

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедры

Н.Г.Квеско

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

«\_\_\_\_\_»

\_\_\_\_\_ 2021 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Методы повышения эффективности разработки Ванкорского нефтегазового  
месторождения

21.03.01 Нефтегазовое дело

23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Руководитель

канд. техн. наук,  
доцент

Е.Л.Морозова

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Выпускник

\_\_\_\_\_

30.06.21

И.А.Кочерга

\_\_\_\_\_

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.Г. Квеско

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
в форме магистерской диссертации

Студенту Кочерга Ивану Александровичу

Группа НМ19-05М

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Тема выпускной квалификационной работы: Методы повышения эффективности разработки Ванкорского месторождения

Утверждена приказом по университету № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ г.

Руководитель ВКР: Е.Л.Морозова, доцент, канд. техн. наук, кафедра РЭНГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Техническая, технологическая и нормативная информация по Ванкорскому месторождению, отчеты и научная литература.

Перечень разделов ВКР:

- Введение
- Анализ известных методов повышения эффективности разработки
- Литературный обзор
- Текущее состояние разработки месторождения
- Экспериментальная часть
- Заключение

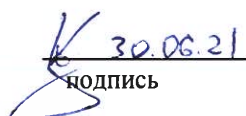
Перечень графического материала: схема участков ООО «РН-Ванкор», презентация Microsoft Power Point (10 слайдов)

Руководитель

\_\_\_\_\_  
подпись

Е.Л.Морозова

Задание принял к исполнению

  
30.06.21  
подпись

И.А.Кочерга

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 49 страниц, 13 рисунков, 7 таблиц, 30 источников литературы.

**ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ, ДОБЫЧА НЕФТИ, ОБВОДНЕННОСТЬ, КОНТРОЛЬ СКВАЖИН ППД, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРОЙ.**

Объектом исследования является Ванкорское месторождение.

Цель работы – провести анализ современных методов увеличения нефтеотдачи на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) и предложить наиболее эффективный и приемлемый.

В работе приведены общие сведения о процессе разработки месторождения, рассмотрены применяемые методы увеличения нефтеотдачи, геологические сведения о месторождении, рассмотрена проблема корректировки режимов нагнетательных скважин при изменении режимов работы БКНС и проведении геолого-технических мероприятий, предложена автоматизированная система управления, также сделаны выводы об эффективности ее применения на Ванкорском месторождении.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## ABSTRACT

The final qualifying work consists of 60 pages, 8 figures, 7 tables, 37 sources of literature.

VANKORSKOYE FIELD, METHODS FOR INCREASING DEVELOPMENT EFFICIENCY, OIL PRODUCTION, WATER CUT, WELL CONTROL, RPM, AUTOMATED VALVE CONTROL SYSTEM.

The object of research is the Vankor field.

The aim of the work is to analyze modern methods of enhanced oil recovery using the example of the Vankor field (Krasnoyarsk region) and to propose the most effective and acceptable one.

The paper provides general information about the field development process, considers the applied methods of increasing oil recovery, geological information about the field, considers the problem of adjusting injection wells modes when changing the operating modes of the BKNS and carrying out geological and technical measures, proposes an automated control system, and draws conclusions about its effectiveness applications at the Vankor field.

To carry out the final qualifying work, a text editor Microsoft Word, tables and graphs was used. The presentation was prepared using Microsoft Power Point.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1. Известные методы повышения эффективности разработки месторождений.....	8
1.2 Применение кислотной обработки.....	11
1.3 Гидравлический разрыв пласта .....	13
1.4 Применение поверхностно-активных веществ.....	15
1.5 Виброволновое воздействие на пласт для повышения нефтеотдачи .....	15
2. Литературный обзор .....	18
3.1 Текущее состояние разработки Ванкорского нефтяного месторождения.....	26
3.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения .....	28
3.2.1 Объект Дл-I-III.....	28
3.2.2 Объект Як-III-VII .....	28
3.2.3 Объект Нх-I .....	32
3.2.4 Объект Нх-III-IV .....	35
3.3 Характеристика фонда скважин .....	38
3.6 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей	39
4. Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления .....	40
5. Экспериментальная часть .....	42
5.1 Проблематика контроля скважин ППД.....	42
5.2 Возможные пути решения .....	45
Заключение .....	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	47

## **ВВЕДЕНИЕ**

Актуальность темы исследования. Эффективность эксплуатации нефтяных месторождений во многом зависит от того, насколько правильно происходит планирование комплекса мероприятий по разработке месторождения на первоначальном этапе. Это связано с характерными чертами отрасли, такими как высокая капиталоемкость нефтедобывающего производства и низкая мобильность активов предприятия на этапе эксплуатации месторождения.

Необходимость использования новых технологий интенсификации добычи и методов оптимизации разработки связана с истощением запасов и постоянным ростом спроса на нефтепродукты. В условиях конкурентной среды предприятиям необходимо действовать максимально агрессивно в вопросах снижения себестоимости добычи, увеличения уровня рентабельности и минимизации сроков окупаемости капиталовложений.

Вопросами повышения эффективности нефтедобычи и оптимизацией параметров сетки разработки и параметров гидравлического разрыва пласта занимались и занимаются многие научные работники и организаторы производства, как в России, так и за рубежом. Заметную роль здесь сыграли результаты исследований, опубликованные в трудах Р.Д. Каневской, С.В. Контантинова, S.A. Holditch, M. Economides, P. Valko, J. Mach, D. Wolcott и Др.

Переход к рыночным отношениям в России и закономерное истощение запасов углеводородного сырья требует от хозяйствующих субъектов повышения эффективности работы, необходимым условием которого является продолжение исследований в данном направлении.

Анализ динамики капитальных затрат шести крупнейших нефтедобывающих компаний России за период с 2001 по 2005 год выявил нуклонный их рост. Наряду с этим наблюдался рост себестоимости подъема нефти. Это связано с тем, что в предыдущие годы интенсификация добычи проводилась на лучших участках, а эксплуатационное бурение оказывает незначительное влияние на снижение себестоимости. Для сохранения темпов добычи и контроля над ее себестоимостью необходимо внедрение новых методов оптимизации эксплуатации нефтяных месторождений.

В настоящее время все больше внимания уделяется эффективности используемых систем разработки и эффективности ГРП как одного из

элементов этой системы. Однако комплексный экономический подход с техническими особенностями процесса нефтедобычи для решения данных проблем не применялся. Именно решение данных вопросов и определяет актуальность темы исследования.

Цель исследований состоит в разработке моделей и методов повышения экономической эффективности разработки нефтяных месторождений с использованием технологии оптимизации фонда скважин и на этой основе повышения эффективности функционирования нефтедобывающего предприятия.

Для достижения цели в работе определены следующие задачи: изучение фактического состояния планирования разработки месторождений;

- анализ применяемых методов оптимизации нефтедобычи;
- оценка потенциальных возможностей для увеличения экономической эффективности нефтедобычи;
- создание комплексной экономико-математической модели разработки месторождения;
- разработка комплексного подхода к решению задач повышения экономической эффективности нефтедобычи;
- адаптация аппарата генетического алгоритма для решения задач оптимизации нефтедобычи;
- апробация результатов исследования.

Объектом исследования является Ванкорское месторождение

Предметом исследования являются модели и методы решения задач повышения эффективности нефтедобывающего производства за счет оптимизации управления фонда скважин ГППД.

## **1. Известные методы повышения эффективности разработки месторождений**

В процессе эксплуатации дебит нефтяных и газовых скважин со временем падает, а поглотительная способность нагнетательных скважин уменьшается. Во многих вновь введенных в эксплуатацию скважинах дебит значительно ниже расчетного. Известно, что продуктивность скважин зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения



проницаемости в процессе закачивания и эксплуатации скважин. Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения в осадок различных солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины. Один из путей решения этих задач - внедрение в практику разработки месторождений эффективных методов воздействия на призабойную зону скважин. Особенности геологического строения, многообразие геологопромысловых условий и характеристик продуктивных пластов требуют в конкретных условиях применения эффективных методов воздействия на призабойную зону пласта, разработку новых и совершенствование существующих методов. Вступление месторождения в позднюю стадию разработки повышает роль методов интенсификации добычи нефти, что достигается и за счет постоянной работы над фондом скважин. Эта работа направлена прежде всего на поддержание скважин в работоспособном состоянии путем проведения в них различных геолого-технических мероприятий, включающих обработку призабойной зоны, приобщение и дострел (перестрел) пластов, сокращение бездействующего фонда, проведение ремонтно-изоляционных работ, ликвидацию аварий с подземным оборудованием и т. д. Главной причиной снижения дебитов скважин, не связанной со снижением пластового давления, является ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны, вызванное её загрязнением (кольматацией).

Ухудшение свойств ПЗС вызвано:

- Снижением проницаемости при увеличении эффективного напряжения.
- Снижением фазовой проницаемости по жидкости (нефти) при снижении забойного давления ниже давления насыщения пластовой нефти газом.
- Снижением фазовых проницаемостей по нефти в зависимости от водонасыщенности пласта при разработке месторождений (с использованием заводнения, в случае образования водяных конусов и др.).
- Выпадением и отложением смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий.

В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость призабойной зоны пласта ухудшается вследствие закупорки пор, поровых каналов и трещин отложениями парафина и смол, а так же глинистыми и твёрдыми частицами (например, кристаллами соли). В нагнетательных скважинах призабойная зона пласта загрязняется механическими примесями,

имеющимися в воде (ил, глинистые частицы или окислы железа). Для того чтобы облегчить условия притока применяют методы искусственного воздействия на пласт с целью повышения проницаемости призабойной зоны пласта.

Для повышения дебита скважины, бывает достаточно удалить со стенок фильтра и поверхности вскрытой части пласта отложения смол и глинистых частиц. Однако в подавляющем большинстве случаев необходимо искусственно повышать число и размеры поровых каналов и их протяжённость. Как представляется, 70% всех остаточных запасов нефти (по первым трем пунктам) из-за высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов не охвачены процессом заводнения и могут представлять основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Капиллярно-удерживаемая и пленочная нефть остается в обводненных, как правило, микронеоднородных коллекторах и, очевидно, может извлекаться только в результате воздействия на нее различными физическими и физикохимическими методами.

По мере эксплуатации скважин упругие свойства пласта начинают проявляться как фактор, понижающий пластовое давление, что вызывает уменьшение трещин, и, следовательно, эти силы способствуют остаточной нефтенасыщенности в возникающих застойных зонах, линзах и непроницаемых экранах.

Причины применения методов интенсификации – увеличение дебита скважин, переход в экономически оправданную добычу, уменьшение срока разработки месторождения без существенных потерь в нефтеотдаче и т.п.

В процессе разработки эксплуатационных объектов Ванкорского месторождения испытывались различные технологии воздействия на пласты, направленные на совершенствование разработки залежей и повышение эффективности выработки запасов нефти.

Целью совершенствования разработки залежей является обеспечение максимально эффективного извлечения запасов нефти в условиях реализуемой системы. В результате анализа разработки эксплуатационного объекта был разработан комплекс мероприятий по целенаправленному изменению условий разработки в рамках принятых технологических решений рекомендуемого варианта.

Для улучшения показателей эксплуатации скважин и состояния разработки месторождения необходимо проведение следующих мероприятий по совершенствованию процесса разработки:

- методы интенсификации добычи нефти обработкой призабойных зон скважин химреагентами;

- гидравлический разрыв пласта; зарезка второго ствола; бурение горизонтальных скважин; плазменно-импульсное воздействие.

## **1.2 Применение кислотной обработки**

Известно много методов кислотного воздействия, которые основаны на способности некоторых кислот растворять горные породы или цементирующий материал.

Применение кислот:

1.Обработка ПЗС в залежах с терригенными коллекторами.

2.Растворением глинистых или цементных частиц, попавших в ПЗС в процессе бурения и цементирования скважины

3.Растворением выпавших в ПЗС солей. Для обработки терригенных коллекторов наибольшее распространение смесь соляной и плавиковой кислот (глинокислота).

Различают несколько видов солянокислотных обработок:

1.Обычная СКО

2.Кислотная ванна

3.СКО под давлением

Так как наше месторождение находится на третьей стадии разработки, то для более лучшего эффекта от обработки ПЗС кислотой необходимо рассмотреть метод кислотных ванн.

Кислотные ванны

Данные обработки применяются в скважинах с открытым забоем после бурения или в процессе вызова притока и освоения. Основной целью является очистка ПЗС остатков глинистой корки, цементных частиц, отложений солей.

Наиболее простыми кислотными обработками, предназначенными для очистки стенок и забоя скважин от остатков цементной и глинистой корок, продуктов коррозии, смолистых веществ, парафина и т.д. являются кислотные ванны.

Необходимое условие установления кислотной ванны - присутствие раствора кислоты в интервале обработки для чего разработаны определенные технологические приемы закачки и продавки раствора кислоты в скважину.

Исходя из опыта работы, рекомендованы к применению кислотные обработки на основе как соляной и грязевой кислот, так и различных ПАВ, выступающих ингибиторами коррозии. Функции ПАВ при СКО не ограничиваются только защитой металла от коррозии. Добавление ПАВ к рабочему раствору кислоты обеспечивает также более полное удаление из пласта отработанный кислоты и продуктов реакции за счет снижения поверхностного натяжения на границе «нефть - отработанный раствор соляной кислоты», а также за счет гидрофобизации (гидрофобность - свойство поверхности тела не смачиваться водой) поверхности породы пласта.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Колонну НКТ спускают до нижней отметки зоны перфорации и поддерживают циркуляцию воды до устойчивого перелива ее из затрубного пространства. При открытом затрубном пространстве в НКТ закачивают расчетное количество раствора соляной или грязевой кислоты с добавками гидрофобизатора или других ПАВ от башмака НКТ до верхней границы обрабатываемого пласта или интервала перфорации, а затем без остановки продавочную жидкость. После закачивания продавочной жидкости в объеме, равном объему НКТ, закрывают задвижки в НКТ и выкидзатрубного пространства, и скважина оставляется на реагирование на 0,5-6 часов. По истечении времени реагирования производят промывку скважины через затрубное пространство (обратная промывка) водой или через НКТ (прямая промывка) нефтью с целью удаления с забоя продуктов реакции. В нефтяных добывающих скважинах, находящихся в эксплуатации, при обратной промывке в затрубное пространство закачивают нефть.

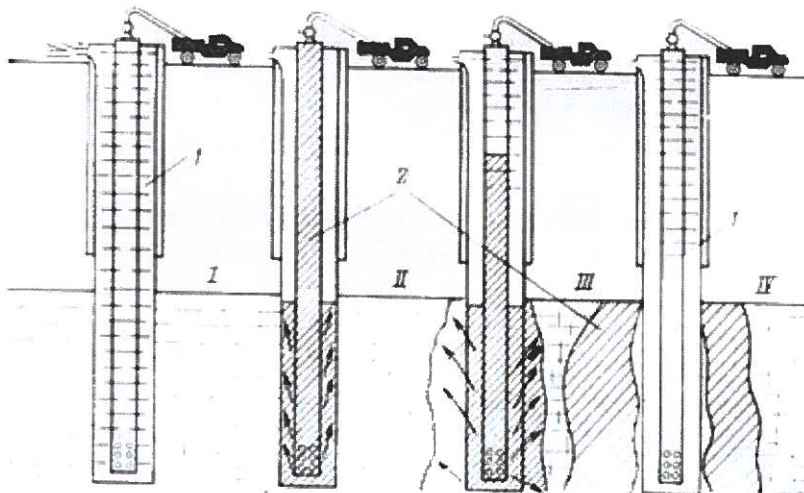


Рисунок 1 – схема проведения кислотной обработки.

Вывод: данный вид обработки призабойной зоны скважины положительно влияет на общую проницаемость пласта; но с другой стороны экологически небезопасен и приводит к ускоренной коррозии нефтепромыслового оборудования и снижению сроков его эксплуатации.

Применение тепловых методов и особенно внутрипластового горения сопровождается усиленным разрушением продуктивных коллекторов и выносом песка и т.п.

Достаточно эффективным стало применение технологии ГРП для создания глубоких дополнительных каналов в пласте. Благодаря этому воздействию изменяются характеристики не только призабойной зоны, но и самого пласта, за счет чего интенсифицируется режим работы скважин.

### **1.3 Гидравлический разрыв пласта**

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчанно-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи:

1) Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;

2) Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зернами определенного размера и определенной прочности;

3) Удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;

4) Повышение продуктивности пласта

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Дает эффективность при использовании на низкопроницаемых коллекторах объектов ачимовской толщи.

Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и соответственно по размерам создаваемых трещин. Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективное средство воздействия на

призабойную зону скважин. При этом бывает достаточным создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц тонн проппанта. В этом случае дебит скважин увеличивается в 2...3 раза.

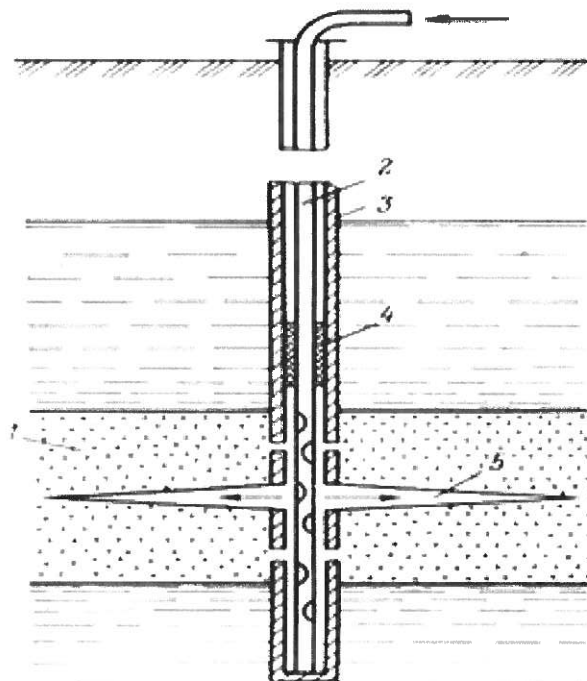


Рисунок 2 – схема проведения ГРП.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроницающих трещин относительно небольшой протяженности в средней высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта  $0,01 \dots 0,05 \text{ мкм}^2$  обычно составляет 40...60 м, а объем закачки от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Наряду с этим применяется селективный гидроразрыв, позволяющий вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

Так как на Ванкорском месторождении основной фонд представлен наклонно-направленными скважинами, то по технологической схеме наиболее эффективным будет применение многоступенчатого ГРП.

#### **1.4 Применение поверхностно-активных веществ**

Преимущество НПАВ, по мнению многих исследователей, заключается в большей поверхностной активности, в их совместимости с водами высокой минерализации (солями), кислотами и щелочами, значительно меньшей адсорбции на глинистых парадах, лучшей моющей способности по сравнению с ионогенными ПАВ (ИПАВ). С точки зрения сохранения коллекторских свойств, применение ПАВ на сегодняшний день является наиболее предпочтительным и позволяет осуществлять комплексное воздействие. Содержание ПАВ в воде позволяет снизить поверхностное натяжение на границе «нефть - водная фаза». Низкое значение межфазного натяжения позволяет капле легко деформироваться и фильтроваться через сужения пор, что увеличивает скорость перемещения флюида в пласте. Также водные растворы ПАВ имеют моющее действие по отношению к нефти и позволяют увеличить глубину и скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную среду. Добавка ПАВ в воду за счет снижения поверхностного натяжения уменьшает краевые углы смачивания, т.е. увеличивает смачиваемость породы водой. Вытеснение нефти водой, содержащей ПАВ, происходит значительно эффективнее в связи с влиянием ПАВ на реологические характеристики нефти. Все это позволяет повысить охват пласта заводнением и в конечном итоге повысить коэффициент извлечения нефти. При совместном применении волнового и физикохимического воздействия улучшается проникновение агентов в малопроницаемые зоны коллектора.

#### **1.5 Виброволновое воздействие на пласт для повышения нефтеотдачи**

Применение технологий виброволнового воздействия на пласт является одним из перспективных методов воздействия. Как утверждают многие авторы, применение данных технологий может способствовать изменению реологических свойств насыщающих флюидов и уменьшению обводненности продукции, а при непрерывном волновом воздействии полностью приостанавливается процесс запарафинивания и кольматации призабойной зоны пласта. Технологии виброволнового воздействия основаны на ряде специфических явлений, происходящих в массиве пород пласта и в большей мере в насыщающей его жидкости. В основном это нелинейные эффекты, в частности, искажение фронта волны, дисперсия и нелинейное поглощение энергии волн. К таким эффектам относится многократное увеличение скоростей движения жидкостей или газов в капиллярах и пористых средах, интенсификация и тепло- и массообменных

процессов, перераспределение гидродинамического, гидростатического давлений и управляемого кавитационного поля.

Плазменно-импульсная технология (ПИТ) воздействия на пластовую систему относится к физическим методам увеличения нефтеотдачи. Отличительной особенностью технологии ПИВ является то, что для ее применения нет необходимости специально останавливать скважину, поскольку она может применяться, например, при смене насоса или при плановом капитальном ремонте. Данная технология основана на электрическом разряде высоковольтного источника в жидкости скважинным генератором с широким спектром частот. После вторичного вскрытия и длительной эксплуатации перфорационные каналы, так же как и призабойная зона, подвержены кольматации твердой, жидкой, дисперсной, газообразной фазой. Радиус кольматации может достигать более 10 м. При иницировании плазменного импульса сила направленного воздействия (плазменная струя со скачком уплотнения) настолько велика, что вне зависимости от плотности перфорационных каналов, а также их диаметра, она во много раз превышает предел прочности кольматанта. Ударная волна при воздействии ПИТ по своей структуре, длительности и характеру существенно отличается от ударных волн, иницируемых традиционными методами. Образовавшаяся за несколько микросекунд, она декольматирует перфорационные каналы и, проникая в призабойную зону скважины, возмущает пластовую систему.

Принцип действия генератора заключается в преобразовании энергии металлической плазмы в импульсное давление в жидкости для очистки призабойной зоны скважины.

Импульсное давление создается следующим образом: в разряднике скважинного генератора протягивается металлический проводник. На него подается мощный импульс электрического тока, в результате чего проводник плавится, испаряется и создается плазма, характеризующаяся высокой температурой, большим количеством частиц ( $\sim 10^{20}$  см<sup>-3</sup>) и высоким давлением. Генератор плазмы – трубка толщиной 102 миллиметра и длиной четыре метра. Внутри нее аккумуляторы и система конденсаторов, которая накапливает энергию. На рабочем конце – разрядник с небольшой бобиной калиброванной проволоки из специального сплава. Генератор опускается в скважину, продолжая питаться и управляться по проводу с поверхности. При разряде за 55 микросекунд вся энергия поступает на проволоку, которая испаряется в металлическую плазму, формирующую пульсирующий газовый пузырь с давлением до 550 атмосфер. Первые импульсы чистят перфорацию добывающей скважины, удаляя кольматант–породу, забивающую поры. Следующие импульсы распространяются по пласту, создавая микротрещины.



После разряда формируется газовый пузырь, характеризующийся рядом затухающих пульсаций (депрессия-репрессия) под воздействием кинетической энергии и гидростатического давления, что инициирует появление волн сжатия и разряжения.

Учитывая, что короткий, но мощный импульс, сопровождающийся пульсацией давления (депрессия-репрессия), инициируется в закрытом объеме, ударная (упругая) волна проходит через перфорацию, очищая ее заданное количество импульсов повторяется в одной точке через равные промежутки времени. Первые импульсы чистят перфорацию, удаляя кольянт, что является основной задачей при обработке горизонтальных скважин. Если требуется, воздействие в заданной точке может продолжиться, и последующие импульсы будут распространяться по пласту, вызывая эффект акустической кавитации, в результате чего увеличивается проницаемость призабойной зоны.

Во время взрыва запасенная в конденсаторах энергия испаряет материал проводника, образовавшаяся плазма с большой силой воздействует на окружающую среду, происходит резкое повышение давления, плотности и температуры среды, образуется ударная волна. Высокочастотная часть упругого импульса расходуется на декольматацию прискважинной зоны. Низкочастотная часть проникает в глубину пласта, изменяя характеристики пластового флюида и увеличивая подвижность нефти за счет резонансных явлений (доминантные частоты). При взрыве в жидкой среде максимальное давление достигается в момент сжатия среды в ударной волне. При распространении взрывной волны в твердых упругих средах ударный фронт сравнительно быстро исчезает, и взрывная волна превращается в ряд последовательных колебаний, радиально распространяющихся от скважины вглубь пласта со скоростью упругих волн. Отмечается распространение упругой волны в терригенных коллекторах на расстояния до 500 м в карбонатных коллекторах – до 1250 м, за счет чего повышаются дебиты соседних реагирующих скважин. Все вышеперечисленные характеристики ПИТ позволяют рекомендовать данную технологию, как физический метод при комбинированном воздействии на продуктивный пласт в комплексе с неионогенными ПАВ.

Опыт применения ПИТ показывает, что даже в скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов можно получить многомесячный эффект повышения дебита по нефти и снижения содержания воды в добываемом флюиде.

Вся операция происходит за один спуск-подъем. Металлический проводник восстанавливается автоматически без подъема оборудования. За один спуск-подъем генератор может сделать до 1000 подобных импульсов.

Технология ПИВ позволяет не только эффективно декольматировать призабойную зону пласта но и, в случае необходимости, селективно значительно увеличивать зону дренирования в низкопроницаемых коллекторах, что весьма актуально для одноствольных ГС.

Возвращаясь к опыту применения плазменно-импульсного воздействия на вертикальных скважинах, следует отметить, что технология хорошо зарекомендовала себя, решая задачи по повшению производительности низкодебитных скважин, обводненных и скважин с упавшим эффектом от ГРП.

## **2. Литературный обзор**

Изучение свойств пласта, а именно – его энергетических характеристик, является одним из важнейших этапов начала разработки залежей углеводородов (УВ). От совокупности этих данных с физико-химическими свойствами самих УВ будет зависеть способ извлечения нефти на поверхность. Любая нефтяная или газовая залежь обладает потенциальной энергией, которая в процессе разработки переходит в кинетическую и расходуется на вытеснение нефти и газа из пласта. Энергия пласта обусловлена действием силы тяжести, а характеристикой, отражающей ее величину, принято считать пластовое давление. В частности, огромные массы верхележащих пластов давят на породы коллектора и на содержащиеся в нем жидкости. Чем большее сжатие испытывает нефтяной пласт, тем значительнонее накопившаяся в нем энергия упругих сил, которая впоследствии заставляет нефть выдавливаться из пласта в добывающую скважину. При вскрытии продуктивного пласта в скважине образуется зона пониженного давления, куда и устремляется жидкость. В результате извлечения нефти пластовое давление падает, что позволяет расширяться как самой нефти, так и зернам сжатой породы коллектора. Как следствие – поровое пространство, содержащее нефть, сужается, вытесняя нефть в скважину. Этот процесс может продолжаться до тех пор, пока давление в пласте не сравняется с давлением в скважине. Такой режим извлечения нефти из залежи называют упругим. Впрочем, как правило, на нефть в пласте действует сразу несколько выталкивающих сил. Нередко решающим энергетическим фактором становится напор пластовых (подошвенных) вод. Подстилающая нефтяную залежь вода также находится под действием давления, зависящего от глубины. Как только нефть вытекает из пласта, и пластовое давление понижается, вода начинает расширяться и устремляется в пласт, способствуя дальнейшему вытеснению нефти. Это упруговодонапорный режим. Если же пластовые воды имеют гидродинамическую связь с поверхностью земли и постоянно подпитываются от внешнего источника, то их давление на нефть может

оказаться решающим, значительно превышающим действие сил упругости. В этом случае говорят о водонапорном режиме.

Вносит свой вклад в общее дело и газ, всегда присутствующий в залежи в том или ином виде. Если месторождение содержит газовую шапку, то при падении пластового давления газ, так же как и вода, расширяется, вытесняя нефть (газонапорный режим). При отсутствии газовой шапки движущей силой может стать газ, растворенный в нефти. Здесь важен такой фактор, как давление насыщения, при котором газ растворяется в нефти. Если давление окружающей среды меньше давления насыщения, то газ расширяется и покидает жидкость, оказывая на нее вытесняющее воздействие. Такой режим называется режимом растворенного газа и в чистом виде проявляется при отсутствии связи с подошвенными водами, при близких или равных значениях начального пластового давления и давления насыщения, при повышенном газосодержании пластовой нефти. Недостаток такого режима в том, что дегазация пластовой нефти может приводить к существенному повышению ее вязкости и потере текучести. Перечисленные выше режимы работы пласта – природные. Здесь перемещение нефти зависит лишь от действия естественных сил. Эксплуатация залежи с помощью природных режимов практикуется только на начальном этапе разработки и носит название первичной добычи. При этом может использоваться один или несколько режимов одновременно. Например, разработка большого месторождения может начинаться с режима растворенного газа, затем добавляется влияние газовой шапки, а при извлечении достаточного количества жидкости имеет смысл снизить давление в зоне, примыкающей к пластовым водам, и в полной мере задействовать водонапорный режим.

Нефтеотдача на природных режимах разработки залежи далеко не всегда обеспечивает экономическую эффективность. Поэтому нередко уже на начальном этапе естественную энергию пласта поддерживают или увеличивают с помощью системы поддержания пластового давления (ППД) – дополнительной закачки в пласт воды или – реже – газа. Нагнетание жидкости в истощенный пласт принято называть вторичным методом добычи. По мнению Арбузова В. Н., целями воздействия на залежь нефти являются не только поддержание пластового давления, но и, что более важно, увеличение конечной нефтеотдачи. В последнем случае методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его.

Масштабы применения методов воздействия на залежи нефти очень велики. Около 85 % нефти добывается из пластов, подвергнутых методам воздействия. Среди них доминирующим методом остается ППД закачкой в пласт воды.

Существуют следующие основные методы воздействия на пласт: – поддержание пластового давления закачкой в пласт воды; – поддержание давления закачкой газа; – тепловые методы воздействия; Существуют так же, хотя в очень ограниченных масштабах и другие специальные методы воздействия. К этим методам можно отнести закачку различных веществ в пласт, углекислого газа, мицеллярных растворов в виде оторочек, смешивающихся с пластовой нефтью и вытесняющим агентом – водой.

Основное назначение многих из этих методов – не поддержание пластового давления, а повышение коэффициента нефтеотдачи в сочетании с попутным эффектом – частичным поддержанием пластового давления.

Желтов Ю. П. считает, что в настоящее время заводнение – самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В Российской Федерации свыше 90 % всей нефти добывают из заводняемых месторождений. В США из таких месторождений также получают значительную часть добычи нефти. Наиболее часто применяемые виды заводнения: внутриконтурное при рядных или блоково-рядных и площадных схемах расположения скважин и законтурное. Используют также очаговое и избирательное заводнение.

ОАО «ВНИИнефть имени акад. А.П. Крылова» многие годы являлось лидером в создании и исследовании методов увеличения нефтеотдачи пластов. В настоящее время модернизируются возможности института в этой области при активной поддержке ОАО «Зарубежнефть». В первую очередь, это касается модернизации экспериментальной исследовательской базы по тепловым и газовым методам воздействия, развитию исследований по технологиям физикохимического воздействия на нефтяные пласты, программного обеспечения исследования и проектирования методов. Хотелось бы особо отметить важность и необходимость научнотехнического сопровождения решения проблемы более полного извлечения нефти из пластов. К сожалению, последние годы нельзя признать благоприятными для отраслевой, вузовской и академической науки в этой области. Хочется надеяться, что активизация государственных органов и нефтяных компаний по решению данной проблемы положительно отразится и на развитии научных исследований. В качестве положительных тенденций отметим появление в практике нефтедобычи новых отечественных технологий для эффективного вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Оценки свидетельствуют, что при благоприятных условиях к 2020 году извлекаемые запасы страны за счет промышленного применения методов увеличения нефтеотдачи могут быть приращены на 2–4 млрд тонн с годовой дополнительной добычей в 30–60 млн тонн.

Доля трудноизвлекаемых запасов в балансе запасов нашей страны постоянно растет наряду с многолетним снижением коэффициента нефтеотдачи, который только в последние годы начал незначительно расти и сейчас составляет около 38% (см. «Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений РФ»). Можно заметить определенную взаимосвязь динамики изменения коэффициента нефтеотдачи и динамики изменения доли трудноизвлекаемых запасов: совершенствование технологий нефтеизвлечения не обеспечивало необходимого повышения эффективности извлечения нефти из трудноизвлекаемых запасов. К этой категории запасов в первую очередь относятся пласты, насыщенные высоковязкими нефтями, с низкопроницаемыми коллекторами, а также подгазовые зоны пластов. Основным методом разработки нефтяных месторождений страны уже многие годы является процесс заводнения, который позволяет существенно повысить эффективность нефтеизвлечения — нефтеотдача в зависимости от геологофизических условий пласта 20–60% — по сравнению с естественным режимом истощения — достигаемая нефтеотдача 5–15% (см. «Методы разработки месторождений»). Следует отметить, что последние годы характеризуются значительным ростом обводнения большинства крупных месторождений.

Сейчас средняя обводненность добываемой продукции составляет более 80%, при этом 25% запасов — объекты со средней обводненностью продукции более 90%, 40% запасов — объекты со степенью выработанности начальных извлекаемых запасов более 70%. В определенной степени эффективность процесса заводнения может быть повышена за счет так называемых гидродинамических методов воздействия: циклическое воздействие с переменной фильтрационных потоков, системная технология реализации ОПЗ, горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта в системе скважин. Следует особо отметить, что гидродинамические методы, оказывающие преимущественное воздействие по интенсификации добычи, могут обеспечить дополнительное увеличение нефтеотдачи пластов только в определенных геолого-физических условиях при соответствующих технологиях их реализации. В последние годы объемы применения гидродинамических методов на месторождениях страны значительно увеличились (добыча за счет этих методов составляет 50–60 млн тонн в год), что в определенной степени и обусловило вовлечение в разработку юрских и ачимовских отложений.

Вместе с тем, по мнению многих специалистов кардинального повышения среднего коэффициента нефтеотдачи в стране можно достигнуть только при существенном увеличении масштабов применения третичных методов: тепловых, газовых и химических (достигаемая нефтеотдача 35–70%). Однако, в настоящее время в стране существуют единичные промышленные работы по

применению третичных методов, а добыча за счет них составляет только около 1 млн тонн в год (см. «Состояние применения МУН в России»). Можно отметить промышленные работы по паротепловому воздействию на Усинском месторождении и месторождениях Оха и Катангли на Сахалине, термошахтной разработке Ярегского месторождения, а также некоторые работы на небольших опытных участках. Промышленная закачка горячей воды осуществляется на Харьягинском месторождении и месторождениях Вала Гамбурцева.

На Восточно-Перевальном и Средне-Хулымском месторождениях начата закачка смеси углеводородного газа и воды, ведутся подготовительные работы по применению этого метода на нескольких других месторождениях. По существу отсутствуют работы по использованию большеобъемных оторочек водных растворов химических реагентов (полимеров, ПАВ).

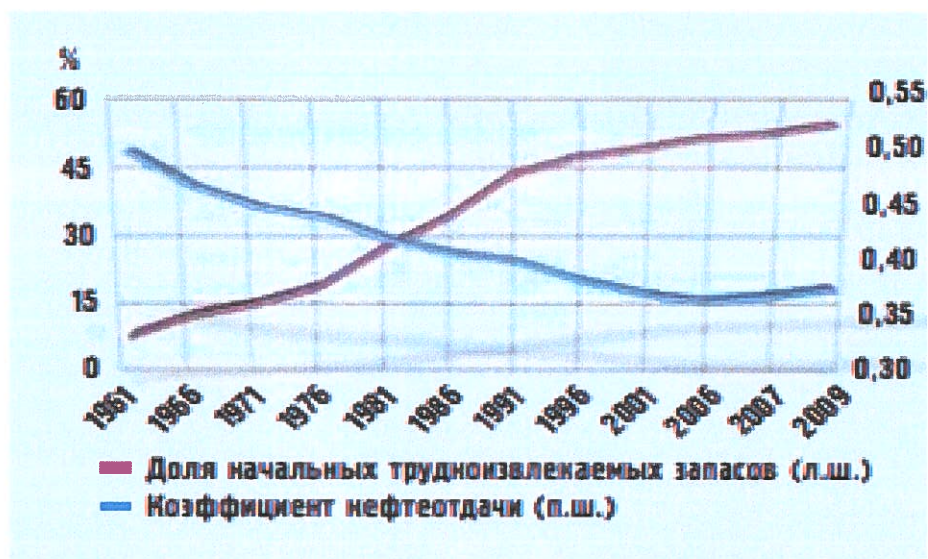


Рисунок 3- динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений РФ.

Вместе с тем, в истории нефтедобывающей отрасли страны был период достаточно высоких темпов внедрения технологий третичных методов увеличения нефтеотдачи. В 1976 году правительством СССР было принято специальное постановление «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр», которое определяло объемы дополнительной добычи нефти за счет применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, а также объемы выпуска в стране необходимых для этого материально-технических средств (специальной техники и химреагентов). Последнее обстоятельство имело особое значение в условиях социалистического хозяйства. Было также

предусмотрено экономическое стимулирование осуществления опытно-промышленных работ нефтедобывающими предприятиями.

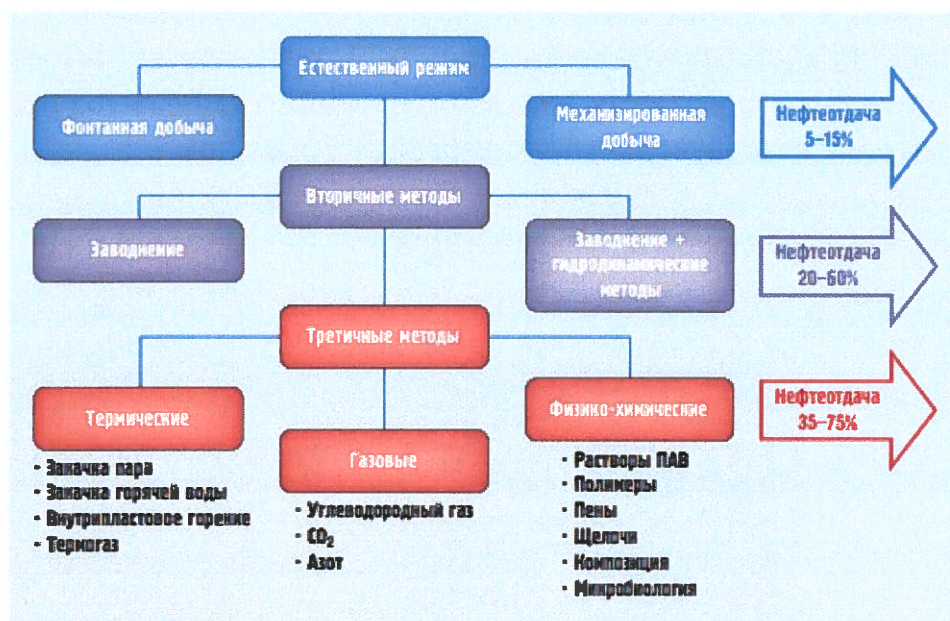


Рисунок 4 – методы разработки месторождений

В 1976 году правительством СССР было принято специальное постановление «О мерах по наиболее полному извлечению нефти из недр», которое определяло объемы дополнительной добычи нефти за счет применения третичных методов увеличения нефтеотдачи, а также объемы выпуска в стране необходимых для этого материально-технических средств (специальной техники и химреагентов). Последнее обстоятельство имело особое значение в условиях социалистического хозяйства. Было также предусмотрено экономическое стимулирование осуществления опытно-промышленных работ нефтедобывающими предприятиями. Большое значение имела активная координация научно-исследовательских работ отраслевых и академических институтов страны на основе федеральных и ственно расширены ранее начатые опытные и промышленные работы по применению новых технологий тепловых, газовых и физико-химических методов в различных нефтедобывающих районах страны.

Наиболее крупными проектами в конце 1980-х — начале 1990-х годов явились работы по тепловому воздействию на пласты месторождений Усинское, Кенкияк, Каражанбас, Гремихинское и других, по физико-химическому воздействию на месторождениях Каламкас, Самотлорское, Ромашкинское и других, по газовому воздействию на месторождении Самотлор. В результате с 1986-го по 1990 год добыча нефти за счет применения тепловых, газовых и химических методов увеличения нефтеотдачи в стране возросла с 6 млн тонн до 12 млн тонн в год (см. «Добыча

нефти за счет применения методов нефтеотдачи в СССР»). В этот период времени наблюдается и некоторое улучшение динамики проектного КИН, несмотря на значительный рост доли трудноизвлекаемых за - пасов. Важным также представляется опыт применения тепловых, газовых и химических методов на 365 участках 150 месторождений страны. Под применение методов всего были вовлечены месторождения более чем с 5 млрд тонн балансовых запасов нефти. Реализуемые проекты обеспечили прирост извлекаемых запасов в объеме около 250 млн тонн.

Вытеснение нефти паром	• Не реализуются новые проекты, необоснованное снижение параметров теплоносителей и объема оторочки
Закачка горячей воды	• Не реализуются новые проекты, необоснованное снижение параметров теплоносителей и объема оторочки
Внутрипластовое горение	• Начало опытных работ
Закачка углеводородного газа	• Единичные опытные работы
Закачка двуокси углерода	• Работы не ведутся
Композиция ПАВ	• Обработка призабойных зон скважин
Полимерное завешивание	• Обработка призабойных зон скважин
Термогазовый метод	• Начальные работы

Рисунок 5 – состояние применения МУН в России.

С переходом нефтяной промышленности на новую систему хозяйствования перестали действовать механизмы стимулирования проблемы увеличения нефтеотдачи, существенно уменьшилась активность научных исследований, объемы применения методов стали снижаться. За рубежом, в отличие от России, интерес к промышленному применению третичных методов не снижался все эти годы, что не могло не сказаться на средней проектной нефтеотдаче, особенно в развитых нефтедобывающих странах. Так, по данным зарубежной печати, сейчас средняя проектная нефтеотдача в мире составляет около 30%, а по месторождениям США — около 39%. Имеются сведения, по крайней мере, о 1391 проекте применения третичных методов в мире, в том числе по методам теплового воздействия на пласты — 587, физико-химическим — 433 и газовым методам — 371. Годовая добыча за счет их применения оценивается в 120–130 млн тонн. В США на начало 2010 года было 194 проекта по повышению нефтеотдачи. Их число с 1998 года несколько уменьшилось, изменяясь от 199 в 1988 году, 143 в 2004 году и 194 в 2010 году, но при этом произошло увеличение их объемов. Общая добыча нефти за счет этих методов составляет 34,4 млн тонн в год (см. «Число действующих



проектов по повышению нефтеотдачи в США» и «Добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи в США»). Важно, что доля добычи нефти за счет третичных методов в общей добыче в США составляет около 12%. Число проектов по термическим методам за этот период уменьшилось со 100 до 61 при увеличении их объемов. Наиболее существенный рост числа проектов в США произошел в последнее время по закачке в пласты CO<sub>2</sub> (с 66 до 109). По внутрислоево-му горению (термогазовый метод, закачка воздуха высокого давления) число проектов увеличилось с 7 до 12 с общей добычей 0,8 млн тонн в год.



Рисунок 6 – добыча нефти за счет применения методов нефтеотдачи в СССР.

Следует особо отметить, что большинство реализуемых проектов применения третичных методов в США оцениваются операторами как рентабельные. Опыт России и других стран свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения тепловых методов на 5–20%, газовых — на 5–10% и физико-химических — на 3–8%. Надо отметить, что в последнее время появился ряд обнадеживающих факторов для возможности ускоренного развития рассматриваемой проблемы. Озабоченность состоянием полноты нефтеизвлечения на месторождениях страны высказана руководством страны, проводятся мероприятия и принимаются решения по проблеме увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов Министерством природных ресурсов и экологии РФ, Министерством энергетики РФ и другими государственными органами. Наблюдается и некоторое повышение активности в этой области нефтяных компаний, в первую очередь, таких как ЛУКОЙЛ, РИТЭК, «Татнефть», которые подготовили несколько новых проектных работ по применению третичных методов.

### **3.1 Текущее состояние разработки Ванкорского нефтяного месторождения**

Основные эксплуатационные объекты добывающие нефть - Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-VII, газ - Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2013 г. на Ванкорском месторождении пробурено 206 добывающих скважин на основные эксплуатационные объекты, в т.ч. 124 скважины на объект Як-III-VII, 55 скважин на Нх-III-IV, 27 скважин – на Нх-I, 12 газовых – Дл-I-III, 125 – нагнетательных (48–Як-III-VII, 49–Нх-III-IV, 28 - Нх-I) и 72 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 71%.

Накопленная добыча нефти на 01.01.2013года (49 280 тыс.т.) составила 3,7% от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0.046, текущая обводненность – 24,3 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 34 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2013 год – 49 280 тыс.т получено за счет фонтанного способа эксплуатации 31 % (15 038 тыс.т), за счет ЭЦН – 69 % (34 242 тыс.т ), в том числе из нагнетательных скважин находящихся в отработке на нефть – 7 625 тыс.т нефти.

За 2009 год добыто нефти: 3388 тыс.т. (проект), 3640 тыс.т. (факт, отклонение + 7,4%), и жидкости 3606,8 тыс.т. (проект) тыс.т, 3852,3 тыс.т. (факт, отклонение + 6,4%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 180 тыс.м<sup>3</sup>, обводненность – 5,5%, компенсация текущая - 3%. Действующий фонд добывающих скважин составил 72 ед., среднесуточный дебит по нефти 403,9 т/сут, по жидкости 414,0 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 3 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 524,8 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 1277 тыс.т. нефти, 2363 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2010 год добыто нефти: 13505 тыс.т. (проект), 12700 тыс.т. (факт, отклонение - 6%), и жидкости 14864,6 тыс.т. (проект) тыс.т, 14127 тыс.т. (факт, отклонение - 5%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 5404,2 тыс.м3, обводненность – 10,1%, компенсация текущая - 20%. Действующий фонд добывающих скважин составил 128 ед., среднесуточный дебит по нефти 356,2 т/сут, по жидкости 396,2 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 28 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII и Нх-III-IV, средняя приемистость нагнетательной скважины 1105,6 м3/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 6069 тыс.т. нефти, 6631 тыс.т. нефти - ЭЦН.

За 2011 год добыто нефти: 14529 тыс. т ( проект), 14856 тыс. т (факт, отклонение + 2,3%), и жидкости 16573 тыс.т (проект) тыс.т, 17089 тыс.т (факт, отклонение + 3,1%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 14889 тыс. м3, обводненность – 15,7%, компенсация текущая - 36%. Действующий фонд добывающих скважин составил 177 ед., среднесуточный дебит по нефти 288 т/сут, по жидкости 332 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 46 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1140 м3/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4829 тыс.т нефти, 10027 тыс.т нефти - ЭЦН.

За 2012 год добыто нефти и конденсата: 17941 тыс. т ( проект), 18311 тыс. т (факт, отклонение + 2,1 %), и жидкости 21017,8 тыс.т (проект) тыс.т, 23886,6 тыс.т. (факт, отклонение + 13,6%), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 23428 тыс. м3, обводненность – 24,3%, компенсация текущая - 45,2%. Действующий фонд добывающих скважин составил 237 ед. (из них:196 нефтяных и 41 нагнетательная, находящаяся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 259,1 т/сут, по жидкости 342,4 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 69 ед., закачка воды производилась в

объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1125,6 м3/сут. Фонтанным способом эксплуатации добыли 4961 тыс.т нефти, 13113 тыс.т нефти - ЭЦН.

## **3.2 Анализ текущего состояния разработки нефтяного месторождения**

### **3.2.1 Объект Дл-I-III**

По состоянию на 01.01.2013 г. из газового объекта Дл-I-III добыто 1190,1 млн.м3. газа, при проектной - 1207 млн.м3. Действующий фонд добывающих скважин - 10 ед. (по проекту 11).

За 2009 г. из объекта добыли 135,2 (по проекту 149) млн.м3 газа при среднесуточном дебите газа 86,7 тыс.м3/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 6 ед. ( по проекту 5).

За 2010 г. из объекта добыли 218,6 (по проекту 280,3) млн.м3 газа при среднесуточном дебите газа 156,3 тыс.м3/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 7 ед. (по проекту 5).

За 2011 г. из объекта добыли 304,2 (по проекту 177) млн.м3 газа при среднесуточном дебите газа 122,5 тыс. м3/сут. Действующий фонд добывающих скважин составил 8 ед. (по проекту 7).

За 2012 г. из объекта добыли 408 (по проекту 425) млн.м3 газа при среднесуточном (по проекту 11).

### **3.2.2 Объект Як-III-VII**

По состоянию на 01.01.2013 г. из газонефтяного объекта Як-III-VII добыто 33197,6 (по проекту 32001) тыс.т нефти (отклонение +3,7% обусловлено более высокими стартовыми дебитами добывающих скважин, связанных с меньшей фактической расчлененностью продуктивного пласта) и 41164,2 (по проекту 36302) тыс. т жидкости, что составляет 67,3 % от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 33845,2 тыс. м3, компенсация отбора закачкой – 43,7%.

Отбор от НИЗ составил 3,4% (по проекту 3,6%). Пробуренный фонд скважин 124 ед. соответствует проектному (122 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин выше проектной и составила 40% (проект 17%). Средний дебит нефти и жидкости равен 324,4 и 454,9 т/сут (проектный 291,9 / 351,9 т/сут).

Необходимо отметить неконтролируемый рост обводненности на данном объекте.

За 2009 г. из объекта Як-III-VII добыли 2475,3 (по проекту 1483,5) тыс. т. нефти при среднем дебите нефти – 468,4 т/сут, жидкости – 2657,6 (по проекту 1660,5) тыс. т. (при среднем дебите жидкости 502,8 т/сут, закачали 40,6 тыс. м<sup>3</sup> воды, обводненность составила 6,86%. Действующий фонд добывающих скважин составил 47 ед., из них 36 скважин приходится на ЭЦН, в нагнетании – 1 скважина со среднесуточной приемистостью 324 м<sup>3</sup>/сут. Добыча нефти по ЭЦН – 2338,5 тыс.т, по ФОН – 136,8 тыс.т.

За 2010 г. из объекта Як-III-VII добыто 8713,4 (по проекту 6773,1) тыс. т. нефти и 9768,5 ( по проекту 7874) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 68,6 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 439 т/сут, по жидкости – 492 т/сут. По состоянию на 1.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 59 скважин и 22 скважины в нагнетании. Действующий фонд состоит из 47 скважин ЭЦН и 12 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 7891,1 тыс.т, по ФОН - 822,3 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Як-III-VII добыто 9684,2 (по проекту 9035) тыс. т. нефти и 11457,8 (по проекту 10462) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,6 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 373,4 т/сут, по жидкости – 442 т/сут. По состоянию на 1.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 88 скважин и 29 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 77 скважин ЭЦН и 11 скважин работающих

фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 8380,6 тыс.т, по ФОН – 1303,6 тыс.т.

За 2012 г. из объекта Як-III-VII добыто 12313,7 (по проекту 11117) тыс. т нефти и 17269,3 (по проекту 13403) тыс. т жидкости. Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,4 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 324,4 т/сут, по жидкости – 454,9 т/сут. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 130 скважин (из них: 122 нефтяных и 8 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 34 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 8 скважин ЭЦН и 122 скважин работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 11417,4 тыс.т, по ФОН – 896,3 тыс.т.

Дебит нефти, т	Обводненность, %					
	0-20		20-50		50-70	>70
<300	307, 310, 343, 350, 362, 396, 461, 508,				318, 322,	319, 328,
	513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554,	300,321,331,346,35			458, 462,	329, 332,
	568, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599,	1,371,452,453,456,			467, 492,	335, 377,
	600, 615, 616, 620, 622, 625, 631, 633,	463,491,528,561,92			506, 535,	447, 449,
	634, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736,	3			536, 551,	542, 552,
	509В				640	564, 577,
						641

Дебит нефти, т	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50- 70	>70
300-500	314, 330, 349, 364, 365, 366, 555, 569, 601, 614, 626, 628, 629, 632, 635, 942	304, 316, 320, 336, 345, 360, 361, 638	305, 315, 451	
500-700	317, 334, 392, 394, 623, 911	301, 376, 381, 383, 387, 621, 373БИС	333	
>700	344, 372, 382, 393, 617	308, 309, 375, 386		

Таблица 5 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013

ГОД

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	310, 343, 396, 461, 508, 513, 515, 517, 526, 527, 529, 540, 554, 555, 568, 569, 572, 575, 580, 584, 591, 595, 599, 600, 601, 615, 616, 620, 622, 623, 625, 626, 628, 631, 632, 633, 634, 635, 636, 637, 639, 643, 644, 655, 736, 911, 942, 509В	300, 456, 463, 491, 528, 561, 923	318, 458, 492, 506, 535, 536, 551, 640	332, 447, 542, 552, 564, 577, 641
200 - 400	307, 314, 350, 362, 392, 393, 614, 617, 629	321, 351, 361, 452, 453, 621, 638, 373БИС	322, 462, 467	319, 328, 377, 449
400-600	317, 344, 349, 364, 365, 366, 394	304, 316, 331, 336, 345, 346, 360, 371, 376, 383, 387	305, 315, 451	329, 335

Накопленная добыча нефти, тыс. т.	Обводненность. %			
	0-20	20-50	50-70	>70
>600	330, 334, 372, 382	301, 308, 309, 320, 375, 381, 386	333	

Таблица 2 – Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Як-III-VII Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

На 01.01 2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 13,5 м3/сут./атм.

### 3.2.3 Объект Нх-I

По состоянию на 01.01.2013г. из нефтяного объекта Нх-I добыто 3107,7 (по проекту 3279) тыс.т нефти (отклонение – 6,3%) и 3275,5 (по проекту 3429) тыс. т жидкости, что составляет 5,6% от общей добычи нефти по месторождению – 49280 тыс.т. Накопленная закачка воды составила 1306,6 тыс. м3, компенсация отбора закачкой – 24,7%.

Отбор от НИЗ составил 1,5% (по проекту 2,9%). Пробуренный фонд скважин 17 ед. соответствует проектному (17 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин составила 8,3% (проект 1,3%). Средний дебит нефти и жидкости выше проектных показателей 114 и 123,5 т/сут (проектные 107,5 / 108,9 т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-I добыли 54,2 тыс. т нефти, средний дебит нефти 362,1 т/сут, жидкости – 54,3 тыс. т при среднем дебите жидкости 363,1 т/сут, обводненность составила 0,2 %. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2010 г. из объекта Нх-I добыто 469,6 (по проекту 14,1) тыс. т нефти и 480,7 (по проекту 14,9) тыс. т жидкости, что составляет 3,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Средний



дебит нефти -169,1 т/сут, жидкости – 173 т/сут. По состоянию на 01.01.2011 г действующий фонд добывающих скважин составил 17 скважин, из которых 1 – ФОН (скважина 120). Добыча нефти по ЭЦН – 357,6 тыс.т, по ФОН – 112 тыс.т.

За 2011 г. из объекта Нх-І добыто 1300 (по проекту 1408) тыс. т нефти и 1349,6 (по проекту 1420) тыс. т жидкости, что составляет 8,8% от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -153 т/сут, жидкости – 158,9 т/сут. Закачали воды 200,3 тыс.т, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м3/сут. По состоянию на 01.01.2012 г действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 208,4 тыс.т нефти, при ЭЦН – 1091,6 тыс.т нефти.

За 2012 г. из объекта Нх-І добыто 1283,9 (по проекту 1455) тыс. т нефти и 1390,9 (по проекту 1474) тыс. т жидкости, что составляет 7 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. Средний дебит нефти -114 т/сут, жидкости – 123,5 т/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м3, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м3/сут. По состоянию на 01.01.2013 г действующий фонд добывающих скважин составил 38 скважин (из них: 27 нефтяных и 11 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 17 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 250,1 тыс.т нефти ( 2 скважины), при ЭЦН – 1033,8 тыс.т нефти (36 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм (на 01.01.2011 г.) до 203 атм (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, накопленной добыче и обводненности представлено в таблицах 7 и 8

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	700, 702, 704, 706, 707, 709, 714, 718, 728, 734, 752, 816, 817, 820, 824, 833, 852	703, 723	724, 735	729
100 - 200	120, 708, 711, 712, 716, 722, 749, 800, 825, 836	701		
200-300	710, 726, 819			
>300	705			

Таблица 3 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-І Ванкорского месторождения на 01.01.2013год

Накопленная нефти, тыс.т.	добыча	Обводненность, %			
		0-20	20-50	50-70	70
<50		700, 702, 704, 707, 714, 716, 718, 722, 726, 728, 734, 749, 752, 816, 817, 819, 820, 825	723	724, 735	29
50-100		708, 709, 712, 800, 833, 852	701, 703		
>100		120, 705, 706, 710, 711, 824, 836			

Таблица 4 – Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-І Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 2,9 м3/сут/атм.

### 3.2.4 Объект Нх-III-IV

По состоянию на 01.01.2013 г. из нефтегазоконденсатного Нх-III-IV объекта добыто 12974,8 (по проекту 13530) тыс.т нефти (отклонение на - 4%) и 14525,4 (по проекту 15850) тыс. т жидкости, что составляет 24,6 % от общей добычи нефти по месторождению.

Отбор от НИЗ составил 2,8% (по проекту 3,8%). Пробуренный фонд скважин 82 ед. соответствует проектному (82 скв.). Средняя обводненность добывающих скважин близка к проектной и составила 17% (проект 18%). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 229,4 и 267,9 т/сут (проектные 280,4 / 342,4т/сут).

За 2009 г. из объекта Нх-III-IV добыли 1110,7 тыс. т нефти при среднем дебите нефти 363 т/сут, жидкости – 1140,4 тыс. т при среднем дебите жидкости 372,7 т/сут, закачали 139,2 тыс. м<sup>3</sup> воды, обводненность составила 2,6 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 24 ед., из них 22 скважины приходится на ФОН, в нагнетании – 2 скважины со среднесуточной приемистостью 621,8 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 1086,1 тыс.т нефти, при ЭЦН – 24,6 тыс.т нефти.

За 2010 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3517,1 тыс. т нефти и 3877,5 тыс. т жидкости, что составляет 27,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. т и 14127 тыс. т жидкости по месторождению. Закачали 1250,9 тыс.м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1087,3 м<sup>3</sup>/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 48 скважин (31 скважина – ФОН, 17 скважин – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3036,5 тыс.т нефти, при ЭЦН – 480,5 тыс.т нефти.

За 2011 г. из объекта Нх-III-IV добыто 3871,4 тыс. т нефти и 4281,2 тыс. т жидкости, что составляет 27,5 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. т и 17089 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 53 скважин (41 скважина – ФОН, 12 скважин – ЭЦН) и 11 скважин в нагнетании. Закачали 2965,5 тыс.

м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1022,5 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3316,8 тыс.т нефти, при ЭЦН – 554,7 тыс.т нефти. За 2012 г. из объекта Нх-III-IV добыто 4475,6 тыс. т нефти и 5226,4 тыс. т жидкости, что составляет 26,3 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. т и 23887 тыс. т жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 69 скважин (46 нефтяных и 23 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 18 скважин в нагнетании. Закачали 4394,1 тыс. м<sup>3</sup>, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 804,2 м<sup>3</sup>/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3814,3 тыс.т нефти (49 скважин), при ЭЦН – 661,3 тыс.т нефти (20 скважин).

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм (на 01.01.2011г) до 238,1 атм (на 01.01.2013г) при начальном – 271 атм.

Распределение действующего фонда по дебитам, обводненности, способам эксплуатации, накопленной добыче нефти, приведено в таблицах 9 и 10.

Таблица 5 – Распределение действующего фонда по дебитам и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Дебит нефти, т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<200	106, 108, 110, 112, 116, 149, 154, 155, 159, 161, 224, 227, 122БИС, 9Р	100, 101, 105, 128, 137, 188, 197, 206	144, 146, 151, 184	118, 190, 198, 217
200-400	103, 107, 114, 115, 119, 124, 125, 129, 130, 133, 138, 139, 141, 142, 145, 148, 152, 156, 164, 165, 169, 175, 183, 186, 208, 225, 226, 228	117, 134		
400-600	121, 157, 166, 172, 247, 162В, 162СВ			
>600	168, 170			

Таблица 6 – Распределение действующего фонда по накопленной добыче нефти и обводненности объекта Нх-III-IV Ванкорского месторождения на 01.01.2013 год

Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Обводненность, %			
	0-20	20-50	50-70	>70
<100	112,154,155,165,166,169,170,172, 175,183,186,227,228,247,162СВ	100, 128, 188, 197, 206	184	118, 190, 198
100-300	103, 108, 110, 114, 115, 116, 138, 141, 145, 148, 149, 156, 157, 159, 161, 164, 168, 208, 224, 225, 226, 122БИС	101, 105	144, 146	217
300-400	107, 119, 124, 129, 130, 133, 142, 162В, 9Р	134, 137	151	
>400	106, 121, 125, 139, 152	117		

На 01.01.2013 г. средний коэффициент продуктивности равен 14,3 м<sup>3</sup>/сут./атм.

Исходя из полученных данных по объектам разработки можно сделать вывод, что наблюдается отклонение добычи углеводородов в пределах 4-6%, а также рост обводненности, пути решения данных проблем кроются в оптимальной выработке запасов, а также повышении эффективности действующего фонда скважин.

### 3.3 Характеристика фонда скважин

Основные эксплуатационные объекты, добывающие нефть – Як-III-VII, Нх-I, Нх-III-IV, Сд-IX, газ – Дл-I-III.

По состоянию на 01.01.2014 г. на Ванкорском месторождении пробурено 542 скважины, в т.ч. 293 добывающих, из которых 184 скважин на объект Як-III-VII, 73 скважины на Нх-III-IV, 34 скважины – на Нх-I и 2 скважины на Сд-IX; 151 нагнетательных (65 – Як-III-VII, 53 – Нх-III-IV, 33 – Нх-I), 22 газовых – Дл-I-III и 76 водозаборных.

Ввод скважин осуществляется в соответствии с утвержденным проектным документом. Реализация проектного фонда скважин – 80 % Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г. приведена на рисунке 4

Наименование	Характеристика фонда скважин	Як-III-VII	Нх-III-IV	Нх-I	Дл-I-III	Сд-IX	Ис	Итого
		3	4	5	6	7	8	
Фонд добывающих скважин	Пробурено	184	73	34	0	2	0	293
	Переведены из нагнетания в отработку на нефть	14	20	11	0	0	0	45
	Всего	198	93	45	0	2	0	338
	В том числе:							
	Действующие, дающие нефть	192	80	44	0	2	0	318
	из них фонтанные	6	36	1	0	0	0	43
	ЭПН	186	44	43	0	2	0	275
	ПНН	0	0	0	0	0	0	0
	газиф:	0	0	0	0	0	0	0
	– бескомпрессорный	0	0	0	0	0	0	0
	– внутрискважинный	0	0	0	0	0	0	0
	Бездействующие	1	0	0	0	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	4	12	1	0	0	0	17
	Переведены под закачку	1	1	0	0	0	0	2
	Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	65	53	33	0	0	0	151
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Переведены из добывающих	1	1	0	0	0	0	2
	Всего	66	54	33	0	0	0	153
	В том числе:							
	Под закачкой	51	29	22	0	0	0	102
	Бездействующие	0	0	0	0	0	0	0
	В освоении после бурения	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	1	5	0	0	0	0	6
	В отработке на нефть	14	20	11	0	0	0	45
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд газовых скважин	Пробурено	0	0	0	22	0	0	22
	Возвращены с других горизонтов	0	0	0	0	0	0	0
	Всего	0	0	0	22	0	0	22
	В том числе:							
	Действующие	0	0	0	18	0	0	18
	Бездействующие	0	0	0	1	0	0	1
	В освоении после бурения	0	0	0	2	0	0	2
В консервации	0	0	0	0	0	0	0	
Наблюдательные	0	0	0	1	0	0	1	
Переведены на другие горизонты	0	0	0	0	0	0	0	
В ожидании ликвидации	0	0	0	0	0	0	0	
Ликвидированные	0	0	0	0	0	0	0	
Фонд специальных скважин	Пробурено	0	0	0	54	0	22	76

Рисунок 7 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2014 г.

### **3.6 Анализ технологических показателей разработки и выполнение проектных показателей**

Накопленная добыча нефти на 01.01.2014 года (70 407 тыс. т) составила 14,8 % от начальных извлекаемых запасов (Ванкорский, Северо-Ванкорский Л.У.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,064, текущая обводненность – 37,5 %, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой 38 %.

Из общего объема накопленной добычи нефти на 01.01.2014 – 27,9 % (19 630 тыс. т) получено за счет фонтанного способа эксплуатации, 72,1 % (50 776 тыс. т) – за счет ЭЦН, в том числе из нагнетательных скважин, находящихся в отработке на нефть – 9 757 тыс. т нефти.

За 2013 год добыто нефти и конденсата: 21 432 тыс. т ( проект), 21 440 тыс. т (факт, отклонение + 0,04 %), и жидкости 34 239 тыс. т (проект) тыс. т, 33 785 тыс. т (факт, отклонение – 1,33 %), отклонение фактической годовой добычи от проектной в пределах допустимого. Закачано воды 28 426 тыс. м<sup>3</sup>, обводненность – 37,5 % (компенсация текущая – 46 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 318 ед. (из них: 273 нефтяных и 45 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть), среднесуточный дебит по нефти 218,8 т/сут, по жидкости 350 т/сут. Действующий фонд нагнетательных скважин составил 102 ед., закачка воды производилась в объекты Як-III-VII, Нх-III-IV и Нх-I, средняя приемистость нагнетательной скважины 1 009,3 м<sup>3</sup>/сут. За счет фонтанного способа эксплуатации добыли 4 592,7 тыс. т нефти, 16 534,3 тыс. т нефти – ЭЦН.

#### **4. Основные цели и задачи системы поддержания пластового давления**

Поддержание пластового давления -- процесс естественного или искусственного сохранения давления в продуктивных пластах нефтяных залежей на начальной или запроектированной величине с целью достижения высоких темпов добычи нефти и увеличения степени её извлечения. Поддержание пластового давления при разработке нефтяной залежи могут осуществлять за счёт естественного активного водонапорного или упруговодонапорного режима, искусственного водонапорного режима, создаваемого в результате нагнетания воды в пласты-коллекторы при законтурном или приконтурном, а также при внутриконтурном заводнении. В зависимости от геологических условий и экономических показателей разработки выбирают тот или иной способ поддержания пластового давления или их комбинацию.

Поддержание пластового давления способом внутриконтурного заводнения является наиболее эффективным и экономичным, особенно для больших по площади нефтяных залежей. Его создают путём блокового, ступенчатого осевого, барьерного площадного, очагового или избирательного способов заводнения. При поддержании пластового давления в нефтяной части залежи через нагнетательные скважины закачивают воду или водогазовую смесь без добавок или с различными добавками, способствующими улучшению её вытесняющих свойств. Если нефтяная залежь имеет ярко выраженный свод, то в него для поддержания пластового давления нагнетают газ или воздух, вследствие чего создаётся напор искусственной газовой шапки. При расчёте процессов нагнетания определяют схему размещения нагнетательных скважин, суммарный объём закачки, приёмистость нагнетательных скважин, их число и давление нагнетания. Подбирается такая схема расположения нагнетательных скважин, которая обеспечивает наиболее эффективную связь между зонами нагнетания и отбора и равномерное вытеснение нефти водой.

При площадном заводнении в зависимости от геологического строения нефтяной залежи и стадии её разработки для поддержания пластового давления применяют рядное, 4-точечное, 7-точечное и другое расположение нагнетательных и добывающих скважин. В размещении скважин по правильной геометрической сетке могут допускаться отклонения, если площадное заводнение проводят дополнительно к ранее внедрённой системе заводнения с учётом её эффективности, геологического строения и состояния разработки пластов-коллекторов. Суммарный объём закачиваемого агента зависит от запроектированного отбора жидкости из залежи, от давления на линии нагнетания и большей частью от коллекторских и упругих свойств пластов. Число нагнетательных скважин при известном объёме закачки зависит от поглотительной способности каждой скважины при данной



величине давления нагнетания. Поглощительная способность нагнетательных скважин определяется коэффициентом приёмистости, так же как производительность нефтяной скважины -- коэффициентом продуктивности. Максимальное давление нагнетания зависит от типа имеющегося насосного оборудования. Число нагнетательных скважин для каждой залежи нефти определяется отношением заданного объёма закачки воды в сутки к поглощительной способности одной скважины. Об эффективности процесса заводнения судят по увеличению текущей добычи нефти из действующих скважин. Применение поддержания пластового давления резко увеличило темпы отбора нефти, сократило сроки разработки нефтяных залежей, обеспечило высокие конечные коэффициенты нефтеотдачи.

В процессе эксплуатации нефтяного месторождения пластовое давление, которое обуславливает приток нефти к скважине, может настолько снизиться, что дальнейшая эксплуатация скважины при данном дебите становится неэкономичной. В этом случае пластовое давление может быть восстановлено до требуемого уровня путем закачки с поверхности через нагнетательные скважины в пласт рабочего агента (вода, воздух, газ).

Поддержание пластового давления закачкой воды, кроме повышения нефтеотдачи обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обуславливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачки воды в водо-нагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

#### Цель ППД:

- обеспечение закачки рабочего агента в пласт;
- обеспечение подготовки сеноманской воды до определенных условиями закачки показателей;
- управление эффективностью процесса поддержания пластового давления
- повышение качества и оперативности принятия решений при управлении процессом;
- оптимизация и контроль затрат на процесс поддержания пластового давления;
- увеличение темпов отбора нефти из залежи и получить повышенные коэффициенты нефтеотдачи, характерные для напорных режимов.

#### Задачи ППД:

- определить метод поддержания пластового давления;
- выбрать рабочий агент для закачки в пласт;
- обеспечить качество закачиваемого агента;
- обеспечить эффективность процесса поддержания пластового давления.

## 5. Экспериментальная часть

### 5.1 Проблематика контроля скважин ППД

**Пример 1:** Среднесуточная в 2017 на Сузунском месторождении менялась в диапазоне 23 000

тонн /сут до 12 000 тонн/ сут на еженедельной основе.

- Соответственно требуется постоянная корректировка для поддержания компенсации.
- Изменение режима добывающих скважин – одна из главных причин корректировки режимов нагнетательного фонда ППД

### Как росла и падала добыча «Роснефти»

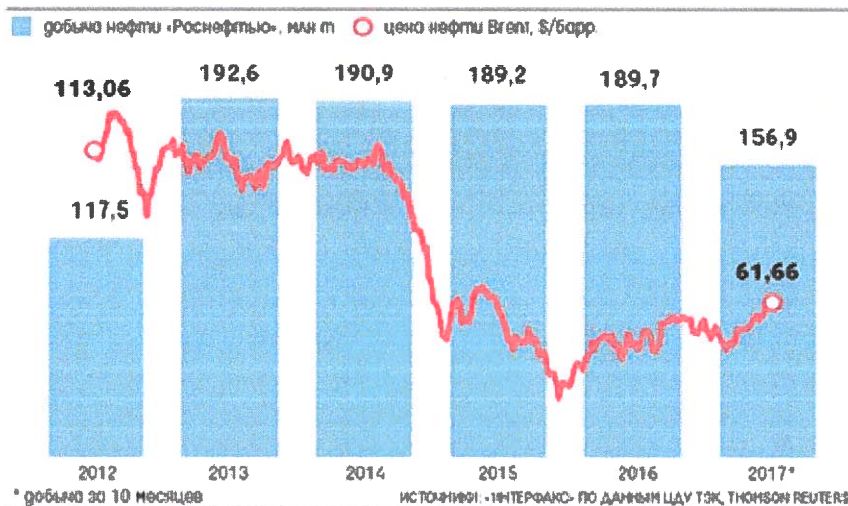


Рисунок 8 - Добыча НК «Роснефть» по годам



Рисунок 9 - динамика закачки воды на Сузунском месторождении

**Пример 2: Ванкорское месторождение -**  
5 БКНС и 179 нагнетательных скважин.

- Требуется постоянная корректировка режима работы нагнетательных скважин ППД по ГТМ.
- Остановка скважин ППД (ремонт, исследование, другие мероприятия) влечет перераспределение давления в системе и необходимость корректировать режим скважин (оператору ППД приходится объезжать весь свой фонд по этой БКНС и проверять режим скважин и вносить корректировки)
- **Например:** остановка 1 скважины ППД влечет корректировку работы на 44 скважинах
- Корректировка на 1 скважине занимает 45 мин.- 1 час + переезд ( около 1 часа) + работу ППУ в зимнее время.
- Затраты на ФОТ только на работу операторов за 20 лет составят 1 600 млн.руб

**Изменение режима  
скважин ППД по ГТМ за  
2017 г.**

Январь	53
Февраль	58
Март	11
Апрель	45
Май	45
Июнь	38
Июль	22
Август	7
Сентябрь	34
Октябрь	9
Ноябрь	27
Декабрь	16
<b>Итого</b>	<b>365</b>

Рисунок 10 – изменение режима скважин по ГТМ

**Пример 3:** Обводненность скважин Ванкорского месторождения выросла до 75% в том числе из-за:

- Прорывов воды по суперколлектору от скважин ППД
- Увеличение приемистости нагнетательных скважин при авто-ГРП

**Требуется:**

- Постоянный контроль и корректировка закачки в случае выявления источника обводнения:
- Постоянный контроль давления закачки и автокорректировка в случае повышения давления в линии

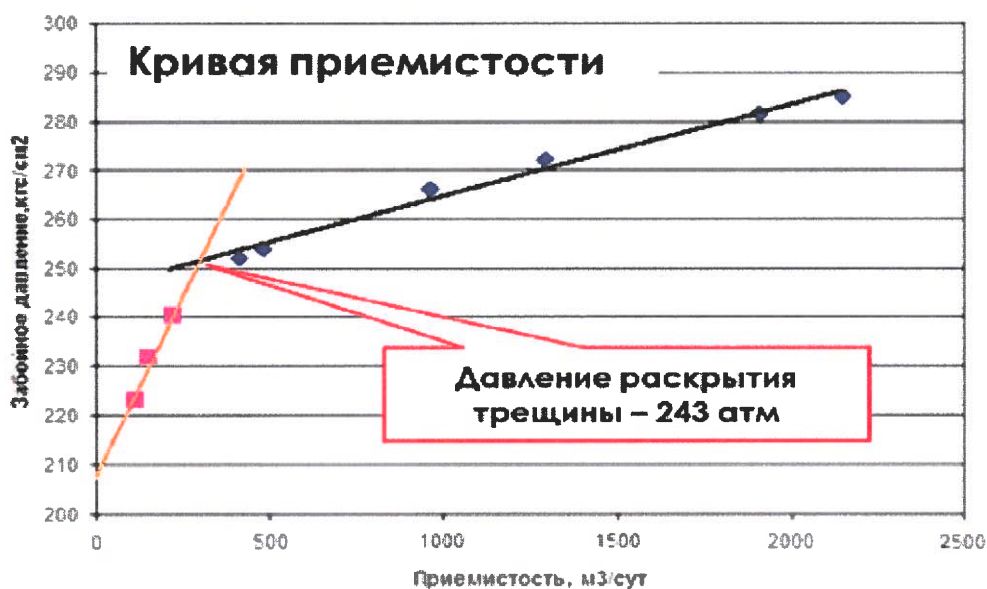


Рисунок 11 – кривая приемистости

- Замеры закачки воды при проектной готовности производятся с помощью стационарных (обычно оснащаются часть скважин) / накладных расходомеров (вопросы к проведению исследований)
- Корректировка режимов работ скважин ППД производится операторами ППД ( в ручном режиме с помощью дроссельной задвижки)
- Задача осложняется работой в условиях Крайнего Севера (необходимость отогрева дроссельной задвижки в зимнее время)

## 5.2 Возможные пути решения

### Запорно-регулирующий клапан (ЗРК):

Замеряет основные параметры закачиваемого флюида на устье (давление, температура, технологический расход), а также регулирует скважину путем автоматического контроля закачки или давления (на устье или забое скважины)

### Блок автоматики:

Осуществляют сбор, управление и передачу данных со скважины в цех или офис компании.

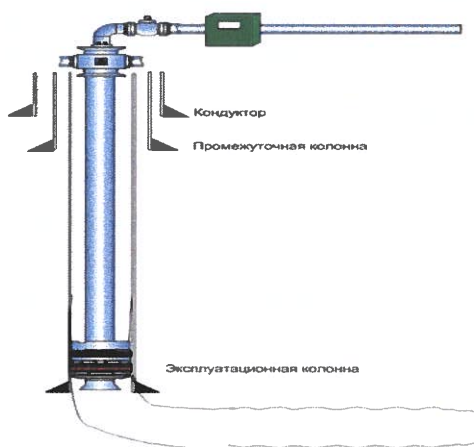


Рисунок 12 – скважина с регулирующей системой

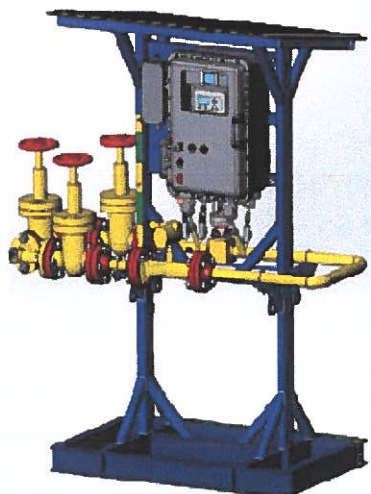


Рисунок 13 – Система АСУР Сиант

## **Заключение**

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В соответствии с поставленной целью дипломной работы, выбор методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского нефтегазового месторождения, в работе была изучена полная характеристика геологического строения месторождения, проанализировано текущее состояние разработки основных продуктивных пластов Ванкорского месторождения, приведены примеры ранее проведенных мероприятий по увеличению нефтеотдачи, интенсификации притока, на основе проведенного анализа, даны рекомендации по выбору подходящих методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ванкорского месторождения.

Таким образом, из всех рассмотренных методов воздействия для залежей Ванкорского месторождения по критериям применимости соответствуют заводнение.

Для повышения эффективности заводнения рекомендуется применение Автоматизированной системы контроля и управления фондом скважин ПИД, данная система позволит контролировать параметры скважин и в случае необходимости вносить корректировки в режим работы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
2. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти.-М.: Наука, 2000. 414 с.
3. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов // Технологии ТЭК. - 2006. - №12. с. 30.
4. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич В.А., Бочаров Л.С. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. В 2 т.: Т.2. М.:ВНИИОЭНГ, 1996. 350 с.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985, 308 с.
6. Ефремов Е.П., Вашуркин А.И., Трофимов А.С. и др. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 1986. - № 12. с. 36-40.
7. Иванов С.В., Бриллиант Л.С. Основные направления совершенствования физико-химического заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 47-50.
8. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Ручкин А.А. и др. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. с. 72-75.
9. Джафаров И.С., Пьянков В.Н., Сыртланов В.Р. и др. Самотлорское месторождение: современные подходы к решению задач разработки // Нефтяное хозяйство. 2002. №6. с. 27-30.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. 596 с.
11. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. Геология и имитация разработки залежей нефти. – М.: Недра, 1996. 382 с.: ил.

12. Михайлов Н.Н. Проницаемость пластовых систем. М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. 186 с.
13. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
14. Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь. Под ред. И.Т.Мищенко. - М.; ГАНГ, 1995. – 190 с.
15. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1988. 240 с.: ил.
- 63
16. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра. 1990. 427 с.
17. Поваров И.А., Ковалев А.Г., Макеев Н.И. Интенсификация добычи нефти из обводненных нефтяных пластов путем попеременного нагнетания воды и газа // Нефтяное хозяйство. 1973. №12 с. 25-28.
18. Гайдуков Л.А., Михайлов Н.Н. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах // ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ 1/Н (07). – 2010. - № 2.
19. Обоснование выбора технологий и составов реагентов для восстановления продуктивности объектов разработки на Ванкорском месторождении: отчет о НИР/ ООО «РН-УфаниПИнефть». Уфа, 2010.
20. Газизов А.А., Газизов А.Ш., Кабиров М.М., Ханнанов Р.Г. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях. – Казань: Центр инновационных технологий, 2008. 304 с.
21. Петров Н.А., Кореняко А.В., Янгиров Ф.Н., Есипенко А.И. Ограничение притока воды в скважинах. СПб.: ООО «Недра», 2005. 130 с.
22. Шахвердиев А.Х. Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 452 с.: ил.
23. Петров Н.А., Давыдова И.Н. Подбор пенообразующих композиций для освоения скважин // Нефтегазовое дело 2010. № 2.
24. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. 424 с.




25. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Д., Кучук Ф., Романо К., Рудхарт Л., Элфик Д. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. 2001. Т.6. №1. с. 44-68.
26. Сонич В.П., Мишарин В.А., Черемисин Н.А. и др. Эффективность применения методов повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №9. - с. 36-39.
27. Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012.-170-178 с.
28. Опыт строительства многозабойных и многоствольных скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ»: презентация / Служба Заместителя ГД по проектированию и мониторингу строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2014
29. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016.
30. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений НК Роснефть.



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись

Н.Г.Квеско  
инициалы, фамилия

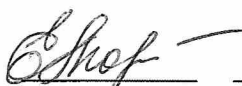
« 30. »

06 2021 г.

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**  
Методы повышения эффективности разработки Ванкорского нефтегазового  
месторождения

21.03.01 Нефтегазовое дело  
23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений


Руководитель

  
подпись, дата

канд. техн. наук,  
доцент  
должность, научная степень

Е.Л.Морозова  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

И.А.Кочерга  
инициалы, фамилия

Красноярск 2021