

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.43(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Пырма Артём Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Пырма Артём Евгеньевич

Тема работы:

<b>УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, технологические регламенты, нормативные документы.</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Гидродинамические методы: первичный опыт реализации, подземные гидромеханические процессы при заводнении продуктивных залежей, фундаментальные принципы взаимодействия различных фаз в пластовых условиях, минерализация пластовых и закачиваемых вод, геолого-физические характеристики разрабатываемых залежей.</p>

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

	Анализ основных технологических направлений в области подготовки и нагнетания рабочего агента системы ППД: принципиальные схемы подготовки вод различных источников, методика подготовки и базовое технологическое оборудование, принцип протекания процессов очистки закачиваемого агента, современные химические реагенты используемые в процессе подготовки и закачки рабочего агента.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.02.2023
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Пырма Артём Евгеньевич		09.02.2023

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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б94	Пырма Артём Евгеньевич

Тема работы:

<b>УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>
---

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Анализ основных показателей, характеризующих системы заводнения в процессе разработки нефтяных месторождениях Западной Сибири	30
27.03.2023	Технологические особенности применяемых методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяные пласты	30
24.04.2023	Повышение эффективности закачки воды и усовершенствование методов анализа систем заводнения в процессе разработки месторождений нефти	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший	Максимова Юлия			09.02.2023

преподаватель	Анатолевна			
---------------	------------	--	--	--

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Лукин Алексей Анатолевич	к.г.-м.н		09.02.2023

**Обучающийся**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б94	Пырма Артём Евгеньевич		09.02.2023

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 136 страниц, в том числе 37 рисунков, 19 таблиц. Список использованных источников содержит 44 источника.

Ключевые слова: системы заводнения, закачка воды, система ППД, месторождения Западной Сибири, повышение эффективности закачки.

Объектом исследования является система заводнения нефтяных пластов Западной Сибири.

Цель исследования – повышение эффективности закачки воды и усовершенствование методов анализа систем заводнения в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

В данной работе анализируются основные показатели характеризующие системы заводнения: коэффициент текущей компенсации, коэффициент накопленной компенсации, Коэффициент охвата залежи заводнением, коэффициент охвата пласта воздействием. А также выполнен анализ основных методов и систем заводнения.

Наиболее эффективным методом являются: повышение эффективности системы заводнения за счет формирования адресной программы геолого-технических мероприятий.

Область применения: нефтяные месторождения Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в экономии денежных средств при выравнивании фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти.



## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	11
1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	15
1.1 Оценка и динамика изменения показателей заводнения в системе разработки нефтяных месторождений .....	16
1.1.1 Особенности применения нестационарного воздействия.....	27
1.1.2 Метод изменения направлений фильтрационных потоков.....	29
1.1.3 Анализ опытно-промышленных работ по изменению направления фильтрационных потоков на месторождении X.....	38
1.2 Сущность методов анализа системы заводнения.....	41
1.2.1 Анализ на уровне блоков .....	42
1.2.2 Анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие.....	46
1.2.3 Анализ заводнения на уровне элемента объекта разработки.....	49
1.2.4 Характер внедрения воды по отдельным пластам и участкам.....	51
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ.....	54
2.1 Обзор методов оценки системы заводнения .....	54
2.1.1 Метод электрометрических исследований скважин .....	54
2.1.2 Методы радиометрических исследований скважин.....	55
2.1.3 Метод прослеживания обводненных интервалов.....	56
2.1.4 Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения .....	59
2.2 Анализ существующих систем заводнения.....	60
2.2.1 Законтурное заводнение.....	61
2.2.2 Приконтурное заводнение .....	62
2.2.3 Внутриконтурное заводнение .....	63
2.3 Эксплуатация нагнетательных скважин .....	70
2.3.1 Водонапорный режим .....	71
2.3.2 Газонапорный режим .....	72
2.3.3 Режим растворенного газа .....	73
2.3.4 Упругий режим.....	74
2.3.5 Гравитационный режим .....	76
2.3.6 Применение поверхностно - активных веществ.....	78
2.4 Применение трассерных исследований как эффективный метод определения эффективности закачки воды .....	79
2.4.1 Создание высоких давлений нагнетания .....	79
2.4.2 Форсированный отбор жидкости.....	81
2.4.3 Циклическое заводнение.....	82

2.4.4 Применение трассерных исследований на месторождениях Западной Сибири .....	84
2.5 Технологический режим закачки воды .....	90
2.5.1 Принципиальная схема предлагаемой кустовой установки.....	91
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ.....	95
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	102
4.1 Экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти .....	102
4.2 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» .....	107
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	110
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	112
5.2 Производственная безопасность.....	114
5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении рабочего.....	114
5.2.2 Повышенный уровень общей вибрации .....	115
5.2.3 Превышение уровней шума .....	116
5.2.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения .....	117
5.3 Анализ опасных производственных факторов .....	118
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования...	119
5.3.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током .....	120
5.3.3 Пожаровзрывоопасность.....	122
5.4 Экологическая безопасность.....	124
5.4.1 Защита атмосферного воздуха от загрязнения.....	125
5.4.2 Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения .....	126
5.4.3 Защита и рациональное использование земель .....	127
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	128
5.6 Выводы по разделу «Социальная ответственность».....	129
Заключение .....	130
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	131

## **Введение**

На данный момент, заводнение пластов является главным методом воздействия на залежь. Поддержание пластового давления (ППД) и увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи является основной целью данного метода. Для характеристики системы заводнения нефтяного месторождения используют такие параметры как, соотношение добывающих и нагнетательных скважин, взаимное расположение этих скважин по площади месторождения, объем закачиваемой воды, а также значение компенсации.

Своевременная организация системы заводнения с наиболее оптимальным расположением нагнетательных и добывающих скважин оказывает сильное влияние на степень выработки запасов - конечный коэффициент извлечения нефти (КИН).

Одной из проблем технологии заводнения является избыточная закачка воды для создания сильного пластового давления. Данная технологическая ошибка может привести к продолжительной остановке нагнетательной скважины для понижения пластового давления. Для избежания выбросов буровые бригады утяжеляют буровую жидкость, что в свою очередь ведет к увеличению загрязнения прискважинных зон пластов. Это является одной из причин того, почему после ввода в эксплуатацию скважины, оборудованные насосами, переходят в бездействующий фонд. Фонтанирование скважин при высокой обводненности не обеспечивает нужного режима их работы.

В качестве следующей проблемы выделяется вопрос качества воды, нагнетаемой в пласты. Ввиду нагнетания поверхностных вод недостаточной очистки в скважинах активно развиваются бактерии активизирующие коррозию насосно-компрессорных труб нефтепромысловой системы сбора нефти и другого оборудования.

Обеспечение запланированных объемов закачки воды ограниченным, по сравнению с проектным нагнетательным фондом является еще одним нарушением технологии заводнения. Нужно решить ряд технологических

задач по части простаивающих нагнетательных скважин. Недостаточный фонд скважин компенсируется за счет более высокой приемистости по ним, что в свою очередь вызывает неравномерное вытеснение нефти водой по площади и, соответственно, снижение охвата пластов заводнением.

Кажущийся на первый взгляд эффект быстрого повышения давления в зоне закачки в дальнейшем приводит к отрицательным результатам: в разрезающих рядах остаются неотобранными весомые запасы нефти, что может вызвать необходимость бурения дополнительных добывающих скважин [1].

**Целью работы является:** повышение эффективности закачки воды и усовершенствование методов анализа систем заводнения в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.

**Задачи, поставленные к выполнению:**

1. Выполнить анализ основных показателей, характеризующих системы заводнения в процессе разработки нефтяных месторождениях Западной Сибири;
2. Выбор и обоснование методов анализа систем заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяные пласты;
3. Обосновать повышение эффективности закачки воды и методы анализа систем заводнения на примере объекта ЮВ<sub>1</sub> Ватъеганского месторождения

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ПД** – Поддержание пластового давления;

**КИН** – Коэффициент извлечения нефти;

**ЗСМБ** – Западно-Сибирский мегабассейн;

**ВНК** – Водонефтяной контур;

**НЗ** – Нестационарное заводнение;

**ИНФП** – Изменение направления фильтрационных потоков;

**НИЗ** - Начальный извлекаемый запас;

**ГТМ** – Геолого-технические мероприятия ГТМ;

**ЗБС** – Зарезка бокового ствола;

**ГРП** – Гидравлический разрыв пласта;

**НГЗ** – Начальные геологические запасы;

**ОИЗ** – Остаточные извлекаемые запасы;

**ГИС** – Геофизические исследования скважин;

**РИГИС** – Результаты интерпретации геофизических исследований скважин;

**ГДИС** – Гидродинамические исследования скважин;

**БФА** – Блочно-факторный анализ;

**СДФ** – Средний действующий фонд;

**ПАВ** – Поверхностно – активные вещества;

**ФЕС** – Фильтрационно-емкостные свойства;

**ПОС** – Потокоотклоняющие составы;

**ВНФ** – Водонефтяной фактор;

**НГМ** – Нейтронно-гамма-метод;

**ННМ** – Нейтрон-нейтронный метод;

**ИННМ** – Импульсный нейтрон-нейтронный метод;

**ИНГМ** – Импульсный нейтронный гамма-метод;

**ПЗП** – Призабойная зона пласта;

**НФС** – Низким фильтрационное сопротивление;

**АГЗУ** – Автоматизированная газо-замерная установка;

**УПСВ** – Установка предварительного сброса воды;

**ТДФ** – Трубный делитель фаз;

**ВНЭ** – Водно-нефтяная эмульсия.

# **1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

В настоящее время детальные исследования Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) посвящены проблемам нефтегазопромысловой гидрогеологии, эколого - гидрогеологическим аспектам.

В ходе региональных гидрогеологических исследований был накоплен достаточно большой опыт в использовании гидрогеологической информации для решения нефтегазопромысловых задач, разработан комплекс палеогидрогеологических, гидрогеохимических, гидрогеодинамических, гидрогеотермических показателей благоприятных условий для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Вместе с тем остается нерешенным еще ряд проблем. Гидрогеологические исследования в Западной Сибири, прежде всего, должны быть направлены на решение задач практического использования подземных и пластовых вод. Для дальнейшего развития региональных теоретических обобщений необходим новый фактический материал, который в сложившихся условиях рыночной экономики носит конфиденциальный характер и зачастую просто недоступен для ученых. Тем не менее уже накопленный материал столь огромен, неповторим и уникален, что его изучение продлится еще на десятилетия и создаст почву для новых теоретических достижений и открытий.

Начиная с 50–60-х годов в прошлом веке, проводились очень интенсивные геофизические, гидродинамические и гидрогеохимические исследования. На фоне всеобщей эйфории по поводу открытия все новых и новых крупных залежей нефти и газа гидрогеологические данные игнорировались и остались во многом неинтерпретированными. Разработанные методы прогнозов нефтегазоносности по гидрогеологическим данным для «неперспективных районов» стали применяться много позднее,

в частности для южных районов. Были выполнены прогнозные исследования, подтвердившиеся в настоящее время на ряде площадей открытием новых месторождений углеводородного сырья. В работах В.М. Матусевича, А.В. Рылькова, И.Н. Ушатинского и др. по гидрогеологическим данным только в северных районах рекомендовано 353 объекта в качестве перспективных для выявления новых залежей.

Палеогидрогеологический анализ в комплексе с гидрогеохимическими данными позволяют выявить благоприятные для нефтегазообразования и нефтегазонакопления территории, что подтверждено на ряде нефтяных месторождений юга Тюменской области (Кальчинское, Северо-Демьянское, Усть-Тегусское, Ендырское, Урненское, СевероКальчинское, Пихтовое). На данный момент ведутся исследования в южных районах (Тобольский, Ярковский, Абатский) Тюменской области с использованием материалов первого периода поисково-разведочных работ [2].

Новые направления, формирующиеся в настоящее время:

- утилизация нефтепромысловых, хозяйственно-бытовых стоков и промышленных стоков в недра и гидрогеоэкологический контроль полигонов закачки;
- мониторинг водных объектов, экзогенных и эндогенных процессов на нефтегазовых промыслах. Актуальность мониторинга геологической среды на нефтегазовых месторождениях возрастает по мере старения промыслов.

### **1.1 Оценка и динамика изменения показателей заводнения в системе разработки нефтяных месторождений**

Энергетическое состояние пласта является одним из основных показателей, которые определяют не только текущее состояние и эффективность разработки нефтяных месторождения, но и ее перспективы. Все залежи углеводородов располагают запасом различных видов энергии, служащих для движения нефти к забоям добывающих скважин. Тогда



потенциально возможные варианты режима разработки зависят от различных вариаций природных режимов залежей. Большое место в проявлении режимов занимают значения начальных пластовых давления и температуры. Их правильная и обоснованная оценка необходима для мониторинга и прогнозирования показателей разработки [3].

Энергетическое состояние залежи является основным фактором ограничивающим темпы ее разработки и полноту извлечения нефти и газа. Уточнение энергетического состояния продуктивных пластов нефтяных месторождения следует производить по результатам его пробной эксплуатации, но из-за короткого, недостаточного для анализа, срока такой эксплуатации уточнение энергетической характеристики производится уже при анализе разработки месторождения, где исследователи располагают необходимым количеством замеров давлений, их динамикой, новыми сведениями о взаимодействии зоны отбора с газовой шапкой, законтурной областью и с зоной нагнетания, а также данными о взаимодействии отдельных площадей, пластов и горизонтов, собранными в процессе разработки месторождения [4].

Распределение объемов закачиваемой воды в скважинах разрезающих рядов между соседними площадями рекомендуется проводить с учетом отборов жидкости и изменения пластового давления за анализируемый период на этих площадях по формуле:

$$\sum Q_3 = \sum Q_3 + \beta^* \times \Delta P_{пл} \times V + \Delta Q_3, \quad (1)$$

где

$\sum Q_3$  – объем закачиваемой воды за анализируемый период;

$\sum Q_3$  – отбор жидкости реагирующих добывающих скважин за анализируемый период;

$\beta^*$  – упругоёмкость пласта;

$\Delta P_{пл}$  – изменение пластового давления зоны добывающих скважин;

$V$  – объем пласта добывающих скважин;

В понятие энергетической характеристики входит режим залежи, запасы и расход ее энергетических сил, динамика и текущее состояние пластовых и забойных давлений.

Режим нефтяной залежи, как правило, устанавливается при проектировании разработки и определяется природными условиями залегания нефти, физическими свойствами коллекторов нефти, газа и пластовой воды, строением пласта в законтурной области. На эксплуатируемых месторождениях режим зависит также от созданных в результате внедрения проекта условий выработки нефти.

При разработке залежей нефти различают следующие режимы: водонапорный, упруго - водонапорный, смешанный, гравитационный.

Проявление режима сказывается во взаимосвязи между отбором нефти и пластовым давлением, в изменении величины газового фактора, в характере обводнения продукции и т.д.

Как известно, большинство нефтяных и газонефтяных залежей разрабатываются при режиме вытеснения нефти водой, создаваемом путем различных видов нагнетания (законтурное, внутриконтурное, площадное, избирательное, очаговое и их комбинации). Газонефтяные залежи разрабатываются обычно также при закачке воды, где кроме законтурного или какой-либо разновидности внутриконтурного нагнетания создается еще барьерное заводнение, а иногда наряду с закачкой воды используется режим газовой шапки (при наклонном пласте и на первых стадиях разработки).

В связи с этим одной из задач анализа разработки является подтверждение заданного проектным документом режима работы месторождения, для чего рассматривается динамика среднего пластового давления в зоне отбора и состояние текущего пластового и забойного давлений и газового фактора по площади пласта на дату анализа. Если обнаруживается, что значение среднего пластового давления в зоне отбора ниже давления насыщения, а забойное давление в добывающих скважинах снизилось по отношению к давлению насыщения более чем на 25% при

значительном повышении газового фактора, то водонапорный режим на месторождении отсутствует, и разработка его ведется на режиме растворенного газа. Следует отметить, что на современном уровне развития нефтепромыслового дела такое положение наблюдается исключительно редко [19].

Для выявления режимов нефтяной залежи помимо данных о параметрах пласта, соотношении давления насыщения и пластового давления, необходимо установить гидродинамическую связь данной залежи с законтурной областью. Связь эта может проявляться различным образом.

В практике разработки нефтяных месторождений возможны случаи взаимодействия соседних месторождений, входящих в единую водонапорную систему.

Влияние соседних месторождений необходимо учитывать при анализе пластовых давлений и в гидродинамических расчетах при проектировании при условии, что эти месторождения крупные по размерам добычи и закачки, если они эксплуатируются длительное время и если на них закачка воды начата с отставанием по отношению к отбору или систематически ведется в меньших объемах, чем отбор жидкости. При необходимости этот вид исследования лучше проводить при составлении проектного документа. Если это не сделано, то оценку влияния работы соседних месторождений на рассматриваемые следует сделать при анализе разработки.

Влияние разработки соседних месторождений устанавливается по изменению пластового давления и смещению водонефтяного контакта, а иногда отмечается и перемещение залежи нефти. Легче установить это до начала разработки рассматриваемого месторождения по аномально низкому по сравнению с соседними залежами начальному пластовому давлению. В процессе работы влияние соседних залежей устанавливается расчетным путем методом компьютерного моделирования.

Гидродинамическая связь данной залежи с законтурной областью проявляется также при работе законтурных и приконтурных нагнетательных скважин в виде утечек закачиваемой воды в законтурную область.

Если при внутриконтурном заводнении вся закачиваемая вода идет внутрь залежи, то в законтурных скважинах часть закачки уходит за контур нефтеносности, особенно в первые годы разработки месторождения. Оценить объем утечек за контур нефтеносности нужно также при установлении давления на линии нагнетания выше начального пластового давления и значительном превышении накопленной закачки над накопленным с начала разработки отбором жидкости [19].

Определение объемов утечек производится путем компьютерного моделирования или по формулам упругого режима (метод последовательной смены стационарных состояний) при условии представления залежи в виде укрупненной скважины:

$$Q(t) = \frac{2\pi kh}{\mu_v Z} \cdot (P_{нл} - P_n) \cdot Q^*(\tau), \quad (2)$$

где  $Q(t)$  – закачиваемая вода, ушедшая в законтурную область;

$k$  – проницаемость рассматриваемого участка пласта;

$h$  – мощность рассматриваемого участка пласта;

$\mu_v$  – вязкость пластовой воды;

$Z = \frac{\Delta P_{ФАКТ}}{\Delta P_{РАСЧ}}$  – коэффициент корректировки, рассчитываемый в пробный

период эксплуатации;

$P_{нл}$  – давление нагнетания;

$P_n$  – начальное пластовое давление;

$Q^*(\tau)$  – безразмерная закачка на момент времени  $t$  (таблица 1);

$\tau = \frac{2\chi t}{R_H^2}$  – безразмерное время;

$\chi$  – коэффициент пьезопроводности;

$R_H^2$  – радиус анализируемой скважины;

$R_K^* = \frac{R_K}{R_C}$  – безразмерный радиус депрессионной воронки;

$$Q^* = \frac{\mu}{2\pi kh(P_K - P_C)} \cdot Q - \text{безразмерный дебит жидкости.}$$

Таблица 1 – Значения депрессионной воронки с дебитом жидкости в различные периоды времени при стабильном давлении на скважине

$R_K^*$	$Q^*$	$\tau$	$R_K^*$	$Q^*$	$\tau$
1,15	7,1582	0,01103	40	0,27108	671,97
1,25	4,4822	0,03043	50	0,25562	1062,9
1,35	3,3322	0,059105	60	0,24424	1554,4
1,45	2,6917	0,047345	70	0,23538	2116,6
1,55	2,2821	0,14456	80	0,22821	2779,7
1,65	1,9984	0,20082	90	0,22223	3534,1
1,75	1,7870	0,26605	100	0,21714	4380,3
1,85	1,6255	0,34019	200	0,18873	17894
1,95	1,4975	0,42317	300	0,17532	40635
2,0	1,4428	0,46797	400	0,16690	72651
2,5	1,0913	1,0360	500	1,16091	113970
3,0	0,91025	1,8209	1000	0,14476	460820
3,5	0,79828	2,8214	2000	0,13157	$1,8588 \times 10^6$
4,0	0,72134	4,0375	5000	0,11741	$11,721 \times 10^6$
4,5	0,66489	5,4684	7000	0,11295	$23,032 \times 10^6$
5,0	0,62135	7,1155	10000	0,10857	$47,125 \times 10^6$
5,5	0,58661	8,9927	12000	0,10760	$67,937 \times 10^6$
6,0	0,55809	11,056	15000	0,10400	$106,3 \times 10^6$
7,0	0,51496	15,861	30000	0,09700	$427,0 \times 10^6$
8,0	0,48091	21,533	60000	0,090851	$1714,3 \times 10^6$
9,0	0,45512	28,075	80000	0,088581	$3051,6 \times 10^6$
10,0	0,43429	35,489	100000	0,086858	$4772,8 \times 10^6$

Для уяснения состояния разработки текущие значения давлений и депрессий сопоставляются с соответствующими начальными давлениями и с давлениями на характерные для процесса разработки даты, а также с расчетными в проектном документе.

Наглядную картину распределения пластового давления по залежи дает карта изобар. Кроме того, карта изобар используется для определения среднего пластового давления и гидропроводности пласта. Перед построением карты изобар фактические данные замеров динамического пластового давления пересчитывают в приведенные пластовые давления, то есть учитываются углы наклона пласта и отметка уровня водонефтяного контакта (ВНК).

Карты изобар составляются систематически, обычно поквартально. Для анализа разработки чаще всего бывает достаточно этих карт, однако при некоторых обстоятельствах, для пояснения тех или иных процессов, происходящих на месторождении, приходится строить карты изобар на другие даты, диктуемые анализом разработки. Для многопластовых месторождений желательное построение карт изобар по каждому эксплуатируемому пласту при наличии достаточного количества замеров.

Профиль давления по каждому из пластов, построенный по скважинам, проходящим через место перетока, иллюстрирует наличие гидродинамической связи между пластами.

Рассматриваемый раздел отчета по анализу разработки должен содержать сведения о температуре пласта. Особенно это важно для таких месторождений, где температура пласта близка к температуре насыщения нефти парафином. В этом случае при закачке холодной воды происходит повышение вязкости нефти и возрастают гидравлические сопротивления при движении нефти по пласту и стволу скважины. Результаты контрольных замеров температуры приводятся в тексте в сопоставлении с начальными данными о температурном режиме залежи [19].

Компенсация отбора жидкости в пластовых условиях закачкой воды в пласт – есть отношение объемов закачанной воды, накопленной на определенную дату, к жидкости, отобранной в пластовых условиях, характеризующие суммарное восполнение пластовое энергии по отдельному пласту или эксплуатационному объекту [5].

По результатам анализа текущего состояния разработки по, разрабатываемому блоку, группе скважин или отдельно взятой скважины (процент обводнения, дебит нефти, пластовое и забойное давления), взаимного расположения нагнетательной скважины (приконтурная, внутриконтурная, законтурная системы заводнения) планируется компенсация. Оптимальным значением компенсации общепринято считать 100%.

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей и поддержания пластового давления закачкой устанавливается понятие коэффициента компенсации.

Коэффициент текущей компенсации равен отношению дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (часы, сутки, месяц, год). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени.

$$mt = \frac{Q_{\text{наг}} \times b_v}{(Q_n \times b_n \times Q_v \times b^1_v + Q_{\text{ут}}) \times k} \quad (3)$$

где  $Q_{\text{наг}}$  – объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$b_v$  – объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления;

$Q_n$  – объемная добыча нефти  $\text{м}^3$ ;

$b_n$  – объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления;

$Q_v$  – объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях  $\text{м}^3$ ;

$b^1_v$  – объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды;

$Q_{\text{ут}}$  – объемный расход воды, уходящей во внешнюю область  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$k$  – коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах вод и по другим технологическим причинам.

Если коэффициент текущей компенсации больше единицы, значит, закачка превышает отбор, и давление в пласте будет расти. Если же коэффициент текущей компенсации меньше единицы, закачка отстает от отбора, значит, стоит ожидать уменьшение пластового давления. В этом

случае отмечается низкая эффективность закачки, и в нагнетательных скважинах предполагается наличие либо внутрислоевых перетоков, либо прорывов подошвенных и краевых вод. При коэффициенте текущей компенсации равном единице будет наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо от того, каким он был в начале разработки.

Коэффициентом накопленной компенсации является отношение суммарного количества воды, закачанной в пласт от начала закачки до данного момента времени к суммарному количеству отобранной из пласта нефти и воды, приведенных к пластовым условиям, а также суммарным утечкам за время нагнетания в течение всей эксплуатации залежи, включая отбор жидкости разведочными скважинами.

$$mH = \frac{\int_0^t (Q_{\text{наг}} \times b_v)(t) dt}{\int_0^t (Q_n \times b_n \times Q_v \times b^1_v + Q_{\text{ут}}) \times k(t) dt} \quad (4)$$

где  $Q_{\text{наг}}$  – объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях, м<sup>3</sup>/с;

$b_v$  – объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления;

$Q_n$  – объемная добыча нефти м<sup>3</sup>;

$b_n$  – объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления;

$Q_v$  – объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях м<sup>3</sup>;

$b^1_v$  – объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды;

$Q_{\text{ут}}$  – объемный расход воды, уходящей во внешнюю область м<sup>3</sup>/с;



$k$  – коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах вод и по другим технологическим причинам.

При этом, если коэффициент накопленной компенсации меньше единицы, текущее пластовое давление меньше первоначального, так как закачка не скомпенсировала суммарный отбор. При снижении пластового давления и недостатке закачки, рекомендуется снизить темпы отборов в добывающих скважинах и постепенно повышать объемы закачки, по возможности увеличить охват закачкой, а так же провести обработку призабойной зоны пласта и физико-химические методы увеличения нефтеотдачи нагнетательных скважин.

Если же коэффициент накопленной компенсации больше единицы, текущее пластовое давление превышает первоначальное, так как в пласт закачено жидкости больше, чем отобрано из него. При условии, что коэффициент накопленной компенсации равен единице, пластовое давление будет восстанавливаться до значения величины начального пластового давления, так как закачка будет полностью компенсировать суммарный отбор жидкостей.

Коэффициент вытеснения – отношение разности начальной и остаточной нефтенасыщенности к остаточной нефтенасыщенности [6].

$$K_{\text{выт}} = \frac{(S_{\text{н.н}} - S_{\text{о.н}})}{S_{\text{н.н}}} \quad (5)$$

где  $S_{\text{н.н}}$  — начальная нефтенасыщенность, доли ед.;

$S_{\text{о.н}}$  — остаточная нефтенасыщенность, доли ед.

Коэффициент вытеснения редко превышает 0,6-0,7 и зависит от многих факторов: проницаемости коллектора, наличия в пласте глинистых материалов, микронеоднородности, вязкости нефти, поверхностного натяжения нефти на границе с водой, смачиваемости породы пластовыми флюидами, содержания в нефти асфальтосмолистых компонентов, реологических свойств нефти, а также от характеристики вытесняющего

агента. Низкая проницаемость коллектора, его микронеоднородность, наличие глин, высокая вязкость нефти, большое содержание парафина и асфальтосмолистых компонентов снижают коэффициент вытеснения.

Коэффициент вытеснения, как правило, определяется в лабораторных условиях на моделях пласта. При этом не всегда удаётся полностью соблюсти условие подобия модели реальным условиям пласта. Особенно сложно выполнить подобие физико-химических параметров. Наиболее точно коэффициент вытеснения можно определить путём бурения оценочных скважин с отбором и анализом керна из зон пласта, охваченных процессом заводнения или другим видом воздействия. В то же время до начала разработки месторождения для составления проектного документа используются, как правило, лабораторные данные [6].

Коэффициент охвата залежи заводнением – отношение объема промытой части пласта, охваченного процессом вытеснения на момент окончания разработки, к объему, занятому подвижной нефтью.

$$K_{\text{зав}} = \frac{V_{\text{подв},0} - V_{\text{подв},t}}{V_{\text{подв},0}} \quad (6)$$

где  $V_{\text{подв},0}$  — начальные на конец разработки  $t$  подвижные запасы нефти, тыс.т.;

$V_{\text{подв},t}$  — остаточные на конец разработки  $t$  подвижные запасы нефти, тыс.т.

Коэффициент охвата залежи заводнением зависит, в основном, от макронеоднородности коллектора, наличия трещин и других зон высокой проницаемости, через которые возможен прорыв закачиваемого агента. Этот коэффициент также зависит от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего агента, темпов отбора нефти из пласта.

Коэффициент охвата пласта воздействием – определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта.

$$K_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{пп}}}{V_{\text{п}}} \quad (7)$$

где  $V_{\text{шт}}$  — объем залежи, охваченный процессом вытеснения,  $\text{м}^3$ ;

$V_{\text{п}}$  — начальный нефтесодержащий объем залежи  $\text{м}^3$ .

Коэффициент охвата пласта воздействием зависит от плотности сетки и взаимного расположения скважин, а также от прерывистости отдельных пропластков. Расстояние между скважинами необходимо выбирать на основе анализа геологических материалов, корреляции разрезов скважин и гидродинамических исследований, например гидропрослушивания.

Своевременное определение проблемных участков обеспечивает эффективную эксплуатацию системы заводнения посредством назначения соответствующих мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах.

### 1.1.1 Особенности применения нестационарного воздействия

Применение нестационарного воздействия (НЗ) на месторождении началось в 2007 году. Динамика применения в 2009-2015 годы приведена на рисунке 1 [12].



Рисунок 1 – Динамика применения методов нестационарного воздействия на пластах месторождения «Х» в 2009-2015 годах

Нестационарное заводнение, сочетающее циклическую закачку воды с изменением направления фильтрационных потоков, позволяет повысить

коэффициенты вытеснения нефти по мощности пласта и охвата пласта заводнением [13].

По мере увеличения отборов извлекаемых запасов нефти и роста обводненности продукции отмечается снижение эффекта от проведения НЗ (2014 г.), также снижается количество скважинно-операций, направленных на увеличение КИН путем изменения направления фильтрационных потоков и подключение в работу застойных, не дренируемых зон пласта.

По результатам расчёта технологической эффективности отмечается неоднозначность в дополнительной добыче нефти при воздействии на пласты НЗ, для объектов месторождения характерны как высокоэффективные, так и низкоэффективные результаты.

Максимальное количество мероприятий по НЗ проведено на объекте АВ<sub>1-3</sub> – 80 операций. Следует отметить, что на объекте АВ<sub>1-3</sub> при проведении НЗ сократилась добыча воды на 25,4 и 39,5 тыс. м<sup>3</sup>. Из этого следует, что на объекте АВ<sub>1-3</sub> в процессе проведения НЗ вовлекаются в разработку слабодренируемые запасы нефти.

На месторождении проводили комплексное воздействие НЗ в сочетании с адресными обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами (ПОС). На поздних стадиях разработки месторождений из-за промывки пор высокопроницаемые участки становятся основными путями движения нагнетаемой воды к добывающим скважинам. Поэтому основная цель применения потокоотклоняющих составов в текущий момент – это стабилизация или снижение темпов роста обводненности добываемой продукции.

В период проведения НЗ в сочетании с адресными обработками скважин потокоотклоняющими составами, отмечается тенденция к снижению обводненности в 96 % добывающих скважинах. Обработка нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами положительно отражается на работе окружающих добывающих и позволяет снизить и стабилизировать обводненность продукции (рисунок 2).

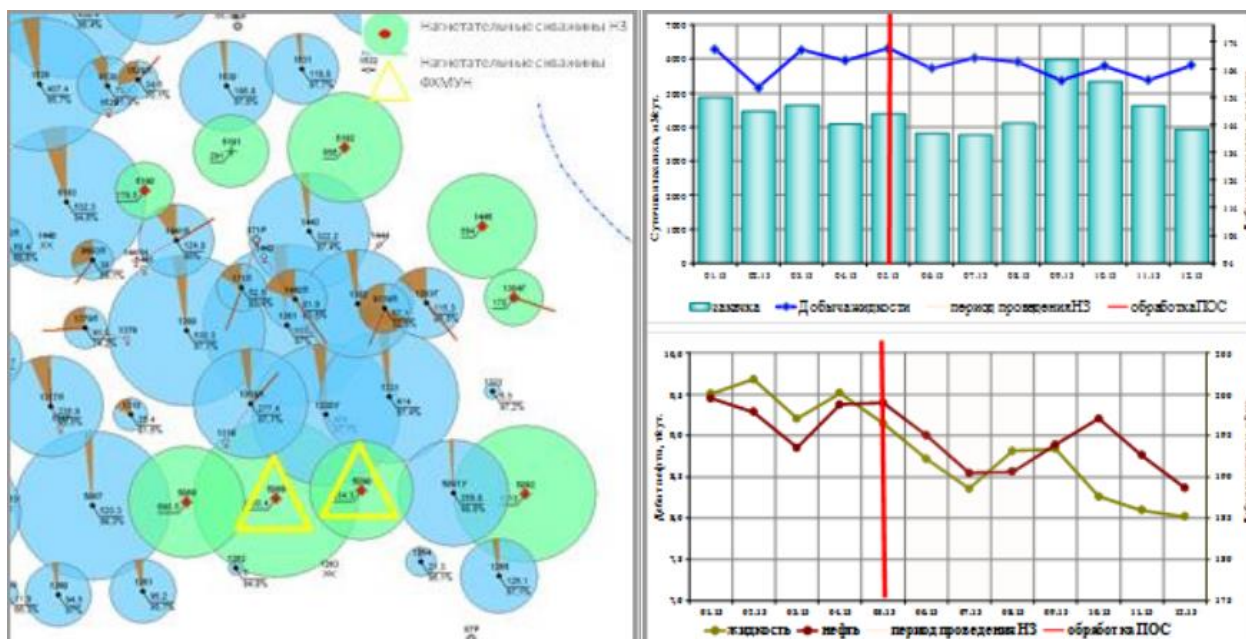


Рисунок 2 – Динамика показателей работы добывающих скважин в период проведения нестационарного заводнения на первом участке НЗ месторождения «Х», объект АВ<sub>1-3</sub>

### 1.1.2 Метод изменения направлений фильтрационных потоков

Метод изменения направлений фильтрационных потоков применяется для вовлечения в разработку застойных, не охваченных заводнением зон пласта. Для этого необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем, что достигается перераспределением отборов и закачки воды по скважинам. В результате изменения закачки меняются направленность и величины градиентов давления, за счет чего на участки, ранее не охваченные заводнением, воздействуют более высокие градиенты давления, и нефть из них вытесняется в заводненную, проточную часть пластов, чем достигается увеличение нефтеотдачи [14].

При заводнении нефтяных пластов формируются определенные установившиеся характер фильтрационных потоков и поле давления. В расчлененных неоднородных пластах нередко образуются застойные, не вовлеченные в разработку зоны, вследствие чего общая эффективность разработки пласта или месторождения существенно снижается. Не охваченные заводнением участки, а точнее, их расположение и размеры

могут зависеть не только от неоднородности пластов, но и от выбора системы разработки [7].

Чтобы вовлечь в разработку защемленные запасы нефти, необходимо изменить установившееся энергетическое состояние пласта путем изменения режимов работы нагнетательных и добывающих скважин. За счет изменения величин и направлений градиентов давления застойная нефть вытесняется в дренируемую часть, вследствие чего коэффициент охвата пласта заводнением увеличивается. Для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов важно знать текущее распределение остаточной нефтенасыщенности. В пласте могут находиться остаточные запасы, в основном представляющие собой отдельные пропластки, ранее не охваченные разработкой. Также они могут представлять собой пленки нефти, обволакивающей частицы породы, или же не промытые водой линзовидные включения.

### **Необходимость изменения направлений фильтрационных потоков с периодом разработки**

На месторождении высоковязкой нефти северные Бузачи (республика Казахстан) с целью поддержания постоянного высокого технологического эффекта от применения технологии нестационарного воздействия рационально ее комбинирование с другими технологиями рассмотрим опыт применения технологии нестационарного воздействия в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока (ИНФП) на участке шестого блока (южная часть первого эксплуатационного объекта).

Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения северные Бузачи (юрские горизонты Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub>) представлены в таблице 2.

Основными отличительными чертами геологического строения залежи является высокая средняя проницаемость коллектора, высокая послойная

неоднородность поля проницаемости, высокая вязкость пластовой нефти [15].

Таблица 2 - Основные геолого-физические характеристики первого эксплуатационного объекта месторождения Северные Бузачи

Параметры	1 объект
Средняя глубина залегания, м	470
ГНК, м	428-436
Тип залежи	пластовая сводовая тектонически - экранированная
Тип коллектора	терригенно - поровый
Средняя общая толщина,	47,6
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	20,8
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,6
Средняя пористость, д.ед.	0,34
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	2,43
Коэффициент начальной нефтенасыщенности д.ед	0,73
Коэффициент начальной нефтенасыщенности д.ед.	0,42
Коэффициент расчлененности, д.ед.	5,9
Начальная пластовая температура, град. С	29,7
Начальное пластовое давление, МПа	5,8
Вязкость нефти в пластовых условиях мПа×с	380
Плотность нефти в пластовых условиях т/м	0,92
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,029
Давление насыщения нефти газом начальное (текущее), МПа	3,97 (2,29)
Газосодержание начальное (текущее), м <sup>3</sup> /т	11,8 (7,39)
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, т/м	1,04

Структура запасов нефти юрских отложений в районе участка НЗ представлена на рисунке 3.

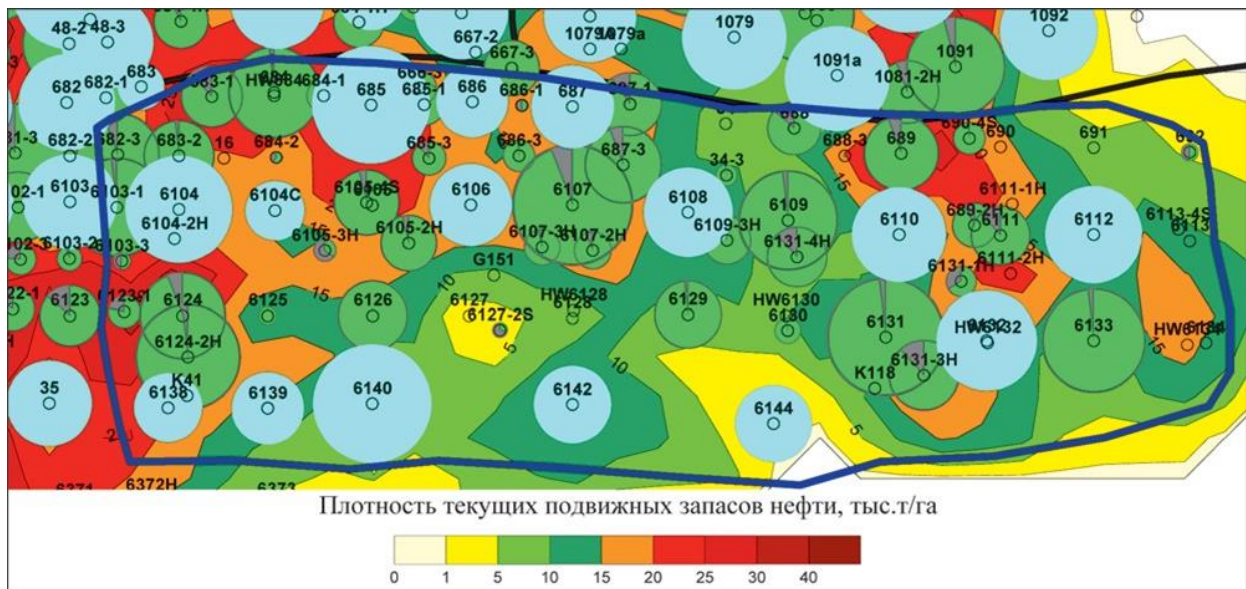


Рисунок 3 - Фрагмент карты текущих подвижных запасов нефти первого эксплуатационного объекта. Участок нестационарного заводнения блока № 6

Рассмотрим динамику технологических показателей разработки участка. На рисунке 4 представлена динамика среднемесячного дебита и обводненности добываемой продукции за последние годы.

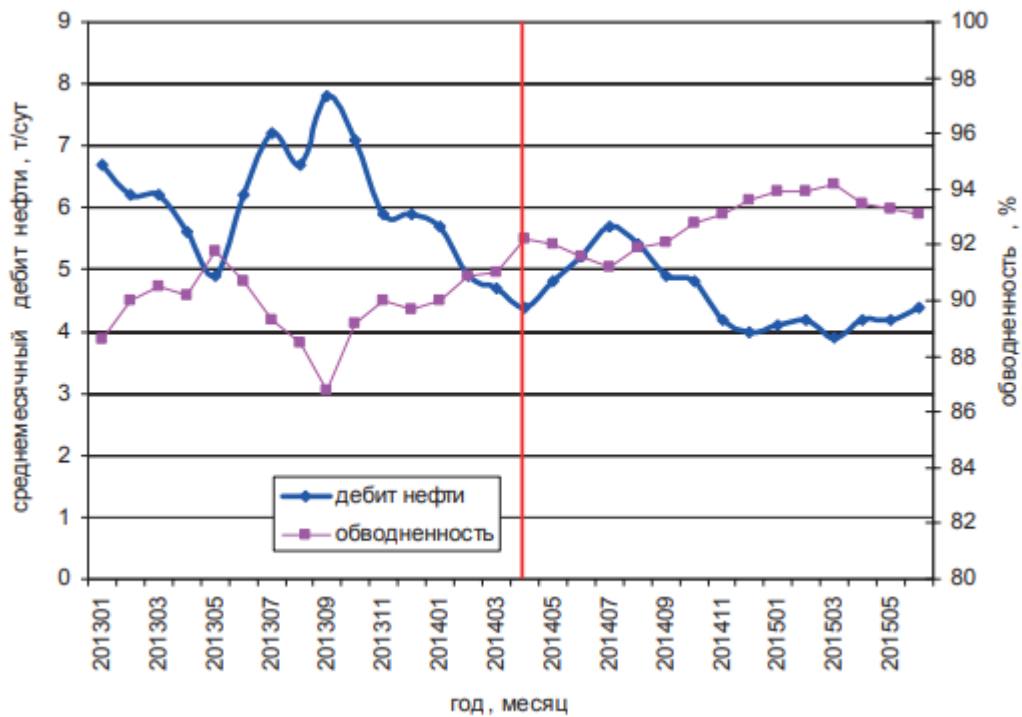


Рисунок 4 - Динамика среднемесячного дебита нефти и обводненности южного участка шестого блока (участок НЗ) за последние годы



Видно, что в последнее время динамика среднемесячного дебита нефти характеризуется значительными колебаниями его величины, что связано с проводимыми на участке геолого-техническими мероприятиями.

Обводненность добываемой продукции медленно нарастает. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составляла 87%, накопленная компенсация – 65%.

Анализ выработки запасов нефти из первого эксплуатационного объекта участка НЗ шестого блока показывает, что текущий КИН составил 0,114 д.ед. При этом текущая обводненность в целом по участку составляет 90,8 %, отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – 35% [15].

На участке было начато применение технологии НЗ в сочетании с технологией изменения направления фильтрационного потока. Согласно программе внедрения нестационарного заводнения на участке 13 действующих нагнетательных скважин были разделены на северный и южный ряды. К северному ряду относятся скважины № 685, 6104, 6104С, 6106, 6108, 6110, 6112, к южному ряду скважины № 6132, 6138, 6139, 6140, 6142, 6144. Группы нагнетательных скважин работают в противофазе, т.е. когда скважины северного ряда ведут закачку, нагнетательные скважины южного ряда стоят, и наоборот.

Нестационарное заводнение на рассматриваемом участке было начато с остановки нагнетательных скважин северного ряда на 5 сут. В дальнейшем продолжительность полупериода менялась от 5 до 7 сут. (рисунок 5).

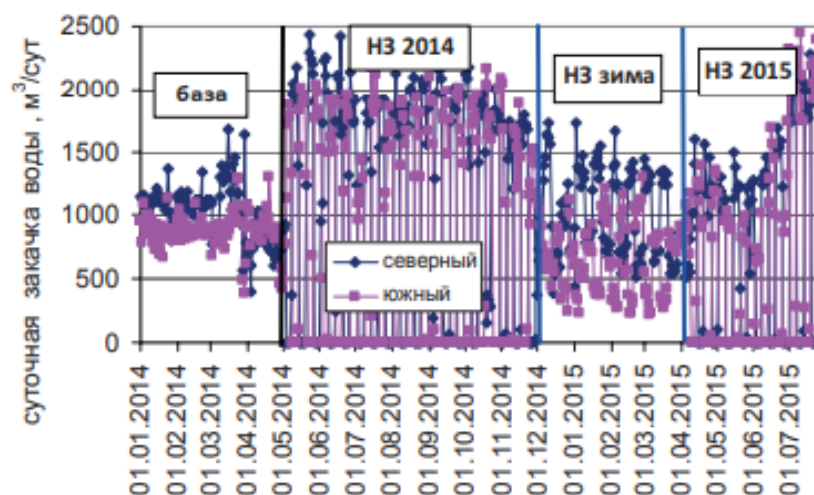


Рисунок 5 - Циклическое включение и отключение рядов нагнетательных скважин на южном участке шестого блока (первый эксплуатационный объект). Динамика суточной закачки рядов нагнетательных скважин

Использовались симметричные циклы со временем просто нагнетательных скважин, равным времени их работы. В качестве реагирующих добывающих скважин рассматривались все 45 добывающих скважин участка.

К началу реализации технологии нестационарного заводнения динамика показателей характеризуется снижением дебита нефти при нарастающей обводненности продукции. На начало НЗ среднемесячная обводненность продукции составляла 92,2 %, среднемесячный дебит нефти снизился до 4,4 т/сут при дебите жидкости 56 т/сут. среднемесячная приемистость 120 м³/сут. рассмотрим изменение технологических показателей в результате применения технологии нестационарного воздействия. На рисунке 5 видно, что начало нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационных потоков сопровождается повышением среднего дебита нефти и снижением обводненности продукции [15].

Однако со временем наблюдается тенденция к росту обводненности продукции и снижению дебита нефти. Казалось бы, эффект от применения технологии окончен. Однако, как показывает сравнение темпов падения

дебита нефти, в период нестационарного заводнения темп снижения дебита нефти менее интенсивен. Нестационарное заводнение на рассматриваемом участке осуществлялось непрерывно.

В зимнее время периодичность воздействия осуществлялась за счет ограничения закачки по рядам нагнетательных скважин. При переходе на зимний режим технологии нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационного потока наблюдается стабилизация дебита нефти и обводненности продукции.

Таким образом, нестационарное заводнение на участке позволяет снизить темпы падения дебита нефти и роста обводненности продукции.

Расчет эффективности применяемой технологии НЗ проводился на основе характеристик вытеснения. За базовый период принимался период стационарной закачки на участке. Результаты расчета технологической эффективности НЗ в сочетании с ИНФП представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Технологический эффект от применения нестационарного заводнения и изменения направления фильтрационных потоков на участке 6-го блока (юг) первого эксплуатационного объекта

Характеристика вытеснения	Величина	Характеристика вытеснения	Величина
$Q_n(1/Q_{ж})$	10343	14	3,12E-04
$lgQ_{в}/Q_n(lgQ_{в})$	3076	6	3,28E-04
$Q_n(1/SQR(Q_{ж}))$	10257	14	3,72E-04
$Q_{ж}/Q_n(Q_{в})$	7213	14	4,06E-04
$Q_n(lgQ_{ж})$	5260	14	4,30E-04
Средний по трем наилучшим	7230	12,4	

В результате анализа эффективности применяемой технологии нестационарного воздействия по скважинам основного и уплотняющего фондов установлено, что максимальный удельный эффект приходится на скважины уплотняющего фонда (Таблица 4, рисунок 6).

Таблица 4 - Распределение эффекта от НЗ по скважинам основного и уплотняющего фондов

Фонд	Основной	Уплотняющий	Итого
Количество скважин, шт.	11	22	33
Суммарный эффект, т.	3572	12384	15956
Удельный эффект, т/скв.	324,7	562,9	483,5

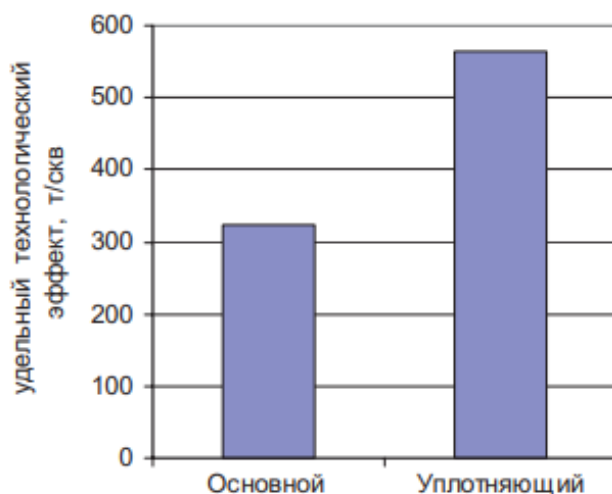


Рисунок 6 - Распределение эффекта от нестационарного заводнения и изменения направления фильтрационных потоков по скважинам основного и уплотняющего фондов

В целом, за анализируемый период удельный эффект по скважинам основного фонда составил 325 т/скв. (23 т/(скв.мес.)), уплотняющего фонда – 563 т/скв. (40 т/(скв.мес.)). Таким образом, различие по эффективности технологии нестационарного заводнения на скважинах уплотняющего и основного фондов значительное. Более высокий эффект от НЗ+ИНФП на скважинах уплотняющего фонда обусловлен двумя причинами: первое – более высокая амплитуда нестационарного воздействия (скважины ближе к источнику воздействия), второе – меньше степень выработки высокопроницаемых каналов (меньшее время работы скважин), что увеличивает эффективность изменения направления фильтрационных потоков.

Второй особенностью является применение недропользователем на участке НЗ изменения режимов работы добывающих скважин (оптимизация).

В данном случае оптимизация режимов работы добывающих скважин была направлена в основном на увеличение дебитов жидкости. В период нестационарного заводнения на участке проводилась оптимизация режимов работы добывающих скважин в более чем 58 % фонда скважин участка.

Оценка эффекта от совместного применения технологии оптимизации и нестационарного заводнения показала, что на скважинах, где применялось комплексное воздействие (НЗ+оптимизация), удельный эффект в 1,5 раза ниже в сравнении со скважинами, которые находились только в зоне воздействия нестационарного заводнения (таблица 5, рисунок 7).

Таблица 5 - Распределение эффекта от нестационарного заводнения и изменения направления фильтрационных потоков по скважинам с применением оптимизации и без нее

Вид ГТМ	Суммарный эффект, т	Количество скважин, шт	Удельный эффект, т/скв
Оптимизация+ НЗ	8380	21	399
НЗ	7576	12	631,3

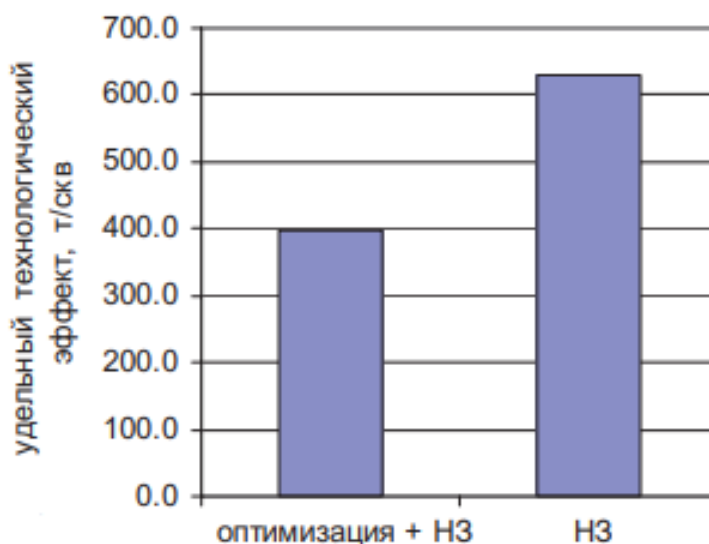


Рисунок 7 - Распределение эффекта от нестационарного заводнения и изменения направления фильтрационных потоков по скважинам с применением оптимизации и без нее

Снижение эффективности технологии нестационарного заводнения и изменения направления фильтрационных потоков на скважинах с оптимизацией связано с резким ростом обводненности этих скважин при увеличении дебита жидкости (непропорциональное изменении долей фаз в потоке). На характеристиках вытеснения данное мероприятие отражается как ухудшение качества нефтевытеснения, хотя в ряде случаев наблюдался рост суточных отборов нефти при возрастании обводненности.

Применение нестационарного заводнения и изменения направления фильтрационных потоков на участке НЗ шестого блока (юг) показало следующие особенности: уплотняющие скважины, имеющие в зоне дренажа большие подвижные запасы, чем скважины основного фонда, более значимо реагируют на технологию изменения направления фильтрационного потока и на циклическое воздействие. средний удельный эффект от НЗ для уплотняющих скважин в 1,7 раз выше, чем для скважин основного фонда.

Второй особенностью является факт массового применения недропользователем оптимизации режимов работы добывающих скважин (в основном увеличение дебитов жидкости). Применение данного вида геолого-технических мероприятий (ГТМ) значимо сказалось на эффективности нестационарного заводнения на рассматриваемом участке. скважины с применением оптимизации имеют в среднем в 1,5 раза меньший удельный эффект.

### **1.1.3 Анализ опытно-промышленных работ по изменению направления фильтрационных потоков на месторождении X**

После адаптации гидродинамической модели проводится оценка перспективных участков с точки зрения вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов. Рассмотрим данную процедуру на примере одного из таких участков блока «Монолит».

Согласно полученным по результатам прокси-моделирования картам остаточных нефтенасыщенных толщин и текущей насыщенности выделяются области зацементированных запасов, обозначенные на рисунке 8 [8].

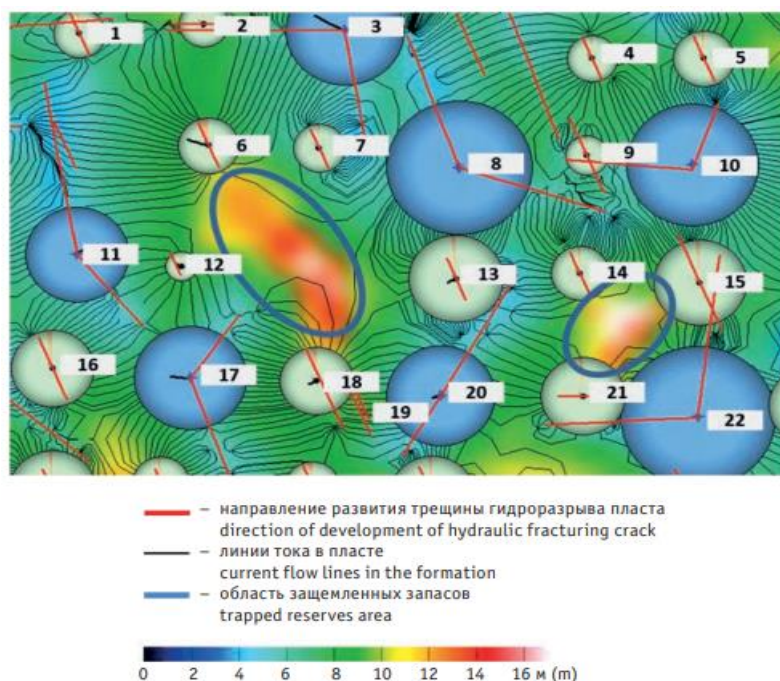


Рисунок 8 - Карта остаточных нефтенасыщенных толщин одного из участков геологического блока «Монолит» месторождения Западной Сибири

Для вовлечения зацементированных запасов в разработку требовалось изменить градиенты давления, для чего были проведены расчеты с остановками скважин № 8, 11 и 17. Наиболее эффективным оказался вариант с прекращением закачки в скважине № 8 на один год. После остановки скважины произошло перераспределение фильтрационных потоков, что отразилось на отборах жидкости в соседних добывающих скважинах. Зафиксировано снижение обводненности. Фактический прирост дебита нефти составил: в скв. №14 – 10т/сут, скв. №21 – 6т/сут, скв. №6 – 40т/сут. Суммарно по скважинам дополнительная добыча нефти за год составила 10 тыс. т (рисунок 9) [8].

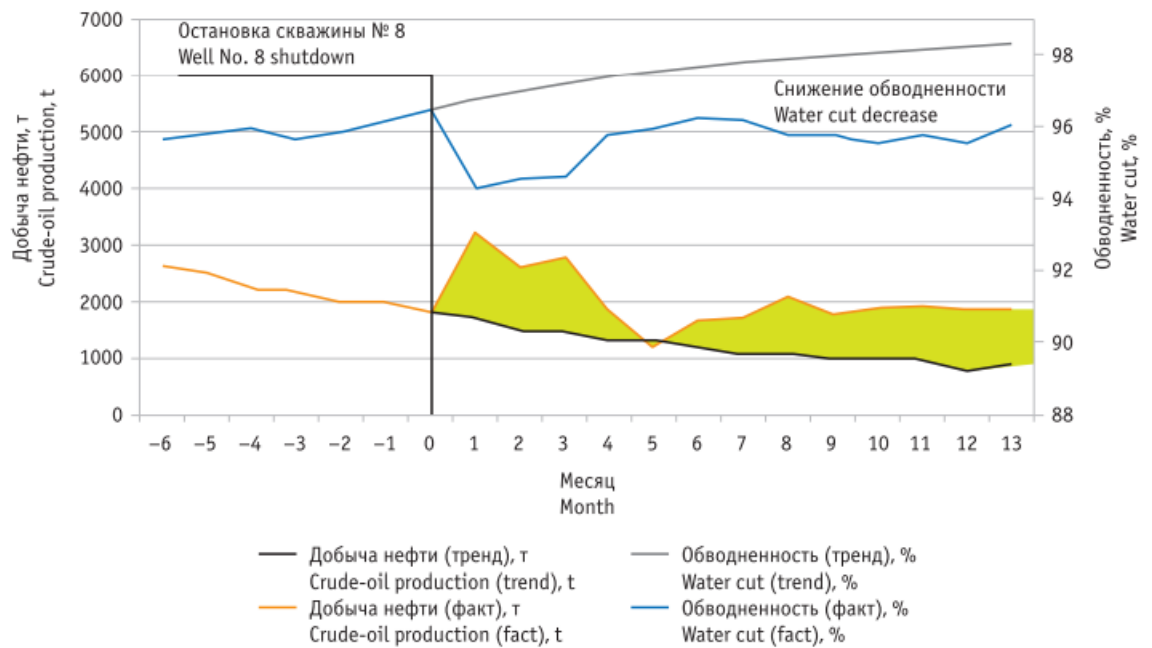


Рисунок 9 - Динамика добычи нефти в скважинах, окружающих остановленную скважину № 8 геологического блока «Монолит» месторождения Западной Сибири

После адаптации модели к новым показателям работы добывающих скважин №6, 14 и 21, реакция которых подтвердила наличие заземленных запасов нефти в пласте, получены новые линии тока (рисунок 10) [8].

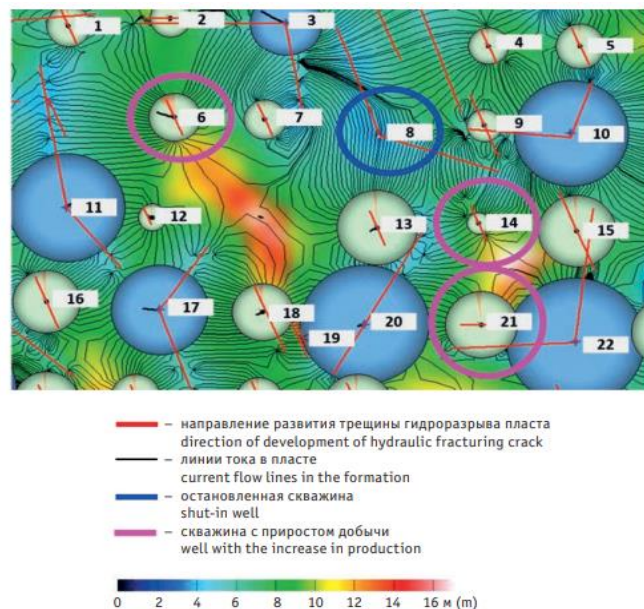


Рисунок 10 - Линии тока после остановки скважины № 8 на карте остаточных нефтенасыщенных толщин одного из участков геологического блока «Монолит» месторождения Западной Сибири



Для увеличения темпов отбора остаточных извлекаемых запасов проведена реконструкция скважины № 19 методом зарезки бокового ствола (ЗБС) с наклонно-направленным окончанием в северном направлении. Фактические запускные параметры реализованного ЗБС: дебит нефти – 22,4 т/сут, обводненность – 95 %.

Положительные результаты опытно-промышленных работ позволили составить адресную программу геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи, на других зонах защемленных запасов блока «Монолит». Программа, в частности, включает следующие этапы:

- остановка пяти нагнетательных скважин с целью изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП);
- проведение повторного гидравлического разрыва пласта (ГРП) на трех добывающих скважинах с высокой вероятностью переориентации трещины;
- интенсификация добычи нефти на четырех добывающих скважинах;
- реконструкция семи добывающих скважин методом ЗБС с наклонно-направленным окончанием.

## **1.2 Сущность методов анализа системы заводнения**

Эффективность систем разработки нефтяных месторождений с заводнением во многом определяется полнотой вовлечения в разработку промышленных запасов нефти и характером их выработки. От этого зависят как темпы добычи, так и полнота извлечения нефти из недр.

В условиях заводнения полнота выработки продуктивных пластов в первую очередь зависит от степени охвата объекта разработки как по площади, так и по разрезу, что во многом определяется характером продвижения закачиваемой воды и пластовой. Поэтому основное внимание при геолого-промысловом анализе должно уделяться вопросам охвата

пластов воздействием закачиваемой воды и особенностям продвижения воды по продуктивным пластам.

К числу геолого-физических факторов, влияющих на процесс заводнения, относятся фильтрационные свойства продуктивных пластов, характер и степень их неоднородности, вязкостные свойства насыщающих пласты и закачиваемых в них жидкостей и др [19].

Одним из главных вопросов, решаемых при проведении анализа эффективности заводнения, является выбор масштаба (определение размеров участка залежи, подлежащей анализу). В зависимости от необходимой детализации показатели эффективности заводнения можно определять для всего месторождения в целом, а можно для каждой скважины отдельно (рисунок 11) [9].



Рисунок 11- Уровни анализа эффективности заводнения

### 1.2.1 Анализ на уровне блоков

Если объект разработки представляет собой небольшую залежь или конгломерат нескольких небольших по площади залежей, то каждая залежь может ассоциироваться с отдельным блоком разработки.

Когда выполнение условия неперетока флюидов из одной части залежи в другую ставится под вопрос, то в подобного рода ситуациях рекомендуется в крупные блоки объединять участки залежи с примерно одинаковой сеткой разработки, а границы блоков проводить либо по карте общей мощности коллектора, через зону минимальных мощностей, либо по карте проницаемостей, через зону пониженных проницаемостей, либо через

середины расстояния между добывающими скважинами, которые относятся к смежным блокам [10].

Анализ заводнения на уровне блоков позволяет:

- спрогнозировать выработку запасов нефти;
- оценить эффективность работы существующей системы ППД;
- проверить корректность истории добычи и закачки, исследовать вероятность перетоков между пластами, частями залежи, в том числе и между блоками, а также рассчитать объём неэффективной закачки;
- оценить начальные геологические запасы (НГЗ) нефти, объём газовой шапки, объём воды.

На основе результатов данного вида анализа блоки могут быть сгруппированы в зависимости от выявленных ключевых проблем и следующим шагом эти блоки необходимо проранжировать для того, чтобы выявить участки наиболее перспективные с точки зрения увеличения добычи в краткосрочной перспективе.

Критерии ранжирования могут быть различными, к примеру это может быть величина остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) или их плотность, годовой темп отбора от ОИЗ и так далее. В отличие от анализа заводнения на уровне блоков анализ на уровне элемента разработки оперирует скважинными данными — замерами дебитов и приемистостей, результатами геофизических исследований скважин (ГИС), результатами интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИС).

Основные задачи, которые решаются в ходе его реализации:

- выявление связи между нагнетательными и добывающими скважинами,
- изучение характера вытеснения нефти водой в межскважинном пространстве с целью последующей оценки приемистости, необходимой для компенсации отборов реагирующих добывающих скважин,

- планирование мероприятий по увеличению охвата заводнением и выработки недренируемых запасов, поэтому элементы разработки формируются вокруг нагнетательных скважин, и их границы проводятся через середины реагирующих добывающих скважин.

### Особенности реализации реактивного блочно-факторного анализа

Целью блочного анализа является оперативное регулирование процесса заводнения, направленное на замедление темпов падения базовой добычи нефти вследствие недокомпенсации отборов закачкой, поддержание пластового давления на заданном уровне, сокращение непроизводительной закачки воды.

Для применения реактивного блочно-факторного анализа (БФА) проводится сбор необходимой информации о режиме эксплуатации каждого блока, выявление проблемных ячеек с потерями добычи нефти, выбор ГТМ в зависимости от типа потерь [18].

Факторный анализ заключается в ранжировании потерь нефти на потери вследствие снижения объёмов добычи жидкости, потери, обусловленные ростом обводнённости добываемой продукции, и потери вследствие сокращения среднего действующего фонда (СДФ) скважин (рисунок 12).



Рисунок 12 - Факторное разделение потерь добычи нефти

Потери нефти по жидкости согласно расчетным значениям пластового давления (по материальному балансу) разделяются на потери по пластовому давлению, потери по забойному давлению и другие.

Потери нефти по обводненности разделяются на потери по естественному и опережающему обводнению.

### **Перспективность применения результатов проактивного блочного анализа**

На рисунке 13 представлен пример определения потерь добычи нефти вследствие снижения пластового давления. Целевая компенсация для данной скважины составляет 158 %, а значение текущей компенсации составляет 142 %. В результате можно сделать вывод о недостаточной компенсации отборов закачкой, при этом, если не увеличить данный показатель, пластовое давление продолжит снижаться (на рисунке 13 прогнозируемое поведение пластового давления представлено красным цветом) [9].

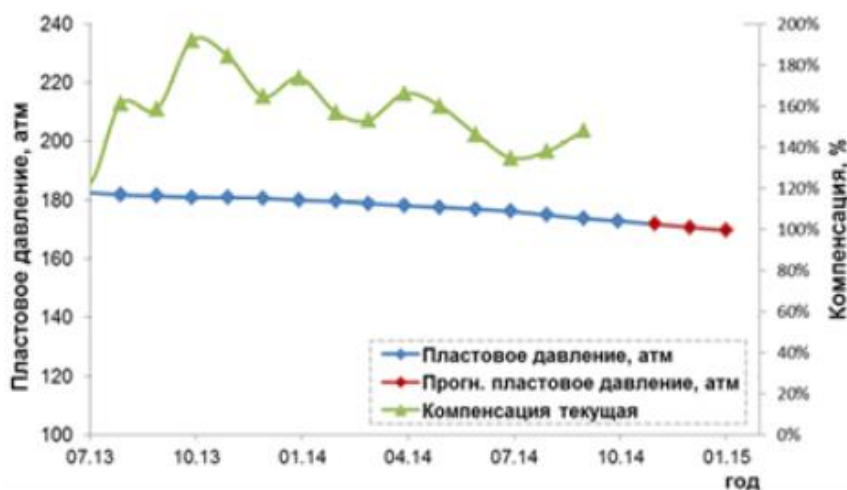


Рисунок 13- Динамика пластового давления по результатам проактивного блочного анализа для элемента заводнения Приобского месторождения (Южная лицензионная территория) [9]

Фактический прирост добычи нефти по данному элементу заводнения за восемь месяцев за счет увеличения объемов добычи жидкости составил 578 т. Известно, что на двух добывающих скважинах, входящих в данный

блок, были проведены ГТМ по снижению забойного давления, которые и обеспечили прирост добычи нефти.

Однако результаты прогноза по потерям добычи нефти говорят о существующем снижении пластового давления примерно на 0,7 МПа за восемь месяцев, а прогноз данного показателя свидетельствует о сохранении негативного тренда на дальнейшее снижение пластового давления на 0,3 МПа за последующие три месяца. Потери в таком случае составят 108 т нефти. По результатам проактивного блочно-факторного анализа даны рекомендации по увеличению закачки до целевого уровня.

По результатам проактивного блочно-факторного анализа выявлен негативный характер изменения обводненности. Оперативная диагностика и проведение мероприятий по выравниванию профилей приемистости в группе скважин позволят снизить темп роста обводненности, что даст возможность предотвратить большую часть потерь нефти [9].

### **1.2.2 Анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие**

Анализ влияния нагнетательных скважин на окружающие добывающие выполняется с целью:

- выявления гидродинамической связи между рассматриваемой нагнетательной скважиной и окружающими ее добывающими, для последующей оценки приемистости, необходимой для компенсации отборов реагирующих добывающих скважин;
- определения интервалов пласта в добывающих и нагнетательных скважинах, не вовлеченных в разработку и интервалов, по которым идет циркуляция закачиваемой воды;
- рекомендации по дострелам, изоляциям и применению технологий по выравниванию профиля притока или приёмистости для повышения охвата заводнением по мощности пласта.

Важно отметить, что на добывающие скважины, входящие в изучаемый элемент разработки, могут оказывать воздействие не только рассматриваемая

нагнетательная скважина, но другие нагнетательные скважины расположенные в этом же районе, поэтому все планшеты с данными ГИС и добычи строятся через анализируемую нагнетательную скважину, рассматриваемую добывающую и нагнетательную скважину, которая потенциально может оказывать воздействие на рассматриваемую добывающую скважину (рисунок 14) [10].

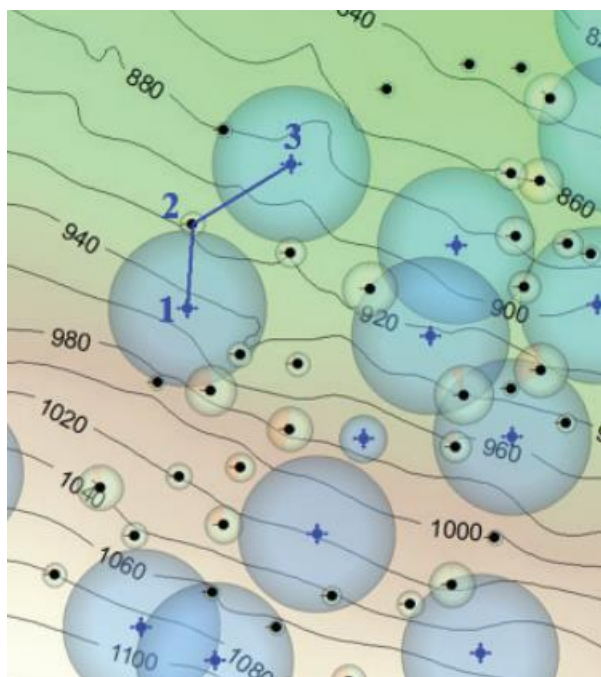


Рисунок 14 - Выкопировка структурной карты по кровле горизонта 1 месторождения X

Анализ влияния выполняется в два этапа.

На первом этапе необходимо оценить связанность коллектора, сопоставить интервалы перфорации в добывающей и нагнетательных скважинах, а также проанализировать результаты определения профилей притока и приемистости.

На втором этапе рассматривается динамика изменения во времени суточных дебитов нефти и жидкости, динамического уровня добывающей скважины, а также суточных приемистостей нагнетательных скважин.

В обязательном порядке на графики по добывающей скважине выносятся данные о выполненных ГТМ, ремонтах, оптимизациях насосов и

другая информация о событиях, которые могли привести к изменению режима работы добывающей скважины. События на нагнетательной скважине также выносятся, данная информация необходима при интерпретации графиков Холла.

### **Методика построения графиков Холла**

Использование графика Холла – еще одна полезная методика оценки работы нагнетательных скважин [16]. Большинство методов тестирования скважины усложнено изменением дебита, давления, притоком флюидов в скважину после ее остановки, т.е. неустановившимся режимом ее работы. Метод построения графика Холла основан на использовании данных по нагнетанию через некоторое время после установления режима, что позволяет снизить влияние перечисленных эффектов.

При изменении условий наклон линии на графике Холла должен тоже измениться. В начале заводнения график Холла может иметь вид вогнутой восходящей линии. Это вызвано увеличением радиус дренирования и давление на контуре питания. Со временем этот эффект становится все меньше, поскольку радиус дренирования становится все больше. Если на скважину воздействовать, наклон графика Холла уменьшится. Например, нагнетание под давлением гидроразрыва создаст высокопроницаемую трещину, и скин-эффект уменьшится. Также обработка скважины с помощью поверхностно – активных веществ (ПАВ) для увеличения эффективная проницаемость по воде или с помощью кислоты для увеличения радиуса контура питания нагнетательной скважины уменьшит наклон на графике Холла. Наоборот, если скважина повреждена и скин-слой вырос или радиус контура питания нагнетательной скважины уменьшается, отклонение от линейности увеличивается и направлено вверх [17].

Рисунок 15 является схематическим примером графика Холла, используемым как иллюстрация определения некоторых параметров с помощью этой методики.



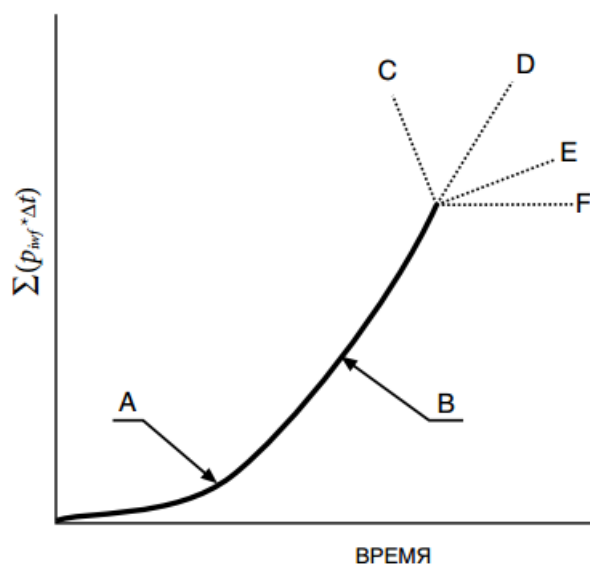


Рисунок 15 - Схематический пример графика Холла

Часть кривой А – вогнутая, восходящая – демонстрирует начало нагнетания в скважину. В этот период пласт заполняется жидкостью, радиус дренирования и давление на контуре питания увеличиваются. В точке В наполнение пласта нагнетаемой водой заканчивается и радиус дренирования, и давление на контуре питания становятся постоянными. Все условия для линейности выполнены. Путь к точке С демонстрирует отклонение от линейности, связанное с нарушением эксплуатационных качеств пласта. Путь к точке D описывает скважину с постоянным скин-слоем, радиусом контура питания нагнетательной скважины. Путь к точкам E и F демонстрирует вид графика Холла для скважины, в которой применяют ГРП, кислотную обработку и т.д [17].

### 1.2.3 Анализ заводнения на уровне элемента объекта разработки

Для качественного выполнения анализа заводнения желательно получить представление о залежи тел в трехмерном пространстве с различными литологическими и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) в пределах рассматриваемого региона.

Прослеживание распространения коллекторов по площади имеет большое значение в анализе системы заводнения. Процесс изучения

геологического строения зависит от особенностей месторождения, а также имеющихся данных [11].

Изучение геологического строения заключается в следующем:

- изучение результатов петрофизического анализа кернa.

Необходимо понимать, насколько отличаются петрофизические параметры выделяемых геологических тел (относительные фазовые проницаемости, начальная и остаточная нефтенасыщенность, остаточная водонасыщенность, коэффициент вытеснения);

- детальная корреляция. В рамках данной задачи необходимо проводить сопоставление геологических разрезов между собой для выяснения возрастных соотношений, выделения одноименных пластов (каналов), выявления изменения литологического состава, установление характеров контактов пластов и др. Предполагается, что в пределах выделенного канала существует гидродинамическая связь между скважинами. Однако важно понимать, что песчаники, отложенные в разное время, не имеют гидродинамической связи;

- сейсмофациальный анализ. При наличии качественных сейсмических данных можно воспользоваться сейсмофациальным анализом, для определения латерального распространения геологических тел (русло, бары и пр.) посредством построения карт атрибутов. Поэтому сейсмофациальный анализ необходимо проводить совместно с интерпретацией данных ГИС и кернa;

- построение схем распространения пород-коллекторов различного возраста.

Для концептуального понимания седиментологической обстановки, прослеживания трендов во взаимовлиянии скважин и возможности прогнозирования влияния необходимо схематично отобразить распространение связанных песчаных каналов по площади. С целью максимального охвата по площади необходимо включить в анализ все

действующие, транзитные и ликвидированные скважины на рассматриваемом регионе.

Для разрезов скважин, пробуренных на территории каналов, свойственны мощные (от 4–5 метров) однородные пласты, выделяемые по гамма каротажу, боковому каротажу и методом самопроизвольной поляризации. Разрезы скважин в пойменных участках характеризуются значительной неоднородностью и прослаиванием коллекторов до 1–2 м. Результатом данного анализа является концептуальная картина распространения разновозрастных песчаных каналов, которые местами могут накладываться друг на друга (рисунок 16).

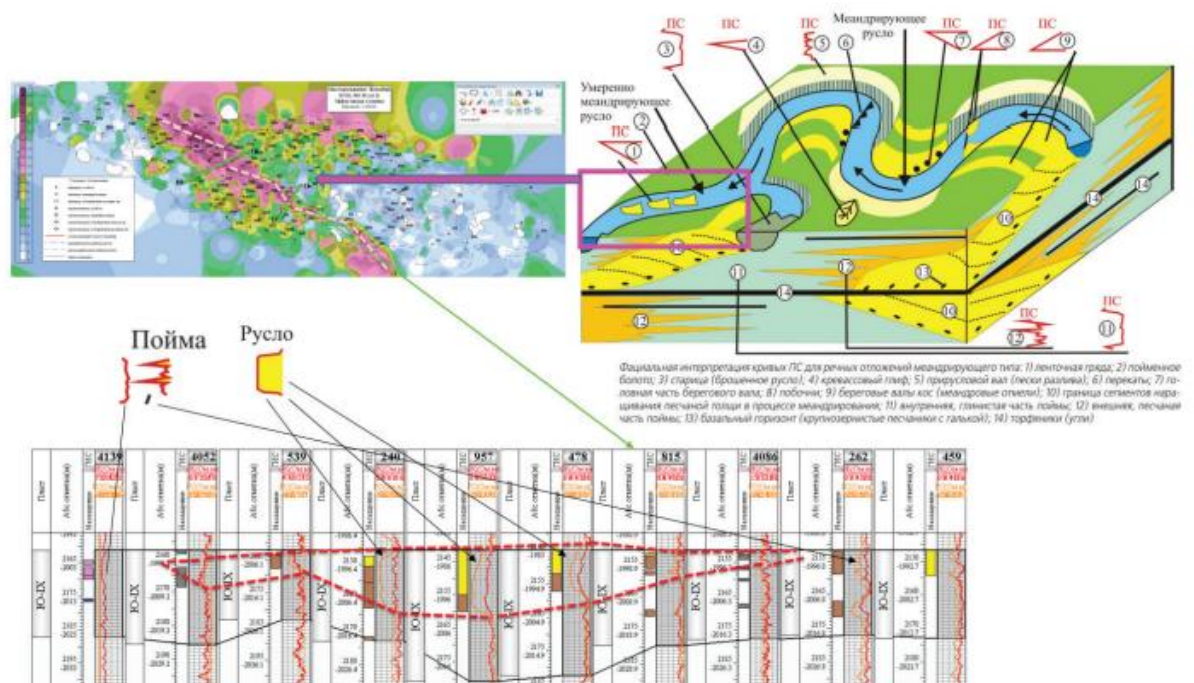


Рисунок 16 - Анализ геологического строения района работ

### 1.2.4 Характер внедрения воды по отдельным пластам и участкам

В настоящее время в связи с развитием методов контроля за разработкой нефтяных месторождений значительно расширились представления о характере перемещения ВНК. Выделяются две основные формы перемещения ВНК: подъем ВНК по вертикали и послойное обводнение нефтяной залежи.

В результате совместного действия большого числа факторов ВНК в процессе перемещения по пласту движется неравномерно и принимает обычно очень сложную геометрическую форму. На многопластовом месторождении из-за различия литологического строения объекта по толщине формируется несколько самостоятельных фронтов вытеснения с различными скоростями движения.

### Причины обводнения

Конусообразование имеет место в вертикальных скважинах, где ВНК находится рядом с нижними перфорационными отверстиями в пластах с относительной высокой вертикальной проницаемостью (рисунок 17) [31].

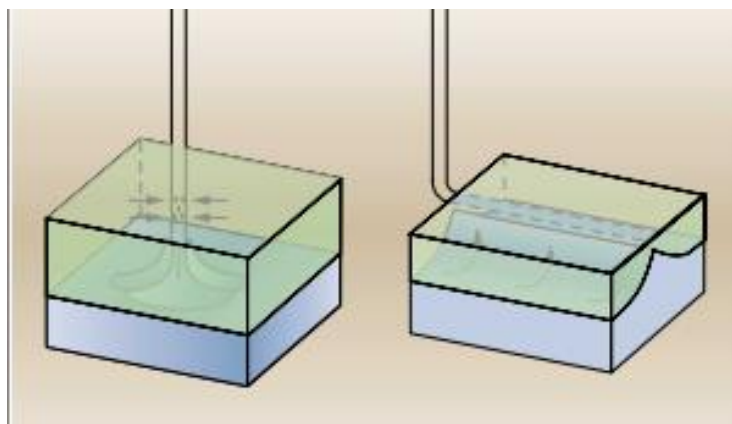


Рисунок 17 - Конусо- или языкообразование

Максимальный дебит, при котором не происходит образование конуса называется критическим дебитом конусообразования и обычно слишком мал с экономической точки зрения. Одним из подходов, иногда предлагаемым без особых на то оснований, является закачка слоя геля выше ВНК. Подобный шаг редко препятствует образованию конуса и требует закачки больших объемов геля для значительного снижения водонефтяного фактора (ВНФ).

Например, для увеличения критического дебита конусообразования вдвое, обычно необходим эффективный радиус закачки геля, не меньший, по крайней мере, 15 м. Как показывает практика, закачка геля на такую глубину в пласт экономически трудно осуществима. Закачка же меньших объемов геля обычно приводит к быстрому повторному прорыву воды за

исключением тех случаев, когда гелевая подушка, по счастливой случайности, соединяется с глинистым пропластком.

Хорошей альтернативой закачке геля является бурение одного или нескольких горизонтальных стволов вблизи кровли пласта, что позволяет увеличить расстояние до ВНК и при работе с пониженной депрессией приводит к уменьшению эффекта конусообразования.

В горизонтальных скважинах данное явление называют языкообразованием. В таких скважинах, в случае движения ВНК вверх, путем применения изоляции в прискважинной зоне, распространяющейся на значительные расстояния вверх и вниз по стволу, можно, по крайней мере, замедлить языкообразование.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ**

### **2.1 Обзор методов оценки системы заводнения**

#### **2.1.1 Метод электрометрических исследований скважин**

Метод электрометрических исследований скважин при определенных природных геолого-физических условиях позволяет на любой стадии разработки нефтяных залежей с достаточной точностью определять положение ВНК и расчленять разрез пласта на нефтенасыщенные и водонасыщенные или заводненные интервалы по различию их электрических сопротивлений. По залежам, находящимся в поздней стадии разработки, первоочередной задачей электрометрических исследований является установление текущего положения ВНК и определение остаточной нефтенасыщенной,  $h_{ост}$ , и заводненной,  $h_{зав}$ , толщин пласта.

На практике применение метода на поздней стадии разработки нефтяных пластов ограничивается тем обстоятельством, что электрометрические исследования возможно проводить только во вновь пробуренных, необсаженных эксплуатационной колонной скважинах, и поэтому основная информация, получаемая с помощью метода электрометрии, поступает по соседним скважинам и главным образом в период разбуривания залежей эксплуатационными скважинами, т.е. характеризует в основном начальное состояние геологических запасов нефти [19].

На поздней стадии разработки залежей бурение новых скважин обычно проводится в небольших количествах в оставшейся нефтенасыщенной зоне или часто не проводится вообще, и поэтому данные о текущем ВНК по электрометрии могут быть получены только в исключительных случаях.

В процессе разработки многих объектов возникают условия, резко снижающие эффективность электрометрических исследований для изучения текущего распределения запасов нефти. В частности, в условиях внутриконтурного заводнения при замещении вытесненной нефти пресной водой становится невозможным по электрометрии выделить остаточную нефтенасыщенную и заводненную толщину пластов из-за слабой дифференциации их по электрическому сопротивлению [19].

В последние годы разработан способ проведения электрометрических исследований в обсаженных скважинах. В этом случае участок обсадной колонны против продуктивного объекта должен быть представлен стеклопластиковыми трубами.

### **2.1.2 Методы радиометрических исследований скважин**

Методы радиометрических исследований, разработанные и внедренные в практику позднее методов электрометрии, по сравнению с последними обладают рядом преимуществ. Важнейшее из них заключается в том, что радиометрические исследования могут проводиться в обсаженных колонной скважинах и поэтому позволяют проводить многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени.

В промышленной практике нашли широкое применение следующие модификации радиометрических исследований скважин:

- нейтронно-гамма-метод (НГМ);
- нейтрон-нейтронный метод (ННМ);
- импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ);
- импульсный нейтронный гамма-метод (ИНГМ).

Физические основы радиометрических методов, методики проведения исследований и интерпретация получаемых результатов изложены в специальных работах, посвященных этому виду исследований [19].

При благоприятных геолого-физических условиях с помощью радиометрических методов определяется текущее положение ВНК и значения остаточной нефтенасыщенной,  $h_{ост}$ , и заводненной,  $h_{зав}$ , толщин пластов на различные даты.

Достаточно надежные результаты определений получаются при вытеснении нефти водой высокой минерализации и исследовании пластов, не вскрытых перфорацией.

В пластах, вскрытых перфорацией, и в случае вытеснения нефти пресной водой эффективность радиометрических исследований также снижается, и это обстоятельство ограничивает применение метода. Однако при закачке в пласт порции флюидов, отличающихся по минерализации от пластовых, или закачке меченых жидкостей можно с успехом прослеживать процесс их проникновения и распространения по пласту. Для этих же условий целесообразно применение диэлектрического каротажа, который позволяет выделить участки пластов, заводняемые пресной водой.

В практике методы радиометрии широко применяются в основном на многопластовых месторождениях для контроля за подъемом ВНК по верхним объектам, где имеются сетки неперфорированных скважин, пробуренных на нижележащие горизонты.

Для оценки текущей нефтенасыщенности и положения ВНК в гораздо меньшем объеме используется углеродокислородный и широко-полосной акустический методы.

### **2.1.3 Метод прослеживания обводненных интервалов**

Метод заключается в определении поглощающих и ранее поглощавших прослоев в нагнетательных скважинах по профилям приемистости и прослеживании их от скважины к скважине. При этом особое внимание обращается на наличие интервалов замещения коллекторов и интервалов с ухудшенными коллекторскими свойствами, которые оказывают



экранирующее влияние на продвижение жидкости. В каждой скважине устанавливаются две группы прослоев:

- которые могут быть обводнены за счет продвижения по напластованию пород от ближайших нагнетательных скважин;
- обводнение которых возможно в результате перетоков между отдельными прослоями или подхода воды от удаленных нагнетательных скважин.

После установления вероятного порядка обводнения отдельных прослоев в каждой скважине используются имеющиеся эксплуатационные данные (текущие дебиты нефти и процент воды, их изменение во времени), результаты поинтервального опробования, профили притока жидкости, по которым делается предварительное заключение об обводнении прослоев [19].

Далее по отношениям текущего дебита нефти к начальному и текущей нефтенасыщенной толщине к начальной проверяется соответствие выделенной нефтенасыщенной толщины текущему дебиту нефти. При этом качественно учитываются коллекторские свойства заводненной и оставшейся нефтеносной части пласта и обращается внимание на величину отбора жидкости из скважины. При низких отборах жидкости, не соответствующих потенциальным возможностям пласта, эксплуатационные данные не показательны, так как скважина может давать высокообводненную продукцию, хотя значительная часть пласта остается нефтеносной.

Сделанное по скважине заключение проверяется при дальнейшем прослеживании по данным следующих скважин, особенно если по ним имеются непосредственные данные о заводнении пластов.

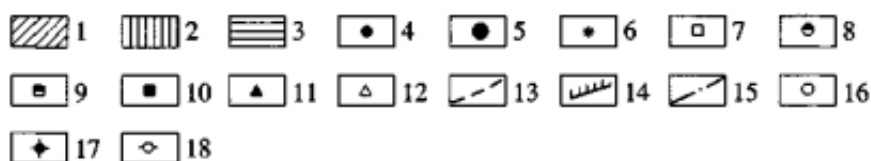
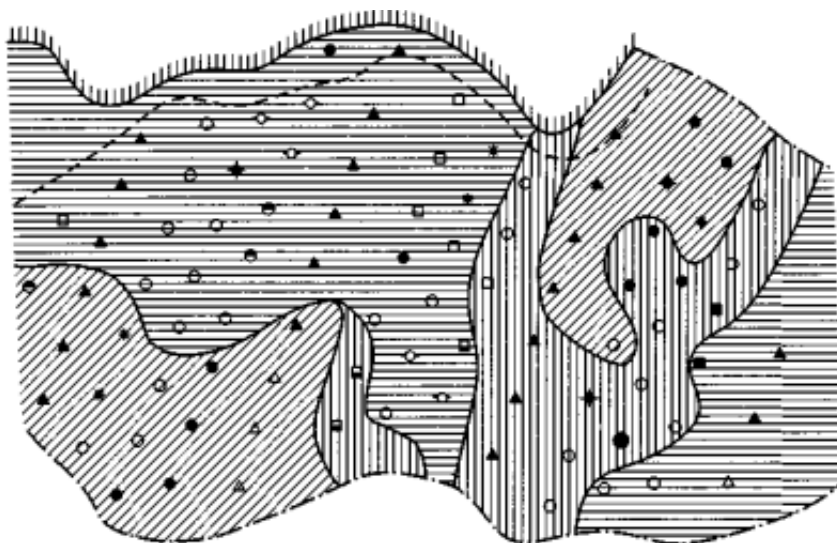
На участках, где происходит подъем ВНК, необходимо учитывать и вертикальное перемещение воды, для чего можно использовать график зависимости между обводненностью скважины и расстоянием ВНК от нижних отверстий перфорации.

Таким образом, метод позволяет определить заводненную толщину продуктивного объекта в каждой скважине, и, следовательно, картину

заводнения залежи в целом, и облегчает в дальнейшем построение карт влияния закачки.

Установленные перечисленными выше способами текущие положения ВНК по скважинам позволяют определить остаточную нефтенасыщенную толщину на дату анализа разработки и построить карту остаточных нефтенасыщенных толщин. Остаточные геологические запасы нефти определяются путем планиметрирования этой карты, а систематически проводимые исследования такого рода дают представление о выработке запасов во времени.

Карты влияния закачки (рисунок 18), построенные по отдельным пластам, дают представление о структуре остаточных запасов, под которой понимается их распределение по продуктивным пластам и участкам залежи, имеющим различные геологические характеристики и степени изученности и условия их разработки [19].



1 - закачка обеспечивает фонтанирование с дебитом > 10 т/сут; 2 - закачка обеспечивает механизированную добычу с дебитом > 10 т/сут; 3 -

влияние закачки незначительно, дебиты скважин менее 10 т/сут; 4 - перфорирован и работает только данный пласт с дебитом  $> 10$  т/сут; 5 - перфорированы и работают совместно два-три пласта; 6 - перфорированы два-три пласта, но из них работает только данный пласт; 7 - перфорированы два-три пласта, но данный пласт не работает; 8 - дебит данного пласта  $< 10$  т/сут; 9 - механизированы скважины с обводненностью 25% и менее; 10 - механизированы скважины с обводненностью 25% и более; 11 - в нагнетательной скважине данный пласт перфорирован; 12 - в нагнетательной скважине данный пласт не перфорирован; 13 - внешний контур нефтеносности; 14 - граница замещения коллекторов пласта плотными породами; 15 - граница распространения малопродуктивных коллекторов мощностью менее 4 м; 16 - пласт не перфорирован; 17 - механизированные скважины с дебитом более 10 т/сут; 18 - механизированные скважины с дебитом более 10 т/сут, работает только данный пласт.

Рисунок 18 – Схематическая карта влияния закачки воды

#### **2.1.4 Метод определения остаточных запасов нефти в зоне дренирования скважин с помощью характеристик вытеснения**

Метод основан на использовании характеристик вытеснения, построенных для добывающих скважин. По каждой скважине, находящейся в эксплуатации, а также по скважинам, эксплуатация которых прекращена в течение последних 5 лет, используя фактические данные по добыче нефти, воды и жидкости строятся характеристики вытеснения различного типа (по Камбарову, Назарову-Сипачеву, Сазонову и т.д.) [19].

Необходимо использовать не менее 4 типов характеристик вытеснения. Затем, используя полученные характеристики вытеснения, выполняется расчет добычи нефти и воды при продолжении эксплуатации скважин. Расчет продолжается до некоторого предела эксплуатации скважины - это либо достижение скважиной некоторой предельной обводненности, либо достижение скважиной некоторого минимального дебита по нефти. При достижении скважиной этих пределов расчет прекращается, а накопленная добыча нефти к этому моменту, начиная с даты, на которую выполняется анализ разработки нефтяной залежи, представляет собой остаточные запасы нефти в зоне дренирования скважины [19].

Так как расчет осуществляется по нескольким типам характеристик вытеснения, то для использования принималось среднее значение по всем использованным характеристикам вытеснения. Если по одной из характеристик вытеснения рассчитанные остаточные запасы резко отличаются от запасов по другим характеристикам, то эти данные исключаются из расчета средних значений. По тем скважинам, которые на момент анализа разработки уже достигли предельной обводненности или предельного дебита, фиксируются нулевые остаточные запасы нефти. Аналогично, нулевые остаточные запасы нефти фиксируются по нагнетательным скважинам пласта.

По этим данным строятся карты остаточных запасов нефти по пласту. Эти карты следует использовать при построении карт остаточных нефтенасыщенных толщин.

## **2.2 Анализ существующих систем заводнения**

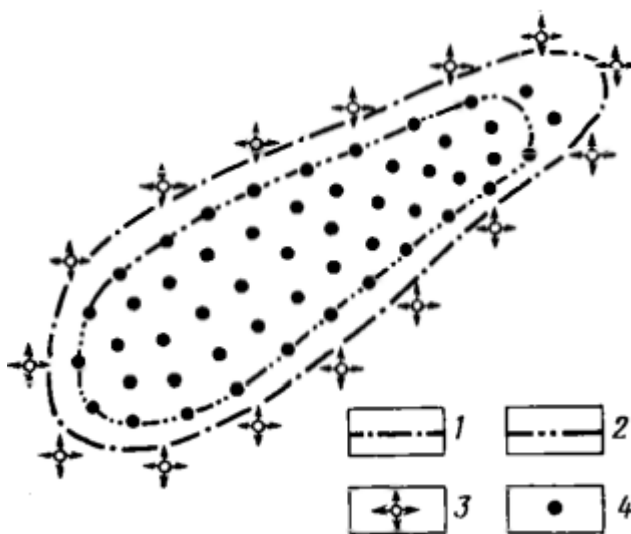
Под системой разработки нефтяных месторождений и залежей понимают форму организации движения нефти в пластах к добывающим скважинам. Систему разработки нефтяных месторождений определяют [20]:

- порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку;
- сетки размещения скважин на объектах, темп и порядок ввода их в работу;
- способы регулирования баланса и использования пластовой энергии.

Ниже приводятся краткая характеристика различных видов заводнения и геологические условия, для которых они в основном могут рекомендоваться.

### 2.2.1 Законтурное заводнение

При этой разновидности заводнения вода нагнетается в законтурную водоносную часть продуктивного пласта (рисунок 19). С целью приближения нагнетательных скважин к зоне отбора их следует располагать как можно ближе к внешнему контуру нефтеносности. Механизм вытеснения нефти из пласта водой при этом примерно тот же, что и при природном водонапорном режиме.



Контур нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие

Рисунок 19 - Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением [21]

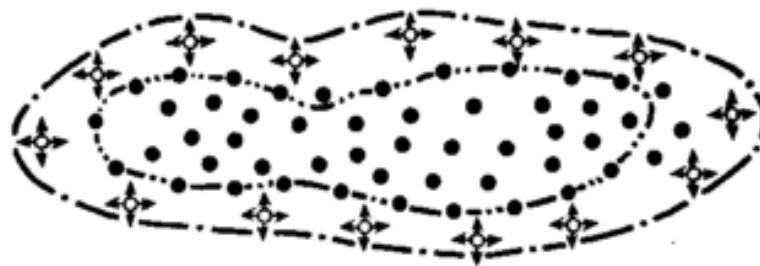
Метод применим для разработки нефтяных и газонефтяных объектов. Он достаточно эффективен при небольшой ширине залежей (до 5—6 км), малой относительной вязкости пластовой нефти (до 2—3), высокой проницаемости коллектора ( $0,4—0,5 \text{ мкм}^2$  и более), сравнительно однородном строении продуктивного пласта, хорошей сообщаемости залежи с законтурной областью. Более широко законтурное заводнение апробировано на залежах пластового типа, но при указанных условиях получены положительные результаты и на залежах массивного типа, в том числе и в карбонатных коллекторах.

Применение рассматриваемого вида заводнения в названных весьма благоприятных геологических условиях позволяет добиваться высокой нефтеотдачи (до 60 % и иногда выше) при расположении добывающих скважин в основном в пределах внутреннего контура нефтеносности. При этом нефть из водонефтяной зоны может быть вытеснена к забоям добывающих скважин нагнетаемой водой. Таким путем без существенного увеличения потерь нефти в пласте могут быть сокращены количество скважин для разработки объекта и объемы попутной (отбираемой вместе с нефтью) воды.

При этом виде заводнения на одну нагнетательную скважину обычно приходится четыре-пять добывающих скважин. В целом законтурное заводнение в настоящее время применяется ограниченно, поскольку залежи с указанной характеристикой встречаются нечасто. Законтурное заводнение успешно применено при разработке залежей нефти горизонта Д<sub>1</sub> Бавлинского месторождения в Татарии, пласта Д<sub>1</sub> Туймазинского месторождения в Башкирии, пластов Б<sub>2</sub> + Б<sub>3</sub> Стрельненского месторождения в Куйбышевской области, пласта Б<sub>1</sub> Жирновского месторождения в Волгоградской области, пласта Д<sub>3-1</sub> Соколовогорского месторождения в Саратовской области, продуктивных пластов месторождения Нефтяные Камни в Азербайджане и на ряде других месторождений [21].

### **2.2.2 Приконтурное заводнение**

При этом виде заводнения нагнетательные скважины располагают на некотором удалении от внешнего контура нефтеносности в пределах водонефтяной зоны залежи (рисунок 20). Применяется в основном при той же характеристике залежей, что и законтурное заводнение, но при значительной ширине водонефтяной зоны, а также при плохой гидродинамической связи залежи с законтурной зоной.



Условные обозначения см. на рисунке 19  
Рисунок 20 - Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением [21]

Значительная ширина водонефтяных зон чаще свойственна залежам платформенного типа. Плохая связь залежи с водоносной частью пласта может быть обусловлена ухудшением проницаемости пласта вблизи ВНК или наличием под ним или на его уровне водонепроницаемого экрана. Присутствие такого экрана особенно характерно для залежей в карбонатных коллекторах, где вторичные геохимические процессы могут приводить к закупорке пустот минеральными солями, твердыми битумами и др. По принципам расположения скважин, соотношению числа добывающих и нагнетательных скважин, подходу к разработке газонефтяных залежей, значениям достигаемой нефтеотдачи приконтурное заводнение приближается к законтурному.

Приконтурное заводнение исследовано при разработке залежей пласта Д<sub>2-v</sub> Соколовогорского месторождения в Саратовской области, пласта XIV месторождения Горское и верхнемелового горизонта месторождения Хаян-Корт в Чечено-Ингушетии, горизонта XIV месторождения Кулсары в Эмбенском нефтеносном районе Казахстана и др [21].

### 2.2.3 Внутриконтурное заводнение

Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей. При разрезании залежи рядами нагнетательных скважин закачка воды в пласты производится через нагнетательные скважины, расположенные в пределах самой залежи рядами, называемыми

разрезающими рядами или линиями разрезания. Обычно все скважины разрезающего ряда после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить призабойную зону пласта и снизить пластовое давление в ряду, т. е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды. Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обуславливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Рассматриваемый вид заводнения применяют на залежах пластового типа с параметрами пластов и нефтей, указанными для законтурного заводнения, но с большой площадью нефтеносности, а также на залежах разных размеров при практически повсеместном залегании пласта-коллектора, но при невысокой его проницаемости, повышенной вязкости нефти или ухудшении условий фильтрации у ВНК.

Выделяют несколько подвидов разрезания — разрезание на площади, блоковое и сводовое (центральное) [21].

При заводнении с разрезанием эксплуатационного объекта на площади самостоятельной разработки разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной



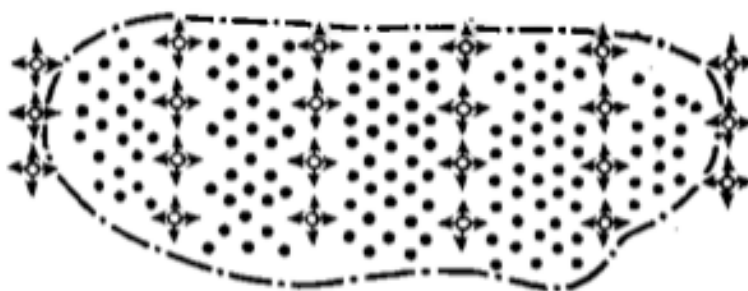
продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Так, при весьма большой площади нефтеносности эксплуатационного объекта и многопластовости продуктивного горизонта в условиях общего для всех пластов ВНК количество нефтенасыщенных пластов уменьшается от свода залежи к периферии. В этих условиях возможно реализовать разрезание эксплуатационного объекта на площади с разным количеством нефтенасыщенных пластов.

Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади — возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами.

Применение рассматриваемой разновидности заводнения возможно при условии, что ко времени ввода в разработку месторождение разведано достаточно хорошо, так что известно положение начальных внешних и внутренних контуров нефтеносности по всем пластам объекта.

При блоковом заводнении нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (рисунок 21).



Условные обозначения см. на рисунке 19  
Рисунок 21 - Система разработки нефтяной залежи при блоковом заводнении [21]

При «круговой» форме залежей, особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов — вкрест выявленной по данным разведки превалирующей ориентации зон с повышенной мощностью (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов.

В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечение большего влияния в них закачки воды. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды [21].

При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды.

При проектировании систем разработки с рассматриваемым видом заводнения особое внимание следует уделять обоснованию ширины блоков и количеству рядов добывающих скважин в блоке. Ширину блоков выбирают от 4 до 1,5 км в соответствии с уменьшением гидропроводности пласта. Уменьшение ширины полос при прочих равных условиях повышает активность системы заводнения благодаря возрастанию перепада давления на единицу ширины блока, что позволяет частично компенсировать пониженную продуктивность залежи. Во избежание значительных потерь нефти в центральных частях блоков (на участках стягивания контуров нефтеносности) в пределах блока располагают обычно нечетное количество рядов добывающих скважин, при этом внутренний ряд обычно играет роль «стягивающего». При повышенной ширине блоков (3,5—4 км) принято

располагать пять рядов добывающих скважин, при меньшей ширине (1,6—3 км) — три ряда. В зависимости от количества рядов добывающих скважин блоковое заводнение называют пятирядным или трехрядным. Уменьшение количества добывающих рядов в сочетании с сужением блока также повышает активность системы за счет увеличения горизонтального градиента давления и уменьшения количества добывающих скважин, приходящихся на одну нагнетательную. При пятирядной и трехрядной системах последний показатель соответственно составляет около 5 и 3[21].

Следует отметить, что могут быть и отступления от приведенных общих правил выбора структуры блоковых систем. Так, система с узкими блоками и трехрядным размещением скважин может быть применена и на высокопродуктивном эксплуатационном объекте при необходимости разработки его высокими темпами или с целью обеспечения продолжительного периода фонтанной эксплуатации при больших трудностях перевода скважин на механизированный способ подъема жидкости, а также в некоторых других случаях.

На залежах с широкими водонефтяными зонами всю систему разработки с разрезанием следует распространять и на водонефтяную зону, за исключением самых внешних ее частей с небольшой нефтенасыщенной мощностью.

В некоторых случаях при монолитном строении высокопроницаемых пластов в приконтурной зоне залежи более успешным может быть вариант с комбинированным заводнением, при котором периферийная неразбуренная зона может быть расширена вплоть до изопахиты нефтенасыщенной мощности 4—6 м.

Система разработки с разрезанием залежи, распространенная до этой изопахиты, сочетается с приконтурным заводнением, за счет которого в указанных условиях может быть обеспечено вытеснение нефти из неразбуренной периферийной зоны к добывающим скважинам.

Преимущества систем разработки с блоковым заводнением заключаются в том, что они могут проектироваться и реализоваться, когда детальные сведения о конфигурации контуров нефтеносности еще отсутствуют. Применение таких систем дает возможность осваивать блоки эксплуатационного объекта в нужной последовательности, регулировать разработку с помощью перераспределения объемов закачки воды. Недостаточный учет геологической неоднородности при реализации блоковых систем может быть в значительной степени восполнен в процессе разработки путем развития и совершенствования всей системы.

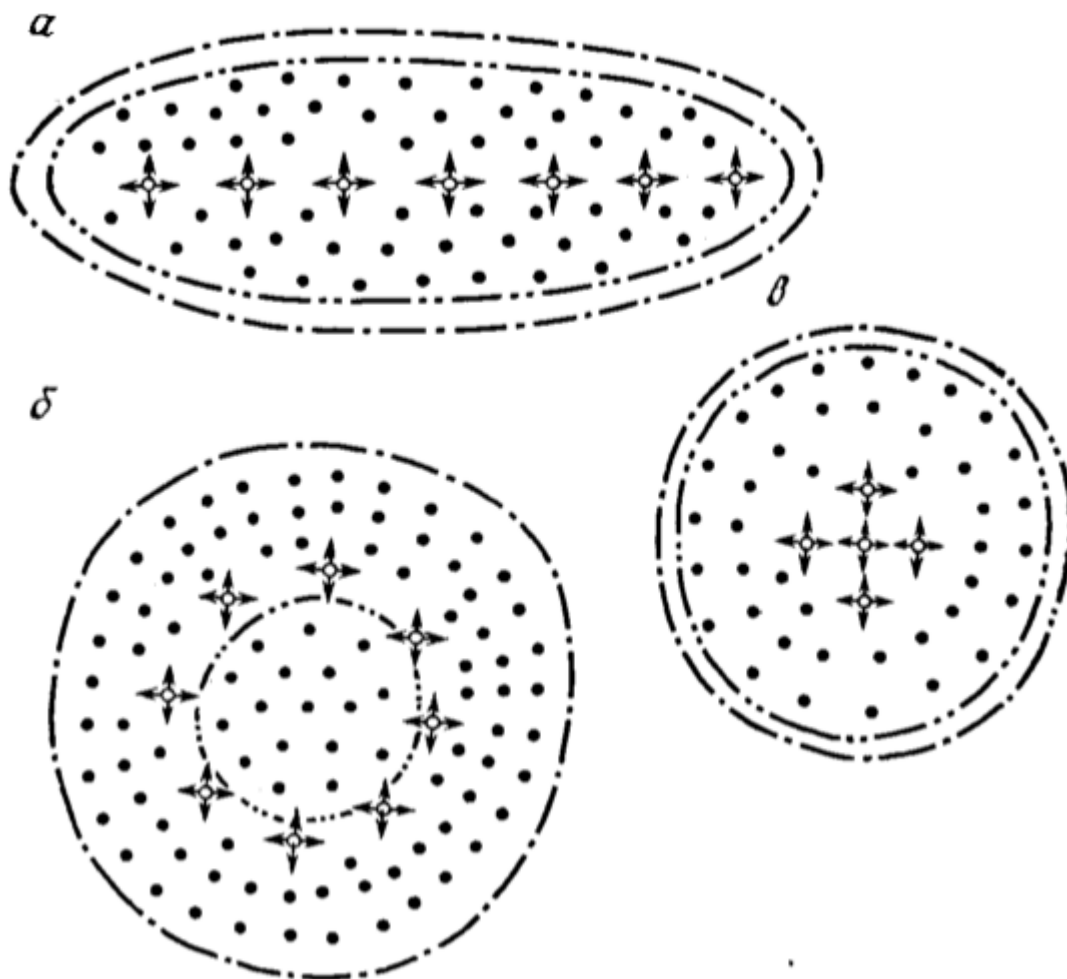
Разрезание нефтяных залежей на блоки нашло самое широкое применение практически во всех нефтедобывающих районах страны. Эта разновидность заводнения использована при разработке многих месторождений в Куйбышевской области (Мухановское, Кулешовское, Покровское и др.), Арланского месторождения в Башкирии, Узеньского в Западном Казахстане. Большинство месторождений Западной Сибири также разрабатываются в основном с применением блокового заводнения, в том числе Самотлорское, Федоровское, Западно-Сургутское, Правдинское и др [21].

При сводовом заводнении нагнетание воды осуществляется в скважины одного практически прямолинейного или кольцевого разрезающего ряда, расположенного в сводовой части залежи. Эти разновидности заводнения применяют для пластов, геолого-физическая характеристика которых благоприятна для применения разрезания вообще. Рациональны они для залежей с умеренной площадью нефтеносности. Показания для применения — низкая проницаемость пластов или наличие экранирующего слоя под залежью, необходимость дополнить законтурное заводнение для усиления воздействия на центральную часть залежи.

При проектировании сводового заводнения особое внимание необходимо обращать на размеры водонефтяной зоны. Так, при осевом разрезании в условиях большой ширины этой зоны скважины

нагнетательного ряда могут оказаться в чисто нефтяной части пласта, а большая часть добывающих скважин — в водонефтяной. В такой ситуации лучше остановиться на блоковом заводнении. При кольцевом разрезании крупной залежи в ряде случаев бывает целесообразно рядом нагнетательных скважин отделить чисто водяную часть пласта от водонефтяной [21].

Разновидность сводового заводнения выбирают в зависимости от формы и размера залежи и относительного размера ВНЗ (рисунок 22). В каждом из показанных на рисунке 22 случаев в зависимости от геологических условий сводовое заводнение может быть самостоятельным или сочетаться с законтурным (приконтурным) заводнением.



Заводнение: а — осевое; б — кольцевое; в — центральное; остальные условные обозначения см. на рисунке 19

Рисунок 22 - Системы разработки нефтяных залежей со сводным заводнением [21]

### 2.3 Эксплуатация нагнетательных скважин

Режимом разработки или режимом нефтегазоводоносного пласта называют проявление доминирующей формы пластовой энергии, под действием которой нефть движется к забоям добывающих скважин [22].

Режимы бывают естественными, когда преобладающими видами энергии являются:

- энергия напора краевых или подошвенных вод (водонапорный режим);
- энергия расширения первичной газовой шапки в подгазовых залежах (газонапорный или газовый режим);
- режим растворенного газа (энергия выделяющегося из нефти растворенного газа);
- энергия положения нефти в крутопадающих пластах (гравитационный режим).

При упругом расширении жидкости и породы рассматриваются также упругий и упруговодонапорный режимы. При искусственных режимах преобладающим видом энергии является энергия закачиваемых с поверхности земли в пласт вытесняющих – воды (жесткий водонапорный режим) или газа – и других агентов. Таким образом, выделяют следующие режимы работы нефтяных залежей: водонапорный, газонапорный (газовой шапки), режим растворенного газа, гравитационный. Учитывая влияние на работу пласта упругого расширения жидкостей и породы, рассматривают также упругий и упруговодонапорный режимы. При разработке залежей нефти в них проявляются одновременно различные движущие силы, т.е. различные режимы, но с преобладанием (доминированием) одного из них. Если два-три режима проявляются примерно в равной степени, говорят о смешанных режимах дренирования.

### 2.3.1 Водонапорный режим

При водонапорном режиме нефть движется в пласте к скважинам под действием напора наступающей краевой или подошвенной воды. В идеальном случае при этом режиме залежь постоянно пополняется водой из водоносного бассейна (рисунок 23) [23].

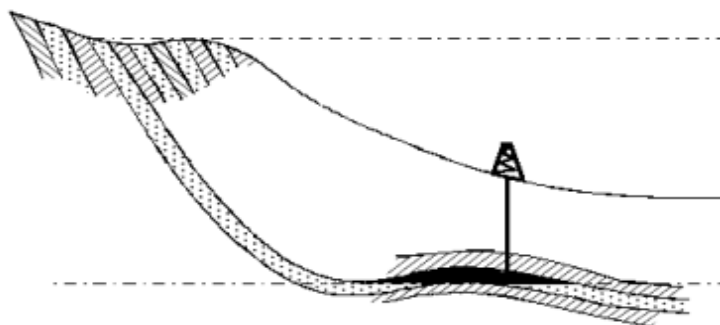
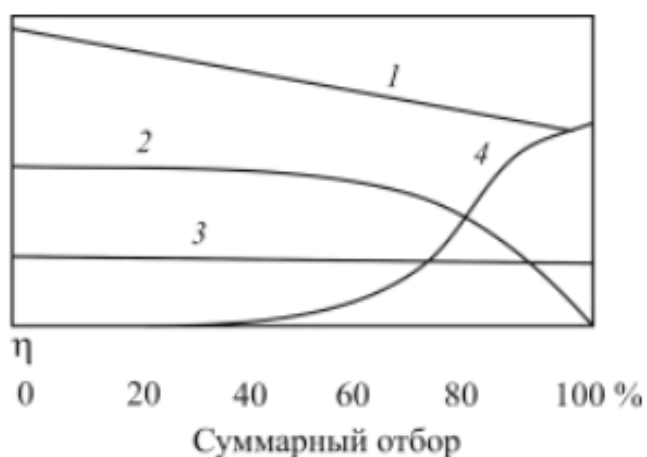


Рисунок 23 - Схема строения залежи с напором краевых вод

Условием существования водонапорного режима является связь продуктивного пласта с поверхностью земли. Если пропускная способность водоносной части пласта достаточно высокая и обеспечивает поступление воды в нефтяную часть в количестве, равном количеству отбираемой из пласта жидкости, в залежи устанавливается жесткий водонапорный режим (рисунок 24) [23].



1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор; 4 – обводненность продукции

Рисунок 24 - График разработки залежи при водонапорном режиме

Зоны соприкосновения водонасыщенной части пласта с поверхностью могут находиться на расстоянии сотен километров от его нефтяной части. В залежи с водонапорным режимом водонефтяной контакт (ВНК) занимает горизонтальное положение, по мере отбора нефти ВНК постепенно поднимается, а контуры нефтеносности стягиваются к центру залежи.

Сначала обводняются скважины, близко расположенные к контуру нефтеносности, а в дальнейшем и скважины, находящиеся в центре залежи. Нефтедержащие породы в абсолютном большинстве случаев неоднородны по своему составу и проницаемости, поэтому жидкость в пласте (нефть и вода) движется с большей скоростью в пропластках с более высокой проницаемостью. В результате контур воды может продвигаться к центру залежи неравномерно, что приводит к образованию «язычков обводнения» и затрудняет планомерную эксплуатацию залежи.

В зависимости от особенностей водонапорного режима нефтяных залежей благоприятными условиями для его осуществления являются:

- хорошая сообщаемость между нефтяной и водяной частями залежи;
- хорошая проницаемость и однородность строения залежи;
- небольшая вязкость нефти;
- соответствие темпов отбора нефти, воды и газа из залежи и интенсивности поступления в нее воды.

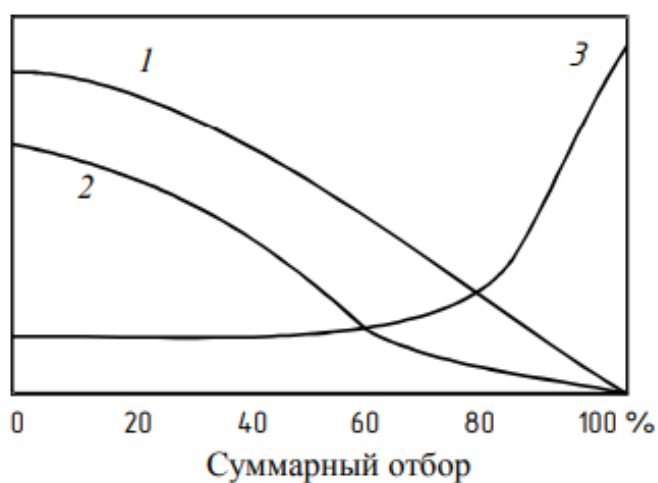
При этом режиме наиболее продолжительный период стабильно высокой и безводной добычи нефти с невысоким газовым фактором и достигается наибольший коэффициент нефтеотдачи (0,7–0,8).

### **2.3.2 Газонапорный режим**

При газонапорном режиме, или режиме газовой шапки, нефть вытесняется к скважинам под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в повышенной части пласта. Этот процесс аналогичен процессу вытеснения нефти водой с той лишь разницей,



что вода вытесняет нефть в повышенные части залежи, а газ – в пониженные. Объем газа, находящегося под давлением в газовой шапке, всегда меньше объема водонапорной системы, окружающей нефтяную залежь, поэтому запас энергии сжатого газа ограничен. В связи с низкой по отношению к нефти вязкостью газа могут происходить прорывы его к забоям добывающих скважин с оттеснением от них нефти, что существенно снижает нефтеотдачу при газонапорном режиме. Поэтому при газонапорном режиме необходимо тщательно контролировать процесс эксплуатации скважин, расположенных вблизи газовой шапки, ограничивать их дебит, а в случае резкого увеличения газа, выходящего из скважины вместе с нефтью, даже прекращать их эксплуатацию. Для повышения эффективности разработки нефтяной залежи с газовым режимом в ее повышенную часть следует нагнетать газ с поверхности, что позволяет поддерживать, а иногда и восстанавливать газовую энергию в залежи (рисунок 25) [23].



1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор

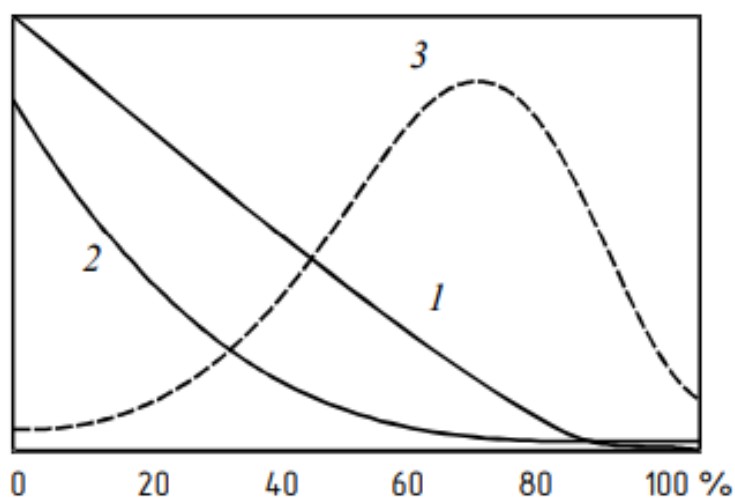
Рисунок 25 - График разработки залежи при газонапорном режиме (режим газовой шапки)

### 2.3.3 Режим растворенного газа

При снижении давления в продуктивном пласте до давления насыщения нефти газом и выделении последнего в свободную фазу произойдет переход к режиму растворенного газа, фактически – к

смешанному режиму, при котором нефть вытесняется к добывающим скважинам расширяющимся газом и за счет продолжающегося расширения пластовых флюидов и горных пород. Режим растворенного газа характерен для залежей с пологим падением пластов при отсутствии свободного газа в залежи и слабом поступлении в ее нефтяную часть краевой воды.

Основной движущей силой является газ, растворенный в нефти или рассеянный в виде мельчайших пузырьков в пласте вместе с нефтью. Газовые образования в пористой среде, двигаясь в сторону более низкого давления, действуют на нефть как своеобразные поршни, а также увлекают ее за счет сил трения. Пластовое и забойные давления остаются ниже давления насыщения нефти газом. Газовый фактор по мере эксплуатации залежи на режиме растворенного газа увеличивается некоторое время быстрыми темпами, а затем, достигнув некоторого максимума, снижается вплоть до полного истощения пласта (рисунок 26) [23].



1 – пластовое давление; 2 – добыча нефти (текущая); 3 – газовый фактор

Рисунок 26 - График разработки залежи при режиме растворенного газа

#### 2.3.4 Упругий режим

При пуске в работу скважины (или группы скважин, которые можно рассматривать как одну укрупненную скважину) вокруг нее формируется воронка депрессии, среднее давление в которой ниже начального пластового

давления в залежи. Приток жидкости (нефти) в скважину происходит за счет освобождения потенциальной энергии сжатых пород и флюидов и энергии напора краевых или подошвенных вод.

Граница воронки депрессии сохраняет свое положение при постоянном пластовом (контурном) давлении, водонефтяной контакт (контур нефтеносности) непрерывно перемещается в сторону добывающих скважин и сокращается, т.е. происходит уменьшение нефтенасыщенной части пласта. Такое явление наблюдается достаточно редко, обычно воронка депрессии постепенно расширяется, захватывая водоносную часть пласта. Среднее давление в зоне отбора снижается, вызывая упругое расширение пластовых флюидов и горной породы. Поступление воды из законтурной зоны в нефтяную часть пласта отстает от отбора жидкости. Такой процесс, если в залежи искусственно не поддерживается пластовое давление за счет закачки воды или другого агента, продолжается до тех пор, пока давление в целом или в отдельных частях залежи не снизится до давления насыщения нефти газом. В указанных условиях залежь работает в режиме, называемом упруговодонапорным.

Пластовые жидкости и горные породы сжимаемы, они обладают запасом упругой энергии, освобождающейся при снижении пластового давления. Упругие изменения, отнесенные к единице объема, незначительны. Но если учесть, что объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия пород, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин. Чем больше объем пласта, тем больше масса жидкости, которая вовлекается в движение к скважине [24]. Упругие свойства пласта передаются с некоторой скоростью  $\chi$ :

$$\chi = \frac{k}{\mu} \times (m \times \beta_{ж} + \beta_{п}) = \frac{k}{\mu \times \beta^*} \quad (8)$$

где  $\chi$  – коэффициент пьезопроводности, м<sup>2</sup>/с;

$k$  – коэффициент проницаемости пласта, м<sup>2</sup>;

$\mu$  – абсолютная, или динамическая, вязкость жидкости, Па·с;

$m$  – пористость, доли единицы;

$\beta_{ж}$  – коэффициент сжимаемости жидкости, 1/Па;

$\beta_{п}$  – коэффициент сжимаемости пористой среды, 1/Па;

$\beta^*$  – коэффициент упругости пласта, 1/Па:

$$\beta^* = m \times \beta_{ж} + \beta_{п} \quad (9)$$

где  $m$  – пористость горной породы;

$\beta_{ж}$  – коэффициент объемной упругости пластовой жидкости;

$\beta_{п}$  – коэффициент объемной упругости породы.

За счет освобождения упругой энергии пласта, расширения флюидов и горной породы, уменьшения при этом объема порового пространства из залежи добывается объем жидкости:

$$\Delta V_{ж} = \beta \times V_{зал} \times \Delta P \quad (10)$$

где  $\Delta V_{ж}$  – упругий запас жидкости в объеме залежи при перепаде давления  $\Delta P$ ;

$V_{зал}$  – объем залежи.

Например, при размерах залежи 5 км (длина) на 2,5 км (ширина), толщине продуктивного пласта 10 м, снижении пластового давления в залежи на 5 МПа, пористости пород 20 %,  $\beta_{ж} = 10 \times 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>,  $\beta_{п} = 1 \times 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup> объем вытесненной (добытой) за счет упругого расширения пласта жидкости составит  $187,5 \times 10^3$  м<sup>3</sup>.

### 2.3.5 Гравитационный режим

При полном истощении пластовой энергии единственной силой, заставляющей нефть двигаться по пласту, является сила тяжести самой нефти. В этом случае нефть из повышенных зон пласта будет перетекать в пониженную его часть и скапливаться в ней. Режим работы таких пластов называется гравитационным (от слова «гравитация», что означает «сила тяжести»).

Гравитационный режим проявляется тогда, когда давление в пласте упало до минимума, напор контурных вод отсутствует, газовая энергия полностью истощена. Если при этом залежь имеет крутые углы падения, то продуктивными будут те скважины, которые вскрыли пласт в его пониженных зонах.

Графики изменения пластового давления и газового фактора при разработке нефтяных залежей приведены на рисунке 24–26. При водонапорном режиме в первый период разработки залежи пластовое давление существенно снижается, затем сохраняется близким к начальному (жесткий водонапорный режим) или постепенно уменьшается (упруговодонапорный режим). Газовый фактор остается постоянным [23].

При газонапорном режиме пластовое давление со временем снижается примерно с постоянным темпом, пока не начинаются прорывы газа в добывающие скважины, после чего снижение давления ускоряется. Газовый фактор в первый период постоянно увеличивается, во втором периоде происходит его резкое увеличение во времени. При режиме растворенного газа пластовое давление интенсивно уменьшается в течение всего периода разработки, газовый фактор сначала резко возрастает, достигая некоторого максимума, затем также резко уменьшается. По промысловым и лабораторным данным, коэффициенты нефтеизвлечения при разных режимах достигают следующих значений (таблица 6):

Таблица 6 - Коэффициенты нефтеизвлечения при разных режимах разработки [23]

Режим разработки	Коэффициенты нефтеизвлечения
Водонапорный режим	0,5–0,8
Упруговодонапорный	0,5–0,8
Газонапорный режим	0,4–0,7
режим растворенного газа	0,15–0,3
гравитационный режим	0,1–0,2

Напорные режимы отличаются более высокими темпами отбора нефти из залежи и, соответственно, меньшими сроками выработки извлекаемых запасов.

### **2.3.6 Применение поверхностно - активных веществ**

Неионогенные ПАВ типа ОП-10 при оптимальном массовом содержании 0,05—0,1 % обеспечивают снижение поверхностного натяжения от 35—45 до 7—8 мН/м, увеличение угла смачивания от 18 до 27° и уменьшение натяжения смачивания в 8—10 раз. Однако такие растворы способны обеспечить повышение нефтеотдачи не более чем на 2—5% . Метод закачки водных растворов ПАВ испытывался с 60-х годов на 35 участках более 10 месторождений страны. Наиболее крупные промышленные опыты проводятся на Арланском и Самотлорском месторождениях. Однако вследствие большой адсорбции ПАВ из раствора поверхностью породы технологическая и экономическая эффективность становится весьма сомнительной. Объемы закачиваемых растворов ПАВ должны быть очень большими (не менее 2—3 объемов пор). Фронт ПАВ движется по пласту в 10—20 раз медленнее, чем фронт вытеснения. Технология закачки раствора ПАВ весьма простая, не влечет за собой существенных изменений в технологии и в системе размещения скважин. Для дозированной подачи растворов ПАВ разработана установка УДПВ-5.

В промышленности наиболее часто применяют карбоновые кислоты и их соли (мыла), синтетические жирные кислоты, нафтеновые кислоты и их мыла, мылонафты, сульфонол, моющий препарат сульфонат, алкиларилсульфонаты и другие моющие средства. Технология: концентрация ПАВ в закачиваемом водном растворе равна 0,05 %; величина оторочки раствора – 50–100 % от объема пор, насыщенных нефтью.

Контроль за ведением процесса осуществляется как по добывающим, так и по нагнетательным скважинам. Измеряется концентрация раствора как при закачке в нагнетательные скважины, так и при отборе проб в

добывающих скважинах, измеряется в лабораторных условиях величина поверхностного натяжения. Снятие профилей приемистости по нагнетательным и профилей отдачи по добывающим скважинам. Измеряется обводненность продукции, дебиты скважин по нефти и жидкости и др [25].

Будущее метода связывают в основном с обработкой призабойных зон нагнетательных скважин для повышения их приемистости, с нагнетанием слабоконцентрированных (0,05—0,5 %) и высококонцентрированных (1 — 5%) растворов для освоения плотных глинистых коллекторов и снижения давления нагнетания, а также с созданием композиций ПАВ, обеспечивающих уменьшение межфазного натяжения до 0,01—0,05 мН/м [22].

## **2.4 Применение трассерных исследований как эффективный метод определения эффективности закачки воды**

Основная цель закачки воды в пласт – увеличение охвата залежи заводнением за счёт вовлечения в процесс заводнения отдельных линз, тупиковых зон, малопроницаемых нефтенасыщенных объёмов пласта путём оптимизации режимов нагнетания воды и отбора нефти по площади и разрезу залежи.

Реализация этих методов, как правило, не требует существенных изменений сложившейся системы ППД на залежи:

- создание высоких давлений нагнетания;
- форсированный отбор жидкости;
- циклическое заводнение.

### **2.4.1 Создание высоких давлений нагнетания**

В практике заводнения применяют высокие давления нагнетания, достигающие на устьях скважин 15-20 МПа, а в отдельных случаях 30-40 МПа. С увеличением давления нагнетания увеличивается репрессия на пласт,

что позволяет вовлекать в процесс фильтрации всё менее проницаемые интервалы пласта.

Индикаторная кривая зависимости приёмистости скважин от давления нагнетания нелинейная, особенно при давлениях нагнетания, близких к критическим значениям  $P_1$  и  $P_2$ . При увеличении давления нагнетания до первого критического значения  $P_1$  (близкого к гидростатическому) происходит раскрытие и образование трещин в наименее прочных интервалах разреза. При увеличении давления до второго критического значения  $P_2$ , близкого к горному, образуются крупные трещины, по которым вода может быстро прорваться в добывающие скважины [26].

Надо также иметь в виду, что переход на высокие давления нагнетания может быть связан с решением ряда технических проблем (установка дополнительных насосных мощностей, прокладка водоводов, рассчитанных на высокие давления, необходимость ремонта нагнетательных скважин и т. д.).

Переход на высокие давления нагнетания, особенно в условиях карбонатных трещиноватых коллекторов, может привести к преждевременным прорывам воды по высокопроницаемым зонам, что приведёт к снижению охвата и нефтеотдачи пласта.

Обязательным условием, которое должно соблюдаться при увеличении темпов закачки воды в пласт, является соблюдение баланса закачки и отбора. Это необходимо, чтобы не допустить увеличение в залежи давления выше гидростатического, так как образование трещин приведёт к снижению охвата и нефтеотдачи пласта.

Необходимо также иметь в виду, что при больших скоростях закачки воды может уменьшаться удельная приёмистость нагнетательных скважин. Это происходит, когда скорость фильтрации воды в призабойной зоне скважин достигает критических значений и ламинарный режим фильтрации воды переходит в турбулентный. При этом резко (почти в 20 раз) возрастает фильтрационное сопротивление пласта. При отборе жидкости режим



фильтрации – ламинарный. Поэтому коэффициент продуктивности скважин может быть в 2-3 раза больше, чем коэффициент их приёмистости. Это надо иметь в виду при проведении гидродинамических исследований скважин.

Поэтому, принимая решение о переходе на высокие давления нагнетания воды, необходимо учесть все возможные последствия. В любом случае необходимо обосновывать это решение в процессе опытно-промышленных работ на небольших представительных участках [26].

#### **2.4.2 Форсированный отбор жидкости**

Сущность технологии заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин. В результате создания более высоких депрессий на пласт, в процесс фильтрации должны вовлекаться менее проницаемые интервалы продуктивного разреза. Физика процесса аналогична той, которая имеет место при увеличении давлений нагнетания.

Одним из условий применения метода должны быть достаточный запас пластового давления и высокая продуктивность скважин, позволяющие при увеличении дебита скважин не допускать снижения забойного давления ниже давления насыщения, прорыва воды или газа в скважину, разрушения призабойной зоны скважин, выноса песка в скважину. Кроме того, резкое снижение забойного давления и увеличение депрессий может привести к нарушению эксплуатационной колонны [26].

Так же как при увеличении давлений нагнетания, форсирование отборов жидкости, особенно в условиях трещиноватого коллектора, может привести к росту обводнённости и снижению нефтеотдачи.

Поэтому до форсирования отборов необходимо проводить дополнительные исследования зависимости дебита скважины по нефти от дебита по жидкости, а также анализ характеристик вытеснения нефти по отдельным скважинам, где увеличены отборы. Это позволит оценить изменение запасов, вовлечённых в разработку, в результате увеличения дебита скважин.

### 2.4.3 Циклическое заводнение

Это один из самых эффективных методов регулирования заводнения в условиях неоднородных, слоистых и трещиноватых коллекторов. Суть метода состоит в периодическом изменении расходов (давлений) закачки воды при одновременном изменении режимов отбора жидкости.

На рисунке 27 приведена схема циклического заводнения.

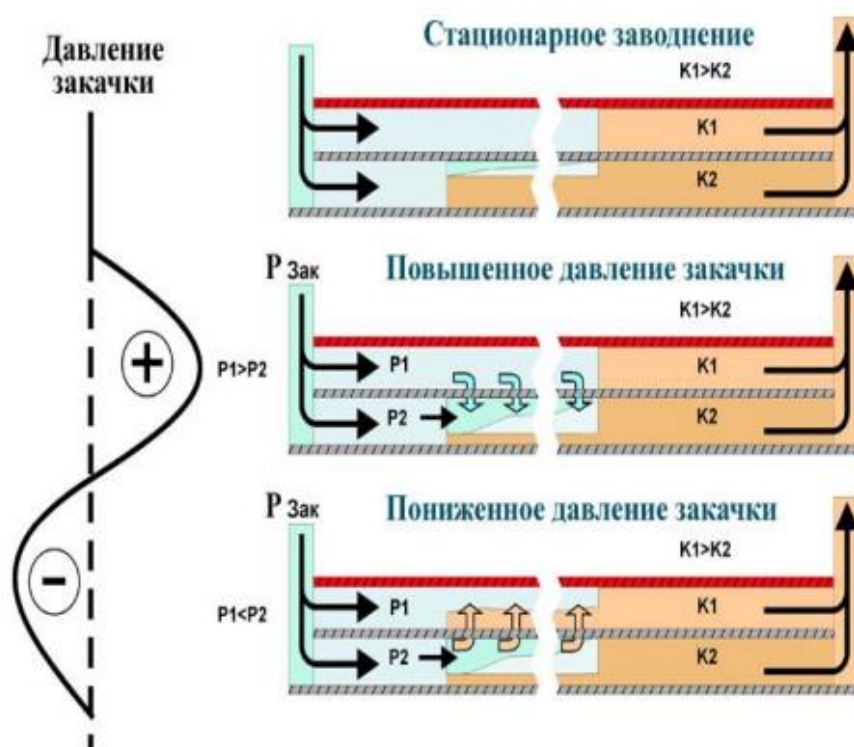


Рисунок 27 – Схема циклического заводнения залежи [26]

Изменение режимов нагнетания и отборов производится по определённому графику цикличности. Благоприятными факторами для реализации метода являются:

- гидрофильность коллектора;
- невысокая вязкость нефти;
- большое газосодержание нефти.

Физическая сущность циклического заводнения заключается в следующем. Если в первой половине цикла между заводнённой высокопроницаемой зоной (пропластком, трещиной) и нефтенасыщенной

менее проницаемой зоной создать значительный перепад давления, то вода за счёт упругого сжатия нефти внедряется в нефтенасыщенную малопроницаемую зону.

При снижении давления в высокопроницаемой зоне во второй половине цикла (за счёт прекращения или уменьшения закачки воды) вода будет удерживаться в малопроницаемой зоне капиллярными силами, а нефть будет вытесняться в заводнённую зону, по которой жидкость фильтруется в скважину. Вытеснение нефти в заводнённую зону при прекращении закачки воды и снижении давления в этой зоне происходит за счёт упругих сил, а при снижении пластового давления ниже давления насыщения – за счёт режима растворённого газа [26].

Эффект тем сильнее, чем больше амплитуда создаваемых перепадов давлений, чем лучше гидродинамическая связь между высоко- и низкопроницаемыми зонами, чем лучше капиллярные силы удерживают воду и чем выше газонасыщенность нефти. Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с традиционным заводнением (кроме перечисленных) – технико-экономическая возможность создания высоких давлений нагнетания и возможность при переходе на циклический режим поддерживать баланс между закачкой и отбором по залежи. Обычно для обеспечения равномерной загрузки оборудования залежь делится на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора

Эффективность процесса определяется степенью упругости пластовой системы и коэффициентом капиллярного удержания воды в пористой среде, который зависит от физико-химических свойств пластовой системы.

Упругость пластовой системы увеличивается с ростом газосодержания нефти и особенно сильно проявляется при снижении давления ниже давления насыщения. Управляемые параметры циклического заводнения – амплитуда и продолжительность циклов (полупериодов) воздействия.

Обычно продолжительность циклов изменяется от 10 до 70-80 суток и увеличивается от цикла к циклу [26].

#### **2.4.4 Применение трассерных исследований на месторождениях Западной Сибири**

Трассерные исследования заключаются в закачке в нагнетательную скважину жидкости, систематическом (по заданной программе) отборе проб жидкости из добывающих скважин, анализе проб на присутствие трассера и интерпретации полученных результатов с целью разработки геолого – технических мероприятий по управлению процессом заводнения.

Привлечение индикаторных исследований позволяет многократно повысить информативность промысловых данных о разработке исследуемых объектов, и тем самым значительно повысить надёжность принимаемых решений по воздействию на пласт методами повышения нефтеотдачи (МПН) по ремонтно-изоляционным работам (РИР) и интенсификации притока (ИП). На базе трассерных исследований проводится коррекция гидродинамических параметров с целью оптимизации режимов по каждому пласту и каждой скважине:

Трассерные исследования позволяют:

- определять местоположение перспективных участков для первоочередного разбуривания;
- анализировать КИН для использования результатов в проектных решениях;
- оптимизировать работу нагнетательного фонда с целью предотвращения интенсивного техногенного трещинообразования;
- определять частично заблокированные призабойные зоны пласта (ПЗП) определяющиеся выпадением смол, асфальтенов, парафинов, образованием устойчивых эмульсий;
- определять преимущественное направление фильтрации и коэффициента нефтевытеснения в зависимости от ориентации керна[27].

Многочисленные индикаторные исследования (таблица 7), проведенные на объектах: Ай-Еганского, Ватинского, Покомасовского, Южно-Ягунского, Северно-Поточного, Дружного, СреднеБалыкского,

Мыхпайского, Малочер-ногорского, Урьевского, Западно-Асомкинского, Лор-Еганского, Гун-Еганского, Вань-Еганского, Ершового, Южного, Комсомольского, Тюменского, Новомоло-дежного, Кирско-Коттынского, Северо-Ореховского, Самотлорского и др. месторождений, показывают:

- наличие обширных гидродинамически связанных каналов с аномально – низким фильтрационным сопротивлением (НФС);
- объем каналов НФС, развиваемый одной нагнетательной скважиной, варьирует в широком диапазоне 59– 7631, м<sup>3</sup> при среднем значении 497 м<sup>3</sup>;
- фазовые проницаемости каналов НФС колеблются в достаточно широком интервале – 55– 251294 мкм<sup>2</sup>, что также на 2–6 порядков превышает характерные значения для пластов;
- скорости фильтрации закачиваемой воды, меченной индикаторами, находится в интервале 0,8–2052 м/час, что превышает характерные скорости фильтрации для полимиктовых коллекторов на 2–6 порядков;
- появление в добывающих скважинах во времени нескольких пиков (экстремумов) подъема концентрации от 1 до 12, что свидетельствует о фильтрации нескольких каналов НФС;
- раскрытость каналов НФС оценивается в размере  $(4,2–1160) \times 10^{-3}$  мм, и имеет тенденцию к расширению; количественное влияние давления нагнетания (перепада давления) на раскрытость каналов НФС и коэффициента охвата;
- практически полное отсутствие фильтрации из каналов НФС в матрицу коллектора (слабая гидродинамическая связь);
- продолжающиеся техногенные трещинообразования в пласте.

Таблица 7 - Параметры продвижения трассеров по пластам объектов месторождений Западной Сибири [27]

п п/п	Месторождение	Пласт	№ нагнет. скв.	Вид трассера	Р <sub>у</sub> , МПа	Диапазон скоростей, м/час
1	Ватинское	ЮВ <sub>1</sub>	1118	ФН	17	6,0-95,6
2	Покамасовское		151	ФН	15	2,2-19,4
3	Южно-Ягунское	БС <sub>112</sub>	2247	РА	12	8,3-46,2
		БС <sub>102</sub>	2232	РА	12	8,6-71,9
4	Северо-Поточное	Б <sub>6</sub>	7149	ФН	9,7	14,2-186,4
		Б <sub>6</sub>	6046Б		10	7,9-160,4
5	Дружное	БС <sub>101</sub>	201	РА	10	4,2-270,5
		БС <sub>101</sub>	2185	ФН		14,2-187,5
6	Южно-Ягунское	БС <sub>112</sub>	2312	РА	11	14,3-120,3
		БС <sub>112</sub>	2172	ФН	14	7,4-141,9
7	Средне-Балыкское	БС <sub>10</sub>	3003	ФН	14	6,7-90,3
		БС <sub>10</sub>	3015	РА	14	7,3-41,8
8	Дружное	БС <sub>102</sub>	2258	ФН	12	9,8-55,7
		БС <sub>102</sub>	2275	РА	12	10,1-94,7
9	Мыхпайское	БВ <sub>8</sub>	252	РА	12	5,8-1525
		БВ <sub>8</sub>	289	ФН	12	46-6194
10	Мало-Черногорское	БВ <sub>10</sub>	641	ФН	14,5	2,4-52
11	Урьевское	АВ <sub>1</sub>	1902	РА	10	9,2-819,1
		АВ <sub>1</sub>	2528	ФН	10	12,1-675
12	Западно-Асомкинское	ЮС <sub>1</sub>	147	РА	8	16,3-179,7
		ЮС <sub>1</sub>	173	ФН	5	29,9-100
13	ЛорЕганское	БВ <sub>10</sub>	41	ФН	15	6,6-256,9
		БВ <sub>10</sub>	45	РА	10	33,6-423,7
14	Гун-Еганское	БС <sub>11</sub>	467	РА	10	9,2-1027,9
15	ВанЕганское	ПК <sub>19</sub>		РА	9,4	0,8-80,4
17	Ибряевское		1514	ФН	9	
18	Ершовое	ЮВ <sub>1</sub>	3105	РА	16,5	25,6-111
		ЮВ <sub>1</sub>	3122	ФН	16,5	5,2-74,3
		ЮВ <sub>1</sub>	3122		13	10,7-112,5
19	Южное	ЮВ <sub>1</sub>	220	ФН	20	1,9-584,8
		ЮВ <sub>1</sub>	190	РА	14	1,7-2051,9
20	Комсомольское	ПК <sub>18</sub>	4328	КА	22	1,25-165,3
		ПК <sub>18</sub>	4282	ФН	28,9	1,8-65
21	Кирско-Коттыньское	ЮВ <sub>1</sub>	161	ФН	16	0,9-19,9,9
		ЮВ <sub>1</sub>	200	РА	15	0,5-892
22	Южное	ЮВ <sub>1</sub>	181	РА	13	1-2638
		ЮВ <sub>1</sub>	327	ФН	19	3,3-6275
23	Приобское	АС <sub>101</sub>	15908	ЭО	19	5,37-19,11

		АС <sub>101</sub>	12347	ФН	21	1-14,1
		АС <sub>101</sub>	477Р	ТНФ	17	0,62-10,2
		АС <sub>101</sub>	12277	РА	75,1	0,94-15,98
		АС <sub>101</sub>	15994	ЭО	16	0,93-490,96
		АС <sub>101</sub>	12249	ФН	19	5,37-1449,5
		АС <sub>101</sub>	12180	ТНФ	18	5,6-791,94
		АС <sub>101</sub>	12204	РА	18,5	5,9-1039,7

Каналы НФС довольно существенно влияют на процесс разработки в сторону снижения коэффициентов охвата и нефтевытеснения. В первую очередь это влияние проявляется в непроизводительной фильтрации закачиваемой воды по каналам НФС (8–43%). Это сказывается на снижении энергетики работы пласта. Во-вторых, снижается коэффициент охвата разработкой и, как правило, конечная запроектированная нефтеотдача не достигается.

Анализ разработки исследуемых объектов показывает недоизвлечение на 2–8% к запроектированным показателям. Причем этот фактор (влияние каналов НФС) не учитывается при проектировании разработки. Таким образом, можно утверждать, что отсутствие учета влияния каналов НФС при проектировании разработки ведет к завышенному КИН на 2–8%. Необходимо отметить тот факт, что фильтрация нефти и воды по каналам НФС протекает в турбулентном режиме (число Рейнольдса превышает 50000), что способствует образованию устойчивых эмульсий прямого и обратного типа.

Несмотря на небольшую раскрытость каналов НФС (в среднем 0,10 мм), процесс заводнения способствует их расширению. Например, за один год фильтрации на одном месторождении увеличение площади поперечного сечения составило с 0,1 до 0,66 мм (в 6,6 раза). При этом процесс сопровождается обильным выносом механических примесей.

Специализированные трассерные исследования, проведенные на различных давлениях нагнетания, показывают, что снижение давления нагнетания не способствует смыканию трещин, что свидетельствует о

необратимости процесса. Однако отмечается незначительное снижение скоростей фильтрации (но не приведенных скоростей), проницаемостей, объемов каналов НФС.

Приведем подробнее одно из характерных трассерных исследований по скважине 12277. Опытно-промышленные работы начаты в августе 2005 года закачкой трассера в скважину 12277. Через нагнетательную скважину в пласт АС<sub>101</sub> ввели 20 м<sup>3</sup> раствора роданистого аммония с концентрацией 15 г/л при давлении нагнетания на устье скважины 75,1 МПа и приёмности 180 м<sup>3</sup>/сут.

Параметры продвижения трассера по пласту рассчитывались по методике института СевКавНИПИнефть, как наиболее достоверно отражающей параметры продвижения трассеров по пласту [28]. Результаты расчётов по определению параметров продвижения индикатора РА по пласту «А» от скважины 12277 приведены в таблице 8. Роза - диаграмма приведённых скоростей перемещения индикатора РА от скважины 12277 представлена на рисунке 28.

Таблица 8 - Параметры продвижения трассера РА по пласту «А» от нагнетательной скважины 12277 [27]

№ скв.	Расстояние м/ у нагнетат. и добывающими скв., м	Время от конца закачки до появления трассера, час	Скорость прохождения трассера, м\ час	Приведенная скорость, м/час/МПа	Объем каналов НФС, м <sup>3</sup>
12247	974,7	516	1,89	0,13	271,35
12297	628,14	106,71	5,89	0,32	174,87
12312	1028,85	368,88	2,79	0,15	28642
12327	1364,58	464,7	2,94	0,26	379,89
12275	519,84	49,1	10,59	0,8	144,72
12298	1472,88	516,41	2,85	0,2	410,04
15978	801,42	105,25	7,61	0,52	223,11
15943	2534,22	158,58	15,98	0,83	705,5



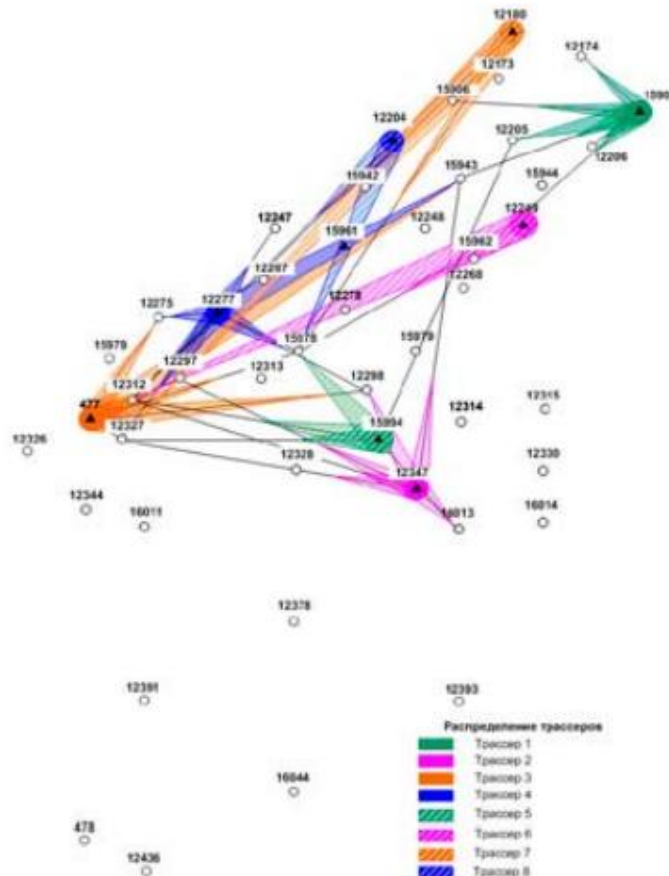


Рисунок 28 - Розы - диаграммы приведенных скоростей прохождения трассеров [27]

Анализ проб жидкости на присутствие трассера РА проводился по 16 скважинам. Анализ интерпретации закачки трассера РА на участке со скважиной 12277 (таблица 8) показывает, что из исследуемых 16 скважин в 8 из них обнаружены поступления трассера в течение 49,1–668,83 часов с момента его закачки. Расстояния от скважины 12277 до этих скважин колеблются от 519,84 до 2534,22 метров. При этом скорости прохождения индикатора по пласту к этим скважинам варьируют в довольно широком диапазоне: 0,94– 15,98 метров в час. Скорости прохождения части закачиваемой воды, меченной индикатором РА, значительно (на 3–5 порядков) превышают характерные скорости фильтрации воды в поровом коллекторе. Приведённые скорости также на три - пять порядков превалируют над характерными значениями и находятся в интервале 0,13–

0,83 м/час/МПа. Пробы жидкости в большинстве случаев представляют собой эмульсии. Образование эмульсий предполагается за счет турбулентного движения нефти и закачиваемой воды по каналам низкого фильтрационного сопротивления (число Рейнольдса превышает 500000).

## **2.5 Технологический режим закачки воды**

На примере куста 5014 рассмотрен вопрос использования и целесообразности технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз. Продукция скважин по выкидным линиям от 50 до 380 м поступает на автоматизированную газо-замерную установку (АГЗУ) 5014 при линейном давлении 2,1 МПа, после чего — до установки предварительного сброса воды (УПСВ) «Рассвет» по полимерному армированному трубопроводу диаметром 200 и длиной 8266 м.

Схема расположения скважин представлена на рисунке 29, где синим показаны действующие нагнетательные скважины, в которых осуществляется закачка пресной воды, черным — скважины, планируемые под нагнетание на кусту АГЗУ 5014 [29].

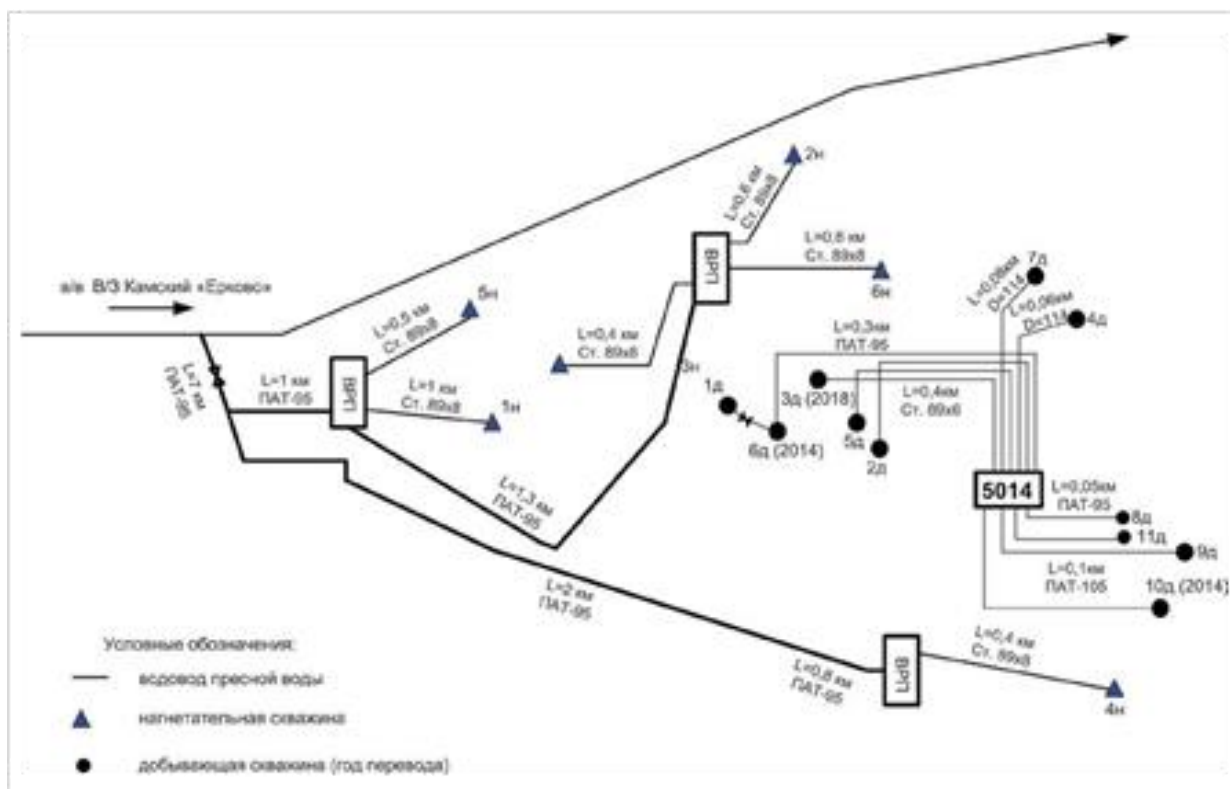


Рисунок 29 — Схема расположения скважин [29]

### 2.5.1 Принципиальная схема предлагаемой кустовой установки

В состав схемы технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт входит АГЗУ, трубный делитель фаз, нагнетательные скважины, оборудованные перевернутыми электроцентробежными насосами, как показано на рисунке 30 [29].

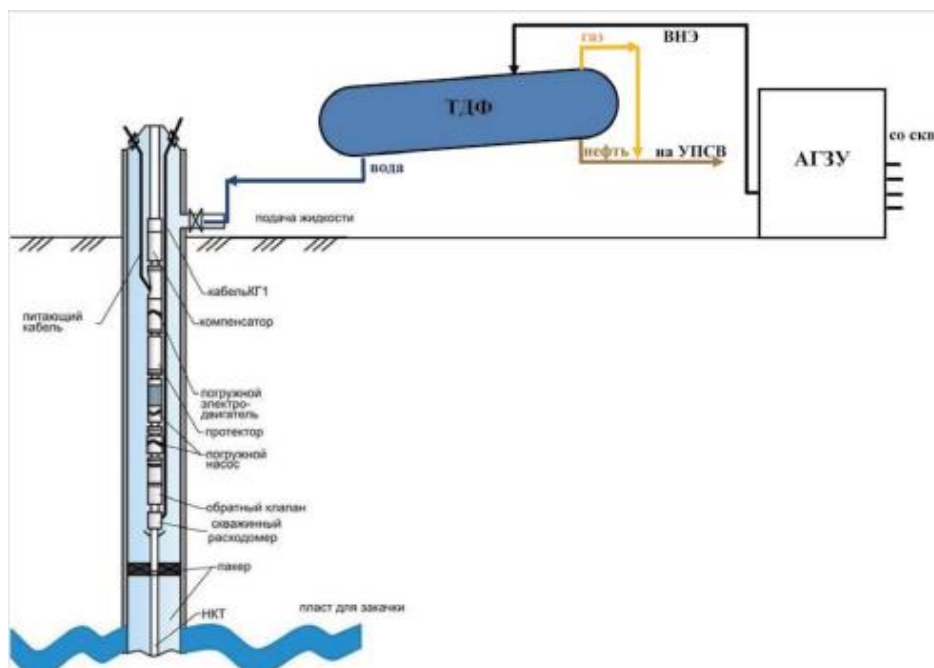


Рисунок 30 — Схема установки кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз [29]

Конструкция трубного делителя фаз (ТДФ), обеспечивающего качество подтоварной воды согласно требованиям ОСТ и СТП, приведена на рисунке 31 [30].

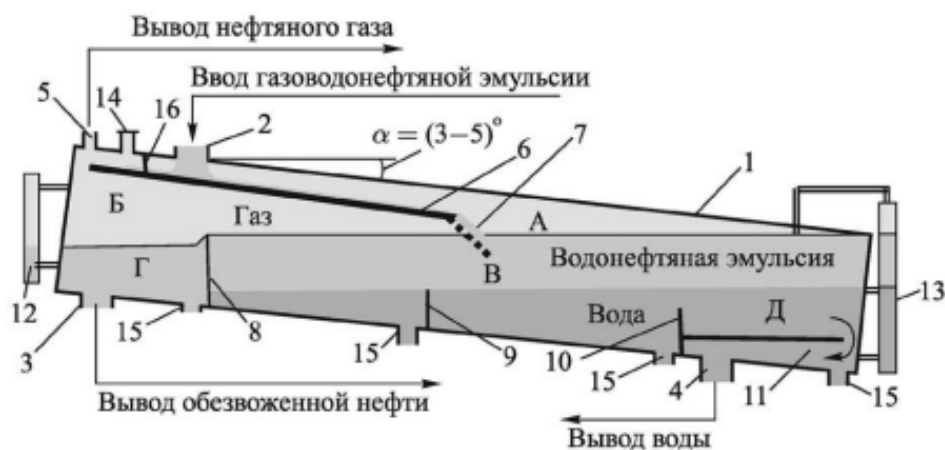


Рисунок 31 — Трубный делитель фаз

ТДФ выполнен в виде трубчатого блока, снабженного патрубками для приема газоводонефтяной эмульсии и отбора нефти, газа и воды, камерой для частично обезвоженной нефти и отсеком для водной фазы, формируемым соответствующими перегородками.

Разгазированная водно-нефтяная эмульсия (ВНЭ) из желоба 6 поступает на решетку 7, где ее скорость увеличивается, так как решетка расположена под большим углом, чем сам желоб 2. При этом глобулы ВНЭ, контактируя с элементами (струнами) решетки 7, разрушаются и капельки воды освобождаются из бронирующих оболочек. В результате нефть, обезвоживаясь, свободно всплывает к уровню раздела фаз «нефть – газ» и перетекает через перегородку 8 в секцию Г сбора и вывода ее из ТДФ по патрубку 3.

Движение воды к патрубку 4 ее вывода из ТДФ осуществляется переливом через перегородки 9 и 10, а также карман 11. При этом в зонах между перегородками 8, 9 и 10 нефтепродукты, находящиеся в водной фазе, всплывают до контакта с обезвоживаемой нефтью и сливаются с ней в единый поток, поступающей в секцию Г ТДФ. При дальнейшем движении воды (переливе через перегородку 10) вода, также подвергаясь очистке от нефтепродуктов, с малой скоростью поступает в карман 11 и далее в патрубков ее вывода 4 из ТДФ.

Для предотвращения уноса поступающей газоводонефтяной эмульсии в корпусе ТДФ предусмотрена поперечная газовая перегородка 16, расположенная между желобом 6 и верхней частью корпуса 1. С целью контроля уровней жидкости и раздела фаз в корпусе ТДФ предусмотрены их указатели 12 и 13, а безопасной эксплуатации — патрубков 14 подключения к предохранительному клапану.

Анализ таблицы 9 показывает, что наибольшая эффективность обезвоживания нефти достигается при угле наклона ТДФ к горизонту, равном 3°.

Таблица 9 — Эффективность работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту

Параметр	Значения						
	0	3	5	10	20	30	40
Угол наклона ТДФ к горизонту, град							
Остаточное содержание воды в обезвоженной нефти, %	23	8	10	15	19	22	23

Примем зависимость между содержанием нефтепродуктов и диаметром капли нефти линейной (рисунок 32), опытным путем установлено, что содержание нефтепродуктов в воде при диаметре капли 0,03 мм будет равно 10–20 мг/дм<sup>3</sup>.

По рисунку 32 при диаметре каплей нефти меньше 0,012 мм содержание нефтепродуктов будет равно 4–9 мг/дм<sup>3</sup> [29].

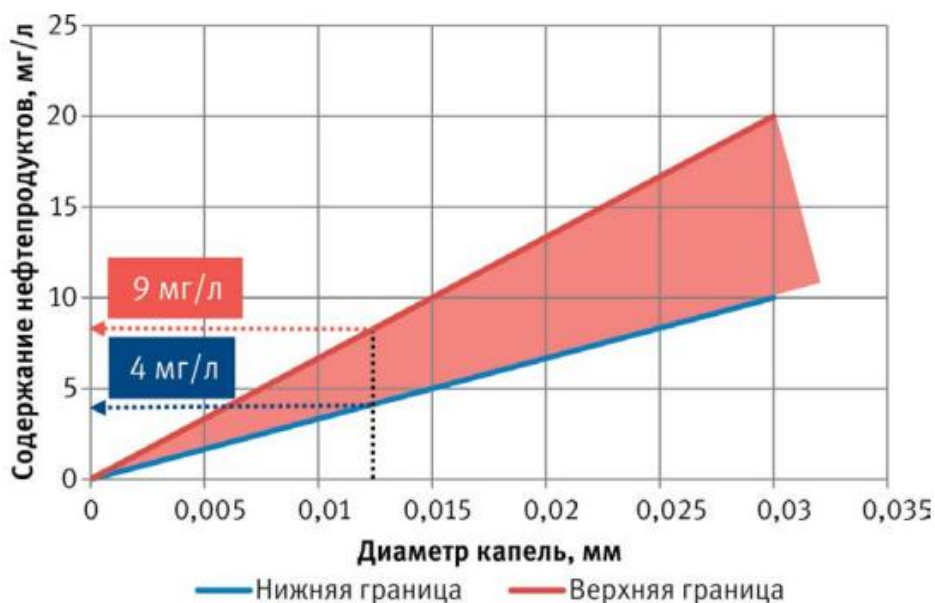


Рисунок 32 — Зависимость концентрации нефти от диаметра каплей нефти [29]

Для достижения показателей качества воды согласно СТП для закачки в систему ППД (нефтепродукты – 28 мг/л, ТВЧ – 19 мг/л) принятые при проектировании характеристики ТДФ можно считать удовлетворительными.

Потенциальная производительность установки на 74% превышает суммарную приемистость нагнетательных скважин Маячного месторождения, что определяет запас производительности для скважин, планируемых к переводу в нагнетательный фонд [29].

### 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

На примере объекта ЮВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения проводится анализ системы заводнения за счет формирования адресной программы геолого-технических мероприятий.

Оценку энергетического состояния объекта предполагается производить с использованием стандартных методов: анализ объема накопленной закачки, анализ действующего фонда нагнетательных скважин, анализ изменения пластовых и забойных давлений и с использованием разработанных методов.

В соответствии с разработанным методом группировки, все скважины объекта были распределены в группу по типу «нагнетательная – реагирующие добывающие». Основные параметры полученного уравнения регрессии представлены в таблице (таблица 10) [5].

Таблица 10 - Значение весовых коэффициентов факторов, по результатам регрессионного анализа

Месторождение, объект	R <sup>2</sup>	Коэффициенты				
		Объем	Расстояние	Кровля	Толщина	Проницаемость
Ватьеганское, ЮВ <sub>1</sub>	0,63	0,33	0,21	0,30	0,05	0,11

В результате расчета распределения закачиваемой воды по площади объекта, с использованием полученных весовых долей каждого фактора по уравнению регрессии, получено численное значение текущей и накопленной компенсации по каждой скважине, результаты представлены в виде графического материала – карты (рисунок 33) [5].

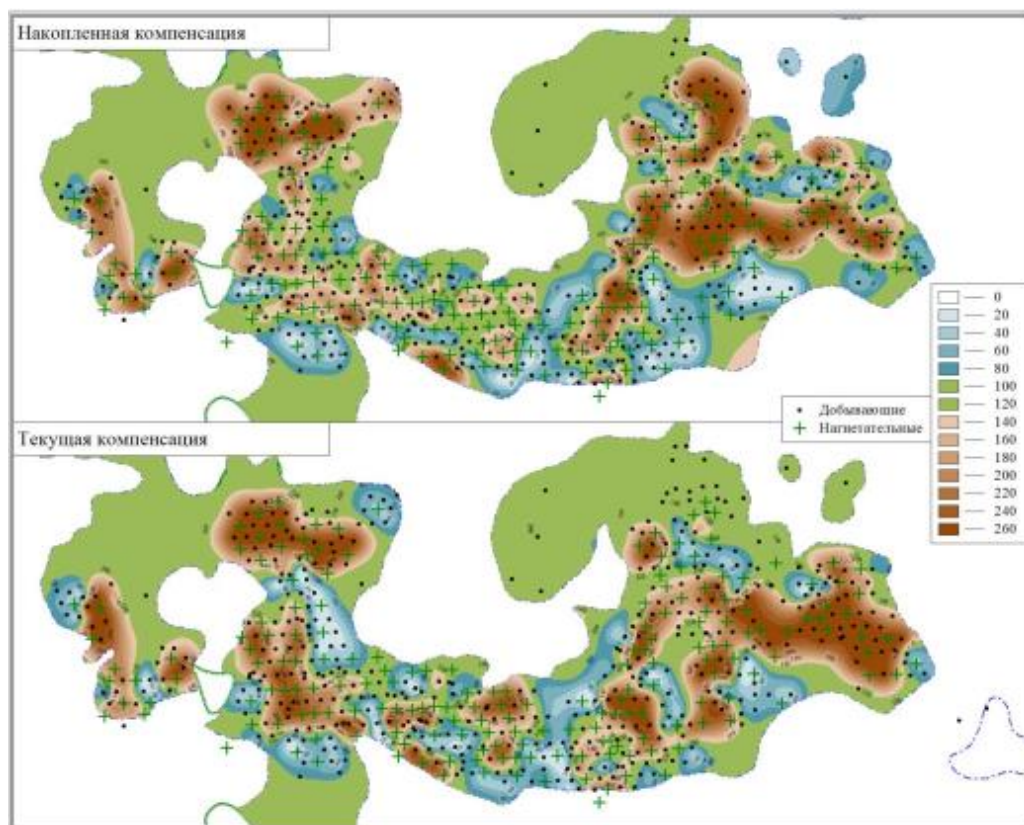


Рисунок 33 – Карта накопленной и текущей компенсаций

При сопоставлении текущего пластового давления со значениями текущей и накопленной компенсации можно, условно, выделить скважины в группы:

- скважины с недостатком закачки (по скважинам отмечается снижение пластового давления более 15% от начального и значение компенсации ниже 90% – синяя область, рисунок 34);
- скважины с неэффективной закачкой (по скважинам отмечается снижение пластового давления более 15% от начального и значение компенсации более 90% – красная область, рисунок 34) [5].



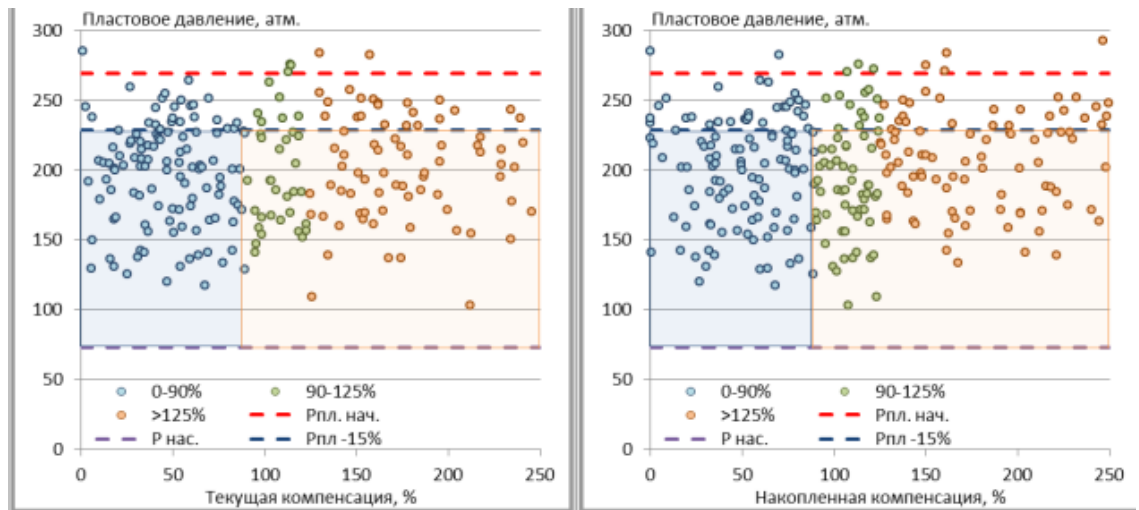


Рисунок 34 – Сопоставление текущего пластового давления со значением текущей и накопленной компенсаций. Объект ЮВ<sub>1</sub>

Скважины голубой зоны (рисунок 34) относятся к участкам с недостаточно интенсивной системой заводнения, скважины красной зоны – к участкам с неэффективной системой заводнения, скважины зеленой зоны имеют потенциал к увеличению добычи жидкости (смена насосного оборудования, по скважинам отмечается превышение динамического уровня относительно всей залежи и значение компенсации более 120%), скважины желтой зоны – группа риска, рекомендуется мониторинг динамики работы скважин, при необходимости смена насосного оборудования на меньшую мощность (рисунок 35) [5].

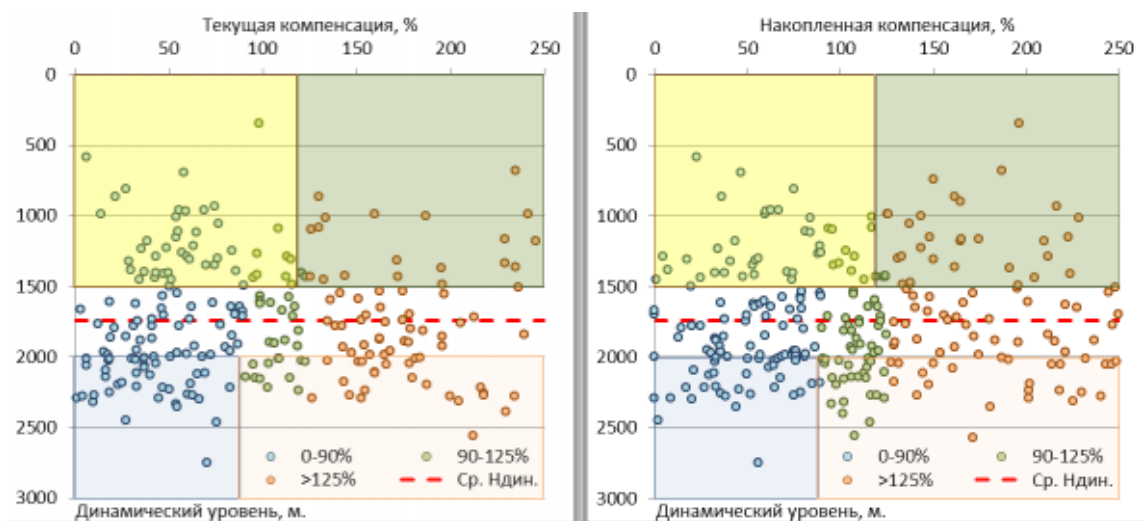


Рисунок 35 - Сопоставление динамического уровня со значением текущей и накопленной компенсации. Объект ЮВ<sub>1</sub>

На скважинах, с высоким значением депрессии и высоким пластовым давлением (снижение относительно начального не более чем на 15%, депрессия выше средней по залежи – красная зона, рисунок 36) рекомендуется проведение мероприятий, направленных на обработку призабойной зоны пласта химическими составами [5].

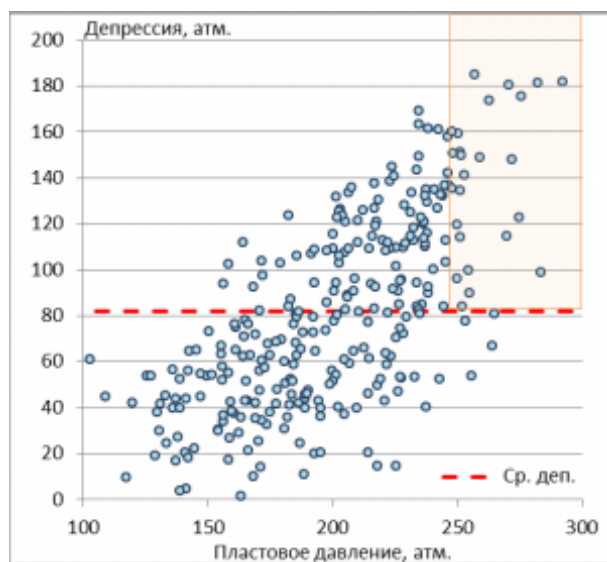


Рисунок 36 – Сопоставление значений депрессии с текущим пластовым давлением

Результатом оценки изменения добычи жидкости за период является построение карты изменения дебита жидкости за период, на которой: радиус диаграммы каждой скважины – значение фактического изменения дебита жидкости, площадь каждого сектора – значение изменения дебита жидкости за счет фактора (рисунок 37) [5].

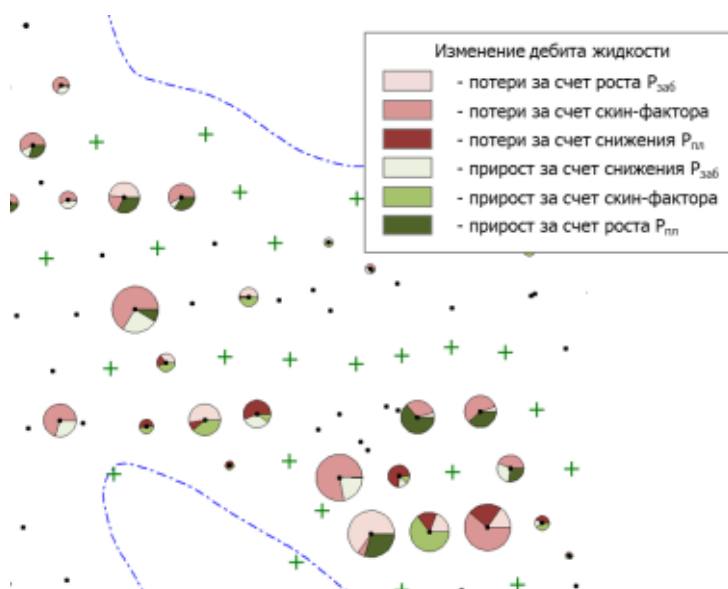


Рисунок 37 – Причины изменения дебита жидкости за период

Совокупное сопоставление рассмотренных выше технологических показателей работы скважин и рассчитанных значений текущей и накопленной компенсации позволяет сформировать рекомендации по совершенствованию системы разработки в целом, путем назначения адресных геолого-технических мероприятий на добывающий фонд скважин и влияющие нагнетательные скважины.

Для формирования выводов по энергетическому состоянию пласта и рекомендаций по совершенствованию системы разработки, все скважины были условно разделены на 4 группы, описанные в разделе 2 данной работы.

По скважинам первой группы наблюдается потенциал к увеличению отборов жидкости, рекомендуется увеличение мощности насосного оборудования (20 скважин).

Скважины второй группы характеризуются низким значением депрессии, при этом энергетическое состояние пласта находится на удовлетворительном уровне. По данной группе скважин рекомендуется проведение ОПЗ (30 скважин).

Скважины третьей группы располагаются в районах с перекомпенсацией и значительным снижением пластового давления, по данной группе рекомендуется проведение ПГИ на влияющих нагнетательных

скважинах. По результатам проведенных исследований предполагается назначение мероприятий на нагнетательный фонд – ремонтно-изоляционные работы, мероприятия по выравниванию профиля приемистости, перфорационные работы (51 скважина).

Скважины четвертой группы располагаются в районах с недостатком объемов закачки и значительным снижением пластовых давлений. По данной группе рекомендуется планомерное увеличение объемов закачки, проведение ОПЗ на нагнетательном фонде. В отдельных случаях рекомендуется рассмотреть возможность ввода дополнительного очагового нагнетания (43 скважины).

В соответствии со сформированными рекомендациями по повышению эффективности реализуемой системы заводнения, на объекте в 2016 году было проведено 36 геолого-технических мероприятия. Эффективность проведенных мероприятий представлена в таблице (таблица 11) [5].

Таблица 11 – Показатели эффективности проведения геолого-технических мероприятий

Мероприятие	Количество, ед.	Доп. Добыча, тыс.т.	Удельная эффективность на мероприятие, тыс.т.
Оптимизация режимов работы скважин	8	4847,3	605,9
ОПЗ	5	1965,8	393,2
Перфорационные работы	2	1166,4	583,2
ФХМУН на нагнетательной	19	6985,0	367,6
Повышение давления	2	23,0	11,5

Предлагаемая методика анализа предполагает оценку и сопоставление показателей, по разработанным методам, характеризующих энергетическое состояние пласта (изменение пластового давления, динамического уровня), и факторов, влияющих на эффективность реализуемой системы заводнения (компенсация, взаимовлияние скважин), что в итоге позволяет сформировать выводы и рекомендации по дальнейшему совершенствованию системы заводнения.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б94	Пырма Артёму Евгеньевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет годовой экономической эффективности нестационарного заводнения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты, материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых отчислений, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности мероприятий нестационарного заводнения.

**Перечень графического материала**

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	09.02.2023
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		09.02.2023

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б94	Пырма Артёму Евгеньевичу		09.02.2023

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Экономическая эффективность выравнивания фронта вытеснения вследствие нестационарного заводнения по дополнительной добытой нефти

Экономический эффект от внедрения рекомендаций по выравниванию фронта нагнетаемой воды может быть определен за счет увеличения объема добычи нефти на Приобском месторождении (ЦДНГ-2) за 2015 год. Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе представлена в таблице 12, и в основном опирается на Налоговый кодекс Российской Федерации.

Таблица 12 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 70 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

Годовой экономический эффект от применения новой технологии, обеспечивающей увеличение добычи нефти определяется по формуле [32]:

$$\Delta = C_1 A_1 + H \Delta A - C_2 A_2 - E_n \Delta K \quad (11)$$

где  $C_1$  и  $C_2$  – себестоимость добычи одной тонны нефти до и после применения метода, руб/т;

$A_1$  и  $A_2$  – объем добычи нефти до и после применения метода, тыс. т;

$\Delta A$  – дополнительная годовая добыча нефти за счет применения новой технологии, тыс. т;

$H$  – специальный норматив удельных приведенных затрат на одну тонну прироста добычи нефти (для мероприятий по увеличению текущих темпов отбора нефти принимается в размере 30 руб/т);

$E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

$\Delta K$  – дополнительные капитальные вложения, связанные с внедрением новой технологии, тыс. руб.

Так как мероприятия по нестационарному заводнению не требуют капитальных вложений, последнее слагаемое в формуле (11) будет равно нулю.

Исходные данные для расчета экономической эффективности выравнивания фронта вытеснения по дополнительной добытой нефти приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчёта экономической эффективности по дополнительно добытой нефти

Показатель	Значение
Цель воздействия на пласт	Увеличение нефтеотдачи пластов; выравнивание фронта заводнения
Вид воздействия на пласт	Перемена направления фильтрационных потоков
Количество скважин, на которых проводились мероприятия по НЗ, шт	13
Дополнительная добыча нефти ( $\Delta A$ ), тыс. т	31,94
Объем добычи нефти ( $A_2$ ) по Приобскому месторождению за 2015 год (ЦДНГ-2), тыс. т	455,4
Дополнительные эксплуатационные расходы (Зд), тыс. руб.	135,7
Стоимость одной скважины, тыс.руб.	14000
Норма амортизации скважин, %	10

Объем добычи нефти до применения мероприятия ( $A_1$ ) рассчитывается по формуле:

$$A_1 = A_2 - \Delta A \quad (12)$$

Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения мероприятий по нестационарному заводнению:

$$C_2 = Z / A_2 \quad (13)$$

где Z – затраты на проведение мероприятий по нестационарному заводнению.

Все многообразие затрат, включенных в себестоимость продукции нефтегазодобывающего предприятия, группируется по следующим основным элементам: материальные затраты, затраты на оплату труда, отчисления на специальные нужды, амортизационные отчисления.

Материальные затраты в нефтедобыче – это в основном затраты на энергию, химические реагенты и прочие вспомогательные материалы, но так как технология нестационарного заводнения не предусматривает применения химических реагентов и прочих материалов, учитываться в расчете будут только затраты на электроэнергию.

Таблица 14 – Расчет материальных затрат

Наименование материала, единица измерения	Цена за единицу, руб/тонну	Объем добычи нефти по Приобскому месторождению (ЦДНГ-2) за год, тыс. тонн	Стоимость материалов, руб.
Электроэнергия	47,2	455,4	21494880
ИТОГО			21494880

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в



ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по нестационарному заводнению на кустовой площадке присутствуют операторы по поддержанию пластового давления (ППД), и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40 %. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ППД	2	19437	58,9	3960	186595	326542	74638	1054263
Мастер ЦППД	1	25740	78,0	3960	123552	216216	49420,8	698068,8
ИТОГО								1752331,8

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 16).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на

производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 1 – Расчет страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (30%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.
Затраты	1752331,8	50817,6	89368,9	525699,5	7009,3	672895,3

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части.

Норма амортизационных отчислений на реновацию скважин составляет 10 % от их балансовой стоимости.

Определим стоимость всех скважин:

$$\Phi C = \Phi_1 * N = 14\ 000 * 13 = 182000 \text{ тыс. руб.} \quad (14)$$

Рассчитаем сумму амортизационных отчислений:

$$AMC = H1 * \Phi C = 10 \% / 100\% * 182000000 = 18200000 \text{ руб.} \quad (15)$$

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по нестационарному заводнению, которая представлена в таблице 17.

Таблица 2 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	21494880
2. Амортизационные отчисления	18200000
3. Затраты на оплату труда	1752331,8
4. Страховые взносы	672895,3
<b>ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ</b>	<b>42120107,1</b>

Итого себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведенных мероприятий по нестационарному заводнению на Приобском месторождении в течение 2015 года составила:

$$C_2 = \frac{З}{A_2} = \frac{42120107,1}{455400} = 92,5 \quad (16)$$

Себестоимость добычи одной тонны нефти до внедрения метода определяется по формуле:

$$C_1 = \frac{C_2 A_2 - З_d}{A_1} = \frac{92,5 \cdot 455,4 - 105,7}{423,46} = 99,2 \quad (17)$$

где  $З_d$  - дополнительные эксплуатационные расходы, связанные с приростом добычи нефти в результате применения новой технологии, руб.

Объем добычи нефти до применения метода определяется по формуле (12):

$$A_1 = 455,4 - 31,94 = 423,46 \text{ тыс. т} \quad (18)$$

Годовой экономический эффект по формуле (11) равен:

$$\mathcal{E} = 99,2 \times 423,46 + 30 \times 31,94 - 92,5 \times 455,4 = 840,932 \text{ тыс.руб.} \quad (19)$$

#### **4.2 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение», можно сделать вывод об экономической целесообразности реализации данного проекта. Проект достаточно прибыльный, быстро окупаемый. Реализация проекта проста в техническом плане. Реализация возможна в ближайшие годы. Кроме того, годовой экономический эффект составил 840,932 тыс. руб., что говорит о низких рисках экономического провала проекта. Вкупе с технологической целесообразностью, проект является выгодным со всех точек зрения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б94	Пырма Артёму Евгеньевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования данной работы является система заводнения при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтедобывающей отрасли и организация рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность:</b> <p>2.1. Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОФПФ</p>	Вредные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении рабочего;</li> <li>– Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>– Повышенный уровень шума;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> </ul> Опасные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного</li> </ul>

	<p>оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы связанные с электрическим током;</li> <li>– Пожаровзрывоопасность на рабочем месте.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Защита атмосферного воздуха от загрязнения.</li> <li>– Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.</li> <li>– Защита и рациональное использование земель.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения чрезвычайной ситуации связанной неконтролируемым выбросом нефти из негерметичных соединений.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>27.02.2023</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Пырма Артём Евгеньевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В разделе «Социальная ответственность» будут рассмотрены вопросы, связанные с правовыми нормами трудового законодательства, техникой безопасности, как при воздействии вредных и опасных производственных факторов, так и при возникновении чрезвычайных ситуации, а также будут рассмотрены аспекты экологической безопасности, согласно специфике выполняемых работ.

Процесс поддержания пластового давления и интенсификации нефтедобычи заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по изменению режима работы скважины, контроль над системами закачки воды в пласт. Работы выполняются круглогодично, без прерывания на выходные и праздничные дни.

Работник, выполняющий прописанные операции, подвержен воздействию неблагоприятных производственных факторов, находясь на территории производственного объекта, которые классифицируются согласно ГОСТ 12.0.003-2015 на вредные и опасные факторы [33] (таблица 18). Ввиду того, что работы производятся на открытом воздухе, в дневное и ночное время, происходит постоянный демонтаж оборудования, и выполнение работ связано с оборудованием, работающим под высоким давлением, возникает опасность воздействия этих факторов на организм работника. К вредным можно отнести: повышенный уровень общей вибрации и шума, недостаточная освещенность рабочей зоны, отклонение показателей климата на открытом воздухе (повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная или пониженная влажность), а к вредным – статическое электричество, пожаровзрывобезопасность и механические опасности.

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Разработка	Эксплуатация	
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	+	+	Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии классификация условий труда.
Повышенный уровень общей вибрации;	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с [34].
Повышенный уровень шума;	+	+	Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [35]; ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [36].
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общетребования безопасности.
Производственные факторы, связанные с электрическим током;	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [37]; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов; ГОСТ 12.1.019-2017

			ССБТ. Электробезопасность. Общие требования
Пожаровзрывоопасность	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [38]; Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

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

Нефтяные месторождения Западной Сибири являются одними из наиболее крупных разрабатываемых нефтяных месторождений в России. Большая их часть относится к местности, приравненной к районам Крайнего Севера.

На работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются, прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия, средства индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации [ст. 221 ТК РФ] [39]. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы [ст. 302 ТК РФ] [39].

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в



районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

1. устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

2. предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

3. предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников [ст. 302 ТК РФ] [39].

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От того, как организованы рабочие места, во многом зависит эффективность выполняемого труда, его производительность, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования нефтедобывающего предприятия. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при осуществлении закачки воды в пласт и поддержании пластового давления в скважинах территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, оборудованные системами отопления, для обогрева в холодное время года, и кондиционирования воздуха (или приточно-вытяжной вентиляцией). Кроме того, персонал должен быть

снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

## **5.2 Производственная безопасность**

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

К ним относятся: неблагоприятные метеорологические условия, запыленность и загазованность воздушной среды, воздействие шума, инфракрасного и ультразвука, вибрации, лазерного и ионизирующих излучений и др. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называются профессиональными.

### **5.2.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении рабочего**

Отклонение показателей климата является самым распространенным вредным производственным фактором, характерным для районов Крайнего Севера. Оно может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего и его работоспособности.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например,

при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °С;
- в холодное время года при безветренной погоде и температуре ниже минус 40°С, а также при скорости ветра более 20 м/с и температуре ниже 0°С работы приостанавливаются.

### **5.2.2 Повышенный уровень общей вибрации**

- Вибробезопасность труда на предприятиях должна обеспечиваться:
- Соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введением технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением, предусмотренным НД;
- Поддержанием технического состояния машин, параметров технологических процессов и элементов производственной среды на уровне, предусмотренном НД, своевременным проведением планового и предупредительного ремонта машин;
- Совершенствованием режимов работы машин и элементов производственной среды, исключением контакта работающих с

вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;

- Улучшением условий труда (в т.ч. снижением или исключением действия сопутствующих неблагоприятных факторов);
- Применением средств индивидуальной защиты от вибрации.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [34] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБА, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБА, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

### **5.2.3 Превышение уровней шума**

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечнососудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием с участием разных сторон. Национальным законодательством устанавливаются требования к сторонам, являющимися прямыми или косвенными участниками трудового процесса, по обеспечению безопасности воздействия шума и меры, принимаемые к сторонам при несоблюдении установленных требований.

Многие месторождения Западной Сибири расположены в заболоченных и трудно проходимых местностях, поэтому доставка рабочих

на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [40]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Согласно СП 51.13330.2011 [35] для устранения превышенного уровня шума применяют наушники и противозумные вкладыши.

#### **5.2.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

При работе в темное время суток рабочий объект должен быть освещен, во избежание получения производственных травм. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора, чья норма освещенности не ниже 10 лк (СП 52.13330.2011) [36], при выполнении данного условия применение дополнительных мер по улучшению освещенности не требуются.

Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное. Аварийное освещение разделяется на эвакуационное и резервное. При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения. Нормируемые характеристики освещения в помещениях и вне зданий могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников аварийного освещения.

Состав и правила оформления рабочих чертежей для искусственного освещения помещений зданий и сооружений определены ГОСТ 21.608 [41], а для искусственного освещения территорий промышленных предприятий ГОСТ 21.607. 7.2 [42].

Искусственное освещение помещений может быть двух систем - общее (равномерное и локализованное) и комбинированное. Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и

движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

Для искусственного освещения следует использовать энергоэкономичные источники света, отдавая предпочтение при равной мощности источникам света с наибольшей световой отдачей и сроком службы.

Интенсивность ультрафиолетового излучения в диапазоне длин волн 320-400 нм не должна превышать 0,03 Вт/м. Наличие в спектре излучения длин волн менее 320 нм не допускается. Световая отдача источников света для общего искусственного освещения помещений при минимально допустимых индексах цветопередачи не должна быть меньше значений, приведенных в таблице 19.

Таблица 19 - Минимально допустимые световые отдачи источников света для общего искусственного освещения помещений

Тип источника света	Световая отдача, лм/Вт, не менее, при минимально допустимых индексах цветопередачи Ra			
	Ra≥80	Ra≥60	Ra≥45	Ra≥25
Дуговые ртутные лампы	-	-	55	-
Компактные люминесцентные лампы	70	-	-	-
Люминесцентные лампы	65	75	-	-
Металлогалогенные лампы	75	90	-	-
Натриевые лампы высокого давления	-	75	-	100
Светодиодные лампы	60	65	-	-
Светодиодные модули	70	80	-	-

### 5.3 Анализ опасных производственных факторов

Опасным производственным фактором (ОПФ) называют такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному

резкому ухудшению здоровья.

Производственная травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случаи воздействия ОПФ на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

### **5.3.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода.

Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология заводнения подразумевает закачку воды в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление. В связи с этим возникает опасность получения механических травм, связанных с вылетом крепежных соединений из запорной арматуры.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Кроме того, необходимо проводить регулярные проверки состояния оборудования и инструктажи по технике безопасности.

### **5.3.2 Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и воды друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке воды возникают как в самой воде, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной



защиты;

- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019, предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда - 1 сутки.

Технологические операции с водой, которая является хорошим диэлектриком, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества необходимо при проведении заводнения необходимо заземлить все насосные станции и установки, во время закачки воды.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих

устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [27].

### **5.3.3 Пожаровзрывоопасность**

Согласно ФЗ №123 22.07.2008 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» по пожарной и взрывопожарной опасности помещение относится к категории А - повышенная взрывопожароопасность.

К категории А относятся помещения, в которых находятся (обращаются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 градусов Цельсия в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 килопаскалей, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 килопаскалей.

Проведение работ связанных с интенсификацией добычи нефти, так или иначе, связано с необходимостью проведения пожаровзрывоопасных мероприятий. Предотвращение образования взрывоопасной среды внутри технологического оборудования должно быть обеспечено:

- герметизацией технологического оборудования;
- поддержанием состава и параметров среды вне области их воспламенения;
- применением ингибирующих (химически активных) и флегматизирующих (инертных) добавок;
- конструктивными и технологическими решениями, принятыми при проектировании производственного оборудования и процессов.

Предотвращение воздействия на опасных и вредных производственных факторах, возникающих в результате взрыва, и сохранение материальных ценностей обеспечиваются:

- установлением минимальных количеств взрывоопасных веществ, применяемых в данных производственных процессах;
- применением огнепреградителей, гидрозатворов, водяных и пылевых заслонов, инертных (не поддерживающих горение) газовых или паровых завес;
- применением оборудования, рассчитанного на давление взрыва; • обваловкой и бункеровкой взрывоопасных участков производства или размещением их в защитных кабинах;
- защитой оборудования от разрушения при взрыве при помощи устройств аварийного сброса давления (предохранительные мембраны и клапаны);
- применением быстродействующих отсечных и обратных клапанов;
- применением систем активного подавления взрыва;
- системы пожарной сигнализации, как ручные, так и автоматические.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов). При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно – механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они

должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электробезопасности: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [34].

Организационные и организационно-технические мероприятия по обеспечению взрывобезопасности должны включать:

- разработку системы инструктивных материалов средств наглядной агитации, регламентов и норм ведения технологических процессов, правил обращения со взрывоопасными веществами и материалами;
- организацию обучения, инструктажа и допуска к работе обслуживающего персонала взрывоопасных производственных процессов;
- осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, промышленной санитарии и пожарной безопасности;
- организацию противоаварийных, газоспасательных и горноспасательных работ и установление порядка ведения работ в аварийных условиях.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами.

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;

- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок;

- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений.

#### **5.4.1 Защита атмосферного воздуха от загрязнения**

Основными причинами аварий, связанных с загрязнением атмосферы являются: механические повреждения насосно-компрессорных труб (НКТ) при проведении операций по закачке воды в пласт и несоблюдение техники безопасности.

Для того чтобы этого избежать необходимо: применение оборудования заводского изготовления и четкое следование технологии проведения производственных операций, без отклонений от общего плана или некоторого пункта, а также при размещении, проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию новых и реконструированных объектов, при техническом перевооружении действующих объектов нужно осуществлять меры по максимально возможному снижению выброса загрязняющих веществ с использованием малоотходной и безотходной технологии, комплексного использования природных ресурсов, а также мероприятия по улавливанию, обезвреживанию и утилизации вредных выбросов и отходов [26].

#### **5.4.2 Защита поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения**

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Нефть попадает в природные воды в процессе поступления нефти в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины, ее не герметичности и перенасыщении продуктивной залежи, закаченной водой (образование зон перекомпенсации).

Чтобы избежать загрязнения вод, при организации и устройстве аккумулирующих емкостей для хранения добываемого сырья на участках возможного загрязнения подземных вод:

- необходимо обеспечить водонепроницаемость аккумулирующих емкостей;
- мероприятия по охране вод от загрязнений должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ;
- не допускается сооружение аккумулирующих емкостей в зонах питания подземных вод в начале делювиальных или пролювиальных конусов выноса или шлейфов, на нижних речных террасах, сильнотрещиноватых участках, особенно если подземные воды в этих отложениях используются для питьевого водоснабжения [43].

Если же, возникла аварийная ситуация, которая может вызвать загрязнение подземных вод, необходимо оградить место аварии и обеспечить его охрану, покрыть адсорбционными материалами разлитые или рассыпанные вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-

питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [43].

### **5.4.3 Защита и рациональное использование земель**

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц.

Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше 1/3 диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти обеспечивается: контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ); в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости; прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги; контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией, возникшей на месторождениях Западной Сибири в процессе проведения заводнения скважин, может быть взрыв или пожар из-за выбросов нефти из негерметичных фланцевых соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом. Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках, не реже одного раза в смену. Обнаруженные пропуски необходимо устранять [44].

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных



ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Каждый сотрудник должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

#### **5.6 Выводы по разделу «Социальная ответственность»**

В ходе выполненного анализа были выявлены и оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Помимо этого, были рассмотрены вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению.

## **Заключение**

В процессе выполнения данной выпускной квалификационной работы произведён анализ основных показателей, характеризующих системы заводнения в процессе разработки нефтяных месторождениях Западной Сибири, описана сущность методов анализа системы заводнения, рассмотрен вопрос оценки и динамики изменения показателей заводнения в системе разработки нефтяных месторождений

Анализ трассерных исследований показывает, что при наличии существенного переноса нагнетаемой воды по каналам НФС (которые могут быть определены только по результатам индикаторных исследований и не могут быть оценены по керну и ГИС), применение результатов индикаторных исследований позволяет проводить адаптацию используемой гидродинамической модели на предмет учета каналов НФС, тем самым повышать степень адекватности реальному объекту исследований.

На примере объекта ЮВ<sub>1</sub> Ватьеганского месторождения проанализирована методика анализа реализуемой системы заводнения, позволяющая оперативно провести комплексный анализ системы заводнения нефтяного объекта: оценить степень охвата пласта заводнением по площади, выделить районы с наибольшим снижением пластового давления, участки с неэффективной системой заводнения и сформировать адресную программу геолого-технических мероприятий с целью повышения эффективности закачки воды в пласт. Данная методика анализа системы заводнения нефтяного объекта рекомендуется к использованию на нефтяных месторождениях с залежами терригенных коллекторов любых размеров.

На основе вышеперечисленных выводов цель работы, а именно - повышение эффективности закачки воды и усовершенствование методов анализа систем заводнения в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, можно считать достигнутой.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анкудинов, А.А. Методика распределения объемов закачиваемой воды по площади нефтяного месторождения / А.А. Анкудинов, Л.А. Ваганов // Научно-технический журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – 2013. – №9. – С. 19-24
2. Матусевич В.М., Курчиков А.Р., Ковяткина Л.А. АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГИДРОГЕОЛОГИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАССЕЙНА // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2011. №2 (4). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/aktualnye-problemy-neftegazovoy-gidrogeologii-zapadno-sibirskogo-megabasseyna>
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. - М. - Ижевск, 2012. - 896 с.
4. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. - М., 2002. - 59 с.
5. Анкудинов А.А. Совершенствование методов анализа системы заводнения и повышения эффективности закачки воды в нефтяной пласт: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук/ Анкудинов А.А. – Тюмень: ТИУ, 2017. – 114 с.
6. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
7. Владимиров И.В. Нестационарные технологии в разработке нефтяных месторождений. дисс. ... докт. техн. наук. Уфа, 2005. 327 с
8. Кулушев М.М., Гильмиянова А.А., Петухов Н.Ю., Фазылов Д.С., Мироненко А.А. ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИЗМЕНЕНИЮ НАПРАВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ ФЛЮИДОВ В БЛОКЕ «МОНОЛИТ» МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ // Территория Нефтегаз. 2020. №11-12. URL:

<https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-realizatsii-meropriyatiy-po-izmeneniyu-napravleniya-filtratsionnyh-potokov-flyuidov-v-bloke-monolit-mestorozhdeniya-zapadnoy> (дата обращения: 06.06.2023).

9. Полякова Наталия Игоревна, Максимова Юлия Анатольевна, Зятиков Павел Николаевич КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ // Известия ТПУ. 2020. №10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnyy-podhod-k-primeneniyu-metodov-analiza-effektivnosti-sistemy-zavodneniya-neftyanyh-plastov> (дата обращения: 06.06.2023).

10. Другов Денис Алексеевич МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО АНАЛИЗУ ЗАВОДНЕНИЯ И УПРАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЯМИ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА // StudNet. 2020. №12. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodicheskie-rekomendatsii-po-analizu-zavodneniya-i-upravleniyu-tehnologiyami-zavodneniya-na-osnove-geohimicheskogo-analiza> (дата обращения: 07.06.2023).

11. Садчиков, А. В. Методические рекомендации по анализу заводнения и управлению им / А. В. Садчиков, А. К. Абдуллина. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 15 (305). — С. 128-133. — URL: <https://moluch.ru/archive/305/68796/> (дата обращения: 07.06.2023).

12. Нанишвили О.А., Пермин Д.Д., Самойлов В.Р. Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами на месторождении "Х" // МНИЖ. 2019. №4-1 (82). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-kompleksnogo-vozdeystviya-nestatsionarnogo-zavodneniya-v-sochetanii-s-obrabotkami-nagnetatelnyh-skvazhin> (дата обращения: 07.06.2023).

13. Нанишвили О.А., Пермин Д.Д., Самойлов В.Р. Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотклоняющими

составами на месторождении "х" // МНИЖ. 2019. №4-1 (82). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-effektivnosti-kompleksnogo-vozdeystviya-nestatsionarnogo-zavodneniya-v-sochetanii-s-obrabortkami-nagnetatelnyh-skvazhin> (дата обращения: 08.06.2023).

14. Смирнова Татьяна Сергеевна, Долгова Екатерина Юрьевна, Меркитанов Николай Александрович, Тулегенов Альберт Робертович Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта // Недропользование. 2013. №7. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gidrodinamicheskie-metody-povysheniya-nefteotdachi-plasta> (дата обращения: 08.06.2023).

15. Альмухаметова Эльвира Маратовна Расширение опыта применения технологии нестационарного заводнения с применением технологии изменения направления фильтрационного потока на примере месторождения Северные Бузачи // Георесурсы. 2018. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rasshirenie-opyta-primeneniya-tehnologii-nestatsionarnogo-zavodneniya-s-primeneniem-tehnologii-izmeneniya-napravleniya> (дата обращения: 08.06.2023).

16. Buell R.S., Kazemi H. and Poettmann, F.H. «Analyzing Injectivity of Polymer Solutions With the Hall Plot», SPE 16963, presented at the 62nd Annual Technical Conference held in Dallas, TX September 27–30, 1987.

17. Fetkovich M.J. «Decline Curve Analysis Using Type Curves», JPT, (June 1980), pp. 1065–1077.

18. Геолого-технологический скрининг методов воздействия на пласты / С.А. Яскин, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.П. Чижов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 51–56.

19. РД 153-39.0-110-01 Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений.

20. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.
21. Иванова, М. М. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа / М. М. Иванова, Л. Ф. Дементьев, И. П. Чоловский. – М.: Недра, 1985. – 422 с.
22. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
23. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
24. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 448 с.
25. Минханов, И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений [Текст] : учеб. пособие для вузов / И. Ф. Минханов, С. А. Долгих, М. А. Варфоломеев ; Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96с.
26. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
27. Трофимов А. С., Бердников С. В., Кривова Н. Р., Алпатов А. А., Давиташвили Г. И., Гарипов О. М. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Территория Нефтегаз. 2006. №12. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obobschenie-indikatornyh-trassernyh-issledovaniy-na-mestorozhdeniyah-zapadnoy-sibiri> (дата обращения: 11.06.2023).
28. РД 39-014 7428-89. Методическое руководство по технике проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля заводнения нефтяных залежей. СевКавНИПИнефть – Соколовский Э.В. и др. - Грозный, 1989-79 с.

29. Лекомцев А.В., Илюшин П.Ю., Шишкин Д.А. Технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды в пласт с использованием трубного делителя фаз // Экспозиция Нефть Газ. 2016. №7 (53). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-kustovoy-podgotovki-i-zakachki-podtovarnoy-vody-v-plast-s-ispolzovaniem-trubnogo-delitelya-faz> (дата обращения: 11.06.2023).
30. Патент РФ 2369425 Трубный делитель фаз. Заявлено 29.12.2007. Опубликовано 10.10.2009.
31. Бейли Б., Крабтри М., Тайри Дж. Диагностика и ограничение водопритоков / Нефтегазовое Обозрение. – 2001. – с. 44-67. – Электронный ресурс. Режим доступа URL: [http://npf-its.com/wpcontent/uploads/2013/12/NGO\\_2001\\_t61.pdf](http://npf-its.com/wpcontent/uploads/2013/12/NGO_2001_t61.pdf)
32. РД 39-01/06-0001-89 Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности.
33. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
34. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990.
35. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
36. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
37. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
38. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
39. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019)

40. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

41. ГОСТ 21.608-2021". Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации внутреннего электрического освещения"

42. ГОСТ 21.607 7.2 -2014. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации наружного электрического освещения.

43. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

44. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 19 января 2022 года) (редакция, действующая с 15 декабря 2020 года).