из проектных решений рассматриваемых вариантов разработки и удельных нормативов. Капитальные вложения в строительство скважин и боковых стволов приняты на основе данных, предоставленных Компаний. Затраты в оснащение оборудованием, не входящее в сметы строек, подготовительные работы и обустройство кустов и скважин рассчитаны на основе утверждённых удельных нормативов Компаний. Нормативы капитальных вложений приведены в таблице 41. Объёмы и структура промыслового строительства рекомендуемого варианта приведены в таблице 42. Базой для расчета нормативов текущих затрат послужили фактические данные, предоставленные компаний за 2016 год. Текущие расходы рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей. Данные по принятым удельным нормативам представлены в таблице 41. В расчете амортизационных отчислений учитывалась остаточная стоимость основных фондов месторождения на начало расчетов. Балансовая и остаточная стоимости ОПФ по объектам распределялись пропорционально эксплуатационному фонду скважин на момент начала расчётов. Внереализационные расходы включают ликвидационные затраты. Для упрощения расчёта ликвидационных затрат принято использовать норматив затрат на ликвидацию скважин в размере 1,769 млн. руб. и по завершении выработки запасов месторождения (объектов) единовременные расходы на ликвидацию объектов нефтедобычи в размере 8 % от первоначальной стоимости ОФ.

Таблица 41

Исходные данные для расчета технико-экономических показателей

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| N° | Показатели | Значение |
| **1** | **Капитальные вложения:** |  |
|  | Бурение скважины |  |
|  | наклонно-направленной, тыс. руб./м. | 23,567 |
|  | горизонтальной, тыс. Руб/ м. | 25,801 |
|  | Оборудование не требующее монтажа и не входящее в сметы строек, млн. руб. /скв. |  |
|  | на новую добывающую скв. | 1,262 |
|  | на 3БС | 1,708 |
|  | на действ. добывающую скв. | 0,286 |
| **2** | **Эксплуатационные затраты:** |  |
|  | удельный расход материалов на добычу нефти, тыс. руб. / скв. | 15,5 |
|  | затраты электроэнергии на добычу жидкости, руб. т. жид. | 24,7 |
|  | нефтепромысловые услуги, тыс. руб. /скв. | 1288,4 |
|  | ФОТО одного работающего в год, тыс. руб. | 528 |
|  | удельная чи сленность, чел. /скв. | 0,07 |
|  | затраты электроэнергии на закачку воды, руб. м3 | 20,23 |
|  | удельный расход топлива, тыс. руб. / скв. | 0,15 |
|  | - на подготовку нефти, руб. 1.н. | 52,41 |
|  | прочие расходы, тыс. руб. скв. | 448,87 |
|  | перевод на новый горизонт, тыс. руб. /скв. | 777 |
|  | бурение бокового ствола, тыс. руб. /опер. | 26125 |
|  | ОРД тысруб. ска. | 777 |
|  | OP3, тыс. руб/скв. | 694 |
|  | ОРЗД, тыс. руб/скв. | 694 |
|  | ликвидация скважин, тыс. руб. /скв. | 1768,7 |
|  | потери нефти, % | 0,04 |
| **3** | **Дополнительные данные:** |  |
|  | Доля реализации нефти на внешнем рынке, % | 50 |
|  | Балансовая стоимость на 01.01.2017г., млн. руб. | 6574,03 |
|  | Остаточная стоимость на 01.01.2017г., млн. руб. | 463,20 |
|  | Курс доллара, руб. долл. | 67,0 |
|  | Норма амортизационных отчислений сушест вующих фондов, % | 1,54 |
|  | Норма амортизационных отчислений вновь введенных, % |  |
|  | бурение | 14,3 |
|  | промстроительство | 6,7 |
|  | ГРР, ОН С | 33,3 |

**3.2** **Технико-экономический анализ моделей разработки**

*Объект разработки* КАЙ*,Б*

В проекте производится расчет эксплуатационных затрат на дополнительно добытую нефть, поэтому эксплуатационные затраты на дополнительную добычу за счет оптимизации системы разработки учитывают в следующий таблице:

Таблица 42

Эксплуатационные затраты

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N° | Показатели | Модель 1 | Модель 5 | Модель 7 |
| **1** | **Эксплуатационные затраты:** |  |  |  |
|  | удельный расход материалов на добычу нефти, тыс. руб. / скв. | 155 | 155 | 16 |
|  | затраты электроэнергии на добычу жидкости, тыс. руб. т. жид. | 9311 | 7983075 | 4712309 |
|  | нефтепромысловые услуги, тыс. руб. /скв. | 12884 | 12884 | 2577 |
|  | ФОТ одного работающего в год, тыс. руб. | 528 | 528 | 528 |
|  | удельная численность, чел. /скв. | 0 | 0 | 0 |
|  | затраты электроэнергии на закачку воды, руб. м3 | 0 | 7424673 | 4766633 |
|  | удельный расход топлива, тыс. руб. / скв. | 2 | 2 | 0 |
|  | на подготовку нефти, руб/т.н. | 606 | 4215 | 4127 |
|  | прочие расходы, тыс. руб. скв. | 4489 | 4489 | 898 |
|  | перевод на новый горизонт, тыс. руб. /скв. | 0 | 0 | 0 |
|  | бурение бокового ствола, тыс. руб. /опер. | 0 | 0 | 26125 |
|  | ОРД тыс.руб. ска. | 7770 | 7770 | 1554 |
|  | OP3, тыс. руб/скв. | 6940 | 6940 | 1388 |
|  | ОРЗД, тыс. руб/скв. | 6940 | 6940 | 1388 |
|  | ликвидация скважин, тыс. руб. /скв. | 0 | 0 | 0 |
|  | потери нефти, % | 463 | 3217 | 3150 |

Результаты анализа чувствительности варианта разработки месторождения в целом представлены в таблице 43. Анализ чувствительности разработки месторождения показывает, что наибольшее влияние на экономическую эффективность оказывает изменение цены реализации, менее существенное влияние оказывает изменение величины капитальных затрат. В целом данный проект можно охарактеризовать как высоко устойчивый, так как влияние ни одного из рассмотренных негативных последствий в отдельности не приводит к появлению отрицательного значения накопленного ЧДД.

Таблица 43

Анализ чувствительности проекта месторождения КАЙ,Б



**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Термическое повышение нефтеотдачи - это тип нефтедобычи, используемый в основном для извлечения тяжелой сырой нефти. Большая часть более легкой сырой нефти была извлечена первичными и вторичными методами, которые зависят от более простых механизмов, таких как гравитация и закачка воды. Существуют и другие методы повышения нефтеотдачи: закачка газа и химическая закачка. Каждый тип нефтедобычи имеет свои преимущества и недостатки. В США в основном используется закачка газа CO2, в то время как в Канаде применяются как CSS, так и SAGD. Современные перспективы в области термического повышения нефтеотдачи пластов связаны с использованием солнечной энергии для нагрева воды с целью получения пара.

В этом проекте мы считаем, что извлечения нефтеотдачи не должна быть неприменимым параметром применения. Именно поэтому лучшая модель считается той, которая требует наименьшей энергии, необходимой для извлечения наибольшего количества нефти из недр.

Поэтому оценивались эффективность по отношениям количества закачиваемого пара и энтальпии к коэффициенту извлечения нефти, это делается на основе компенсации отбора нефти и закачки, который нам указывает количество пара, необходимого для извлечения 1 м3 нефти. Кроме того к оценке коэффициента теплоэнергетической эффективности, который оценивает закачиваемую энтальпию по отношению к коэффициенту извлечения нефти, в этой связи оценивается, сколько процентного увеличения энтальпии требуется для увеличения коэффициента извлечения на 1% (см. на рисунках 2.59 – 2.65).

Рисунок 70 показывает, что с 3 до 5 лет наблюдается процентное увеличение тепловой энергии, достигнув почти 5% увеличения, необходимого для увеличения 1% КИН, кроме того, важно показать, что эта модель требует закачки энтальпии 22.97 \* 10 ^ 14 джоулей для каждого процентного увеличения КИНа.

Таблица 37 показывает технологические результаты всех моделей, поэтому важно подчеркнуть, что лучшими моделями являются модели 7, 5 соответственно, превосходящие самые известные технологии в мире, такие как SAGD

Выполненные технико-экономические расчеты показывают, что разработка месторождения в целом является эффективной, поскольку недропользователь получает положительный ЧДД при норме дисконта 15% за проектный и рентабельный сроки разработки в размере 39 280,1 млн.руб. и 38335,8 млн.руб. соответственно. Дисконтированный доход государства за проектный срок разработки в размере 33722,9 млн.руб. и рентабельный 33719,5 млн.руб. КИН за проектный срок составит 0,47 д. ед., за рентабельный -0,46 д. ед.

Анализ чувствительности разработки месторождения показывает, что наибольшее влияние на экономическую эффективность оказывает изменение цены реализации, менее существенное влияние оказывает изменение величины капитальных затрат. В целом данный проект можно охарактеризовать как высоко устойчивый, так как влияние ни одного из рассмотренных негативных последствий в отдельности не приводит к появлению отрицательного значения накопленного ЧДД.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРНЫЙ ИСТОЧНИКОВ**

1. Meyer R.F., Freeman P.A. Siberian platform: Geology and natural bitumen resources: U.S. Geological Survey Open-file Report 2006. 24 с.

2. Meyer R.F., Attanasi E.D. and Freeman P.A. Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world: U.S. Geological Survey Open-file Report. Reston, Virginia. 2007. 36 с.

3. Hein Frances J. Heavy Oil and Oil (Tar) Sands in North America: An Overview & Summary of Contributions. Natural Resources Research 2006. Вып. 15 (2), с. 67-84.

4. Donaldson E.C., Chilingarian G.V., Yen T.F. Enhanced Oil Recovery, II. Processes and Operations. Elsevier. Amsterdam, Oxford, New York, Tokyo. 1989. 594 с.

5. Santos R.G., Loh W., Bannwart A.C., Trevisan O.V. An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. Brazilian Journal of Chemical Engineering 2014. Вып. 31 (3), с. 571-590.

6. Nurgaliyev R.Z. Evaluation of advantages of the main technologies of oil displacement by water from heterogeneously permeabile oil reservoirs. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields 2017. Вып. 10, с. 5-9.

7. Lafargue E. and Barker C. Effect of water washing on crude oil compositions. AAPG Bull 1988. Вып. 72, с. 263-276.

8. Babadagli T. Development of mature oil fields – A review, J. Petroleum Scientist and Engineering 2007. Вып. 57 (3-4), с. 221-246.

9. Турбаков М., Щербаков А. Determination of Enhanced Oil Recovery Candidate Fields in the Volga-Ural Oil and Gas Region Territory. Energies 2015. Вып. 8 (10), с. 11153-11166.

10. Шерстюк С.Н., Серебренникова О.В., Стахина Л.Д., Кадичагов П.Б.The effect of EOR technologies on the composition of recovered crude oil. J. Siberian Federal University. Chemistry 2010. Вып. 3 (2), с. 110-119.

11. Чуйкина Д., Серебренникова О.В., Стахина Л.Д., Николаева Т.Л., Русских И.В. Laboratory Simulation of the Effect Oil-Displacement systems on the composition and properties of High-Paraffin Crude Oil. J. of Siberian Federal University. Chemistry 2011. Вып. 1, с. 11-17.

12. Чуйкина Д.И., Русских И.В., Стахина Л.Д. и Серебренникова О.В.Investigation of the Composition of High-Viscosity and Heavy Oils in the Course of EOR-Process Simulation. J. Siberian Federal University. Chemistry 2017. Вып. 2(10), с. 206-215.

13. Стахина Л.Д., Петренко Д.С., Спабекова А.С.The Effect of EOR Technologies on the Content of Petroporphyrins and Naphthenic Acids of Recovered Heavy Oils From Usinskoye Field. Key Engineering Materials 2016. Вып. 670, с. 39-45.

14. Sheng j . Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and practice. Gulf Prоfеssiоnal Publishing, Еlsеviеr, 2011. 632 с.

15. Zanganeh P., Dashti H., Ayatollahi S. Visual investigation and modeling of asphaltene precipitation and deposition during CO2 miscible injection into oil reservoirs. Fuel 2015. Вып. 160, с. 132-139.

16. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.Enhanced Oil Recovery with Surfactant systems. Novosibirsk: Nauka, 1995. 198 с.

17. Валера С.А., Эскобар М.А., Итурбе Ю.Дж.Use of Surfactants in Cyclic Steam Injection in Bachaquero-01 Reservoir. 1999. SPE 54020-MS.

18. Zhang X., Zhang Y. et al. Conformance Control of CSS and Steam Drive Process with a Carbamide Surfactant. Journal of Canadian Petroleum Technology 2009. Вып. 48 (9), с. 16-18.

19. Thomas S., Farouq Ali SM. Status and Assessment of Chemical Oil Recovery Methods. Energy Sources 1999. Вып. 21, с. 177-189.

20. Luo P., Zhang Y., Huang S. A promising chemical-augmented WAG process for enhanced heavy oil recovery. Fuel 2013. Вып. 104, с. 333-341.

21. Alvarez J., Han S. Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. Journal of Petroleum Science Research 2013. Вып. 2, с. 116-126.

22. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.Physicochemical methods for enhancing oil recovery from oil fields. Russian Chemical Reviews 2007. Вып. 76(10), с. 971-987.

23. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В. Gels, Sols and Surfactant Compounds Applied for Enhanced Oil Recovery at the Late Stage of Development. Georesources 2014. Вып. 4(59), с. 20-27.

24. Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Веревкин А.П. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа. (Technology, Economics, and Automatization of Oil and Gas Processing), Moscow: Химия, 2005.