

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий с целью интенсификации добычи нефти на объектах месторождения "Х"

УДК 622.276.6 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Илыгеев Михаил Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В	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
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Илыгеев Михаил Сергеевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X, 2017 год Результаты построение ПДГТМ месторождения X, 2017 год
--------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Постановка задачи исследования, Характеристика объекта исследования Характеристика метода исследования
--	--

Перечень графического материала	
---------------------------------	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Иностранный язык	Гутарева Н. Ю.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В	к. ф-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Илыгеев Михаил Сергеевич		

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ7Э		Илыгеев Михаил Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка эффективности работ в рамках предложений ВКР
--	---

<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</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>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценка эффективности проведения ПНЛГ
2. Разработка устава научно-технического проекта	Оптимизация проведения технологии
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Экономическая оценка предлагаемых в рамках ВКР решений
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Выбор оптимальной программы ГТМ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Структура капитальных вложений
- Динамика капитальных вложений
- Удельные текущие затраты на тонну условного топлива
- Интегральный показатель оптимальности
- Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки
- Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		02.05.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Илыгеев Михаил Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ7Э		Илыгеев Михаил Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.19 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – алгоритм подбора геолого-технических мероприятий для Ломового месторождения
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. СП 52.13330.2016 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
2. Производственная безопасность: а. Анализ выявленных вредных и опасных факторов б. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: 1. Электрический ток 2. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования 3. Пожаровзрывоопасность
4. Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Наиболее опасными ЧС являются: 1. Выброс пластового флюида 2. Транспортные аварии буровой техники 3. Возгорание на кустовой площадке Рассмотрим безопасность при возникновении пожара

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Илыгеев Михаил Сергеевич		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

Магистерской диссертации
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
...	...	...
...	...	...

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В	к. ф-м. н.		

СОГЛАСОВАНО:

РУКОВОДИТЕЛЬ ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 страниц, 28 рисунков и 18 таблиц, 18 источников.

Ключевые слова: ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, КАРТА ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, ЗАРЕЗКА БОКОВОГО СТВОЛА, КОЭФФИЦИЕНТ ДИСКОНТИРОВАНИЯ.

Цель работы: поддержание уровней добычи месторождения X за счет проведения геолого-технических мероприятий на базовом фонде.

Актуальность работы: в настоящий момент весьма актуально стоит проблема разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях. В связи с отсутствием зон большого скопления запасов бурение новых скважин экономически невыгодно, необходим поиск перспективных зон для проведения геолого-технических мероприятий на основе истории разработки месторождения.

Научная новизна:

- алгоритм подбора скважин-кандидатов на основе расчетов гидродинамической модели, а также проведение многокомпонентного анализа истории разработки;

Защищаемые положения:

- на основе истории разработки оптимальными геолого-техническими мероприятиями на месторождении X являются зарезки боковых стволов, проведения гидравлического разрыва пласта (в том числе повторного), перевод скважин на нижележащие горизонты, ликвидация аварий;

- предложенный автором работы алгоритм учитывает накопленный опыт разработки и позволяет подбирать эффективные ГТМ;

- предлагаются девять мероприятий, которые позволят повысить экономические показатели разработки месторождения, а также увеличить накопленную добычу нефти.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Горизонтальная скважина (или горизонтальный ствол скважины) - скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет 80-90°.

Гидродинамическая модель – это такая модель, которая воспроизводит элементы и особенности реальной пластовой системы или которая имеет сходство в поведении, но достаточно проста, чтобы ее можно было рассчитать.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ПЗП – призабойная зона пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

РФ – Российская Федерация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВНК – водо-нефтяной контакт

ППД – Поддержание пластового давления

ЛА – ликвидация аварии

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГС – горизонтальная скважина

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

КРС – капитальный ремонт скважин

СОДЕРЖАНИЕ

1	Литературный обзор	12
2	Характеристика и основные особенности месторождения Х.....	20
2.1	Общие сведения о месторождении Х	20
2.2	Геологическое строение месторождения и залежей	21
2.3	Нефтеносность	23
2.4	Свойства и состав пластовых флюидов.....	26
2.5	Характеристика состояния разработки месторождения Х в целом	31
2.5.1	Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации.....	32
2.5.2	Характеристика системы ППД.....	42
2.6	Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий	44
3	Формирование программы Геолого-технических мероприятий для увеличения коэффициента нефтеизвлечение	63
3.1	Выделение основных проблем разработки месторождения	63
3.2	Анализ выработки запасов действующими скважинами	66
3.3	Подбор эффективных геолого-технических мероприятий для выработки текущих извлекаемых запасов.....	70
3.4	Создания алгоритма подбора оптимальных ГТМ для месторождения Х	73
3.4.1	Алгоритм подбора ГТМ для действующего фонда	73
3.4.2	Алгоритм подбора ГТМ для неработающего фонда.....	74
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	77
4.1	Основные особенности разработки месторождений Западной Сибири крупнейшими компаниями региона.....	77
4.2	Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи	77
4.3	Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи	78
5	Социальная ответственность	86
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.2	Производственная безопасность	88
5.3	Заключение	97
	Заключение	98
	Список Используемых источников	99

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа посвящена созданию алгоритма подбора геолого-технических мероприятий для увеличения коэффициента нефтеотдачи месторождения X.

В настоящий момент весьма актуально стоит проблема разработки месторождений, находящихся на поздних стадиях. Доля открывающихся новых месторождений сокращается, большая часть из них относится к категории мелких с трудноизвлекаемыми запасами, поэтому важно уделить внимание уже существующим месторождениям с разбуренным фондом.

В данной работе предлагается проанализировать перспективы подбора геолого-технических мероприятий для месторождения X на основе накопленной истории разработки.

В первой части дипломной работы рассказывается об основных особенностях и свойствах месторождения X.

Месторождение относится к группе сложных по геологическому строению, по величине запасов – средним. Продуктивными пластами являются пласты Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴, объединенные в единый объект разработки.

В настоящий момент месторождение разбурено практически полностью (фонд для бурения – 3 скважины) и находится на 4 стадии.

Проанализировав темпы выработки запасов можно сделать вывод о том, что более 1 миллиона тон нефти не будут извлечены действующим фондом.

С учетом запланированной добычи новыми скважинами (3 шт.) и ЗБС (18 шт.) более 500 тыс. т. остаются недобытыми. Данные запасы являются потенциалом для ГТМ.

Основными причинами этого являются недостаточно эффективная система ППД, сокращение эффекта от ГРП из-за падения проводимости трещины, высокая аварийность скважин, а также неравномерная выработка по разрезу.

В связи с этим для поддержания добычи могут быть рекомендованы: вывод скважин из бездействия в нагнетание, проведение повторного

гидравлического разрыва пласта, проведение ремонтных работ на аварийных скважинах, дострел скважин на нижележащие пласты.

Ключевым фактором при реализации ГТМ является их экономическая целесообразность, которая выражается в достаточности запасов.

Ключевым инструментом для определения достаточности запасов является карта остаточных подвижных запасов, которая строится на основе адаптированной ПДГТМ.

В данной работе приводится алгоритм по определению перспективности ГТМ.

В первую очередь составляется список скважин пригодных для ввода в добычу (исключаются ликвидированные, нагнетательные и находящиеся за контуром работ скважины), далее исходя из их технического состояния выбираются пригодные для проведения ГТМ.

В дальнейшем в работе рассказывается как на основе карты ОИЗ и параметров разработки, с учетом экономической эффективности предложить мероприятия, которые позволят продлить разработку месторождения на несколько десятков лет, а также достичь проектного КИН.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Для понимания потенциала использования действующего фонда был проанализирован опыт подбора ГТМ на других месторождениях Западной Сибири.

В работе Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий С. Ю. Борхович, к.т.н., И.В. Пчельников, А.Л. Натаров 2018 года рассказывается о методике подбора скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий [1].

В данной работе рассказывается о необходимости учета геологических и технологических факторов, приводится подбор ГТМ, основанный на дереве решений.

На примере нефтяных месторождений Удмуртии описывает процесс проведения 50 кислотных ГРП и последующего алгоритма определения перспективности технологий.

В магистерской диссертации использован опыт, описанной в статье Методология комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе Т. Ф. Манапов, SPE, ТНК-ВР 2006 г [2].

В статье приведены основные проблемы, сопровождающие процесс проектирования разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации. Современный этап разработки месторождений характеризуется, с одной стороны, появлением новых эффективных технологий, с другой – ухудшением структуры текущих извлекаемых запасов, «старением» месторождений. В этих условиях особую актуальность приобретают вопросы качественной подготовки проектной документации.

В работе описано как в рамках действующих регламентов возможно продлить время эксплуатации месторождения.

В статье SPE 104355 Комплексный подход к оптимизации ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» Тимонов А.В.*, Загуренко А.Г.*, Хасанов М.М.*, Пасынков А.Г., Афанасьев И.С.*, НК «Роснефть» – *члены

SPE подробно рассказано о подходах, применяющихся к подбору и оптимизации технологии ГРП [3].

Также в качестве аналога были использованы материалы работы статьи Формирование программы геолого-технических мероприятий на Новопортовском месторождении Андрей Малюгин, Олег Олендер, Владимир Федотов , а также Александр Корепанов , Газпромнефть-Ямал; Рустам Асмандияров, Рустэм Зулькарниев, Роман Студинский, а также Эльнар Сайфутдинов, Газпромнефть НТЦ; Антон Иванов, NOV Completion Tools, 2018 г [4].

В данной работе внедрены инструменты подбора, расчета эффективности и оценки рисков при проведении ГТМ на Новопортовском месторождении.

В условиях нефтяных оторочек для повышения эффективности разработки залежей горизонтальными скважинами с фильтровым заканчиванием, рекомендуется включать в компоновку хвостовика заколонные пакеры, делящие ГС на изолированные участки.

Данное решение позволит в процессе эксплуатации скважин в случае снижения продуктивности, обводнения, прорыва газа провести адресную изоляцию/интенсификацию определенного интервала ГС. В результате будет продлен рентабельный срок жизни скважины и увеличен коэффициент извлечения нефти по месторождению.

Также был проанализирован опыт работы SPE-177334-RU Подходы к восстановлению добычи крупных месторождений на поздней стадии развития Ю. Головацкий, О. Петрашов, В. Сыртланов, И. Вафин, Н. Межнова, Baker Hughes [5]

В статье представлен опыт оптимизации разработки крупного нефтяного месторождения на поздней стадии развития на примере месторождения в Западной Сибири.

Описаны разработанные и опробованные на практике методики и специализированные программные продукты для автоматизации подбора ГТМ и оптимизации системы заводнения, которые позволили существенно снизить

трудозатраты на выполнение рутинных операций и повысить качество принимаемых решений.

Оптимизация разработки месторождения, основанная на вторичных методах, таких как программы ГТМ, бурения и заводнения, позволяет увеличить КИН по сравнению с базовым вариантом разработки, однако значительное увеличение коэффициента нефтеотдачи и продление срока «жизни» месторождения возможно только в случае полномасштабного применения третичных методов нефтедобычи. В связи с этим, разработана программа применения МУН.

В статье представлен опыт оптимизации разработки крупного нефтяного месторождения на поздней стадии развития на примере месторождения в Западной Сибири.

Описаны разработанные и опробованные на практике методики и специализированные программные продукты для автоматизации подбора ГТМ и оптимизации системы заводнения, которые позволили существенно снизить трудозатраты на выполнение рутинных операций и повысить качество принимаемых решений.

В ходе работы с использованием гидродинамического моделирования локализованы остаточные подвижные запасы по пластам и участкам месторождения. Выявлено, что максимальное количество остаточных подвижных запасов сконцентрировано в пластах, которые характеризуется более низкими ФЕС в сравнении с хорошо вырабатываемыми выше/нижележащими пластами. В связи с этим, основной объем предложенных мероприятий по совершенствованию системы разработки месторождения направлен на вовлечение в разработку запасов низко проницаемых пластов.

Качество локализации остаточных подвижных запасов и методики автоматизированного подбора скважин кандидатов на ГТМ были протестированы на месторождении. Ряд приоритетных ГТМ был рекомендован к внедрению, и 8 мероприятий были выполнены компанией-оператором. Запланированный запускной дебит нефти был достигнут по 7 мероприятиям

(при этом, средний запускной дебит оказался выше, чем в среднем по мероприятиям такого-же типа выполненным на месторождении), таким образом, примененная методика подтвердила свою эффективность.

Подготовлен оптимизированный вариант разработки месторождения на основе адресной программы ГТМ, с программой нового бурения на основе многозабойных скважин, в комбинации с адаптивной оптимизацией системы ППД. Расчет основных технологических показателей разработки оптимизированного варианта сопоставлен с показателями базового варианта разработки месторождения, который предполагает выработку запасов текущим действующим фондом скважин без проведения каких-либо дополнительных мероприятий (ГТМ).

Результаты расчётов на гидродинамической модели следующие – оптимизированный вариант разработки позволит улучшить экономику проекта и получить конечный КИН порядка 36.4%, что на 3.4% выше, чем в базовом варианте разработки.

Расчет КИН с помощью аналитических методик, а также анализ КИН месторождений-аналогов показали, что применение стандартных подходов к разработке месторождения (вторичных методов добычи) не позволит значительно увеличить КИН и решить проблемы падающей добычи и увеличения срока «жизни» месторождения. В связи с этим, разработана программа применения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН).

Рассмотрены технологии (МУН), позволяющие добывать нефть, которая не может быть извлечена методами первичной добычи или в процессе заводнения. Проведен скрининг технологий МУН и выбраны методы, которые потенциально могут быть эффективными для данного месторождения, найдены аналоги рассматриваемого месторождения, для которых применялись МУН, получены аналитические оценки дополнительной добычи нефти от МУН, выполнено предварительное гидродинамическое моделирование, рассчитаны базовые экономические показатели. Один из главных выводов проведенного

анализа состоит в том, что закачка газа может обеспечить значительное увеличение КИН по месторождению (+6-9%) и при этом может быть экономически-рентабельной.

Крайне полезной для понимания процесса подбора ГТМ является работа SPE-176744-RU Применение теории нечетких множеств для поиска скважин-кандидатов на проведение геолого-технологических мероприятий А. Кашапов, ОАО ТомскНИПИнефть 2015 г [6].

В статье рассматривается оптимизация поиска высокоэффективных скважин кандидатов на геолого-технологические мероприятия при помощи использования теории нечетких множеств.

При длительной разработке месторождений углеводородов поддержание плановых уровней добычи нефти, как правило, достигается при помощи регулярного проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ). При этом проведение ГТМ на конкретной скважине является целесообразным только при наличии нескольких ключевых факторов, главный из которых – наличие достаточного количества остаточных извлекаемых запасов.

На сегодняшний день для выделения скважин-кандидатов на проведение ГТМ, в ОАО «ТомскНИПИнефть» используются два основных подхода. В случае первого подхода для поиска и выделения скважин-кандидатов используется цифровая модель месторождения. С помощью набора карт, выгруженных из модели, определяются зоны локализации остаточных запасов, рассчитывается величина остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по скважинам, которые определяют перспективность скважины-кандидата.

С учетом высокой аварийности фонда была проанализирована работа SPE 138058 Комплексный подход к прогнозированию успешности ремонтно-изоляционных работ Стрижнев В.А., Ильясов А.М., Ломакина И.Ю., Корнилов А.В. / ООО «РН-УфаНИПИнефть», Уфа [7].

В работе предлагается комплексный подход к вопросу оптимизации свойств и объемов реагентов на примере ремонтно-изоляционных работ (РИР) в вертикальных и вертикально-наклонных нефтяных добывающих скважинах с

терригенными коллекторами. Он включает лабораторное тестирование тампонажных составов и математическое моделирование процесса их закачки в систему пропластков. Тестирование составов необходимо для оптимального подбора реагентов, максимально отвечающих условиям данной скважины, а численный эксперимент на основе предлагаемой модели позволяет оценивать технологический и экономический эффект обработки.

Проектирование высокзатратных геолого-технических мероприятий, таких как гидроразрыв пласта (ГРП), водоизоляционные работы, бурение боковых стволов, наклонных скважин и скважин с горизонтальным окончанием, получило широкую практику в нефтепромысловом деле в России и за рубежом. Количество различных химических соединений, применяющихся в указанных технологических процессах, с каждым годом растет, а сами реагенты приобретают все более широкий спектр свойств. С другой стороны, с возрастанием качества составов, как правило, растет их цена, и, как следствие, стоимость обработки каждой скважины. В связи с этим корректный подбор реагентов и применяемых технологий является одним из ключевых факторов успешности операции. Однако всегда существует риск необходимости проведения повторных обработок или перевода скважины в бездействующий фонд по причине неудачного дизайна проводимых мероприятий.

При планировании водоизоляционных работ часто используется широко распространенный метод экспертных оценок, представляющий собой индивидуальные или коллективные решения специалистов о технологической последовательности операций. Однако этот путь имеет ряд недостатков: отсутствие строгого научного обоснования дизайна, непредсказуемую точность результатов, слабую преемственность знаний. С другой стороны, все большую популярность приобретают методы, основанные на построении и изучении физических и математических моделей явлений.

Предлагаемый подход нашел успешное применение на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», свидетельствующее о его адекватности и наличии потенциала внедрения.

Для селективной изоляции обводнившихся пропластков и изоляции пласта задачу описания процесса водоизоляционных работ можно разбить на следующие подзадачи: описание процесса закачивания тампонажных составов в систему пропластков, разделенных непроницаемыми перемычками; проверка устойчивости созданных экранов; оценка технологической эффективности ремонта и прогноз дебитов пластовых флюидов.

При описании процесса ликвидации заколонной циркуляции жидкости возникает дополнительная важная задача – определение фильтрационно-емкостных свойств трещиноватой среды цементного кольца в интервале перетока. Устранение нарушений герметичности эксплуатационной колонны отличается от вышеперечисленных ремонтов тем, что приток воды поступает из интервала, не являющегося интервалом перфорации продуктивного пласта. В связи с этим возникает необходимость определения фильтрационно-емкостных характеристик интервала нарушения герметичности колонны.

Для определения фильтрационно-емкостных параметров трещиноватой среды цементного кольца в интервале перетока использована модель фиктивной пористой среды, в результате получены выражения для определения эффективной проницаемости и пористости. При описании процесса устранения нарушений герметичности эксплуатационных колонн производится переход к фиктивной радиальной модели, определяется эффективная толщина вскрытой части водонасыщенного пласта.

Расчет движения фронтов составов по пластам и трещине цементного кольца описывается согласно закону Дарси. Устойчивость созданных экранов из гелеобразующих составов определялась сравнением градиентов давления, действующих на каждый экран с критическим градиентом давления, пропорциональным статическому напряжению сдвига. Для отверждающихся составов производилось сравнение действующих давлений с адгезионными и прочностными характеристиками рассматриваемого состава. Дебит пластовых флюидов после РИР определялось с учетом остаточных факторов сопротивления изоляционных материалов. Важной особенностью

предложенной модели является учет важного промыслового параметра – теста на поглотительную способность интервала изоляции.

Таким образом, предлагаемый подход сочетает в себя быстроту вычислений, охват всех актуальных видов водоизоляционных работ, возможность составления дизайна с использованием отверждающихся или гелеобразующих составов, а также их комбинаций, корректный учет движения реагентов в призабойной зоне пласта, возможность прогнозирования эффективности обработки, а также дебитов флюидов после РИР.

Апробация предложенного подхода, проведенная в форме ретро-анализа на месторождениях ОАО «НК

«Роснефть» (ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз») показала, что среднее отклонение полученного согласно расчетам дебита нефти от запускных параметров скважин составило 21,3% (3,2 т/сут), дебита жидкости – 31

% (39,6 т/сут), а обводненности – 11,3 %.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА И ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

2.1 Общие сведения о месторождении X

Нефтяное месторождение X находится в Каргасокском районе Томской области. Ближайшими месторождениями являются - Грушевое, Столбовое, Озерное, Катыльгинское месторождения (рисунок 2.1).

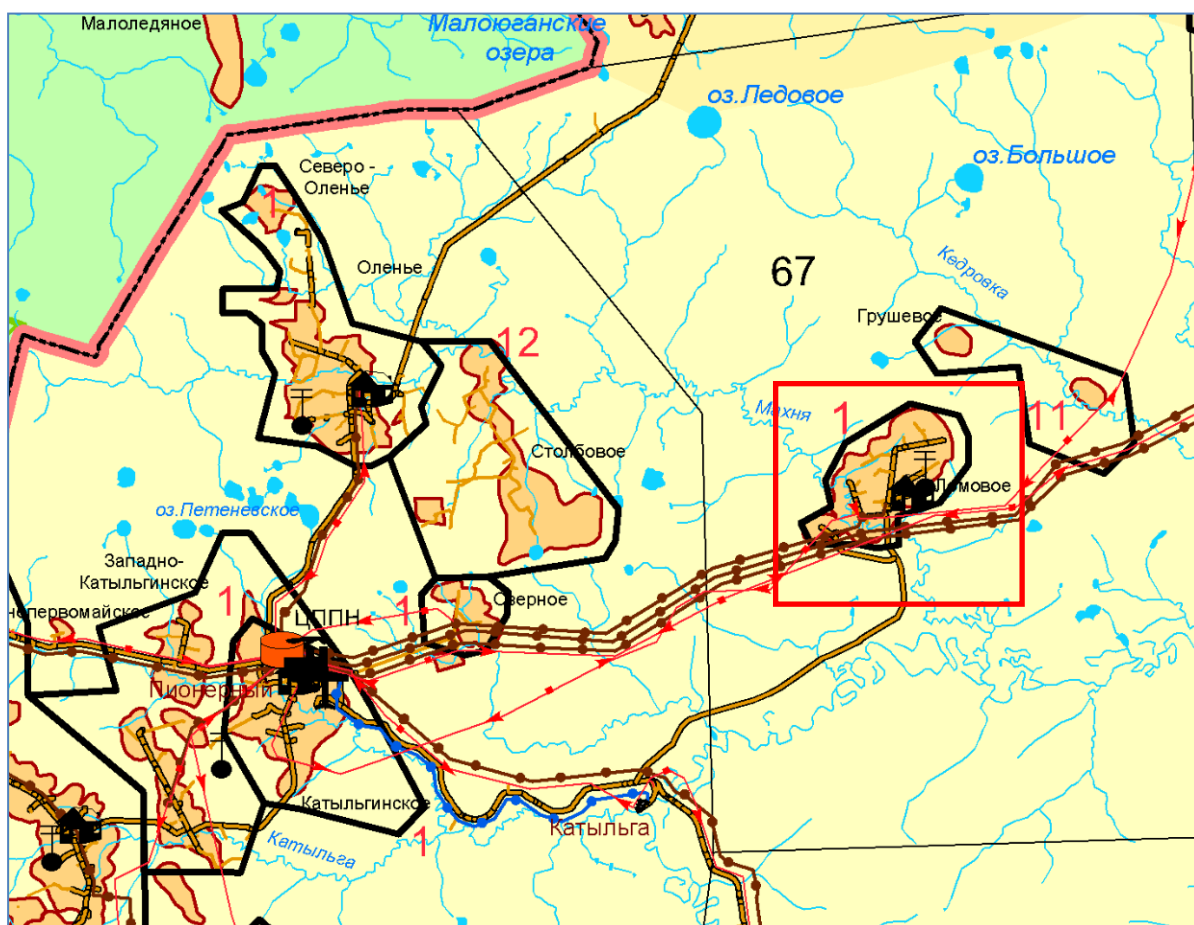


Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ

Очаги таких землетрясений локализованы в районах добычи полезных ископаемых, а их интенсивность может быть менее 5 баллов. При этом массовых разрушений и большого количества пострадавших не ожидается, т.к. в районах небольшая плотность населения и застройки.

2.2 Геологическое строение месторождения и залежей

Геологическое строение месторождения X характеризуется по данным глубокого бурения, а также по результатам сейсморазведочных работ и других видов исследований.

Согласно Региональной стратиграфической схеме Западной Сибири [3] район работ отнесен к Обь-Тазовской фациальной области, Нюрольскому структурно-фациальному району. Геологический разрез продуктивной части месторождения представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

Палеозойская эратема (PZ)

Породы палеозойского возраста вскрыты в сводовой скважине № 200Р в интервале 2910 – 2921 м. Представлены интрузивными породами. В образце керна из интервала 2914 – 2916 м Л. В. Пешехоновым (НИ ТПУ) определен диорит мелкозернистый, кварцевый, биотит-роговообманковый. В интервале 2914 – 2916 м, 2916 – 2918 м в трех образцах З. Я. Сердюк (ПГО «Новосибирскгеология») определены гранодиорит, гранит роговообманковый и диорито-сиенит. Этот комплекс пород возник в результате явления гибридизма, выразившегося во влиянии на гранитную магму вещества более основного состава. Вскрытая мощность образований палеозоя – 11 м.

Юрская система (J)

Юрские отложения с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на образованиях фундамента, представлены разнофациальными осадками нижней, средней и верхней юры общей толщиной более 300 метров. В составе юрского комплекса выделяются песчано-глинистые континентальные отложения салатской и тюменской свит среднеюрского возраста, прибрежно-морские осадки васюганской свиты средне-верхнеюрского возраста, мелководно-морские глины георгиевской свиты и отложения баженовской свиты верхнеюрского возраста.

Нижне-Среднеюрский отдел

Представлен преимущественно отложениями байос-батского возраста, лишь в скважине № 200Р вскрыты более древние породы тоар-аалена.

Салатская свита. Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах доюрского комплекса и вскрыты на месторождении скважиной № 200Р. Свита представлена переслаивающимися алевролитами углистыми с серыми грубозернистыми и глинистыми песчаниками с остатками флоры. Формирование свиты происходило в континентальных условиях. Толщина свиты в районе работ изменяется в пределах первых десятков метров.

Тюменская свита. Отложения тюменской свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на отложениях палеозоя, либо на отложениях салатской свиты. Формирование свиты происходило в континентальных условиях. Тюменская свита представлена переслаиванием алевролитистых и углистых аргиллитов с серыми и светло-серыми разномелкозернистыми песчаниками, глинами серыми, алевролитистыми, и алевролитами с включением пирита, сидерита и обугленного растительного детрита. Для свиты характерны прослои до 4 м каменного угля и углистого аргиллита. Толщина свиты достигает 220 м.

Средне-верхний отдел

Отложения средне-верхнего отдела юрской системы выделяются в объеме васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Васюганская свита. Осадки свиты сформировались в прибрежно-морских условиях, по литологическому составу подразделяются на две подсвиты: нижневасюганскую – преимущественно глинистую, и верхневасюганскую – песчаную. В состав горизонта Ю₁ входят продуктивные пласты Ю₁¹⁺², Ю₁³⁺⁴, представленные песчаниками серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми. Пласты разделяются глинистыми прослоями или углями (У1).

Отложения нижневасюганской подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. Толщина свиты 56-80 м.

Меловая система (К)

Нижний отдел состоит из породы четырех свит: куломзинской, тарской, киялинской, алымской и большую часть покурской; верхний – верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую и ганькинскую свиты.

Ванденская свита. Свиту составляют неравномерно переслаивающиеся пестроцветные континентальные отложения, представляющие собой комковатые буровато-серые, зеленовато-серые, сургучно-коричневые, иногда пятнистые глины, зеленовато- и буровато-серые полимиктовые песчаники и алевролиты (пласты Б0-6, группы А). Породы содержат обугленный растительный детрит. В отдельных прослоях породы неравномерно известковистые до мергелей и известняков. Отложения формировались в условиях лагун и мелководных морских заливов при жарком и влажном климате. Породы содержат обугленный растительный детрит. Толщина свиты 425-551 м.

2.3 Нефтеносность

Ломовое нефтяное месторождение в соответствии с принятой схемой районирования относится к Колтогорскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В непосредственной близости от Ломового месторождения открыто большое количество нефтяных месторождений: Грушевое, Столбовое, Озерное, Катыльгинское, Западно-Катыльгинское и другие.

В соответствии с действующей классификацией запасов УВ месторождение относится к группе средних, по сложности геологического строения – к очень сложным.

По данным бурения и сейсмическим исследованиям район работ имеет сложное геологическое строение. На изучаемой территории в рамках продуктивного разреза (пласты горизонта Ю₁) принята дизъюнктивная блоковая структурно-тектоническая модель, в пределах которой распространены как амплитудные структурные нарушения – разломы с

разрывом сплошности пород, по которым произошло смещение участков земной коры, и безамплитудные, когда разрыва сплошности не происходит, и породы реагируют на тектонические напряжения как пластичные тела.

Продуктивными в пределах района являются отложения васюганской свиты верхней юры – пласты горизонта Ю₁. Коллекторы месторождения представлены мелко- среднезернистыми полимиктовыми песчаниками, покрывки сложены глинистыми разностями.

Анализ структурных построений, уровней контакта позволил выделить на залежах горизонта Ю₁ три самостоятельных блока с независимыми уровнями ВНК (Рисунок 2.2 –).

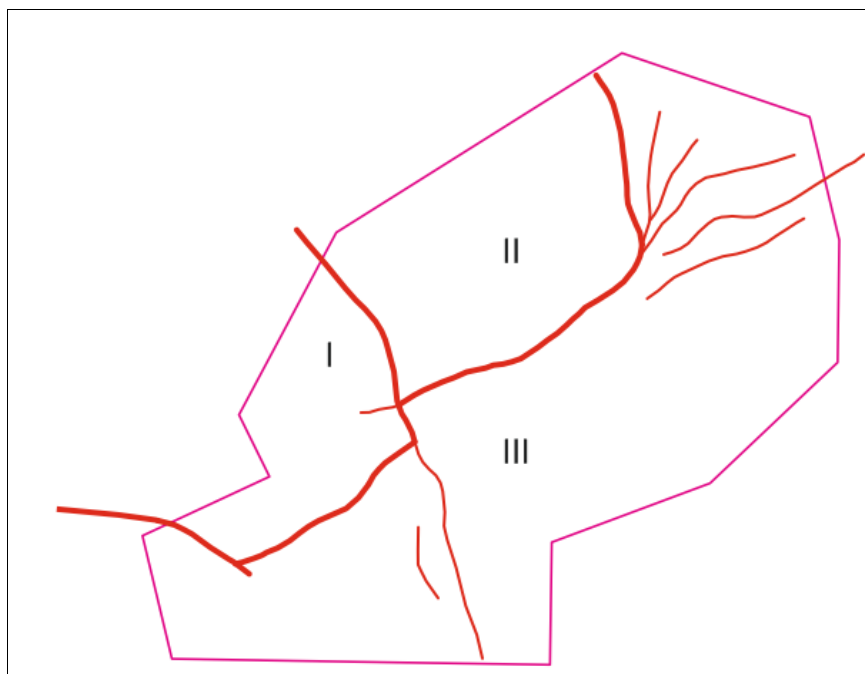


Рисунок 2.2 – Схема выделения блоков на Ломовом месторождении

Объект Ю₁¹⁻²

В структурном плане залежь объекта Ю₁¹⁻², включающая в себя пласты (пачки) Ю₁¹ и Ю₁², представляет собой линейно-вытянутую антиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами 10,5 x 6,1 км, осложненную тектоническими нарушениями. Характеристика залежей представлена отдельно по площадям в таблице 1.2. От пласта Ю₁¹ пласт Ю₁² отделяется условно глинисто-алевролитовой перемычкой, толщина которой изменяется от 0,6 до 10 м и в среднем равна 5 м. Четкой закономерности в

распределении толщин межпластовых глин не наблюдается. Единые коллекторские свойства, положение ВНК, петрофизические зависимости, гидродинамическая связность (мощность глинистой перемычки не менее 1 м), и ведение их совместной разработки, позволило выполнить объединение пластов в единый подсчетный объект Ю₁¹⁻².

Литологическое замещение вокруг скв. № 208Р проведено условно на середине расстояния между скважинами №№ 206Р, 301, 1005 и скв. № 208Р. Зона литологического замещения коллектора аналогично выделялась и в предыдущем подсчете запасов.

В подсчете запасов 2015г., принята блоковая модель единого подсчетного объекта Ю₁¹⁻² Ломового месторождения. В соответствии с представлением о блоковом строении, залежи объекта приурочены к самостоятельным блокам с независимыми уровнями ВНК.

Нефтяная залежь блока № 1 (I) выделяется в районе скв. №№ 206Р-600-301-316-322-323-324-611 и находится на юго-западном крыле антиклинальной складки. Залежь имеет изрезанный контур с заливообразным понижением структуры в районе скважин № 601 и № 610. Залежь вскрыта 19 наклонно-направленными скважинами. При обосновании ВНК использовались скважины, имеющие ствол, близкий к вертикальному (предпочтительно с удлинением <50 м), и скважины с гироскопом. Две скважины (№ № 610,326) вскрыли водонефтяную зону, одна (скв. № 206Р) оказалась за контуром залежи в водонасыщенной части пласта, остальные вскрыли чисто нефтяную зону.

По блоку I, водонефтяной контакт принят на середине расстояния между подошвой нефтенасыщенного коллектора в скв. № 300 и кровлей водонасыщенного коллектора в скв. №326 на а.о. -2612 м (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**). В остальных же, близких к вертикальным, скважинах №№ 324, 323 и скважинах с гироскопом нефтенасыщенный разрез зафиксирован на 10-30 м выше.

Размеры залежи составляют 2,8 х 2,3 км, высота – 62 м. По типу залежь пластовая, сводовая, тектонически ограниченная с северо-востока, востока, юга и юго-востока, литологически ограниченная с юго-запада.

Залежь блока № 2 (II) по сравнению с блоком № 1 находится гипсометрически ниже (до 20 м). Залежь представляет собой моноклиналь, приуроченную к северо-западному крылу антиклинальной складки. Залежь выделяется в районе скважин №№ 205Р-327-702-705-613-712-624-635-641-391-390-633-351.

Контур нефтеносности принят условно на а.о. -2635 м (+/- 5 м) – как середина между подошвой нефтенасыщенного коллектора (по ГИС) в скважине № 351 и кровлей водонасыщенного коллектора в скважине № 377.

Размеры залежи блока II 5,3 х 2,3 км. Высота залежи в блоке № 2 достигает 144 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически ограниченная с южной, западной, восточной и северо-восточной стороны.

2.4 Свойства и состав пластовых флюидов

Ломовое месторождение достаточно хорошо изучено как глубинными, так и поверхностными пробами нефти. На момент подсчета запасов 2014 года на месторождении было отобрано и исследовано 52 глубинных пробы нефти из 27 скважин и 174 поверхностных и разгазированных проб нефти из 102 скважин. С 1992 года до 2014 года на месторождении было выполнено 119 замеров газового фактора на устье 56 скважин. После подсчета запасов и по состоянию на 01.01.2017 года на месторождении отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти не проводились и только выполнено 16 промысловых замеров газового фактора на устье 12 скважин. В **Ошибка! Источник ссылки не найден.** приведен обзор изученности пластовых флюидов до и после подсчета запасов.

Исследовательские работы по анализу глубинных и поверхностных проб нефти и газа были выполнены в лабораториях СибНИИНП (Тюмень), Главтюменьгеология (Тюмень), ОАО «ТомскНИПИнефть, ТПУ (Томск),

ЦНИПР (г. Стрежевой). Все работы выполнены с учётом требований отраслевого стандарта ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

При подсчете запасов 2014 года [4] было принято рассматривать пласт Ю11+2 как единый объект, так как достаточно большое количество проб как поверхностных, так и глубинных было отобрано из совместно эксплуатируемых пластов Ю11+Ю12. По результатам сейсмике на Ломовом месторождении выделено три блока. Третий блок отмечен гипсометрически приподнятыми зонами в районе скважин № 625, № 400 и № 401.

Первый блок охарактеризован двумя глубинными пробами из скважины № 325. Полученные значения газосодержания в пробах более чем в 2 раза отличаются друг от друга. Вероятно, пробы отобраны в зоне разгазирования, в одной пробе прихвачен свободный газ, в другой при отборе потеряны легкие углеводороды. Это хорошо видно по составу и плотности выделившегося газа. При подсчете запасов было рекомендовано, эти пробы забраковать.

Второй блок охарактеризован 19 глубинными пробами из 10 скважин. Полученные значения газосодержания по площади блока изменяются в диапазоне 93,9 м³/т до 160,3 м³/т.

Третий блок охарактеризован 24 глубинными пробами нефти из 13 скважин. Газосодержание по пробам изменяется в довольно широком диапазоне: от 183,9 м³/т до 647,8 м³/т.

Для выяснения причин такого большого разброса значений газового фактора при подсчете запасов 2014 года были построены графики зависимости этого параметра с глубиной по каждому блоку [4]. Обнаружено, что во втором блоке тренд изменения газосодержания с глубиной не прослеживается. В третьем блоке тренд прослеживается, и только высокие значения газосодержания проб нефти из скважины № 625 выпадают из общего тренда. Скважина находится в гипсометрически приподнятой зоне. Вероятно, в этих пробах прихвачен лишний газ. Эти пробы было рекомендовано забраковать.

Для определения параметров пластовых флюидов в продуктивном пласте Ю₁¹⁻² первого и второго блока было проведено усреднение фактического материала по результатам исследования качественных глубинных проб нефти. Параметры пластовой нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент), определенные при исследовании глубинных проб нефти при давлении ниже начального пластового давления, были скорректированы, используя программный комплекс PVTi. Поскольку основной массив данных по результатам исследования глубинных проб нефти был получен в период 1992-1993 г., то, используя программный комплекс PVTi, был выполнен расчет ступенчатой сепарации на текущие промысловые условия подготовки нефти.

Для пласта Ю₁¹⁻² блока № 3 также было проведено усреднение кондиционного материала по составу и свойствам пластовой и разгазированной нефти и газа. В **Ошибка! Источник ссылки не найден.** представлен усредненный состав и свойства флюидов. Ступенчатая сепарация пластовой нефти также была рассчитана в программном комплексе PVTi на текущие промысловые условия

Таблица 2.1 – Свойства пластовой и дегазированной нефти пласта Ю1

Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти		
Количество исследованных глубинных проб (скважин)	19 (10)	
Давление пластовое, МПа	27,0-27,6	27,4

Температура пластовая, оС	102-110	103,7
Давление насыщения пластовой нефти, МПа	6,6-14,8	10,2
Газосодержание (стандартная сепарация), м3/т	93,9-163,2	122,5
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м3/т		110
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м3	637,0-722,0	688,8
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,3-0,61	0,49
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10-4	12,9-24,9	18,5
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м3		
– при однократном (стандартном) разгазировании	1,113-1,456	1,339
– при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		1,268
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м3		
- при однократном (стандартном) разгазировании	813,0-834,0	824,6
– при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		818,7
Объемный коэффициент при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		1,354
Пересчетный коэффициент, доли ед.		0,739
Свойства дегазированной нефти		
Количество исследованных поверхностных проб (скважин)	68 (31)	
Плотность дегазированной нефти, кг/м3	800,8-848,0	819,7
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		
– при 20 оС	1,76-5,07	2,67
– при 50 оС	0,82-2,91	1,66
Температура застывания дегазированной нефти, оС	(-6) – (-30)	-18
Массовое содержание, %		
серы	0,31-0,69	0,4
смола силикагелевых	1,75-6,45	3,73
асфальтенов	0,40-0,71	0,5
парафинов	0,20-3,06	1,83
Температура плавления парафина, °С	49-62	54
Содержание микрокомпонентов, г/т		
ванадий		-
никель		-
Температура начала кипения, °С	24-100	53
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих фракций), %		
до 100оС	2,0-30,0	11
до 150оС	18,0-53,0	27
до 200оС	28,0-65,0	40
до 250оС	38,0-75,0	53
до 300оС	48,0-81,0	65

Таблица 2.2 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов Ломового месторождения

№ п/	Параметры	Размерность	Ю1 1+2	Ю1 3+4	Ю1
1	Средняя глубина залегания кровли	м	2733	2757	2733

2	Абсолютная отметка ВНК	м	I-2612 м II- 2635м III- 2570м	I-2612 м II-2635м III-2570м	-
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-	-	-
5	Тип залежи		пластовая, сводовая, тектонический литологически ограниченная		
6	Тип коллектора		терригенный, поровый		
7	Площадь нефте/газоносности	тыс.м2	52057	34503	55501
8	Средняя общая толщина	м	13,8	9,5	29,8
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	6,7	5,3	10,2
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-	-	-
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	5,1	4,4	6,5
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,14	0,15
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,59	0,50	0,56
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,44	0,42	0,43
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,57	0,49	0,54
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-	-
17	Проницаемость (ГДИС)	мкм2	0,0113	0,0134	0,0133
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,56	0,68	0,43
19	Расчлененность	ед.	3	3	5
20	Начальная пластовая температура	оС	104	106	105
21	Начальное пластовое давление	МПа	27,4	27,4	27,4
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,38	0,62	0,45
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см3	0,649	0,675	0,657
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см3	0,819	0,823	0,82
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,558	1,393	1,511
26	Содержание серы в нефти	%	0,38	0,32	0,36
27	Содержание парафина в нефти	%	1,8	1,34	1,6
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	13,8	13	13,9
29	Газосодержание	м3/т	188	113	110-249
30	Давление начала конденсации	МПа	-	-	-
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см3	-	-	-
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с	-	-	-
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C5+)	г/м3	-	-	-
34	Содержание сероводорода	%	-	-	-
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с	-	-	-
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м3	-	-	-
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	-	-	-
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,3	0,3	0,3
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см3	1,023	1,023	1,023

2.5 Характеристика состояния разработки месторождения X в целом.

Месторождение X расположено в пределах двух лицензионных участков, недропользователями которых являются ОАО «Томскнефть» ВНК и ООО «Линейное».

Основным Недропользователем месторождения является компания ОАО «Томскнефть» ВНК на основании лицензии ТОМ 00079 НЭ от 29.10.1998 г. Срок окончания действия лицензии – 30.06.2039 г.

Юридический адрес ОАО «Томскнефть» ВНК: 636780, РФ, Томская область, г. Стрежевой, ул. Буровиков, д. 23, тел. (38259) 6-95-01, факс. (38259) 6-96-35, e-mail - JSCTN@tn.rosneft.ru.

Незначительная часть месторождения принадлежит второму Недропользователю ООО «Линейное» на основании лицензии ТОМ 01468 НР от 27.01.2010 г. Срок окончания действия лицензии – 15.01.2035 г.

Юридический адрес ООО «Линейное»: 634009, РФ, Томская область, г. Томск, пр. Ленина, д. 147, тел. (3822) 51-55-95.

На 01.01.2017 г. добыча нефти на месторождении осуществляет только недропользователем ОАО «Томскнефть» ВНК.

Месторождение X открыто в 1970 году. В 1986 г. Месторождение скважиной № 203Р введено в промышленную разработку, а в 1987 г. – начато эксплуатационное бурение. Система ППД организована в 1988 году. К 1993 году завершено формирование трехрядной блоковой системы разработки. На дату анализа разработки месторождение имеет избирательную систему расположения скважин.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с песчаными пластами надугольной (пласт Ю₁¹⁻²) и подугольной (пласт Ю₁³⁻⁴) толщи горизонта Ю₁¹⁻² васюганской свиты верхней юры. Разработка ведется одним объектом разработки - Ю₁.

2.5.1 Структура фонда скважин и показатели их эксплуатации

Накопленный отбор нефти и жидкости на 01.01.2017 г. по месторождению составил 4791 тыс. т и 8866 тыс. т, текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,205 при проектном 0,206, отбор от НИЗ равен 65 %, накопленный ВНФ составил 0,9 д. ед., текущая обводненность продукции – 68,4 %. Накопленная закачка воды равна 14431 тыс. м³, текущая приемистость – 89 м³/сут. Компенсация текущая и накопленная составила 121 % и 112 %.

Среднегодовой дебит нефти за 2016 год равен 10,3 т/сут, жидкости – 32,7 т/сут, при обводненности – 68,4 %. Основные показатели состояния разработки по месторождению на 01.01.2017 г. представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные показатели состояния разработки на 01.01.2017 г.

№ п/п	Показатели	Ломовое месторождение
1	2	3
1	Год ввода в разработку	1986
2	Текущая добыча нефти, тыс. т/год	102,7
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т	4791
4	Текущий КИН, доли ед.	0,205
	Утвержденный КИН, доли ед.	0,206
5	Годовая добыча жидкости, тыс. т	325,2
	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	8866
	Обводненность, %	68,4
	Водонефтяной фактор, т/т	2,2
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	0,9
6	Фонд добывающих скважин	34
	Действующий фонд добывающих скважин	29
	Фонд нагнетательных скважин	19
	Действующий фонд нагнетательных скважин	17
7	Средний дебит нефти, т/сут	10,3
	Средний дебит жидкости, т/сут	32,7
	Средняя приемистость скважины, м ³ /сут	89,0
8	Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	499,0
	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	14431
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	121
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	112
9	Текущая добыча растворенного газа, млн. м ³ /год	13,8
	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	876

Динамика основных технологических показателей разработки Ломового месторождения представлены на рисунке 2.3.

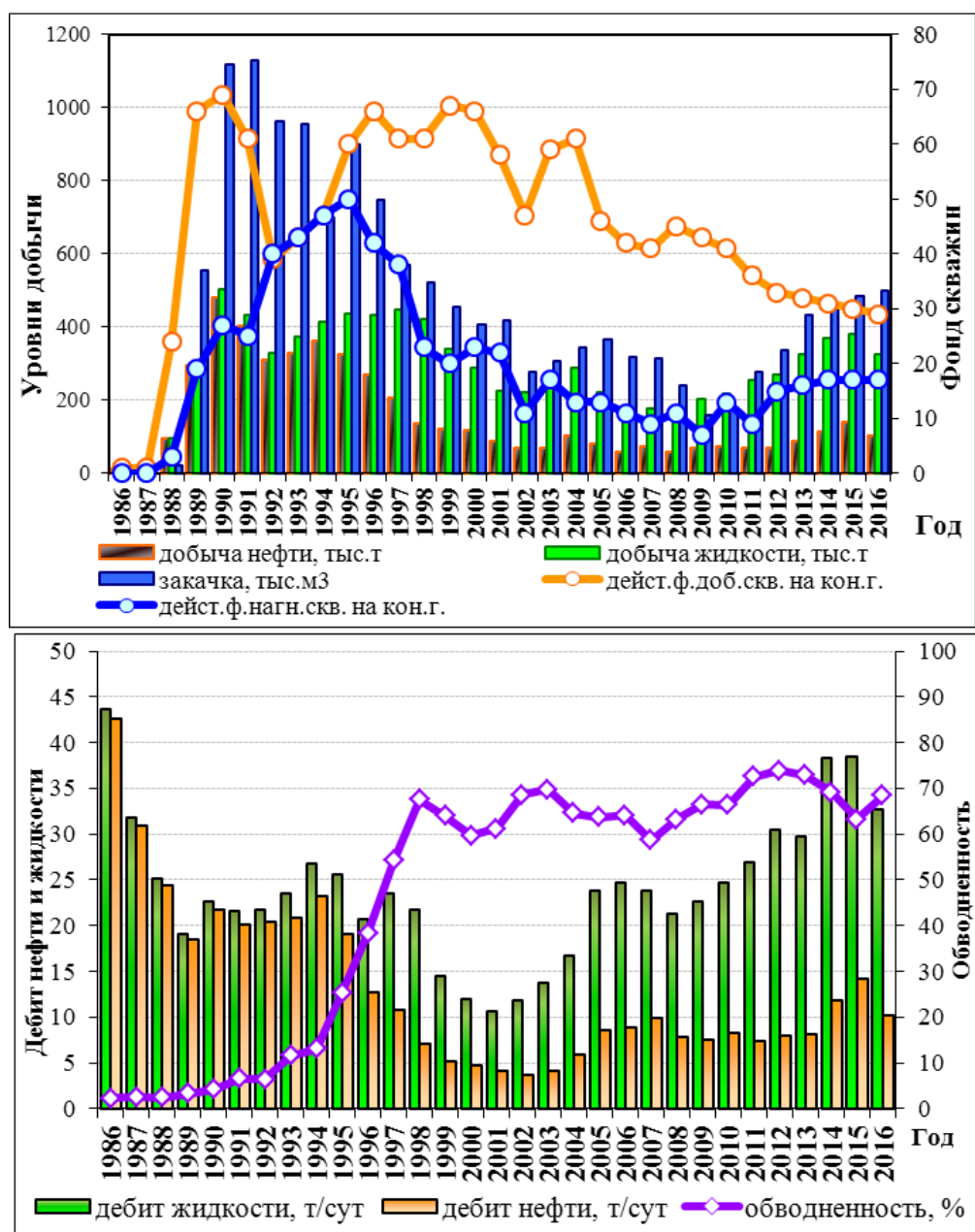


Рисунок 2.3 – Динамика основных показателей разработки месторождения

Максимальная добыча нефти 481 тыс. т зафиксирована в 1990 году за счет бурения и ввода в эксплуатацию в 1989-1990 годах 99 новых скважин. С 1991 г. наблюдается значительное снижение добычи нефти к уровню 1990 г. (на 16,4 % - 79 тыс. т), что вызвано сокращением числа действующего фонда скважин из-за прекращения его фонтанирования и увеличение обводненности. В период 1993-1994 гг. за счет проведения в скважинах ГРП (43 операции) удалось остановить резкое падение добычи нефти и незначительно превысить уровень 1992 года. С 1995 года происходит стремительный рост обводненности

и вторая волна падения добычи нефти. В 2004 г произошел рост уровня добычи на 44,4 % благодаря проведенным на эксплуатационном фонде ГРП, далее происходит падение добычи нефти до 57,2 тыс. т в 2008 году. С 2009 по 2012 года добыча нефти держится практически стабильно на уровне 70 тыс. т. С 2013 по 2015 года наблюдается рост добычи нефти за счет проведенных ГТМ и бурения новых скважин в юго-западной части месторождения в районе скважины № 208. В 2016 году добыча нефти начинает снижаться, причина этому не выполнение программы ГТМ.

По состоянию на 01.01.2017 год на Ломовом месторождении пробурено 217 скважин, в том числе добывающих – 191, нагнетательных – 21, водозаборных – 5. На протяжении всей истории разработки из добывающего фонда было переведено в нагнетательный фонд 52 скважины, в контрольный фонд 35 скважин и одна скважина в водозаборный фонд. Из нагнетательного фонда было переведено в контрольный фонд 39 скважин и одна скважина в водозаборный фонд.

В результате чего, на месторождение в целом по состоянию на 01.01.2017 год всего 217 скважин, из них в добывающем фонде - 103 скважины, в нагнетательном – 32 скважины, в контрольном – 74 скважины, в водозаборном – 8 скважин.

Фонд скважин недропользователя ОАО «Томскнефть» ВНК на 01.01.2017 г. равен 215 скважин, из них в добывающем фонде - 101 скважина, в нагнетательном – 32 скважины, в контрольном – 74 скважины, в водозаборном – 8 скважин.

Таблица 2.4 – Характеристика фонда скважин Ломового месторождения по состоянию на 01.01.2017 год

Наименование	Характеристика фонда скважин	ОАО «Томскнефть» ВНК	ООО «Линейное»	Ломовое месторождение
1	2	3	4	5
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	189	2	191
	Возвращены с других объектов / продуктивных пластов (приобщение)	0	0	0
	Переведены из других категорий	0	0	0
	Нагнетательные в отработке на нефть	0	0	0
	Всего	189	2	191
	В том числе:			
	Действующие	29	0	29
	из них фонтанные	0	0	0
	ЭЦН	29	0	29
	ШГН	0	0	0
	газлифт	0	0	0
	Бездействующие	5	0	5
	В освоении после бурения	0	0	0
	В консервации	17	0	17
	Переведены под закачку	52	0	52
	Переведены на другие объекты (приобщение)	0	0	0
	Переведены на другие категории	36	0	36
	В ожидании ликвидации	11	0	11
	Ликвидированные	39	2	41
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	21	0	21
	Возвращены с других объектов / продуктивных пластов (приобщение)	0	0	0
	Переведены из других категорий	0	0	0
	Переведены из добывающих	52	0	52
	Всего	73	0	73
	В том числе:			
	Под закачкой	17	0	17
	в том числе: газа	0	0	0
	Бездействующие	2	0	2
	В освоении после бурения	0	0	0
	В консервации	7	0	7
	В отработке на нефть	0	0	0
	Переведены на другие объекты (приобщение)	0	0	0
	Переведены на другие категории	41	0	41
	В ожидании ликвидации	0	0	0
	Ликвидированные	6	0	6

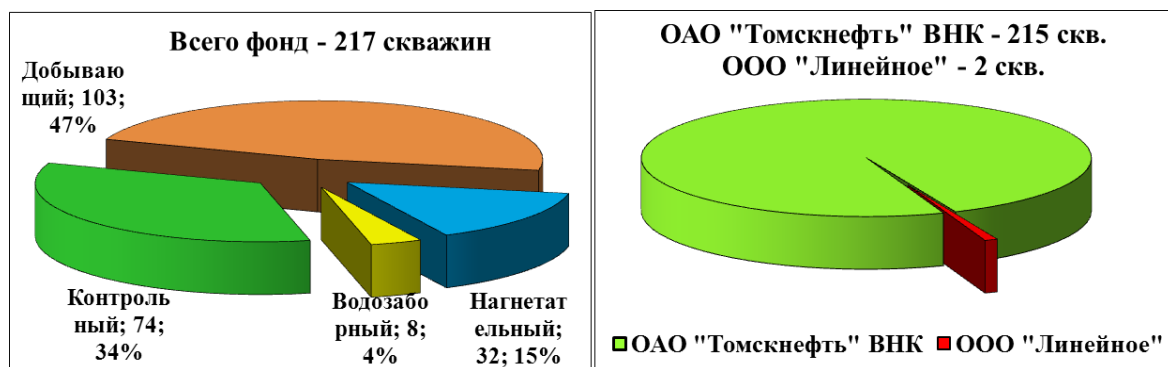


Рисунок 2.4 – Распределение фонда скважин по состоянию на 01.01.2017 год

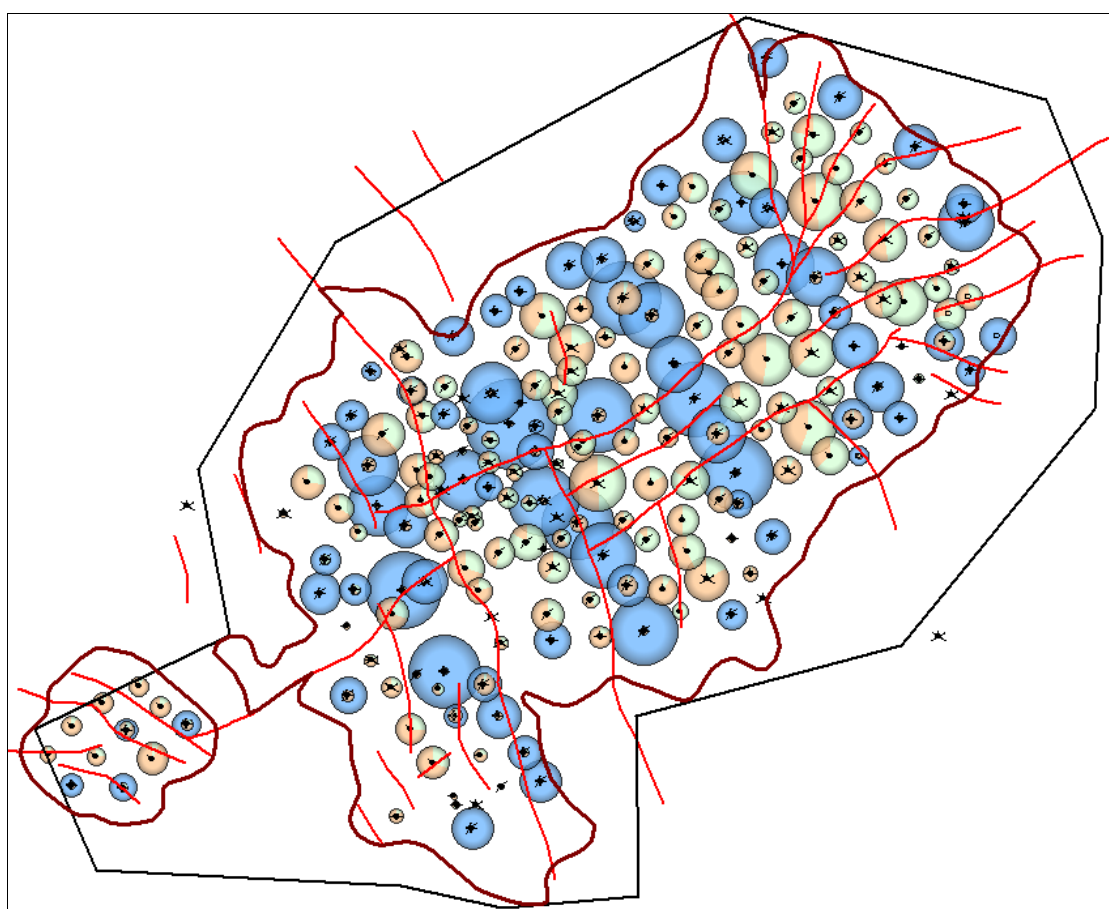


Рисунок 2.5 – Карта накопленных отборов с оставшимся проектным фондом к бурению

Динамика пробуренного фонда скважин по годам представлена на рисунке 2.6. Из рисунка видно, что освоение месторождения осуществлялось в начале разработки быстрыми темпами бурения. Максимальный объем буровых работ был выполнен в 1989 году и составил 58

новых скважин, в том числе 11 нагнетательных скважин. После длительного отсутствия бурения во второй половине 2014 года было пробурено 10 скважин в юго-западной части месторождения в районе скважины № 208, из них добывающих – девять и водозаборных – одна, и в 2015 году еще одна добывающая скважина в том же районе.

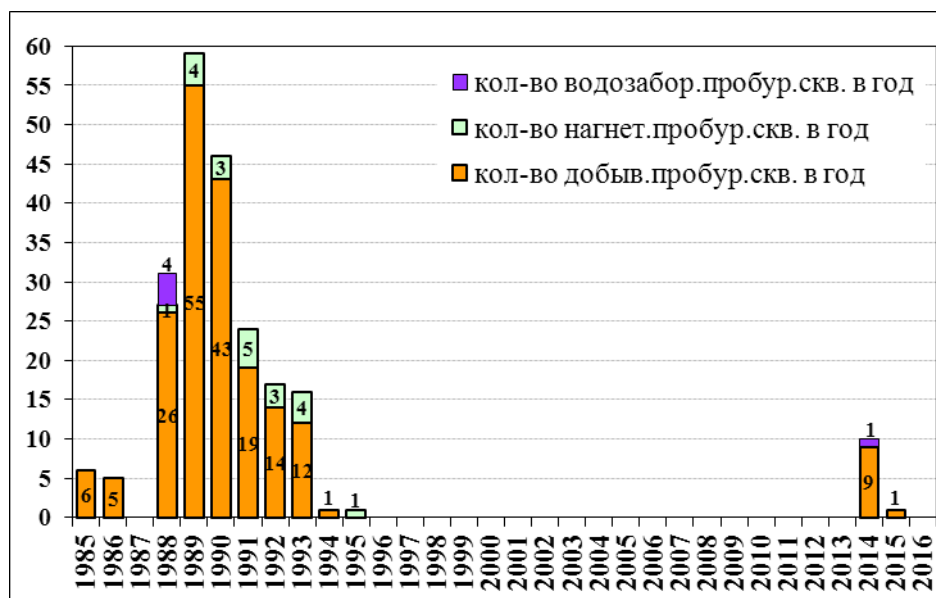


Рисунок 2.6 – Динамика пробуренного фонда скважин по годам

Всего эксплуатационный фонд месторождения по состоянию на 01.01.2017 г. составляет 53 скважин, из которых 46 действующих и 7 скважин в бездействии. Бездействующий фонд на протяжении многих лет представлял собой большую долю эксплуатационного фонда скважин, в среднем чуть более 50 % от эксплуатационного фонда скважин. В 2016 году бездействующий фонд скважин был снижен на 13 % за счет перевода скважин в контрольный фонд. В бездействующем фонде находится пять добывающих скважин и две нагнетательных скважины. В консервации - 24 скважины, из них 17 добывающих и семь нагнетательных. В ожидании ликвидации – 11 добывающих скважин. В ликвидации - 47 скважин, из них 41 добывающая и шесть нагнетательных.

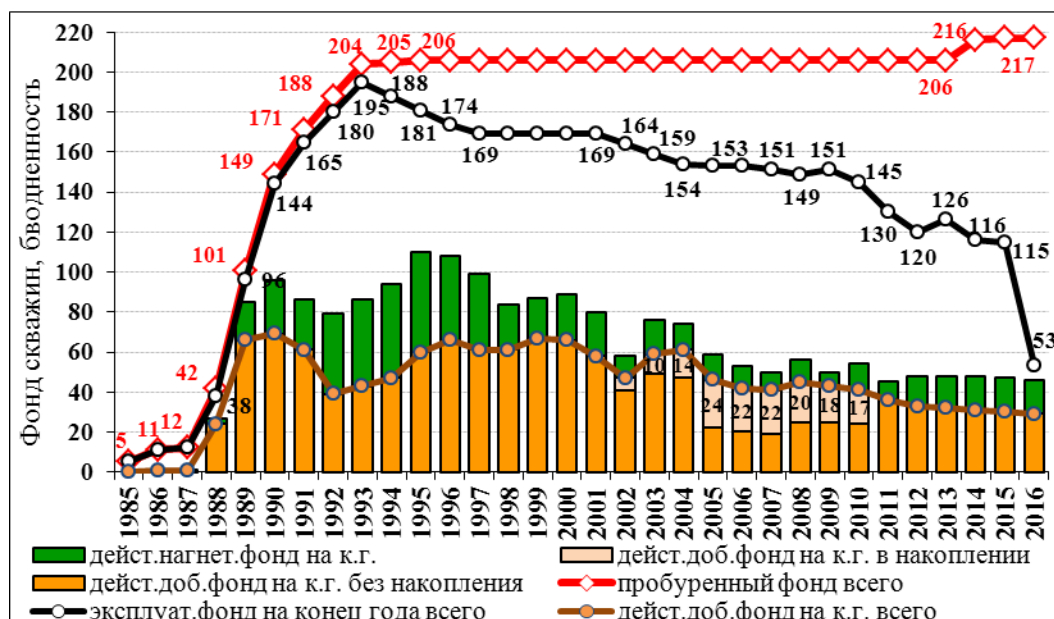


Рисунок 2.7 – Динамика пробуренного и действующего фонда скважин по годам

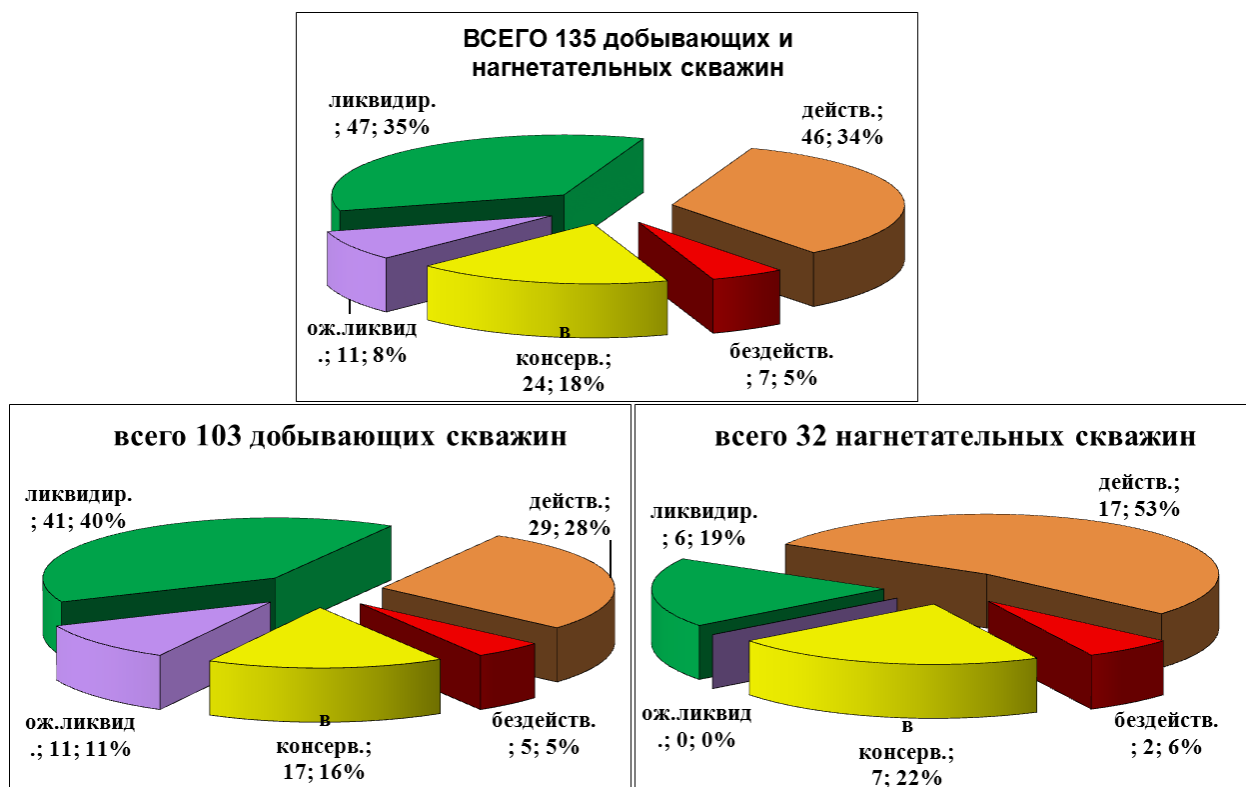


Рисунок 2.8 – Распределение существующего фонда скважин на 01.01.2017 год

На 01.01.2017 г. в добывающем фонде месторождения числится 103 скважины, из которых 34 скважины составляют эксплуатационный фонд (33 %). Эксплуатационный фонд состоит из 29 действующих и пяти бездействующих скважин. Вне эксплуатационного добывающего фонда

находится 69 скважин: в консервации - 17, в ожидании ликвидации – 11, в ликвидации – 41. Разведочные скважины ликвидированы как выполнившие свое назначение. Эксплуатационные скважины ликвидированы по техническим причинам.

Коэффициент использования добывающего фонда за 2016 год составил 0,853 д.ед, коэффициент эксплуатации – 0,953 д.ед.

В нагнетательном фонде числится 32 скважины, из них в эксплуатационном фонде - 19 скважин, что составляет 59 % от всего нагнетательного фонда скважин. Эксплуатационный фонд состоит из 17 действующих и двух бездействующих скважин. Вне эксплуатационного нагнетательного фонда находится 13 скважин: в консервации - семь, в ликвидации – шесть.

Коэффициент использования нагнетательных скважин равен 0,895 д.ед, коэффициент эксплуатации – 0,936 д.ед.

Динамика коэффициента использования и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин по месторождению показаны на рисунке Рисунок 2.9 –

.

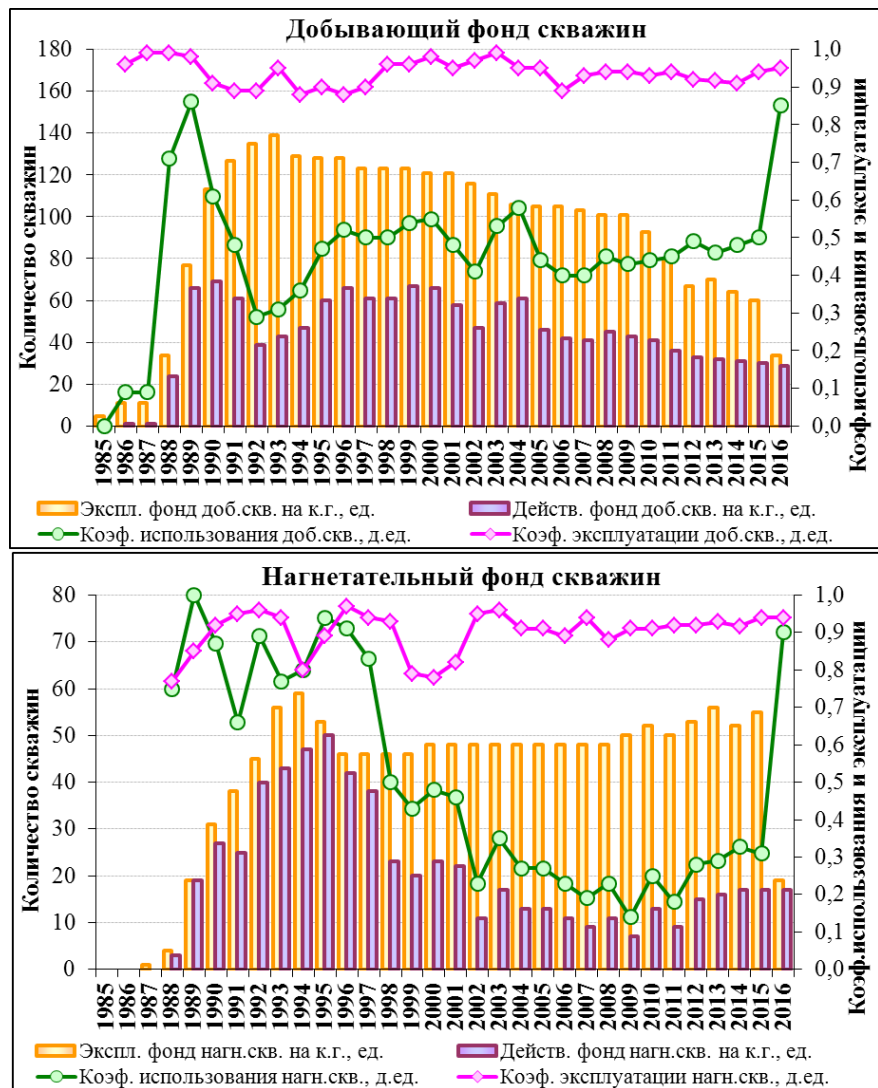


Рисунок 2.9 – Динамика коэффициента использования и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин

Контрольный фонд состоит из 74 скважин, которые были переведены из добывающего фонда – 35 скважины и из нагнетательного фонда – 39 скважин. Всего скважин пьезометрических – 73 , наблюдательных – одна.

Водозаборный фонд состоит из восьми скважин, из них действующих – пять (№№ 2В, 4В, 5Б, 1006, 1011), в бездействующих - одна (№ 408) и ликвидированных – две (№№ 1В, 3В).

На рисунке 2.10 представлена карта текущего состояния разработки Ломового месторождения по состоянию на 01.01.2017 г, где хорошо видно, что около 80 % всего пробуренного фонда простаивает.

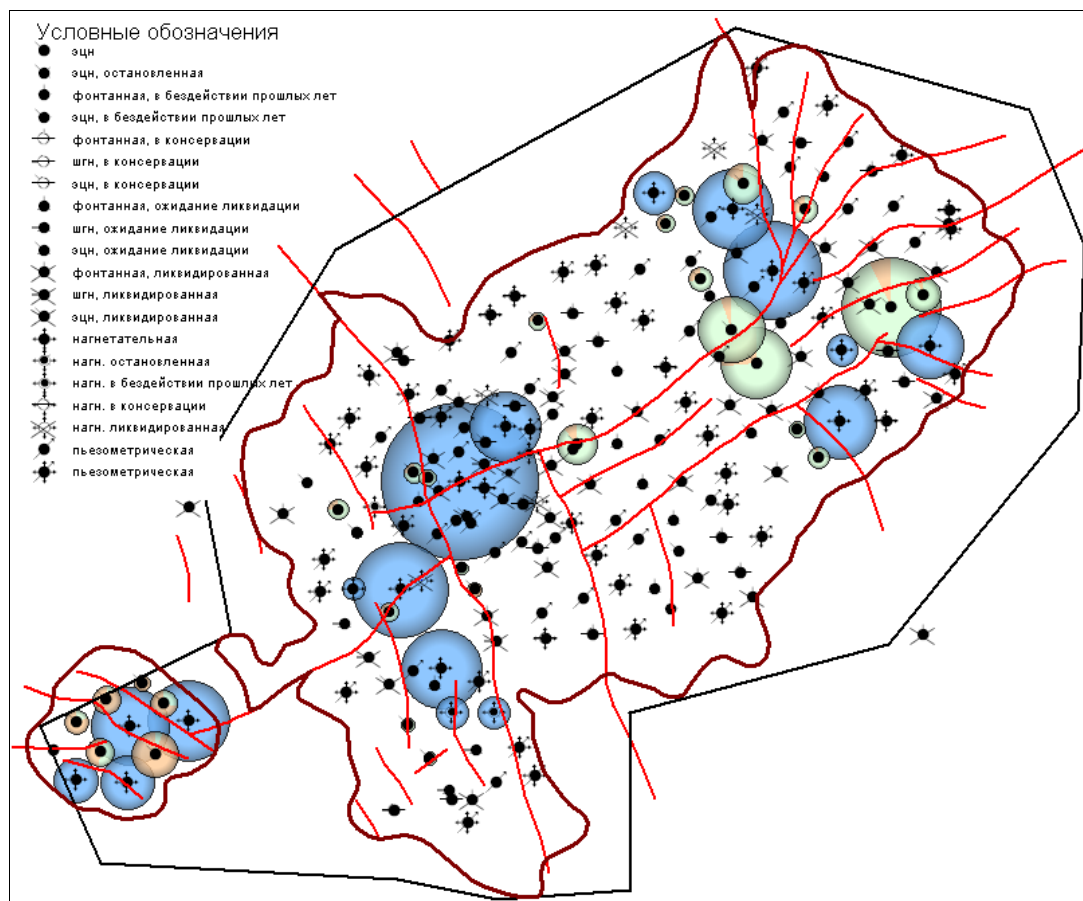


Рисунок 2.10 – Карта текущего состояния разработки на 01.01.2017 год Ломового месторождения

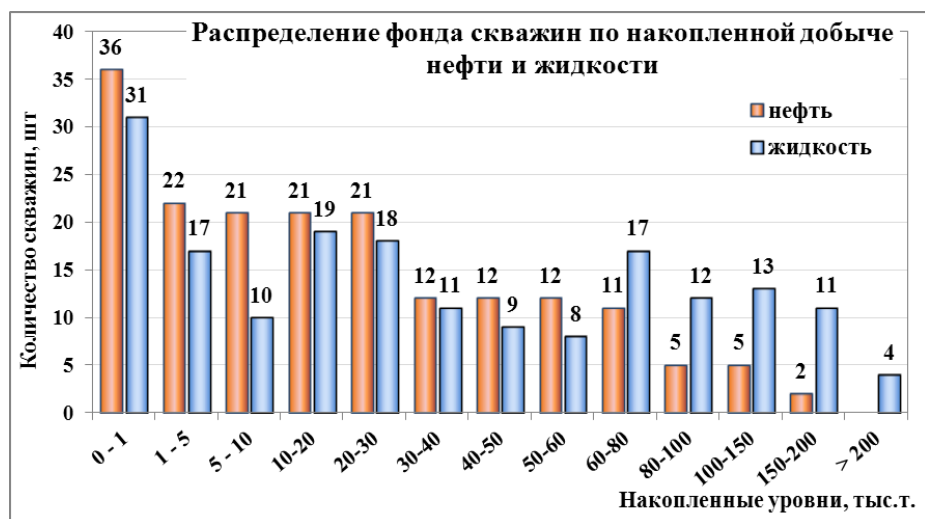


Рисунок 2.11 – Распределение фонда по накопленной добычи нефти и жидкости на 01.01.2017 год

Анализируя работу добывающего фонда, следует отметить, что в 79 скважинах (44 % от фонда, участвующего в добыче) накопленная добыча нефти

менее 10 тыс. т, из них 43 скважины поработав в добывающем фонде были переведены в ППД. В 66 скважинах (37 %) было отобрано от 10 до 50 тыс. т, в 28 скважинах (16 %) было отобрано от 50 до 100 тыс. т и в семи скважинах (4 %) отобрано более 100 тыс. т. В добыче нефти на месторождении не участвовало 37 скважин, из них: 21 - нагнетательных, 10 - ликвидированных сразу после бурения, одна – наблюдательная и 5 водозаборных скважин.

В целом по месторождению, средняя накопленная добыча нефти на одну скважину, участвующую в добыче, составила 26,6 тыс. т. Средняя накопленная добыча нефти на одну скважину, участвующую в добыче и накопившая менее 5 тыс. т нефти, составила 1,9 тыс. т.

2.5.2 Характеристика системы ППД

На месторождении система поддержания пластового давления начала формироваться с 1988 года с пуска нагнетательных скважин №№ 605, 616, 617, 618. На месторождении реализована трехрядная (с элементами блочно-замкнутой) система разработки.

За период разработки в реализации системы заводнения залежи участвовало 73 скважины, обеспечившие накопленную закачку в количестве 14431 тыс. м³.

В качестве рабочего агента для закачки используется вода сеноманского горизонта и подтоварная вода. Текущая компенсация отборов закачкой составила 121 %, с начала разработки – 112 %, при проектных 100 % и 111 % соответственно. Средняя приемистость составила 98,0 м³/сут при проектной 53,1 м³/сут.

По состоянию на 01.01.2017 г. закачку осуществляет 17 скважин, в течении 2016 года - 19 скважин, показатели по скважинам, работающим в 2016 году, представлены в таблице 2.5. Текущая приемистость нагнетательных скважин действующего фонда изменяется от 24,2 до 195 м³/сут.

Таблица 2.5 – Показатели эксплуатации нагнетательных скважин на 1.01.2017 г

№№ скважины	Годовая закачка, тыс. м3	Накопленная закачка, тыс. м3	Средняя приемистость, м3/сут
306	10,2	42	36,5
310	6,6	76	24,2
316	35,2	544	115,7
382	37,2	131	88,5
393	20,2	180	35,4
407	38,5	132	79,6
413	24,6	41	52,0
420	29,1	59	62,9
606	0,073	168	36,5
607	35,2	483	96,9
613	51,9	339	195,0
619	30,2	770	84,8
633	17,3	139	48,5
641	40,3	328	121,1
642	34,0	354	96,9
652	28,3	35	93,4
653	37,3	62	98,3

Распределение приемистости приведено на рисунке Рисунок 2.12 – . Из диаграммы видно, что максимальная доля (около 50 %) нагнетательных скважин работает с приемистостью в диапазонах 30-50 м3/сут и 90-110 м3/сут.

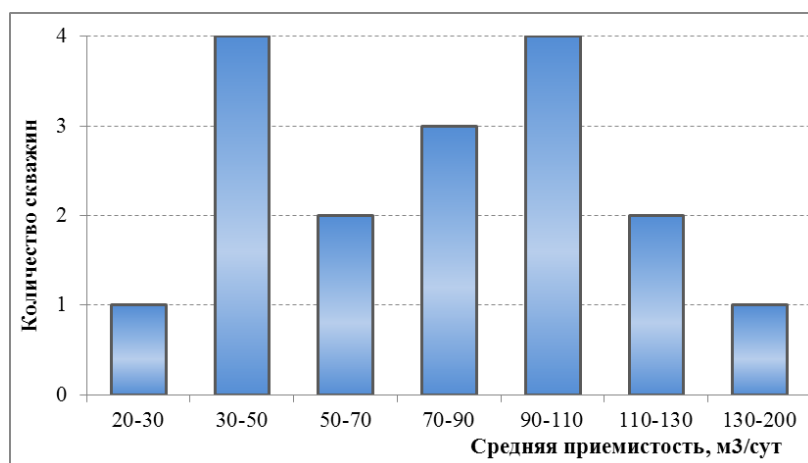


Рисунок 2.12 – Динамика распределения приемистости действующего фонда скважин

Распределение накопленной закачки по скважинам приведено на рисунке 2.11. Из рисунка видно, что наибольшее количество скважин имеют значение накопленной закачки от 50 до 200 тыс. м3 – к ним относится 59 % скважин (43

ед.). В целом накопленная закачка по месторождению имеет значения от 9,1 до 770 тыс.м3.



Рисунок 2.13 – Распределение фонда по накопленной закачке по состоянию на 01.01.2017г.

2.6 . Анализ эффективности проводимых геолого-технических мероприятий

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Ломового месторождения применяются различные мероприятия по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий притока флюидов к скважине. Для улучшения условий притока флюидов к скважине применяются такие методы как гидравлический разрыв пласта. Также на месторождении проведено достаточное количество мероприятий по обработке призабойных зон скважин, ремонтно-изоляционные работы, ликвидации аварий, мероприятия, направленные на интенсификацию притока.

С 2004 года дополнительная добыча нефти от ГТМ составляет 50 % и более от годовых отборов нефти. Основная доля дополнительно добытой нефти приходится на добычу от ГРП – 88 %, остальные 12 % включают в себя ИДН, ОПЗ, ЛА, РИР, ЗБС, ПНЛГ. Максимальный отбор дополнительно добытой нефти был выполнен в 1994 г. за счет ГРП и составляет 127,6 тыс. т.

На рисунке 2.14 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2017 год.

Всего за период разработки на Ломовом месторождении выполнено 362 операций различных ГТМ и добыто дополнительно нефти 1155 тыс. т, что составляет 24 % от накопленной добычи нефти по месторождению.

На рисунке 2.14 представлено распределение всех видов ГТМ проведенных на добывающих и нагнетательных скважинах. Основные методы проводились на добывающем фонде скважин в объеме: гидроразрыв пласта (ГРП) - 116 опер. (36 %), приобщение пластов – 15 опер. (5 %), ликвидация аварий (ЛА) – 87 опер. (27 %), оптимизация насосного оборудования (ИДН+ФО) - 32 опер. (10 %), ремонтно-изоляционные работы (РИР) - 17 опер. (5 %), физико-химические методы (ОПЗ) – 17 опер. (5 %).

На рисунке 2.15 показана удельная дополнительная добыча нефти по видам ГТМ на одну операцию. Наибольшие значения приходятся на ГРП.

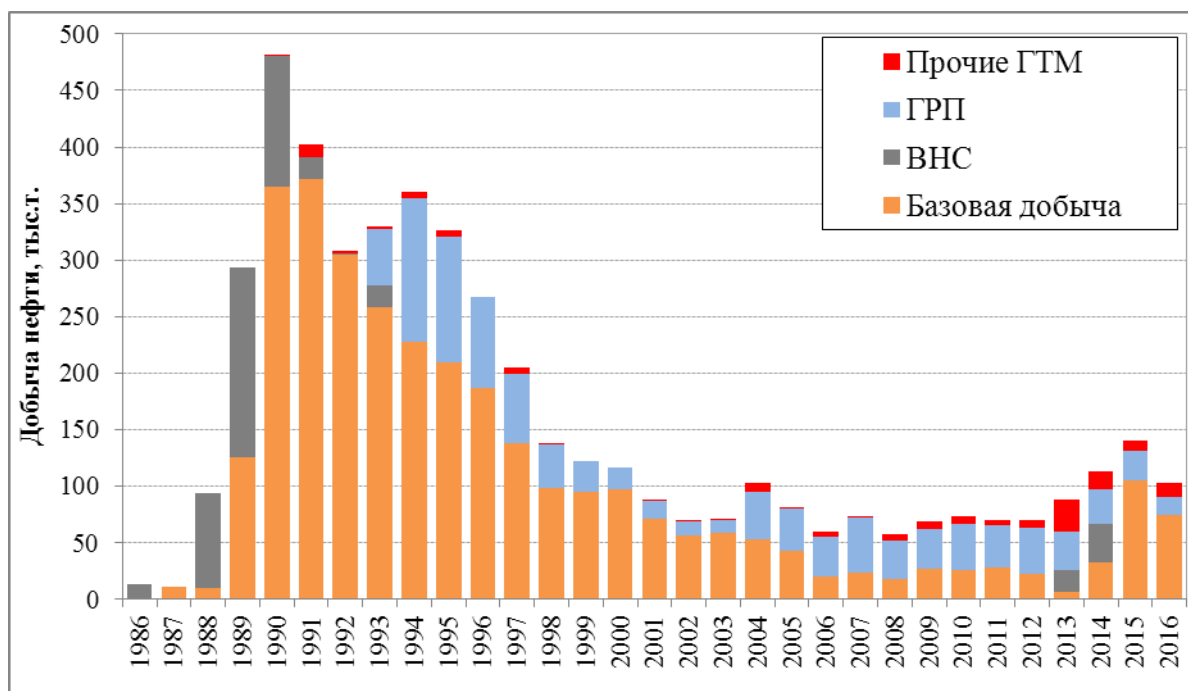


Рисунок 2.14 – Динамика добычи нефти на Ломовом месторождении

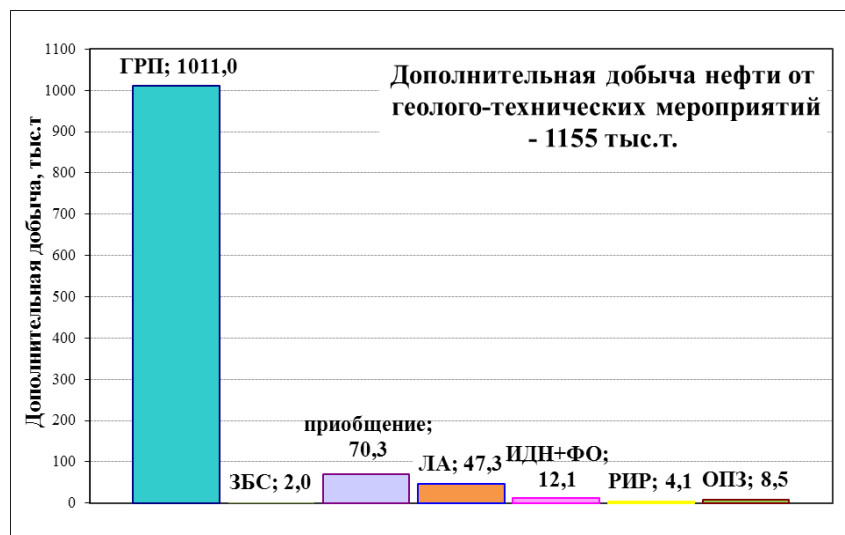


Рисунок 2.15 – Дополнительная добыча нефти от ГТМ по состоянию на 01.01.2017
год

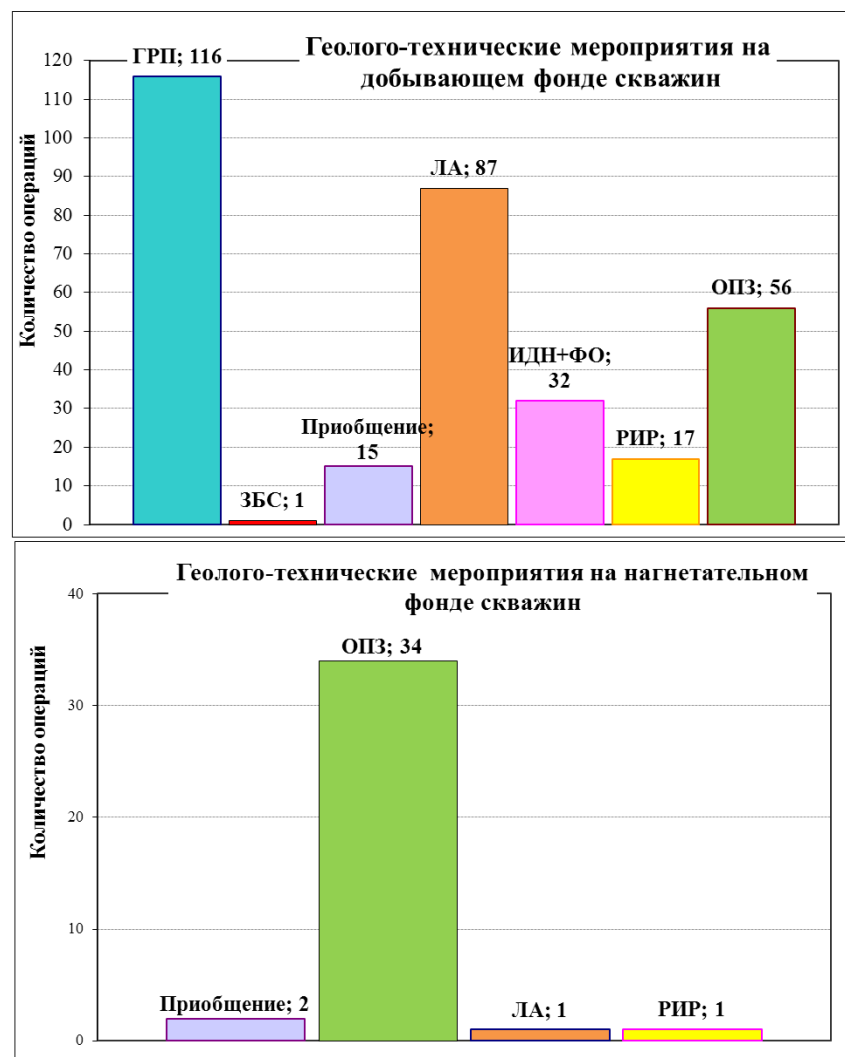


Рисунок 2.16 – Количество проведенных операций ГТМ состоянию на 01.01.2017 год

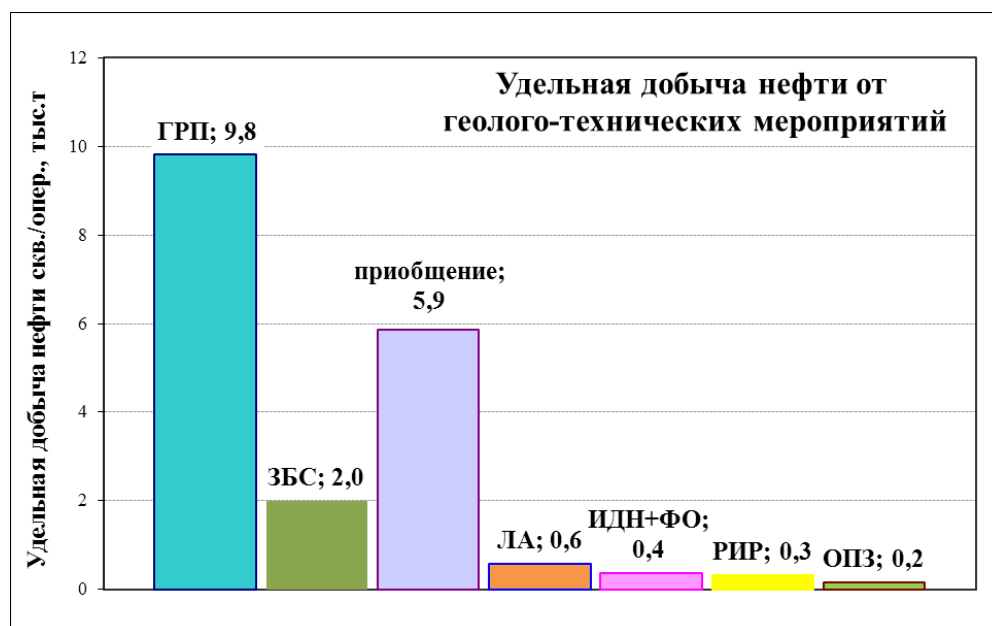


Рисунок 2.17 – Удельная добыча нефти по ГТМ

Зарезка боковых стволов (ЗБС). В настоящее время бурение боковых стволов привлекает повышенное внимание в связи с потенциальным увеличением нефтеотдачи из загрязненных или истощенных пластов и возможностью вскрыть незатронутые эксплуатацией продуктивные пласты с меньшими затратами. Также данный вид ГТМ используется для «оживления» старых, находящихся в бездействии скважин или скважин в которых в силу различного рода технических причин невозможно ликвидировать аварию. Бурение боковых стволов из существующих скважин дешевле, чем строительство новых скважин.

На Ломовом месторождении была выполнена одна операция по зарезке бокового ствола на скважине № 647 в 2013 году на два подсчетных объекта $Ю_1^{1+2}$ и $Ю_1^{3+4}$. Скважина находилась в бездействии с начала 2012 года по причине аварии. В августе 2013 года был получен приток нефти с зарезки бокового ствола, запускной дебит нефти составил 27,2 т/сут при обводненности 69 %. За семь месяцев работы было добыто 2,4 тыс. т нефти. Оценить эффективность ЗБС невозможно, т.к. скважина 02.2014 г. была остановлена из-за аварии, период работы ЗБС не значителен. При этом данная технология широко применяется на большей части соседних месторождений, со схожими

свойствами. В связи с этим на прогнозный период предлагается бурение боковых стволов для опробования технологии на месторождении и оценке их эффективности. Результаты работы по зарезке бокового ствола и технологические показатели представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты работы и технологические показатели скважины № 647

№ скв	Дата остановки на ГТМ	Дата окончания / запуска	Ствол: накл.-напр. / гориз.	До проведения				После проведения (стартовые)				Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Примечание
				q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации	q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %	Способ эксплуатации			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
647	01.02.2013	19.08.2013	н-напр.	В Б/Д с 01.2012				27,2	87,5	68,9	ЭЦН	7	2,43	02.2014 г. остановка ЛА

Обработка призабойной зоны скважин (ОПЗ), операции по дополнительной перфорации (ДП) и реперфорации пласта (РП). Операции по дополнительной и реперфорации пластов проводились путём достреливания нефтенасыщенных, не затронутых разработкой пропластков, эксплуатируемого пласта.

В качестве технологий на месторождении применяются: дополнительная перфорация (ДП), различные виды кислотных обработок (СКО, ГКО), химическая обработка составом Гелий. Довольно часто данные методы используются совместно.

На месторождении за весь период разработки по состоянию на 01.01.2017 г. выполнено 90 операций, из них на добывающем фонде 56 операций, на нагнетательном фонде 34 операций. Дополнительная добыча нефти получена из 37 операций и составила 8,5 тыс. т.

Наибольший технологический эффект в добывающих скважинах получен при использовании комплексной обработки призабойной зоны пласта физическими и химическими методами, дополнительная добыча нефти получена из 7 операций и составила

3,5 тыс. т, при этом было выполнено 8 скважино-операций. За счет применения физических методов дополнительная добыча нефти получена из 15 операций и составила 2,7 тыс. т. нефти, при этом было выполнено 22 скважино-операций. От применения химических методов воздействия дополнительная добыча нефти получена из 15 операций и составила 2,3 тыс. т, всего было выполнено 26 скважино-операций.

В результате ОПЗ добывающих скважин успешность работ составила 67%, положительный эффект был получен в 37 скважинах. Средний удельный технологический эффект составил 0,2 тыс. т на скважино/операцию. Дополнительная добыча нефти за счет ОПЗ на добывающих скважинах составила 0,7% от всей дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения ГТМ. На рисунке 2.18 приведена динамика проведения и эффективности ОПЗ добывающих скважин.

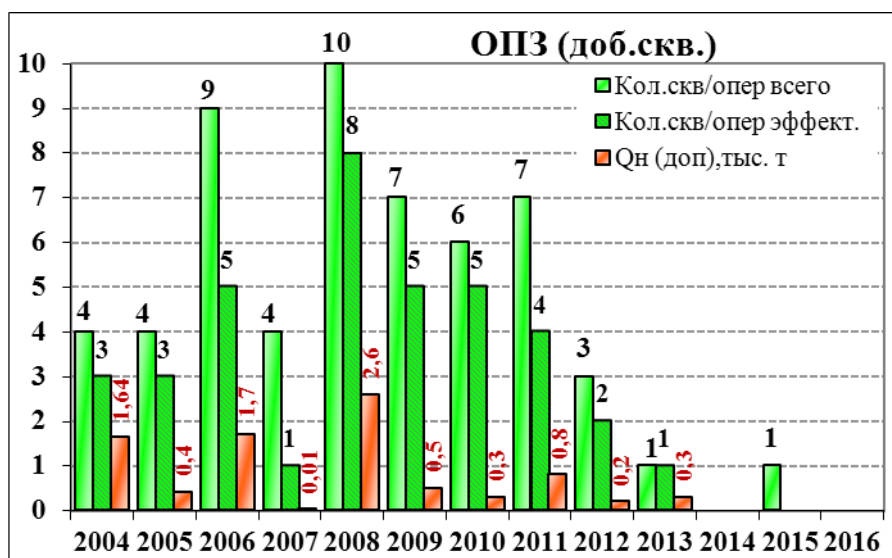


Рисунок 2.18 – Динамика эффективности ОПЗ в добывающих скважинах

В 10 добывающих скважинах эффект от проведения ОПЗ не получен, отсутствует прирост дебита нефти. Также эффект отсутствует в четырех скважинах – после проведения ГТМ скважины не были запущены в работу, еще в пяти скважинах эффект определить не удалось, т.к. скважины запускались в работу спустя продолжительное время - от 1,5 до 7 лет.

Можно отметить, что положительный эффект не продолжителен. Дебит нефти достаточно быстро снижается до прежнего уровня. Средняя продолжительность эффекта составила 3 месяца.

На нагнетательном фонде скважин было проведено 34 операций ОПЗ. Следует отметить, что проводимые мероприятия на нагнетательных скважинах практически аналогичны мероприятиям, проводимым на добывающих скважинах. Для увеличения приемистости проводились ГТМ, включающие в себя дополнительную перфорацию, закачку кислотных растворов, а также комплексное применение дополнительной перфорации и химического воздействия.

Основная цель, преследуемая обработками ПЗП нагнетательных скважин это увеличение приемистости. Физическими методами воздействия проведено 10 скважино-операций. Химическими методами проведено 10 скважино-операций. Наибольшее количество скважино-операций – 14, приходится на комплексную обработку ПЗП физическими и химическими методами.

В четырех нагнетательных скважинах определение эффекта затруднено тем, что ГТМ выполнен при переводе скважин под закачку ранее эти скважины находились в добывающем или пьезометрическом фонде. Еще в двенадцати скважинах эффект определить не удалось, т.к. скважины запускались в работу спустя довольно продолжительное время - от 8 до 17 лет.

По успешно проведенным обработкам ПЗП, приемистость нагнетательных скважин увеличилась в среднем в 4 раза. Средняя продолжительность эффекта составила 12,7 месяцев.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР). На Ломовом месторождении ремонтно-изоляционных работ с 2005 года было выполнено 17 операций на 10 скважинах. На пяти скважинах выполняли ремонтно-изоляционных работы не однократно. Дополнительная добыча нефти из 8 эффективных операций составила 4,1 тыс. т. В среднем продолжительность эффекта равнялась 3,4 месяца.

Максимальная дополнительно добыча нефти была получена в скважине № 612 и составила 2,2 тыс. т. за девять месяцев. В остальных случаях дополнительная добыча нефти составила менее 0,6 тыс. т.

Скважины № 302 и № 382 после проведения ГТМ не запускались, соответственно определить эффект от проведения ремонтно-изоляционных работ, не представляется возможным. На скважине № 719 эффект определен только после третьего раза проведения РИР, получена незначительная дополнительная добыча нефти – 0,3 тыс. т. На скважинах № 714 и № 375 эффект от РИР отнесен при первом выполнении на ОПЗ, а при втором на ГРП.

Операции по проведению РИР на остальных скважинах можно признать эффективными, так как была получена дополнительная добыча нефти.

Стоит отметить, что ремонтно-изоляционные работы были проведены также на одной нагнетательной скважине, запущенной в работу после продолжительного, около 17 лет, простоя.

Максимальное количество проведенных РИР и дополнительная добыча нефти приходится на 2010 год, и составляет 6 операций и 2,8 тыс. т.

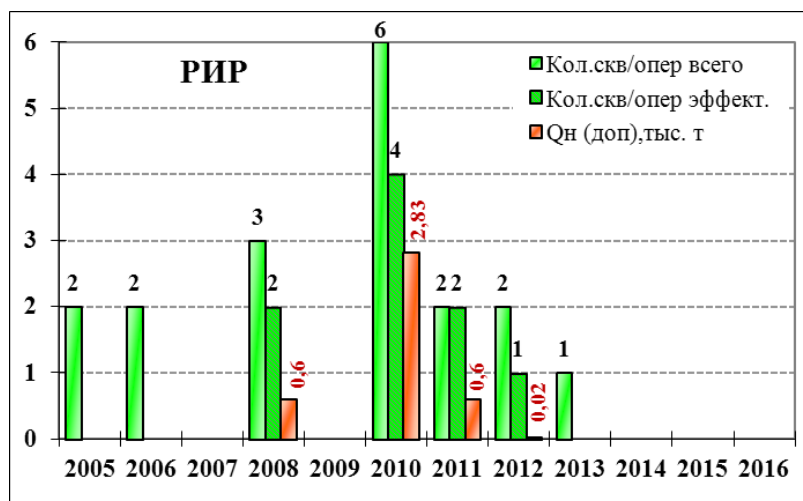


Рисунок 2.19 – Динамика эффективности РИР по годам

Оптимизация работы насосного оборудования (ИДН и ФО). Во время эксплуатации, когда добычные возможности скважин превышают потенциальную подачу насоса, а применение других методов невозможно в

силу различных причин, максимальный дебит жидкости предопределяет подбор соответствующей насосной установки.

Для обеспечения установленного режима работы скважин в период с 2006-2016 гг. было проведено 32 операции по смене насоса на 24 скважинах (таблица 2.7). С положительным результатом проведено 28 операций и дополнительно добыто 12,1 тыс. т. нефти. Отрицательный результат получен в четырех скважинах №№ 311, 312, 651, 650.

На рисунке 2.20 представлена динамика эффективности проведения оптимизации работы насосного оборудования. Максимальное количество проведенных операций по оптимизации насосного оборудования и дополнительная добыча нефти от нее приходится на 2013 год, и составляет 6 операций и 3,3 тыс. т.

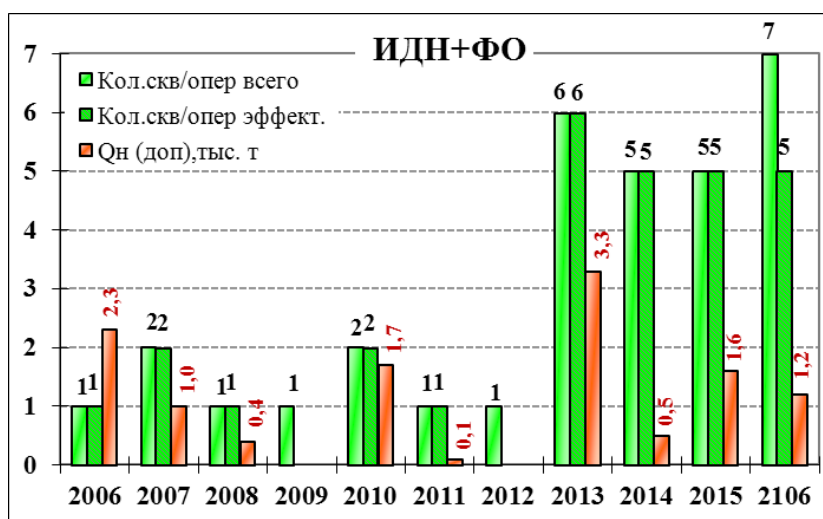


Рисунок 2.20 – Динамика эффективности проведения оптимизации работы насосного оборудования

Таблица 2.7 – Результаты проведения оптимизации работы насосного оборудования

№№ п/п	№ скв	Пласт	Дата окончания / запуска	Дебит, т/сут (в целом по скважине)						С начала года		Примечание	
				До проведения			После проведения			Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс.т		
				q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %	q н, т/сут	q ж, т/сут	обв., %				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	
1	647	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	14.03.2006	36,8	89,1	58,7	58,1	131,8	55,9	10	2,3	Смена ЭЦН-80/ЭЦН-124	
ИТОГО за 2006 год:			1 опер.	36,8	89,1	58,7	58,1	131,8	55,9	10	2,3		
2	313	Ю ₁ ¹⁺²	10.03.2007	14,7	18,0	18,3	24,6	29,6	16,9	8	0,9	Смена ЭЦН-30 / ЭЦН-45	
3	324	Ю ₁ ¹⁺²	10.03.2007	16,6	27,1	38,7	23,7	38,4	38,3	1	0,1	Смена ЭЦН-30 / ЭЦН-45	
ИТОГО за 2007 год:			2 опер.	15,7	22,6	30,6	24,2	34,0	29,0	4,5	1,0		
4	312	Ю ₁ ¹⁺²	16.07.2008	7,2	10,3	30,1	13,0	21,8	40,4	5	0,4	Смена ЭЦН-18 / ЭЦН-30	
ИТОГО за 2008 год:			1 опер.	7,2	10,3	30,1	13,0	21,8	40,4	5	0,4		
5	312	Ю ₁ ¹⁺²	05.04.2009	11,2	18,7	40,1	10,2	17,1	40,4	0	0,0	Смена ЭЦН-30 / ЭЦН-45	
ИТОГО за 2009 год:			1 опер.	11,2	18,7	40,1	10,2	17,1	40,4	0	0,0		
6	612	Ю ₁ ¹⁺²	24.05.2010	5,8	34,2	83,0	8,3	41,5	80,0	8	1,5	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-59	
7	626	Ю ₁ ¹⁺²	14.12.2010	5,1	28,7	82,2	14,0	41,6	66,3	1	0,2	Смена ЭЦН-15 / ЭЦН-44	
ИТОГО за 2010 год:			2 опер.	5,5	31,5	82,7	11,2	41,6	73,2	4,5	1,7		
8	713	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	28.01.2011	6,3	128,3	95,1	7,7	122,5	93,7	2	0,1	Смена ЭЦН-79 ЦН-199	
ИТОГО за 2011 год:			1 опер.	6,3	128,3	95,1	7,7	122,5	93,7	2	0,1		
9	311	Ю ₁ ¹⁺²	09.06.2012	4,4	10,4	57,7	3,7	8,7	57,5	0	0,0	Смена ЭЦН-15 / ЭЦН-59	
ИТОГО за 2012 год:			1 опер.	4,4	10,4	57,7	3,7	8,7	57,5	0	0,0		
10	406	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	18.01.2013	6,1	86,9	93,0	9,5	119,9	92,1	4	0,3	Смена ЭЦН-79/ЭЦН-125	
11	406	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	09.03.2013	9,5	119,9	92,1	10,3	104,6	90,2	10	1,5	Смена ЭЦН-125/ЭЦН-159	
12	352	Ю ₁ ¹⁺²	03.04.2013	4,4	26,5	83,4	5,8	39,4	85,3	9	0,7	Смена ЭЦН-30 / ЭЦН-44	
13	309	Ю ₁ ¹⁺²	14.06.2013	13,2	30,3	56,4	17,6	37,0	52,4	6	0,7	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-44	
14	717	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	04.07.2013	В Б/Д с 06.2012			1,5	2,8	46,4	5	0,1	Смена СНА-48 / ЭЦН-25	
15	322	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	15.08.2013	10,5	28,4	63,0	10,1	28,6	64,7	1	0,02	Смена ЭЦН-25 / ЭЦН-30	
ИТОГО за 2013 год:			6 опер.	8,7	58,4	85,0	9,1	55,4	83,5	5,8	3,3		
16	389	Ю ₁ ¹⁺²	22.04.2014	7,4	24,2	69,4	8,4	33,0	74,5	1	0,001	Смена ЭЦН-44/ЭЦН-125	
17	406	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	13.04.2014	15,0	89,9	83,3	17,6	105,4	83,3	7	0,1	Смена ЭЦН-100/ЭЦН-125	
18	401	Ю ₁ ¹⁺²	02.06.2014	9,5	25,9	63,3	10,7	29,7	64,0	2	0,1	Смена ЭЦН-59/ЭЦН-79	
19	637	Ю ₁ ¹⁺²	30.06.2014	7,2	18,9	61,9	9,9	26,7	62,9	3	0,2	Смена ЭЦН-44/ЭЦН-79	
20	653	Ю ₁ ³⁺⁴	22.10.2014	36,8	48,3	23,8	40,5	49,6	18,3	2	0,1	Смена ЭЦН-159/ЭЦН-79	
ИТОГО за 2014 год:			5 опер.	15,2	41,4	63,4	17,4	48,9	64,4	3,0	0,5		
21	381	Ю ₁ ¹⁺²	01.04.2015	4,9	73,6	93,3	7,3	84,4	91,4	9	0,8	Смена ЭЦН-59/ЭЦН-79	
22	647	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	01.04.2015	2,6	46,8	94,4	3,6	55,9	93,6	9	0,2	Смена ЭЦН-44/ЭЦН-59	
23	642Б	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	01.06.2015	11,0	66,9	83,6	11,5	74,4	84,5	6	0,1	Смена ЭЦН-59/ЭЦН-79	
24	401	Ю ₁ ¹⁺²	01.07.2015	5,3	15,2	65,1	8,6	29,6	70,9	3	0,1	Смена ЭЦН-25/ЭЦН-30	
25	401	Ю ₁ ¹⁺²	01.10.2015	6,5	25,7	74,7	10,0	38,8	74,2	3	0,4	Смена ЭЦН-30/ЭЦН-44	
ИТОГО за 2015 год:			5 опер.	6,1	45,6	86,7	8,2	56,6	85,5	6,0	1,6		
26	649	Ю ₁ ³⁺⁴	01.02.2016	15,4	16,4	6,1	15,9	16,9	5,9	1	0,012	Смена ЭЦН-30/D-700EZ	
27	651	Ю ₁ ³⁺⁴	01.07.2016	31,4	34,0	7,6	24,5	28,2	13,1	0	0,0	Смена ЭЦН-30/ЭЦН-44	
28	406	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	01.08.2016	9,8	122,0	92,0	11,8	147,4	92,0	2	0,1	Смена ЭЦН-125/ЭЦН-159	
27	717	Ю ₁ ¹⁺² +Ю ₁ ³⁺⁴	21.09.2016	0,7	31,8	97,8	5,7	51,1	88,8	4	0,6	Смена ЭЦН-44/ЭЦН-59	
28	656	Ю ₁ ³⁺⁴	21.09.2016	15,9	16,5	3,6	18,5	21,5	14,0	4	0,1	Смена ЭЦН-44/ЭЦН-59	
28	650	Ю ₁ ³⁺⁴	21.09.2016	19,0	30,3	37,3	18,2	36,8	50,5	0	0,0	Смена ЭЦН-30/ЭЦН-100	
29	651	Ю ₁ ³⁺⁴	01.10.2016	18,5	20,1	8,0	22,2	25,9	14,3	4	0,40	Смена ЭЦН-44/ЭЦН-59	
ИТОГО за 2016 год:			7 опер.	15,8	38,7	59,2	16,7	46,8	64,4	2,1	1,2		
ВСЕГО			32 опер.	эффект от 28 опер							4,7	12,1	

Ликвидация аварий (ЛА). За период 2004-2016 гг. на месторождении было ликвидировано 86 аварии в добывающих скважинах и одна авария в

нагнетательной скважине. Из них по 41 скважино-операциям получена дополнительная добыча нефти в размере 47,3 тыс. т (таблица **Ошибка! Источник ссылки не найден.**), по 34 скважино-операциям после проведения мероприятий по ликвидации аварий скважины не запускались, по пяти скважино-операциям эффект не определен, т.к. скважины запускались в работу спустя продолжительное время - от 2 до 4 лет, по четырем скважино-операциям эффект отнесен на другой вид ГТМ и в двух скважино-операциях эффект не получен. Скважино-операций с дополнительной добычей нефти более 1 тыс. т. – 16 операций. В остальных скважино-операциях дополнительный прирост нефти незначительный. Средняя продолжительность эффекта по скважинам составила 5,4 месяца. Максимальный отбор нефти после ЛА зафиксирован 2013 и 2016 гг. в скважинах №№ 309, 656 и составил 4,1-4,2 тыс. т.

Основной вид ремонта это извлечение оборудования из скважины после аварии в процессе эксплуатации.

На рисунке 2.21 представлено количество проведенных операций и дополнительная добыча от ЛА по годам. Из рисунка видно, что максимальное количество операций по ликвидации аварий было выполнено в 2013 году, и суммарная добыча нефти составила 13,9 тыс. т.

Стоит отметить, что работы по ликвидации аварий проведены также на одной нагнетательной скважине № 1016 в 2007 году. После проведения ГТМ скважина в работу не запускалась.

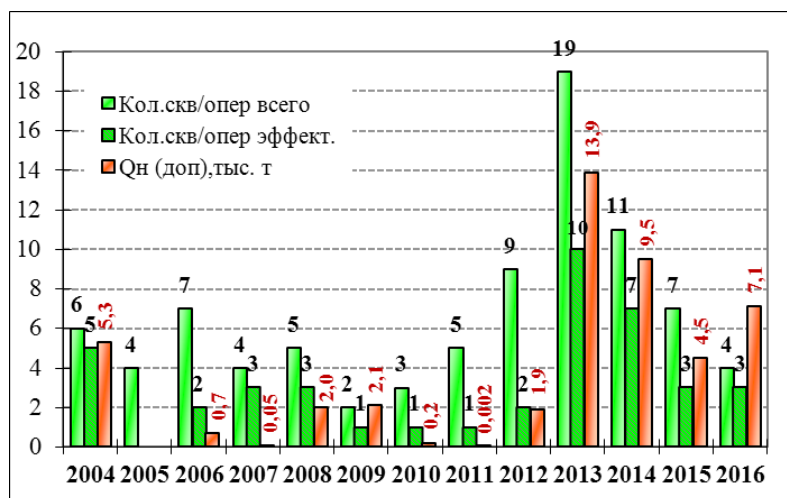


Рисунок 2.21 – Динамика эффективности ЛА по годам

Таблица 2.8 – Результаты работ по приобщению пластов на добывающих скважинах Ломового месторождения

№ № п/ п	№ скв.	Вид работы	Дата запуска или приобщен ия	Дополнительная добыча нефти, тыс.т.									Продол житель ность эффект а, мес.	Доп. добыча нефти, тыс.т	Примечан ие
				2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	344	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	01.09.1990										15	0,4	
2	380	Приобщение Ю ₁ ¹⁺²	01.01.1991										39	26,3	
3	375	Приобщение Ю ₁ ¹⁺²	01.04.1991										8	0,8	
4	645	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	01.02.1997										10	5,6	
5	715	Приобщение Ю ₁ ¹⁺²	01.12.2001										40	0,9	
6	386	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	01.09.2006	не запускалась									0	0,0	не эффект.
7	719	Приобщение Ю ₁ ¹⁺²	11.11.2008	0,3	3,5	0,8	0,9	0,2	остановлена				43	5,7	
8	405	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	30.05.2010			0,0	авария						0	0,0	не эффект.
9	714	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	07.10.2010			0,8	1	0,3	авария				21	2,10	перед ГРП
10	614	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	19.05.2011				1,6	2,3	1,5	0,9	1,1	0,2	55	7,6	перед ГРП
11	603	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	11.08.2012					2,1	3,6	3,1	2,6	2,2	53	13,6	перед ГРП
12	411	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	14.05.2013						3,2	1,5			19	4,7	перед ГРП
13	717	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	16.07.2013						0	остановлена			0	0,0	не эффект.
14	309	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	25.12.2014							0,9	авария		4	0,9	
15	321	Приобщение Ю ₁ ³⁺⁴	01.07.2015								0,3	1,3	17	1,6	перед ГРП
Дополнительная добыча нефти, всего				0,3	3,5	1,6	3,5	4,9	8,3	6,4	4,0	3,7	22	70,3	12 скв.
в т. ч.:															эффектив.
из новых				0,3	-	0,8	1,6	2,1	3,2	0,9	0,3	-		9,2	
из переходящих				0,0	3,5	0,8	1,9	2,8	5,1	5,5	3,7	3,7		27,0	

Приобщение пластов. Приобщение неперфорированных нефтенасыщенных пластов в скважинах проводилось путём ввода в добычу выше или нижележащих пластов, Ю₁¹⁺² или Ю₁³⁺⁴ соответственно. Это в свою очередь позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием и обеспечить в будущем прирост коэффициента нефтеизвлечения.

На добывающих скважинах было выполнено 15 операций по приобщению пластов, в нагнетательных скважинах выполнено 2 операции по приобщению пластов (рисунок 2.22, таблица 2.9).

Дополнительная добыча нефти за всю историю разработки была получена из 12 добывающих скважин и составила 70,3 тыс. т.

Три скважины №№ 405, 714, 309 были остановлены по аварийности. В трех скважинах №№ 386, 405, 717 эффект отсутствует, из них скважина № 386

не была даже запущена в работу. В четырех скважинах №№ 309, 344, 375, 715 дополнительная добыча нефти минимальна менее 1 тыс. т.

В результате проведения ГТМ в одной нагнетательной скважине наблюдается увеличение приемистости в 10 раз. В другой нагнетательной скважине эффект трудно определить, так как до проведения ГТМ скважина находилась в бездействии около 10 лет.

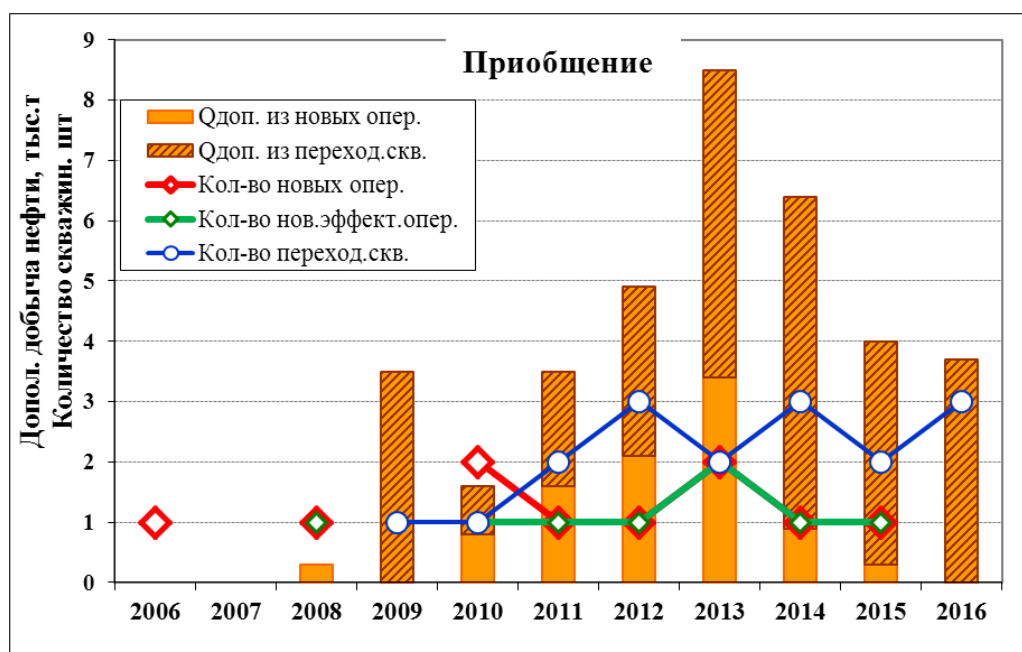


Рисунок 2.22 – Динамика эффективности приобщений и ПНЛГ по годам

Таблица 2.9 – Результаты работ по приобщению пластов и переводов на другие пласты на нагнетательных скважинах Ломового месторождения

№№ п/п	№ скв	Дата начала ремонта	Дата окончания / запуска	Вид работы	Приемистость, м ³ /сут		Продолжительность эффекта, мес.	Примечание
					До проведения	После проведения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	609	10.04.2007	27.04.2007	ГМЦП (приобщение)	11,3	109	24	приобщение Ю ₁ ³⁺⁴ к Ю ₁ ¹⁺² , 09.2009 г провели ОПЗ
ИТОГО за 2007г			1 опер.					
2	642	08.04.2012	19.04.2012	ГМЦП (приобщение)	В Б/Д с 12.2002	146	до сих пор	приобщение Ю ₁ ³⁺⁴ к Ю ₁ ¹⁺²
ИТОГО за 2012г			1 опер.					
ВСЕГО			2 опер.		11,3	127,5		

Гидравлический разрыв пласта (ГРП).

На Ломовом месторождении стимулирование работы скважин технологией гидроразрыва пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов воздействия на пласты. За время разработки на месторождении было проведено 116 операций ГРП на 85 скважине. Работы проводились силами компаний «Schlumberger», «Catobneft», «PetroAlliance», «CatKoneft», «Fracmaster». На рисунке 2.23 представлена динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность по годам.

При проведении ГРП использовалась жидкость разрыва на водной основе. Для закрепления трещин на Ломовом месторождении использовался керамический проппант различной величины (размеры сит составляли 16/30, 16/20, 12/18/ 12/20).

В ходе вывода скважины на режим после ГРП наблюдается повышенный вынос мехпримесей, в т.ч. предположительно проппанта. Высокое содержание твердых веществ в жидкости приводит к быстрому выходу из строя насосного оборудования.

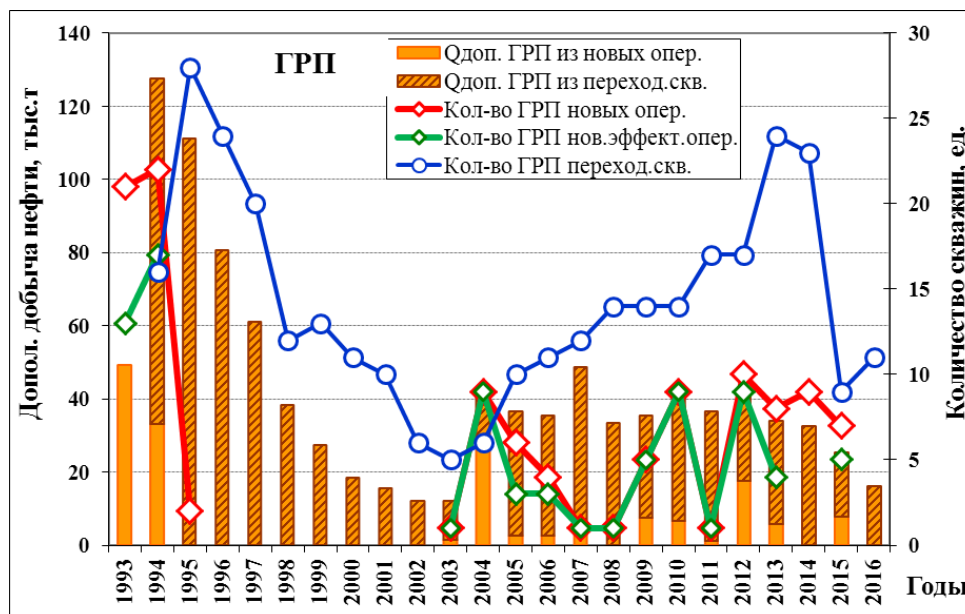


Рисунок 2.23 – Динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность по годам

Для уменьшения выноса проппанта разработан специальный дизайн трещины, при котором происходит закачка порции более мелкого проппанта 16/30 Fores для максимального заполнения трещины по длине. Затем закачивается основная пачка более крупного размера 12/18 Fores для получения максимальной проводимости трещины. Готовая трещина закупоривается специальным проппантом 12/18 ForesRCP, обеспечивающим закрепление пробки и снижение выноса.

Всего в результате проведения ГРП за период 1993-2016 гг. дополнительно добыто 1011 тыс. т нефти, что составляет 88 % от всей добычи нефти от ГТМ. Эффект был получен из 92 операций. Средний удельный технологический эффект составил около 11 тыс. т на одну успешную скважино-операцию. Средняя продолжительность эффекта составила 37 месяцев.

Из 92 скважино-операций с отрицательным эффектом проведены 11 скважино-операций, причем в двух скважинах после ГРП наблюдается снижение дебита и рост обводненности. 5 скважин после проведения ГРП были запущены в работу спустя продолжительное время (от 1 до 13 лет). В ходе проведения ГТМ в 3 скважинах произошли аварийные ситуации, и скважины не были запущены в работу. Также следует отметить, что в 13 скважинах эффект

отнесен на другие виды ГТМ (ВНС, ЗБС, ПВЛГ). Еще в одной скважине № 625 ГРП проведен в конце 2013 года и по состоянию на 01.01.2017 не запущена в работу.

По 24 скважино-операциям, где был получен эффект, накопленная дополнительная добыча нефти составила меньше 2 тыс. т. По этому фонду проведенный ГРП можно расценивать как малоэффективный. При этом низкая эффективность ГРП в большинстве скважин связана с увеличением обводненности продукции, что вызвано попаданием трещины разрыва в промытые зоны или водоносные пласты. Пример такого прорыва представлен на рисунке 2.24.

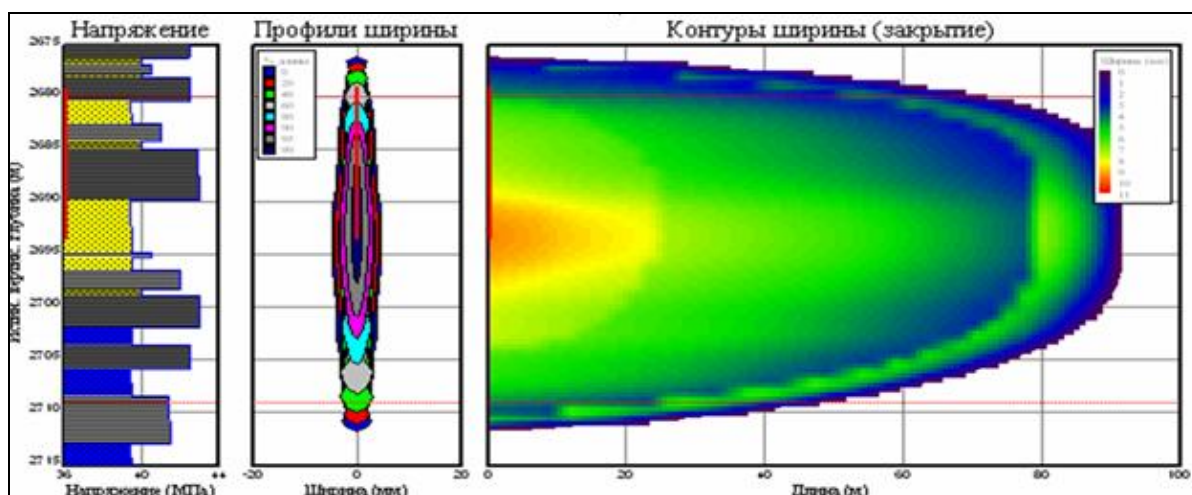


Рисунок 2.24 – Пример прорыва трещины ГРП в водоносный пласт

На Ломовом месторождении за рассмотренный период эксплуатации в 23 скважинах были выполнены повторные ГРП (рисунок 2.53). В 7 скважинах (№№ 302, 303, 312, 313, 321, 324, 603) ГРП было выполнено три раза. В скважине № 321 было выполнено ГРП в четвертый раз при приобщении пласта Ю₁³⁺⁴. Всего эффективность всех повторных ГРП составила 90 % (27 успешных операций).

Что касается эффективности повторных ГРП, то из рисунка видно, что прирост дебита нефти и жидкости по повторным операциям отмечается по всем скважинам. Примечательным является факт, связанный со снижением

обводненности продукции в некоторых скважинах после ГРП. Это объясняется подключением в работу ранее не вскрытых перфорацией нефтенасыщенных прослоев, пониженной проницаемости, что обеспечивают повышение охвата воздействием.

Об эффективности мероприятий ГРП проводимых в третий раз сложно судить. По четырём скважинам наблюдается увеличение дебита нефти. По другим двум скважинам дебит нефти получился ниже базовых показателей. Тем не менее, положительный эффект от применения ГРП в третий раз значительно ниже, чем в повторных операциях.

Всего в результате повторных ГРП дополнительно добыто 260 тыс. т нефти. Средний удельный технологический эффект составил 9,6 тыс. т на одну успешную скважино-операцию. Средняя продолжительность эффекта составила 38 месяцев. В целом анализ проведения повторных ГРП показало высокую эффективность и можно рекомендовать их проведение в дальнейшем.

Следует отметить, что в ходе проведения операции ГРП происходит проникновение трещины в нижележащий пласт, что привело к выработке запасов из обоих пластов.

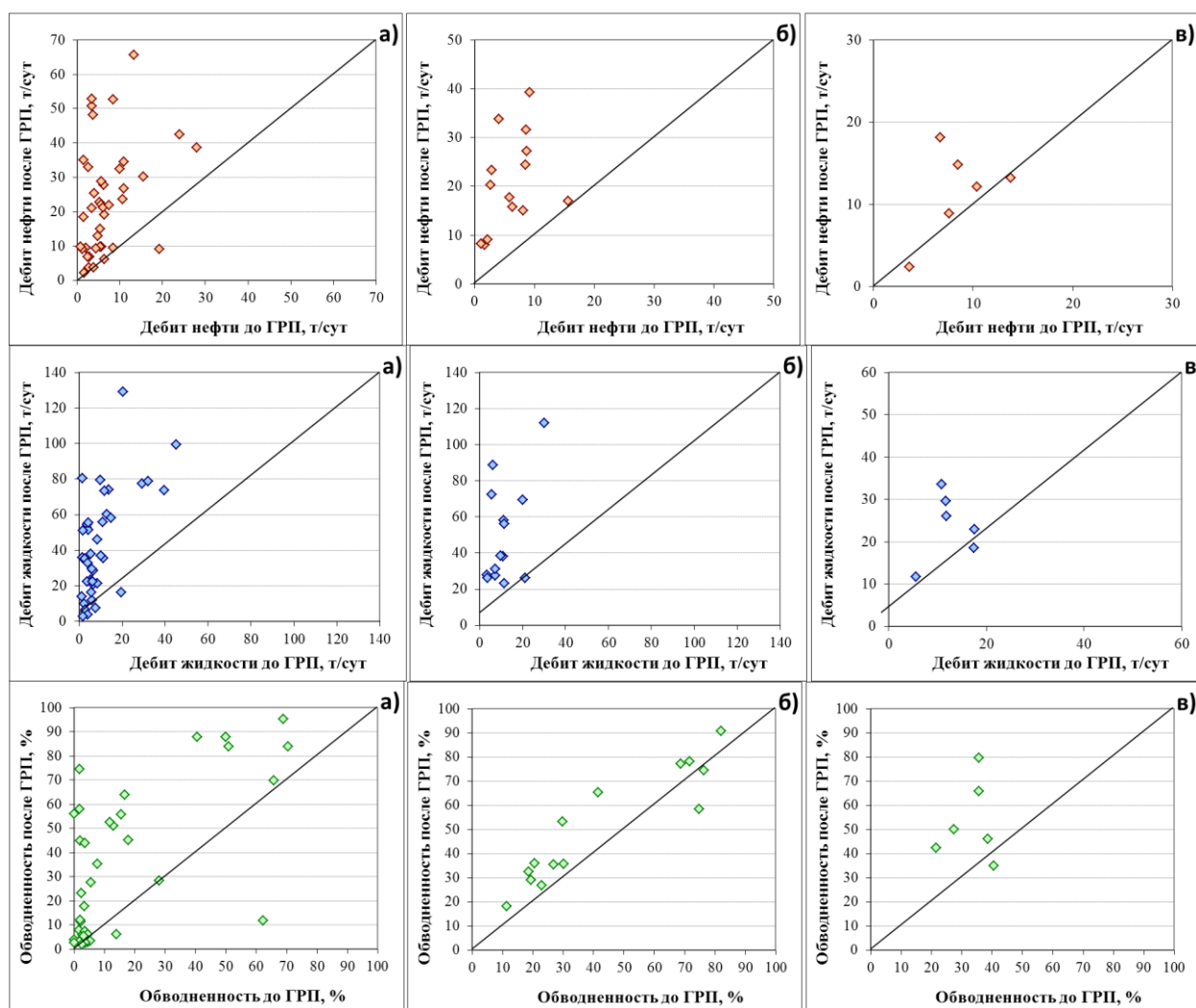


Рисунок 2.25 – Динамика изменения технологических показателей до и после ГРП:

а) ГРП

Вывод: В целом, проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи показали высокую эффективность. Дополнительно за счет ГТМ было добыто 1155 тыс. т. нефти, что составляет 24 % от накопленной добычи нефти. Всего было проведено 362 операций. Наибольшая доля (88 %) дополнительной добычи нефти приходится на ГРП. От остальных ГТМ эффекты незначительны. Таким образом, основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти пластов Ломового месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам и увеличению доли выработки запасов с помощью применения гидроразрыва.

3 ФОРМИРОВАНИЕ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЕ

3.1 *Выделение основных проблем разработки месторождения*

Эксплуатация Ломового месторождения началась в 1986 году. Максимальный уровень добычи нефти в целом по Ломовому месторождению достигнут в 1990 г. и составил 481 тыс. т. Этому способствовало интенсивное разбуривание скважин в 1988-1990 гг. на месторождении (57 % от всего пробуренного фонда). С 1990 года наблюдается падение суммарной добычи нефти в целом по месторождению.

Накопленная добыча нефти за весь период разработки по факту составила 4791 тыс. т. Отбор нефти от начальных извлекаемых запасов равен 65 % при обводненности 68,4 %.

Плотность сетки пробуренного фонда скважин – 30 га/скв. Годовая добыча за 2016 г. равна 102,7 тыс. т. Для достижения утвержденной величины коэффициента нефтеизвлечения необходимо отобрать еще 2623 тыс. т нефти. Текущие извлекаемые запасы на одну добывающую скважину составляют порядка 40 тыс. т нефти. Кратность извлекаемых запасов нефти при данных условиях разработки составит 26 лет.

Очевидно, для выработки запасов необходимо выполнение буровых работ на площадях прироста запасов и вывод из бездействия части фонда скважин.

При этом зоны для бурения новых скважин практически отсутствуют, проектный фонд – 3 скважины.

Большая часть запасов сосредоточена под действующим фондом.

Основной причиной неравномерной выработки запасов является различия между проницаемостью верхних пластов $Ю_1^{1-2}$ и нижних $Ю_1^{3-4}$ (рисунок 3.1)

ГИС (Эфф. толщ. 14,6 м, ННТ 14,6 м, КН 72,3 мД*м, Пор н/н 15,6 %, Пор 15,6 %)									
Скв.	Пласт	Пропл.	H(abs)	L(abs)	H+L(abs)	Порист.	Прони.	Нефте.	
Е 307	Л-1	Л-1	2535,0	1,2	2536,2	13,1	1,0	32,0	
Е 307	Л-1	Л-1	2536,2	1,6	2537,8	13,8	1,5	37,0	
307	н/д		2537,8	5,2	2542,9				
Е 307	Л-2	Л-2	2542,9	1,6	2544,5	18,0	12,5	63,0	
Е 307	Л-2	Л-2	2544,6	1,6	2546,1	17,6	10,2	59,0	
307	н/д		2546,1	1,0	2547,1				
307	Л-3	Л-3	2547,1	1,6	2548,7				
307	Л-3	Л-3	2548,7	3,8	2552,5				
307	Л-3	Л-3	2552,5	1,6	2554,1				
307	Л-3	Л-3	2554,1	0,8	2554,9				
307	Л-3	Л-3	2554,9	1,8	2556,7	14,5	2,1	41,0	
307	н/д		2556,7	1,8	2558,5				
307	Л-4	Л-4	2558,5	2,8	2561,3	16,6	6,0	51,0	
307	Л-4	Л-4	2561,3	2,0	2563,3	15,2	3,0	44,0	
307	Л-4	Л-4	2563,3	2,0	2565,3	15,2	3,0	44,0	

Рисунок 3.1 – Различие в проницаемости между пластами Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴

На части скважин нижележащие пласты не были введены из-за отсутствия перфорации, либо из-за недостаточной высоты трещины ГРП.

Другой проблемой является наличие зон с недостаточной системой ППД (рисунок 3.2).

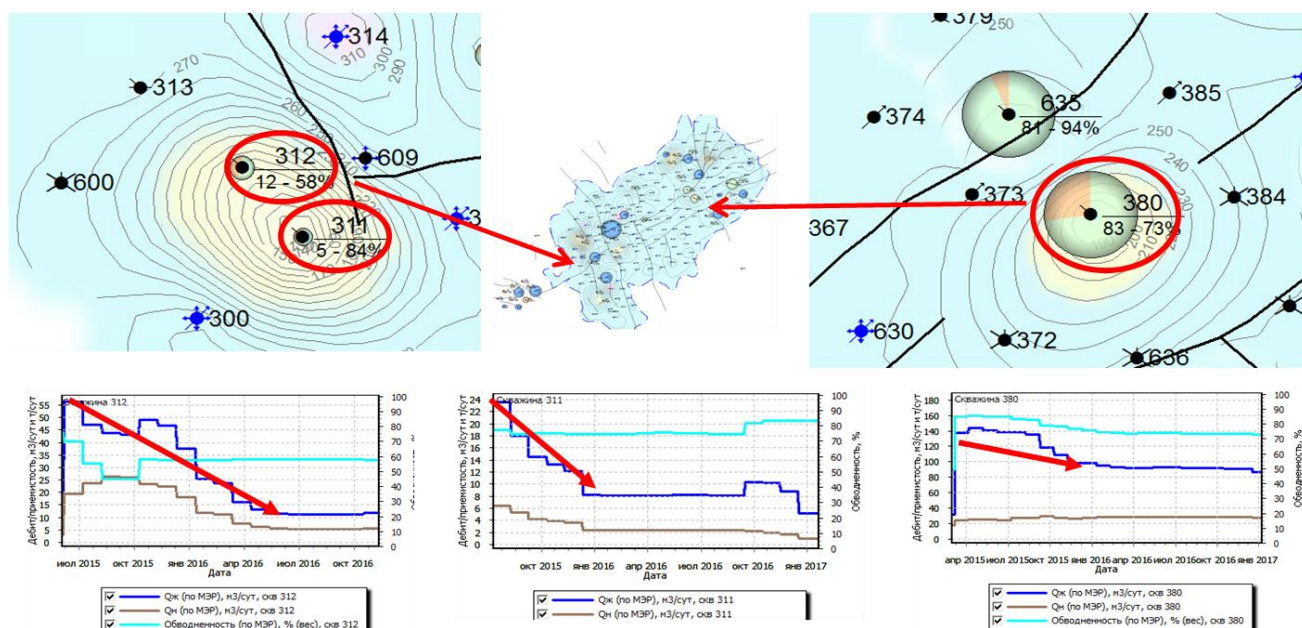


Рисунок 3.2 – Зоны с отсутствием системы поддержания пластового давления

Из-за снижения пластового давления происходит снижение дебитов скважин и они отключаются, не отобрав имеющиеся извлекаемые запасы.

Другой проблемой возникающей при разработке месторождения является снижение эффекта от ГРП (рисунок 3.3).

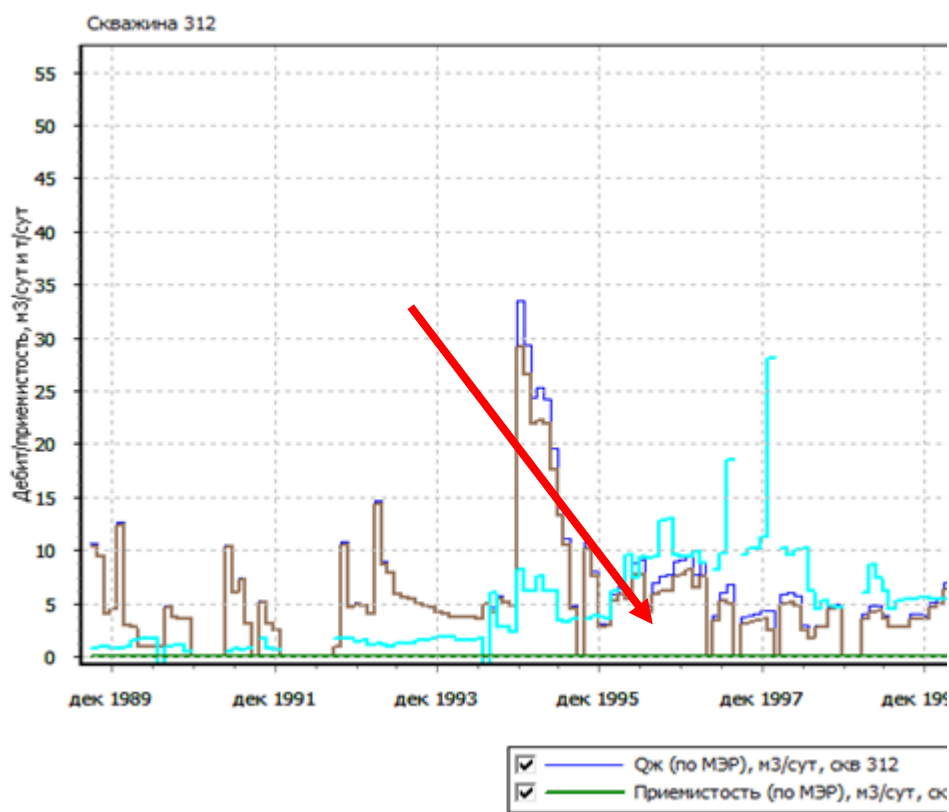


Рисунок 3.3 – Снижение эффективности ГРП

Помимо этого достаточно много скважин не вовлекаются в добычу из-за аварийного состояния скважин, требуется проведение мероприятий по ликвидации аварий.

Основные проблемы разработки месторождения X показаны на рисунке 3.4

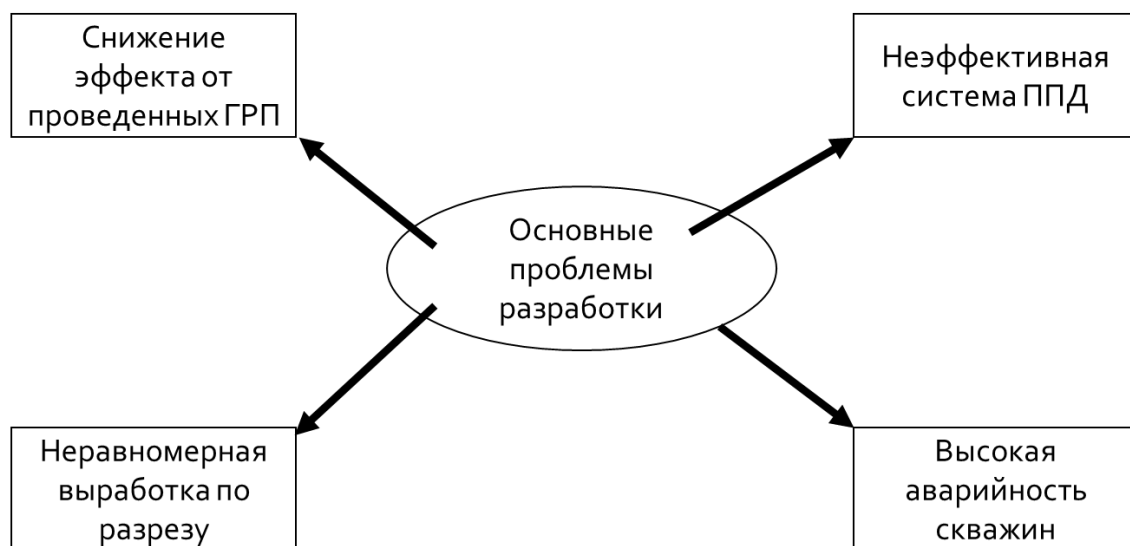


Рисунок 3.4 – Причины наличия зон с низкой выработкой

3.2 Анализ выработки запасов действующими скважинами

Месторождение X находится в разработке с 1986 года и имеет уже сложившуюся динамику обводнения и достаточную историю добычи для того, чтобы выполнить оценку извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения и методом анализа кривой падения добычи.

Для определения конечного КИН при сложившихся условиях разработки месторождения проведены оценочные расчеты выработки запасов нефти. Расчеты выполнены на геологических запасах нефти утвержденных оперативным подсчетом запасов 2017 году (протокол ГКЗ № 03-18/851-пр от 28.11.2017 г.). В качестве предельной принята обводненность продукции 98 %, так как считается, что выше этого значения разработка становится нерентабельной. Расчеты выполнены для единственного объекта разработки месторождения - Ю₁.

В основу расчетов положены наиболее распространенные аналитические модели характеристик вытеснения:

$$\text{Назарова} \quad \frac{Q_{ж}}{Q_n} = a + b \cdot Q_v, \quad (3.1)$$

$$\text{Камбарова} \quad Q_n = a + \frac{b}{Q_{ж}}, \quad (3.2)$$

$$\text{Пирвредяна} \quad Q_n = a + \frac{b}{\sqrt{Q_{ж}}}. \quad (3.3)$$

где: а и b – Коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных;

Q_n, Q_v, Q_ж – Накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно.

На основе проведенных расчетов, представленных ниже, можно утверждать, что оценка по модели Камбарова дает наиболее «пессимистический» результат.

Сложившаяся система разработки и настройка по характеристикам вытеснения свидетельствуют о меньших извлекаемых запасах, по сравнению с числящимися на государственном балансе по состоянию на 01.01.2017 г. Полученные результаты расчетов представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.5.

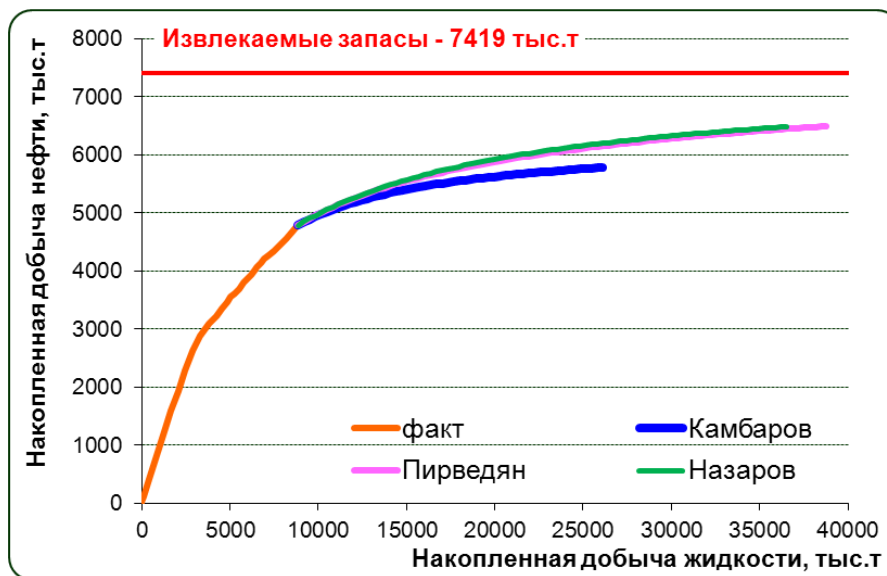


Рисунок 3.5 – Оценка извлекаемых запасов нефти объекта Ю₁ Ломового месторождения

А также был проведен анализ зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи в полулогарифмических координатах.

Построение кривой водонефтяного фактора от накопленной добычи в полулогарифмических координатах позволяет предсказать остаточные запасы нефти и прогнозируемую добычу. Данная кривая описывается экспоненциальным уравнением зависимости водонефтяного фактора от накопленной добычи нефти в период истощения объекта разработки (3.4):

$$ВНФ(N_p) = C \cdot e^{F \cdot N_p} \quad (3.4)$$

где: C и F – коэффициенты аппроксимации, определяемые из критерия $R^2 = \max$;

R^2 – коэффициент корреляции между фактическими данными и

аппроксимируемой зависимостью.

Исходя из экспоненциальной аппроксимации значение извлекаемых запасов будет определяться уравнением (1):

$$Np_{\text{извл.}} = \frac{1}{F} L n \frac{ВНФ}{C} \quad (1)$$

В данной методике при оценке извлекаемых запасов ВНФ принимается равным 49, что соответствует значению предельной обводненности равной 98 %, при которой разработка месторождения перестает быть рентабельной. Расчеты выполнены для единственного объекта разработки месторождения - Ю₁.

Зависимость водонефтяного фактора от накопленной добычи рассматриваемого объекта разработки представлена на рисунке 3.6.

На графике синим цветом выделен период истощения объекта разработки, аппроксимируемый экспоненциальной зависимостью со следующими коэффициентами: $C=13,3 \cdot 10^{-3}$ $F=1,3 \cdot 10^{-3}$

Коэффициент корреляции (R^2) при этом составил 0,8945, что показывает достаточно хорошую сходимость фактических данных по ВНФ и накопленной добыче нефти с аппроксимируемой зависимостью.

Учитывая эти коэффициенты, исходя из выражения (3.4) были рассчитаны извлекаемые запасы нефти по объекту Ю₁ – 6317 тыс. т. Они получились ниже утвержденных извлекаемых запасов нефти. Разница составила минус 15 %.

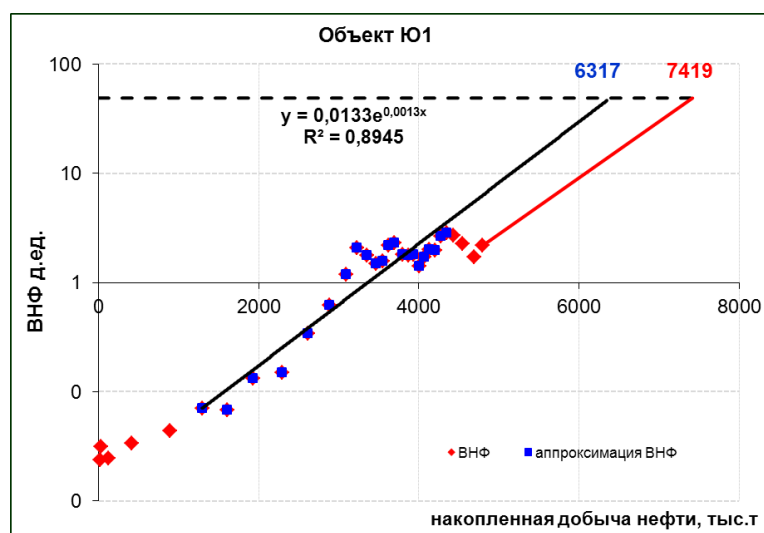


Рисунок 3.6 – Зависимость ВНФ от накопленной добычи объекта Ю₁

Интервал расчетных оценок НИЗ составил от 5242 до 6349 тыс. т при средней величине 6157 тыс. т. Технологически достигаемый коэффициент нефтеизвлечения нефти при условии обводненности продукции 98 % составит 0,264 д. ед., что на 17 % ниже утвержденной величины КИН (0,317 д. ед.).

Таблица 3.1 – Оценка извлекаемых запасов нефти объекта Ю₁ Ломового месторождения по характеристикам вытеснения

Зависимости	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т (НИЗ)	КИН, д. ед.
Камбаров	5642	0,242
Пирведян	6349	0,272
Назаров	6320	0,271
ВНФ	6317	0,270
СРЕДНЕЕ	6157	0,264
Утвержденные извлекаемые запасы с учетом ОПЗ 2017 года	7419	0,318

Таким образом, при сложившейся тенденции в разработке объекта Ю₁ и сформированном фонде скважин, дальнейшая разработка пласта должна производиться в сочетании с программой ГТМ и бурением скважин в зонах, не вовлеченных в разработку, что позволит повысить показатели нефтеотдачи.

Решение основных проблем разработки позволят извлечь запасы, невырабатываемые действующим фондом.

В настоящий момент действующий фонд способен отобрать 6157 тыс. т, при извлекаемых запасах 7419 тыс. т. Соответственно 1262 тыс. т необходимо добыть другими способами.

На месторождении планируется бурение 3 новых скважин (на которых заложено 150 тыс. т. добычи) и 18 ЗБС (540 тыс. т). Соответственно потенциал для ГТМ – 572 тыс. т.

3.3 Подбор эффективных геолого-технических мероприятий для выработки текущих извлекаемых запасов

На рисунке 3.4 показаны основные проблемы разработки месторождения. Необходимо найти решения для данных проблем.

Снижение эффекта от ГРП - проведение повторного ГРП

На месторождении накоплен достаточно большой опыт проведения повторного ГРП – таблица 3.2 и рисунок 3.7.

Таблица 3.2 – Эффективность повторных ГРП

Тип	Кол-во, шт	Доп. добыча, тыс. т	Эффективность, тыс. т/операция
Первый ГРП	83	841	10,1
Повторное ГРП	30	170	5,7
Всего ГРП	113	1011	8,9

ГРП

Повторный ГРП

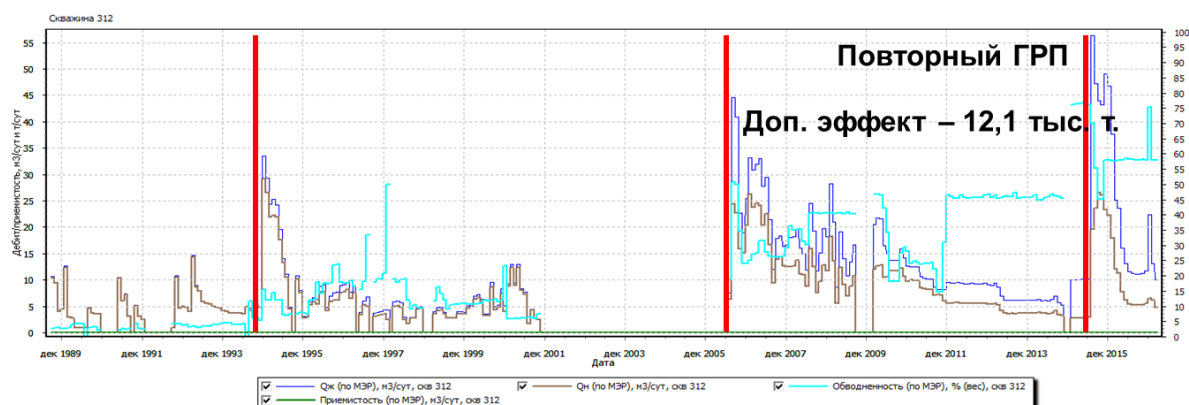


Рисунок 3.7 – Эффективность проведения повторных ГРП

Как видно из таблицы повторные ГРП имеют высокую эффективность и могут быть рекомендованы к использованию в дальнейшем.

Неравномерная выработка - перевод скважин на нижележащие пласты

Проблемы неравномерной выработки по вертикали можно решить при помощи перевода скважин, отобравших свои запасы на пласте Ю₁¹⁻² на пласт Ю₁³⁻⁴.

На месторождении накоплен опыт проведения подобных операций – 11 штук, дополнительная добыча составил 5,6 тыс. т. – таблица 3.3.

Таблица 3.3 – Эффективность ПНЛГ

Номер скважины	Объект приобщения	Год проведения	Доп. добыча, тыс.т.	Примечание
344	Ю ₁ ¹⁻²	1990	0,4	Возможен НГЭК
380	Ю ₁ ¹⁻²	1991	22,3	Эффект учтен до проведения ГРП
645	Ю ₁ ³⁻⁴	1997	5,6	Остановлена из-за НГЭК
715	Ю ₁ ¹⁻²	2001	0,9	Возможен НГЭК
719	Ю ₁ ¹⁻²	2008	5,5	
614	Ю ₁ ³⁻⁴	2011	7,1	Остановлена из-за аварии, Qн >3 т/сут
603	Ю ₁ ³⁻⁴	2012	13,1	Эффект продолжается
411	Ю ₁ ³⁻⁴	2013	4,1	Остановлена из-за НГЭК
717	Ю ₁ ³⁻⁴	2013	0,2	Эффект продолжается
309	Ю ₁ ³⁻⁴	2014	0,9	Эффект продолжается
321	Ю ₁ ³⁻⁴	2015	1,6	Эффект продолжается
Всего	11 штук		61,7	
Доп. добыча			5,6	

Высокая аварийность скважин – проведения РИР и ЛА

Низкая технологическая эффективность проводимых работ по ликвидации аварий и ремонтно-изоляционных работах обусловлена:

- Несколько интервалов нарушений в скважине.
- Длительным простоем скважин в ожидании ремонта и самоглушением.

С 2011 г. в АО «Томскнефть» для изоляции водопритока применяются технологии:

- 2-х пакерные компоновки.
- ЭЦН с верхним пакером.

Полученные результаты говорят о перспективности применения данной технологии на месторождении X.

Снижение пластового давления из-за недостаточности системы ППД – перевод бездействующих скважин в нагнетание

Для решения данной проблемы предлагается анализ текущего состояния пластового давления в районе добывающих скважин. В случае снижения пластового давления выше, чем на 70% относительно начального, необходим перевод соседних неработающих скважин под нагнетание.

Наилучшим способом контроля за давлением является проведение ГДИС, но также возможно оценивать пластовое давление по статическому уровню в затрубном пространстве, а также дебитам жидкости.

Пример перевода окружения в ППД приведен на рисунке 3.8.

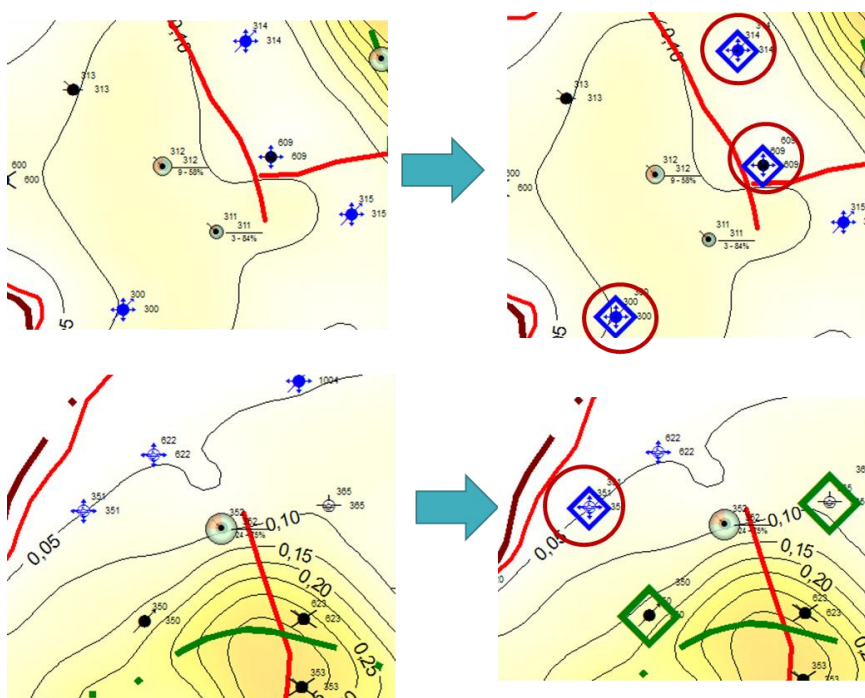


Рисунок 3.8 – Перевод скважин в ППД для поддержания пластового давления

3.4 Создания алгоритма подбора оптимальных ГТМ для месторождения X

Как было сказано в части 3.2 на данном месторождении имеется потенциал для проведения ГТМ – более 500 тыс. т остаются недобытыми.

В части 3.2 предложены способы решения основных проблем.

Данный раздел посвящен алгоритму подбору ГТМ.

В первую очередь необходимо определиться, на что направлена программа ГТМ – на действующий или неработающий фонд.

3.4.1 Алгоритм подбора ГТМ для действующего фонда

Алгоритм по подбору ГТМ на действующем фонде приведен на рисунке 3.9.

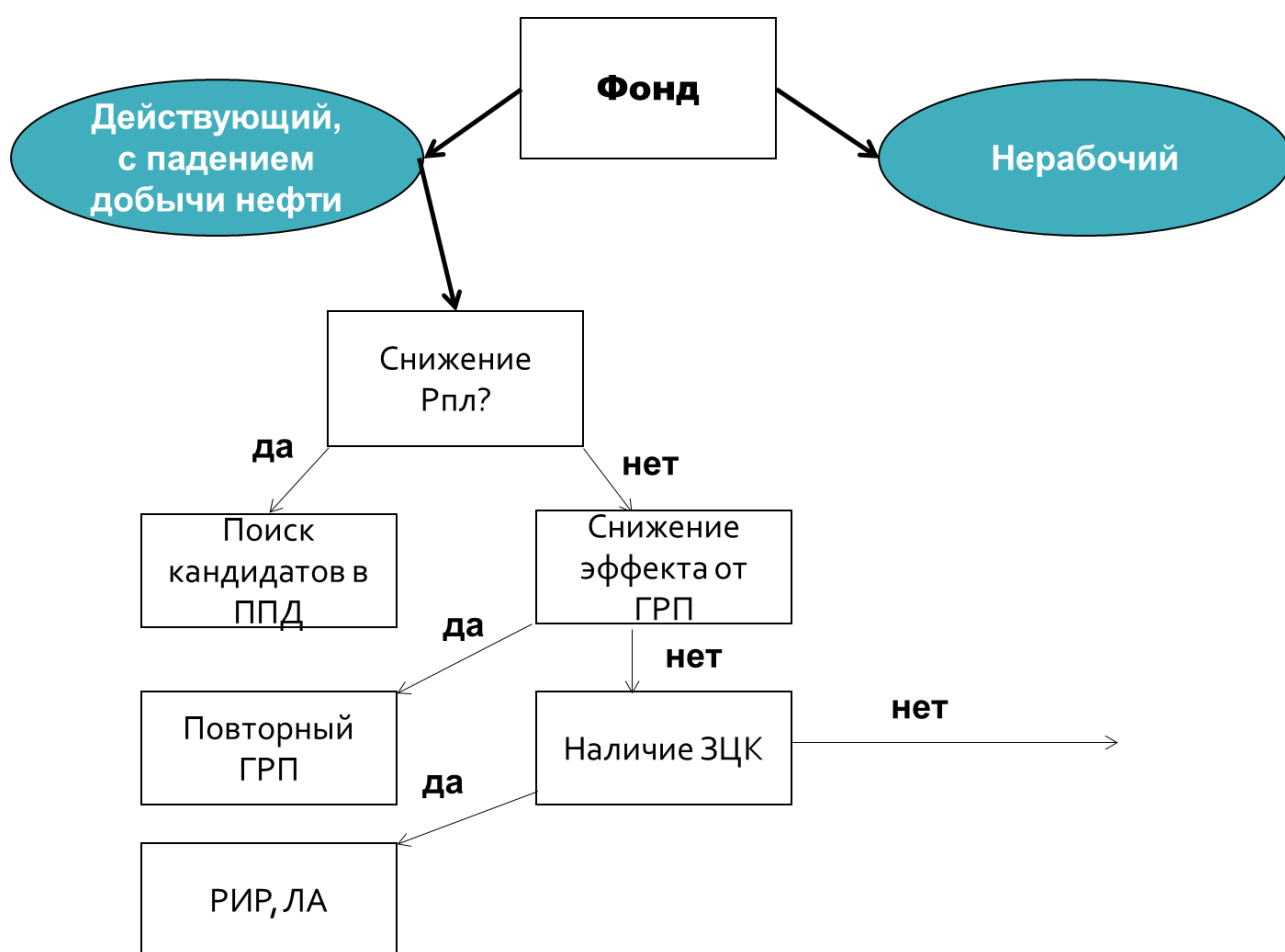


Рисунок 3.9 – Алгоритм по подбору ГТМ для действующего фонда

Если на скважине произошло падение дебита нефти, в первую очередь необходимо понять произошло ли снижение пластового давления.

Сделать это можно при помощи ГДИС, либо сравнив дебит жидкости с дебитом окружения.

Если на скважине произошло снижение $R_{пл}$, то необходим перевод соседних скважин под нагнетание.

Если же $R_{пл}$ больше 70% от начального необходимо оценить перспективу проведения ГРП. Если на скважине уже производился ГРП, но дебит снизился более чем в 4 раза, то она может быть рекомендована для повторного ГРП.

В противном случае необходимо оценить качество цементажа и аварийность скважины. Это можно сделать при помощи промыслово-геофизических исследований.

Если скважина является аварийной, то на ней необходимо проведения ЛА и РИР, если же нет, то вероятно всего она уже израсходовала свой потенциал и может быть рекомендована при достижении минимально-рентабельного дебита для ликвидации.

3.4.2 Алгоритм подбора ГТМ для неработающего фонда

В настоящий момент на месторождении пробурено 217 скважин.

При этом если убрать уже ликвидированные скважины, а также скважины учувствовавшие в закачке и, как следствие, их нельзя перевести в добычу, на месторождении остается 105 скважин-кандидатов.

При этом порядка 40 скважин находятся в неработающем фонда по причине аварий, и, следовательно не могут быть рекомендованы к ГТМ.

При этом 38 скважин имеют обводненность на дату остановки 98% и выше, а проведенный на них ПГИ показывают отсутствие аварий и заколонной циркуляции, следовательно, они выработали свои запасы и не могут быть рекомендованы к проведению ГТМ.

После отсева осталось 27 потенциальных кандидатов для ГТМ.

Чтобы выбрать наиболее перспективные из них, рассмотрим скважины, имеющие значение на карте ОИЗ выше, чем 0,25. Таких скважин - 9. Каждая из них рассмотрена для проведения ГТМ.

В случае если скважина остановилась с предельной обводненностью, но она находится в зоне локализации запасов, необходима заливка отработавшего интервала и перевод скважины на пласт, не учувствовавший ранее в разработке.

В случае если скважина остановилась из-за аварии, необходимо направлении бригады КРС для ликвидации аварии.

В случае если скважина остановлена из-за низкой продуктивности, необходимо проведение на ней ГРП (повторного ГРП).

Более подробная информация приведена в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Потенциальные ГТМ на месторождении X

Номер скважины	Причина простоя	Предлагаемое мероприятие
237	Обводненность 98%	Скважина работала только на Ю_1^{1-2} , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю_1^{3-4}
282	Обводненность 98%	Скважина работала только на Ю_1^{1-2} , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю_1^{3-4}
286	Низкий дебит жидкости Обводненность 98%,	Скважина работала только на Ю_1^{1-2} , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю_1^{3-4}
295	Низкий дебит жидкости Обводненность 98%,	Скважина работала только на Ю_1^{1-2} , где не осталось запасов, рекомендуется перевод на Ю_1^{3-4}
151	Авария	РИР, ЛА, проведение ГРП
274	Авария	РИР, ЛА, проведение ГРП
185	Авария	РИР, ЛА, проведение ГРП
132	Дебит нефти на момент остановки – 3 т/сут	ГРП
118	Дебит нефти на момент остановки – 2,5 т/сут	ГРП
111	Дебит нефти на момент остановки – 1 т/сут	ГРП

Для оценки потенциального эффекта от операции предлагается использование средней эффективности (глава 2). Результаты расчета приведены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Эффект от предложенных мероприятий

Номер скважины	Предлагаемое мероприятие	Ожидаемые стартовый дебит нефти, т/сут	Ожидаемая дополнительная добыча нефти, тыс. т.
237	ПНЛГ	15 т/сут	6
282	ПНЛГ	20 т/сут	6
286	ПНЛГ	18 т/сут	16
296	ПНЛГ, ГРП	42 т/сут	16
151	РИР, ЛА, ГРП	46 т/сут	10
274	РИР, ЛА, ГРП	35 т/сут	10
185	РИР, ЛА, ГРП	35 тсу/т	10
132	ГРП	35 т/сут	10
118	ГРП	30 т/сут	10
111	ГРП	30 т/сут	10

- Стартовые дебиты нефти брались по работе скважин окружения.
- Дополнительная добыча оценивалась по средней эффективности технологии.
- Суммарная дополнительная добыча – 104 тыс. т.
- Дополнительно ожидается добыча за счет проведения ГТМ на действующем фонде, эффекта от ППД, бурения 3 новых скважин и 15 ЗБС.
- Возможно поиск дополнительных кандидатов для ОИЗ больше 0,15.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные особенности разработки месторождений Западной Сибири крупнейшими компаниями региона

Компания АО «Томскнефть – ВНК» является одним из крупнейших предприятия по добыче углеводородов в Томской области.

Томскнефть» ВНК крупнейший налогоплательщик, обеспечивающий долю 30% от налоговых платежей в бюджет области. Предприятие добывает до 65% от общего объема добычи нефти в Томской области. Основной базовый город томских нефтяников Стрежевой. Население Стрежевого - около 42,4 тысячи человек.

Территория деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК составляет более 42 тысяч кв.км. Площадь лицензионных участков - свыше 26 тысяч кв.км. Главная отличительная черта нашей географии: разбросанность месторождений, они находятся в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. Степень заболоченности Томской области достигает 37%.

Ломовое месторождения является активом, с которого при относительно небольших вложениях, можно получить хорошую прибыль, поскольку под действующим фондом сосредоточено достаточно большое количество запасов, которые можно извлечь при помощи предложенной программы ГТМ.

В данном разделе производится оценка рентабельности предлагаемых технологий.

4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

В данной магистерской диссертации произведен подбор ГТМ для повышения рентабельности месторождения.

Одним из наиболее эффективных методов является перевод высокообводненных скважин с верхнего пласта на нижний пласт.

Основываясь на фактическом опыте проведения подобных операций ее стоимость составит – 2 млн. р.

Ожидаемый прирост дебита нефти - с 3 до 10 т/сут, при этом за счет снижения обводненности ожидается снижение операционных затрат на 0,2 млн. р в год.

Возьмем цены на нефть актуальные на 01.05.2019 г. – таблица 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 01.05.2019 г.	руб./долл.	64
2	Цена реализации нефти	\$ за баррель	72
3	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,2
4	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
5	Норма рентабельности,	%	20
6	Налог на прибыль	%	20
7	Среднесуточный дебит нефти наклонно-направленной скважины, т/сут	3	
8	Среднесуточный дебит нефти горизонтальной скважины, т/сут	10	
9	Объём дополнительных капитальных вложений, млн. руб.	2	
11	Сокращение операционных затрат, млн. руб.	0,2	
12	Стоимость базовой скважины, млн. руб.	50	

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, (1)$$

где I_0 – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, \quad (2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн.тонн;

n – Период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (3)$$

где R_o – выручка от реализации, млн. руб.;

q – Среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – Количество рабочих дней в году;

k – Количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;

- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;

- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

p_i – Прибыль в i -том году;

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (5)$$

I_i – Объем инвестиций в i -том году;

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / P_i \quad (6)$$

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$B_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t,$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;

Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t -м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует

отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объема производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorption costing* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginal costing* (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании *absorption costing* в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма

продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные, и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost- profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдёт с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства

изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B/(w-a), (9)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта.

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Капитальные затраты на мероприятие	0	2	2
	Выручка от реализации, млн. руб.:	12,49	41,64	29,15
	- себестоимость добычи;	9,99	9,79	-0,20
	- прибыль	2,50	31,85	29,35
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	76,5	56,5
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		0,07	1 месяц

Произошло увеличение рентабельности проекта с 20% до 76,5%.

Технология окупается за 1 месяц.

Это может быть объяснено низкой стоимостью технологи

Таблица 4.3 – Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	41640
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	31846
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	9794
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	5876
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	3917
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	35764
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	86
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	4950
9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	41591
- в натуральном выражении, тыс. руб		21140

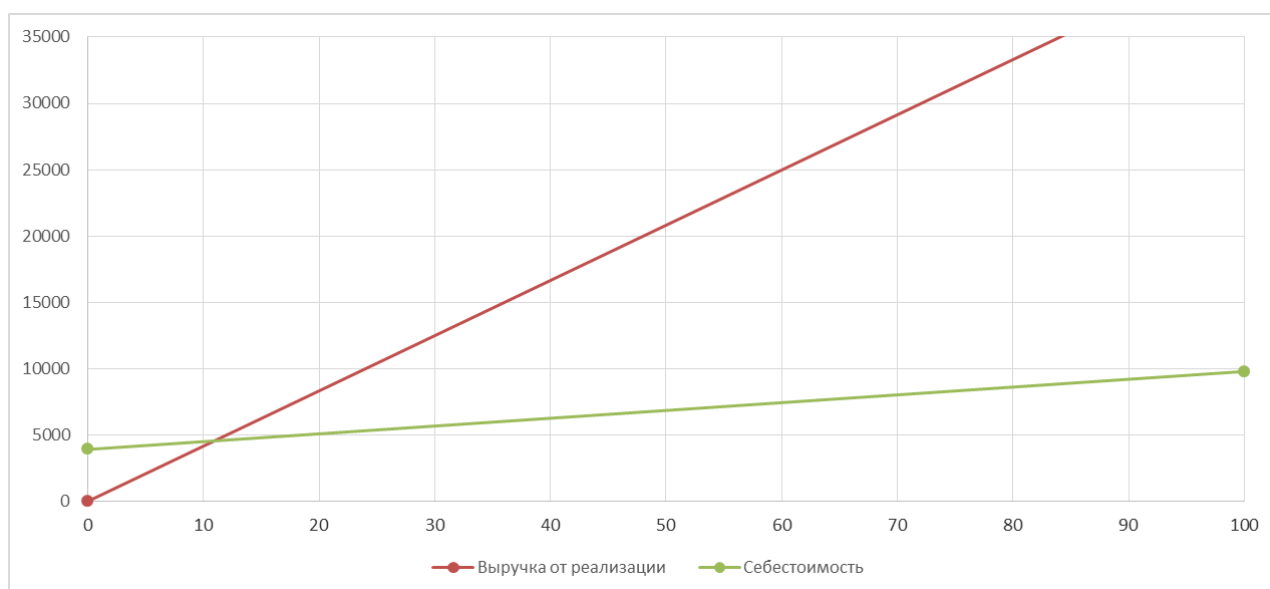


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	41640
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	31846
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	9794
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	1693
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	3917
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12000
7.Объем добычи, тонн в год	Q	3470
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	490

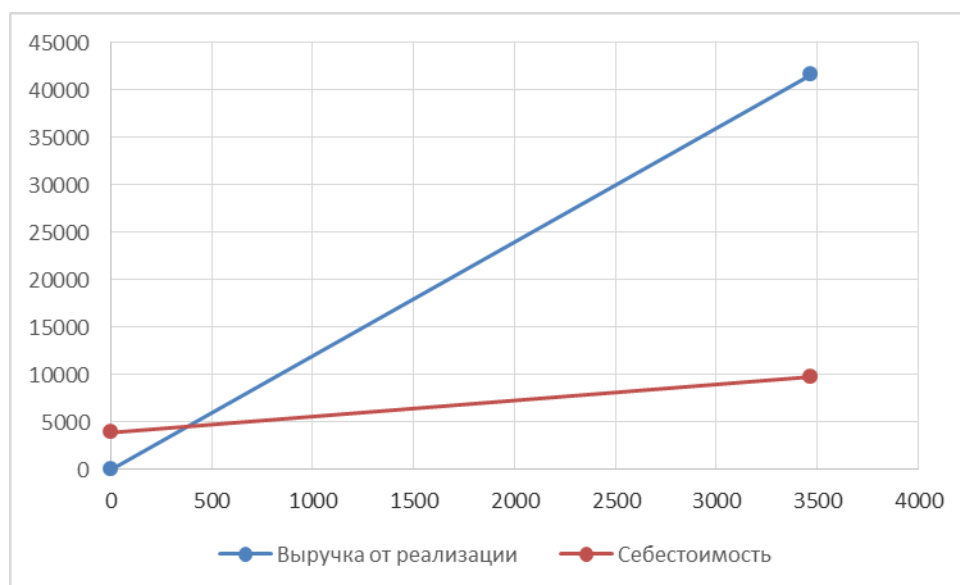


Рисунок 4.2 – График точки безубыточности проекта

Вывод:

В ходе проведения мероприятия стоимостью 2 млн р. происходит увеличение дебита нефти с 3 до 10 т/сут, рентабельности проекта с 20 до 76,5%, из чего можно сделать вывод об эффективности технологии.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Магистерская диссертация посвящена проведению геолого-технических мероприятий для интенсификации добычи нефти на месторождении X.

Проведение геолого-технических мероприятий осуществляется бригадой подземного ремонта скважин и включает в себя следующие мероприятия – смена насоса, проведения соляно-кислотных обработок, проведения гидравлического разрыва пласта (проводится специальной бригадой), дострел скважин.

Все эти мероприятия проводятся в полевых условиях на действующих скважинах, работа ведется с крупногабаритной техникой под воздействием высоких давлений, электрического напряжения.

Все это требует внимательного отношения к безопасности работников и является потенциальной угрозой возникновения чрезвычайных ситуаций.

Во время работы специалисты подвергаются воздействию различных вредных и опасных факторов, которые могут стать причиной нанесения вреда жизни и здоровью человека.

В данном разделе будут описаны правовые нормы законодательства РФ, приведены основные опасные и вредные факторы, характерные для особенностей работы бригады ПРС, приводятся негативные источники воздействия на окружающую среду, а также описаны правила поведения при возникновении ЧС [8].

5.1 *Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности*

Все нормы трудового законодательства Российской Федерации приводятся в "Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018), который является ключевым документов, характеризующим трудовые отношения в стране [9].

В статье 91 описываются основные правила рабочего времени, продолжительности трудового дня, статья 108 говорит о необходимости

перерывов на питание.

«В течение рабочего дня (смены) работнику должен быть предоставлен перерыв для отдыха и питания продолжительностью не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Правилами внутреннего трудового распорядка или трудовым договором может быть предусмотрено, что указанный перерыв может не предоставляться работнику, если установленная для него продолжительность ежедневной работы (смены) не превышает четырех часов». (в ред. Федерального закона от 18.06.2017 N 125-ФЗ). В рамках проведения дипломной работы данные правила были соблюдены.

Помимо этого необходимо уделять внимание рабочему месту - ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT) [10].

Настоящий стандарт распространяется на работы за компьютером для проведения расчетной части и созданию алгоритма за подбором ГТМ.

В первую очередь в данном стандарте говорится, что все оборудование, с которым сталкивается человек должно соответствовать его антропометрическим параметрам.

Рабочее место должно позволять удобно выполнять работы сидя, стоя, сидя и стоя. При выборе места, необходимо учитывать физическую тяжесть работ, размеры рабочей зоны, особенностям выполнения труда.

Рабочее место для работы сидя должно соответствовать ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [11].

Трудовые операции должны проводиться в пределах досягаемости моторного поля. Операции «часто» и «очень часто» должны производиться в пределах легкой досягаемости.

В рамках проведения данной работы к операциям часто относятся расчеты в специальном программном обеспечении.

Также в качестве оборудования используется вычислительная техника.

5.2 Производственная безопасность

Как было сказано ранее, все работы проводятся в поле и на кустовых площадках, что является источником вредных и опасных факторов - таблица 5.1 [12].

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. СП 52.13330.2016 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе			+	
Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.			+	
Электрический ток	+	+	+	
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования			+	
Пожаровзрывоопасность	+		+	

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Поскольку для проведения операций на действующих скважинах необходима их остановка, операции проводятся как в дневной, так и ночное время.

«СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95» характеризует нормы освещенности кустовых площадок (таблице 5.2). Для контроля над параметрами необходим постоянный замер освещённости зон, в случае недостатка света необходимо оборудование кустовых площадок осветительными приборами [13].

Таблица 5.1 – Освещенность мест производства работ на кустовой площадке

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2
Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.		

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Месторождение X находится в автономии в связи с чем основная часть работ проводится преимущественно в зимнее время.

С учетом климатической зоны расположения месторождения зимой зачастую приходится сталкиваться с низкой температурой, что несет потенциальный риск для здоровья сотрудников.

Помимо использования специальной экипировки необходимо соблюдения временных пределов работы на открытом воздухе - таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIa)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"-
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Во время проведения работ на кустовой площадке работает техника, приводящая к загазованности воздуха. Отсутствие контроля за содержанием вредных веществ в атмосфере может стать причиной получения отравлений.

Необходим контроль за содержанием вредных веществ в атмосфере (таблица 5.3.), наличия защитной амуниции (противогазы, респираторы) [14].

Таблица 5.3 – Допустимые нормы содержания вредных веществ

название элемента	Величина ПДК мг/м ³	агрегатное состояние	класс опасности
сероводород	10	п	2
сероводород в смеси с углеводородом	3	п	3
сероуглерод	1	п	3
ментано	5	п	3
пропан	10	п	3

Электрический ток

В связи с проведением работ под высоким напряжением необходим повышенный контроль за состоянием оборудования. Необходимо проведение регулярных проверок, отсутствие оголенных проводов, допуск к работам под

напряжением могут получать только специально обученные люди, опасные места должны быть помечены информационными стендами [15].

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Вся крупногабаритная техника должна быть под тщательным контролем. Люди должны быть внимательны, присутствия людей в зоне движущихся частей машин и механизмов должно быть исключено. Необходим постоянный инструктаж работников.

Пожаровзрывоопасность

Нефть и газ являются горючими материалами, способным легко воспламеняться.

Перед проведением операция должны проводиться расчеты по потенциальным выбросам пластового флюида. При проведении операций необходим контроль от супервайзеров за следованием регламентов.

Кустовые площадки должны быть оборудованы средствами для тушения пожаров (огнетушители) [16].

5.3 Экологическая безопасность

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки месторождения Х. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки месторождения Х.

Атмосфера

Основная деятельность, планируемая на месторождении Х – добыча и транспортировка нефти.

На месторождении в составе предприятий ОАО «Томскнефть» ВНК, основными существующими источниками выброса загрязняющих веществ в

атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи, бенз(а)пирена;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;
- неплотности соединений ЗРА, насосов и сепараторов, расположенных на площадке УПСВ - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;
- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников на месторождении, относятся к 1 – 4 классам опасности.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

Экологический мониторинг за изменением качества приземного слоя атмосферного воздуха на территории месторождения осуществляет состав программы экологического мониторинга (ПЭМ) месторождения.

Согласно «Типовой инструкции по организации системы контроля промышленных выбросов в атмосферу в отраслях промышленности» контроль за выбросами ЗВ в атмосферу на промысле осуществляется химико-аналитической лабораторией АО «Томскнефть» ВНК.

Гидросфера

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Гидрографическая сеть территории месторождения принадлежит бассейну р. Махни и представлена р. Горелой, р. Гусевой, р. Ломовой. Основными крупными формами рельефа рассматриваемой территории месторождения являются: междуречные равнины, их пологие склоны и долинный комплекс современных водотоков. Поверхность междуречных равнин занята обширным верховым болотом, центральные участки которого представлены грядами – озерково - мочажинными микроландшафтами.

Реки относятся к II рыбохозяйственной категории, являются типично таёжными с малыми уклонами продольного профиля, обладают слабой возможностью для самоочищения.

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

- разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей;
- поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек

из водоводов, нефтепроводов;

- поступление загрязняющих веществ с площади водосбора;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате их перетоков по затрубному пространству в случае некачественного цементирования и негерметичности обсадных колонн.

Благодаря немногочисленности скважин на площадках влияние токсичных веществ, поступающих в гидросферу носит локальный характер. Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных источников вносит смыв загрязняющих веществ с площади водосбора.

Для хозяйственного водоснабжения используются подземные воды водоносного горизонта новомихайловской свиты из артскважин, пробуренных на территории вахтового посёлка.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

- концентрированное размещение скважин на площадках и линейных сооружений в коридорах коммуникаций, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля;

- восстановление обваловки на кустовой площадке;
- организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок с целью защиты подземных вод от загрязнения путем фильтрации и возможных утечек загрязнителей;

- отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, от нефти на УПН, месторождения, очищение и обеззараживание хозяйственных, дождевых и дренажных стоков для подачи их в систему ППД;

- использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов.

Забор воды из поверхностных водоемов для нужд разработки месторождения не предусматривается.

Предупреждение загрязнения высокоминерализованных сеноманских вод и пресных артезианских вод обеспечивается мероприятиями, заложенными в технологических решениях по конструкции эксплуатационных скважин.

Литосфера

Бурение эксплуатационных скважин с кустового основания и прокладка инженерных коммуникаций к ним в одном коридоре позволит сконцентрировать негативное воздействие планируемой разработки месторождения на земли, растительность и животный мир на ограниченных площадях.

Проект эксплуатации месторождения предусматривает изъятие земель для долгосрочного пользования и для краткосрочного пользования.

В долгосрочное пользование земли испрашиваются на период эксплуатации следующих планируемых объектов: площадки строительства эксплуатационных скважин, площадки под опоры линии электропередачи, автодорогу. В краткосрочное пользование земли изымаются на период строительства.

Почв сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. Земли используются в лесном хозяйстве.

Планируемые к отводу земли заняты лесными угодьями – лесами III группы эксплуатационного назначения.

Территория месторождения не входит в границы территорий приоритетного природопользования. Здесь нет родовых угодий малочисленных народностей Севера. В хозяйственной деятельности коренного населения территория размещения существующих и планируемых объектов обустройства месторождения не используется.

Для рационального использования растительных ресурсов и снижения отрицательного воздействия планируемой разработки месторождения на растительность рекомендуется:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;

- ликвидировать порубочные остатки – сучья и ветки сжигать с соблюдением мер пожарной безопасности, или захоранивать в специально отводимых траншеях в местах вырубки;
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода, в целях предотвращения механического нарушения почвенно-растительного покрова на прилегающих участках;
- проводить своевременную рекультивацию нарушенных и замазученных земель;
- соблюдать правила пожарной безопасности при работе в лесных массивах.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Правила и классификация чрезвычайных ситуаций приводятся в ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров [17].

В качестве наиболее вероятной чрезвычайной ситуации выберем возгорание на кустовой площадке.

Пожары классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации.

В первую очередь весь персонал, проводящий работы, должен быть хорошо обучен правилам пожарной безопасности и пройти все инструктажи.

На кустовой площадке должен находиться человек, ответственный за соблюдение норм пожарной безопасности, должно присутствовать оборудование для пожаротушения.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, если ее невозможно потушить оперативно без угрозы для жизни в первую очередь необходимо покинуть опасную зону, оказать помощь по эвакуации остальным пострадавшим.

Далее необходимо сообщить специальным службам о произошедшем, самостоятельно не предпринимать попыток потушить возгорание, следовать

должностным инструкциям.

5.3 *Заключение*

Проведением геолого-технических мероприятий бригадой ПРС является источником ЧС.

В разделе приводятся основные вредные и опасные факторы и способы предотвращения их негативного воздействия на организм человека.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе предлагается методика увеличения КИН Месторождения X при помощи формирования программы ГТМ.

Месторождение X находится на 3 стадии разработки, большая часть фонда разбурена.

При этом аналитические расчеты показывают, что действующий фонд скважины не сможет отобрать более 1 млн. т нефти, по сравнению с утвержденными извлекаемыми запасами.

На месторождении планируется бурение 3 новых скважин (на которых заложено 150 тыс. т. добычи) и 18 ЗБС (540 тыс. т). Соответственно потенциал для ГТМ – 572 тыс. т.

При этом на месторождении выделяются четыре ключевых проблемы, которые в настоящий момент не позволяют достичь проектного КИН:

- недостаточность системы ППД;
- неравномерная выработка по разрезу;
- снижения эффекта от ГРП;
- высокая аварийность скважин;

Для решения данных проблем с учетом накопленного опыта разработки месторождения X и месторождений со схожими свойствами автором работы предлагаются следующие пути решения:

- Перевод окружающих добывающих скважин в нагнетание;
- Проведение ПВЛГ на скважинах, отобравших свои запасы;
- Проведения повторных ГРП;
- Проведение РИР и ЛА по новой технологии;

Также в работе описан алгоритм подбора оптимальных ГТМ. С его использованием было предложено 9 мероприятий, дополнительная накопленная добыча составляет порядка 100 тыс. т.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. С. Ю. Борхович, к.т.н., И.В. Пчельников, А.Л. Натаров Формирование критериев подбора скважин для проведения геолого-технических мероприятий, 2018
2. Т. Ф. Манапов, Методология комплексного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе, ТНК-ВР 2006 г.
3. Тимонов А.В.*, Загуренко А.Г.*, Хасанов М.М.*, Пасынков А.Г., Афанасьев И.С.*SPE 104355 Комплексный подход к оптимизации ГРП на месторождениях ОАО «НК «Роснефть», НК «Роснефть», 2012
4. Андрей Малюгин, Олег Олендер, Владимир Федотов , а также Александр Корепанов , Газпромнефть-Ямал; Рустам Асмандияров, Рустэм Зулькарниев, Роман Студинский, а также Эльнар Сайфутдинов, Газпромнефть НТЦ; Антон Иванов, NOV Формирование программы геолого-технических мероприятий на Новопортовском месторождении Completion Tools, 2018 г.
5. Ю. Головацкий, О. Петрашов, В. Сыртланов, И. Вафин, Н. Межнова, SPE-177334-RU Подходы к восстановлению добычи крупных месторождений на поздней стадии развития Baker Hughes, 2016 г.
6. А. Кашапов SPE-176744-RU Применение теории нечетких множеств для поиска скважин-кандидатов на проведение геолого-технологических мероприятий, ОАО ТомскНИПИнефть 2015 г
7. В.А., Ильясов А.М., Ломакина И.Ю., Корнилов А.В. SPE 138058 Комплексный подход к прогнозированию успешности ремонтно-изоляционных работ Стрижнев / ООО «РН-УфаниПИнефть», Уфа
8. SPE 138058 Комплексный подход к прогнозированию успешности ремонтно-изоляционных работ Стрижнев В.А., Ильясов А.М., Ломакина И.Ю., Корнилов А.В. / ООО «РН-УфаниПИнефть», Уфа, 2010 г.
9. Беляков, Геннадий Иванович. Охрана труда и техника безопасности [Электронный ресурс] : учебник для прикладного бакалавриата / Г. И.

- Беляков. — 3-е изд., перераб. и доп. — Мультимедиа ресурсы (10 директорий; 100 файлов; 740МВ). — Москва: Юрайт, 2016.
- 10.Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018
- 11.ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT)
- 12.ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
- 13.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 14.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
- 15.ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 16.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 17.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
18. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

Раздел 1
SELECTION OF THE OPTIMUM PROGRAMM GEOLOGICAL AND TECHNICAL METHODS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Илыгеев Михаил Сергеевич		

Консультант школы отделения (НОЦ)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ А 1. SELECTION OF THE OPTIMUM PROGRAMM GEOLOGICAL AND TECHNICAL METHODS

For a start article SPE-191715-18RPTC-MS Well Intervention Program Creation at the Novoportovskoye Field Oleg Olender, Andrey Malyugin, Vladimir Fedotov, and Alexander Korepanov, Gazpromneft-Yamal; Rustam Asmandiyarov, Rustem Zulkarniev, Roman Studinsky, and Elnar Sayfutdinov, Gazpromneft STC; Anton Ivanov, NOV Completion Tools is used [1].

Novoportovskoye Field is classified as large and is characterized by complex geological structure, reservoir development is complicated by bottom water and gas caps.

The field is developed by horizontal wells with a horizontal section length of up to 2,000 m and various completion methods:

1. Assemblies with extended screen sections isolated by packers
2. Assemblies with sliding ball-activated hydraulic fracturing collars
3. Internal-flush assemblies with hydraulic fracturing collars (30pcs) activated by a special CT- conveyed device.

To estimate the efficiency of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells, a module has been developed that allows estimating the effect of the primary and repeated fracturing. The module takes into account the increase in the number of frac stages, fracture half-length and width, it allows to estimate the risks of clay barriers breakthrough, evaluate reservoir properties, and select the stimulation option.

To select wells for Hz sidetracking and infill drilling, an algorithm for identifying undeveloped reservoir sections was applied to evaluate the efficiency of well interventions and assess the risks in each zone.

In the conditions of oil rims, to increase the efficiency of reservoir development using horizontal wells with screen completions, it is recommended to use casing packers in a liner assembly that divide the horizontal borehole into isolated sections. This solution will allow to perform targeted isolation / stimulation of a certain horizontal interval in the process of well operation in case of a decrease in

productivity and water/gas breakthrough. As a result, the cost-effective life of a well will be extended and the oil recovery factor of the field will be increased.

A twin-packer technology for a targeted stimulation of a certain interval in a horizontal wellbore was tested and successfully implemented by Gazpromneft-Yamal.

The main conclusion from this work are:

1. Tools for the selection, performance, and risk assessment of well interventions at Novoportovskoye field have been implemented.

2. In the conditions of oil rims, in order to improve the efficiency of reservoir development using horizontal wells (Hz) with screen completions, it is recommended to equip liner assemblies with casing packers that divide a horizontal wellbore into isolated sections.

This solution allows targeted isolation / stimulation of a certain interval of a horizontal wellbore in the process of well operation in case of a decrease in productivity and water/gas breakthrough. As a result, the cost-effective life of the well will be extended and the oil recovery factor of the field will be increased.

3. For targeted stimulation of a particular interval of horizontal wellbore, a twin-packer technology was successfully tested with the record distance between twin-packer assembly and to be applied at the Gazpromneft fields.

SPE-177334-MS Huge Mature Fields Rejuvenation Yuriy Golovatskiy, Oleg Petrashov, Vil Syrtlanov, Ilnur Vafin, and Natalia Mezhnova, Baker Hughes 2015 [2].

The paper considers the experience of huge mature field development optimization by the example of oil Field Y in the Western Siberia.

The approach for automation selection the prospective wells for workover program for the multi-formation field was developed. The automated waterflooding optimization was constructed to increase the sweep efficiency and to balance the injection values by wells. This approach has a significant potential to minimize time expenditures for routine operations, and enables improvement of field development strategies quality.

The field development based on secondary recovery methods like workovers, drilling and waterflooding optimization for the field Y (secondary recovery) allowed increasing recovery factor to some degree. For significant increase of recovery the enhancement oil recovery program (tertiary recovery) was prepared.

In recent years the subject of mature field development has been the focus of increasing interest in Russia and around the world. New technologies and approaches create opportunities for production enhancement and recovery factor improvement in mature fields.

The article describes the field development optimization experience of a mature field in West Siberia with a 30 years' production history and more than 2000 wells in total. The field is characterized by complex geology and consists of four closely situated Cretaceous layers with a significant permeability contrast. It has a three-line drive waterflooding pattern with 50 acres spacing with a 5-lines pattern in some parts of the field where wells were converted from the lower layers and additional perforation was performed. 60 % of production wells and 20% of injection wells are characterized by commingled operation from several layers.

A multidisciplinary team considered the issue of field development optimization based on best world practices for mature field development, including secondary and tertiary oil enhancement methods. The new optimized development option should deliver better ultimate oil recovery and economic performance compared to field operator's base case.

Originally, the oil recovery factor was considered to be a single oil recovery ratio to be determined by a study of analogues in the early stages of field development, and by historical production data in the later stages. Later A.P. Krylov suggested that the recovery factor be considered as a product of two ratios: pore-scale displacement efficiency and sweep efficiency. The sweep efficiency ratio was then broken down into the well pattern and water flooding ratios. Today from 2 to 6 recovery factor components are recognized.

Why is the recovery factor broken down into these components? It is primarily done to accelerate the process of selecting the best field development option by

reducing the number of options under review (V.D. Lyssenko, V.I. Graipher.: Rational oil field development). One way or another operators use methods based on RF break-down and optimization of each separate RF component while looking for best development options for their fields ("Reservoir technical limits" of British Petroleum, "Producing-the- Limit" of Shell).

Obviously, in order to achieve the maximum of aggregated RF it is necessary to maximize all RF factors. To do this we need to define the range of activities which will allow a significant increase of these factors. For example, water-alternating-gas (WAG), surfactants or injection of low salinity water can be used to increase the pore-scale displacement efficiency factor. Injection of cross-linked polymer gel can be used to increase the sweep efficiency ratio in case of water influx through the natural fractures and polymer flooding in case of the absence of fractures. Only an in-depth study of the field, conducted by an experienced cross-disciplinary team, can provide the correct choice of EOR methods. If there is no adequate understanding of the field standard "one size fits all" methods can lead to ineffective decisions. For example, the extension of a cross-linked polymer gels injection program to cover fully swept porous layers in order to achieve natural fractures colmatation and a sweep efficiency increase while there are no natural fractures, can lead to unpredictable results after several years. Field development options are formed based on EOR activities, aimed to maximize each of the considered factors. Then best option is chosen based on economic analysis and iterative improvement of options using simulation model.

Taking into account high accident rate materials from SPE 138058 The Integrated Approach to the Prediction of Water Shut-Off Jobs Effectiveness Strizhnev V.A., Ilyasov A.M., Lomakina I.Y., Kornilov A.V. / ООО «RN-UfaNIPIneft», Ufa was used [3].

This paper presents an integrated approach to the optimization of properties and volumes of chemicals by the example of water shut-off workovers in vertical and deviated producing wells completed in sandstone reservoirs. It includes laboratory testing of water shut-off chemicals and mathematical modeling of its

injection into the layered reservoirs. Testing the chemicals is necessary to optimize the selection of materials that suit best to the current reservoir conditions, numerical experiments on the presented model allows evaluating the technological and economical effect from the treatment.

The design of costly workovers, like hydraulic fracturing, water shut-off jobs, side-tracking, drilling deviated and horizontal wells is widely practiced in oil industry all over the world and in Russia. The number of different chemical compounds that are used in listed technological processes grows as the time goes by, chemicals acquire a wider range of properties. On the other hand better quality of the chemicals usually means that they cost more, as a result, total expenses for the treatment also increases. That's why correct selection of chemicals and applied technologies is the key to the treatment success. But there's always a risk of potential re-treatment or well shut-down because of incorrect design of conducted operations.

When building the design of the water shut-off jobs often used a widespread method of expert appraisal, which can be an individual or joint decision of specialists on the sequence of operations. But this approach has a number of disadvantages: usually there is no strict scientific foundation of the design, impossibility to predict accuracy of the results, low continuity of technical knowledge. On the other hand, in recent years popularity is gained by methods based on physical and mathematical modeling of phenomena.

A number of methods and software solutions are available in worldwide an Russian practice to select the design of water shut-off jobs, each method has its advantages and disadvantages. The simplest method is using empirical equations, for example suggested in. They allow calculating the volume of gelant compositions necessary to create an effective barrier in the reservoir impermeable to water. However this approach can't be applied for hardening compositions and can't be used to estimate the technological effectiveness of the treatment. One of the main features of 3D reservoir models is incorrect representation of the near-well zone that is the most important part for water shut-off workovers in producing wells. The most soft-

ware solutions are developed by service companies and are based on usage of chemicals and equipment owned by them.

We can see that proposed approach can sufficiently decrease the duration of the water shut-off workovers, eliminate the need of the subsequent treatment because of mismatching of the materials and given well conditions and assure that oil rate is maximized and water cut is minimized. Proposed approach was successfully applied on OAO “NK “Rosneft” oilfields and has a substantial potential to be implemented.

The task of selective plugging of the watered-out layers and reservoir shut-off can be split into several subgoals: describe injection of the chemicals into the layered reservoir, where layers are separated by impermeable shale streaks; check the stability of the gel screen; calculate the technological efficiency of the workover and predict the well rate and water cut.

A new significant task arises for isolation of the crossflow behind casing – there is a need to determine the porosity and permeability of the cement sheath from the amount of crossflow. Isolation of casing leaks is a different task as most of the water comes from the interval that is located quite separate from the perforations. That’s why it is necessary to determine the porosity and permeability in the interval of the casing leak.

A model of apparent porous media is used to determine the properties of fractured cement sheath in the crossflow interval, equations to determine the effective porosity and permeability were obtained as a result. For casing leaks parameters are reduced to the pseudo-radial model, in order to determine the effective height of the open reservoir.

Movement of the compositions through the reservoir and fractures in cement sheath is described according to Darcy law. Stability of the created gel screens was determined by comparing the pressure gradient on the boundaries of the screen with critical gradient that is directly proportional to gel yield stress. For hardening compositions pressure gradients were compared with adhesion bond and compressive strength. Rate of the well after the water shut-off was determined according to the

residual resistance factors of the gels. One of the features of the proposed model is consideration of the injection capacity of the isolated interval in producing well.

In that way the proposed approach combines the advantages of fast calculation, covers the most relevant water shut-off technologies, allows to make a design using hardening or gelant compositions and their combinations, and can be used to predict the effectiveness of the workover and fluid rates after the job.

The proposed approach was approved on OAO “NK “Rosneft” (OOO “RN-Purneftegaz” and OOO “RN- Yuganskneftegas”) oilfields as a case study. It showed that average residue of the calculated oil rate from the actual values is about 21,3% (3,2 t/day), fluid rate – 31% (39,6 t/day), water cut – 11,3%.

LIST OF REFERENCES

1. Oleg Olender, Andrey Malyugin, Vladimir Fedotov, and Alexander Korepanov, Gazpromneft-Yamal; Rustam Asmandiyarov, Rustem Zulkarniev, Roman Studinsky, and Elnar Sayfutdinov, Gazpromneft STC; Anton Ivanov, NOV Completion Tools SPE-191715-18RPTC-MS Well Intervention Program Creation at the Novoportovskoye Field, 2016
2. Yuriy Golovatskiy, Oleg Petrashov, Vil Syrtlanov, Ilnur Vafin, and Natalia Mezhnova SPE-177334-MS Huge Mature Fields Rejuvenation, Baker Hughes 2015
3. Strizhnev V.A., Ilyasov A.M., Lomakina I.Y., Kornilov A.V. SPE 138058 The Integrated Approach to the Prediction of Water Shut-Off Jobs Effectiveness / OOO «RN-UfaNIPIneft», Ufa, 2012