

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ</b>

УДК 622.276.6:665.6.035.6-026.732-022.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Гулниязов Арслан		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (Подпись)(Дата)                      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Гулниязову Арслану

Тема работы:

Комплексная оценка методов увеличения нефтеотдачи при разработке пластов с высоковязкой нефтью	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты, таблицы и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты нормативные документы.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Изучение методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождениях с высоковязкой нефтью; Тепловые, холодные и микробиологические методы увеличения нефтеотдачи; Оценка результатов применения методов увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого–физических условиях на примере трех месторождений. Зарубежный и отечественный опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность.
---	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н., Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
Методы увеличения нефтеотдачи	
Практическое применение методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях России и зарубежом	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Гулниязов Арслан		31.03.2021

## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 23 рисунков и 20 таблиц. Список литературы включает 46 источника.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, тепловые методы, холодные методы, микробиологические методы, вязкость, парогравитационный дренаж, полимер-пав-щелочное заводнение.

Объектом исследования являются продуктивные пласты, характеризующиеся высоковязкой нефтью, для разработки которых применяются определённые методы увеличения нефтеотдачи.

Цель исследования: комплексная оценка применяемых методов, направленных на увеличения нефтеотдачи в различных геолого–физических условиях.

В процессе исследования был проведен анализ применяемых методов увеличения нефтеотдачи при разработке пластов с высоковязкой нефтью. Рассмотрены критерии эффективного применения каждого из методов, их особенности, преимущества и недостатки.

Анализ эффективности применяемых методов был рассмотрен на примере трёх месторождений, два из которых расположены на территории РФ и одно на территории Китая.

Область применения: продуктивные пласты, содержащие высоковязкую нефть, для эффективной разработки которых необходимы методы увеличения нефтеотдачи.

Экономическая эффективность работы состоит из расчета затрат при использовании теплового метода воздействия на продуктивный пласт.

## Обозначения

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПАА** – полиакриламид;

**ТРИЗ** – трудноизвлекаемые запасы;

**ASP** – alkaline/surfactant/polymer (щелочь, ПАВ, полимер);

**SAGD** – Steam Assisted Gravity Drainage (метод парогравитационного дренажа).

**САИ** – сухой активный ил

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ .....	11
1.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи.....	11
1.2 Обобщенное современное представление о методах увеличения нефтеотдачи .....	11
1.3 Применимость методов увеличения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью .....	12
1.4 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи.....	13
1.4.1 Закачка горячей воды.....	14
1.4.2 Вытеснение нефти паром .....	16
1.4.3 Технологии пароциклического воздействия .....	17
1.4.4 Метод парогравитационного дренажа (SAGD).....	20
1.4.5 Внутрипластовое горение .....	23
1.5 Холодные методы.....	28
1.5.1 Полимерное заводнение .....	29
1.5.2 Щелочное-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение.....	31
1.5.3 Метод закачки растворителя в условиях гравитационного дренажа (Vapex).....	33
1.6 Микробиологические методы .....	35
2 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ И ЗАРУБЕЖОМ.....	39
2.1 Опыт применения микробиологического метода воздействия на пласт на Фёдоровском нефтяном месторождении .....	39

2.2 Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП для Западно-Салымского нефтяного месторождения. ....	42
2.3 Анализ эффективности применения метода парагравитационного дренажа на месторождении Сыныцзян (Xinjiang) .....	49
2.3.1 Модель скорости расширения паровой камеры в методе парагравитационного дренажа.....	50
<b>3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>66</b>
1.2 Потенциальные потребители результатов исследования .....	66
1.3 Анализ конкурентных технических решений .....	68
1.4 Технология QuaD .....	69
1.5 SWOT-анализ.....	71
1.6 Анализ экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.....	73
1.6.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели ..	74
1.6.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия .....	76
1.6.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям .....	81
1.7 Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.....	82
<b>4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>86</b>
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	86
4.2 Производственная безопасность.....	87
4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	88
4.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего) .....	91
4.5 Экологическая безопасность.....	92



4.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	97
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	99
<b>Приложение А</b> .....	105
<b>Приложение Б</b> .....	107

## ВВЕДЕНИЕ

На протяжении всего этапа развития нефтяной промышленности большое значение уделялось достижению проектного КИН. На современном этапе динамика уменьшения проектного значения КИН обуславливает необходимость совершенствования существующих в разработке новых технологий добычи нефти. Уменьшение проектного КИН связано с тем, что большинство открываемых месторождений принадлежит категории трудноизвлекаемых запасов ввиду высокой степени неоднородности пластов по простиранию и мощности. В дополнение, на темп отбора флюида влияют такие параметры, как сложное строение залежи, физико-химические свойства и состав пластового флюида. [1] Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти на территории РФ достигают более 6-7 млрд. т, но не во всех случаях добыча такой нефти является экономически окупаемой [2].

Доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти с каждым годом увеличивается, причём темп их увеличения опережает темп развития технологий для их извлечения. Поэтому в последнее время большое внимание уделяется развитию технологий, выгодных с экономической точки зрения.

Месторождений с высоковязкой нефтью относится к категории ТРИЗ. Разработка таких месторождений основывается на различных методах воздействия на пласт. К таким методам можно отнести тепловые, холодные, газовые и микробиологические. Данные методы преимущественно нацелены на уменьшение остаточной нефтенасыщенности в пласте.

В зависимости от реологических свойств нефти и геолого-физических условий выбирают один из вышеперечисленных методов воздействия на пласт. На территории России большое распространение получили тепловые методы воздействия на пласт. Однако данные методы имеют ряд ограничений, связанных с глубиной залегания продуктивных пластов, высокой стоимости оборудования, снижением проницаемости в ПЗП, вследствие спекания пород.

# **1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

## **1.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи**

Одной из проблем нефтедобывающей промышленности на протяжении многих лет является увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяют характер процесса выработки нефтяных пластов. Качественная и бесперебойная эксплуатация скважин зависит от геологических и технологических факторов. Под этим понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации. Фактические дебиты нефти обычно бывают ниже потенциальных. Это обусловлено снижением абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны под влиянием технологических факторов.

В настоящее время в разработке находится большое количество месторождений, представленных низкопроницаемыми коллекторами или коллекторами разной проницаемости. Наличие неоднородности пласта приводит к тому, что вода прорывается к добывающим скважинам по более проницаемым пропласткам, тем самым оставляя не вытесненной нефть в менее проницаемых пропластках [1].

В большинстве развитых нефтедобывающих стран сложилась практика разработки месторождений в три этапа, позволяющая снизить капитальные вложения и обеспечивать возможность реинвестиций, что положительно сказывается на экономической эффективности разработки. В зависимости от этапа, для извлечения нефти используют различные виды энергии.

Первый этап разработки месторождений подразумевает работу в естественном режиме благодаря упругой энергии пласта, энергии

растворенного газа, газовой шапки, законтурных вод и энергию гравитационных сил.

Второй этап заключается во введении искусственных методов поддержания пластового давления путем заводнения.

На третьем этапе, характеризующимся падением добычи нефти, требуется применение методов увеличения нефтеотдачи для повышения эффективности разработки месторождений. Используемые рабочие агенты направлены на повышение охвата залежи разработкой и эффективности вытеснения остаточной нефти из пластов.

В условиях прогрессирующего увеличения обводненности добываемой продукции и высокой выработки запасов все большее значение приобретают методы повышения нефтеотдачи пластов. За последние годы на месторождениях нефтяных компаний Западной Сибири было испытано более 40 технологий и их модификаций с целью воздействия на пласт и призабойную зону скважины. С каждым годом возрастает количество операций над скважиной, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, результатом чего является увеличение дополнительно добытых объемов нефти [3].

## **1.2 Обобщенное современное представление о методах увеличения нефтеотдачи**

По мере развития технологий методов увеличения нефтеотдачи стали широко использовать так называемые «улучшенные методы повышения нефтеотдачи», представляющие собой комбинирование элементов МУН наряду с использованием современных технических средств, а также технологических способов повышения нефтеотдачи (например, горизонтальных скважин, в то время как их самостоятельное применение не относится к МУН, а является способом интенсификации добычи нефти).

Таким образом, к «улучшенным МУН» относятся те методы, при реализации которых применяют различные технологии и средства повышения

охвата залежи процессом вытеснения нефти, в том числе оптимизацию (уплотнение) сетки скважин, изменение направления фильтрационных потоков, выравнивание профиля вытеснения, барьерное заводнение и прочее [4].

Подытожив вышесказанное, к методам увеличения нефтеотдачи (МУН) следует относить только методы, направленные на повышение объема извлекаемой нефти, добываемой за счет воздействия на ту части залежи, которая остается неохваченной разработкой при естественном режиме эксплуатации.

### **1.3 Применимость методов увеличения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью**

На сегодняшний день «традиционные» запасы легкой нефти малой вязкости неумолимо уменьшаются, все больше стран акцентируют внимание на развитие технологий добычи природных битумов и высоковязкой нефти. По разным оценкам экспертов их запасы превышают остаточные извлекаемые запасы маловязкой нефти в 5-6 раз. Однако данный спектр требует использования дорогостоящего оборудования [5].

Поскольку рыночная стоимость высоковязкой нефти дешевле, а сама она относится к категории низкосортных, немногие российские компании готовы вкладывать средства в разработку месторождений высоковязкой нефти. При разработке месторождений высоковязкой нефти проблемы возникают как при ее извлечении, так и при перекачке по промысловым трубопроводам.

На вязкость нефти влияет множество факторов, таких как температура, давление, количество растворенного газа, содержание и состояние асфальто-смолистых веществ, содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов, структурно-групповой состав, полярность компонентов, молекулярная масса углеводородов.

Также следует отметить, что большая часть запасов высоковязкой нефти находятся на глубинах от 1000 до 1500 м. Запасы, залегающие на глубине ниже указанной, составляют лишь около 5%. Однако ситуация осложняется тем, что большинство месторождений высоковязкой нефти обладают сложным строением. Как правило, продуктивные горизонты обладают высокой степенью расчленённости. Изменение фильтрационно-емкостных свойств на различных этажах нефтеносности. Вследствие этого, применимость отдельной технологии при разработке месторождений зависит от геологического строения, условий залегания пластов, свойств пластового флюида [6].

На территории многих стран, в том числе и России при разработке месторождений с высоковязкой нефтью широкое распространение получили тепловые методы по увеличению нефтеотдачи пластов.

#### **1.4 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи**

Данная группа методов основывается на термическом воздействии на призабойную зону пласта и ствол скважины. Как известно, при увеличении температуры нефть разжижается и становится более подвижной, а это в свою очередь оказывает положительное влияние на эффективность процессов вытеснения нефти. Также при использовании тепловых методов происходит очистка скважин и призабойной зоны от парафиновых отложений путем их расплавления [7].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи условно подразделяют на две подгруппы. К первой можно отнести методы, основанные на процессах внутрипластового горения. Сущность процессов заключается в использовании энергии, которая выделяется при частичном сжигании тяжелых фракций нефти в призабойной зоне, одновременно с нагнетанием в пласт окислителя и дальнейшим перемещением фронта горения. Ко второй подгруппе относят методы, связанные с закачкой теплоносителей в пласты. Данная группа

методов более проста в осуществлении, благодаря чему они нашли широкое применение, как в России, так и за рубежом [3].

В свою очередь нагнетание теплоносителя в пласт может осуществляться двумя разными технологиями. Это может быть нагнетание с целью вытеснения нефти внешними агентами (нагнетаемой или краевой водой, закачиваемым компрессорами с поверхности газом или свободным газом газовой шапки), то есть непосредственное воздействие на пласт. Ко второй технологии относится обработка теплоносителями призабойной зоны пласта [8].

#### **1.4.1 Закачка горячей воды**

Данная технология является одной из наиболее эффективных, так как закачка воды не требует больших капиталовложений и более проста с технологической точки зрения, чем при использовании других агентов вытеснения. Вода является одним из лучших агентов вытеснения за счет ее свойств по переносу количества тепла, приходящейся на единицу массы агента. Это играет большую роль, так как в промышленных условиях потери тепла при закачке теплоносителя в пласт избежать невозможно и только часть подводимой энергии идет непосредственно на увеличение нефтеотдачи пласта.

Закачку горячей воды целесообразнее использовать в определенных физико-геологических условиях, таких как увеличение глубины залегания пластов [9].

Температура воды находится в районе  $200^{\circ}\text{C}$ , давление нагнетания составляет порядка 25 МПа, что не позволяет воде закипеть. В результате закачки горячей воды происходит прогрев призабойной зоны пласта, что увеличивает подвижность нефти и способствует ее вытеснению к добывающим скважинам. Помимо этого, прогрев приводит к расширению пород-коллекторов, что позволяет извлекать дополнительные объемы нефти,

за счет этого достигается уменьшение остаточной нефтенасыщенности. При нагнетании образуется несколько зон с различной степенью насыщенности и температурой (рис. 1).

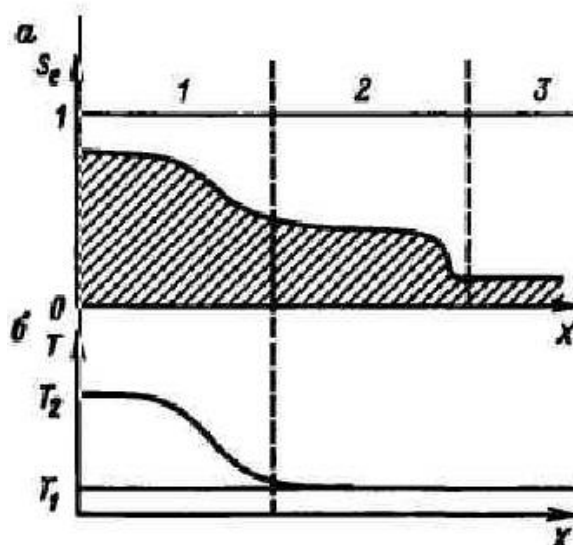


Рисунок 1 – Профиль водонасыщенности по длине пласта

В первой зоне водонасыщенность и температуры максимальны. При движении горячей нагнетаемой воды по пласту в результате теплообмена с породой-коллектором происходит рост температуры. Это влечет за собой уменьшение вязкости нефти и рост ее подвижности. Также под действием температуры происходит расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости. Данная зона характеризуется постепенным вымыванием нефти.

Во второй зоне вследствие теплообмена с пластом температура агента уменьшается и равна температуре пласта. Эту зону можно охарактеризовать как переходную между зоной вымывания и зоной движения чистой нефти.

Третья зона – зона движения чистой нефти.

К закачке холодной воды приступают после создания теплового фронта (т.е. прогрева призабойной зоны) и вытеснения нефти на несколько десятков метров от скважины, в которую осуществлялось нагнетание теплоносителя. Таким образом, первичное вытеснение нефти происходит водой с температурой равной пластовой, и только потом более горячей водой.



Перед проведением закачки производят термодинамические расчеты, учитывая размеры необходимой зоны прогрева, начальные значения температуры пласта и теплоносителя, а также их физические свойства [4].

### 1.4.2 Вытеснение нефти паром

Использование водяного пара в качестве теплоносителя имеет как свои плюсы, так и минусы. Насыщенный водяной пар высокого давления обладает рядом преимуществ перед водой, он обладает большим значением теплоемкости (в 3-3,5 раза), что позволяет подвести в пласт большее количество тепловой энергии. Также объем закачиваемого пара может превысить объем воды в 30-35 раз, а эффективность вытеснения нефти может достигать порядка 90%.

Нагнетание пара осуществляют через паронагнетательные скважины, оборудованные для работы с высокими значениями давления и температуры. Увеличение температуры приводит к прогреву пласта, снижению вязкости нефти, ее расширению. В процессе нагнетания в пласт насыщенного водяного пара образуются несколько зон (рис. 2).

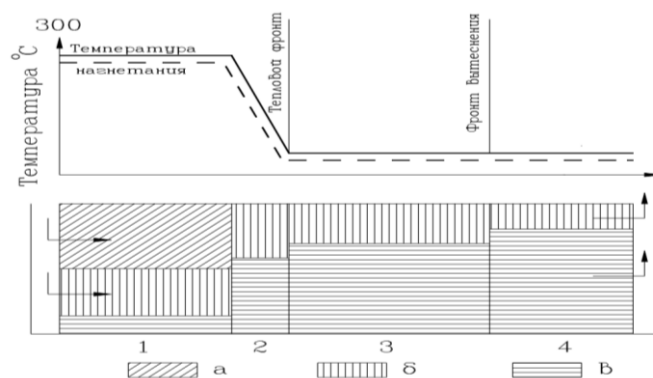


Рисунок 2 – Схема вытеснения нефти паром

Условные обозначения: а – пар; б – вода; в – нефть.

Зоны: 1 – насыщенного пара; 2 – зона горячего конденсата; 3 – область, не охваченная тепловым воздействием; 4 – зона пластовых условий.

Данные зоны имеют различные характеры насыщенности, также с удалением от нагнетательной скважины изменяются температура и характер

механизма вытеснения. Первая зона характеризуется высоким значением температуры, до 400°C вблизи забоя нагнетательной скважины. По мере увеличения расстояния температура понижается до значений порядка 200°C. За счет высоких температур происходит испарения легких фракций нефти, в дальнейшем они насыщают водяной пар и двигаются по пласту до условной границы конденсации. Их конденсация способствует процессам вытеснения за счет их растворяющей способности.

Вторая зона является зоной горячего конденсата, температура которой принимает значение в диапазоне от температуры начала конденсации (около 200 °C) до значений пластовой температуры. Вытеснение нефти осуществляется горячим конденсатом воды.

Третья зона имеет температуру, равную начальной пластовой. В данной зоне отсутствует тепловое воздействие. Вытеснение нефти происходит пластовой водой [7].

Эффективность применения не только этого, но и всех тепловых методов основывается на прогреве пласта, в результате чего снижается вязкость нефти, увеличивается ее подвижность, изменяются фазовые проницаемости, происходит расширение всех насыщающих пласт агентов.

Однако данный метод имеет несколько серьезных недостатков. Закачка насыщенного водяного пара в пласт требует серьезных капиталовложений. В первую очередь, для исправной работы парогенераторов и получения пара с теплоемкостью 5000 кДж/кг и насыщенностью 80% требуется применение воды с высокой степенью очистки. Основными требованиями к воде являются полное отсутствие органических веществ и растворенных газов, содержание твердых взвешенных частиц – менее 0,005 мг/л. Также вода должна быть обессолена и обладать нулевой жесткостью (полное отсутствие ионов кальция и магния). Расходы по подготовке воды могут занимать до 35% от суммарных. При воздействии паром на пласт, сложенный песчаником, в процессе вытеснения к добывающим скважинам есть вероятность выноса песка к

забоям добывающих скважин, это 22 может привести, как к загрязнению призабойных зон, так и к выходу из строя насосов. При воздействии на глинистые пласты возможно их набухание, что приведет к снижению проницаемости [10].

При вытеснении паром пласт в меньшей степени охвачен воздействием, чем при использовании в качестве теплоносителя воды, так как отношение подвижности воды и нефти лучше, чем отношение подвижности пара и нефти. Повышение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром – одна из основных проблем, требующих решения. Другая проблема связана с большими потерями теплоты через обсадные колонны скважин при нагнетании пара в пласт. В среднем, величина потерь составляет около 4% от начального количества теплоты на каждые 100 метров глубины скважины. Одним из возможных решений является термоизоляция, но при этом усложняется техническая сторона. Цемент должен обладать специальными добавками и являться термостойким, а цементирование скважин должно осуществляться по всему стволу полностью [8].

Поэтому основное ограничение использование пара в качестве теплоносителя является глубина залегания продуктивного пласта, он не должна превышать 1000 м. Так как при большей глубине потери теплоты составляют около 45%.

При использовании данного метода выбирают пласты со значениями толщин не менее 15м, так как в процессе вытеснениях при движении пара и конденсата будет осуществляться теплообмен с окружающими породами. В свою очередь пласты с малыми значениями толщин обладают большей поверхностью теплообмена по отношению к объему данного пласта, таким образом, большее количество энергии будет идти на нагрев окружающих пород.

### **1.4.3 Технологии пароциклического воздействия**

Суть технологии заключается в циклическом нагнетании пара в пласт через добывающие скважины, в результате чего прогревается призабойная зона пласта, что приводит к снижению вязкости нефти и увеличению притока к добывающим скважинам. Цикл обработки повторяется несколько раз на протяжении разработки месторождения [7]. Сам цикл состоит из закачки пара, объем необходимого пара в среднем составляет от 30 до 100 т на 1 метр толщины продуктивного пласта и варьируется от начального значения вязкости флюида. После этого скважину закрывают и выдерживают порядка одной или двух недель, время выдержки зависит от начальной температуры пласта, вязкости пластового флюида, за это время в пласте происходят процессы теплообмена, фазового перераспределения нефти и воды в пористых средах. Далее скважину эксплуатируют в течение двух трех месяцев. Число циклов, приходящихся на одну скважину, может достигать до 8, в некоторых случаях до 15 раз за три - четыре года. Однако эффективность пароциклического воздействия уменьшается с каждым новым циклом, если в первых циклах на одну тонну закачиваемого пара приходится добыча 12-15 тонн, то в последних циклах это значение уменьшается в 10-12 раз. Перепады давления в ходе цикла негативно сказываются на прочности цемента, что может привести к его разрушению и обрушению на забой скважины. Преимуществом данного метода является то, что эффект от нагнетания в пласт пара наблюдается сразу после прекращения закачки [9].

### **1.4.4 Метод парогравитационного дренажа (SAGD)**

Технология парогравитационного дренажа (Steam Assisted Gravity Drainage) была разработана в Канаде и наиболее широкое распространение получила при добыче битумов. Суть технологии заключается в использовании двух горизонтальных скважин, пробуренных параллельно одна над другой и вскрывающих нефтенасыщенные толщи пласта [11].

Через верхнюю скважину осуществляется нагнетание в пласт горячего пара, таким образом, данная скважина является высокотемпературной паровой камерой, которая обеспечивает прогрев зоны около пласта. Вторая скважина служит для сбора продукции. Расстояние между двумя горизонтальными стволами не менее 5 м, длина стволов может достигать до 1 км (рис. 3).

➤ Технология добычи тяжелой нефти - SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage)



Рисунок 3 – Технология парагравитационного дренажа

Процесс подразделяется на несколько стадий. Первая стадия является подготовительной и заключается в прогреве зон около стволов обеих скважин. Это осуществляется за счет закачки горячего пара в обе скважины. Закачку перегретого водяного пара производят под давлением 8-15 МПа. За счет теплового воздействия снижается вязкость нефти, также происходит очистка от парафинов, это способствует созданию гидродинамической связи между скважинами. На втором этапе закачка пара производится уже только в нагнетательную скважину. Поднятие к верхней части продуктивного пласта закачиваемого пара ведет к формированию постоянно увеличивающегося в размерах паровую камеру (рис. 4).

При контакте с холодной породой нефтенасыщенных толщ пар начинает конденсироваться в горячую воду за счет протекающих процессов теплообмена. Эта вода вместе с разогретой и вытесненной нефтью под

действием силы тяжести направляется к добывающей скважине. Рост паровой камеры проходит сначала в высоту до достижения пара непроницаемой покрышки, далее камера начинает увеличиваться в ширине. Таким образом, практически вся подводимая энергия расходуется на прогрев нефтенасыщенных толщ и потери теплоты минимальны. [12].

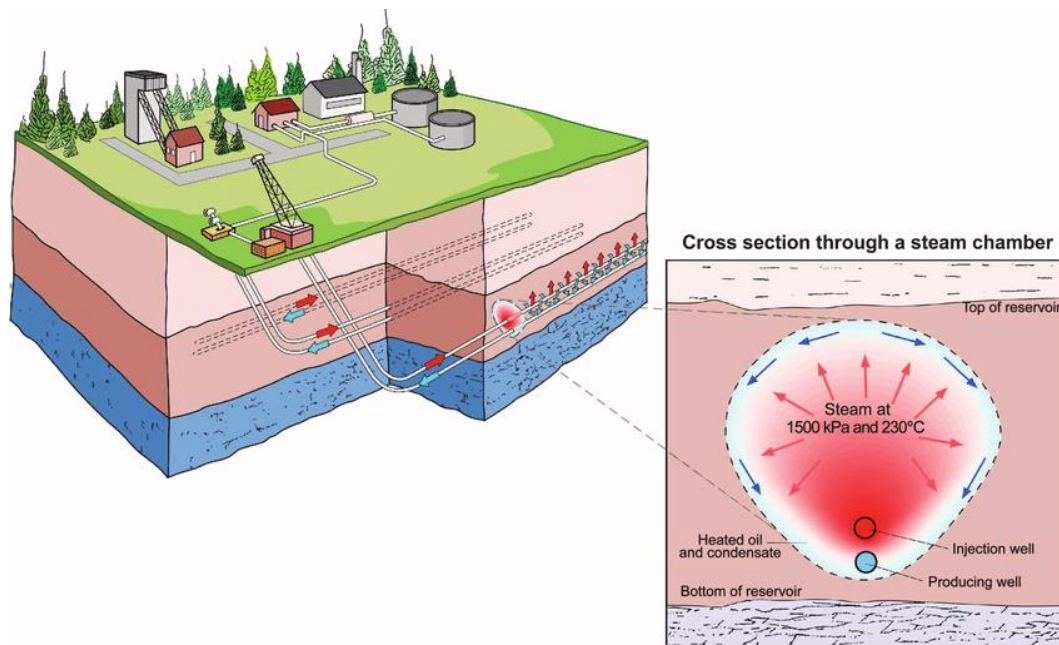


Рисунок 4 – Рост паровой камеры [13]

Однако, как и любая другая технология, парогравитационный дренаж имеет ряд ограничений, среди которых:

- глубина залегания продуктивных толщ не более 1300 м;
- отсутствие газовой шапки;
- пористость более 20%, проницаемость свыше 200 мД;
- низкое содержание глин;
- толщина пласта коллектора не менее 15 м;
- вязкость пластовой нефти не менее 50 мПа•с;
- плотность пластовой нефти не менее 900 кг/м<sup>3</sup>.

Также применение данной технологии неэффективно для заводненных участков, так большое количество энергии будет израсходовано на нагрев воды [15].

При применении данной технологии в промышленных масштабах перед компаниями стоят несколько ключевых проблем связанных с достижением максимальной эффективности процессов теплопередачи; затраты на парогенерацию; очистка воды как для подготовки пара, так и для повторного использования.

На данный момент разработаны несколько модификаций технологии парогравитационного дренажа, среди которых стоит обратить внимание на следующие:

- парогравитационное воздействие с добавкой растворителя – Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD);
- циклическая закачка пара и растворителя – Steam Alternating Solvent (SAS);
- извлечение нефти за счет добавления парообразного растворителя – Vapour Extraction (VAPEX).

Тенденция развития технологии направлена на учет геолого-физических конкретного объекта, соблюдение требований по охране окружающей среды. Следует отметить, что использование данной технологии требует больших ресурсов пресной воды, а также высокую степень очистки данной воды.

По итогу данный метод обладает рядом преимуществ, наиболее значимыми среди которых являются меньшие потери тепла, высокие показатели КИН (до 70-75 %), а также добыча ведется непрерывно, за исключением стадии предварительного прогрева [12].

#### **1.4.5 Внутрипластовое горение**

Данный метод основан на возможности проведения экзотермической реакции внутри пласта за счет сжигания содержащихся в пласте тяжелых фракций нефти при нагнетании в пласт окислителя, как правило, в качестве окислителя применяется кислород. Основная задача заключается в

образовании внутри пласта высокотемпературной зоны и его движении. Создаваемая энергия тратится на прогрев пласта.

В ходе процесса горения в качестве топлива используют нефть, оставшуюся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов [15].

Сущность процесса сводится к поэтапному созданию контролируемого фронта горения. Вначале с помощью компрессоров проводится закачка воздуха в пласт. Осуществляется анализ проб газа, а также контроль за изменением температуры в добывающих скважинах с целью оценки реакции пласта на закачку воздуха. Следующий этап заключается в инициировании горения. Для этого применяют несколько методов: использование забойных электронагревателей различного типа, спускаемых в скважину на кабеле; использование забойной газовой горелки, ее спуск на забой осуществляется на двух концентрических рядах труб с целью отдельной подачи топлива и воздуха; использования энергии, выделяющейся при экзотермических реакциях конкретных химических веществ – пирофоров [3].

Поддержание процесса внутрипластового горения достигается за счет регулирования нагнетания воздуха, как известно, необходимого при горении. Для поддержания горения концентрация кокса на 1 м<sup>3</sup> породы может составлять от 20 до 40 кг и необходимое количество воздуха от 330 до 500 м<sup>3</sup>. В ходе процесса зона горения от нагнетательной скважины перемещается радиально по пласту в сторону добывающих. Вытеснение нефти и воды к добывающим скважинам происходит под действием образованных в ходе горения горячих газов. За счет сгорания коксоподобных остатков удается достичь температуры фронта горения порядка 460-500°С. Под действием такой высокой температуры в пласте происходит следующее:

1. Уменьшение вязкости нефти, что способствует ее вытеснению;



2. Фазовый переход пластовой воды в пар;
3. В зоне перед фронтом горения, переход наиболее легких компонентов нефти в газовую фазу;
4. Реакции термического крекинга;
5. Плавление парафинов и асфальтенов;
6. Образование выжженной зоны за фронтом горения.

Методы внутрислоевого горения классифицируют по направлению нагнетания окислителя в продуктивный пласт:

1. Прямоточное внутрислоевое горение. В этом случае направление движения горения и закачки окислителя совпадают, т.е. и очаг горения, и подача кислорода в пласт происходят через нагнетательную скважину к окружающим эксплуатационным. Считается, что данный вид внутрислоевого горения применим для нефти, обладающей сравнительно не высокой плотностью. Вытеснение происходит перед фронтом горения, а так как в этой зоне температура приближается к пластовой, эффективность процесса падает.

2. Противоточное внутрислоевое горение. Как следует из названия, в данной вариации метода фронт горения перемещается от забоев эксплуатационных скважин к нагнетательной, но закачка воздуха осуществляется через нагнетательную скважину. Преимущество этого случая заключается в том, что прогретая зона находится перед фронтом горения, что способствует процессам вытеснения.

В настоящее время широкое распространение получает метод влажного внутрислоевого горения. Основной идеей данного вида горения является внутрислоевое парогенерирование. Это достигается путем совместной закачки воздуха и определенного количества воды, которая за счет высоких температур горения переходит в пар. Эффективность процесса заключается в том, что пар, уносимый образованным в процессе горения газом, переносит большое количество тепла по пласту, тем самым образуя большие зоны

прогрева перед фронтом горения. Это повышает эффективность процессов извлечения нефти и теплопереноса по пласту.

Соотношения закачиваемой воды и воздуха определяются конкретно для каждого случая исходя из геолого-физических и технологических условий. В среднем на каждые 1000 м<sup>3</sup> воздуха закачивают не более 5 м<sup>3</sup> воды, помимо этого добавление воды способствует уменьшению расхода закачиваемого воздуха в 1,5-2,5 раза [16].

В процессе внутрипластового горения образуются несколько зон, отличающихся температуре (рис. 5):

1. Зона, оставшаяся позади фронта горения, характеризующаяся остатками несгоревшей нефти. В данной зоне происходит, нагрев закачиваемого воздуха теплотой, оставшейся после фронта горения.

2. Зона с наиболее высокой температурой – зона горения, температура от 350°С и выше. Передача теплоты в основном осуществляется за счет конвекции.

3. Зона испарения пластовой воды и связанной воды. В зависимости от температуры и давления может образовываться как сухой, так и влажный пар. Также здесь происходят реакции крекинга остаточной нефти и разгонка нефти на фракции.

4. Зона конденсации, в данной зоне происходит падение температуры, что приводит к конденсации углеводородов и паров воды. Агентами вытеснения нефти и воды служат несконденсированные газы и газы, образованные в процессе горения (углекислый, угарный газ, азот).

5. Зона с повышенной водонасыщенностью.

6. Зона с наибольшим содержанием нефти, вытесненной по мере движения фронта горения.

7. Зона, обладающая начальной температурой.

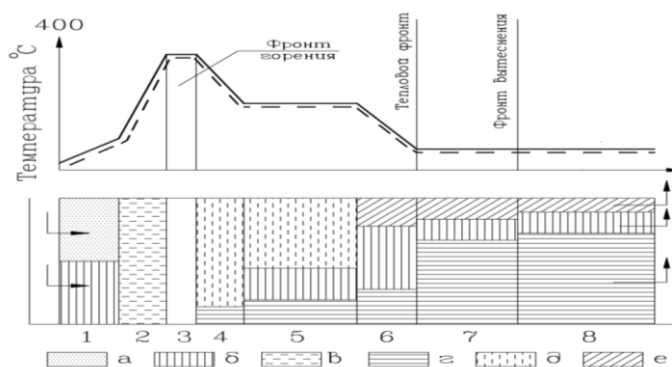


Рисунок 5 – Схема внутрипластового горения

Условные обозначения: а – воздух; б – вода; в – смесь пара и воздуха; г – нефть; д – смесь пара и газов горения; е – газы горения.

Зоны: 1 – фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2,4 – перегретого пара; 5 – насыщенного пара; 6 – вытеснение нефти горячей водой; 7 – вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 8 – фильтрация нефти при начальных условиях; 3 – фронт горения.

Как и любой другой метод, внутрипластовое горение имеет свои преимущества, а также ряд отрицательных факторов [4].

Первой по значимости является проблема, связанная с обеспечением безопасности при проведении работ. Основную опасность представляет взрыв горючей смеси при потреблении кислорода.

Во-вторых, процесс внутрипластового горения на данном этапе является слаборегулируемым. Процесс горения в пласте также является трудноуправляемым. При прорывах воздуха через водяные слои, возможно, образование вторичных фронтов горения в различных участках пласта. Ситуация усугубляется тем, что также отсутствуют технические средства контроля и управления процессом внутрипластового горения.

В-третьих, проблемы, связанные с последующей эксплуатацией скважин. Высокая температура, образованная в процессе горения, а также наличие углекислого газа способствуют созданию условий для коррозии погружного и наземного оборудования. Также закачка в пласт воздуха и воды в случае влажного внутрипластового горения, способствуют образованию стойких множественных эмульсий.

В-четвертых, процесс внутрипластового горения сопряжен с проблемами охраны окружающей среды: возможные утечки закачиваемых агентов, в вышележащие горизонты или на поверхность; в процессе горения образуются такие вредные продукты, как сероводород, диоксид серы, бурый газ. Таким образом, возможно загрязнение воздушной среды и отравление водоносных горизонтов питьевых вод.

Применение метода внутрипластового горения также имеет ряд ограничений:

- отсутствие газовой шапки;
- толщина продуктивного пласта более 3 метров;
- глубина залегания пласта от 150 до 1800 метров;
- проницаемость более 0,1 мкм<sup>2</sup>;
- первоначальная обводненность не должна быть более 40%;
- пористость пласта более 18%.

От пористости и проницаемости пласта зависит скорость движения фронта горения. Проведенные исследования показали, что наиболее благоприятными являются треугольные сетки скважин. Также преимуществом обладают рядные системы размещения скважин, они позволяют увеличить охват пласта, как вытесняющим воздействием, так и процессом горения [15].

### **1.5 Холодные методы**

Поиск альтернативных способов добычи необходим в силу того, что тепловые методы добычи имеют ряд недостатков и ограничений, а именно:

- эффективность использования теплоносителей уменьшается с ростом глубины залегания продуктивных пластов;
- низкая эффективность при воздействии на пласты с высокой неоднородностью, имеющие низкие значения нефтенасыщенных толщ и фильтрационно-емкостных свойств;

- соблюдение требований охраны окружающей среды;
- неэффективность применения на месторождениях с зоной вечной мерзлоты.

### 1.5.1 Полимерное заводнение

В лабораторных и промышленных испытаниях была не раз доказана эффективность полимерного заводнения. Полимерное заводнение является вторичным методом, наибольшая эффективность наблюдается при использовании закачке полимера на ранней стадии заводнения при высоких показателях нефтенасыщенности. Основной задачей полимера является изоляция высокопроницаемых участков и снижение отношения подвижностей воды и нефти. Наибольшее промышленное распространения получили полимеры двух классов: полиакриламиды и полисахариды (биополимеры).

Наиболее широкое распространение получил полиакриламид (рис. 6). Данный полимер образовывается из акриламидных субъединиц ( $-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$ ), внешне представляет собой белые гранулы или порошок. Не обладает токсичными свойствами. Спектр применения полиакриламида очень широк, от медицины до производства линз.

Применение в качестве полимера полиакриламида имеет ряд следующих преимуществ:

- Относительная дешевизна технологии, не требуется использование дорогостоящего оборудования, возможно использование обычного серийного оборудования;
- Полиакриламид является экологически безопасным, также подвержен биологическому разложению, класс опасности ПАА – IV;
- Не вызывает осложнений при процессах сбора и подготовки нефти;
- Технология, основанная на использовании порошкообразного ПАА, всепогодна, что является одним из наиболее важных преимуществ для

сложных климатических условий большинства нефтеносных провинций России.

Эти преимущества объясняют столь широкое применение данного полимера.

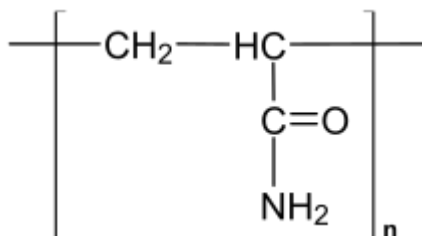


Рисунок 6 – Элементарное звено макромолекулы полиакриламида

Главным минусом применения полиакриламида является его деструкция при высоких температурах, а также механическая деструкция. Помимо этого, эффект водоизоляции при применении полиакриламида составляет всего 2–3 месяца.

Применение полимерного заводнения показывает наибольшую эффективность в условиях:

1. Значение пластовой температуры менее 93°C;
2. Вязкость нефти в пластовых условиях менее 300 мПа•с;
3. Плотность нефти в пластовых условиях 898 – 986 кг/м<sup>3</sup>;
4. Проницаемость более 100 мД;
5. Пористость 15 – 30 %;
6. Нефтенасыщенная толщина пласта должна составлять от 3 до 30 м.

Однако использование полимерного заводнения сопряжено с рядом возникающих проблем:

- снижение приемистости нагнетательных скважин;
- потери полимера за счет адсорбции;
- набухание глин;
- повышение устойчивости эмульсий.

Одним из возможных решений данных проблем служит использования различных вариаций комбинированных растворов на полимерной основе.

### 1.5.2 Щелочное-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение

Метод щелочного-ПАВ-полимерного (alkaline-surfactant-polymer ASP) заводнения был разработан еще в начале девяностых годов, однако широкое развитие начал набирать в последнее десятилетие. Как видно из названия метода, суть заключается в совместном использовании при полимерном заводнении дополнительных компонентов, таких как щелочь и ПАВ. При этом каждый из компонентов выполняет определенные функции [17].

Полимерная основа служит для изоляции промытых участков коллектора и в качестве агента вытеснения. Так же, как и при обычном полимерном заводнении используются два типа полимеров: полисахарид - (ксантановая смола) и полиакриламид. В роле ПАВ используют алкилбензолсульфонат, нефтяной сульфонат, додецилсульфат натрия (ДДСNa).

В свою очередь контакт раствора щелочи с нефтью приводит к образованию природных ПАВ, снижающих межфазное натяжение между водой и нефтью, что способствует образованию эмульсий. При контакте щёлочи с породой коллектора осуществляется смена характера смачиваемости, то есть гидрофилизация пористой среды, что приводит к более полному взаимодействию нефти с ПАВ. Гидрофилизация пористой среды увеличивает коэффициент вытеснения нефти водой [11].

Также в лабораторных [18] условиях было выявлено, что наличие щелочных растворов смещает в положительную сторону фазовые проницаемости воды и нефти. Благодаря наличию щелочи происходит улучшение активности ПАВ, а также снижение истощения полимера и уменьшение адсорбции ПАВ. Наиболее часто в качестве щелочи используют гидроксид натрия (едкий натрий NaOH), силикат натрия, гидроксид аммония и т.д.

Процесс ASP заводнения проводится в несколько этапов:

- Предварительное заводнение. Закачка воды определенной солености для изменения солености воды коллектора с целью уменьшения потерь ПАВ при последующей закачке оторочки АСП и/или уменьшения риска солеотложения при взаимодействии пластовой воды с раствором АСП;

- Закачка оторочки АСП. Максимальный объем оторочки, используемый в коммерческих проектах, составляет около 30% порового объема коллектора. После закачки в пласт раствор АСП начинает мобилизовать зацементированную нефть, которая формирует нефтяной вал;

- Закачка оторочки полимерного раствора. Такой раствор закачивается с целью вытеснения оторочки АСП и мобилизованной нефти в направлении добывающих скважин;

- Закачка воды (можно из системы ППД) для поддержки пластового давления при дальнейшем вытеснении растворов АСП и полимера к добывающим скважинам.

Таким образом, применение данных компонентов позволяет комплексно воздействовать на эффективность процессов вытеснения, полимерная составляющая увеличивает охват пласта воздействием, щелочь и ПАВ способствуют вытеснению остаточной нефти из обводненных пластов, за счет снижения поверхностного натяжения до предельно низких значений 0,05-0,01 мН/м.

Следует отметить, что данная технология имеет ряд существенных недостатков, главными из которых можно считать [17]:

1. Потеря химических реагентов:
  - адсорбция на породах коллектора;
  - потери при закачке в непродуктивные зоны;
2. Невозможность применения при температурах выше 70°C;
3. Некоторые компоненты раствора обладают слабой биоразлагаемостью;
4. Сравнительно высокие эксплуатационные затраты;



- стоимость ПАВ 3-5\$ за 1 кг;
- полимер 4-6\$ за 1 кг;
- стоимость химических реагентов в растворе 50-80\$ за м<sup>3</sup>;

#### 5. Понижение приемистости скважин:

- закупоривание призабойной зоны скважины полимером;
- образование вязких эмульсий;
- образование солей;
- закачка вязкого раствора.

#### 6. Усложнение процесса разработки месторождения:

- процесс подготовки нефти усложняется за счет образования стойких эмульсий;

- соблюдение требований по подготовке закачиваемого раствора;

#### 7. Проблемы логистического характера;

8. Высокая концентрация щелочи способствует образованию солеотложений.

Данная технология является перспективной и может составить конкуренцию тепловым методам увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения ASP обеспечивается рациональным подбором компонентов раствора для условий каждого конкретного месторождения. В Канаде и Китае применение данного метода при полномасштабных испытаниях позволило получить прирост КИН в диапазоне 15-24% [19].

### **1.5.3 Метод закачки растворителя в условиях гравитационного дренажа (Vарех)**

Данный метод является ветвью развития технологии парогравитационного дренажа. Основное различие заключается в том, что вместо пара производят закачку углеводородного растворителя (vapour extraction). Для экономической эффективности целесообразно закачивать растворители, добываемые на соседних месторождениях. Так же, как и в

методе парогравитационного дренажа используются две горизонтальных скважины параллельных друг другу. Верхняя скважина является нагнетательной, через нее производят закачку легких углеводородных растворителей (этана, пропана или бутана), таким образом, создается камера–растворитель. Нефть разжижается за счет диффузии в ней растворителя, далее под действием силы тяжести смесь поступает к добывающей скважине. КИН данного метода составляет до 0,6.

Данный метод может применяться также и для одиночной горизонтальной скважины, различных комбинаций вертикальных и горизонтальных скважин. Использование растворителей позволяет существенно снизить энергозатраты в сравнении с методом парогравитационного дренажа, помимо этого еще одним преимуществом данного метода является возможность применения для пород коллекторов с высоким содержанием глин. Наиболее благоприятными условиями для применения данного метода являются:

- толщина пласта коллектора более 12 м;
- горизонтальная проницаемость более 1 мкм<sup>2</sup>;
- вертикальная проницаемость более 0,2 мкм<sup>2</sup>.

Однако и при использовании этого метода возникают определенные сложности, связанные с прорывом растворителя к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам, это осложняет создание устойчивого фронта вытеснения. Одними из решений являются применение потокоотклоняющих технологий или повышение вязкости самого растворителя. Основными критериями при выборе растворителя для применения в трещинно-поровых коллекторах являются:

- стоимость растворителя;
- состав растворителя (обязательно наличие ПАВ и ароматических УВ);
- вязкость растворителя должна быть достаточна для образования равномерного фронта вытеснения;

- должен быть устойчивым к влиянию низких и высоких температур.

## 1.6 Микробиологические методы

Применение микроорганизмов с целью увеличения КИН впервые была озвучена J.W. Beckman в 1926 г, а лабораторные исследования были проведены позже С.Е. Zobell. Он выяснил, что обработка нефтенасыщенных образцов бактериями способствует вытеснению нефти. Результаты лабораторных и промысловых экспериментов свидетельствуют о том, что продукты жизнедеятельности микробов приводят к закупориванию высокопроницаемых зон и увеличению пластового давления, в результате чего нефть вытесняется из макро-ловушек.

В то же время улучшение эффективности смачивания пород, изменение межфазного натяжения на границе фаз нефть-вода, снижение вязкости пластовой нефти способствует вытеснению нефти из микро-ловушек.

Существуют два направления при увеличении нефтеотдачи биотехнологическими методами. Первое направление связано с закачкой в пласт реагентов произведенный на поверхности, таких как биполимеры, диоксид углерода, растворители, эмульгаторы и т.д. Второе направление связано с использованием продуктов микробиологической жизнедеятельности, получаемых в нефтеносной толще. Второй метод, основанный на жизнедеятельности микроорганизмов, которые делятся на аэробные, для которых необходим кислород, и анаэробные для существования, которых кислород не обязателен. Эти микроорганизмы, используя нефть в качестве органического субстрата, продуцируют ряд веществ, полезных с точки зрения увеличения отдачи пласта:

- спирты, растворители и слабые кислоты, которые приводят к уменьшению вязкости, понижению температуры текучести нефти, а также удаляют парафины и включения тяжелой нефти из пористых пород, увеличивая проницаемость последних;

- биополимеры, которые, растворяясь в воде, повышают ее плотность, облегчают извлечение нефти при использовании технологии заводнения;
- биологические поверхностно-активные вещества, которые делают поверхность нефти более скользкой, уменьшая трение о породы;
- газы, которые увеличивают давление внутри пласта и помогают подвигать нефть к стволу скважины.

Основным промежуточным продуктом в процессе аэробной деградации алканов являются жирные кислоты, которые образуются в результате взаимодействия спиртов и альдегидов.

На практике биodeградация происходит в основном в анаэробных условиях. В процессах аэробной биodeградации кислород выступает как акцептор электронов, образуя воду как конечный продукт, процессы деградации в анаэробной системе зависят от альтернативных акцепторов, таких как сульфаты, нитраты или карбонаты, в конечном итоге образующих сероводород, молекулярный азот, и/или аммоний и метан соответственно. Анаэробная биodeградация – это многоступенчатый процесс, осуществляемый различными группами бактерий.

За одинаковый промежуток времени микроорганизмы потребляют углеводороды в следующем порядке: парафины (~ 90%), асфальтены (~ 8%), смолы (~ 2%). Как правило, в зависимости от молекулярного строения алифатических соединений микробиологической деградации подвергаются н-алканы и алканы изостроения. Устойчивость к биodeградации снижается в ряду: нафтены, изоалканы, алканы нормального строения (рис. 7). Увеличение устойчивости изоалканов к биodeградации происходит с ростом количества ответвлений. Конденсированные полициклические ароматические углеводороды разлагаются по одному кольцу, по похожему механизму, но способность к биологическому разложению, как правило, снижается с увеличением числа колец и увеличением степени конденсирования. [20]

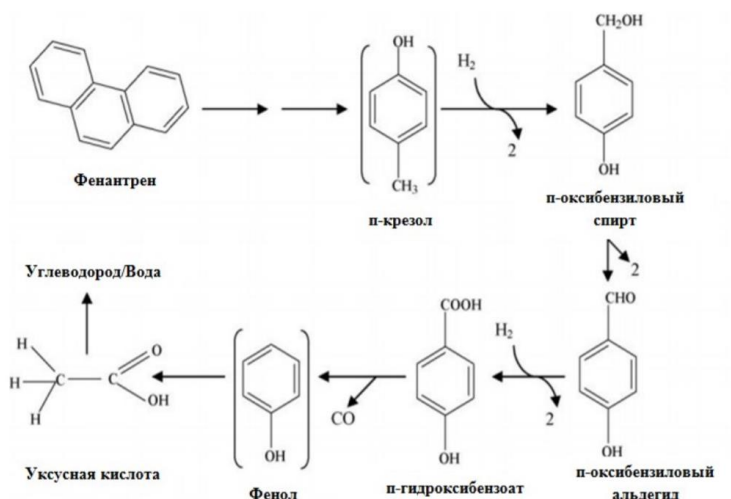


Рисунок 7 – Биодegradация фенантрена в анаэробных условиях с помощью сульфатвосстанавливающих бактерий [20]

Чаще всего используют автохтонные микроорганизмы (способные существовать и развиваться в минерализованной воде). Основной эффект метаболитов, образованных микроорганизмами (например,  $\text{CO}_2$ ), заключается в снижении вязкости нефти и улучшении текучести, в то время как органические кислоты улучшают проницаемость и пористость, растворяя карбонатные отложения, образуя поровые каналы в породе. Скорость микробиологических реакций прямым образом зависит от температуры. Биодegradация нефти протекает при температуре ниже  $80^\circ\text{C}$ , т.к. при более высокой температуре большая часть организмов не могут существовать, только если они не относятся к термофильному типу.

Штамм анаэробных термофильных бактерий Moorelasp, позволили снизить вязкость нефти на 75- 98% при температуре  $60-70^\circ\text{C}$ , тогда как при  $80^\circ\text{C}$  снижение вязкости наблюдалось лишь на 14%.

Наибольший эффект применения данного метода достигается путем введения специально подобранной микрофлоры и веществ для поддержания жизнедеятельности извне, либо активацией микроорганизмов, уже существующих в недрах. Особенностями данных методов является закачка пресной воды в пласт, связано это с тем, что общая численность бактерий и интенсивность процессов их жизнедеятельности в опреснённых водах

значительно выше, чем в минерализованных пластовых. Поэтому в районе нагнетательных скважин аэробные микробиологические процессы протекают интенсивнее, по мере удаления от них содержание кислорода в закаченной пресной воде снижается и реакции нефтеокисления сменяются анаэробными процессами. Необходимо отметить что добавки аммония и фосфатов в условиях понижения минерализации многократно активируют деятельность метанообразующих бактерий.

Преимущество данного метода в том, что факторы, способствующие нефтевытеснению, создаются непосредственно в пласте, что увеличивает их эффективность. Микробиологические методы добычи применяются в качестве альтернативной технологии, так как данный метод не требует потребления большого количества энергии, как термальное воздействие. Бактерии растут со скоростью, увеличивающейся экспоненциально, что способствует быстрому производству большого количества потенциальных продуктов, используя недорогие и возобновляемые ресурсы. К недостаткам данного метода стоит отнести:

- происходит деструкция полимера;
- требуется вода хорошей очистки;
- загрязнение окружающей среды. [20]

## **2 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ И ЗАРУБЕЖОМ**

Выбор того или иного метода увеличения нефтеотдачи зависит от геолого-физических факторов, свойств продуктивного пласта (проницаемость, пористости, степени обводнённости, литологическая составляющая, эффективная толщина), а также от свойств флюида (степень минерализации пластовой воды, плотность и вязкость флюида). Ниже будет рассмотрена применимость микробиологического метода воздействия на пласт на Фёдоровском нефтяном месторождении, ASP заводнение на Западно-Салымском нефтяном месторождении и метод парогравитационного дренажа на нефтяном месторождении Сыныцян.

### **2.1 Опыт применения микробиологического метода воздействия на пласт на Фёдоровском нефтяном месторождении**

Нефтяное месторождение Федоровское в разработке находится уже 47 лет, в связи с этим наблюдается высокое падение добычи нефти на участках с высокой обводненностью. Для поддержания среднего уровня добычи нефти на месторождении применяют различные методы по увеличению нефтеотдачи, такие как: обработка призабойной зоны пласта физико-химическими методами (обработки химическими реагентами, депрессионные методы), химические МУН, перфорационные технологии, ремонтно-изоляционные мероприятия, тепловые МУН и гидродинамические методы. На сегодняшний день существуют очаги месторождения, на которых данные методы уже бессильны, поэтому скважины в этих местах готовятся к ликвидации. Для поддержания добычи нефти на достигнутом уровне на этих участках предлагается широкомасштабное внедрение в практику нефтедобычи Федоровского месторождения прогрессивных методов повышения нефтеотдачи пластов. Одним из таких методов, нашедших широкое применение на месторождениях с низким КИН, а также на сильно

обводненных месторождениях (>65%), является микробиологическое воздействие на пласт в различных его модификациях (закачка сухого активного ила, избыточного активного ила, биокомплексное воздействие). [21]

Наименее затратным методом является закачка сухого активного ила. Активный ил формируется в аэротенках (биосооружения для очистки сточных вод) в процессе биохимической очистки сточных вод и затем после очистки избыточная часть ила удаляется в шламонакопители. Активный ил содержит много ценных органических (70–90 %) и неорганических (10–30%) веществ, а также различных классов микроорганизмы-бактерии.

В работе «Возможность применения микробиологического воздействия на продуктивный пласт для увеличения его нефтеотдачи на Федоровском месторождении» были проведены расчеты по методике, разработанной научно-производственным объединением «Союзнефтепромхим» во главе с Э.М. Юлбарисовым. [22]

Основные показатели, которые рассчитывались, это:

1. Объемы закачки раствора активного ила:

$$V_{САИ} = P_{САИ} \cdot h_{эф} \quad (1)$$

где  $P_{САИ}$  – удельный расход сухого активного ила на 1 м эффективной толщины, ( $m^3/m$ );

$h_{эф}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м.

2. Прогнозируемая накопленная добыча нефти с применением закачки сухого активного ила:

$$Q_{пр.н.нак} = Q_{пр.нак.без} + Q_{нак.доп} \quad (2)$$

где  $Q_{пр.нак.без}$  – прогнозируемая накопленная добыча нефти без применения закачки сухого активного ила к концу  $i$ -го месяца, тыс. т;

$Q_{нак.доп}$  – накопленная дополнительная добыча нефти к концу  $i$ -го месяца, тыс. т.

3. Накопленная дополнительная добыча нефти рассчитывается по формуле:



$$Q_{\text{нак.доп.}} = \sum \Delta q_{ni} \cdot n, \text{ тыс. т} \quad (3)$$

где  $\Delta q_{ni}$  – дополнительная добыча нефти за  $i$ -й месяц, приходящаяся на одну добывающую скважину, (тыс. т);

$n$  – число добывающих скважин, скв.

4. Прогнозируемая накопленная добыча нефти без применения сухого активного ила рассчитывается как:

$$Q_{\text{пр.нак}} = A + B \cdot \left( \frac{100\,000}{Q_{\text{ж.нак.}}} \right), \text{ тыс. т} \quad (4)$$

где  $Q_{\text{ж.нак}}$  – накопленная добыча жидкости, тыс. т;

$A$  и  $B$  – коэффициенты, определяемые статической обработкой (закон распределения случайной величины) фактических данных.

Результаты расчетов по методике представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели участка 314 на 01.01.2014 г. [21]

Дата	Добыча за месяц, тыс. т		Дополнительная добыча нефти за счёт применения САИ, тыс. т
	жидкости	нефти	
Январь 2013			1,706282
Февраль 2013	19,76	0,675	2,433646
Март 2013	20,678	0,879	3,220745
Апрель 2013	25,89	0,765	3,977613
Май 2013	19,889	0,7757	4,842906
Июнь 2013	26,654	0,786	5,720601
Июль 2013	25,675	0,984	6,753533
Август 2013	23,567	0,856	7,491967
Сентябрь 2013	21,532	0,898	8,320885
Октябрь 2013	22,001	0,789	9,076695
Ноябрь 2013	20,564	0,923	9,987848
Декабрь 2013	19,456	0,632	10,60126

На основе расчётов по данной методике построен график (рис. 8), позволяющий оценить эффективность микробиологического метода. [21]

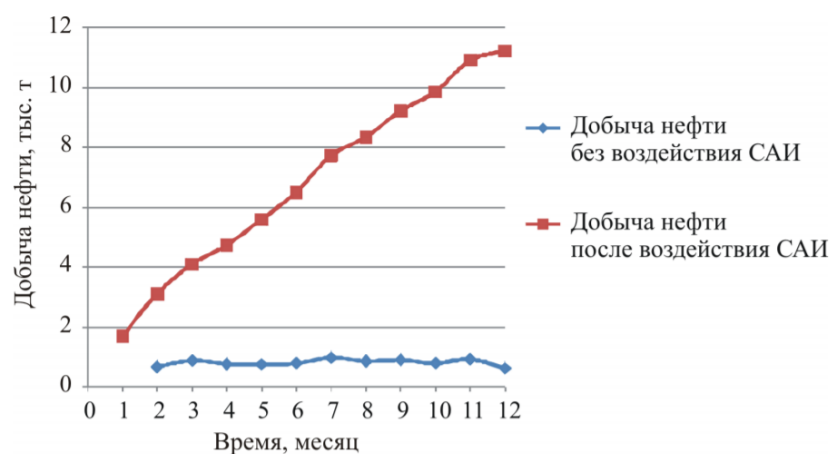


Рисунок 8 – Динамика добычи нефти до и после воздействия САИ [21]

Расчеты по данной методике показали, что за 2013 г. на Федоровском месторождении с очага 314 предположительно можно было бы добыть на 74,13 тыс. т (или на 89 %) нефти больше, чем было добыто.

Таким образом, метод микробиологического воздействия на пласт (закачка сухого активного ила) может положительно повлиять на добычу Федоровского месторождения. [21]

## 2.2 Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП для Западно-Салымского нефтяного месторождения.

В компании «Салым Петролеум Девелопмент» начали впервые применять технологию АСП заводнения. Развитие данного проекта на Западно-Салымском нефтяном месторождении наглядно показана на рисунке 9.

Развитие данного проекта состоит из четырёх этапов:

1. Лабораторные исследования. Выбор ПАВ;
2. Эксперименты на керне
3. Полевые испытания с маркерами, направленных на оптимальный подбор состава для данной технологии;
4. Начало пилотного проекта.

На данный момент компания перешла к четвёртому этапу проекта АСП [24].



Рисунок 9 – Вехи развития проекта АСП для Западно-Салымского месторождения [24]

### **Подбор ПАВ.**

На первом этапе для подбора оптимального раствора АСП, который бы имел высокую эффективность в условиях климата на Западно-Салымском месторождении, было проведено большое количество лабораторных испытаний. Для этого отобраны ПАВ и полимеры, характеризующиеся физико-химической стабильностью при пластовых условиях. Большую важность имели исследования на температурную стабильность ПАВ и полимера, т.к. месторождения Западной Сибири характеризуются высокими пластовыми температурами и низкой минерализацией пластовых вод. Проводимый эксперимент заключался в отстаивании пробирок с водными растворами ПАВ, полимера и химического реагента в печи в течение определенного периода времени (от нескольких недель до нескольких месяцев), затем полученные смеси тестировали на физико-химическую стабильность. Данный этап может быть ускорен при предоставлении компанией-производителем лабораторных данных о стабильности реагентов.

После завершения тестов на стабильность химических реагентов приступают к тестам на водорастворимость компонентов смеси (в общем случае, ПАВ), а также к тестам на фазовое поведение. Целью данного теста является определение способности АСП раствора образовывать микроэмульсии с нефтью. Химические реагенты, с предварительно добавленным раствором соли, выдерживают в пробирках при пластовой температуре. Перед проведением теста на фазовое поведение реагенты смешивают с дегазированной нефтью. Результаты экспериментов представлены на рисунке 10.

Наилучший результат в тесте на фазовое поведение показал ПАВ из ряда внутренних олефин сульфонатов (ВОС), которые обладают большим молекулярным весом, однако плохая растворимость данных ПАВ в воде является их существенным недостатком. Более наглядно это показано на рисунке 10, где можно заметить образование плёнки нерастворившегося ПАВ и расслоение фаз. С целью улучшения водорастворимости в раствор был добавлен изобутанол в качестве растворителя.

Несмотря на добавление в раствор изобутанола, который, в свою очередь, повысил стабильность раствора, расслоение фаз может произойти и при более низких температурах в наземном оборудовании для подготовки раствора АСП. Таким образом, для большей точности результатов тестов на водорастворимость, их необходимо проходить при температурах ниже пластовой.

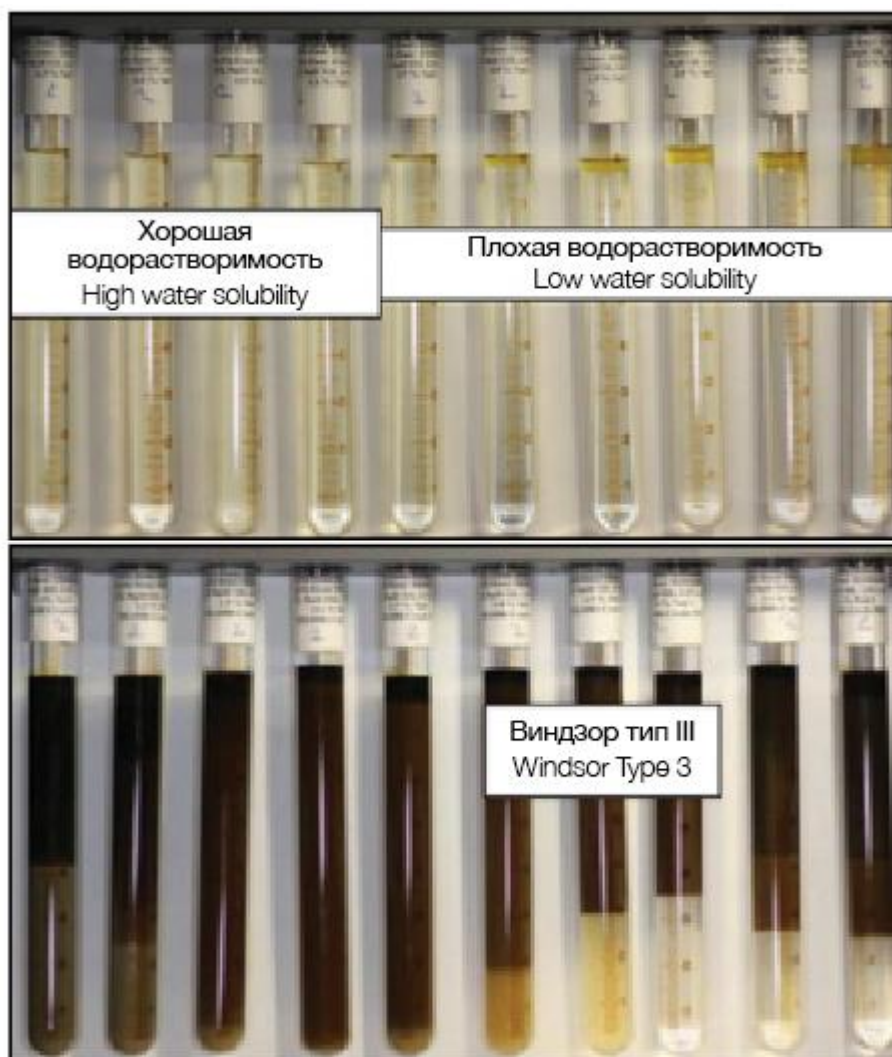


Рисунок 10 – Результаты тестов на водорастворимость и фазовое поведение для условий Западно-Салымского месторождения [24]

### Эксперименты на керне

На втором этапе развития проекта АСП являются лабораторные испытания на керне. В связи с использованием значительного количества химических реагентов такие эксперименты являются более сложными по сравнению с традиционными экспериментами по заводнению керна, а также требуют опытного персонала для их выполнения. Компаниями СПД и “ТомскНИПИ-Нефть” были проведены несколько десятков керновых экспериментов для оптимизации формулы АСП. Параметры и результаты одного из проведённого эксперимента показаны в таблице 2 и рисунке 11.

Таблица 2 – Основные параметры и результаты фильтрационного эксперимента АСП [24]

Проницаемость колонки	50мД
Концентрация компонентов растворов АСП	0,7% ПАВ, 2% кальц. соды, 0,3% полимера
Объём оторочки АСП	40% порового объёма колонки
Концентрация компонентов полимерной оторочки	0,3% полимера
Объём полимерной оторочки	40% порового объёма колонки
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения	33%
Остаточная нефтенасыщенность после заводнения АСП	8-9%
Дополнительный КИН	40%
Потери ПАВ	0,3 мг/г керна
Потери соды	0,4 мг/г керна

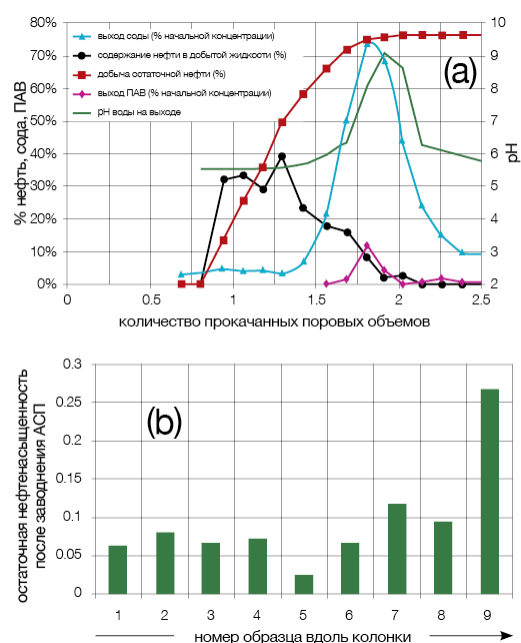


Рисунок 11 – Результаты эксперимента по заводнению АСП на керне.

Результаты по добыче нефти показаны сверху (а) и остаточная нефтенасыщенность после АСП заводнения для каждого из образцов колонки снизу (b) [24]

Последовательность закачки состоит из четырёх этапов:

- традиционное заводнение, в данном случае проводится закачивание пластовой воды. Данный этап продолжается до тех пор, пока из керна не будет вытеснено максимальное количество подвижной нефти. В ходе данного эксперимента остаточная нефтенасыщенность была равна 33%;

- заводнения АСП в объеме 40% от порового объема колонки. После закачивания раствора АСП в керн, происходит продвижение нефти, которая образует нефтяной вал. По итогу на выходе содержание нефти в данном вале составляет 30-40% (рис. 11а);

- заводнения полимером в объеме 40% порового объема керновой колонки, чтобы вытеснить подвижную нефть, образованная в ходе АСП заводнения. Первоначально при закачивании полимера происходит добыча нефти, однако в конце эта же нефть добывается в виде эмульсии;

- постзаводнения – закачка модельной пластовой воды в целях поддержания давления, а также для вытеснения образовавшихся водонефтяных эмульсий и ранее закаченных реагентов.

Проведя данный эксперимент компании удалось добыть больше 75% нефти, которая ранее оставалась в породе в ходе простого заводнения, а также увеличить КИН до 40%. В ходе данного эксперимента также было выявлено, что расходы ПАВ и щёлочи (кальцинированная сода) значительно превысили изначально предполагаемые затраты на них. Это связано с увеличением остаточной нефтенасыщенности в ходе заводнения ASP, в тех образках, которые ближе расположены к концу колонки. Наглядно можно увидеть на рисунке 11б.

На основании результатов таких лабораторных исследований было решено применить данную рецептуру АСП для проведения полевого испытания с маркерами на одной скважине.

### **Полевое испытание с маркерами**

Основной целью полевого испытания с маркерами является оценка приемистости нагнетательных скважин, эффективность и приобретение опыта использования ASP заводнения. Сравнивая остаточную нефтенасыщенность до применения технологии ASP и после можно оценить эффективность проведения данного мероприятия. Остаточную нефтенасыщенность можно измерить путём закачки водных растворов, которые содержат маркеры.

Маркером в данном исследовании был этилацетат или сокращённо EtAc. Используемый маркер был распределён между неподвижной фазой нефти, расположенной в ПЗП нагнетательной скважины, которая охвачена ASP заводнением и подвижной фазой, состоящая из смеси пластовой и закаченной воды. Использование этилацетата в водном растворе позволяет снизить скорость проникновения его в пласт. Как только закачают определённый объём данной оторочки в нагнетательную скважину, то её закрывают на несколько дней. После чего маркер продолжает распределяться между фазами, и в дальнейшем этилацетат оставшейся в водной фазе превращается в этанол (EtOH). Данный процесс протекает в результате реакции гидролиза. Растворимость спирта в нефти очень мала, поэтому он в большей степени останется в водной фазе. Далее протекает процесс откачки закаченной жидкости с использованием насосов и уже в лаборатории проводят измерения концентрации этилацетата и спирта в добытой жидкости. После измерения концентраций проводят вычисления по определению усреднённой остаточной нефтенасыщенности. Поскольку спирт плохо растворим в нефти, то его извлечение происходит раньше извлечения EtAc, который в большей мере находится в нефти. Измерение концентраций в идеальном случае это есть две кривые в виде колоколов, которые сдвинуты на определённое расстояние друг относительно друга (рис. 12).

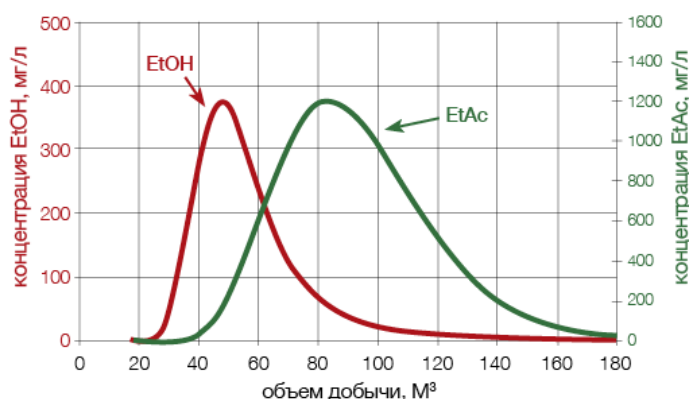


Рисунок 12 – Результаты идеального теста с маркерами [24]

По расстоянию между пиками можно оценить остаточную нефтенасыщенность: чем больше это расстояние, тем больше остаточная



нефтенасыщенность. Однако на практике на форму и расстояние между реальными кривыми влияют такие факторы, как наличие перетоков между пластами, постоянный гидролиз EtAc, перераспределение жидкостей вследствие закрытия скважины, влияние соседних скважин ППД, после чего может произойти смещение фаз. Перечисленные факторы могут оказывать влияние при интерпретации данных, что в итоге приведет к большей погрешности.

Данные факторы вызывают сложности в ходе интерпретации данных, в свою очередь это ведёт к большей погрешности. Снизить погрешность можно благодаря добавлению в раствор ещё одного маркера пропанола, он являлся маркером EtAc. (рис. 13).

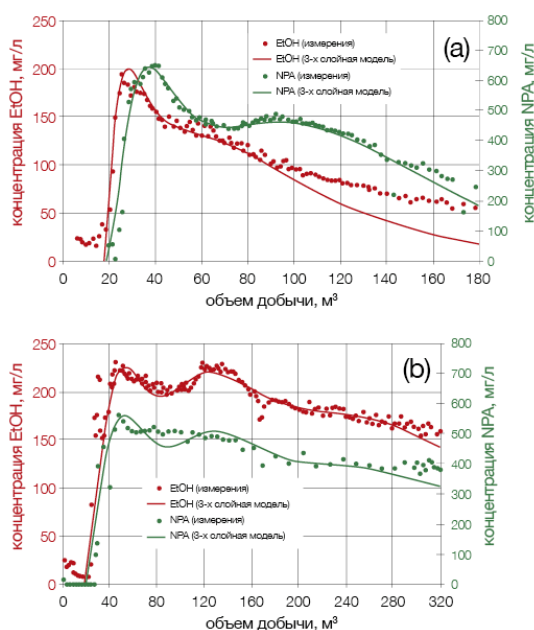


Рисунок 13 – Результаты полевого испытания маркерами до и после АСП заводнения [24]

На рисунке 13 показаны результаты интерпретации данных в ходе полевых испытаний с маркерами. Для сравнения остаточной нефтенасыщенности были проведены исследования до использования ASP заводнения (рис. 13а) и после (рис. 13б). Данные концентрации маркеров были использованы для интерпретации гидродинамических и аналитических моделей. Как видно на рисунке 13 разница между пиками до использования ASP заводнения значительно больше, чем разница между после применения

данной технологии. Проанализировав данные кривые пришли к выводу, что при ASP закачивании остаточная нефтенасыщенность снизилась с 23% до 2%. Значительное снижение остаточной нефтенасыщенности подтвердила эффективность применения данного вида заводнения в полевых условиях с выбранным составом реагентов. В ходе данных исследований компанией было принято решение использовать ASP заводнение с данной рецептурой в дальнейшем для полноценного пилотного проекта. [23]

Таким образом, подбор реагентов ASP для месторождения состоит из 4-х этапов: 1) скрининг, термическая и химическая стабильность; 2) подбор активных ПАВ для достижения низкого поверхностного натяжения; 3) оптимизация рецептуры АСП с использованием фильтрационных экспериментов на керне; 4) проверка работы химического раствора АСП в полевых условиях. СПД успешно провела данные этапы за 4 года. [24]

## **2.3 Анализ эффективности применения метода парагравитационного дренажа на месторождении Сыньцзян (Xinjiang)**

### **2.3.1 Модель скорости расширения паровой камеры в методе парагравитационного дренажа**

С тех пор как в 2001 году был запущен в производство первый коммерческий проект парового гравитационного дренажа Foster Creek, в Канаде было реализовано более 30 проектов. В Китае метод парагравитационного дренажа был успешно применён на нефтяных месторождениях Ляохэ и Синьцзян. SAGD – это метод повышения нефтеотдачи пластов за счет использования пара для подачи тепла в пласт через горизонтальную нагнетательную скважину, с последующим стеканием пластовой нефти в добывающую скважину, расположенной под нагнетательной.

Во время процесса пар, закачиваемый из верхней скважины, образует паровую камеру, после чего пар начинает конденсироваться, передавая тепло

нефти и пласту, окружающие её. Далее нефть начинает стекать вниз в добывающую скважину под действием силы тяжести. Нефть находящаяся вокруг паровой камеры непрерывно стекает, в следствии чего камера будет расширяться.

Эффективность данного метода может быть оценена определением скорости расширения паровой камеры.

По-видимому, изучение таких ключевых параметров, как форма и скорость расширения паровой камеры, имеет большое значение для прогнозирования границы паровой камеры. В настоящее время для исследования расширения паровой камеры широко используются три метода: численное моделирование, 4D-микросейсмика и анализ данных полученных, наблюдательной скважиной. Анализа данных при численном моделировании считается очень трудоёмким процессом, который занимает очень много времени. 4D микросейсмический метод имеет низкую точность при вертикальной интерпретации данных, но относительно высокую точность интерпретации в горизонтальном направлении расширения паровой камеры. Тем не менее, этот метод не получил широкого распространения, поскольку интервал мониторинга велик и составляет более одного года. Метод, основанный на получении данных, наблюдательной скважины путем размещения термодатчика в скважине может отражать расширение паровой камеры в реальном времени и является основным источником получения данных о развитии паровой камеры.

Mazdairani, Fan и Chen установили температурную зависимость на краю паровой камеры на основе теории теплопроводности, но не дали соответствующего метода расчета скорости расширения паровой камеры. В данной работе, используя температурные данные наблюдательной скважины, было создано две модели и соответствующие методы расчета горизонтальной скорости расширения паровой камеры, основанные на теории теплопроводности, методе температуры наблюдательной скважины и

температуры на краю паровой камеры. С помощью этих методов можно предсказать распределение температуры в дренажной зоне. [25]

## 1. Скорость расширения паровой камеры

### 1.1 Основные допущения

Процесс расширения паровой камеры можно разделить на три стадии: восходящая стадия (начало дренирования), боковая расширяющаяся стадия (пик дренирования) и падающая стадия (конец дренажа, когда камера достигает границы пласта или группы скважин) (рис. 14).

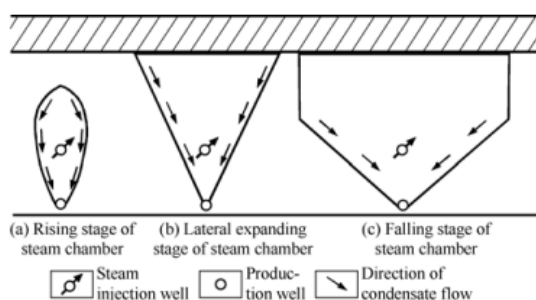


Рисунок 14 – Схематическое представление роста паровой камеры [25]

Были сделаны следующие предположения для изучения роста паровой камеры в боковом направлении вдоль верхней части резервуара:

1. Паровая камера, достигнув верхней части резервуара, расширяется в обе стороны.
2. Рассмотрено одномерное расширение по нормали к передней кромке паровой камеры.
3. Теплопередача только в направлении, перпендикулярном внешнему краю паровой камеры, а именно 1D теплопередача.
4. Пар и холодная нефть движутся плоским фронтом с постоянной скоростью.
5. Учитывается только теплопередача, перпендикулярная внешнему краю паровой камеры, а конвекция - нет.
6. В определенный момент система находится в квазистационарном состоянии, т.е. паровая камера движется с постоянной скоростью вдоль нормального направления кромки.

7. Потери тепла в процессе потока тяжелой нефти не учитываются.
8. Коэффициент теплопроводности и теплоемкость резервуара не меняются с температурой.

Исходя из вышеизложенных предположений, переднюю кромку паровой камеры можно упростить, как показано на рисунке 15.

Согласно упрощенной схематической диаграмме расширения паровой камеры, можно получить распределение температуры в области дренирования на передней кромке. [26]

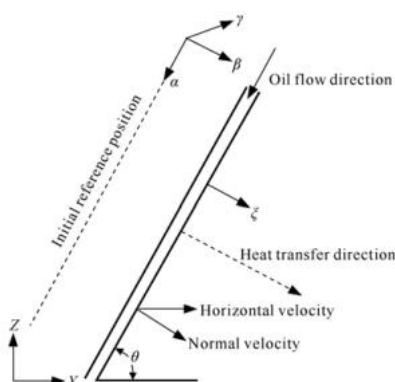


Рисунок 15 – Схематическое изображение роста паровой камеры [25]

## 1.2 Распределение температуры на краю паровой камеры

Теплообмен на передней кромке паровой камеры SAGD находится в квазистационарном состоянии, и дифференциальное уравнение теплопроводности может быть выражено как:

$$\left[ \frac{\partial}{\partial \alpha} \left( K \frac{\partial T}{\partial \alpha} \right) + \frac{\partial}{\partial \beta} \left( K \frac{\partial T}{\partial \beta} \right) + \frac{\partial}{\partial \gamma} \left( K \frac{\partial T}{\partial \gamma} \right) \right] = \rho C \left( \frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad (5)$$

где  $\alpha$  представляет собой тангенциальное направление границы раздела паровой камеры,  $\beta$  представляет нормальное направление границы раздела паровой камеры, а  $\gamma$  - направление, параллельное оси горизонтальной скважины. Температуры в направлениях  $\alpha$  и  $\gamma$  постоянны, поэтому уравнение (5) можно упростить как:

$$K \frac{\partial^2 T}{\partial \beta^2} = \rho C \left( \frac{\partial T}{\partial t} \right) \quad (6)$$

Чтобы упростить процесс решения, вводится переменная  $\xi$  (видимое расстояние), а скорость расширения паровой камеры  $U\xi$  является постоянной в данный момент времени согласно гипотезе:

$$\xi = \beta - \int_0^t U_\xi dt = \beta - U_\xi t \quad (7)$$

Частный дифференциал  $\beta$  в уравнении. (6) заменяется на  $\xi$ :

$$\frac{\partial^2 T}{\partial \beta^2} = \frac{\partial^2 T}{\partial \xi^2} \quad (8)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -U_\xi \frac{\partial T}{\partial \xi} \quad (9)$$

Уравнения (8) и (9) подставляются в уравнение. (6), и мы можем получить:

$$K \frac{\partial^2 T}{\partial \xi^2} + U_\xi \rho C \left( \frac{\partial T}{\partial \xi} \right) = 0 \quad (10)$$

Из уравнения. (10) и граничные условия:

$$\begin{cases} T(\infty) = T_r \\ T(0) = T_s \end{cases} \quad (11)$$

Далее можем получить функцию распределения температуры на краю паровой камеры:

$$\xi = \frac{K}{U_\xi \rho C} \ln \frac{T_s - T_r}{T - T_r} \quad (12)$$

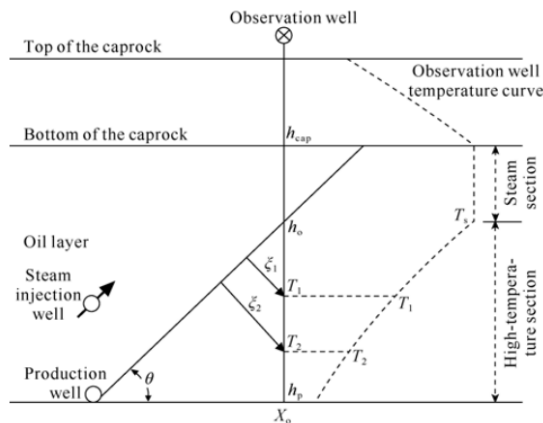


Рисунок 16 – Принципиальная схема температуры наблюдательной скважины

[25]

### 1.3 Скорость расширения паровой камеры

Из уравнения по формуле (12) скорость расширения паровой камеры может быть рассчитана с учетом положения наблюдательной скважины, температуры паровой камеры и резервуара. В одной и той же наблюдательной скважине могут быть измерены температуры на разных глубинах высокотемпературного участка, как показано на рисунке 14. В то же время корреляция между расстоянием и температурой границы раздела дренажа на двух глубинах может быть выражена как:

$$\begin{cases} \xi_1 = \frac{K}{U_\xi \rho C} \ln \frac{T_s - T_r}{T_1 - T_r} \\ \xi_2 = \frac{K}{U_\xi \rho C} \ln \frac{T_s - T_r}{T_2 - T_r} \end{cases} \quad (13)$$

где  $\xi$  можно рассчитать по глубине:

$$\begin{cases} \xi_1 = (h_1 - h_0) \cos \theta \\ \xi_2 = (h_2 - h_0) \cos \theta \end{cases} \quad (14)$$

Вычитая от  $\xi_2 - \xi_1$  и комбинируя с системой уравнений (13), получаем упрощённое уравнение:

$$(h_2 - h_0) \cos \theta = \frac{K}{U_\xi \rho C} \ln \frac{T_1 - T_r}{T_2 - T_r} \quad (15)$$

Уравнение (15) можно записать как:

$$U_\xi = \frac{K}{\rho C (h_2 - h_1) \cos \theta} \ln \frac{T_1 - T_r}{T_2 - T_r} \quad (16)$$

После измерения температуры скорость расширения паровой камеры может быть рассчитана по формуле (16).

Теплоемкость коллектора связана с теплоемкостью его породы и жидкости и может быть рассчитана с помощью уравнения ниже (17):

$$M = \rho C = (1 - \phi)(\rho C)_r + \phi[S_0(\rho C)_0 + S_w(\rho C)_w] \quad (17)$$

Подставляя уравнение (17) в уравнение (16) можно получить скорость горизонтального расширения паровой камеры, рассчитанную по температурному методу наблюдательной скважины:

$$U_{x1} = \frac{U_{\xi}}{\sin \theta} = \frac{K}{M(h_2 - h_1) \sin \theta \cos \theta} \ln \frac{T_1 - T_r}{T_2 - T_r} \quad (18)$$

## **2. Схема расширения и расчет скорости расширения паровой камеры.**

### **2.1 Измерение температуры паровой камеры в типовых наблюдательных скважинах**

Чтобы изучить характер изменения температуры в наблюдательных скважинах и проверить метод расчета, была создана геологическая модель двух горизонтальных скважин основанные на методе парагравитационного дренажа А (параметры показаны в таблице 3) на блоке Fengcheng, месторождение Синьцзян. Для моделирования скважины расширения паровой камеры сетка была спроектирована с размерами 0,5 м × 0,5 м × 0,5 м и имела 20 × 201 × 30 узлов. С учетом равномерного расширения паровой камеры вдоль горизонтальной скважины, для уменьшения количества сеток, длина горизонтального участка была спроектирована на уровне 10 м, а расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами по вертикали было установлено на уровне 5 м. Профиль расширения паровой камеры по годам показан на рисунке 17.

Паровая камера расширяется в три этапа: этап подъема, этап бокового расширения и этап опускания. Теоретическая модель показывает, что паровая камера поднимается к кровле коллектора через год после пуска нагнетательной скважины. Со второго по четвертый год происходит латеральное расширение паровой камеры, и в конечном итоге она расширится до заданной границы коллектора. [25]

Наклонный дренажный интерфейс не является очевидным на стадии подъема паровой камеры и постепенно приближается к теоретическому на стадии бокового расширения паровой камеры (рис. 17).



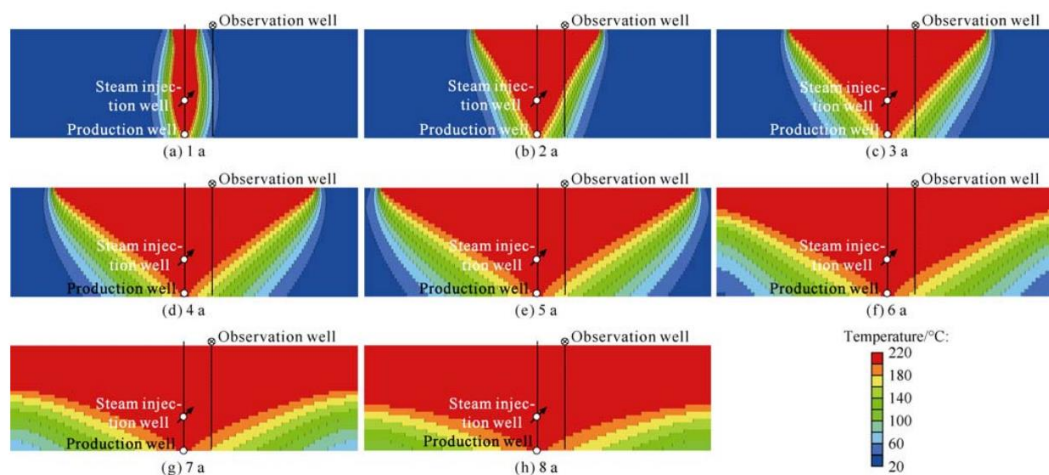


Рисунок 17 – Рост паровой камеры [25]

Температура дренажной поверхности зависит от рабочей температуры паровой камеры и текучести нагретой нефти, которая связана с проницаемостью (в вертикальном и горизонтальном направлении) коллектора, вязкостью и относительной плотностью нефти при высоких температурах. Обычно эта температура лежит в интервале от 120 до 260°C.

График показывает, что различные изолинии температуры на границе раздела дренажа примерно параллельны. Более того, изолинии температуры вблизи добывающей скважины более разрежены, чем изолинии в верхней части пласта, что вызвано длительной теплопередачей теплоносителя между нагнетательной и добывающей скважинами к близлежащему пласту (рис. 18).

Таблица 3. Параметры пласта и скважин.

Параметры	Значения	Параметры	Значения
Пористость	32%	Мощность нефтенасыщенного пласта	15 м
Проницаемость	2000 Д	Мощность перекрывающего пласта	10 м
Нефтенасыщенность	75%	Мощность подстилающего пласта	5 м
Глубина залегания кровли пласта	200 м	Расстояние между скважинами	5 м
Начальная температура	20°C	Давление в паровой камере	2 МПа
Пластовое давление	2 МПа	Протяженность горизонтального участка	400 м
Вязкость нефти (50°C)	2·10 <sup>4</sup> мПа·с		

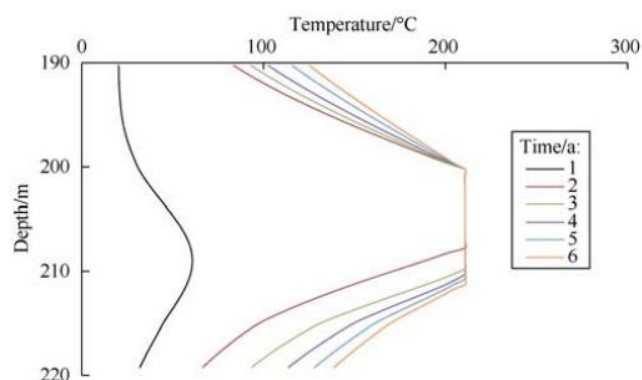


Рисунок 18 – Температурные кривые в разные периоды разработки [26]

В восьми метрах от была установлена одна наблюдательная скважина для изучения характера изменения температуры в ней. На рисунке 18 показаны температурные кривые наблюдений в течение многих лет, типичная температурная кривая паровой камеры имеет отчетливую паровую секцию и участок с высокой температурой (80 – 210 °С). В первый год паровая камера находится в стадии бокового расширения. Наблюдательная скважина находится близко к паровой камере, поэтому наблюдался участок с высокой температурой; по мере того как передняя кромка паровой камеры постепенно расширяется в обе стороны, температура вблизи наблюдательной скважины повышается до 210 °С из-за теплопроводности пара во второй год. Между тем передняя кромка паровой камеры постепенно представляет собой прямую дренажную границу, которая образует угол  $\theta$  с горизонтальной плоскостью, аналогичный гипотезе Батлера;  $\theta$  уменьшается во время стадии расширения паровой камеры и стадии падения начиная со 2-го по 6-й год.

Изменение температуры рядом с наблюдательной скважиной в блоке Чжун 32 показано на рисунке 19, что хорошо согласуется с результатом моделирования типичных пар скважин. По прямому участку кривой, рассчитывали скорость расширения паровой камеры и определяли положение передней кромки. [26]

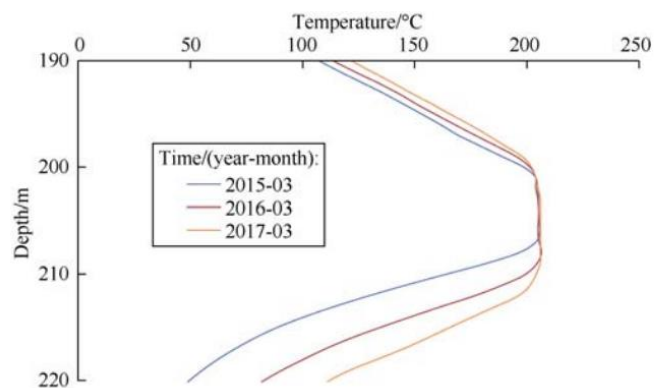


Рисунок 19 – Температурные кривые месторождения Xinjiang в разные периоды разработки [26]

## 2.2 Основные параметры для расчета скорости расширения паровой камеры

### 2.2.1 Теплопроводность и теплоемкость пород-коллекторов

Теплопроводность и теплоемкость горных пород с флюидом должны быть заданы до расчета скорости расширения паровой камеры. Свойства пласта приведены в таблице 2: пористость 32%, нефтенасыщенность 75%, коэффициент теплопроводности  $1,73 \times 10^5$  Дж/(м·д·К). Подставляя их в уравнение (13), рассчитанная тепловая мощность резервуара составила  $1,93 \times 10^6$  Дж/(м<sup>3</sup>·К).

### 2.2.2 Угол наклона расположение передней кромки паровой камеры

Свойства пласта и флюида указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Свойства пласта и пластового флюида

Параметры	Плотность (кг/м <sup>3</sup> )	Удельная теплоёмкость (Дж·кг <sup>-1</sup> ·К <sup>-1</sup> )
Песчаник	1800	960
Высоковязкая нефть	980	1770
Вода	1000	4200

Температура в 200 °С соответствует зоне, при которой наблюдается максимальная подвижность нефти. Когда температура в наблюдательной скважине становится равной температуре паровой камеры, это указывает на то, что передняя кромка паровой камеры прошла через наблюдательную

скважину, и параметры паровой камеры могут быть рассчитаны с помощью уравнений.

Для вычисления глубины пересечения ( $h_0$ ) между наблюдательной скважиной и зоной дренирования логарифмический член в уравнении (12) был определен как функция температуры:

$$\psi = \ln \frac{T_1 - T_r}{T_2 - T_r} \quad (19)$$

Как показано на рисунке 14, угол наклона дренажной зоны может быть выражен следующим образом.

$$\theta = \arctan \left( \frac{h_p - h_0}{X_0} \right) \quad (20)$$

Аналогично, горизонтальное смещение паровой камеры может быть выражено следующим образом:

$$S = \frac{h_p - h_{cap}}{\tan \theta} \quad (21)$$

При вычислении положения передней кромки в два различных периода времени скорость расширения паровой камеры может быть выражена как:

$$U_{x2} = \frac{S_2 - S_1}{t_2 - t_1} \quad (22)$$

По данным, собранным в 2015 году, температурная функция в высокотемпературной зоне наблюдательной скважины представляет линейную зависимость от глубины (рис. 19). В соответствии со значением функции температуры, соответствующим 200 °С, глубина пересечения между наблюдательной скважиной и передней кромкой паровой камеры рассчитывается на уровне 207,2 м. Расстояние между наблюдательной скважиной и группой скважин SAGD составляет 8,0 м, а вертикальное положение горизонтальной эксплуатационной скважины соответствует глубине 215 м в наблюдательной скважине. Затем угол наклона дренажной зоны рассчитывается на уровне 44,27° в соответствии с уравнением (20), которое заменяется на уравнение (18), и, таким образом, скорость расширения

паровой камеры рассчитывается на уровне  $2,04 \times 10^{-2}$  м/сут. Положение паровой камеры в верхней части резервуара может быть определено с учетом положения добывающей скважины, угла наклона дренажной зоны на передней кромке паровой камеры и глубины добывающей скважины. Кроме того, из уравнения (21) горизонтальное смещение паровой камеры после двух лет эксплуатации равно 15,4 м. [26]

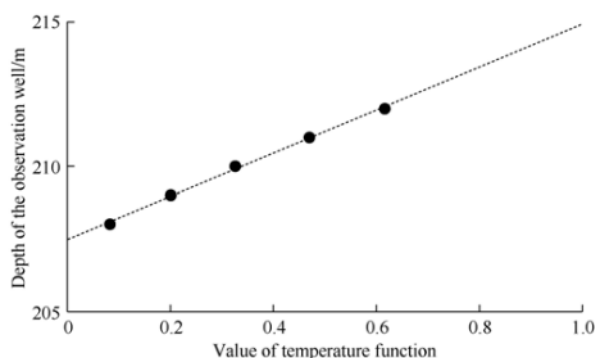


Рисунок 20 – Распределение температуры в зависимости от глубины [27]

### 2.3 Сравнение скорости горизонтального расширения паровой камеры, рассчитанной двумя методами

Сравнивая положение и скорость расширения паровой камеры в разные периоды, установлено, что паровая камера расширяется быстрее на начальной стадии. Скорость горизонтального расширения паровой камеры замедляется по мере продолжения эксплуатации (рис. 20). Скорость горизонтального расширения в 2016 году, рассчитанная методом наблюдательной скважины (уравнение 18), составляет  $2,04 \times 10^{-2}$  м/сут, что приближено к средней скорости  $2,00 \times 10^{-2}$  м/сут по методу передней кромки (уравнение 22). При высоком рабочем давлении скорость расширения паровой камеры выше. В целом скорость расширения, рассчитанная методом температуры наблюдательной скважины, отличается от скорости расширения, рассчитанной методом кромки паровой камеры. Основная причина заключается в том, что первое-это мгновенное значение, которое отражает скорость, соответствующую температуре в определенное время; в то время как второе-это среднее значение за два смежных периода времени, которое

связано с частотой мониторинга. Эти два значения могут быть взаимно проверены путем сравнения (рис. 21).

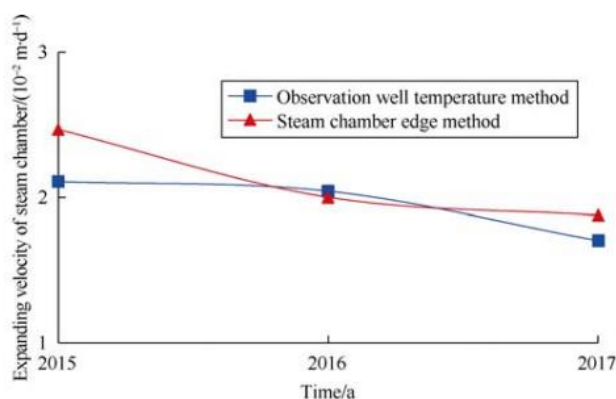


Рисунок 21 – Сравнение скорости расширения паровой камеры, полученные двумя методами

### 3. Оценка дебита на основе скорости расширения паровой камеры

В традиционной формуле Батлера в пиковый период производства скорость является постоянной. Этот упрощенный метод не учитывает изменение скорости расширения паровой камеры. Подставляя скорость горизонтального расширения паровой камеры ( $u_\xi$ ) в нетрадиционную формулу Батлера, мы можем получить:

$$q = \frac{2K_0 g \lambda L \sin \theta}{m v_s U_\xi} \quad (23)$$

Подставив уравнение (18) в уравнение (23), можно получить

$$q = \frac{2K_0 g \lambda L}{m v_s U_{x1}} \quad (24)$$

В зависимости от скорости расширения паровой камеры в разное время могут быть рассчитаны соответствующие дебиты. Расчетный уровень добычи в апреле 2015 года составляет 48,07 м<sup>3</sup>/сут, что хорошо согласуется с фактическим уровнем добычи в 47,00 м<sup>3</sup>/сут (рис. 22). Основные параметры пласта представлены в таблице 3, а параметры для расчёта представлены в таблице 5. Следует отметить, что вертикальное и горизонтальное расширение паровой камеры неравномерны из-за неоднородности резервуара.

Таблица 5 – Параметры для расчета дебита сверхтяжелой нефти при методе парагравитационного дренажа.

Параметры	Значения
Температурный коэффициент вязкости	4,2
Ускорение свободного падения	9,81 м/с <sup>2</sup>
Коэффициент термодиффузии	8,97·10 <sup>-2</sup> м <sup>2</sup> /д
Кинематическая вязкость	5·10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с
Протяженность горизонтального участка	400 м
Фазовая проницаемость по нефти	400 Д
Эффективный горизонтальный участок	350 м
Горизонтальная скорость расширения паровой камеры	2,1·10 <sup>-2</sup> м/д

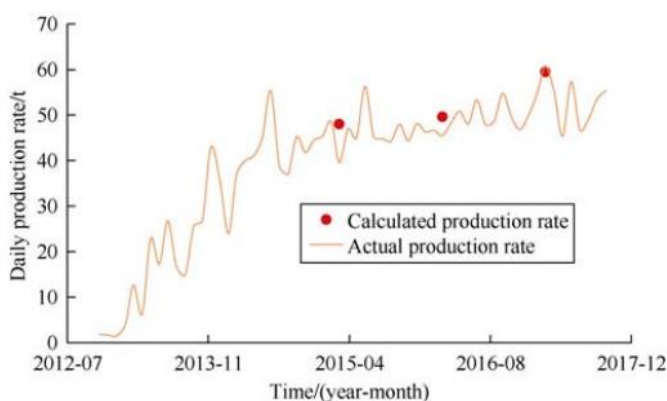


Рисунок 22 – Сравнение теоретического и фактического дебита [26]

### Заключение по разделу

Температурная функция высокотемпературной зоны имеет линейную зависимость от глубины, что закладывает основу для дальнейшего прогнозирования расширения паровой камеры и угла ее наклона.

На разных стадиях применения метода парагравитационного дренажа, скорость расширения паровой камеры различна, максимальная скорость при этом наблюдается на ранних стадиях. По мере продолжения производства скорость расширения паровой камеры замедляется. Скорость расширения, рассчитанная двумя методами – методом температуры наблюдательной скважины и методом кромки паровой камеры, хорошо согласуется с фактическим производственным результатом.

Формулы для расчета скорости расширения паровой камеры могут быть использованы для прогнозирования распределения температуры, передней кромки паровой камеры и дебита в разное время.

По сравнению с фактическими данными добычи на нефтяном месторождении Синьцзян, скорость расширения паровой камеры, рассчитанная методом температуры наблюдательной скважины и методом кромки паровой камеры, надежна, что может обеспечить теоретическую основу для применения данного метода на нефтяном месторождении.



**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Гулниязову Арслану

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, нормы амортизационных отчислений.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации ставка налога на прибыль 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

**Перечень графического материала:**

1. Карта сегментирования рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	1.04.2021
---	-----------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7Г	Гулниязов Арслан		

### **3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.**

На сегодняшний день очень важно в процессе исследования кроме выявления его научной новизны и вклада в развитие отрасли, кроме проведения технических расчётов и разработки новых технологических решений, позволяющих улучшить параметры процесса или установки, ещё и рассмотреть выполняемую работу с точки зрения финансового менеджмента.

Финансовый менеджмент позволяет понять будет ли востребована новая разработка на рынке, целесообразность её внедрения и отвечает на вопросы коммерческой ценности исследования.

Следовательно, главной целью изучаемого раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» считается проектирование и создание современных конкурентоспособных методик и технологий, соответствующих требованиям эффективности и ресурсосбережения [27].

Чтобы достичь указанной цели в настоящей работе были поставлены следующие задачи:

- Выявление коммерческого потенциала и перспективности НИ;
- Применение технологии QuaD
- Осуществление SWOT-анализа;
- Обоснования экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.

#### **1.2 Потенциальные потребители результатов исследования**

Анализ целевого рынка необходим для исследования потребителей результатов научного исследования, а также стоит дифференцировать его на сегменты.

Под целевым рынком в данном случае понимается доля рынка, в рамках которой будет реализовываться инновационное мероприятие. А сегментом

рынка принято считать некую группу лиц, товаров и компаний, которые имеют общие признаки.

В случае исследования технологии тепловых методов увеличения нефтеотдачи будем рассматривать рынок на основе сравнения этой технологии с другими третичными методами. Сегментирование рассмотрим по двум параметрам: по глубине залегания залежи и по вязкости нефти, которые указаны в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от глубины залежи

		Третичные МУН			
		Тепловые	Газовые	Микробиологические	Физико-химические
Глубина залегания залежи	до 1000 м				
	1000 – 2000 м				
	Более 2000 м				

Таблица 7 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от вязкости нефти

		Третичные МУН			
		Тепловые	Газовые	Биологические	Физико-химические
Глубина залегания залежи	Средневязкие				
	Высоковязкие				
	Сверхвязкие				

В таблицах 6 и 7 для тепловых МУН сегментирование осуществлено с помощью закрашивания ячеек более и менее насыщенным цветом. Чем насыщеннее цвет, тем больше подходит данный МУН к выбранной категории, соответственно, наоборот – чем менее насыщенной цвет, тем меньше подходит технология к рассматриваемой категории. В таблице 7 средневязкие нефти соответствуют значениям от 10 до 50 сПз, высоковязкие – от 50 до 200 сПз, сверхвязкие – более 200 сПз.

Таким образом, по приведенным таблицам можно сделать вывод, что хоть тепловые методы среди остальных третичных МУН имеют самый маленький диапазон по применяем глубинам, всё же очень востребованы ввиду возможности применения для нефтей с большой вязкостью. Как уже говорилось в начале настоящей работы, доля нормальной нефти становится всё меньше и меньше, при этом остаётся достаточное количество залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Одна из основных причин сложности добычи нефти из таких залежей – её высокая вязкость, с чем крайне эффективно справляются тепловые МУН.

### 1.3 Анализ конкурентных технических решений

Учитывая, что рынок находится в постоянном развитии, необходимо проводить систематический и детальный анализ конкурентной эволюции рынка. Проведение такого анализа поможет компании внести коррективы, чтобы лучше конкурировать с конкурентами. При этом необходимо трезво оценивать сильные и слабые стороны конкурентных проектов (таблица 8).

Оценка конкурентных технических решений с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения дает возможность проанализировать эффективность научной разработки и выявить перспективные направления, а также помогает вносить коррективы в научное исследование на основе сравнения изучаемой технологии с конкурирующими. Для расчета конкурентных технических решений используют формулу, которая имеет следующий вид [27]:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (25)$$

где  $K$  – уровень конкурентных преимуществ конкурента или исследования;  $V_i$  – вес критерия;  $B_i$  – балл  $i$ -го критерия.

Таблица 8 – Карта сопоставления конкурентных технических решений

Единица оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентноспособность			
		$B_{\Gamma}$	$B_{\Gamma}$	$B_{\delta}$	$B_{\phi}$	$K_{\Gamma}$	$K_{\Gamma}$	$K_{\delta}$	$K_{\phi/x}$

Технические аспекты оценки ресурсоэффективности									
Дополнительный прирост добычи	0,2	5	4	5	4	1	0,8	1	0,8
Требуемое количество персонала	0,05	3	4	5	4	0,15	0,2	0,15	0,2
Риск аварии	0,09	3	4	3	3	0,27	0,36	0,27	0,27
Сложность технологии	0,04	2	3	3	2	0,08	0,12	0,12	0,08
Зависимость от условий	0,09	2	4	5	4	0,18	0,36	0,45	0,36
Негативный эффект на посл. добычу	0,14	4	3	2	4	0,56	0,42	0,28	0,56
Экономические аспекты оценки эффективности									
Стоимость обслуживания технологии	0,1	3	4	5	4	0,3	0,4	0,5	0,4
Себестоимость добываемой нефти	0,14	3	4	2	4	0,42	0,56	0,28	0,56
Конкурентоспособность технологии	0,15	5	3	3	4	0,75	0,45	0,45	0,6
ИТОГО	1	30	33	33	33	3,71	3,67	3,5	3,83

Таким образом, по приведенной таблице видно, что основными особенностями для теплового метода воздействия являются: с точки зрения технических критериев оценки ресурсоэффективности – дополнительная добыча нефти; с точки зрения экономических критериев оценки эффективности – конкурентоспособность (как уже говорилось в предыдущей главе и показано в таблице 7, тепловые МУН – наиболее эффективный метод воздействия на высоковязкую нефть среди других третичных методов увеличения нефтеотдачи). Помимо положительных моментов из приведенной таблицы видно, что по остальным параметрам тепловые МУН уступают.

#### 1.4 Технология QuaD

Суть метода QuaD заключается в расчете средневзвешенных показателей оценки коммерческого потенциала разработки и оценки её качества. Оценка по данной технологии подразумевает использование 100 бальной шкалы.

Далее стоит отметить, что при оценке качества и перспективности проекта в соответствии с технологией QuaD, необходимо использовать формулу, представленную ниже.

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i \quad (26)$$

где  $P_{cp}$  – конкурентные преимущества конкурента или предлагаемой разработки;

$V_i$  – вес критерия;

$B_i$  – балл  $i$ -го критерия.

Важно подчеркнуть, что совокупная величина всех критериев оценки должна быть равна 1.

Далее необходимо имеющиеся данные представить в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Карта сопоставления конкурентных технических решений на основании QuaD

Единица оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительная величина (3/4)	Средневзвешанная величина (5x2)
<b>Критерии оценки качества разработки</b>					
Дополнительный прирост добычи	0,2	85	100	0,85	17
Требуемое количество персонала	0,05	45	100	0,45	2,25
Риск аварии	0,09	45	100	0,45	4,05
Сложность технологии	0,04	50	100	0,50	2
Зависимость от условий	0,09	30	100	0,30	2,7
Негативный эффект на посл. добычу	0,14	80	100	0,80	11,2
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
Стоимость обслуживания технологии	0,1	55	100		5,5
Себестоимость добываемой нефти	0,14	45	100		6,3
Конкурентоспособность технологии	0,15	90	100		13,5
<b>ИТОГО</b>	<b>1</b>				<b>64,5</b>

Важным показателем в данной технологии является показатель  $P_{cp}$ , поскольку именно на его основе появляется возможность судить о возможностях разработки, а вместе с тем и об уровне качества исследования. На основании таблицы 9 видно, что данный показатель составил 64,5.

Таким образом, можно резюмировать, что перспективность данной разработки находится на уровне немного выше среднего. Из этого значения

можно сделать вывод о количестве необходимых в проект инвестиций. Помимо этого, технология QuaD позволяет рассмотреть различные особенности термического метода воздействия, понять, на что уделить внимание, какие параметры установок развивать.

### **1.5 SWOT-анализ**

SWOT-анализ - это всесторонний анализ для любого исследования. SWOT-анализ необходим в том случае, когда стоит изучить внешнюю и внутреннюю среды исследуемого проекта. При этом важно отметить, что данный анализ состоит из ряда стадий.

На первой стадии описываются сильные и слабые стороны проекта, определяются его возможности и угрозы [27].

После разработки 4 полей SWOT проводится следующий шаг аналитической работы.

На второй стадии сильные и слабые стороны проекта сопоставляются с внешней средой.

Обычно SWOT-анализ упрощается для заполнения так называемой "матрицы SWOT-анализа". Преимущества и недостатки, а также возможности и угрозы рынка перечислены в соответствующих единицах матрицы. Матрица SWOT-анализа предоставляет менеджерам структурированное информационное поле, в котором они могут осуществлять стратегическую навигацию и принимать решения.

SWOT-анализ обычно начинается с изучения возможностей компании и рисков микросреды. Основная цель SWOT исследования микроокружения – понять новые маркетинговые возможности. Бизнес-возможности ранжируются в соответствии с их привлекательностью и вероятностью успеха. Компания, работающая наиболее эффективно, способна создать максимальную ценность продукта для потребителя.

Таблица 10 – Матрица сильных и слабых сторон проекта

Сильные стороны							
		C1	C2	C3	C4	C5	C6
Возможности	B1	+	+	-	+	-	0
	B2	-	+	-	+	-	-
	B3	+	-	-	-	-	+
	B4	-	-	-	-	-	+
	B5	+	+	-	+	-	0
Слабые стороны							
Угрозы	У1	+	+	-	-	-	0
	У2	-	+	0	-	0	-
	У3	0	0	-	+	+	-
	У4	0	+	-	-	-	+
	У5	+	+	-	+	-	+

Далее приведены результаты анализа таблицы 10, по которым можно определить направление реализации НИ: B1C1C2C4, B5C1C2C4.

После полученных данных следует третий этап SWOT-анализа. Он заключается в совмещении первых двух этапов, а его результаты представляются в виде итоговой таблицы SWOT-анализа, находящейся в приложении А.

Таким образом, проведённый SWOT-анализ помогает определить дальнейший вектор развития работы и структуру проекта – его внешнюю и внутреннюю среду. Например, по таблице выше можно сделать заключение, что ввиду уменьшающегося количества легкодоступной нефти будет расти спрос на трудноизвлекаемую нефть.

Однако тепловые методы требуют значительных материальных затрат, а также исследований перед применением, что говорит о необходимости не широкого распространения уже имеющихся устаревших технологий, а о попытке внедрить на волне повышения спроса новые методы и установки. Такая стратегия позволит не только в дальнейшем повсеместно распространить методы термического воздействия и захватить рынок высоковязкой нефти, но и потенциально использовать разработанные методы для добычи нормальной нефти или при разработке других случаев трудноизвлекаемой нефти (не только высоковязкой).



## 1.6 Анализ экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт

Прирост дебита не означает, что данное мероприятие окупилось, для этого необходим анализ экономической эффективности, который позволяет оценить прибыль или убыток при внедрении данной техники и технологии. В данном разделе будут приведены экономические расчёты для теплового метода интенсификации притока воздействием горячей воды на пласт в течении трёх лет. Будут проведены следующие расчёты, представленные в таблице 11:

1. Вычисление эффективности затрат на проведение мероприятия;
2. оценка чувствительности проекта.

Таблица 11 – Исходные показатели для выполнения расчета экономической эффективности мероприятия

Наименование	Единица измерения	Величина показателя
Стоимость инновационной меры	тыс.руб.	3370
Годовая нефтедобыча	тыс. т	450
Среднегодовая стоимость основных производственных фондов	млн. руб.	6944,5
Сокращение среднегодового производства	ед	0,03
Средний коэффициент добычи нефти из нефтяных скважин	ед	0,94
Себестоимость нефтедобычи	руб/т	1989
Цена за одну тонну нефти	руб	36662,7
Номинальные переменные затраты как процент от цены на нефть	%	58,1
Дисконтная ставка	%	13
Число скважин, на которых применялись инновационные разработки	ед	27
Среднее количество сотрудников	чел	170
Среднее увеличение суточной добычи на скважину после начала инновационной деятельности	т/сут	1,5
Период действия технологии	лет	3

### 1.6.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели

Подчеркнем, что внедрение инновационной разработки в процесс нефтедобычи, будет иметь положительный эффект, следовательно, повысится объем добытой нефти. Для прогнозирования данного показателя применяется формула, которая представлена ниже.

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\Sigma} \cdot N \quad (27)$$

где  $\Delta q$  – среднее увеличение суточной добычи на скважину после начала инновационной деятельности, т/сут.;

$T$  – период эксплуатации скважины в год, сут. В рамках данной работы, данный показатель будет равен 365 дней;

$N$  – число скважин, на которых применялись инновационные разработки, ед.;

$K_{\Sigma}$  – средний коэффициент добычи нефти из нефтяных скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 1,5 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 27 = 13895,5 \text{ т} \cdot \text{скв}$$

Стоит отметить прямую взаимосвязь нефтедобычи и производительности труда персонала. Для того, чтобы оценить данное соотношение необходимо воспользоваться формулой, приведенной ниже.

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_{н}}{Ч_{ппп}} \quad (28)$$

где  $\Delta ПТ$  – увеличение производительности труда, руб./чел;

$\Delta Q$  – прирост нефтедобычи, т;

$Ц_{н}$  – цена 1 тонны нефти, руб. (в рамках данной работы стоимость одной тонны нефти учитывается на 02.05.2021 г.)

$Ч_{ппп}$  – среднее количество персонала, чел;

$$\Delta ПТ = \frac{13895,5 \cdot 36662,7}{170} = 2\,996\,744 \text{ руб./чел}$$

Вместе с тем, при повышении объемов нефтедобычи соответственно увеличится показатель. Для расчета фондоотдачи используют следующую формулу:

$$\Delta\Phi_{\text{отд}} = \frac{\Delta Q_t \cdot \Pi_n}{\Phi_{\text{опф}}} \quad (29)$$

где  $\Delta\Phi_{\text{отд}}$  – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{\text{опф}}$  – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta\Phi_{\text{отд}} = \frac{13895,5 \cdot 36662,7}{6944,5 \cdot 10^6} = 0,07 \text{ т} \cdot \text{скв}$$

Сокращение себестоимости нефтедобычи обусловлено увеличением или снижением условно-постоянных затрат на единицу продукции. Для того чтобы рационально проанализировать данный показатель и рассчитать его, применим формулу, указанную ниже.

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left( \frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right) \quad (30)$$

где  $\Delta C$  – сокращение себестоимости нефтедобычи;

$Z_{\text{пост}}$  – условно-постоянные затраты нефтедобычи, руб.;

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (31)$$

где  $C$  – себестоимость нефтедобычи, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$  – номинальные переменные затраты как процент от цены на нефть, %

$Q$  – годовая нефтедобыча, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 450 \cdot 1989 \cdot \frac{100 - 58,1}{100} = 375 \, 026 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta C = 375 \, 026 \cdot \left( \frac{1}{450} - \frac{1}{450 + 13,9} \right) = 27 \text{ руб/т}$$

Также очевидным является тот факт, что повышение абсолютной прибыли взаимосвязано с повышением объемов реализации добытой нефти.

$$\Delta\Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_p \cdot (\Pi_n - (C - \Delta C)) \quad (32)$$

где  $\Delta\Pi_{\text{рп}}$  – прирост прибыли от реализации добытой нефти, руб.;

$\Delta Q_p$  – дополнительно реализованная нефть, тонн;

$C$  – себестоимость нефтедобычи, руб./тонн;

$\Delta C$  – сокращение себестоимости нефтепродуктов, руб./тонн.

$$\Delta P_{pp} = 13\,895,5 \cdot (36662,7 - (1989 - 27)) = 482,2 \text{ млн. р}$$

Чистая прибыль тесно взаимосвязана с прибылью от реализации нефти, и на основании произведенных ранее расчетов, можно сказать, что она также увеличится.

$$\Delta P_{ч} = \Delta P_{pp} - N_{pp} \quad (33)$$

где  $N_{pp}$  – показатель налога на прибыль предприятия, руб.

$$\Delta P_{ч} = 482,2 - (482,2 \cdot 0,2) = 385,8 \text{ млн. руб.}$$

Таким образом, были рассчитаны все технико-экономические показатели внедрения инновационной разработки нефтедобычи.

### 1.6.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

В связи с тем, что нефтедобыча сокращается в последующие годы после внедрения инновационной разработки, то величину избыточной добычи нефти рассчитаем далее:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N \quad (34)$$

$$\Delta Q_2 = 1.455 \cdot 365 \cdot 0.94 \cdot 27 = 13,48 \text{ тыс. т}$$

$$\Delta Q_3 = 1.411 \cdot 0.94 \cdot 27 = 13,07 \text{ тыс. т}$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Стоит отметить, что расчет увеличения среднесуточного дебита в течение 2 и 3 года проводится на основании среднегодового коэффициента снижения нефтедобычи.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{п})$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{п})$$

$$\Delta q_2 = 1.5 - (1.5 \cdot 0.03) = 1.455 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = 1,455 - (1,455 \cdot 0,03) = 1,411$$

Для того, чтобы рассчитать показатель прироста выручки от внедрения инновационного мероприятия за t-й год, как правило, используют формулу, которая имеет следующий вид:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{н} \quad (35)$$

где  $\Delta Q$  – дополнительная нефтедобыча в  $t$ -м году, тонн;

$C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 13,89 \cdot 36662,7 = 509\,449 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_2 = 13,48 \cdot 36662,7 = 494\,165 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta B_3 = 13,07 \cdot 36662,7 = 479\,341 \text{ тыс. руб.}$$

Данный показатель рассчитывается для каждого временного периода, для последующего анализа инновационной разработки.

Показатель текущих затрат включает в себя два аспекта затрат: затраты на внедрение разработки, а также условно-переменные затраты. Для расчета данного критерия используем формулу, указанную ниже.

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп}t} + Z_{\text{мер}} \quad (36)$$

где  $\Delta Z_{\text{доп}}$  – условно-переменные затраты на дополнительную нефтедобычу в  $t$ -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$  – затраты на реализацию проекта, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп}t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (37)$$

где  $C$  – себестоимость нефтедобычи, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$  – объем условно-переменных затрат, %

$$\Delta Z_{\text{доп}1} = 13,89 \cdot 1989 \cdot \frac{58,1}{100} = 16\,057,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп}2} = 13,48 \cdot 1989 \cdot \frac{58,1}{100} = 15\,576,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп}3} = 13,07 \cdot 1989 \cdot \frac{58,1}{100} = 15\,108,8 \text{ тыс. руб.}$$

Для того, чтобы рассчитать затраты на внедрение инновационного мероприятия воспользуемся формулой, следующего вида:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot T_{\text{разр}} \cdot N_{\text{н.скв}} + C_{\text{об}} \quad (38)$$

$C_{\text{мер}}$  – стоимость реализованного мероприятия за весь период (за три года 91 000 тыс руб.)

где  $N_{\text{н.скв}}$  – число скважин, для которых происходит внедрение инновационного решения, ед.

$C_{об.}$  – стоимость котельного оборудования KSK SGB-H12 500. Результаты расчётов котельной установки для 27 скважин, в которые закачивается горячая вода представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов для котельной установки KSK SGB-H-12 500 на месторождении X

Параметры	KSK SGB-H-12 500
Удельная энергия, для поддержания расхода, Вт/кг	0,82
Время выработки энергии для нагрева воды при заданном расходе, ч	309
Время на максимальной мощности для 27 скважин, ч	4624
Расход топлива за этой время, кг	3 190 069
Затраты на топливо, тыс. руб	75 000
Затраты на электроэнергию, тыс. руб	16 000
Затраты на электроэнергию, тыс. руб	91 000

$$Z_{мер} = 3370 \cdot 1000 \cdot 27 + 19\,000\,000 = 109\,990 \text{ тыс. руб.}$$

$Z_{мер.}$  было найдено для всего рассматриваемого периода: 3года.

Таким образом, рассчитаем общие затраты, которые обусловлены дополнительной нефтедобычей за t-й год. Для этого применяется формула:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{доп1} + Z_{мер} = 126\,047,8 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления обычно распределяются на все года по равным долям, однако в формуле при определении  $Z_{мер}$  включены затраты на оборудование, поэтому общие затраты в первый год значительно выше затрат второго и третьего года.

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{доп2} = 15\,576,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{доп3} = 15\,108 \text{ тыс. руб.}$$

В деятельности любого предприятия важно правильно и корректно рассчитывать величину налогов. В связи с этим считаем необходимым рассчитать налогооблагаемую прибыль за t-й год. Результатом данных расчетов станет показатель налога на прибыль. В данном случае применяется формула, указанная ниже.

$$\Delta \Pi_{н/облт} = \Delta B_t - \Delta Z_t \quad (39)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

$\Delta Z_t$  – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta\Pi_{н/обл1} = 383\,401,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл2} = 478\,589,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta\Pi_{н/обл3} = 464\,231 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{пт} = \frac{\Delta\Pi_{н/облт} \cdot N_{пр}}{100} \quad (40)$$

где  $N_{пр}$  – ставка налога на прибыль, %

$$\Delta H_{пт1} = 252\,576,3 \cdot 0,2 = 76\,680,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{пт2} = 478\,589,6 \cdot 0,2 = 95\,717,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta H_{пт3} = 464\,589,6 \cdot 0,2 = 92\,846,4 \text{ тыс. руб.}$$

На основании нижеприведенной формулы можно произвести расчет прироста годовых денежных средств. Таким образом, рассчитаем данный показатель для всех 3х лет.

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta\Pi_{н/облт} - H_t \quad (41)$$

$$\Delta ДП_1 = 306\,721,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 382\,871,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 371\,385,5 \text{ тыс. руб.}$$

Также важным показателем при оценке инновационных проектов является поток наличных денежных средств. Он рассчитывается как разница прироста годовых денежных средств и капитальных вложений за исследуемый период. Как правило, период равен одному календарному году.

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - KB_t \quad (42)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 306\,721,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 382\,871,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 371\,385,5 \text{ тыс. руб.}$$

По формуле, указанной ниже определяется накопленный поток наличных денежных средств:

$$нПДН_t = \sum ПДН_t \quad (43)$$

$$нПДН_1 = \Delta ДП_1 = 306\,721,1 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = 389\,592,8 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_3 = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = 1\,060\,978,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет дисконтированного потока наличных денежных средств производится на основании формулы, указанной далее.

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t} \quad (44)$$

где  $i$  – дисконтная ставка.

Данный показатель также рассчитывается по каждому временному периоду отдельно. Таким образом, мы получили три показателя.

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{202\,061,1}{1+0,13} = 271\,434,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{382\,871,7}{1+0,13} = 299\,844,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{371\,385,5}{1+0,13} = 257\,388,8 \text{ тыс. руб.}$$

На основании нижеприведенной формулы рассчитывается чистая текущая стоимость:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t \quad (45)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 271\,434,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 571\,279,3 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 828\,668 \text{ тыс. руб.}$$

Для большей наглядности и удобства аналитической части экономической эффективности реализации проекта, все полученные результаты сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	13,9	13,5	13,1
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	509 449,2	494 165,7	479 340,7
Текущие затраты, тыс. руб.	126 047,8	15 576,1	15 108,8
Прирост прибыли, тыс. руб.	383 401,3	478 589,6	464 231,9
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	76 680,3	95 717,9	92 846,4
Накопленный поток наличных денежных средств, тыс. руб.	306 721,1	689 592,8	1 060 978,3
Дисконтированный поток наличных денежных средств, тыс. руб.	271 434,6	299 844,7	257 388,8



Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	271 434,6	571 279,3	828 668,1
-------------------------------------	-----------	-----------	-----------

### 1.6.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Для того, чтобы проанализировать чувствительность NPV необходимы следующие показатели: сокращение объёма нефтедобычи, повышение капиталовложений, сокращение или повышение текущих расходов (таблица 14).

Таблица 14 – Анализ чувствительности проекта

Наименование	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра
Сокращение объёма нефтедобычи на 20%	271434,6	201573,9	-69860,7	25,7	1,3
Повышение капиталовложений на 20%	271434,6	258551	-12883,6	4,7	0,2
Рост текущих затрат на 20%	271434,6	253587,1	-17847,5	6,6	0,3
Снижение текущих затрат на 20%	271434,6	289282,1	17847,5	6,6	0,3

Полученные данные необходимы для изображения лучевой диаграммы, которая отражена на рисунке 23. Данная диаграмма является комплексной системой графиков, которые изменяются при одном независимом показателе. Таким образом, происходит оценка финансово-экономических показателей.

Таблица 15 – Двустороннее влияние изменяемых параметров на значение ЧТС

	-20%	0	20%
Объем	1,3	0,0	-1,3
Капиталовложения	-0,2	0,0	0,2
Текущие затраты	-0,3	0,0	0,3

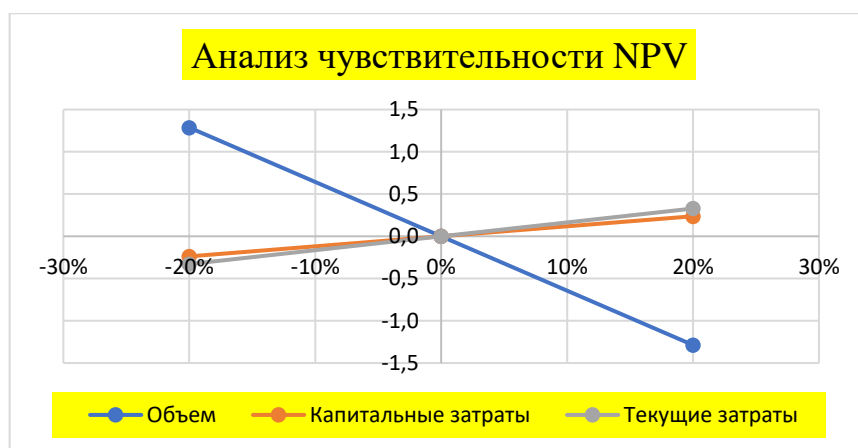


Рисунок 23 – Анализ чувствительности NPV проекта

Помимо этого, вывод по эффективности мероприятия можно сделать по индексу прибыльности – PI. PI представляет собой показатель относительной рентабельности будущих операций и приведенную стоимость всех доходов на единицу инвестиций.

$$PI = \frac{NPV}{З_{мер}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{разр}} ДПДН_t}{З_{мер}} = 7,5 \quad (46)$$

Поскольку индекс прибыльности больше 1, то значит данное вложение в мероприятие по закачке горячей воды в пласт является эффективным.

Далее рассчитаем срок окупаемости проекта по формуле:

$$PI = \frac{З_{мер}}{ДПДН_{ср}} = \frac{З_{мер}}{\frac{\sum_{t=1}^{T_{разр}} ДПДН_t}{T_{разр}}} = 146 \text{ дней} \quad (47)$$

### 1.7 Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт

Результаты расчётов показали, что при внедрении мероприятия увеличивается рентабельность разработки месторождения X. Изначально перспектива проекта была оценена с помощью QuaD технологии, согласно которой рентабельность оценивается чуть выше средней. Существенным минусом данного мероприятия является высокая себестоимость продукции, в следствии чего угрозой данному проекту может служить разработка кардинально новой технологии, которая будет экономичнее и эффективнее

изучаемой, также отраженной в SWOT анализе. Несмотря на существенные затраты, мероприятие может окупиться меньше чем за полгода, с учётом цены 1т нефти = 36662,7 р.  $PI = 7,5$  также доказывает эффективность проведения данного мероприятия.

Кроме того, проведенное исследование чувствительности проекта к возможным изменениям, которое наглядно демонстрирует, что основным и самым зависимым для рентабельности проекта параметром является дополнительная добыча нефти. Этот и подобные факты говорят о правильности распределения оценок веса параметра в анализе конкурентных технических решений и технологии QuaD.

Также анализ чувствительности даёт данные о слабых сторонах и потенциальных угрозах при использовании термического воздействия горячей водой. Так по изменению экономических показателей при увеличении капитальных затрат на 20% можно отследить степень влияния данного параметра на проект в целом: по таблице 9 видно, что разница ЧТС составит 12883,6 тыс. руб. в то время как увеличение текущих затрат на 20% ведёт к уменьшению ЧТС на 17 847,5 тыс. руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Гулниязову Арслану

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Комплексная оценка методов увеличения нефтеотдачи при разработке пластов с высоковязкой нефтью</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: тепловые методы увеличения нефтеотдачи Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования</p> <p>ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005</p> <p>Федеральный закон об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний № 125-</p>

	ФЗ 24.07.1998N 45-ФЗ) ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – загрязнение воздушной среды; – повышенная температура воздуха Опасные факторы: – электрический ток; – высокая температура материальных объектов
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: продукты сгорания: оксид азота, оксид углерода, сажа, несгоревшие углеводороды, диоксид серы, сероводород, метиловый спирт и смеси углеводородов. Гидросфера: отбор воды для закачки в больших количествах; загрязнение нефтью и водой с хим. веществами. Литосфера: загрязнение почвы водой с хим. веществами, реагентами, закачиваемыми в пласт, нефтью (только в случае аварий и утечек).
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: сейсмическая активность, в результате повреждения структуры залежи и дальнейшего повышения давления при закачке теплоносителя; прорыв водо- и нефтенесущих коммуникаций; утечки из фланцевых соединений; возгорание котельных и парогенераторных установок; взрыв котельных и парогенераторных установок; газонефтеводопроявление. Наиболее типичные ЧС: разрыв трубопровода при закачке пара под высоким давлением, утечки из фланцевых соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.04.2021
--	-----------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	–		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Гулниязов Арслан		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В соответствии с темой ВКР, в данной главе будет рассматриваться рабочее место оператора ДНГ. Применение холодных методов при интенсификации нефти менее опасны в сравнении с тепловыми, поэтому акцент будет уделён второму. Исследование данной работы с точки зрения социальной ответственности позволит выявить такие необходимые аспекты как опасные и вредные производственные факторы (установление причины их возникновения, определение допустимых значений и способов защиты), влияние технологий на атмосферу, гидросферу и литосферу, а также чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть в ходе работы.

### **4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Основным законодательным актом, который устанавливает гарантии осуществления прав трудящихся на охрану труда и обеспечивает единый порядок регулирования отношений в области охраны труда между работодателем и работником является Трудовой Кодекс РФ [28]. В частности, важны главы 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям». Стоит отметить, что вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности в нефтяной и газовой промышленности регламентируются ещё и другими документами, помимо Трудового Кодекса РФ [29, 30, 31, 32, 33]. Для работы в районах, приравненных к Крайнему Северу, характерны определенные особенности, например, режим рабочего времени, оплата труда, надбавки (региональные и за стаж), социальные гарантии, а также вопросы охраны труда. Стоит отметить ещё и статью 109 Трудового Кодекса РФ, в которой сказано, что работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха,

которые включаются в рабочее время. Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При расположении элементов рабочего места должно быть предусмотрена защита оператора от влияния вредных и опасных производственных факторов, а также возможность экстренно покинуть пультовое помещение. При размещении органов управления необходимо выполнять требования: органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля; наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля; органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз [34]. Определение зоны досягаемости моторного поля регламентируется ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [35]. Также должна обеспечиваться эргономичная конструкция различных управляющих механизмов пульта: выключатели и переключатели типа «Тумблер» [36], клавишные, кнопочные [37] и поворотные [38] выключатели и переключатели.

## **4.2 Производственная безопасность**

Для идентификации потенциальных факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [39]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды необходимо представлен ниже в виде таблицы 16.

Таблица 16 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Отклонение показателей физического состояния воздуха	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [40] ГН 2.2.5.3532-18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.[41]
2.Повышенное значение напряжения в электрической цепи	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.[42] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [43]
3.Повышенная температура воздуха окружающей среды	-	+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарноэпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [44] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [45]
4.Повышенная температура материальных объектов	+	+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [44] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [45]

Ниже будут рассмотрены допустимые нормы воздействия для теплого времени года, поскольку в зимнее время тепловые методы могут быть приостановлены.

### 4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Отклонение показателей физического состояния воздуха.



Источник возникновения фактора: ППУ и ППУА при работе выбрасывают отработанные газы через выхлопную трубу. Следовательно, окружающая среда рабочего места оказывается сильно загрязнена.

Выхлопные газы состоят из различных газообразных веществ, большинство из которых токсичны. Их воздействие на организм человека вызывает раздражение слизистых оболочек глаз и дыхательных путей; приводит к развитию заболеваний дыхательной системы; отрицательно сказывается на нервной и сердечной сосудистой системах; провоцирует головную боль, слабость, тошноту.

Допустимые нормы загрязненности воздуха приведены в ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ приложении №2 [40]. Более полно ПДК будет рассмотрено ниже – в таблице 5 в разделе «Экологическая безопасность».

Для индивидуальной защиты используются средства защиты органов дыхания. Данный класс защитных средств включает в себя респираторы, противогазы, дыхательные аппараты. Для защиты органов дыхания от воздействия рассматриваемого вредного фактора целесообразно применять фильтрующие средства защиты.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Источниками возникновения фактора могут служить как электрические цепи котельных установок, идущие от систем, осуществляющих контроль и управление процессом, так и кабель для скважинного электронагревателя, по котором передаётся очень большое напряжение.

Проходя через организм человека, электрический ток производит термическое, электролитическое, механическое и биологическое действие. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения согласно ГОСТ 12.1.038-82 приведены в таблице 17.

Согласно «Правила устройства электроустановок» основными мерами электробезопасности являются: изоляция токопроводящих элементов (рабочая, двойная, усиленная); заземление; зануление; защитное отключение.

К индивидуальным средствам защиты можно отнести использование элементов одежды (перчаток и обуви), выполненных из токонепроводящих материалов.

Таблица 17 – Предельно допустимые значения напряжений [39]

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный 50 Гц	U, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	I, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Постоянный	U, В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	I, мА												15

### 3. Повышенная температура воздуха окружающей среды.

При нагреве теплоносителя, элементы самих установок тоже нагреваются, из-за конвекции нагревается воздух. При повышении температуры окружающего воздуха происходит нарушение терморегуляции в организме человека, начинается гипертермия. Допустимые нормы температуры воздуха окружающей среды, согласно СанПиН 2.2.4.3359–16 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Допустимые показатели температуры воздуха [40]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин
Тёплый	Ia (до 139)	21,-22,9	25,1-28,0
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0
	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0

Для снижения опасности воздействия тепловых излучений используют такое средство коллективной защиты, как воздушное душирование. Средства индивидуальной защиты – спецодежда из трудно воздухопроницаемых материалов – сукна, брезента или льняных тканей. Также для поддержания водного баланса в организме обеспечивают питьевой режим.

#### 4. Повышенная температура материальных объектов.

Источниками возникновения фактора являются всё те же источники, что и для предыдущего фактора. Наиболее распространенным результатом воздействия повышенной температуры материальных объектов на организм человека являются ожоги. Допустимые нормы температуры поверхностей согласно СанПиН 2.2.4.3359–16 приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимые показатели температуры поверхностей [40]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура поверхностей, °С
Тёплый	Ia (до 139)	20,0-29,0
	Iб (140-174)	19,0-29,0
	IIa (175-232)	17,0-28,0
	IIб (233-290)	15,0-28,0
	III (более 290)	14,0-27,0

Для снижения опасности воздействия тепловых излучений используют такие средства коллективной защиты, как уменьшение интенсивности излучения источника, защитное экранирование источника или рабочего места. Средства индивидуальной защиты включают в себя спецодежду из трудновоспламеняемых и воздухопроницаемых материалов – сукна, брезента или льняных тканей и спецобувью. В горячих цехах для поддержания водного баланса в организме обеспечивают питьевой режим.

#### **4.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

Для снижения воздействия выявленных вредных и опасных производственных можно использовать такие методы, как например:

Располагать передвижные парогенераторные установки вдали от производственных помещений, чтобы отработанные газы выходили не на рабочее место; покрывать установки теплоизоляционным материалом, чтобы

предотвратить тепловое излучение; обеспечивать повышенную вентиляцию помещения; перевести работу установки на дистанционный режим.

Требования безопасности регламентируются документами: инструкция по охране труда для машиниста паровой передвижной установки; инструкция по охране труда при проведении паротепловых обработок объектов паровой передвижной ППУА–1600/100; инструкция по охране труда машинистов котельных установок.

#### 4.5 Экологическая безопасность

##### *Защита атмосферы:*

Основными источниками загрязнения являются передвижные парогенераторные установки, полустационарные и стационарные парогенераторные установки, и котельные установки. В ходе работы установки вырабатывают выхлопные газы. Нормы на загрязнение регламентируются содержанием в воздухе компонентов выхлопных газов – таблица 20.

Таблица 20 – ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны [41]

Наименование вещества	CAS	Формула	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Преимущественное агрегативное состояние	Класс опасности	Действие на организм
Оксид углерода	630-08-0	CO	20	п	4	О
Диоксид азота	10102-44-0	NO <sub>2</sub>	2	п	3	О
Оксид азота			5	п	3	О
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>		C <sub>2</sub> - 10H <sub>6</sub> - 24	900	п	4	
Сажа			4	а	3	Ф, К
Диоксид серы+	7446-09-5	O <sub>2</sub> S	10	п	3	
Тетраэтилсвинец +	78-00-2	C <sub>8</sub> H 20Pb	0,005	п	1	О
Диоксид углерода	124-38-9	CO <sub>2</sub>	27000	п	4	
Бенз[а]пирен	50-32-8	C <sub>20</sub> H <sub>12</sub>	0,0001 5	а	1	К

Условные обозначения: п - пары и/или газы; а - аэрозоль; О - вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе; А - вещества, способные вызывать аллергические заболевания в производственных условиях; К - канцерогены; Ф - аэрозоли преимущественно фиброгенного действия. Для защиты атмосферы от выбросов следует применять следующие аппараты и устройства: – сухие пылеуловители (циклоны, фильтры, электрофильтры и адсорберы). Также могут быть использованы более современные двигатели, в которых бы происходил процесс полного сжигания используемой примеси, при которых даже если и образуются вредные вещества, которые загрязняют атмосферу, но ПДК в несколько раз меньше, указанного в таблице 20.

#### *Защита гидросферы:*

Основным влиянием от технологии на гидросферу является то, что для осуществления технологии проводится забор воды из местных источников: рек, озёр. Данное действие может привести к нарушению экосистемы. Другим аспектом является то, что рядом с местными источниками воды могут проходить нефтяные коммуникации. Несмотря на то, что нефтепроводы запроектированы с усиленной гидроизоляцией, вероятность их порыва не исключается.

*Нормы на загрязнения:* Нормы на загрязнение регламентируются РД 39-0147098-005-88. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти [46]. В этом документе устанавливаются пределы для загрязнения нефтью и нефтепродуктами – 0,05 мг/д.

К методам защиты гидросферы от прорывов трубопроводов, содержащих нефть можно отнести дополнительную гидроизоляционную защиту, регулярные плановые проверки трубопроводов на предмет механических повреждений, коррозии, а также автоматическое отключение секций, в которых произошла утечка. Чтобы сократить либо полностью прекратить использование вод с рек и озёр, находящихся вблизи месторождения, необходимо пробурить скважины и добывать воду из

водонасыщенных пластов, которая чаще всего обогащена минералами, следовательно, добытая вода нуждается в дополнительной очистке.

#### *Защита литосферы:*

К источникам загрязнения литосферы может стать порыв трубопровода с теплоносителем, когда в него уже добавили химические реагенты. Но наиболее опасным является нарушение строения залежи, потеря контроля над процессами, происходящими при закачке теплоносителя.

Нормы загрязнения почвы регламентируются Распоряжением №801-РМ устанавливающим допустимый уровень по нефтепродуктам - 300 мг/кг.

К методам защиты трубопроводов от порывов можно отнести дополнительную гидроизоляционную защиту, регулярные плановые проверки трубопроводов на предмет механических повреждений, коррозии. Также защиту от нарушения герметичности трубопровода можно обеспечить за счёт измерения давления смеси в трубопроводе. В случае падения давления, это будет означать, что где-то утечка. Автоматика отсечёт секцию, в которой произошёл порыв, тем самым предотвратив дальнейшую утечку нефти.

С точки зрения влияния технологии на нарушение структуры залежи единственным действительно эффективным методом защиты является детальное изучение залежи и тщательный сбор информации по ней, после чего будет произведено не менее тщательное планирование процесса и разработка плана по ликвидации аварии.

#### **4.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возможные ЧС: сейсмическая активность; прорыв водо- и нефтенесущих коммуникаций; утечки из фланцевых соединений; возгорание котельных и парогенераторных установок; взрыв котельных и парогенераторных установок; газонефтеводопроявление. Кроме этого, возможные такие ЧС природного характера как наводнения, ураганы, лесные пожары, землетрясения.

Наиболее вероятной ЧС является порыв коммуникаций, по которым движется теплоноситель при огромных температуре и давлении. Ввиду того, что при закачке теплоносителя через нагнетательную скважину требуется большое давление, к тому же сам теплоноситель нагрет до большой температуры, нагрузка на элементы коммуникации от котельных или парогенерирующих установок до скважины, а также на саму фонтанную арматуру очень велика.

Во избежание возникновения ЧС рекомендуется проводить постоянные проверки указанных выше установок на наличие малейших повреждений. В случае обнаружения таковых, необходимо определить степень повреждения и принять решение о дальнейшем использовании или замене элемента.

В случае возникновения ЧС необходимо остановить работу котельной или парогенерирующей установки, чтобы прекратить подачу теплоносителя в трубопровод. Далее необходимо перекрыть задвижки на фонтанной арматуре, дабы устранить возможность оттока теплоносителя из скважины.

Также возможна ЧС, связанная с разрывом трубопровода при закачке пара под высоким давлением в пласт, в ходе которого происходит прорыв пара, имеющего высокую температуру. Эта ЧС может привести к убыткам компании, поэтому данная ситуация будет проанализирована методом «Галстук-Бабочка» (приложение В), который нашёл практическое применение и именно его используют во многих крупных компаниях. В нём наглядно проиллюстрирована связь источника риска и последствий его реализации.

Выводы по разделу

В данной главе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при анализе методов увеличения нефтеотдачи при добыче высоковязкой нефти с точки зрения социальной ответственности. После чего были рассмотрены опасные и вредные производственные факторы, источники их возникновения, допустимые предельные значения их воздействия, а также средства индивидуальной и коллективной защиты от них. Далее определили основные источники

загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы, в ходе которых были предложены меры по снижению загрязнения. В итоге были рассмотрены возможные ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте оператора ДНГ. Чрезвычайная ситуация, возникшая в результате разрыва трубопровода при подаче пара под высоким давлением, которая приводит к прорыву пара имеющего высокую температуру, была более подробно проанализирована методом «Галстук-бабочка».



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены тепловые и холодные методы увеличения нефтеотдачи, применяемые при разработке месторождений высоковязкой нефти. Были проанализированы критерии применимости данных методов, рассмотрено применение методов в конкретных геолого-физических условиях трех месторождений. В качестве холодных методов было рассмотрено ASP заводнение на Западно-Салымском нефтяном месторождении, в ходе исследований компанией было принято решение о начале пилотного проекта АСП, поскольку при полевом испытании маркерами применение данной технологии привело к уменьшению остаточной нефтенасыщенности с 23% до 2%. Микробиологический метод воздействия на продуктивный пласт Фёдоровского нефтяного месторождения также принёс положительные результаты. По расчётной методике, разработанной научно-производственным объединением «Союзнефтепромхим», был сделан прогноз, что на месторождении с применением данного метода (закачка сухого активного ила) можно было бы добыть на 89% нефти больше, чем было добыто в период 2013 года. Тепловые методы, в большей степени применимы для месторождений с высоковязкой нефтью. Существенным недостатком данных методов на сегодняшний день является их дороговизна, однако, когда применение других МУН неэффективно, начинают использовать тепловые методы. Одним из них является метод парогравитационного дренажа. В работе была рассмотрена эффективность применения данного метода: оценка скорости расширения паровой камеры. Определив скорость, можно рассчитать дебит.

Залогом успешного применения того или иного метода является анализ геолого-физических параметров пласта, показателей разработки месторождения и множество других аспектов. Так при использовании тепловых методов ставятся вопросы о наиболее полном использовании тепловой энергии, которая может поступать с поверхности или быть

сгенерирована непосредственно в пласте; подборе оборудования, способного выдержать тепловые нагрузки; уменьшении потерь тепла на нагрев вышележащих пластов; создании устойчивого теплового фронта, регулировании и контроле тепловых процессов. При закачивании полимерных растворов в первую очередь изучают свойства полимера, который будет устойчив к био- и термодеструкциям. Выбор метода воздействия может осуществляться исходя из опыта по применению на месторождениях, обладающих схожими геолого-физическими параметрами, или основываться на проведении моделирований воздействия в лабораторных условиях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Крянев, Д.Ю., Петраков, А.М., Минаков, И.И., Рогова, Т.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. // М., Труды ВНИИнефть, 2007. – вып. 136. – с. 6-19.
2. Яценко И.Г., Полищук Ю.М. География залегания вязких нефтей / Oil & Gas Journal Russia. – 2011. №10. – с. 76-81. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: [География залегания вязких нефтей \(elibrary.ru\)](http://elibrary.ru) (Дата обращения: 04.08.2020).
3. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов состояние, проблемы, перспективы. Труды международного технологического симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов» – 2002. – с. 15. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: [https://oil-industry.net/Journal/archive\\_detail.php?art=1354](https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?art=1354) (Дата обращения: 11.08.2020).
4. Ильина, Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166с.
5. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2019. – с. 484. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://www.iprbookshop.ru/92089.html> (Дата обращения: 11.10.2020).
6. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений/Б.В. Покрепин. - Ростов на Дону: Изд-во Феникс. – 2015. – с. 318. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: [https://nashaucheba.ru/v9346/покрепин\\_б.в.\\_разработка\\_нефтяных\\_и\\_газовых\\_месторождений](https://nashaucheba.ru/v9346/покрепин_б.в._разработка_нефтяных_и_газовых_месторождений) (Дата обращения: 10.05.2021).
7. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. 3 изд. перераб. и доп. - М.: Недра, 1988. - 342 с.

8. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. - М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований: Удмуртский госуниверситет, 2005. - 720 с.
9. Антониади Д.Г. Комплекс технологий термоциклического воздействия при разработке месторождений высоковязких нефтей: дисс. д.т.н. - Тюмень: Тюменский гос. нефтегазовый университет, 2000. - 70 с.
10. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Под. ред. проф. д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.
11. Хазиев Р.Р. и др. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН республики Татарстан / Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 2 (62). – с. 28-32. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=32766836> (Дата обращения: 04.05.2021).
12. Пименов В.П., Шако В.В., Клемин Д.В. Проблемы и перспективы добычи тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа. / Недропользование XXI век. – 2008. – №1. с. 59-63. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=12828838> (Дата обращения: 10.05.2021).
13. Тянь Ю., Бао Я., Сиднев А.В. Вязкая нефть и термический метод ее добычи в России, Китае и США / Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Уфа: Изд-во «Монография». – 2008. – №5. – с. 220–221. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=19601781> (Дата обращения: 07.04.2021).
14. Шишкин Н.А., Лысенков А.В. Обзор применяемых технологий добычи аномально-вязкой нефти / Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – с. 236-242. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35434287> (Дата обращения: 14.04.2021).

15. Лупшеев В.А., Нагаева С.Н., Федоров В.Н. Термогидродинамические методы контроля процесса внутрипластового горения нефтяных месторождений / Инновации и инвестиции. – 2014. – №10. – с. 191-193. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28797686> (Дата обращения: 21.03.2021).

16. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств / Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2005. – №1. – с. 31. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23619467> (Дата обращения: 22.03.2021).

17. Королев М.И. Asp-заводнение - альтернатива традиционным физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов / Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – №1. – с. 118-121. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23619467> (Дата обращения: 14.03.2021).

18. Хисамов Р.С., Зарипов А.Т., Зарипова Л.Р. Формирование паровой камеры на опытном участке залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения / Нефтяное хозяйство. – 2010. – №7. – с. 44–47. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=15121143> (Дата обращения: 14.04.2021).

19. Жаппасбаев Б.Ж. и др. Щелочное-пав-полимерное (ASP) заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях вязких нефтей / Гусенов И., Шахворостов А.В., Ахмеджанов Т.К., Кудайбергенов С.Е. // Источник: Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции. – 2016. – с. 90-93. [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28935199> (Дата обращения: 04.05.2021).

20. Ибрагимов Р.К. и др. Микробиологические методы увеличения добычи нефти: обзор / Вестник технологического университета. – 2016. —

№24. – с. 35-39. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27506219> (Дата обращения: 01.05.2021).

21. Останина А.В. Микробиологический метод воздействия на пласт на федоровском месторождении / Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – №1 – с.86-90. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=44485355> (Дата обращения: 11.01.2021).

22. Юлбарисов Э.М. Оценка эффективности биологического метода повышения нефтеотдачи пласта // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 11. – С. 27–30.

23. Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., Shuster, M.Y., Tigchelaar, W., Chmuzh, I.V., Koltsov, I.N., Tkachev, I.V., van Batenburg, D.W., Faber, M.J., Skripkin, A., “West Salym ASP pilot: Project Front-End Engineering”, SPE-169157 (2014).

24. Волокитин Я.Е и др. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП. / ROGTEC. – [Электронный ресурс. Режим доступа URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=27506219> (Дата обращения: 07.03.2021).

25. ZHOU You. Models of steam-assisted gravity drainage (SAGD) steam chamber expanding velocity in double horizontal wells and its application / LU Teng, WU Shouya, SHI Lanxiang, DU Xuan // Petroleum exploration and development. – 2019. – Vol. 46. – № 2. – P. 347 -354. [Electronic resource]. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380419600145?via%3Dihub> (date of treatment: 03.02.2021).

26. LIU Weidong. Experimental study on the mechanism of enhancing oil recovery by polymer - surfactant binary flooding / LUO Litao, , LIAO Guangzhi, ZUO Luo, WEI Yunyun // PETROLEUM EXPLORATION AND DEVELOPMENT. – 2017. – Vol. 44. – № 4. – P. 636-643. [Electronic resource]. –

URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876380417300721?via%3Dihub> (date of treatment: 03.02.2021).

27. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова и др. – Томск: изд-во томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

29. Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

30. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).87

31. Федеральный закон о пожарной безопасности N 69-ФЗ 21.12.1994 (в ред. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ, с изменениями, внесенными Федеральным законом от 27.12.2000 N 150-ФЗ определением Конституционного Суда РФ от 09.04.2002 N 82-О).

32. Федеральный закон об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний № 125-ФЗ 24.07.1998 (в редакции Федеральных законов от 01.12.2004 N 152-ФЗ, с изменениями, внесенными Федеральными законами от 02.01.2000 N 10-ФЗ, от 11.02.2002 N 17-ФЗ, от 08.02.2003 N 25-ФЗ, от 08.12.2003 N 166-ФЗ, от 29.12.2004 N 202-ФЗ).

33. Федеральный закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения № 52-ФЗ 30.03.1999 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

34. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

35. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.
36. ГОСТ 22615-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели типа «Тумблер». Общие эргономические требования.
37. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования.
38. ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования.
39. ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
40. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
41. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
42. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
43. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
44. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
45. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
46. РД 39-0147098-005-88. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти



Таблица 11 – Итоговая таблица SWOT – анализа

	<p><b>Сильные стороны НИ:</b>                  С1. Высокая эффективность при разработке залежей нефти с высокой вязкостью;                  С2. Высокая конкурентоспособность;                  С3. Наличие государственных льгот при разработке залежей нефти высокой вязкости;                  С4. Набирающая тенденции популярность технологии за счёт сокращения количества легкодоступной нефти;                  С5. Наличие на рынке труда квалифицированного персонала;                  С6. Наличие ряда разнообразных типов данного метода.</p>	<p><b>Слабые стороны НИ:</b>                  Сл1. Высокая себестоимость добываемой нефти;                  Сл2. Узкая применяемость каждого типа данной технологии (по геолого-технологическим условиям);                  Сл3. Сложность и малое удобство технологии;                  Сл4. Высокий риск аварии в случае, если не проведено достаточное количество исследований и моделирований;                  Сл5. Требуются дополнительные агрегаты – переоборудование кустовой площадки и фонтанной арматуры*;                  Сл6. Дорогостоящее переоборудование для использования технологии сильно увеличивает срок окупаемости;</p>
<p><b>Возможности:</b>                  В1. Появление дополнительного спроса на данную технологию;                  В2. Осуществление дополнительных НИ в данной сфере;                  В3. Использование современных материалов и научных достижений для нивелирования слабых сторон технологии**;                  В4. Использование данной технологии для разработки баженовской свиты;                  В5. Удешевление себестоимости добываемой тепловыми методами нефти за счет дополнительного снижения налогов на нефть высокой вязкости</p>	<p>За счет снижения в мире запасов легкодоступной нефти нефтяная отрасль обратит свой взор на нефти высокой вязкости, при добыче которых данная технология наиболее эффективна;                  При увеличении спроса на данную технологию возможно проведение дополнительных исследований, которые смогут нивелировать имеющиеся недостатки;                  Помимо этого, за счет явления описанного в предыдущем пункте, государство может снизить налоги на нефти высокой вязкости, что приведет в росту исследований в изучаемой сфере.</p>	<p>Использование новых материалов для перекрытия недостатков технологии повысит как срок окупаемости, так и себестоимость нефти, в то время, когда они и так высоки.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                  У1. Увеличение конкуренции за счет</p>	<p>Большая база данных технологии в сфере добычи нефтей высокой вязкости не</p>	<p>Узкая специализация не позволит в перспективе конкурировать данной</p>

<p>переспециализации технологий-аналогов на добычу нефтей высокой вязкости;  У2. Сложившаяся из-за пандемии 2020-2021 года ситуация на рынке нефти;  У3. Переход на альтернативные источники энергии;  У4. Разработка кардинально новой технологии, которая будет экономичнее и эффективнее изучаемой;  У5. Ограничения на экспорт новых разработок в исследуемой области ввиду политической ситуации.</p>	<p>позволит быстро вытеснить тепловые методы с рынка в случае появления других технологий;  Разработка новых технологий требует денег и времени, при этом совершенствование уже имеющейся технологии, показавшей высокую эффективность при добыче вязких нефтей кажется более рациональной идеей.</p>	<p>технологии с технологиями-аналогами, которые начнут занимать рынок высоковязкой нефти;  Низкая рентабельность разработки залежей изучаемой технологией может стать причиной появления альтернативных источников энергии;  Проблемы, связанные с установками для проведения технологии могут привести к появлению совершенно других устройств для добычи нефтей высокой вязкости.</p>
--	---	---

\* – Для использования термических методов воздействия требуется специальная теплостойкая арматура, термоизолированные НКТ и прочее.

\*\* – Например, улучшенная термоизоляция НКТ позволит применять термическое воздействия для залежей на больших глубинах, что увеличит спектр возможностей применения технологии.

## Приложение Б

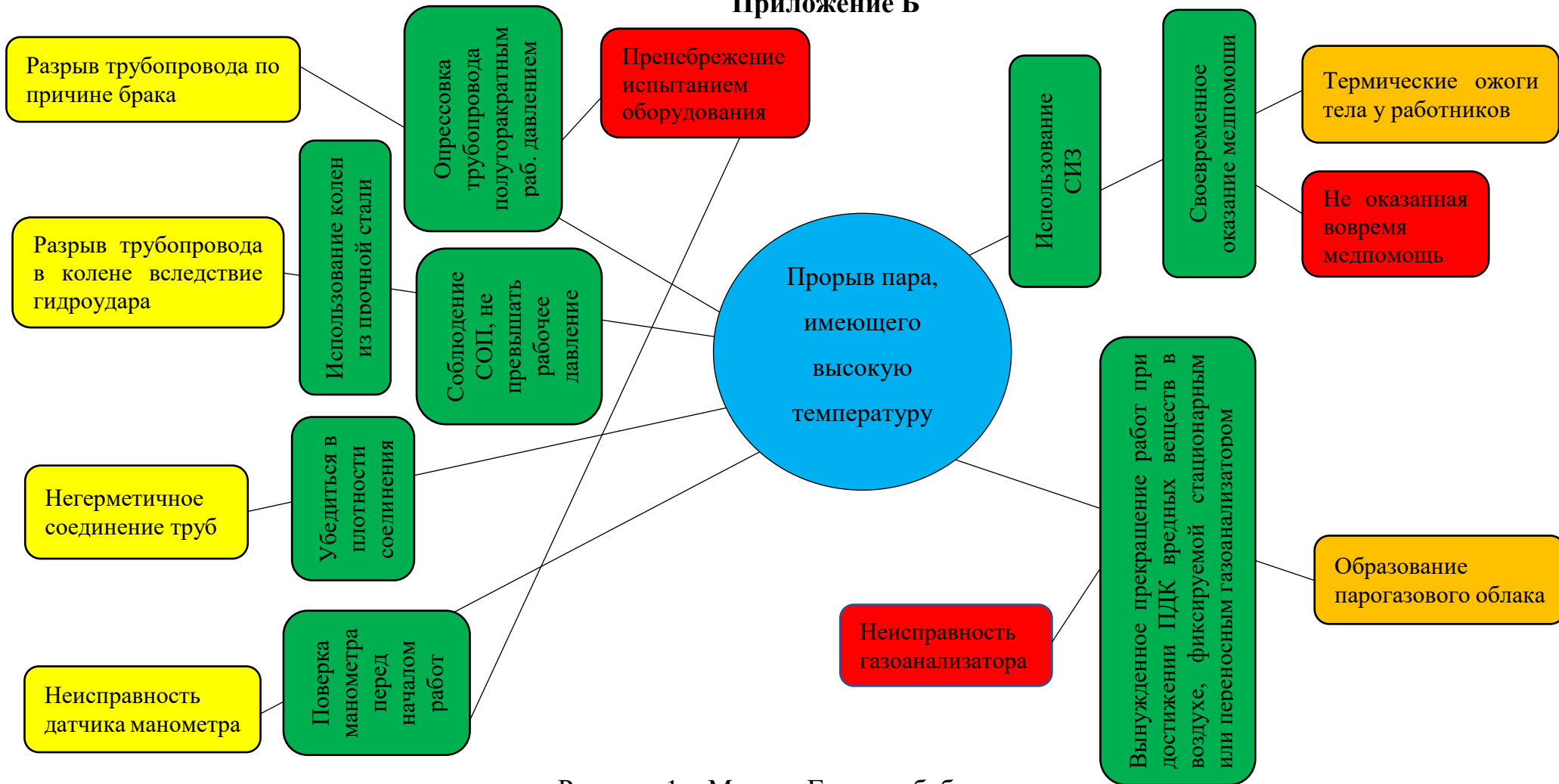


Рисунок 1 – Метод «Галстук-бабочка»

Обозначение	Значение
<span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: yellow; border: 1px solid black;"></span>	Причина
<span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: green; border: 1px solid black;"></span>	Барьер безопасности
<span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: red; border: 1px solid black;"></span>	Фактор эскалации
<span style="display: inline-block; width: 20px; height: 10px; background-color: orange; border: 1px solid black;"></span>	Последствие
<span style="display: inline-block; width: 10px; height: 10px; background-color: blue; border: 1px solid black; border-radius: 50%;"></span>	Опасное событие