

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности проведенных методов по увеличению нефтеотдачи пластов на месторождении X

УДК 622.276.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Очиров Евгений Эрдэмович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Орлова Ю.Н.	к.ф.-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин А.И.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации

Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья. 2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата. 3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья. 4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья» ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
		19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	<p>3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	---	---	---	--

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 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Очирову Евгению Эрдэмовичу

Тема работы:

Анализ эффективности проведенных методов по увеличению нефтеотдачи пластов на месторождении X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№117-11/с от 27.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизическая характеристика месторождения, отчеты о проведении ГРП на исследуемом объекте с анализируемыми параметрами стимуляции пласта.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Глава 1 Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи Глава 2 Объект и методы исследования Глава 3 Технология проведения ГРП на нефтяном месторождении X Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Глава 5 Социальная ответственность

	Заключение Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ А. Improvement of hydraulic fracturing technology ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПРИЛОЖЕНИЕ В ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Перечень графического материала	Схема исследуемого объекта месторождения, отчет о проведение ГРП на объекте исследования, график актуализации МУН на месторождении, эффективность применения ГРП, структура фонда скважин, структурные карты, геологические разрезы
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Болсуновская Л.М., к.ф.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке: Приложение В. Improvement of hydraulic fracturing technology</i>	
<i>Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, главы 1-5</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Очиров Евгений Эрдэмович		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Очирову Евгению Эрдэмовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Очиров Евгений Эрдэмович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ94	Очирову Евгению Эрдэмовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР: Особенности методов повышения нефтеотдачи на месторождении № X

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Нефтегазоконденсатное месторождение X
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	– указать нормативные документы
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	– перечислить вредные и опасные факторы
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	– указать область воздействия на атмосферу, гидросферу и литосферу.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – перечислить возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – указать наиболее типичную ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		26.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Очиров Евгений Эрдэмович		26.02.2021

Перечень условных обозначений

МУН – методы повышения нефтеотдачи;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗ – призабойная зона;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ППД – поддержание пластового давления;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

УВ – углеводород;

ГС – горизонтальные скважины;

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ИНК – иркутская нефтяная компания.

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 112, 17 рисунков, 12 таблиц и 34 литературных источника.

Ключевые слова: гидроразрыв, пласт, метод, нефтеотдача, пакер, эффективность, месторождение, расчет, нефть, газ, залежь, добыча, интенсификация, гидравлический разрыв, дебит.

Объектом исследования является продуктивные пласты нефтегазоконденсатного месторождения X в Иркутской области.

Целью данной выпускной квалификационной работы является обоснование эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи пластов на нефтегазоконденсатном месторождении X.

В процессе исследования изучены геолого-физические свойства продуктивных пластов месторождения, литолого-стратиграфическая характеристика и рассмотрено текущее состояние разработки.

Проведен расчет гидроразрыва пласта для одной из скважин. Результатом исследования является оценка эффективности проведенных мероприятий по увеличению нефтеотдачи и выбор наиболее оптимального метода. Применение МУН позволяют значительно увеличить нефтеотдачу на разрабатываемых пластах, где стандартными способами получить максимальные остаточные запасы нефти не выполнимо. Когда обводненность скважин увеличивается, логичнее использовать больше методов технологий МУН для уменьшения обводненности добывающих скважин за счет использования слабодренируемых запасов.

Выполнен расчет экономической эффективности проекта, вследствие чего выяснилось, что срок окупаемости затрат на мероприятие составил 68 суток, при продолжительности технологического эффекта 365 дней.

Содержание

Введение.....	16
1 Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи	18
1.1 Цель применения методов повышения нефтеотдачи	18
1.2 Классификация методов повышения нефтеотдачи.....	18
2 Объект и методы исследования.....	41
2.1 Общие сведения о месторождение	41
2.2 Состав и свойства нефти и растворенного газа.....	42
2.3 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения	45
2.4 Анализ состояния фонда скважин	48
2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов на №Х месторождении	49
3. Технология проведения ГРП на нефтяном месторождении №Х.....	52
3.1 Подбор скважин для проведения ГРП.....	52
3.2 Оборудование, применяемое при ГРП.....	54
3.3 Техничко-технологические показатели ГРП	55
3.3.1 Сущность и виды ГРП.....	55
3.4 Проведение ГРП на скважине №Х	57
3.5 Расчет гидроразрыва пласта	58
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения	68
4.2 Расчет объема дополнительной добычи нефти	69
4.3 Затраты на материалы и реагенты	70
4.4 Затраты на оплату труда	70

4.5	Страховые фонды	71
4.6	Расчет экономической эффективности внедрения метода.....	73
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	77
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	78
5.2	Производственная безопасность	79
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	80
5.3	Экологическая безопасность.....	87
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
	Заключение	91
	Список использованных источников	92
	Приложение А	96
	Приложение Б	97
	Приложение В.....	98
	Приложение Г	99

Введение

Эра легкой добычи нефти подходит к концу. На большинстве добывающих месторождений снижается добыча. На сегодняшний день рост добычи нефти добываются двумя способами: разработка и эксплуатация новых месторождений или увеличение нефтеотдачи существующими методами интенсификации. Однако качество запасов продолжает падать: по данным Минэнерго России, 80% доказанных запасов находятся на действующих месторождениях, а доля трудноизвлекаемых запасов увеличилась до 65%. Вследствие чего можно сказать, что необходимо развитие и более широкое применение методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях. Это отмечает международную тенденцию в нефтяной отрасли: 3% мировой добычи производится с использованием методов увеличения нефтеотдачи, и этот показатель продолжает расти.

В настоящее время не исключением является и месторождение X, где в разные периоды разработки возникают осложнения, связанные в большей мере с низкой продуктивностью скважин, а также с необходимостью проведения капитального ремонта. Борьба с низкой продуктивностью на месторождении осуществляется преимущественно при помощи гидроразрыва пласта. В выпускной квалификационной работе проведено обоснование методов интенсификации притока жидкости на месторождении X, выполнена оценка применения гидравлического разрыва пласта, для повышения продуктивности скважин. Работы по проведению гидроразрыва пласта на скважинах X месторождения были начаты в 2004 году. Опыт проведения ГРП показал его высокую эффективность.

Поэтому целью работы является обоснование особенностей методов повышения нефтеотдачи на месторождении X и оценка эффективности его проведения.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Обзор существующих методов повышения нефтеотдачи и их эффективность применения;

2. Провести анализ текущего состояния разработки месторождения и выработки запасов углеводородного сырья;

3. Расчет и обоснование технологической эффективности проведения гидроразрыва пласта на месторождении X.

1 Опыт разработки трудноизвлекаемых запасов при помощи методов повышения нефтеотдачи

1.1 Цель применения методов повышения нефтеотдачи

В настоящее время увеличилось число месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Низкие коэффициенты нефтеотдачи обуславливаются недостатком необходимых технологий разработки труднодоступных залежей. Исходя из этого, актуальной задачей в современном мире является применение новых технологий и методов повышения нефтеотдачи месторождений, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти невозможно. Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов, проводятся лабораторные, научные и полевые исследования для выявления наиболее эффективных способов воздействия на пласт. Современные методы повышения нефтеизвлечения в той или иной степени базируются на заводнении [1]. Поэтому немало важным будет привести классификацию существующих методов и показать на примере их эффективности.

1.2 Классификация методов повышения нефтеотдачи

Коллекторы с низкой продуктивностью, месторождения с высокой обводненностью, высоковязкая нефть и трещиноватые залежи, а также с низкой проницаемостью показывают нам важность применения методов увеличения нефтеотдачи, как перспективных технологий, так и технологических задач для повышения эффективности разработки нефти и газа в текущей ситуации.

Поэтому тенденция методов интенсификации направлена на увеличение степени вытеснения нефти из пласта, а также увеличение площади его охвата [2]. Наиболее распространенными на месторождениях РФ методами увеличения нефтеотдачи являются заводнение и гидроразрыв пласта, которые в нефтедобывающих компаниях склонны считать современными технологиями. Кроме того, активно используется технология горизонтального

бурения - дебит таких скважин в 4-5 раз превышает дебит обычных, но оно и втрое дороже. Несмотря на применение методов повышения нефтеотдачи, КИН в РФ продолжает падать и не превышает 0,25 - 0,45, что означает, что больше половины нефти остаётся в месторождении [2].

На сегодняшний день существует классификация методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов: первичные, вторичные и третичные методы (рисунок 1 см. Приложение А).

Под первичными методами понимается способ добычи нефти при помощи естественной энергии пласта, это может быть упругий, водонапорный, газовые процессы и т. д. А процессы, которые основаны на закачке в продуктивный пласт пластовой воды, характеризуют вторичный методы увеличения нефтеотдачи, например, гидроразрыв пласта. А к третичным методам относятся самостоятельные способы интенсификации процессов извлечения нефти, например, физико-химический метод, тепловой метод и т.д. Теперь перейдем к подробной интерпретации данных методов и посмотрим их применения на практике.

1.2.1 Физико-химические методы

Физико-химические методы добычи нефти помогают повысить эффективность извлечения нефти на всех типах месторождений, в том числе на зрелых месторождениях с высокой обводненностью. Эти методы помогают снизить поверхностное натяжение воды и нефти (с помощью поверхностно-активного вещества), оптимизировать соотношение подвижности воды и нефти и улучшить покрытие коллектора (с помощью полимеров).

Основные технологии для метода включают заводнение полимером, заводнение полимером поверхностно-активных веществ и ASP (анионные поверхностно-активные вещества - сода - полимер). В начале 2000-х годов по количеству реализованных проектов тепловые и газовые методы превосходили физико-химические. Однако количество пилотных и полномасштабных проектов (с использованием физических и химических методов) значительно увеличилось с 2010 года, как и расширение, их

применения в результате технологических достижений и повышения эффективности. В институте химии нефти СО РАН были разработаны 8 новых промышленных технологий для повышения нефтеотдачи на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, включая залежи с высоковязкими продуктивными пластами [3]. Также на сегодня актуально тема использования энергии пласта и внедряемого теплоносителя для возбуждения флюида, гелей и зелей непосредственно в пласте. Разработаны физико – химические основы методов увеличения нефтеотдачи с применением химических интеллектуальных систем: гелеобразующих систем и композиций поверхностно – активных веществ (ПАВ), в течение длительного времени сохраняющих и регулирующих в пласте комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти на поздней стадии разработки создана технология чередующегося паротеплового (данная тема будет затронута в следующей главе) и физико–химического воздействия нефтевытесняющими композициями на основе ПАВ, генерирующими непосредственно в пласте CO_2 и щелочную буферную систему (композиции НИНКА, ГАЛКА, ИХН-КА) [3].

Термотропные поверхностные активные вещества (например, НИНКА, ГАЛКА, ИХН-КА) являются маловязкими и водными растворами, в пластовых преобразуются в гели. Само гелеобразование происходит под действием тепловой энергии при внедрении теплоносителя в пласт, без сшивающих агентов. На сегодняшний день, имеются исследования, подробная расписана кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные характеристики гелей разных видов для неоднородных пластов.

Способность системы «соль алюминия – карбамид – вода» (композиция ГАЛКА) непосредственно в пласте генерировать неорганический гель и CO_2 положена в основу технологии увеличения охвата пласта при закачке воды или пара в области температур 20 – 320 °С. Гелеобразующие композиции представляют собой маловязкие растворы с рН 2.5 – 3.5. Они могут быть приготовлены с использованием воды любой минерализации, способны

растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать набухаемость глин. Закачка их в пласт производится с использованием стандартного оборудования. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуеться с образованием аммиака и CO_2 , что приводит к постепенному повышению рН раствора. Когда рН достигает значения 3.8 – 4.2, происходит гидролиз ионов алюминия, в результате через определенное время во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель гидроксида алюминия. Время образования геля зависит от температуры пласта и соотношения компонентов в системе. В результате образования геля снижается проницаемость породы пласта по воде в 4 раза. Статическое напряжение сдвига геля находится в пределах 3 – 40 Па [3].

ИХН СО РАН для повышения эффективности комплексного паротеплового и физико – химического воздействия была предложена внутрипластовая генерация термотропных гелей и зольей с регулируемой вязкостью. Изменяя концентрацию компонентов в композиции ГАЛКА, можно получить как свободно дисперсную подвижную вязкую систему (золь), так и связнодисперсную неподвижную систему (гель). При образовании золя вязкость системы увеличивается в десятки и сотни раз – до 500 – 900 мПа*с, но система остается подвижной. Золи можно прокачивать на любое расстояние от скважины, вытеснять остаточную нефть и создавать экраны в любом месте пласта для перераспределения фильтрационных потоков. Для увеличения охвата пласта закачкой пара предложена градиентная закачка композиции ГАЛКА – сначала закачивается менее концентрированная система, образующая в пласте золь, ее можно прокачивать на большое расстояние от забоя скважины с целью до отмыва нефти и перераспределения потоков, а затем – более концентрированная система, образующая в пласте гель – неподвижный экран с вязкостью до 30 000 – 160 000 мПа.с. В условиях всестороннего сжатия гель является твердообразным телом коагуляционной

структуры с резко выраженной тиксотропией с пределом текучести порядка десятков Па.

Выше сказанные композиции разрабатываются в России рядом производственных предприятий по лицензиям Института химии нефти СО РАН: ГАЛКА – С для температур 70 – 320 °С, ГАЛКА – У для 40 – 70 °С. Основные отличительные особенности композиций ГАЛКА позволяют применять композиции в низкопроницаемых коллекторах в широком интервале температур (20 – 320 °С), в том числе при паротепловом воздействии.

Так, например, в работе [4] приведены результаты применения физико-химических МУН и технологий на месторождениях России. Авторы изучают физико-химические и гидродинамические аспекты внутрислоевой генерации гелей. Гелеобразующие системы в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, а в пластовых условиях превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя, а также в результате взаимодействия закачиваемой системы с пластовыми флюидами и породой-коллектором. Принцип внутрислоевого гелеобразования использован для создания загущенных композиций ИХН-КА и гелеобразующих систем ГАЛКА и ГАЛКА-ПАВ.

Практически с таким же успехом применяются физико-химические методы на месторождении ПАО «Белкамнефть», основанные на закачке полимерных суспензий и на добавлении кислотных реагентов [5, 6]. Проведённые ГТМ позволили дополнительно добыть 5,7% от накопленной добычи нефти месторождения в целом. Анализ полимерного заводнения показывает, что дополнительная добыча нефти составляет 1300 т на 1 т реагента, в среднем по объектам воздействия расход реагента составляет порядка 400 т.

Гелеобразующая технология повышения нефтеотдачи комплексного действия на основе алюмохлорида и щелочных реагентов (ГеОС) [7] относится

к потокоотклоняющим. Внедрение этого метода также позволило получить дополнительную добычу нефти по опытным участкам Самотлорского месторождения в количестве 52,3 тыс. т.

Помимо этого, закачка полимерных суспензий (ПС) [8] позволяет изолировать крупные промытые каналы и трещины. Для регулирования профиля приемистости в неоднородном пласте, имеющем трещиноватость в призабойной зоне пласта (ПЗП), авторы работы [8] использовали частицы, размеры которых подбирались таким образом, чтобы проникновение было исключительно в существующие трещины. Это обеспечивает селективность обработки. Исследования позволили выбрать в качестве частиц промышленно выпускаемые и широко используемые в нефтяной промышленности порошкообразные полимеры – ПАА с добавкой сшивающего агента [бихромата калия (или натрия)].

Технологии заводнения полимерами и поверхностно-активными полимерами наиболее популярны в Китае, Канаде и Индии. Он также используется в Омане, Аргентине, Великобритании, некоторые страны используют его на шельфе. Количество таких проектов в России и Казахстане увеличивается, 2017 год стал ориентиром, поскольку две компании объявили об успешном завершении пилотных проектов по заводнению полимером и АСП в России.

1.2.2 Тепловые методы

Термические методы считаются наиболее технологически и технически подготовленными из всех методов повышения нефтеотдачи. Эти методы могут применяться в самых сложных физико-геологических условиях и позволяют добывать нефть с вязкостью от десятков и сотен тысяч мПа*с.

Причем конечная нефтеотдача увеличивается с 6-20% до 30-50%, цифры могут быть достигнуты только термическими методами. Современная теория воздействия на нефтяной пласт с помощью закачки теплоносителя или пожаротушения основана на теории многофазной многокомпонентной фильтрации, которая также учитывает фазовый переход и химические реакции

на месте (в основном окислительные). Основное преимущество тепловых методов перед другими технологиями увеличения нефтеотдачи - одновременное действие гидродинамических и термодинамических эффектов.

Тепло влияет на все компоненты коллектора (твердые, жидкие, газообразные) и радикально меняет контекст и условия фильтрации. В результате вязкость нефти снижается, что увеличивает подвижность нефти, структурно-механические свойства ослабевают, толщина пограничных слоев уменьшается, капиллярная пропитка улучшается, нефтяные фракции газифицируются, улучшается смачиваемость вытесняющего агента, и, следовательно, увеличивается эффективность вытеснения и конечный коэффициент извлечения. Методы не имеют альтернативы при разработке месторождений высоковязкой и сверхвязкой нефти.

Горячую воду и пар, иначе теплоносители, получают в парогенераторах (котлах) высокого давления и закачивают в пласт через нагнетательные скважины специальной конструкции и со специальным оборудованием, предназначенным для работы в условиях высоких температур. Недостаток использования поверхностных парогенераторов – большие потери теплоты (температуры) в поверхностных коммуникациях и в стволе скважины. При движении теплоносителя по пласту происходят потери теплоты через кровлю и подошву пласта. Интервал перфорации выбирают в средней части пласта, изолируют трубы, парогенератор максимально приближают к скважинам.

Прогрев призабойной зоны скважин производят также с помощью спуска на забой скважины нагревательного устройства – электропечи или специальной погружной газовой горелки. При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10 – 20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки – парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180 – 200 °С, вызывая образование из нефти

кокса. Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4 – 5 суток непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 суток [9].

Вытеснение нефти перегретым паром – является методом увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов - нефти, воды, газа. Механизм извлечения нефти из пласта, при нагнетании в него перегретого пара, основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, ее плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу. При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны: зона вытеснения нефти паром; зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях, и зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры.

Процесс внутрипластового горения (ВГ) - способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Основа горения - экзотермическая окислительно-восстановительная реакция органического вещества с окислителем. Процесс ВГ начинается с поджога некоторого количества нефти с помощью забойного нагревающего устройства (электрических или огневых

горелок). После образования устойчивого очага горения в пласт закачивают через нагнетательную скважину окислитель или смесь окислителя и воды. Кислород соединяется с топливом (нефтью), образуя CO_2 и воду с выделением тепла. Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона (очаг горения), температура которого поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, продвигается вглубь пласта. При этом часть пластовой нефти (10-15%) сгорает и выделяющиеся в результате горения газы, пар и другие горючие продукты сгорания, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть из пласта. Процесс автотермический, т.е. продолжается непрерывно за счет образования продуктов для горения.

Например, в работе [10] был произведён анализ эффективности теплового воздействия на пласт месторождения Катангли. Авторы утверждают, что метод паротепловой обработки скважины (ПТО) наиболее эффективен при площадном нагнетании пара в пласт и затем проталкиванием паровой оторочки холодной водой. В результате обработки скважины улучшаются коллекторские свойства призабойной зоны пласта. ПТО скважин на месторождении Катангли проводится с помощью передвижных парогенераторных установок (ППУ) (рисунок 2).



Рисунок 2 – Парогенераторная установка [10]

В результате парообработки призабойной зоны пласта дебит скважины увеличился с 2,0 м³/сут. до 4,3 м³/сут. При этом продолжительность работы

скважины с повышенным дебитом скважины составил 230,5 сут., что привело к получению дополнительных 991 м³ жидкости.

При закачке пара в пласт в зависимости от термодинамических условий он может перейти в горячую воду. Поэтому при проектировании и осуществлении закачки в пласт горячей воды и пара, необходимо знать в каком термодинамическом состоянии находится вода: жидком, в виде пара или смеси воды и пара [11, 12]. Кроме того, немаловажным моментом является время начала проявления технологического эффекта от применения закачки горячей воды. В однородных поровых средах закачка распространения фронта нагрева породы в несколько раз меньше скорости продвижения фронта заводнения. Для залежей вязкой и высоковязкой нефти это положение говорит о том, что появление эффекта от теплового воздействия произойдет при обводненности добываемой продукции, близкой к предельной. В статье [10] проведено лабораторное исследование эффективного теплового воздействия на нефтеотдачу пласта.

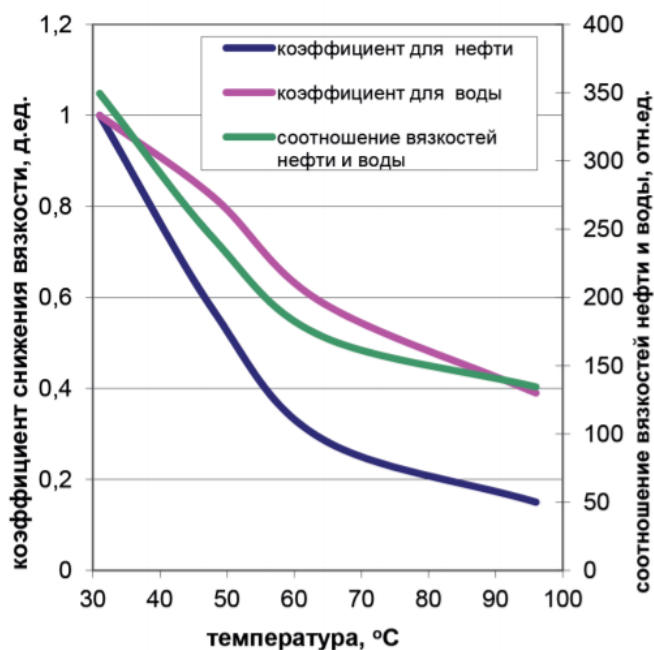


Рисунок 3 – Температурные зависимости коэффициента снижения вязкости пластовой нефти и воды, отношение вязкостей нефти и воды [10]

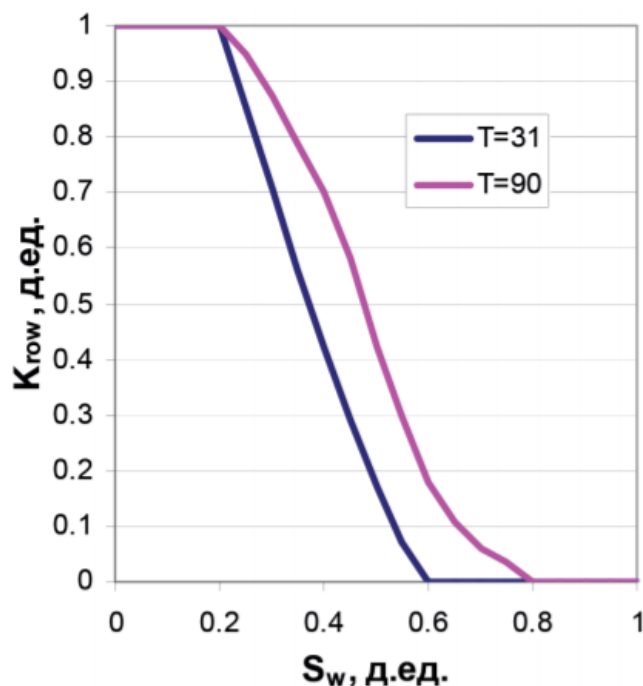


Рисунок 4 – Относительные фазовые проницаемости нефти при различных температурах пласта: 1 – $T = 31^\circ\text{C}$; 2 – $T = 90^\circ\text{C}$ [10]

Тепловое воздействие осуществляется в результате закачки в нагнетательные скважины горячей воды с температурой на забое 90°C . При изменении температуры пласта предусмотрены температурные зависимости вязкости нефти и воды (рисунок 3). Кроме того, как было показано лабораторными исследованиями, нагрев пласта повышает коэффициент вытеснения и изменяет относительные фазовые проницаемости нефти. На рис. 4 представлены ОФП (относительные фазовые проницаемости) нефти при разных температурах – начальной пластовой и максимально возможной при рассматриваемом тепловом воздействии. Лабораторные исследования показывают значительные улучшения условий нефтевытеснения при повышении температуры пласта (рисунок 4). Почти вдвое снижается величина остаточной нефтенасыщенности и возрастает ОФП нефти в области совместной фильтрации нефти и воды.

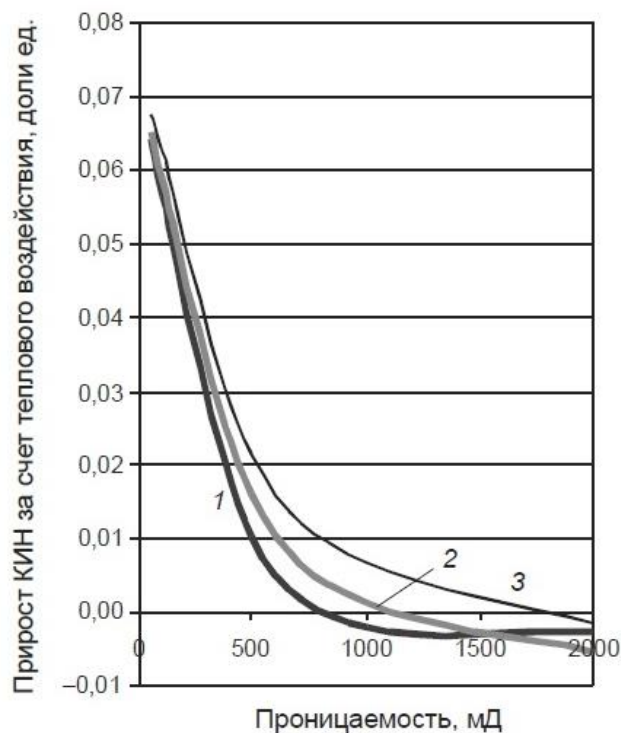


Рисунок 5 – Зависимости прироста КИН от проницаемости однородного коллектора при разных значениях "стартовой" обводненности: 1 – 0,32 доли ед.; 2 – 0,6 доли ед.; 3 – 0,9 доли ед. [10]

На рисунок 5 представлена зависимость прироста конечного КИН за счет теплового воздействия от проницаемости коллектора при разных значениях "стартовой" обводненности. Хорошо видно, что в области низких проницаемостей коллектора эффект от ЗГВ слабо зависит от "стартовой" обводненности, кривые почти сливаются друг с другом. С ростом проницаемости коллектора влияние "стартовой" обводненности на эффективность теплового воздействия увеличивается. При этом во всем рассмотренном интервале значений проницаемости коллектора вариант со "стартовой" обводненностью 90 % позволяет достичь наибольшего прироста конечного КИН.

Или, например, в статье [13], также было проведено ряд исследований о применении тепловых методов в разработке залежей высоковязкой нефти. Авторы отмечают, что также кратно возрастают и объемы отбираемой жидкости, и тепловое воздействие на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах с высоким показателем неоднородности

позволяет существенно поднять нефтеотдачу пласта, при этом эффект достаточно быстро нарастает (рисунок 6).

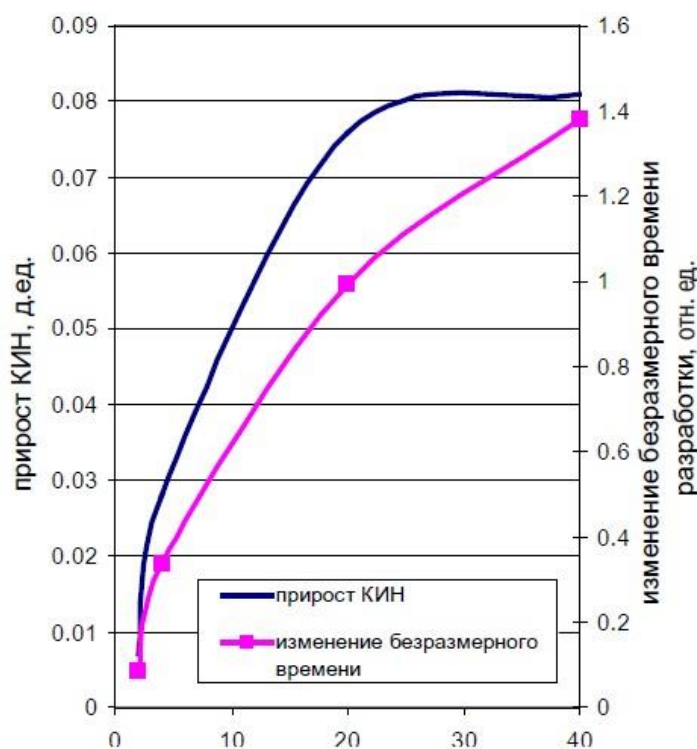


Рисунок 6 – Зависимости прироста КИН и безразмерного времени разработки в зависимости от соотношения проницаемостей высокопроницаемого и низкопроницаемого слоев неоднородного коллектора [13].

Эффект от теплового воздействия на высокопроницаемых достаточно однородных по проницаемости коллекторах незначителен по величине и проявляется более медленно. Ранее было сказано, что тепловой метод на повышение нефтеотдачи зачастую применяется, когда нефть имеет высокую вязкость и плотность. Так в работе [14] проведено комплексное исследование природных битумов месторождений, добываемых методами внутрислового горения и паротеплового воздействия. С помощью метода термического анализа проводился контроль за содержанием воды в добываемой продукции и охарактеризован состав асфальтенов. Изучено изменение динамической вязкости эмульсий и обезвоженных продуктов в интервале 20 – 80 °С. В результате исследований авторы утверждают, что при паротепловом воздействии на пласт битумы с более высокими плотностью и

вязкостью образуют более стойкие водобитумные эмульсии с большим содержанием воды, а также что применение метода внутрипластового горения приводит к существенному преобразованию состава битума – происходит новообразование смол из масел, потеря асфальтенами гетеро элементов.

Повышение нефтеотдачи до 50% и выше соответствует удвоению экономических запасов этих месторождений. Термические методы, по-видимому, являются одной из наиболее важных технологий разработки месторождений тяжелой нефти, как в качестве единственного метода, так и в сочетании с другими технологиями. Эта тенденция сохранится и в будущем.

1.2.3 Газовые методы

Закачка газа, попутного газа или воздуха для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи производится задолго до полномасштабной закачки воды. Большая часть завершенных газовых и водно-газовых проектов была реализована в США с использованием смешиваемого вытеснения. Технологические и экономические ограничения препятствуют более широкому использованию (например, риски прорыва газа, снижение эффективности захвата территории и высокая стоимость инфраструктуры). В то же время усиление требований к использованию попутного газа может побудить к поиску путей реализации закачки газа. Современные технологии позволяют минимизировать риски на ранних этапах разработки методов газа и WAG, применение которых приводит к росту интереса к технологии в разных уголках мира, в том числе в России.

Большой интерес компаний вызывает модернизированный метод, в основе которой закачка воды и газа. Данный способ уже имеет свои положительные отзывы и применяется в некоторых российских компаниях, например, в ИНК (иркутская нефтяная компания).

Суть метода заключается в увеличении коэффициента вытеснения нефти за счет поддержания высокого пластового давления на месторождении, где практически достигнут максимальный коэффициент нефтеотдачи. Попутный нефтяной газ и вода, добываемые на одном месторождении, поочередно

закачиваются в нефтяной пласт, за счет чего образуется углеводородная смесь и происходит массообмен между нефтью и газом. Это снижает действие капиллярных сил, которые задерживают остаточную нефть в пласте. Кроме того, снижается вязкость масла. В отличие от воды, которая в заводненной зоне пласта под действием капиллярных сил занимает мелкие гидрофильные поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачивающая фаза, наоборот, занимает крупные гидрофобные поры, а под действием гравитационных сил — и кровельные части пласта.

Так, например, в компании ОАО «РИТЭК» по сей день, активно используется водогазовый метод. По данным компании замечен существенный прирост дебита нефти [15].

Первоначально метод ВГВ представлял собой поочередную закачку в пласт воды и газа. В некоторых работах предложено закачивать воду и газ в пласт не оторочками, а в виде смеси. Для закачки в пласт используется попутный газ, добываемый вместе с нефтью, или газ, получаемый при разгазировании нефти в процессе ее промышленной подготовки. Применение этого газа для осуществления воздействия на пласт позволяет отказаться от его сжигания на факелах до настоящего времени используемая при ВГВ техника и методики не позволяли достичь высокой рентабельности разработки, поэтому все работы по проведению ВГВ ограничивались опытным внедрением [15].

Например, в диссертационной работе [16], автор работы исследовал процесс вытеснения нефти при помощи мелкодисперсной водогазовой смеси. В результате выяснилось, что существует оптимальный промежуток газосодержаний водогазовой смеси, также давление структура смеси не влияют на вытеснение. Была установлена эффективность внедрения ВГВ на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений. Прирост коэффициента вытеснения за счет использования водогазового воздействия составляет до 11 %. Подобные результаты исследований были получены в работе [17], где также подтверждается, что существует определенная область

значение, в которой эффективность вытеснения нефти, за счет водогазовой смеси, максимален (рисунок 7).

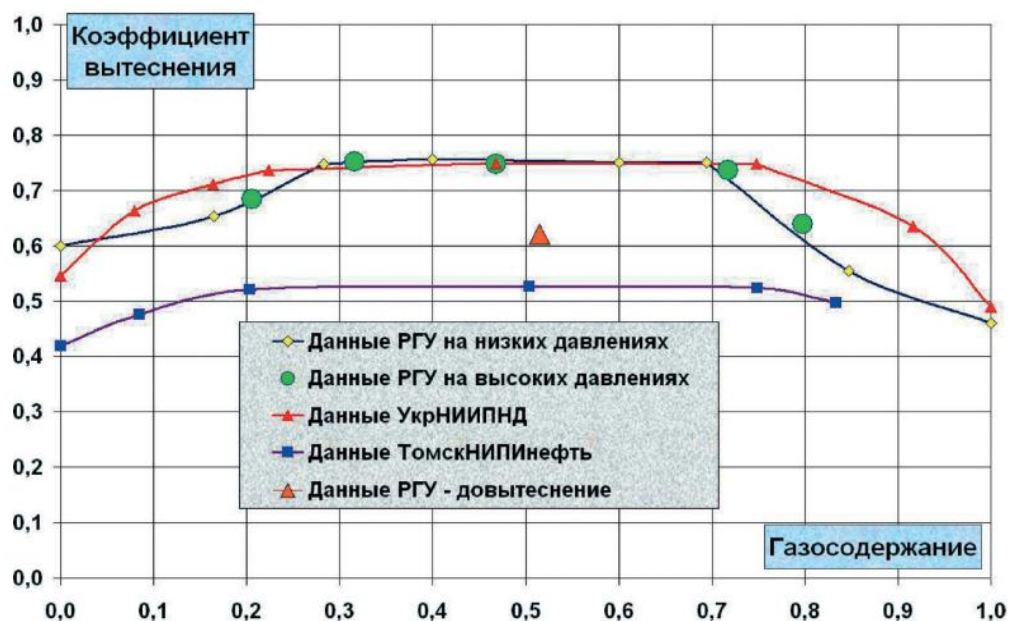


Рисунок 7 – Зависимости коэффициента вытеснения от газосодержания водогазовой смеси, полученные разными авторами [17]

Всеми авторами отмечено наличие области оптимальных газосодержаний смеси, которой соответствует максимальное значение коэффициента вытеснения. Границы этой области лежат в пределах газосодержаний от 20–30 % (левая граница) до 70–80 % (правая граница).

В качестве базовых экспериментов взято вытеснение керосина водой и газом. Чтобы исключить влияние ПАВ на вытеснение, было проведено также вытеснение керосина смесью воды и ПАВ в той же концентрации, как при водогазовом воздействии. В качестве ПАВ на первом этапе использован Нефтенол-МЛ с объемной концентрацией 0,1% в воде. Рабочее давление в модели пористой среды в первой серии экспериментов составило 1–1,5 МПа (это давление условно назовем низким). Проницаемость моделей по воде в первой серии экспериментов составляла: – 0,3–0,4 мкм², а пористость моделей – 33–38 % [17].

Преобладающий размер пузырьков газа составил 50–125 мкм. Фотография структуры смеси и распределение пузырьков по размерам при газосодержании 71,7 % и давлении 6,4 МПа приведены на рис. 3 и 4.

Преобладающий размер пузырьков газа — от 50 до 125 мкм. Аналогичные зависимости построены и для остальных газосодержаний. При работе на малых давлениях смесь на выходе из модели расслаивается, идут крупные прорывы газа и жидкости. При высоких давлениях наблюдается иная картина. В подавляющем большинстве случаев на выходе из модели существует крупнодисперсная газожидкостная смесь. Фотография структуры смеси на выходе из модели при давлении 6,5 МПа приведена на рисунке 10. Увеличение диаметров d газовых пузырьков в смеси на выходе из модели ($d = 1,2-1,5$ мм), по сравнению с размерами на входе ($d = 100$ мкм) в 10-15 раз обусловлено самим процессом фильтрации водогазовых смесей на основе ПАВ. Поверхностно-активные вещества отмывают нефть с поверхности породы, частично адсорбируясь на этой поверхности, что ухудшает пенообразующие свойства водогазовой смеси и приводит к укрупнению пузырьков газа.

А что касается дисперсии и степень разделения фаз, от в работе [18] хорошо продемонстрировано, как диспергированные и недиспергированные газовые среды влияют на довытеснения нефти из терригенной и карбонатной двухслойных керновых моделей пласта. Итогом работы стало то, что при повышении насыщенности газом промытых зон пласта, что снижает их фазовую проницаемость и перераспределяет потоки вытесняющих агентов как по толщине, так и по площади.

Рассмотрено применение водогазовой смеси с недиспергированной и диспергированной газовой фазой для довытеснения нефти из терригенной и карбонатной двухслойных керновых моделей пласта. Каждая двухслойная модель состояла из двух параллельно расположенных керновых моделей, моделирующих низкопроницаемый и высокопроницаемый пропластки. Результаты выполненных исследований свидетельствуют об эффективности применения водогазовых смесей для повышения нефтеотдачи в карбонатных и терригенных коллекторах.

Водогазовые смеси показали также свою эффективность для перераспределения потоков в слоисто-неоднородных пластах. Использование

недиспергированной и диспергированной водогазовой смеси приводит к увеличению коэффициента вытеснения как низкопроницаемой, так и высокопроницаемой моделей, при этом применение диспергированной водогазовой смеси приводит к более высоким значениям коэффициента вытеснения и более существенному перераспределению потоков.

Сравнение результатов применения водогазовых смесей в терригенной и карбонатной моделях показало: применение диспергированной водогазовой смеси с целью увеличения коэффициента вытеснения одинаково эффективно при закачке как в терригенные, так и в карбонатные коллекторы; применение недиспергированной водогазовой смеси более эффективно в карбонатном коллекторе.

1.2.4 Гидроразрыв пласта

Основное назначение гидроразрыва является стимуляция призабойного пространства путем создания высокопроницаемых путей в зоне, где проницаемость имеет малую величину. Вследствие чего процесс разрыва проектируется с целью увеличения данной величины. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину и привести давление до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины растет.

Данный метод позволяет возобновить работы на простаивающих скважинах, на которых обычно добыча нефти или газа традиционными путями мало эффективна. ГРП по сей день занимает лидирующую позицию, среди методов интенсификации.

Так, например, на Повховском месторождении активно используется метод гидроразрыва и по данным из работы [19] легко подтверждает выше сказанное. На рисунке 8 видно, как потенциал воздействия ГРП влияет суточный дебит нефти.

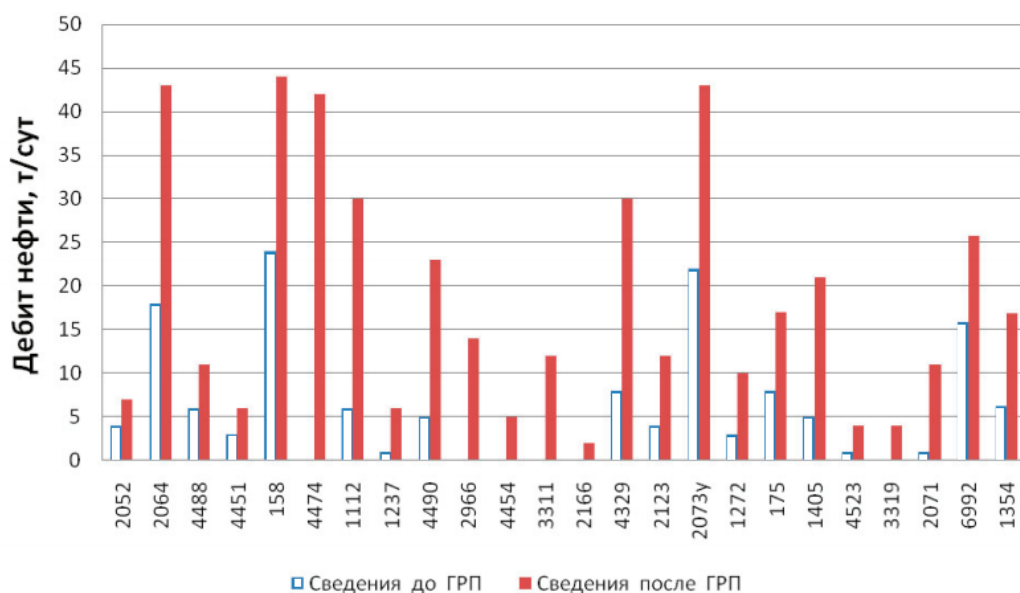


Рисунок 8 – Показатели суточной добычи нефти до и после ГРП [19]

Обращая внимание на то, что абсолютная эффективность данного метода изменяется достаточно в больших пределах, не стоит забывать о том, что увеличение жидкости, также, как и дебита нефти, зависит от потенциальных возможностей скважин. И также не стоит забывать о свойствах нефти, потому что повышением вязкости увеличивается риск интенсивного нарастания обводненности добываемой жидкости, причём он тем больше, чем выше проницаемость коллектора. Это объясняется тем, что повышается вероятность прорыва подошвенной воды через образовавшиеся при ГРП трещины [19].

Также затрагивая мероприятия по гидроразрыву пласта, проведенные на объектах Вынгапуровского месторождения, показали возможность достижения эффективной разработки [20]. Эффективность выполнения ГРП за все годы применения достаточно высока, за все годы этот показатель выше 92%. С 1995-2010 гг. было добыто около 16 млн. т нефти по месторождения, с применением мероприятий по ГРП.

Как видно, в настоящее время использование активных систем заводнения вполне рационально и заметно увеличивает эффективность разработки нефтяной залежи. Стоит подчеркнуть, что под словосочетанием эффективной разработки понимается возможность обеспечения

максимального охвата заводнением, при высоких дебитах нефти и в малых объемах интенсификации попутной воды и конечно максимальной отметки нефтеотдачи.

Однако гидроразрыв пласта не всегда способен постоянно поддерживать уровень эффективности и добычи углеводородов. Поэтому на сегодняшний день существует модификация данного метода, которая основана на применении горизонтальных скважин совместно с многозонным ГРП. Это дает возможность существенно увеличить площадь контакта с нефтенасыщенным пластом. На примере Приобского месторождения, опыт [21] применения горизонтальных скважин с многозонным ГРП позволил выявить, что прирост дебита нефти имеется, но при проведении более 8-10 ГРП не является целесообразным ввиду малой эффективности дальнейшего увеличения числа трещин.

Нужно отметить то, что проведённые гидроразрывы на скважинах ППД (поддержание пластового давления), для заводнения пласта, не всегда эффективны. Вода закачки по созданным трещинам стремится к добывающей скважине, при этом нефть остаётся рассеянной в заводненных зонах пласта, совсем не охваченных дренированием. В частую гидроразрыв нарушает режим равномерного воздействия на вытеснение нефти, приводит к образованию ловушек для нефти, и локальному прорыву воды в добывающие скважины.

Выходит, осуществление ГРП с целью увеличения динамики отбора нефти и использования гидроразрыва для заводнения, приводит к увеличению скорости потока воды к зоне контура питания, вследствие чего обводнению продукции скважин. Поэтому, безусловно высокая эффективность метода и простота, делают данный способ одним из актуальным и экономически выгодным, для работы на бездействующих скважинах. На рисунке 9 показаны параметры проведённого анализа ГРП на бездействующем фонде скважин.



Рисунок 9 – Динамика параметров скважин в результате проведения ГРП на бездействующем фонде скважин [21]

В анализе участвуют скважины, которые находились в фонде БД по различным причинам (по обводнению, по малодобитности, по аварийности и т.д.). Средняя остановочная обводнённость по всем скважинам около 73%, текущий процент обводнённости 71%, скважины стабильно работают с приростом нефти 6 тонн в сутки. В динамике наблюдается снижение обводнённости в добываемой продукции.

Наибольшая эффективность операций ГРП наблюдается на скважинах бездействующего фонда, так как гидроразрывы, проведённые на действующем фонде, приводят к быстрому обводнению скважин. А также, гидроразрыв пласта на бездействующих скважинах эффективен для доизвлечения углеводородов и способствует увеличению КИН.

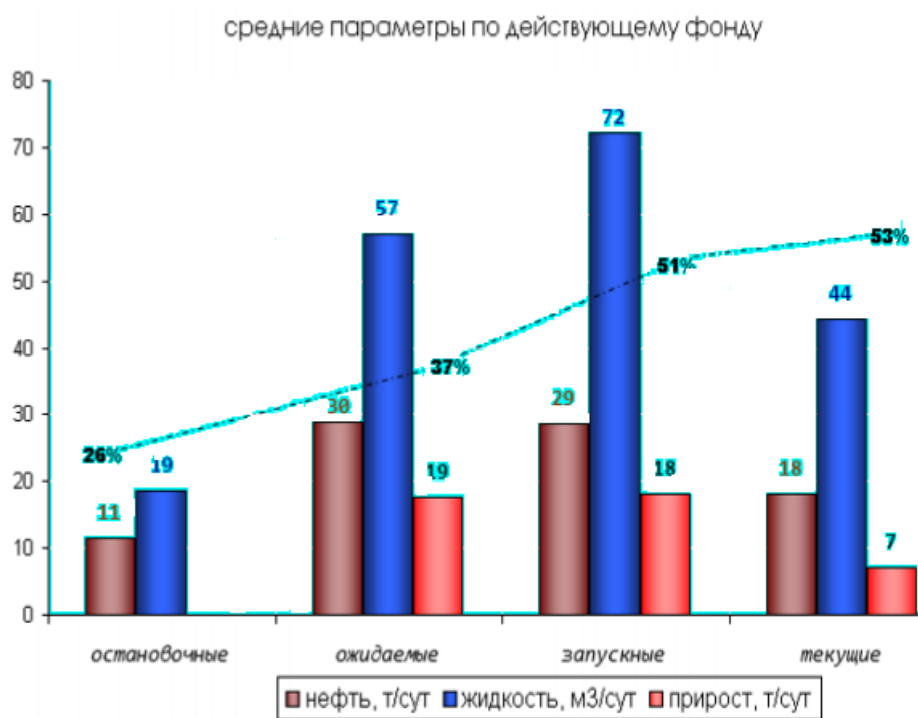


Рисунок 10 – Динамика параметров скважин в результате проведения ГРП на действующем фонде скважин [21]

Возможность многообразия и опыт модификации данного метода позволило рассмотреть вопрос оценки эффективности на турнейско-фаменской карбонатной залежи Озерного месторождения способ интенсификации добычи нефти – кислотного гидроразрыва пласта. Операции выполнения метода разделяют на две группы: кислотный гидроразрыв по классической технологии, когда раскрытость трещин обеспечивается за счет рельефа стенок после реакции кислоты и породы; а также кислотный гидроразрыв с применением пропантанта [22]. Потенциал КГРП еще полностью не раскрыт, но уже в работе [22], авторы исследования утверждают, что КГРП демонстрирует преимущества технологии метода. Возможно, в дальнейшем развитие ГРП с применением физических и химических явления позволит выйти на новый уровень модификации метода.

В следующей главе в качестве объекта исследования выступает месторождение №Х, которая принадлежит Иркутской нефтяной компании. На данном месторождении также не пренебрегают методами повышения

нефтеотдачи в связи с трудноизвлекаемостью запасов, о которых было рассказано ранее.

2 Объект и методы исследования

2.1 Общие сведения о месторождении

Нефтегазоконденсатное месторождение №X расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области (рисунок 11).



Рисунок 11 – Обзорная схема месторождения №X

По результатам разведочных работ, которые были проведены на площади до 1973 г. считалось, что месторождение является нефтяным, так как из всех пробуренных скважин в продуктивном контуре были получены притоки нефти. Но в процессе дальнейших разведочных работ было установлено, что месторождение является нефтегазоконденсатным.

Месторождение №X одним из первых в Иркутской области введено в промышленную разработку. В настоящее время эксплуатацией месторождением занимается Иркутская нефтяная компания.

Район НГКМ входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного Среднесибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными гидросетью [24].

Первая поисковая скважина на №X площади была заложена в 1969 г. В конце 1970 г. был получен первый фонтан нефти дебитом 100 м³/сутки. Эксплуатация месторождения началась в 1992 году.

По результатам 2009 г. на месторождении извлечено 319,4 тыс. тонн сырья. С 2011 г. транспортировка добываемой нефти осуществляется по трубопроводу, соединяющему месторождение с Восточным нефтепроводом в районе нефтеперекачивающей станции (НПС) № 7. Длина линейной части трубопровода составляет 61 км. В конечной точке нефтепровода расположен пункт сдачи-приёмки сырья (ПСП).

Если в 2007 г. площадь трансформированных ландшафтов составляла около 2 км², то в 2017 г. она составила уже 64,9 км², при этом площадь не преобразованной земной поверхности, но входящей в границы месторождения, составляет около 160 км².

Мощность отложений горизонта в пределах месторождения непостоянна и изменяется от 8 до 43 м. Наибольшие толщины, достигающие 43 м, отмечаются в юго-восточной части площади, средние и наиболее выдержанные значения, порядка 17-19 м, фиксируются в ее центральной части.

В разрезе горизонта выделяется два песчаных пласта, разделенных глинистой перемычкой, толщина которой достигает 7 м. Области минимальных значений глинистой пачки, в целом, соответствуют зонам максимальных значений мощностей нижележащего песчаного пласта. Пласт неравномерно нефтенасыщенный. Нефтенасыщенность приурочена, главным образом, к верхней и нижней частям пласта. Толщины нижнего песчаного пласта изменяются от 0 до 35 метров. Характерной особенностью горизонта является его литологическая вертикальная и латеральная неоднородность.

2.2 Состав и свойства нефти и растворенного газа

В толще горизонта выделяются два песчаных пласта, разделенных пачкой глинисто-алевролитовых пород: пласт I и пласт II. Сверху песчаные пласты перекрыты пачкой глинисто-алевролитовых пород, увеличивающейся в восточном направлении от 1 м до 8- 10 м.

Площадь нефтегазоносности I пласта - 260,26 тыс. м², площадь нефтегазоносности II пласта - 54 тыс. м², запасы относятся к категории С1.

На месторождении X в I продуктивном пласте горизонта открыты две нефтегазоконденсатных и одна нефтяная залежь. Основная нефтегазоконденсатная залежь занимает центральную часть НГКМ, и содержит основные запасы.

Во II продуктивном пласте выявлены: одна нефтегазоконденсатная (основная), и две нефтяные, вскрытые скважинами 26 и 8.

Перспективы нефтегазоносности других отложений. При разведке НГКМ кроме базальных терригенных отложений, основным нефтегазоносным объектом являлся осинский горизонт усольской свиты.

В процессе поисково-разведочных работ осинский горизонт в большинстве скважин проходил с отбором керна, а в тех случаях, когда при вскрытии его отмечались нефтегазопроявления в виде повышенных газопоказаний и пленок нефти, то производились его опробования с помощью ИП.

При вскрытии осинского горизонта в скв. 9, 11, 14, 18, 19, 35 отмечалось разгазирование бурового раствора и наличие в нем пленок нефти.

При опробовании горизонта в этих скважинах ИП были получены незначительные притоки нефти от 0,02 до 0,1 м³. По скв. 8, 13, 23, 24, 29, 27 наряду с разгазированием были отмечены выпоты и примазки нефти в керне. В остальных скважинах при вскрытии осинского горизонта отмечались повышенные газопоказания, но при опробовании ИП он практически везде оказался «сухим» [24].

Приведенные данные свидетельствуют о высокой перспективности осинского горизонта, но для убедительности подобного заключения следовало бы провести работы по интенсификации притоков нефти из осинского горизонта хотя бы в одной из скважин с установленными прямыми нефтегазопроявлениями.

Более высокие перспективы нефтегазоносности осинского горизонта намечаются в присводовой части Непского палеосвода, где наблюдается улучшение его коллекторских свойств. В процессе разведки месторождения

по целому ряду скважин отмечались значительные поглощения раствора при прохождении траппов, широко развитых на площади в низах усольской свиты (скв. 9, 10, 11, 22, 25, 28, 29, 30, 41, 42, 52). Этот факт свидетельствует о наличии в траппах коллекторов трещинного типа, но, ни в одной из пробуренных скважин они не были испытаны и характер их насыщения остался невыясненным.

Помимо траппов практически во всех пробуренных скважинах были зафиксированы интенсивные поглощения раствора при прохождении келорского горизонта, но он тоже нигде не испытывался и характер его насыщения на площади остается невыясненным.

Несмотря на то, что степень изученности поглощающих горизонтов оказалась крайне низкой, большого интереса с позиций нефтегазоносности они, видимо, не представляют.

Свойства нефти, газа и конденсата

На месторождении всего было отобрано 15 глубинных проб (по пяти скважинам) и 14 поверхностных. Образцы нефти, газа и конденсата месторождения анализировались в нефтяных лабораториях Главтюменьгеологии, ВНИИгаза и ВостСибНИИГГиМСа. Свойства нефти. Нефть пласта изучалась по 15 глубинным и 14 поверхностным пробам (отобраным из скв. 8, 9, 10, 11, 13, 16, 17, 20, 41, 42) [24].

По своим свойствам нефть относится к типу малосернистых (до 0,25%), малосмолистых (до 5%), низкопарафинистых, с повышенным содержанием бензиновых (до 25%) и керосиновых (до 30%) фракций нефти. Плотность пластовой нефти 0,723 г/см³, вязкость пластовой нефти 1,06 мПа*с, давление насыщения 22,63 МПа, объёмный коэффициент 1,26.

Свойства растворенного газа. Физико-химическая характеристика газа приводится по данным, полученным в нефтяной лаборатории ВНИИ. Свойства растворенного газа пластов определены по данным исследований четырех глубинных проб из скважины 8. По результатам исследований давление насыщения нефти газом 22,6 МПа, газосодержание 151 м³/т.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях: сероводорода нет, азота - 2,11%, метана - 79,54%, этана - 12,18%, пропана - 4,52%, высших углеводородов - 6,12%. Относительная плотность по воздуху 0,7.

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти приведен в таблице 1 (см. Приложение Б).

2.3 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

Месторождение №Х находится на второй стадии разработки, разрабатывается на газонапорном и частично водонапорном режиме. В настоящее время на нефтяной части залежи формируется система ППД путем закачки воды и опытные работы по организации сайклинг-процесса на газовой части залежи (начиная с 2009 года). Наклонно – направленное бурение скважин на кустовых площадках сокращает общую площадь отвода земель.

Как было выше упомянуто, на месторождении обнаружено несколько нефтегазоконденсатных, нефтяных и газоконденсатных залежей, разделенные тектоническими разломами, продуктивные пласты представлены песчаниками.

Нефтяная часть месторождения разрабатывается, в основном, кустовым способом (16 новых кустовых площадок). Добываемая нефтегазовая смесь (нефть и попутный газ) сепарируются на дожимной насосной станции (ДНС) и установке подготовки нефти (УПН), после чего нефть транспортируется к трубопроводу Транснефти (ВСТО) посредством промежуточной насосной станции.

Реализация утвержденных систем разработки: кустовая система воздействия с размещением скважин на расстоянии 25 м друг от друга. Некоторые скважины из числа добывающих при достижении высокой обводненности переведены в фонд нагнетательных. Для обеспечения нагнетательных скважин рабочим агентом (водой) предусмотрены водозаборные скважины.

В 2015 году на месторождениях ИНК добыто около 3,6 миллиона тонн УВС. Рост объемов добычи обусловлен наращиванием фонда скважин, внедрением передовых мировых технологий для повышения нефтеотдачи и постепенным вовлечением в производственный процесс других месторождений компании.

По состоянию на 01.01.2016 г. накопленный отбор нефти составил 3643 тыс. т., конденсата 35,7 тыс. т. что составляет 31,7% от начальных извлекаемых запасов. Текущая обводненность равна 23%. С начала разработки отобрано 4524,8 тыс. т. жидкости, накопленный водонефтяной фактор достиг значения 0,8 т/т.

На рисунке 12 приведена динамика основных показателей разработки №Х месторождения.

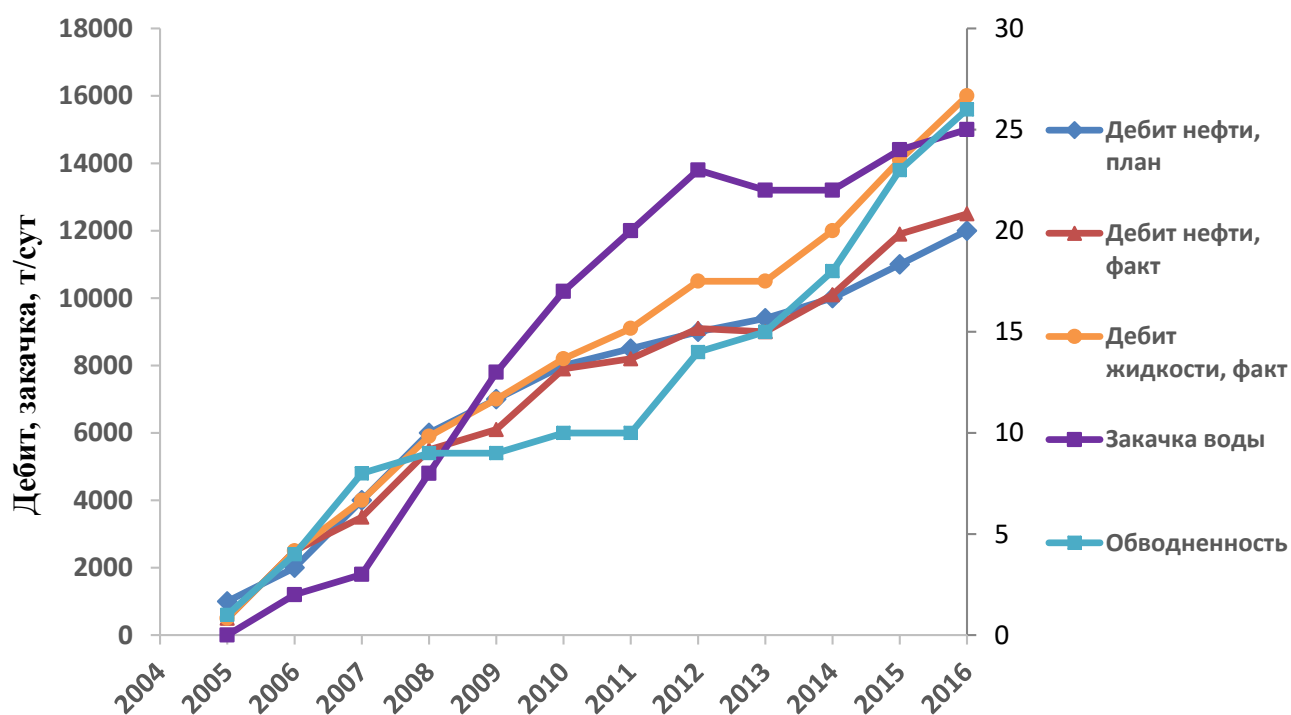


Рисунок 12 – Динамика основных показателей

Фонд скважин №Х месторождения по состоянию на 2016 год представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Структура фонда скважин на 2016 г. №Х месторождения

Тип скважин	Всего	Действующе	В освоении	В консервации	Ликвидированные
		щие			

Добывающие	235	196	5	10	2
Нагнетательные	46	39	1	6	1
Водозаборные	32	28	2	2	0
Разведочные	6	5	1	0	0

В эксплуатации объекта участвуют 213 добывающих скважин и 46 нагнетательных. 49% фонда работают на один пласт, 38% - на два. Средний дебит нефти составляет 70 т/сут, жидкости – 86,1 т/сут, обводненность продукции – 23%. 90% фонда оборудованы ЭЦН, 10% - фонтанная эксплуатация.

Бездействующий фонд составляет 21 единица. В консервации, в основном, находятся высокообводненные скважины, расположенные в межконтурных зонах пластов и в непосредственной близости к нагнетательным скважинам и характеризующиеся большим объемом попутно добытой воды.

Распределение фонда добывающих скважин по дебитам и обводненности представлено на рисунке 14, а по накопленной добыче – на рисунке 13.

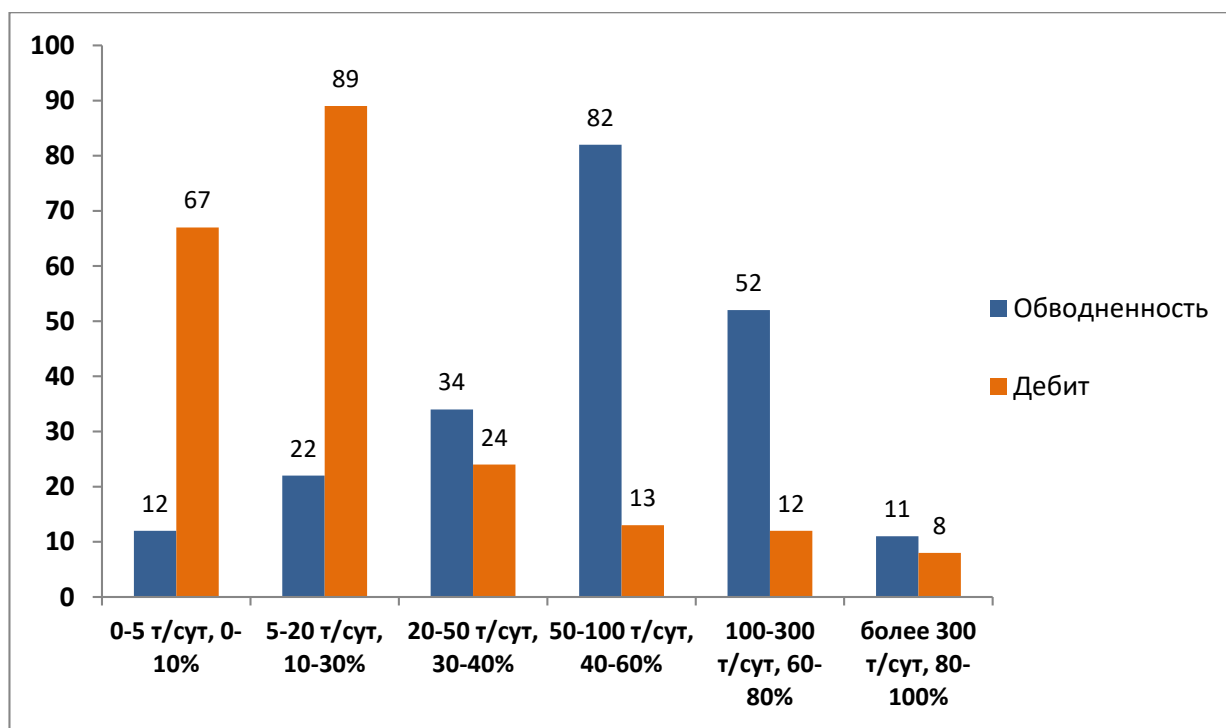


Рисунок 13 – Распределение скважин по дебитам и обводненности

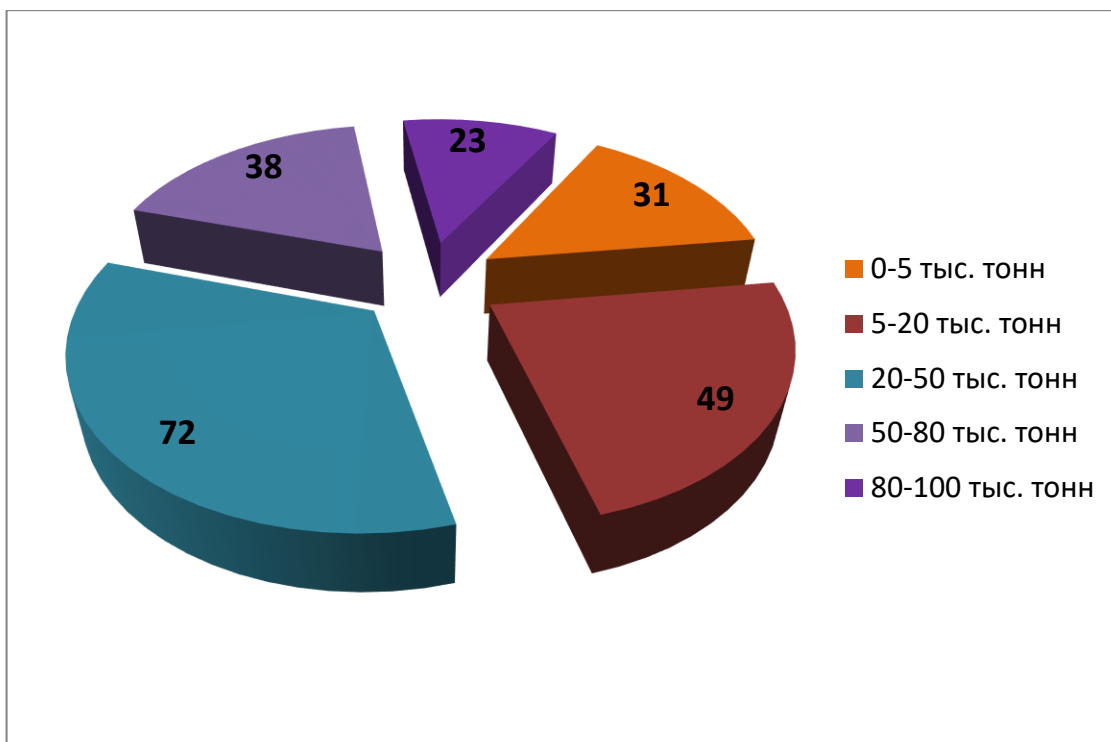


Рисунок 14 – Распределение скважин по накопленной добыче нефти

2.4 Анализ состояния фонда скважин

Динамика изменения эксплуатационного фонда месторождения №Х за последние 5 лет (рисунок 15) показывает, что за период с 2010 - 2016 гг. эксплуатационный фонд (доб. + нагн.) в целом по месторождению увеличивается.

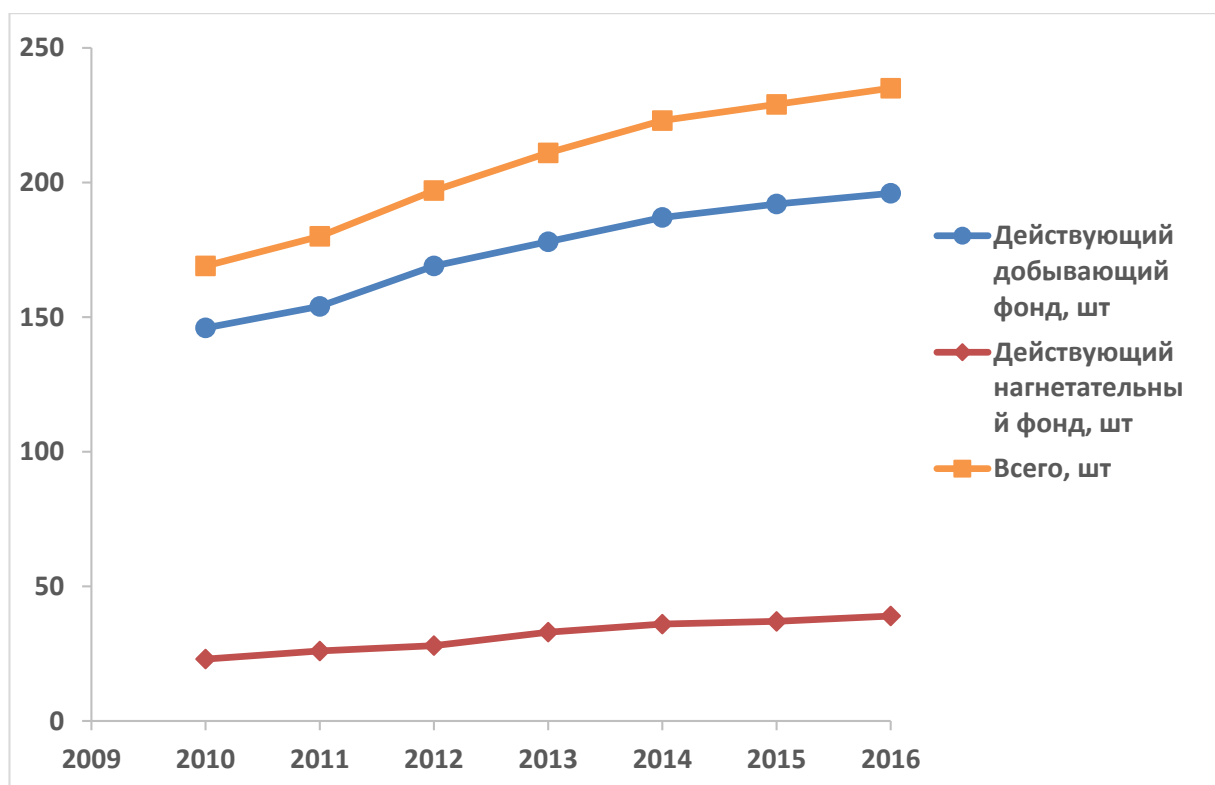


Рисунок 15 – Динамика эксплуатационного и действующего фонда №X месторождения

Коэффициент использования добывающего фонда уменьшился с 0,87 (6 скважин находились в бездействующем фонде в 2010 г.) до 0,76 д.ед (10 скв. числятся в бездействии на 2015 г.). Анализ изменения средних дебитов нефти и жидкости, а также обводненности в целом по №X месторождению за период с 2010 по 2015 год показал (рисунок 14) стабильный рост дебитов жидкости (с 74 т/сут в 2010 г. до 115 т/сут в 2015 г.).

2.5 Анализ примененных методов, направленных на увеличение извлечения нефти из пластов на №X месторождении

На данном месторождении в добывающих скважинах проводились различные мероприятия по интенсификации добычи нефти:

- очистка призабойной зоны (ОПЗ) (32,7 %)
- оптимизация режимов работы скважин (20,9 %)
- гидроразрыв пласта (18,1 %),
- ограничение водопритокков (3,6 %),
- ввод скважин из бездействия (3 %),

- ввод новых скважин (1,4 %).
- перевод на мехдобычу (0,3 %),
- ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (0,3 %),
- зарезка второго ствола скважины (0,3 %).

В 2011 году дополнительная добыча нефти составила 59,7 тыс.т. Оптимизация режимов работы скважин дала 52 % от общей дополнительной добычи за год (31 тыс.т). Наибольший средний прирост дебита нефти получен при вводе новой скважины (19,6 т/сут.).

В 2012 году дополнительная добыча нефти увеличилась и составила 117 тыс.т. Оптимизация режимов работы скважин дала 81% от общей дополнительной добычи (94,8 тыс.т). Максимальный средний прирост дебита нефти получен при ГРП (21,1 т/сут).

В 2013 году дополнительная добыча нефти составила 223,4 тыс.т., основную часть которой дала оптимизация режимов работы скважин (114,4 тыс.т). Из 71 проведенной скважино-операции наибольший средний прирост дебита нефти получен при ГРП – 60 т/сут.

В 2014 году дополнительная добыча нефти несколько ниже, чем в 2003-м. – 169,1 тыс.т. Две трети от общей доп. добычи получен при ГРП - 57,7 т/сут, а одну треть - это переводы/приобщения и оптимизация режимов работы скважин - 49,2 тыс.т.

В 2015 году дополнительная добыча нефти составила 154,6 тыс.т., ГРП дала 40 % от общей дополнительной добычи за год (62,7 тыс.т). Максимальные средние приросты дебита нефти получены при зарезке второго ствола скважины (173,1 т/сут) и при ликвидации аварии (115,3 т/сут)

По состоянию на февраль 2016 г. на месторождении пробурено 297 скважин, в т.ч. в добывающем фонде числится 213 скважин, в нагнетательном – 46. Накопленный отбор нефти составил 3643 тыс. т., конденсата 35,7 тыс. т. что составляет 31,7% от начальных извлекаемых запасов. Текущая обводненность равна 23%. С начала разработки отобрано 4524,8 тыс. т. жидкости, накопленный водонефтяной фактор достиг значения 0,8 т/т.

В период с 2012-2014 гидроразрыв пласта дает высокий процент эффективности по добычи нефти. За этот период были проведены 47 скважино – операции ГРП (в том числе 2 - многостадийные ГРП в горизонтальных скважинах). Поэтому согласно данным, эффективность мероприятия по ГРП оправдывает свои ожидания (рисунок 16-17).

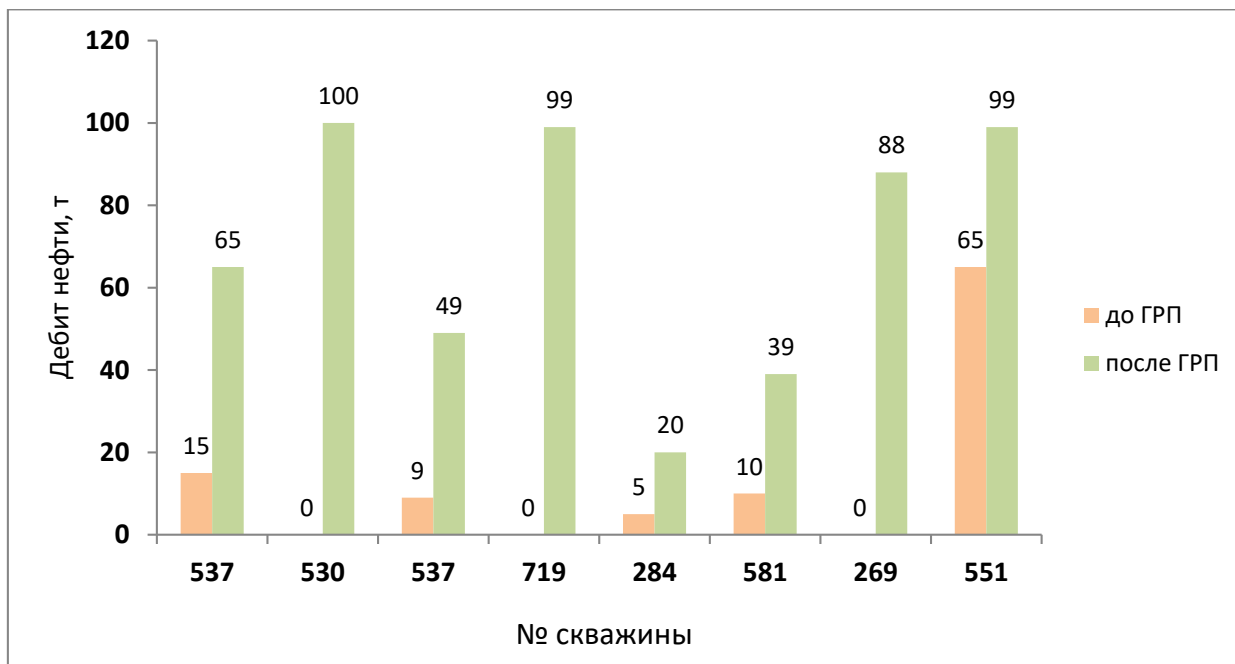


Рисунок 16 – Изменение дебита нефти после ГРП

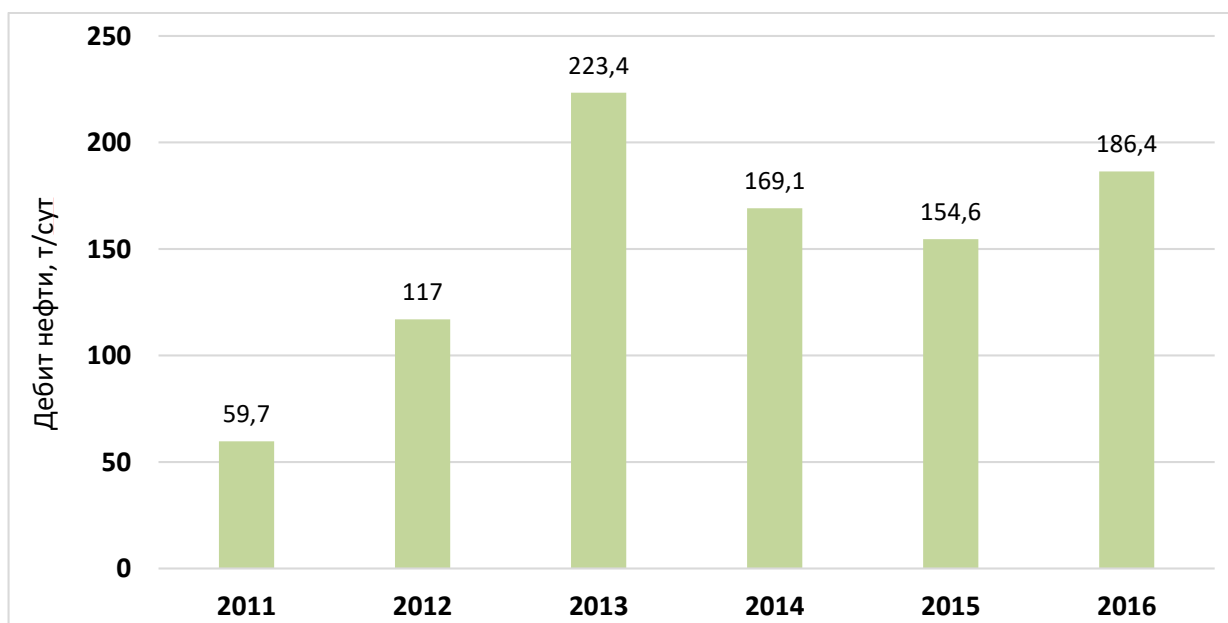


Рисунок 17 – Средний прирост дебита нефти при ГРП

3. Технология проведения ГРП на нефтяном месторождении №Х

3.1 Подбор скважин для проведения ГРП

При отборе скважины для гидравлического разрыва пласта зачастую берут во внимание характеристики, связанные с гидродинамическими особенностями пласта призабойной зоны скважины. И в том случае, если объект разработки является многопластовым, то параметры находятся для каждого пласта.

Как правило, глубоко проникающего гидроразрыва предпочтительны слабопроницаемые (до 0,05 мкм), цементированные, крепкие породы. Рекомендуемая толщина продуктивной части пласта 5-15 м. В тех скважинах, где выявлены многопластовые залежи обычно проводят многократное или поинтервальное воздействие.

Вводится отчет по снижению результатов гидроразрыва от степени выработки горизонтов. Результаты, которые наиболее высокие оценки в добывающих скважинах отмечаются по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющим более высокую нефтенасыщенность. В основном мероприятие по гидроразрыву проводятся в тех скважинах, у которых продуктивность меньше чем у соседних или близлежащих. Также учитывается, что если производительность малодебитной скважины обусловлена недостатком пластовой энергии, то ГРП производится, как правило, сначала в водонагнетательной скважине.

Мероприятия по ГРП на скважинах проводятся в следующих категориях:

- скважина со слабым притоком нефти;
- скважины, имеющие высокое пластовое давление, но низкую проницаемость коллектора;
- скважины с меньшим дебитом по отношению с другими скважинами;
- скважины призабойная зона которых загрязненная;
- скважины с высоким газовым фактором для его снижения.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения

Целью магистерской диссертации является разработка рекомендаций к выбору скважинного оборудования для гидравлического разрыва пласта. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования для установки оборудования для ГРП.

В данном разделе проводится расчет экономической эффективности указанного метода увеличения продуктивности скважины. В таблице 4.1 представлены необходимые данные для расчета затрат на производство работ.

Таблица 4.1 – Данные для расчета величины экономического эффекта

Показатели	Ед. измерения	Количество
Годовой объем добычи нефти	тыс.т	5002
Среднесуточный дебит нефти:	т/сут	242
—до реализации мероприятия	т/сут	654
—после реализации мероприятия		
Продолжительность технологического эффекта	сут	520
Цена реализации нефти (внутр.рынок)	руб./т	32452
Нормативное время на проведение ГРП	час	32,4
Часовая тарифная ставка	руб.	352,43
—ведущего инженера		312,54
—инженера лаборанта		310,24
—инженера электрика		243,52
—мастера		220,12
—механика		
Объем пропантанта для ГРП	т	102,5
Цена пропантанта	руб./т	32220
Жидкость гидроразрыва на 1 скв-операцию:	кг	52,15
—Гель	л	13,9
	л	429,3

—Разрушитель геля	кг	2465,7
—Понизитель трения	л	1843
—Ингибитор коррозии		
Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ГРП	руб	7150
В т.ч. условно-переменные расходы	руб	2635
Налог на прибыль	%	20
Страховые взносы	%	30
Простой скважины в течении года	сут	7
Численность рабочих в бригаде	чел	5
Премия	%	40
Районный коэффициент	%	130
Северная надбавка	%	130

4.2 Расчет объема дополнительной добычи нефти

Планируется, что в результате проведения мероприятия будет получен дополнительный объем нефти. Дополнительный объем добычи нефти рассчитывается с использованием данных таблицы по формуле 1:

$$Q_{н.д.} = Q_2 - Q_1 \quad (1)$$

где Q_1 – объем добычи нефти до ГРП;

Q_2 – объем добычи нефти после ГРП;

$$Q_1 = q_1 * N_1 * T_2 * K_{э1} \quad (2)$$

$$Q_2 = q_2 * N_1 * T_2 * K_{э2} \quad (3)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит, соответственно в старом стволе и новом после проведения ГРП, т/сут;

N – количество скважин;

T_2 – продолжительность технологического эффекта, сут;

$K_{э}$ – коэффициент эксплуатации.

Объем добычи нефти до проведения ГРП рассчитывается, исходя из существующих дебитов нефтяной жидкости.

Объем добычи нефти по скважине до проведения ГРП:

$$Q_1 = 242 * 520 * 1 * 0,98 = 123323,2т.$$

Объем добычи нефти по скважине после проведения ГРП:

$$Q_2 = 654 * 520 * 1 * 0,98 = 333278,4\text{т.}$$

Таким образом объем дополнительно добытой нефти по скважине составляет:

$$\Delta Q_{\text{н.д.}} = 333278,4 - 123323,2 = 209955,2\text{т.}$$

4.3 Затраты на материалы и реагенты

Расходы, связанные с приобретением реагентов, зависят от нормы расхода реагентов, а также же цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле 4 и представлены в таблице 4.2 – химические реагенты и проппант для проведения ГРП, необходимые данные для расчетов представлены в таблице 4.1 – Количество и расход компонентов на 1 скв. -операцию:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p * C_{\text{реаг}} \quad (4)$$

где N_p – норма расхода реагента, т.;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом ТЗР, без НДС, руб./т.

Таблица 4.2 – Химические реагенты и проппант для проведения ГРП

Реагент	Концентрация Реагента	Норма расхода на 1 скв. операцию	Цена с учетом ТЗР, без НДС, руб./ед.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5
Соль 7%	0,51 кг/м ³	52,15 кг	677,95	35355,09
Разрушитель геля	0,094 кг/м ³	13,9 кг	559,67	7779,41
ПАВ	4,63 л/м ³	429,3 л	490,87	210730,49
Геллянт	20,02 кг/м ³	2465,7 л	524,21	1292544,59
Буфер	15,98 л/м ³	1843 л	614,3	1132154,9
Итого				26788564,49
Проппант		34,5 т	22320	770040
Итого				3448604,49

4.4 Затраты на оплату труда

Гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра проводится бригадой из 5 человек в составе ведущего инженера, инженера лаборанта, инженера электрика, мастера и механика. Расчет заработной платы

для состава бригады представлен в таблице 4.3 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции, которой приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.3 – Расчет заработной платы

Профессия	Кол-во	Тарифная Ставка руб./час	Время Проведения Мероприятия, ч	Тарифный фонд, ЗП, руб.	Район. коэф. и север. н. 130%+130 %	Премия 50%	ЗП с учетом надбавок, руб
1	2	3	4	5	6	7	8
Ведущий инженер	1	352,43	34,2	12053,11	31338,1	6026,5	49417,7
Инженер лаборант	1	312,54	34,2	10688,87	27791,1	5344,4	43824,4
Инженер электрик	1	310,24	34,2	10610,21	27586,55	5305,1	43501,9
Мастер	1	243,52	34,2	8328,4	21653,8	4164,2	34146,4
Механик	1	220,12	34,2	7528,1	19573,1	3764	30865,2
Итого:	1			49218,7	127942,61	24604	201765,5

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 201765,5 руб.

4.5 Страховые фонды

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве.

Расчет страховых взносов при проведении гидравлического разрыва пласта с установкой гравийного фильтра представлен в таблице 4.4. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 11.20.4).

Таблица 4.4 – Расчет страховых взносов при производстве гидравлического разрыва пласта

Показатель	Ведущий Инженер	Инженер лаборант	Инженер электрик	Мастер	Механик
1	2	3	4	5	6
Кол-во работников	1	1	1	1	1
ЗП, руб	49417,7	43824,4	43501,9	34146,4	30865,2
ФСС (2,9%)	1433,1	1270,9	1261,5	990,2	895,1
ПФР (22%)	10871,9	9641,4	9570,42	7512,2	6790,3
ФОМС (5,1%)	2520,3	2235,04	2218,6	1741,5	1574,12
Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (0,4%)	197,7	175,3	174	136,6	123,5
Всего, руб	15023	13322,64	13224,52	10380,5	9383,02
Общая сумма, руб.	61333,68				

Накладные расходы, которые составляют 20% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 4.5 для более удобного рассмотрения и расчета.

Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле 54 и сводятся в таблице 6:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} \quad (4)$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала, руб;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб;

$Z_{\text{спец}}$ – затраты на доставку спецтехники, руб.

Таблица 4.5 – Затраты на проведение ГРП с установкой фильтра

Статьи затрат	Сумма, руб.
Материалы	3448604,49
Заработная плата	201765,5
Страховые взносы	61333,68
Итого	3711703,67
Накладные расходы 20 %	742340,7

Общая сумма	4454044,4
-------------	-----------

4.6 Расчет экономической эффективности внедрения метода

В случае добычи дополнительного объема нефти необходимо учесть, что затраты, связанные с извлечением также будут влиять на срок окупаемости, такие затраты называются условно-переменными, рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Q_{\text{н.доп}} * Z_{\text{пер}}$$

где $Q_{\text{н.доп}}$ – объем дополнительно добытой нефти, т;

$Z_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты на добычу 1 т нефти, руб/т.

Далее для нахождения прибыли и срока окупаемости необходимо суммировать прямые затраты на мероприятие и условно-переменные.

Экономический эффект является основным обобщающим показателем, характеризующим эффективность мероприятия. Экономический эффект учитывает такие показатели, как: производительность труда, фондоотдача, материалоемкость и энергоемкость производства, а также уровень технического производства и качества продукции. При оценке внедрения мероприятия определяется показатель экономического эффекта, который показывает во сколько раз стоимостная оценка результатов превышает стоимостную оценку затрат, в течении всего срока осуществления выбранного мероприятия. И определяется по формуле:

$$Э_{\text{т}} = P_{\text{т}} - Z_{\text{т}}$$

где $P_{\text{т}}$ – стоимостная оценка результатов и $Z_{\text{т}}$ – стоимостная оценка затрат.

Проводить определение стоимостной оценки результатов и затрат возможно несколькими методами. Первый из них применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие позволяет увеличить объемы производимой продукции. В таком случае стоимостная оценка результатов – это пророст производимой продукции, которая оценивается в ценах, установленных предприятием. $Z_{\text{т}}$ представляют собой затраты на производство дополнительного объема продукции, а также затраты на реализацию

внедряемого мероприятия. Второй метод определения применяется в том случае, когда внедряемое мероприятие вносит изменения в техникоэкономические показатели производства, это осуществляется посредством реконструкции или модернизации, изменения техники и технологии отдельных элементов производства, совершенствование организации или управления.

В случае если объем производимой продукции не изменяется, то P_T выражаются суммой, на которую уменьшаются затраты на производство продукции.

Поскольку в данной работе рассмотрен процесс увеличения продуктивности скважины, тем самым увеличивается среднесуточный дебит и снижается себестоимость 1 тонны нефтяного продукта. Себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения метода увеличения нефтеотдачи рассчитывается исходя из себестоимости до проведения мероприятия.

Прибыль, полученная предприятием от внедрения метода увеличения отдачи нефти за счет добычи дополнительного объема нефти и изменения себестоимости добычи нефти, определяется по формуле (прибыль балансовая):

Таким образом, расчет экономической эффективности от внедрения мероприятия гидравлический разрыв пласта с установкой гравийного фильтра показывает, что его применение ведет за собой увеличение среднесуточного дебита, тем самым увеличивая прибыль предприятия, а также снижает себестоимость продукции, что так же положительно влияет на прибыль.

В таблице 4.6 представлены технико-экономические показатели применения мероприятия, где базовый вариант – это показатели без проведения гидравлического разрыва пласта, по проекту – это показатели после внедрения данного мероприятия.

Таблица 4.6 – Техничко – экономические показатели применения мероприятия

Показатели	Ед. измерения	Баз. вар.	По проекту
------------	---------------	-----------	------------

1	2	3	4
Годовой объем добычи	т.т	8235,5	9002
Объем дополнительной нефти	т	-	209955,2
Среднесуточный дебит	т.сут	242	654
Продолжительность технологического эффекта	сут.	-	520
Себестоимость добычи т. нефти	руб.	7150	5128
Затраты на мероприятие, всего в т.ч.:	млн. руб	-	55,8
Материалы	млн. руб	-	3,4
Проппант (гравий)	млн. руб	-	2,67
Заработная плата	млн.руб	-	0,2
Страховые взносы	млн.руб	-	0,061
Условные переменные расходы	млн.руб	-	1358,2
Экономический эффект	млн.руб	-	955,2
Прибыль чистая	млн.руб	-	628,2
Срок окупаемости прямых затрат на мероприятие	сут	-	68

Таким образом, рекомендуется реализация данного мероприятия на нефтегазоконденсатном месторождении X, экономическая эффективность которого доказывается следующими моментами: Среднесуточный дебит увеличился с 242 т/сут до 654 т/сут; Себестоимость 1 тонны нефти снизилась с 7150 руб. до 5128 руб; Выручка от реализации дополнительного объема нефти составила 112 млн.руб. Чистая прибыль предприятия от внедрения данного метода интенсификации притока 628,2 млн.руб. Срок окупаемости затрат на мероприятие составил 68 сут.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В разные периоды разработки месторождения X возникали и решались проблемы, связанные с осложнениями в добыче нефти. В настоящее время эти осложнения связаны в большей мере с низкой продуктивностью скважин, а также с необходимостью проведения капитального ремонта.

В сложившейся обстановке необходимо выработать методы и методики наиболее эффективных и энергосберегающих технологий добычи нефти с максимальным извлечением запасов углеводородов.

Нефтегазоконденсатное месторождение X расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области.

Район месторождения X входит в состав Приленской плоской возвышенности, которая является частью обширного СреднеСибирского плоскогорья, представляющего собой слабовсхолмленную равнину, образованную широкими плоскими водоразделами, глубоко расчлененными современной гидросетью [25].

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу опасных и вредных производственных факторов при обслуживании объектов нефтегазодобычи на месторождении X.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Иркутская нефтяная компания создает и обеспечивает безопасные и комфортные условия труда, модернизирует и совершенствует технологические и производственные процессы, инвестирует в повышение квалификации сотрудников, обеспечивает соблюдение трудящимися производственной дисциплины.

Иркутская нефтяная компания берет на себя повышенные обязательства по выполнению установленных государством гарантий трудовых прав и свобод граждан, а также по созданию благоприятных условий труда для всего персонала. В Иркутской нефтяной компании действует система материальной мотивации сотрудников.

Все производственные объекты Иркутской нефтяной компании оборудованы необходимой для проживания социальной инфраструктурой: комфортные общежития, столовые, бани (сауны), спортивные залы, комнаты.

На базе предприятия имеется страховая компания «АльфаСтрахование». Данная страховая компания создана для обеспечения социальных льгот, дополнительных гарантий и компенсаций, а также создания условий стабильности трудового коллектива. Страховая компания имеет лицензии на более ста видов услуг по страхованию, в число которых входит добровольное медицинское страхование, страхование от несчастных случаев и возможных заболеваний в процессе производства. Раз в год каждый сотрудник компании обязан пройти медицинский осмотр за счет работодателя.

По общему правилу продолжительность вахты не превышает одного месяца. Рабочее время и время отдыха работников-вахтовиков устанавливаются соответствующим графиком работы на вахте, который утверждается администрацией компании. По общему правилу обеденный перерыв не входит в рабочее время (ст.107 ТК РФ), а поэтому, 12 часов (предельная продолжительность рабочей смены на вахте) – это «чистое»

рабочее время. Например, если в 12 часов входит часовой обеденный перерыв, то работник-вахтовик работает 11 часов. Продолжительность ежедневного (междусменного) отдыха с учетом обеденных перерывов должна составлять не менее 12 часов. Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

-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;

-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 [26].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Для безопасного обслуживания объектов нефтепромысла руководством компании должны быть проведены ряд мероприятий по компоновке рабочей зоны. Все скважины промысла быть оборудованы площадкой для ее удобного обслуживания. Площадка должна иметь ограждения в виде перил высотой более 1,1 м, а также основание из металлической просечки для исключения скольжения в зимний период.

Весь рабочий инструмент оператора выполнен из материала не дающий искр (должны быть выполнены из цветного металла или быть обмедненными).

Станции управления насосным оборудованием располагаются на возвышенности (площадке) с лестницами и перилами, а также они должны иметь освещение. Фонари и прожекторы должны иметь взрывозащищенное исполнение.

Групповые замерные установки оборудованы датчиками контроля газовоздушной среды, сблокированные с приточно-вытяжной вентиляцией.

В ходе написания данного раздела выявлены основные вредные и опасные производственные факторы рабочей среды. Рассмотрен механизм воздействия этих факторов на человека, а также даны рекомендации по снижению рисков при выполнении производственных опасностей. Также были рассмотрены вопросы экологии и ЧС.

5.2 Производственная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 все производственные факторы по сфере своего происхождения подразделяют на следующие две основные группы: факторы производственной среды, факторы трудового процесса [27].

В процессе оперативного контроля за фондом скважин месторождения Х, а также при проведении геолого-технических мероприятий могут воздействовать на организм человека ряд опасных и вредных производственных факторов. Перечень опасных и вредных факторов приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изготов ление	Эксплу тация	
Вредные факторы				1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. 2. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ Шум. Общие требования безопасности. 3 ГН 3. 2.5.3532 – 18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	+		+	
2. Превышение уровня шума и вибрации	+		+	
3. Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов	+		+	4. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания. 5. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 6. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением 7. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 29.07.2017) "Технический регламент о
.Опасные факторы				
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+		+	
5. Взрывопожарность	+		+	
6. Высокое давление в системах работающих механизмов	+		+	

				требованиях пожарной безопасности". 8. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения
--	--	--	--	---

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

В целях предупреждения несчастных случаев, а также появления профессиональных заболеваний, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ООО «Иркутская нефтяная компания», установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться работы на открытом воздухе:

- без ветра: -37 °С;
- при скорости ветра до 5 м/с: -36 °С;
- от 5 до 10 м/с: -35 °С; свыше 10 м/с: -33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре -37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха -11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. А в летний период в пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые перчатки.

Повышенный уровень шума и вибрации

Фонд скважин, а также автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) создают уровень шума, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [4]. При технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.) и этот уровень будет превышен,

то для защиты органов слуха применяют антифоны-заглушки (снижение шума).

При редуцировании скважинной продукции запорно-регулирующей арматурой создается вибрация на оборудовании и скважине, в зависимости от скорости потока жидкости и газа не более 30 Гц, при норме в 63 Гц. При воздействии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный.

Непосредственное действие локальной вибрации имеет место при работе с ручным инструментом. Локальная вибрация вызывает спазм сосудов кисти, предплечий, нарушая снабжение конечностей кровью.

Для защиты человека от воздействия этого негативного фактора рекомендуется применять виброгасящие перчатки.

Токсичность углеводородов нефти и химических реагентов

В процессе обслуживания скважин, технологического оборудования, а также при проведении газоопасных работ не исключена вероятность выделения в рабочую зону вредных и опасных веществ (газа, паров нефти), способных оказать негативное воздействие (заболевание, отравление) на организм человека.

Нефть и ее пары относятся к четвертому классу опасности и ПДК в рабочей зоне составляет 300 мг/м³.

Попадание вредных веществ может происходить через кожу, а также через дыхательные пути. Попадание вредных веществ на кожу может вызвать сыпь, раздражение, эпидермис кожных покровов. Вдыхание паров нефти вызывает удушье и смерть.

Для снижения воздействия этого негативного фактора рекомендуется использовать средства индивидуальной защиты. Для защиты кожных покровов рекомендуется применять спецодежду и спецобувь, а для защиты органов дыхания противогазы (шланговые и изолирующие).

Анализ электробезопасности

Комплекс оборудования для гидроразрыва пласта (комплекс для ГРП) включает следующее оборудование:

- Установки насосные;
- Установки смесительные;
- Станция контроля и управления СКУ;
- Машина манифольдов;
- Установки гидратационные;
- Установки для подачи сыпучих материалов (пропантовозы);
- Дополнительная вспомогательная техника (установки подогрева, установки для ввода химических добавок и др.)

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и заболеваний, включая профессиональные и производственнообусловленные заболевания [28].

К токоведущим частям оборудования относятся: кабельные линии, станции управления, стационарное освещение, контрольно-измерительные приборы и автоматика.

Нижней границей ощущения человеком проходящего через него тока частотой 50 Гц является значение равное 0,5-1,5 мА (пороговый ощутимый ток). Смертельноопасным током является ток силой 100 мА, который приводит к остановке сердца и нарушает кровообращение [29].

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;
- защитные ограждения и барьеры;
- безопасное расположение и удаленность от человека токоведущих частей;
- ограничение напряжения, применение сверхнизкого (малого) напряжения;
- выравнивание потенциалов;

- защитное отключение;
- ограничение установившегося тока прикосновения и электрического заряда;
- электрическое разделение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

Расчет защитного заземления

Расчитать заземляющее устройство трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ. Подстанция понижающая, имеет два трансформатора с изолированными нейтральными на стороне 10кВ и с глухозаземленными нейтральными на стороне 0,4 кВ; размещена в отдельном кирпичном здании.

Предполагаемый контур искусственного заземлителя вокруг здания имеет форму прямоугольника длиной 15 м и шириной 10 м.

Таблица 5.2 – Исходные данные к расчету

№ вар.	U, кВ	Контур заземлителя		R _е , Ом	l _{кЛ} , км	l _{вЛ} , км	l _в , м	d, мм	L _г , м	Сечение полосы (размеры), мм	t _о , м	ρ _{РВ} , Ом·м	ρ _{РГ} , Ом·м
		длина, м	ширина, м										
19	10	15	15	34	165	160	2,5	12	60	40x4	0,5	120	176

В качестве естественного заземлителя будет использована металлическая технологическая конструкция, частично погруженная в землю; ее расчетное сопротивление растеканию, с учетом сезонных изменений, составляет R_в=34 Ом. Ток замыкания на землю неизвестен, однако известна протяженность линий 10 кВ – кабельных l_{кЛ} = 165км, воздушных l_{вЛ} = 160км.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных стержневых электродов длиной l_в = 5 м, диаметром d=12 мм, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы длиной L_г=50 м, сечением 4x40 мм, уложенной в землю на глубине t_о = 0,8 м. Расчетные удельные сопротивления грунта, полученные в результате измерений и расчета равны:

- для вертикального электрода длиной 5 м $\rho_{PB} = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$;
- для горизонтального электрода длиной 50 м $\rho_{PT} = 176 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.



Рисунок 2 - Предварительная схема контурных искусственных заземлителей подстанции: (n=10 шт., a=5 м, L_Г=50 м)

Проводим расчет заземлителя в однородной земле методом коэффициентов использования по допустимому сопротивлению.

Расчетный ток замыкания на землю на стороне с напряжением U=6 кВ:

$$I_3 = \frac{U}{350} (35l_{\text{кЛ}} + l_{\text{вл}}) = \frac{10}{350} (35 \cdot 165 + 160) = 169.57 \text{ А}$$

Требуемое сопротивление растеканию заземлителя, который принимаем общим для установок 10 и 0,4 кВ:

$$R_3 = \frac{125}{I_3} = \frac{125}{169.57} = 0.737 \text{ Ом}$$

Требуемое сопротивление искусственного заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_B \cdot R_3}{R_B - R_3} = \frac{34 \cdot 0.737}{34 - 0.737} = 0.753 \text{ Ом}$$

Тип заземлителя выбираем контурный, размещенный по периметру прямоугольника длиной 15 м и шириной 10 м вокруг здания подстанции. Вертикальные электроды размещаем на расстоянии, a=5 м один от другого.

Из предварительной схемы следует, что в принятом нами заземлителе суммарная длина горизонтального электрода L_Г=50 м, а количество вертикальных электродов n=L_Г/a = 50/5 = 10 шт., рис. 1а.

Уточняем параметры заземлителя путем проверочного расчета. Определяем расчетное сопротивление растеканию вертикального электрода:

$$R_B = \frac{\rho_{PB}}{2\pi \cdot l_B} \left(\ln \frac{2l_B}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l_B}{4t - l_B} \right) = \frac{120}{2\pi \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 27,2 \text{ Ом}$$

$d = 12 \text{ мм} = 0,012 \text{ м}$ – диаметр электрода,

$$t = t_0 + 0,5l_B = 0,8 + 0,5 \cdot 5 = 3,3 \text{ м.}$$

Определяем расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода:

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{рГ}}}{2\pi \cdot l_{\Gamma}} \ln \frac{L_{\Gamma}^2}{0,5 \cdot B \cdot t} = \frac{176}{2\pi \cdot 50} \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 6,7 \text{ Ом,}$$

где

$B = 40 \text{ мм} = 0,04 \text{ м}$ – ширина полосы,

$t = t_0 = 0,8 \text{ м}$ – глубина заложения электрода.

Для принятого нами контурного заземлителя при отношении $a/l_A = 5/5 = 1$ и $n = 10$ шт. по таблице 2 определяем коэффициенты использования электродов заземлителя:

$\eta_B = 0,56$ – коэффициент использования вертикальных электродов,

$\eta_{\Gamma} = 0,34$ – коэффициент использования горизонтального электрода.

Находим сопротивление растеканию принятого нами группового заземлителя:

$$R = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{R_B \cdot \eta_{\Gamma} + R_{\Gamma} \cdot \eta_B \cdot n} = \frac{27,2 \cdot 6,7}{27,2 \cdot 0,34 + 6,7 \cdot 0,56 \cdot 10} = 3,9 \text{ Ом}$$

Это сопротивление $R = 3,9 \text{ Ом}$ больше, чем требуемое $R_{\text{И}} = 0,778 \text{ Ом}$, поэтому принимаем решение увеличить в контуре заземлителя количество вертикальных электродов.

Решение этой задачи представим в виде таблицы

Таблица 5.3 – Расчет защитного заземления

Число вертикальных электродов	Длина горизонтальных электродов	R_{Γ}	η_{Γ}	η_B	R
10	50	6,7	0,34	0,56	3,896681
28	210	1,98	0,24	0,43	1,773492
54	450	1,018	0,38	0,2	1,298128
88	770	0,634	0,372	0,197	0,816924
97	855	0,578	0,362	0,191	0,748988

Это сопротивление $R=0,748$ меньше требуемого $R_{и}= 0,753$ но так как разница между ними невелика и она повышает условия безопасности, принимаем этот результат как окончательный.

Итак, окончательная схема контурного группового заземлителя состоит из 97 вертикальных стержневых электродов длиной 5 м, диаметром 12 мм, с расстоянием между ними равным 5 м и горизонтального электрода в виде сетки длиной 855 м, сечением 4x40 мм, заглубленных в землю на 0,8 м.

Взрывопожароопасность

В процессе обслуживания оборудования и трубопроводов на месторождении X из фланцевых соединений и утечках через корпус оборудования и стенки трубопровода при его разрушении могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества (нефть, газ, различные химические реагенты) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1[6].

Для исключения возникновения взрыва или пожара на кустовых площадках промысла все электрооборудование оборудование выполнено в взрывозащищенном исполнении с обязательным заземлением и выдержкой противопожарного расстояния. Также установлены мачты молниезащиты.

Оборудование оснащено контрольно-измерительной аппаратурой и автоматикой для контроля технологического процесса и его остановки в случае превышения параметров выше допустимых. На кустовых площадках, а также в групповых замерных установках, распределительных гребенках установлены приборы контроля загазованности. Данные приборы совмещены со световой и звуковой сигнализацией, а также с системой аварийной вытяжной вентиляции [30].

На каждой кустовой площадке имеются первичные средства пожаротушения: песок, кошма, огнетушители.

Курение на территории промысла разрешено только в строго отведенном месте.

Высокое давление в системах работающих механизмов

Процесс добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа связан с обслуживанием трубопроводов и аппаратов, работающих под давлением.

Каждый аппарат и трубопровод должен иметь паспорт, в котором указываются технологические параметры его эксплуатации. Все трубопроводы и аппараты должны проходить техническое освидетельствование (гидроиспытание, наружные и внутренние осмотры) [31].

Все сосуды, работающие под давлением, имеют предохранительную арматуру от превышения максимально допустимого давления, а также приборы измерения давления, уровня и температуры. Эксплуатация сосуда должна происходить с строгим соблюдением технологических параметров. Каждый сосуд и аппарат может быть выведен из работы и сдренирован в дренажную емкость. Ремонт сосудов, находящихся под давлением запрещен.

Ежесменно обслуживающий персонал должен тщательно осматривать фланцевые соединения, наружную поверхность аппаратов и трубопроводов на наличие утечек. Также персонал осматривает контрольно-измерительные приборы (манометры, термометры, датчики уровня).

5.3 Экологическая безопасность

При выполнении проектных работ или эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды.

Обеспечение экологической безопасности на территории РФ, формирование и укрепление экологического правопорядка основаны на действии Федерального закона «Об охране окружающей среды» [32].

Перед началом работ должно быть изучено фоновое состояние окружающей среды и произведена оценка воздействия на нее предстоящими работами. По этим результатам определяют наименее устойчивые к техногенному воздействию экосистемы, а также оптимальные сроки проведения полевого периода.

При эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Цель защиты атмосферы от вредных выбросов и выделений сводится к обеспечению концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны и приземном слое атмосферы равных или менее ПДК.

Мероприятия по охране атмосферы [33]:

- полная герметизация систем сбора и транспортировки закачиваемой воды в пласт;

- непрерывный контроль содержания вредных и взрывоопасных газов в атмосферном воздухе;

- испытание трубопроводов и оборудования на прочность и герметичность проводить строго после монтажа;

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в дренажные емкости;

- сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

- проектирование объектов с высокой степенью автоматизации.

Мероприятия по охране водных ресурсов:

- полное исключение сброса производственных и хозяйственно-бытовые стоков в водные объекты и на рельеф местности;

- в процессе бурения – внедрение безамбарного бурения с замкнутым циклом очистки и использования бурового раствора, строгим контролем за соблюдением технологии бурения и строительства скважин, сбором в специальные емкости отходов бурения с последующим их обезвреживанием и утилизацией;

- непрерывный контроль за герметичностью трубопроводов и фланцевых соединений на запорной арматуре;

-контроль целостности цементного камня в нагнетательных скважинах.

Мероприятия по охране растительного и животного мира включают:

-выбор участков для размещения объектов с учетом обитания ценных и охраняемых видов флоры и фауны;

-разработку оптимальных маршрутов между буровыми с учетом рельефа местности во избежание нарушения растительного покрова;

-ограничение техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием, в частности, вблизи рек;

-строительство объектов обустройства месторождения на песчаных отсыпках с использованием обвалования и гидроизоляционных материалов;

-максимальное сохранение естественного растительного покрова;

-раскорчевку всех горельников и посадку леса;

-регулярную прокладку и подновление минерализованных противопожарных полос;

-создание ограждений для предотвращения попадания животных на техногенные объекты.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации бывают техногенного, природного, биологосоциального и социального, экологического, военного характера.

В процессе выполнения операций по добыче нефти и газа возможны следующие виды ЧС:

-разгерметизации соединений на фонтанной арматуре, а также технологических агрегатов в процессе работы;

-открытое газонефтеводопроявление (фонтан);

-пожар;

-взрыв;

-розлив нефти и химических реагентов на кустовой площадке.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды вследствие аварийных ситуации, рекомендуются следующие мероприятия:

-прогнозирование аварийных ситуаций путём диагностики состояния технологического оборудования, что способствует своевременному выполнению ремонтно-восстановительных работ и повышает общую надёжность функционирования всего технологического комплекса;

-сооружение защитных дамб на участках трубопроводов с линиями стекания, направленных вдоль оси трасс;

-закрытая система сбора и транспорта нефти.

В каждом подразделении компании должен иметься план ликвидации аварии, в котором строго по пунктам расписана последовательность операции для устранения чрезвычайной ситуации или аварии. Все работники подразделения должны быть ознакомлены с ним под роспись.

При разгерметизации сепаратора в групповой замерной установке без пожара согласно плану ликвидации аварии, необходимо:

-сообщить диспетчеру промысла, непосредственному руководителю о случившемся по громкой связи (рация), либо по телефону;

-всех посторонних вывести за пределы опасной зоны;

-оградить знаком либо сигнальной лентой опасную зону;

-пользуясь средствами индивидуальной защиты (противогаз) войти в опасную зону, перевести поток жидкости скважин, поступающий в АГЗУ на байпасную линию АГЗУ;

-устранить негерметичность, собрать разлитую жидкость (нефть, вода);

-перевести поток жидкости из байпаса в сепаратор.

В ходе написания данного раздела были выявлены основные вредные и опасные производственные факторы рабочей среды. Рассмотрен механизм воздействия этих факторов на человека, а также даны рекомендации по снижению рисков при выполнении производственных опасностей. Также были рассмотрены вопросы экологии, ЧС и представлен расчет защитного заземления.

Заключение

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены существующие методы повышения нефтеотдачи и проанализирована их эффективность применения. Из всей найденной информации на данный момент гидроразрыв пласта является наиболее эффективным, простым в эксплуатации и экономичным вариантом. И именно поэтому фиксация прироста дебита нефти на месторождениях за счет гидроразрыва пласта имеет место быть. Исключением не является и исследуемое месторождение №Х в данной работе, ведь прирост дебита нефти до и после ГРП заметен. Иркутская нефтяная компания предпринимает разнообразные способы для повышения нефтеотдачи и помимо ГРП, заметен рост популярности водогазового метода.

Комплексный анализ промысловых работ на скважине после ГРП позволяет сделать вывод о высокой эффективности его применения. В качестве доказательства, гидроразрыв пласта проведенный на скважине Х полностью оправдывает выше сказанное. Вдобавок этого, был рассчитан экономический эффект, где выяснилось, что для полного проведения мероприятия по ГРП, необходимо заложить затраты в размере 4,4 млн руб. Более того, срок окупаемости затрат на мероприятие составил 68 суток, при продолжительности технологического эффекта 365 дней, что свидетельствует о целесообразности проведения гидравлического разрыва пласта на скважине.

Список использованных источников

1. Коршунов Н. В. Современные методы увеличения нефтеотдачи //Современные инновации. – 2019. – №. 6-34.
2. Муллакаев М. С. Современные методы увеличения нефтедобычи: проблемы и практика применения //Современная научная мысль. – 2015. – №. 5.
3. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Увеличение нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки физико-химическими методами //Нефть. Газ. Новации. – 2013. – №. 8. – С. 18-25.
4. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов //Вестник Санкт-Петербургского университета. Серия 4. Физика. Химия. – 2013. – №. 2.
5. Результаты применения третичных комплексных методов повышения нефтеотдачи на Хохряковском месторождении: Материалы городской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых филиала ТюмГНГУ в г. Нижневартовске. [Электронный ресурс]. – М.: Нижневартовский гуманитарный университет, 2011.
6. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности //Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ. – 2005. – Т. 688.
7. Канзафаров Ф. Я., Андреев В. Е., Дубинский Г. С. Анализ применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском месторождении // Научно-технический журнал «проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2015. – №. 2. – С. 18-24.
8. Соркин А.Я. Технология регулирования профилей приемистиводонагнетательных скважин полимерными суспензиями: автореф. дисс. канд. техн. наук. М., 1999.

9. Хайруллин А. А., Смуляров Д. С. Применение современных тепловых методов для повышения нефтеотдачи //НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ. – 2015. – С. 170-173.
10. Альмухаметова Э. М., Владимиров И. В. Зависимость эффективности заводнения горячей водой от фильтрационно-емкостных свойств коллектора двойной проницаемости залежей высоковязкой нефти //Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – №. 4. – С. 32-48.
11. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений //М.: Недра. – 1990. – Т. 427.
12. Коротенко В. А. и др. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи. – 2013.
13. Владимиров И.В., ВелиевЭ.М., АльмухаметоваЭ.М., ВарисоваР.Р., ГабдрахмановН.Х. Теоретическое исследование применения нестационарного заводнения в различных геолого-технологических условиях разработки залежей высоковязкой нефти // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. Уфа, 2014. Вып. 3 (97). С. 33-44.
14. Владимиров И.В., ВелиевЭ.М. Изучение процессов неизотермической фильтрации в поровых коллекторах при применении тепловых методов в разработке залежей высоковязкой нефти // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. Уфа, 2014. Вып. 2 (96). С. 27-40.
15. Чубанов О. В., Харланов С. А., Нургалиев Р. Г. Разработка и внедрение водогазовых методов повышения нефтеотдачи пластов в ОАО «РИТЭК» //Территория Нефтегаз. – 2008. – №. 9.
16. Егоров Ю. А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов //М.: РГУ нефти и газа им. ИМ Губкина. – 2006.
17. Дроздов А. Н. и др. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты //Территория нефтегаз. – 2006. – №. 2.

18. Чижов А. П. и др. Системный подход к строительству скважин при реализации газовых методов в условиях продуктивных отложений башкортостана //научно-технический журнал «проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2020. – №. 1. – С. 95-103.

19. Альмухаметова Э. М., Ворсина Н. А., Сыртланов О. В. Эффективность применения гидроразрыва пласта в условиях Повховского месторождения //Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №. 3. – С. 23-29.

20. Саранча А. В. и др. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении //Фундаментальные исследования. – 2015. – Т. 12. – №. 2.

21. Бархатов Э. А., Яркеева Н. Р. Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах //Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – №. 10.

22. Черепанов С. С., Чумаков Г. Н., Пономарева И. Н. Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения //Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №. 16.

23. Бешенцев Н. А., Лубсанов А. А. Картографическая оценка воздействия нефтегазового месторождения на окружающую среду (на примере ярактинского месторождения, иркутская область) //The Ministry of Education and Science of the Russian Federation National Research Tomsk State University Tomsk regional branch of the Russian Geographical Society Tomsk branch of the Russian Geological Society. – 2017. – С. 203.

24. Вергейчик В. В. Анализ методов использования попутного нефтяного газа на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область): дис. – Сибирский федеральный университет, 2016.

25. Проект пробной эксплуатации верхнетирского горизонта Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол Центральной нефтегазовой секции ЦКР РОСНЕДР по УВС №6109 от 16.12.2014 г.)

26. Трудовой кодекс Российской Федерации от 27.12.2018 N 542-ФЗ

27. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

28. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

29. Дополнение к технической схеме разработки Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, 2012 г.

30. СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания (с Изменениями N 1, 2, 3)

31. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

32. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением

33. Федеральный закон от 22.07.2013 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

34. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.

Приложение А

Классификация МУН



Приложение Б

Свойства нефти, газа и воды №X месторождения

Наименование Параметров	Горизонт			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее Значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Нефть				
Пластовая температура, °С	5	10	36-39	37
Давление насыщения, Мпа	5	10	17,2-26,4	22,63
Газосодержание, м ³ /т	5	10	143,58-217	151
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	5	10	1,301-1,478	1,26
Коэффициент учитывающий усадку	-	-	-	0,793
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	5	10	685-745	723,4
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	5	10	808-840	833
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	5	10	0,6-1,1	1,06
Газ				
Плотность, кг/м ³	1	4	0,607-0,663	0,635
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	5	10	5,61-8,43	7,02
Удельный вес газа	1	4	0,773-0,972	0,872
Пластовая вода				
Газосодержание, м ³ /т	4	4	0,304-0,596	0,383
- в т.ч. сероводорода, м ³ /т				
Объемный коэффициент, доли ед.	2	2	1,004-1,008	1,006
Общая минерализация, г/л	9	19	267,1-403,4	330
Плотность, г/см ³	9	19	1,21-1,29	1,26

Приложение В
Исходные данные к расчету

Показатель	Обозначения	Размерность	Значение
Глубина скважины	L	М	3300
Глубина спуска НКТ	L _{НКТ}	М	3152
Интервал перфорации	b _{3пер} -b _{2пер}	М	3219-3230
Наружный диаметр НКТ	d _н	М	0,058
Внутренний диаметр НКТ	d _в	М	0,044
Продуктивный горизонт	Н	М	20
Коэффициент проницаемости	К	м ²	1,56*10 ⁻¹³
Модуль упругости	Е	Мпа	10 ¹⁰
Коэффициент Пуассона	ν		0,3
Средняя плотность над продуктивным пластом	ρ _п	кг/м ³	2215
Дебит нефти до ГРП	Q	т/сут	7
Пластовое давление	Р _{пп}	Мпа	25,4
Депрессия на пласт	ΔР	Мпа	18
Плотность нефти в нормальных условиях	ρ _н	кг/м ³	810
Динамическая вязкость нефти пластовая	μ _п	мПа*с	0,86
Плотность нефти в пластовых условиях	ρ _п	кг/м ³	723,4
Радиус контура	R _к	м	355

Приложение Г
Раздел на английском языке

Features of enhanced oil recovery methods at field No.X

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ94	Очиров Евгений Эрдэмович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к. ф.- м. н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н.		

Classification of enhanced oil recovery methods

Reservoirs with low productivity and fields with high water cut and high-viscosity oil and fractured reservoirs, as well as with low permeability show us the importance of applying enhanced oil recovery methods both promising technologies and technological challenges to improve the efficiency of oil and gas development in the current situation.

Therefore, the trend of stimulation methods is aimed at increasing the degree of oil displacement from the reservoir as well as increasing its coverage area. Currently, there is a dangerous downward trend in oil production. In the main oil and gas producing region of the Russian Federation in Western Siberia, daily oil production fell by about 10% from 2010 to 2015. In the Russian Federation, the use of modern EOR has not increased in the last decade. With their use, oil production does not exceed 3% of the country's total production, compared to 10% in the United States. A major reason for the poor use of the latest EOR is the lack of necessary incentives from the state. There is a real danger that Russia will lag behind the leading countries in implementing the modern EOR [2].

Today, the most widespread methods of oil recovery in the fields of the Russian Federation are flooding and hydraulic fractures, which oil companies consider as modern technology. In addition, horizontal drilling technology is actively used - the flow of such wells is 4-5 times higher than the flow rate of conventional wells, but it is three times more expensive. Despite the use of better oil recovery methods, the oil recovery factor in the Russian Federation is declining and does not exceed 0.25 - 0.45, which means that more than half of the oil remains in the field.

Primary methods are understood as the method of oil production using the natural energy of the reservoir; it can be elastic and water pressure or gas processes. The processes that are based on the injection of formation water into a productive formation characterize secondary methods of increasing oil production, for example, hydraulic fracturing. The tertiary methods include independent methods for intensifying the processes of oil extraction, for example, the physicochemical

method and the thermal method. Now let move on to a detailed interpretation of these methods and see their application in practice.

Physicochemical methods

Physicochemical methods of oil production help to improve the efficiency of oil recovery in all types of fields, including mature fields with high water cut. These techniques help to reduce the surface tension of water and oil (using a surfactant) and optimize the water to oil mobility ratio and improve reservoir coverage (using polymers).

The main technologies for the method include polymer flooding, surfactant polymer flooding and ASP (anionic surfactant - soda - polymer). In the early 2000s, in terms of the number of implemented projects, thermal and gas methods were better physical and chemical ones. However, the number of pilot and full-scale projects (using physical and chemical methods) has increased significantly since 2010, as has the expansion, their application because of technological advances and efficiency gains. At the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, eight new industrial technologies have been developed to enhance oil recovery in fields with hard-to-recover reserves, including deposits with highly viscous productive formations. In addition, today, the topic of using the energy of the formation and the introduced coolant to excite the fluid gels and sold directly in the formation is relevant. The physicochemical foundations of enhanced oil recovery methods have been developed using intelligent chemical systems: gel-forming systems and compositions of surfactants (surfactants) which for a long time preserve and regulate a complex of properties in the formation that is optimal for oil displacement purposes. To increase the oil recovery of high-viscosity oil deposits at a late stage of development the technology of alternating thermal steam (this topic will be discussed in the next chapter) and physicochemical effects of surfactant-based oil-displacing compositions generating CO₂ directly in the reservoir and an alkaline buffer system (compositions NINKA, GALKA, IHN - KA).

Thermochroic surfactants (for example, NINKA, GALKA, IHN-KA) are low-viscosity and aqueous solutions in reservoir they are converted into gels. Gelation itself occurs under the influence of thermal energy when the coolant is introduced into the formation, without crosslinking agents. To date, there are studies of the kinetics of gelation, rheological and filtration characteristics of gels of different types for heterogeneous formations.

The ability of the "aluminum salt - urea - water" system (GALKA composition) to generate inorganic gel and CO₂ directly in the formation is the basis for the technology to increase the sweep rate when injecting water or steam in the temperature range of 20 - 320 ° C. Thermotonic gels were identified by the Institute of Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences to improve the performance of complex thermal steam and physiochemical treatments. By changing the concentration of components in the GALKA structure, both independently dispersed mobile viscous system (Civil) and integrated dispersed stationary system (gel) can be obtained. The wells can be pumped at any distance from the well, drain the remaining oil and make screens anywhere in the reservoir to redistribute the filtration flow. To increase the coverage of the reservoir by steam injection a gradient injection of the GALKA composition is proposed - first a less concentrated system is injected which forms a sol in the gel formation - a fixed screen with a viscosity of up to 30,000 - 160,000 mPa*s.

The above compositions are being developed in Russia by a number of industrial enterprises under the licenses of the Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences: GALKA - C for temperatures of 70 - 320 ° C, GALKA - U for 40 - 70 ° C. The main distinctive features of the GALKA compositions make it possible to use the compositions in low-permeability reservoirs in a wide temperature range (20 - 320 ° C) including under thermal steam exposure.

For example, in [4], the results of the application of physicochemical EOR and technologies in the fields of Russia are presented. The authors study the physicochemical and hydrodynamic aspects in gel generation. Gel-forming systems

under surface conditions are low-viscosity aqueous solutions, and under reservoir conditions, they turn into gels. Gelation occurs under the influence of the thermal energy of the formation or the injected heat carrier, as well as because of the interaction of the injected system with formation fluids and reservoir rock. The principle of in-situ gelation is used to create thickened compositions IHN-KA and gel-forming systems GALKA and GALKA-surfactants.

Physicochemical methods are applied with almost the same success at the PJSC Belkamneft field, based on the injection of polymer suspensions and the addition of acidic reagents [5, 6]. The geological and technical measures carried out made it possible to additionally produce 5.7% of the cumulative oil production of the field as a whole. Analysis of polymer flooding shows that additional oil production is 1300 tons per 1 ton of reagent, on average the consumption of reagent for the affected objects is about 400 tons.

The gel-forming technology of enhanced oil recovery of complex action based on aluminum chloride and alkaline reagents (GeOS) [7] refers to flow diverters. The introduction of this method also made it possible to obtain additional oil production in the pilot areas of the Samotlor field for 52.3 thousand tons.

In addition, the injection of polymer suspensions (PS) [8] makes it possible to isolate large washed channels and cracks. To regulate the injectivity profile in a heterogeneous formation with fractures in the bottom hole formation zone (BHZ) the authors of [8] used particles whose sizes were selected so that they would penetrate exclusively into existing fractures.

Polymer and surfactant polymer flooding technologies are most popular in China, Canada and India. It is also used in Oman, Argentina, Great Britain, some countries use it offshore. The number of such projects in Russia and Kazakhstan is increasing, and 2017 has become a benchmark as two companies announced the successful completion of pilot polymer flooding and ASP projects in Russia.

Thermal methods

Thermal methods are considered the most technologically and technically advanced of all enhanced oil recovery methods. These methods can be applied in the

most difficult physical and geological conditions and can produce oil with a viscosity of tens and hundreds of thousands of MPa * s.

Moreover, the final oil recovery increases from 6-20% to 30-50% the figures can be achieved only by thermal methods. The modern theory of impact on an oil reservoir by means of injection of a coolant or fire extinguishing is based on the theory of multiphase multicomponent filtration which also takes into account the phase transition and chemical reactions in place (mainly oxidative). The main advantage of thermal methods over other enhanced oil recovery technologies is the simultaneous action of hydrodynamic and thermodynamic effects.

Heat affects all components of the reservoir (solid, liquid, gaseous) and radically changes the context and filtration conditions. As a result, the oil viscosity decreases which increases the mobility of oil, the structural and mechanical properties weaken and the thickness of the boundary layers decreases and the capillary impregnation improves and the oil fractions gasify and the wettability of the displacing agent improves and consequently, the efficiency of displacement and the final recovery factor increase. The methods have no alternative in the development of fields of high-viscosity and extra-viscous oil.

Hot water and steam are obtained in high-pressure steam generators (boilers) and pumped into the reservoir through injection wells of a special design and with special equipment designed to operate at high temperatures. The disadvantage of using surface steam generators is large heat (temperature) losses in surface communications and the wellbore. When the coolant moves through the reservoir, heat loss occurs through the top and bottom of the reservoir. The perforation interval is selected in the middle part of the formation pipes are insulated, and the steam generator is brought as close as possible to the wells.

Superheated steam displacement is a method of enhanced oil recovery, the most common method for displacing high-viscosity oils. In this process, steam is injected from the surface into formations with low temperature and high oil viscosity through special steam injection wells located inside the oil-bearing contour. Steam, which has a high heat capacity, introduces a significant amount of thermal energy

into the formation, which is spent on heating the formation and reducing the relative permeability, viscosity and expansion of all agents saturating the formation - oil, water, gas. Under thermal steam (STP), three characteristic zones are formed in the reservoir: zone of oil displacement by steam; the zone of hot condensate, where the mechanism of oil displacement by water in non-isothermal conditions is implemented, and the zone not covered by thermal action, where oil is displaced by water at the reservoir temperature.

The preheated rock then heats the oxidizing agent moving through it to a temperature above the ignition of coke and oil. When the oxidizer is injected the heated zone (combustion seat), the temperature of which is maintained high due to the combustion of some of the oil products, moves deeper into the formation.

For example, in [10], an analysis was made of the effectiveness of thermal impact on the reservoir of the Katangli field. The authors argue that the method of steam-thermal treatment of a well (PTT) is most effective when steam is injected into the reservoir and then by pushing the steam rim with cold water. Because of well treatment, the reservoir properties of the bottomhole formation zone are improved. PTO of wells in the Katangli field is carried out using mobile steam generators (PPU).

As a result of steam treatment of the bottomhole formation zone, the well flow rate increased from 2.0 m³ / day up to 4.3 m³ / day. At the same time, the duration of the well operation with an increased well production rate was 230.5 days, which led to an additional 991 m³ of fluid.

When steam is injected into the reservoir, depending on thermodynamic conditions, it can turn into hot water. Therefore, when designing and pumping hot water and steam into the reservoir, it is necessary to know in what thermodynamic state the water is liquid in the form of steam or a mixture of water and steam [11, 12]. In addition, an important point is the time of the beginning of the manifestation of the technological effect from the use of hot water injection. In homogeneous pore media, the injection of the propagation of the rock-heating front is several times less than the rate of advance of the water-flooding front. For viscous and high-viscosity

oil deposits, this provision suggests that the effect of thermal impact will occur when the water cut of the produced product is close to the limiting one. In the article [10], a laboratory study of the effective thermal effect on oil recovery was carried out.

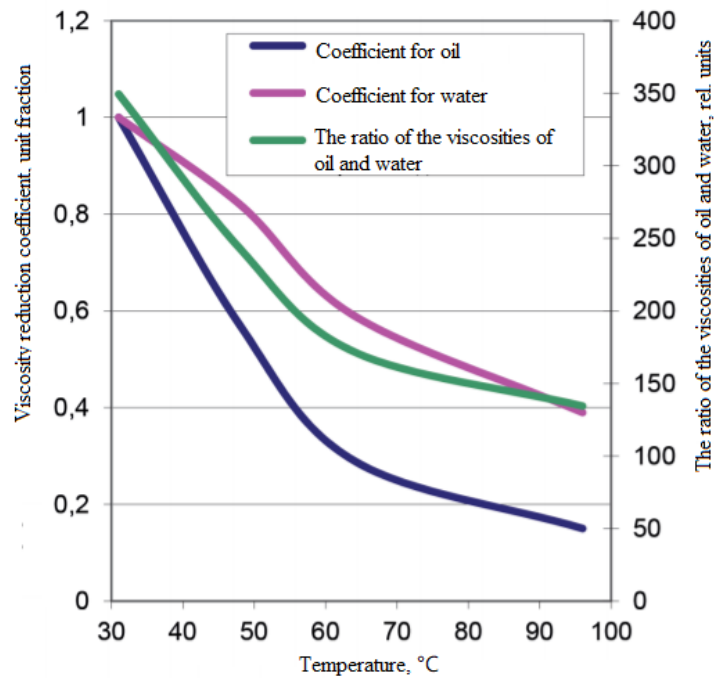


Figure 1 - Temperature dependences of the viscosity reduction coefficient of reservoir oil and water, the ratio of the viscosities of oil and water

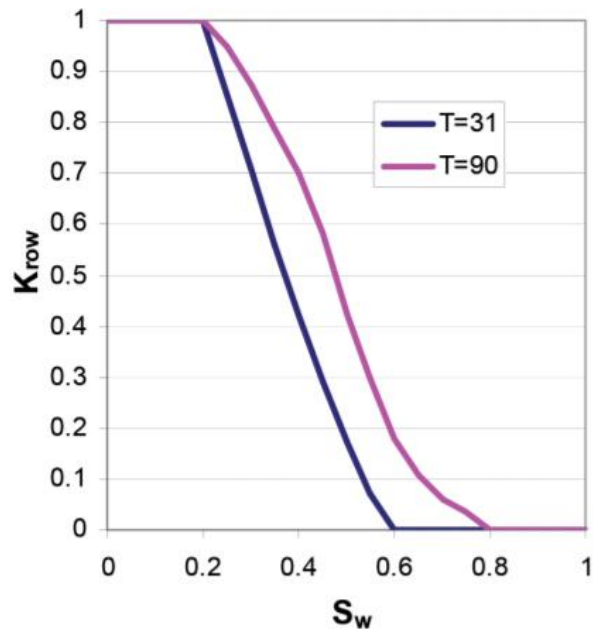


Figure 2 - Relative phase permeability of oil at different formation temperatures: 1 - T = 31oC; 2 - T = 90oC

The effect of thermal impact on highly permeable reservoirs, which are quite homogeneous in permeability, is insignificant in size and manifests itself more slowly. Earlier it was said that the thermal method for enhanced oil recovery is often used when the oil has a high viscosity and density. Therefore, in work [14], a comprehensive study of natural bitumen deposits, extracted by methods of in-situ combustion and thermal steam treatment, was carried out. Thermal analysis was used to control the water content in the extracted products and to characterize the composition of asphaltenes. The change in the dynamic viscosity of emulsions and dehydrated products has been studied in the range of 20 - 80 ° C. As a result of the research, the authors argue that under the steam-thermal effect on the formation, bitumen with a higher density and viscosity form more stable water-bitumen emulsions with high water content.

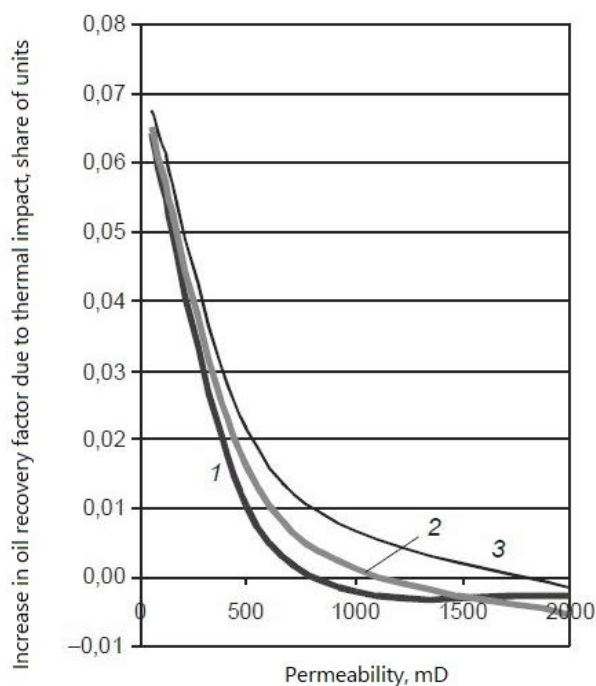


Figure 3 - Dependences of the oil recovery factor increase on the permeability of a homogeneous reservoir at different values of the "starting" water cut: 1 - 0.32 unit fractions; 2 - 0.6 share units; 3 - 0.9 share units.

An increase in oil recovery of up to 50% and more corresponds to a doubling of the economic reserves of these fields. Thermal methods appear to be one of the most important technologies for the development of heavy oil fields, both as a single

method and in combination with other technologies. This trend will continue in the future.

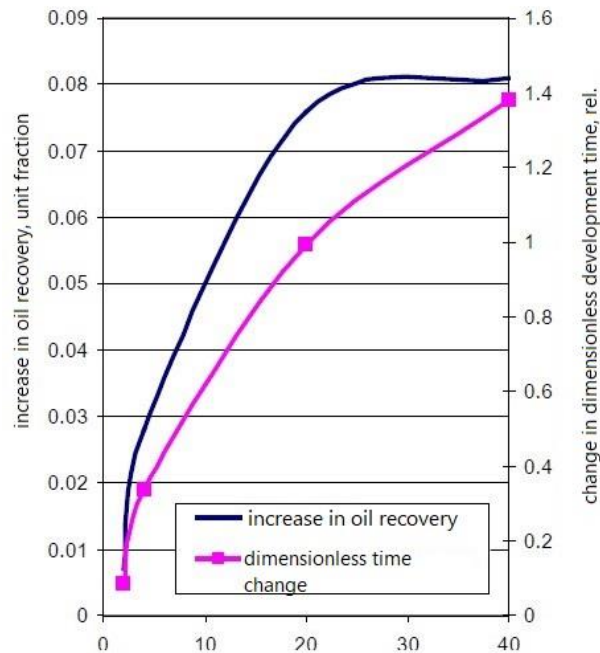


Figure 4 - Dependences of oil recovery factor and dimensionless development time depending on the ratio of permeabilities of high-permeability and low-permeability layers of a heterogeneous reservoir

Gas methods

Injection of gas, associated gas or air to maintain reservoir pressure and enhance oil recovery is performed long before full-scale water injection. Most of the completed gas and water-gas projects have been implemented in the United States using miscible displacement. Technological and economic constraints impede wider use (for example, risks of gas breakthrough, reduced efficiency of land grab, and high cost of infrastructure). At the same time, the increased requirements for the use of associated gas may prompt the search for ways to implement gas injection. Modern technologies make it possible to minimize risks in the early stages of developing gas and WAG methods, the use of which leads to an increase in interest in technology.

The companies are very interested in the modernized method, which is based on the injection of water and gas. This method already has its positive feedback and is used in some Russian companies, for example, INK (Irkutsk Oil Company).

The essence of the method is to increase the oil displacement factor by maintaining high reservoir pressure in the field, where the maximum oil recovery factor has been practically reached. Associated petroleum gas and water produced in one field are alternately injected into the oil reservoir due to which a hydrocarbon mixture is formed and mass exchange between oil and gas occurs. This reduces the action of capillary forces that trap residual oil in the formation. In addition, the viscosity of the oil decreases. Unlike water which occupies small hydrophilic pores and constrictions in the flooded zone of the formation under the action of capillary forces, the gas injected into the formation, as a non-wetting phase, on the contrary occupies large hydrophobic pores, and under the action of gravitational forces, the roofing parts of the formation.

So, for example, in the company OJSC "RITEK" to this day, the water-gas method is actively used. According to the company, a significant increase in oil production is noticeable.

Initially, the WAG method was a sequential injection of water and gas into the reservoir. In some works it is proposed to inject water and gas into the reservoir not by rims, but in the form of a mixture. For injection into the reservoir associated gas is used together with oil or gas obtained by degassing oil in the process of its field treatment. The use of this gas to stimulate the reservoir makes it possible to abandon its combustion in flares until now the technique and techniques used in WGV did not allow achieving high profitability of development, therefore all work on WGW was limited to experimental implementation [15].

For example, in the dissertation work [16] the author of the work investigated the process of oil displacement using a finely dispersed water-gas mixture. As a result, it turned out that there is an optimal range of gas contents of the water-gas mixture and the pressure and structure of the mixture do not affect the displacement. The effectiveness of the introduction of WAG at the later stages of oil field development was established. The increase in the displacement coefficient due to the use of water-gas treatment is up to 11%. Similar research results were obtained

in [17] where it is also confirmed that there is a certain area of value in which the efficiency of oil displacement due to the water-gas mixture is maximum.

Hydraulic fracturing

The main purpose of hydraulic fracturing is to stimulate the bottom whole space by creating highly permeable paths in the area where the permeability is low. As a result, the rupture process is designed to increase this value. If it is possible to create a fracture passing through the damaged zone and bring the pressure to the normal value of the hydrodynamic pressure gradient then the productivity of the well increases.

This method allows the resumption of work on idle wells, where oil or gas production by traditional methods is usually ineffective. Hydraulic fracturing is still taking the leading position among the methods of stimulation.

Conclusion

In the final qualification work, the existing methods of increasing oil production were considered and their effectiveness was analyzed. Of all the information found so far, hydraulic fracturing is the most efficient, easy to operate and economical option. That is why the fixation of the increase in oil production at the fields due to hydraulic fracturing takes place. The studied field X in this work is not an exception either, because the increase in oil production before and after hydraulic fracturing is noticeable. The Irkutsk Oil Company is taking various methods to enhance oil recovery and, in addition to hydraulic fracturing, the popularity of the water-gas method is growing.

Comprehensive analysis of field operations on the well after hydraulic fracturing allows us to conclude that it is highly effective. As evidence, the hydraulic fracturing performed on well X fully justifies the above. In addition to this, the economic effect was calculated, where it turned out that for the full implementation of the hydraulic fracturing measure, it is necessary to include costs for 4.4 million rubles. Moreover, the payback period for the event was 68 days, with the duration of the technological effect of 365 days, which indicates the feasibility of hydraulic fracturing in the well.