

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности разработки объекта М₁ месторождения «Х» (Томская область)

УДК 622.276-027.236”621”(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Серебрянников Александр Александрович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	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 Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Серебрянникову Александру Александровичу

Тема работы:

Повышение эффективности разработки объекта М ₁ месторождения «Х» (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	<i>Объектом исследования является пласт М₁ месторождения «Х» (Томская область) с запасами палеозойских углеводородов.</i> Исходные данные к работе: - Пакет геологической и геофизической информации по исследуемому месторождению; - Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ; - Фондовая и периодическая литература; - Материалы исследовательских институтов.
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	- Обзор литературы; - Объект и методы исследования; - Анализ текущего состояния разработки объекта M_1 и проводимых геолого-технических мероприятий; - Оценка эффективности зарезок боковых стволов в качестве метода оптимизации разработки объекта M_1; - Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; - Социальная ответственность; - Заключение.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	- Обзорная схема района; - Геологические разрезы по линиям скважин; - Графические материалы обзорной литературы.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор литературы	

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

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Серебрянников Александр Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Серебрянникову Александру Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Раздел ВКР включает: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Ставка дисконта 15%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения зарезок боковых стволов на объекте М ₁

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Диаграмма экономической эффективности проведения зарезок боковых стволов на объекте М ₁ ;
2. Анализ чувствительности проекта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		27.03.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Серебрянников Александр Александрович		27.03.2019г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Серебрянникову Александру Александровичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»</u>

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:

1. Объектом исследования является пласт М₁ нефтегазоконденсатного месторождения Томской области. Область применения выполненных работ – аналогичные месторождения с запасами палеозойских углеводородов.

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 при компоновке рабочей зоны.

Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

2. Производственная безопасность:
2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Выявлены следующие вредные и опасные факторы:

- повышенная запыленность и загазованность воздуха;
- повышенный уровень шума и вибраций;
- недостаточная освещенность;
- токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;
- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
- движущиеся машины и механизмы;
- сосуды и аппараты под давлением;
- пожаробезопасность;
- электробезопасность.

3. Экологическая безопасность:

Рассмотрены следующие вопросы:

- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газовых компонентов в атмосферу);
- анализ воздействия объекта на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);

	– анализ воздействия объекта на литосферу (механическое разрушение почв и разлитие химических агентов).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Рассмотрены следующие вопросы: – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			27.03.2019г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Серебрянников Александр Александрович		27.03.2019г

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.11.2018	Обзор литературы.	18
10.02.2019	Объект и методы исследования.	25
15.03.2019	Оценка технологической эффективности зарезок боковых стволов в качестве метода оптимизации разработки объекта М ₁ .	25
20.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	14
01.05.2019	Социальная ответственность.	12
12.05.2019	Оформление работы.	6

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 119 страниц, 38 рисунков, 31 таблицу, 33 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: методы интенсификации, методы увеличения нефтеотдачи, зарезка бокового ствола, палеозойские отложения, углеводороды, месторождение, пласт.

Объектом исследования является объект M_1 месторождения «Х» Томской области.

Цель работы – составление оптимальной стратегии разработки объекта M_1 месторождения Томской области при имеющихся проблемах и сложностях эксплуатации нефтяных скважин.

В процессе исследования проводились геолого-физическая характеристика месторождения, сравнение проектных и текущих показателей разработки, оценка результатов проводимых геолого-технических мероприятий, рассмотрение технологических особенностей зарезки боковых стволов со старых скважин, а также анализ эффективности их применения.

В результате исследования было выявлено, что технология зарезки боковых стволов на объекте M_1 позволит не только вывести из бездействия целый ряд скважин, но и поможет извлечь остаточные запасы из зон, не задействованных разработкой ранее, что в свою очередь способствует поддержанию уровней добычи по разрабатываемому объекту и повышению конечного коэффициента нефтеизвлечения.

В дальнейшем планируется изучение особенностей разработки месторождений-аналогов с учетом полученных результатов данных исследований.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	12
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	16
3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА M_1	48
3.1 КРИТЕРИИ ОТБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗОК ВТОРЫХ СТВОЛОВ.....	49
3.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ СХЕМ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.....	51
3.3 ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТНЫХ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ.....	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	81
5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	84
5.2.1 АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ.....	85
5.2.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ	89
5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	92
5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ.....	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98

ВВЕДЕНИЕ

С каждым годом запасов углеводородного сырья, которые заключены в традиционные коллекторы, становится все меньше. В связи с этим, актуальным остается вопрос вовлечения в разработку так называемых трудноизвлекаемых запасов, что позволит поддерживать высокие уровни добычи на нефтегазопромыслах Сибири. Палеозойские углеводороды обычно заключены в сложные трещиноватые карбонатные породы, которые залегают на больших глубинах, в связи с чем возможны поглощения бурового раствора в процессе бурения, прорывы газа и быстрое обводнение эксплуатационных скважин, поломка глубинного оборудования. Поэтому крайне важно искать максимально эффективный подход к разработке доюрских отложений, опираясь на имеющийся опыт работы у компаний Томской области с подобными коллекторами.

Целью магистерской диссертации является составление оптимальной стратегии разработки объекта M_1 месторождения Томской области при имеющихся проблемах и сложностях эксплуатации нефтяных скважин.

Объектом исследования является пласт M_1 месторождения Томской области, на котором в 1977 году бурением поисковой скважины № 1П открыты промышленные запасы углеводородного сырья. Предметом исследования являются возможные способы повышения эффективности разработки объекта M_1 для более полного извлечения геологических запасов углеводородов.

В данной работе помимо характеристики геологического строения нефтяного объекта M_1 и текущего состояния его разработки рассмотрены проводимые геолого-технические мероприятия, принцип их действия и проведена оценка их технологической эффективности, рекомендуется оптимизация разработки объекта M_1 путем бурения нарезок боковых стволов с аварийных скважин в зоны локализации остаточных запасов. Результаты работы могут быть использованы при проектировании разработки месторождений-аналогов с запасами палеозойских углеводородов.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Нефтегазоносность палеозойских залежей связана с западной частью Томской области, где уже на сегодняшний день по российским меркам накоплен значительный опыт по разработке доюрских отложений. Проблемы «палеозоя», как считают специалисты, работающие над одноименным проектом [1], заключаются в недостаточно развитых на текущий момент технологиях геологоразведочных работ и геофизических исследований. Дело в том, что нефть в палеозойских отложениях находится на очень больших глубинах (от 2,5 до 4,5 км) и распределена неравномерно, горные породы, в которых эти отложения сосредоточены, расположены под большими углами и имеют сложное трещиновато-каверновое строение. В связи с этим, по данным современных методов геологоразведки очень сложно определить, в каком именно месте локализуется нефть. По мнению специалистов НТЦ «Газпром нефть», на текущий момент необходимо акцентировать внимание не столько на разработку технологий разработки палеозойских отложения, сколько на технологии поиска залежей доюрского фундамента, так как без достоверных знаний о типе и свойствах исследуемых запасов сложно говорить об эффективной их разработке.

Автор статьи [2] рекомендует ориентировать разведочную практику на поиски различных зон разуплотнения, в которых наблюдается активная динамика флюидов. Такими зонами могут быть гранитоидные массивы и рифогенные тела, а также образования различных форм и состава, представленные в виде столбов, распространенных в вертикальном направлении, с активной геофлюидодинамикой. О промышленной нефтегазоносности палеозойских толщ споры не утихали долгое время, но открытие и достаточно успешная разработка некоторых месторождений с запасами палеозойских углеводородов говорит о хорошем потенциале данного типа запасов. Ошибкой геологоразведчиков, занимающихся оценкой нефтегазоносности палеозоя и поиском промышленных залежей

углеводородов, является проецирование так называемой «мезозойской» методики на палеозой, в связи с чем многие сведения изначально неправильно интерпретируются и создается неправдоподобная картина о структуре и свойствах исследуемых объектов. Несмотря на отсутствие какой-то конкретной методики нахождения и изучения палеозойских залежей, производства, занимающиеся поиском и разведкой, должны предусматривать определение зон трещиноватости, при чем распространяющиеся, в основном, в вертикальном направлении с градиентным насыщением флюидов. Как вариант, могут быть использованы различные виды высотных съемок, гравиразведка высокоточными приборами, тепловая и геохимическая съемки и, конечно же, бурение глубоких скважин различного назначения. Касаясь разработки месторождений с запасами углеводородов, оптимальными считаются щадящие режимы разработки, так как при интенсивном дренировании пласта происходит быстрое обводнение скважин в следствие заполнения трещинных каналов связанной водой.

В диссертации [3] представлена сводная геолого-физическая характеристика месторождений Томской области, в том числе с запасами палеозойских углеводородов. Автор предлагает вскрывать палеозойские отложения различными технологиями, которые используют на отечественных и зарубежных нефтегазовых промыслах. Считается, что с целью выявления всевозможных продуктивных пластов в процессе бурения необходимо создать гидродинамическое равновесие на забое или депрессию на пласт. Из технологий бурения, которые могут эффективно использоваться в ближайшем будущем при разработке палеозойских коллекторов, автор отмечает горизонтальные скважины (в том числе с разветвленной структурой) и многозабойные конструкции скважин. При этом не отрицается необходимость совершенствования методологии гидродинамических исследований для оптимизации системы разработки, создания гибких систем управления траекторией глубоких скважин, разработки качественных буровых растворов, подходящих под определенные геологические условия и т.п. Из

многочисленного перечня возможных геолого-технических мероприятий, которые проводятся на месторождениях Западной Сибири, упоминается сложность проведения гидроразрывов пласта из-за невозможности точно предугадать формирование трещины в пласте и ее направление. В то же время, положительно характеризуются зарезки боковых стволов с фонда скважин, выработавших свои запасы.

В работе [4] перспективы нефтегазоносности палеозойских залежей связывают с карбонатными породами различной кавернозности и трещиноватости, относящимися к Нюрольскому осадочному бассейну. Породы, вскрытые бурением Нюрольской впадины, представлены карбонатами разного состава и генезиса, продуктивные отложения представлены известняками, доломитами и различными органогенными породами. Характерная особенность палеозойских отложений заключается в интенсивной разбивке пород различно ориентированными трещинами и кавернами, которые заполнены доломитами, кварцем и различным битуминозным материалом. Касаясь разработки таких коллекторов, специалисты отмечают возникновение проблем на всех стадиях промышленной добычи палеозойских углеводородов: трехмерные цифровые модели зачастую не соответствуют действительности, геометрия размещения добывающих скважин и их плотность выбираются не совсем рационально, сложно обосновать конструкцию скважин и необходимость организации системы поддержания пластового давления или проведения различных видов геолого-технических мероприятий (таких как гидроразрыв пласта и др.).

Автор статьи [5] рассматривает инновационные технологии бурения скважин на месторождениях нефтегазодобывающей компании ОАО «Сургутнефтегаз», к которым относит зарезку боковых стволов с бездействующих эксплуатационных скважин с целью вернуть оные в добычу и увеличить конечный коэффициент нефтеизвлечения, что актуально в связи с большим количеством неработающих скважин на рассматриваемом в работе объекте М₁. В нефтегазодобывающей компании ОАО «Сургутнефтегаз»

создано управление по зарезке боковых стволов и капитальному ремонту скважин, которое занимается решением проблем данной технологии и повышением ее эффективности и экономической рентабельности. Средняя глубина строительства вторых стволов достигает почти трех тысяч метров, длина горизонтальных участков может достигать трехсот пятидесяти метров, практикуется бурение вторых стволов с углами проводки до 86-90 градусов, с одного пилотного ствола возможно бурение уже четырех боковых стволов. Кроме того, предпринимаются попытки совмещения технологии бурения боковых стволов с другими методами интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи.

В работе [6] авторы рассматривают способы повышения эффективности разработки месторождения на поздних стадиях и повышения степени выработки остаточных запасов углеводородов. Авторы обращают внимание на недостаточную изученность данных об анизотропии пластов-коллекторов, находящихся на поздних этапах разработки, их фильтрационно-емкостных свойств, а также о микро- и макронеоднородности. В связи с этим, сложно правильно проектировать геолого-технические мероприятия и выбирать методы повышения нефтеотдачи на бездействующем фонде. Прежде всего, необходимо точно и качественно научиться определять место локализации остаточных подвижных запасов, профилей обводнения и прочих сведений о состоянии продуктивных толщ за счет детального изучения геолого-промысловой информации. Зарезка боковых стволов, как считают авторы, является наиболее востребованным и пригодным к применению на сегодняшний день техническим методом повышения нефтеотдачи за счет возвращения в добычу отработанных скважин и вовлечения в разработку ранее не затронутых зон.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является пласт M_1 месторождения Томской области. Месторождение расположено в южной части Александровского района Томской области, было открыто в 1977 году бурением поисковой скважин № 1П, которая вскрыла кровельную часть палеозойских отложений. В промышленной разработке находится с 1986 года на основании проекта пробной эксплуатации. Ближайшее из разрабатываемых месторождений находится в 40 км на юго-запад, также в 100-130 км на запад находится еще одна группа месторождений – в целом, рассматриваемое месторождение можно считать обособленным и удаленным от обустроенных участков с развитой инфраструктурой.

Геологоразведочные работы на площади месторождения проводились последовательно и включали региональный, поисково-оценочный и разведочный этапы. Региональный и поисково-оценочный этапы (1947-1983 гг.) включали в себя геолого-геофизические исследования стадии прогноза и оценки нефтегазоносности (1947-1957 гг.), стадии подготовки поиска и оценки месторождения (1957-1983 гг.). Начиная с 1986 года, на разведочном этапе проведены работы с выполнением проекта пробной эксплуатации и доразведки месторождения. Изучение геологического строения месторождения продолжается и по настоящее время.

Пласт - коллектор M_1 имеет сложное строение. Состоит из плотных и проницаемых пропластков различной толщины – от 0,4 до 4 метров. Плотные прослои представлены мраморизованными и окварцованными известняками. Пласт M_1 приурочен к верхней зоне палеозойских отложений, зоне контакта их с песчано-глинистыми отложениями тюменской свиты. В большинстве скважин он перекрывается карбонатно-глинисто-кремнистыми породами калиновой свиты. Подстиляется пласт карбонатно-глинисто-эффузивной толщей.

Литолого-стратиграфический разрез

Стратиграфическая и литологическая характеристика разреза месторождения приведены по результатам бурения скважин в данном районе.

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, перекрытые несогласно залегающими породами осадочного чехла (Рисунок 2.1).

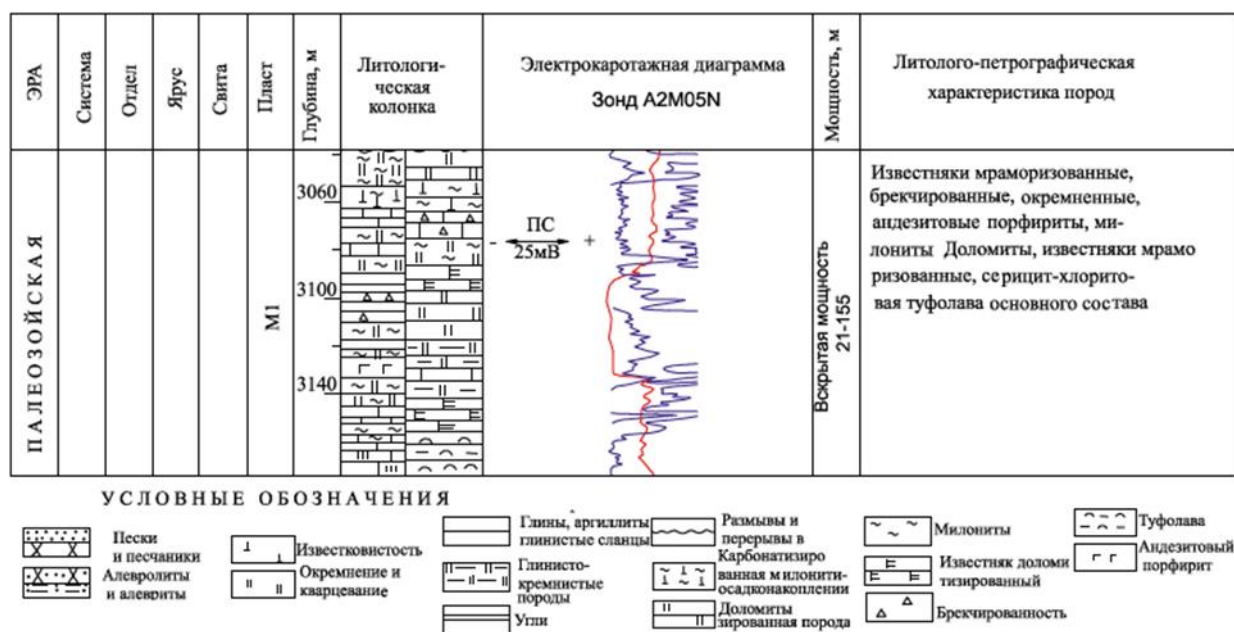


Рисунок 2.1 – Сводная лито-стратиграфическая колонка объекта M₁

Доюрские образования в результате тектонической, магматической и постседиментационной деятельности претерпели значительные изменения. Интенсивные вторичные изменения настолько сильно изменили первичные породы, что порой диагностировать литофации достаточно трудно. Органические остатки, указывающие на возраст отложений, обнаружены в скважинах №№ 501Р и 502Р при микропалеонтологическом анализе керна. В скважине №501Р обнаружены реликтовые строматолитовые структуры, возраст отложений датируется вендом. В скважине № 502Р обнаружены фрагменты массивных ценостеумов строматопорат отряда Stromatoporoidea (род *Plectostroma*), которые являются представителями силурийской морской биоты.

На месторождении доюрские отложения представлены двумя типами разрезов: карбонатным и эффузивно-карбонатным. В западной продуктивной части структуры отложения сложены преимущественно карбонатными породами с пропластками эффузивов. Карбонатные разности представлены известняками серыми, темно-серыми, брекчированными, кавернозными. Газоконденсатная залежь в районе скважины № 2Р приурочена к серым известковым доломитам и доломитизированным темно-серым известнякам. Кроме того, в пределах месторождения встречены черные, брекчированные, милонитизированные известняки. Карбонатные образования перемежаются с глинисто-кремнистыми сидеритизированными сланцами, черными туфоловами, андезитовыми порфиритами. Вскрытая мощность палеозойских отложений составляет 21–155 метров.

Доюрские отложения вскрыты 39 скважинами, в том числе 18 поисково-разведочными и 19 эксплуатационными. В подсчете запасов 2013 года была принята блоковая модель месторождения. В соответствии с представлениями о блоковом строении палеозойских залежей пласта M_1 в пределах рассматриваемого месторождения выявлено 10 нефтяных (район скважин №№ 1П, 18Р, 23, 26Р, 32, 105, 201, 203, 501Р, 502Р) и 1 газоконденсатная залежь (район скважины № 2П). Все залежи углеводородов приурочены к самостоятельным, гидродинамически изолированным блокам, с независимыми уровнями ВНК. Литологически залежи представлены карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами.

Тектоника

В тектоническом плане доюрского комплекса пород район работ располагается в южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Заложена она была в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Доюрский комплекс служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в

восточной и субширотной ориентировки. Размеры поднятия (7,3 х 3,6) км, амплитуда 135 м.

Нефтеносность

Промышленно нефтегазоконденсатным является пласт М₁, выделенный в зоне контакта мезозойских и доюрских отложений. Доюрские отложения вскрыты 39 скважинами, в том числе 18 поисково-разведочными и 19 эксплуатационными. Пласт - коллектор М₁ имеет сложное строение. Состоит из плотных и проницаемых пропластков различной толщины – от 0,4 до 4 метров. Плотные прослои представлены мраморизованными и окварцованными известняками.

В ПЗ 2013 года была принята блоковая модель месторождения. В соответствии с представлениями о блоковом строении палеозойских залежей пласта М₁ в пределах рассматриваемого месторождения выявлено 10 нефтяных (район скважин №№ 1П, 18Р, 23, 26Р, 32, 105, 201, 203, 501Р, 502Р) и 1 газоконденсатная залежь (район скважины № 2П). Все залежи УВ приуроченные к самостоятельным, гидродинамически изолированным блокам, с независимыми уровнями ВНК. Литологически залежи представлены карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами.

Наиболее разбуренными являются четыре нефтяные центральные залежи (район скважин № 1П, 18Р, 23 и 105).

Общая характеристика пласта М₁ представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Общая характеристика пласта М₁

Объект	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс. м ²	Глубина залегания кровли, м	Отметка контактов, м	Высота залежи, м
М ₁	нефтяная	тектонически-ограниченная	4,5*1,8	6740	-2746 -2904	-2884 -2904	158
	газовая		3,1*1,4	2740	-2892	-2954	74

По керну определение коллекторских свойств пласта M_1 на рассмотренном месторождении было проведено по 9 скважинам - определение пористости, по 6 скважинам – определение проницаемости и по 4 скважинам – определение коэффициента начальной нефтенасыщенности. Открытая пористость изменяется от 2 до 20,6 %, проницаемость варьирует от 0,04 до $328 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент начальной нефтенасыщенности – 9,3-21 %. Средневзвешенные значения параметров пласта M_1 составляют: открытая пористость – 4,7 %, проницаемость – $23,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент начальной нефтенасыщенности – 38,9 % (44 % по капилляриметрии).

Обоснование коэффициента вытеснения

В 2011 году лабораторией проектного института проведены эксперименты по определению коэффициентов вытеснения нефти водой для образцов керна **пласта M_1** . Были исследованы шесть образцов из продуктивного интервала пласта M_1 рассмотренного месторождения. При определении коэффициента остаточной нефтенасыщенности учитывались также два эксперимента по определению ОФП, также проведенные на образцах керна пласта M_1 . Следует отметить, что в связи с высокой трещиноватостью керна выбуривание образцов было затруднено – большая часть керна сохранилась в виде осколков, непригодных к отбору образцов, часть образцов разрушилась при отборе. Уцелевшие образцы были подвергнутые исследованиям и приняты к характеристике блоковой части пласта M_1 .

Определение коэффициентов вытеснения проводилось по СТО 44235454-002-2006 «Породы горные. Определение коэффициента остаточной нефтенасыщенности с применением автоматизированных установок CFS-830, FDES-650 компании «Coretest systems».

Определение коэффициентов вытеснения нефти газом проводится с применением автоматизированной рентгеновской установки RPXS-841 компании «Coretest systems». При определениях используются

рекомбинированная модель пластовой нефти и модель газа. Рекомбинированная модель нефти готовится насыщением безводной нефти моделью пластового газа, в соотношении равном пластовому. Для увеличения точности определения нефтенасыщенности в модель нефти добавляется поглотитель рентгеновского излучения – йодооктан ($C_8H_{17}I$) в количестве 10 % объема смеси.

Модель газа готовится смешиванием индивидуальных углеводородных газов в пропорции приближенной к пластовой. Остаточная водонасыщенность образцов создается методом капиллярного вытеснения.

Перед фильтрацией газа образцы сканируются рентгеновским излучением.

Вытеснение нефти из образцов производится при подаче флюида с постоянной заданной скоростью, соответствующей 0,8-1,0 м/сут. Нагнетание вытесняющего флюида проводится непрерывно. После каждого режима фильтрации флюида образцы сканируются рентгеновским излучением. В конце фильтрационного эксперимента образцы насыщаются последовательно нефтью и газом на 100 %. Проводится сканирование образцов для каждого насыщенного состояния. Нефтенасыщенность отдельных образцов после вытеснения нефти газом определяется из уравнения:

$$K_{но} = K_{нн} - \frac{\ln I - \ln I_{нн}}{\ln I_{г}^{100} - \ln I_{н}^{100}}$$

где $K_{нн}$ – начальная нефтенасыщенность образца, д.ед.

$I_{нн}$ – сигнал с детектора при сканировании образца с начальной нефтенасыщенностью, В;

$I_{г}^{100}$ - сигнал с детектора при сканировании образца насыщенного газом, В;

$I_{н}^{100}$ - сигнал с детектора при сканировании образца насыщенного нефтью, В.

I - сигнал с детектора при сканировании образца после вытеснения нефти газом, В.

Коэффициент вытеснения нефти рассчитывают по формуле:

$$K_{\text{выт}} = (K_{\text{нн}} - K_{\text{но}}) / K_{\text{нн}},$$

где $K_{\text{нн}}$, $K_{\text{но}}$ – начальная и остаточная нефтенасыщенность образца.

Результаты исследований приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Сводная таблица значений $K_{\text{выт}}$ для объекта M_1

Пласт	$K_{\text{нн}}$, д. ед.	$K_{\text{но}}$, д. ед.	$K_{\text{выт}}$, д. ед.	Рабочий агент
M_1	0,762	0,414	0,457	вода
M_1	0,762	0,488	0,360	газ

Для дальнейшего проектирования разработки пласта M_1 используется значение $K_{\text{выт}} = 0,457$.

Состав и свойства пластовой нефти

Свойства и состав нефти пласта M_1 рассматриваемого месторождения охарактеризованы 11 глубинными пробами из 4 скважин и 48 поверхностными пробами из 14 скважин. Высокая газонасыщенность и пластовая температура, большое содержание парафина и плохие коллекторские свойства пласта, а также неоднократные аварии при испытании скважин обуславливают большой разброс параметров исследованных проб нефти.

Анализ всего полученного материала указывает на отсутствие газовой шапки в пласте M_1 . Разгазирование нефти на начальном этапе работы скважины способствует выделению газа в призабойной зоне, его опережающему движению и, как следствие, высоким газовым фактором на устье. Но это растворенный газ, выделившийся из нефти на начальном этапе работы скважины. Оставшаяся в пласте нефть, которая извлекается позже, имеет газовый фактор более чем в два раза меньше начального.

После отбраковки некондиционного материала проведено усреднение параметров нефти пласта M_1 . Утвержденные средние значения параметров пластовой и дегазированной нефти пласта M_1 представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Состав и свойства пластовой и дегазированной нефти пласта М₁

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти			
1	Количество исследованных глубинных проб (скважин)		
2	Давление пластовое, МПа		29,7
3	Температура пластовая, °С		119,8
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа		25,4
5	Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т		413,7
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		389,4
7	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³		543,7
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с		0,14
9	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴		40,8
10	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³		
	- при однократном (стандартном) разгазировании		1,097
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		1,016
11	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³		
	- при однократном (стандартном) разгазировании		788,7
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		772,8
12	Пересчетный коэффициент, доли ед.		0,503
Свойства дегазированной нефти			
13	Количество исследованных (поверхностных) проб (скважин)	38/12	
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	761,7-810,7	783,1
15	Вязкость дегазированной нефти, мПа·с		
	- при 20 °С	-	-
	- при 50 °С	0,69-2,12	1,25
16	Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-3) – (+19)	12
17	Массовое содержание, %		
	- серы	0,01-0,20	0,07
	- смол силикагелевых	0,28-2,80	1,22
	- асфальтенов	< 0,01-1,50	0,30
	- парафинов	5,20-35,0	10,02
18	Температура плавления парафина, °С	42-53	50
19	Содержание микрокомпонентов, г/т		
	- ванадий		
	- никель		
20	Температура начала кипения, °С	30-89	64,70
21	Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %		
	до 100 °С	5,00-20,00	11,60
	до 150 °С	13,00-40,50	28,30
	до 200 °С	28,00-55,00	39,20
	до 250 °С	40-67	50,70
	до 300 °С	49,00-77,00	60,90

Нефть пласта М₁ классифицируется как малосернистая, высокопарафинистая, малосмолистая, особо легкая, с высоким выходом светлых фракций до 300 °С – 60,9 % об. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть пласта М₁ относится к 1 классу и 0 типу для предприятий РФ. Для экспорта нефть из-за высокого содержания парафина относится к 3 типу, в котором содержание парафина не регламентируется.

Газовый фактор после однократной сепарации составляет 413,7 м³/т и после ступенчатой сепарации - 389,4 м³/т. В условиях пласта плотность нефти - 543,7 м³/т, вязкость - 0,14 мПа*с. Компонентный состав нефти и растворенного газа представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Компонентный состав нефти и растворенного газа пласта М₁

№ п/п	Наименование параметров, компонентов	Численные значения				
		при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		пластовая нефть
		выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
1	Молярная концентрация компонентов, %					
	-двуокись углерода	3,74	0,06	3,85	0,08	2,81
	- азот+редкие газы, в т.ч. гелий	0,98	0,00	1,02	0,00	0,74
	- метан	69,10	0,40	71,42	0,23	51,86
	- этан	8,03	0,25	8,20	0,48	6,08
	- пропан	7,91	0,93	7,64	2,25	6,16
	- изобутан	2,70	0,84	2,35	1,91	2,23
	- нормальный бутан	3,69	1,62	3,05	3,47	3,17
	- изопентан	1,66	1,95	1,14	3,30	1,73
	-нормальный пентан	1,44	2,26	0,93	3,52	1,64
	- гексаны	0,75	91,69	0,40	84,76	23,57
	- гептаны					
	- октаны					
	- остаток C ₉₊					
2	Молекулярная масса	25,68	172,6	24,33	163,4	62,54
	- остатка					181,2
3	Плотность					
	- газа, кг/м ³	1,097		1,016		
	- газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,910		0,868		
	- нефти, кг/м ³		788,7		772,8	

Сводная геолого-физическая характеристика пластов М представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Сводная геолого-физическая характеристика пластов М

№ № п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
			М ₁ (нефтяные залежи №№1-10), PZ	М ₁ (газоконденсатная залежь №11), PZ
1	Средняя глубина залегания кровли	м	-2860	-2930
2	Абсолютная отметка ВНК	м	от -2884 до -2904	
3	Абсолютная отметка ГНК	м		
4	Абсолютная отметка ГВК	м		-2954
5	Тип залежи		массивная	
6	Тип коллектора		порово-трещиновато-каверновый	
7	Площадь нефтегазоносности	тыс.м ²	6740 / -	- / 2740
8	Средняя общая толщина	м	90,8	62
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	26,9	
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м		22,1
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	22,7	
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,06-0,09	0,06
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.		
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,72-0,81	
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,72-0,81	
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.		0,84
17	Проницаемость	мкм ²	0,0633	0,0041
18	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,52	0,45
19	Расчлененность	ед.	12	12
20	Начальная пластовая температура	°С	119,8	119,8
21	Начальное пластовое давление	МПа	29,7	29,0
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,14	
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,543	
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,773	
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,989	
26	Содержание серы в нефти	%	0,07	
27	Содержание парафина в нефти	%	10	
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	25,4	
29	Газосодержание	м ³ /т	389	
30	Давление начала конденсации	МПа		29,0
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см ³		
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с		
33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C ₅₊)	г/м ³		320
34	Содержание сероводорода	%		
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с		
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м ³		1,016
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.		
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,24	0,24
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1,045	1,045
40	Сжимаемость			
41	нефти	1/МПа×10 ⁻⁴	40,8	40,8
42	воды	1/МПа×10 ⁻⁴	4,87	4,87
43	породы	1/МПа×10 ⁻⁴	2,26	2,26
44	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,457	
45	Коэффициент вытеснения (газом)	доли ед.		
46	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	5,8	
47	Коэффициенты фильтрационных сопротивлений:			
48	А	МПа ² /(тыс.м ³ /сут)		
49	В	МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²		

Характеристика разработки объекта М₁

Нефтяной объект М₁ разрабатывается с 1989 года, система заводнения на объекте М₁ отсутствует.

Наибольшие объёмы бурения эксплуатационных скважин на пласт М₁ выполнены в 2010-2011 гг., пробурено 10 скважин (в 2010 г. – скважины №№ 203, 207, 208, 209, 214; в 2011 – скважины №№ 201, 202, 205, 206, 210). Из них на 01.01.2018 г. две скважины №№ 206, 214 находятся в действующем фонде, шесть скважин №№ 201, 205, 207, 208, 209, 210 переведены в контрольный фонд в пьезометр, две скважины №№ 202, 203 в бездействующем фонде из-за выработки и обводнения перфорированных интервалов.

По состоянию на 01.01.2018 г. на по объекте М₁ пробурено 23 скважины, все скважины являются добывающими нефтяными. В добывающем фонде нефтяного объекта М₁ числится 17 скважин, из них пять действующих, три в бездействующем, шесть в ожидании ликвидации и три ликвидированных. Неработающий добывающий фонд скважин (без ликвидированных) в 2017 году составил 53 % от всего добывающего фонда. На рисунке 2.3 представлена динамика фонда добывающих скважин по годам.

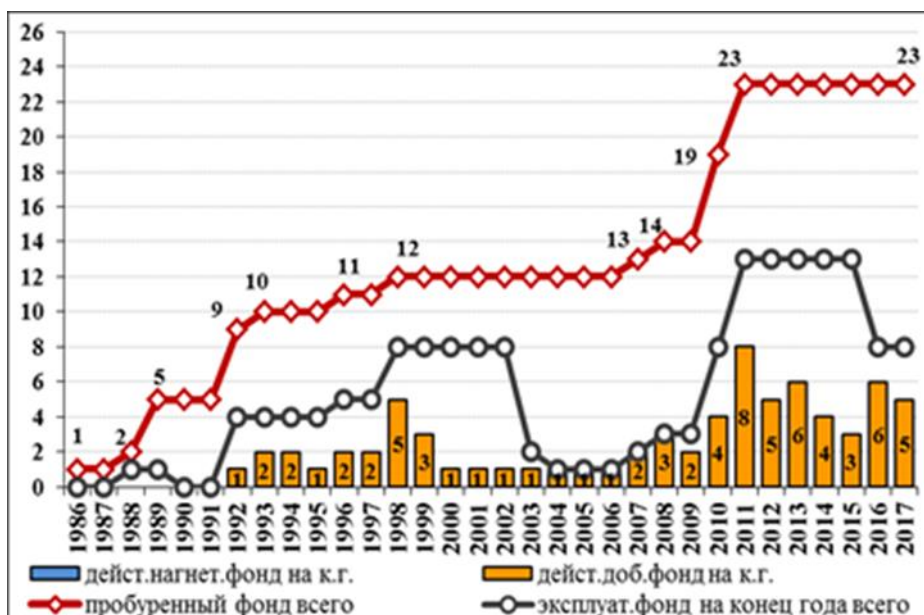


Рисунок 2.3 – Динамика фонда добывающих скважин по годам

На нефтяном объекте М₁ на протяжении всей истории наблюдается значительная доля добывающих скважин, находящихся в бездействии и в

неработающем фонде. Максимальная доля более 50 % бездействующего фонда скважин от эксплуатационного фонда составляет приходится на периоды 1992-2003 гг. и 2012-2015 гг. Основные показатели разработки по объекту М₁ представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Основные показатели разработки объекта М₁

№ п/п	Показатели	Нефтяной объект М ₁
1	2	3
1	Год ввода в разработку	1989
2	Годовая добыча нефти, тыс. т/год	21,6
3	Накопленная добыча нефти, тыс. т	726
4	Годовая добыча жидкости, тыс. т	159,5
	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	1971
	Обводненность, %	86,5
	Водонефтяной фактор, т/т	6,4
	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	1,7
5	Фонд добывающих скважин	8
	Действующий фонд добывающих скважин	5
	Фонд нагнетательных скважин	0
	Действующий фонд нагнетательных скважин	0
6	Средний дебит нефти, т/сут	10,7
	Средний дебит жидкости, т/сут	79,0
	Приемистость нагнет. скважин, м ³ /сут	0,0
7	Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	0
	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	0
	Годовая компенсация, %	0
	Накопленная компенсация, %	0
8	Годовая добыча растворенного газа, млн. м ³ /год	8,9
	Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	354

Накопленный отбор нефти и жидкости на 01.01.2018 г. по объекту М₁ составил 726 тыс. т и 1971 тыс. т. Накопленный ВНФ составил 1,7 д. ед. Текущая обводненность продукции – 86,5 %. Накопленная добыча растворенного газа составила 354 млн. м³. За 2017 г. по объекту М₁ добыто 21,6 тыс. т нефти и 159,5 тыс. т жидкости. Средний дебит скважин по нефти составил 10,7 т/сут, жидкости – 79,0 т/сут. Добыча растворенного газа – 8,9 млн. м³.

На рисунке 2.4 представлена карта текущих отборов нефти по объекту М₁. На рисунке 2.5 представлена карта накопленных отборов нефти по объекту М₁.

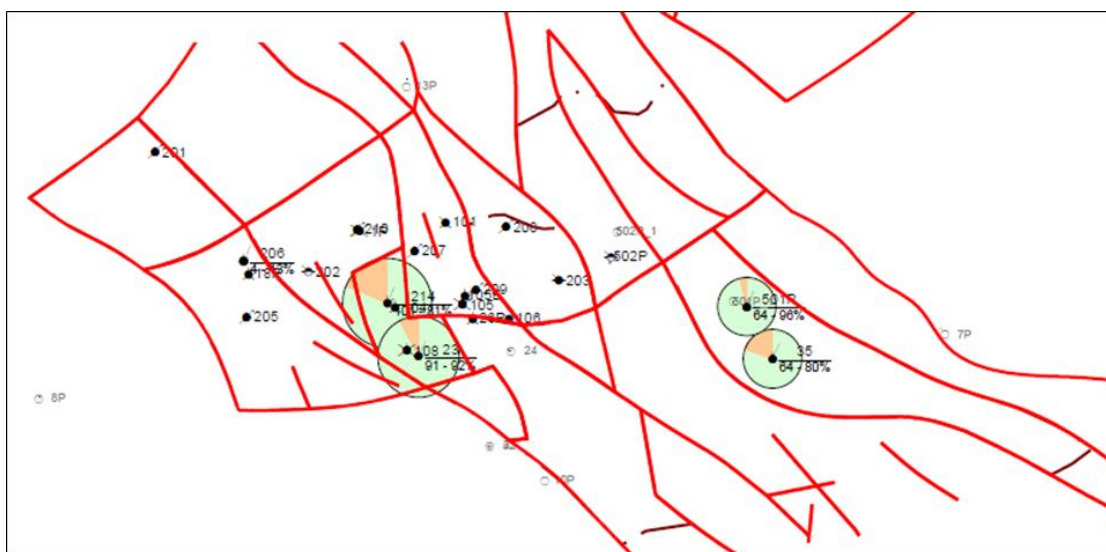
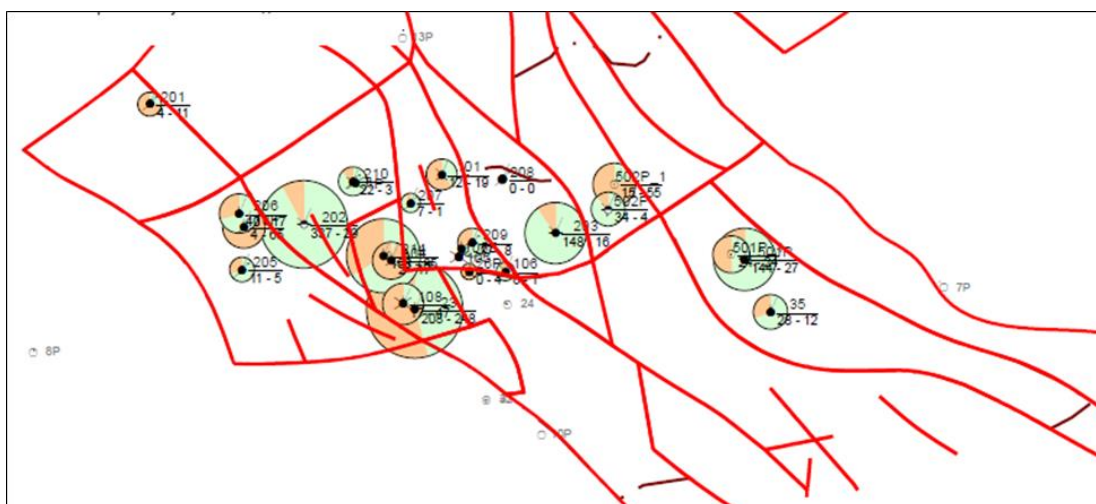


Рисунок 2.4 – Карта текущего состояния разработки объекта М₁



501Р, а также было пробурено пять эксплуатационных скважин, в добычу было введено только три скважины №№ 203, 209, 2014 и один боковой ствол, остальные две скважины №№ 207, 208 остались в освоении.

При этом пласт можно охарактеризовать довольно стабильными показателями с 2001 по 2008 гг. средний дебит нефти – 30-50 т/сут, обводненность продукции в среднем составляла 30-40 %. Снижение средней обводненности и рост среднего дебита нефти в 2009 году обусловлены выбытием высокообводнённой скважины № 501Р (основной ствол).

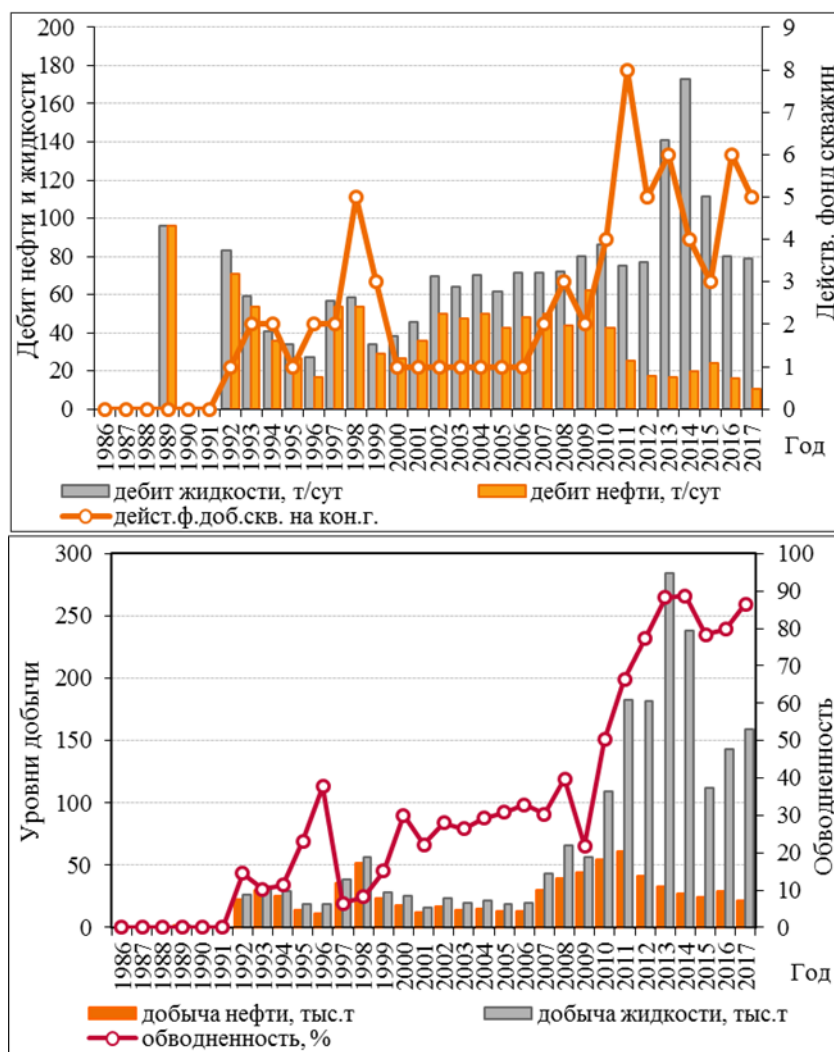


Рисунок 2.6 – Динамика основных показателей разработки

В период 2010-2013 гг. наблюдается значительный рост обводненности от 21,9 % - в 2009 г. до 88,3 % - в 2013 г., что обусловлено получением высокой обводнённости по новым скважинам, пробуренным в 2010-2011 годах. Обводненность продукции новых скважин в 2011 г. составила 70,7 %. В 2013

г. средняя обводнённость продукции достигла 88,3 % (скважины №№ 202, 206, 209, 2010 работали с обводнённостью более 90%), в 2014 г. обводненность практически осталась на том же уровне и составила 88,7 %. В этот период шел перевод новых скважин на механизированный способ добычи, а также смена насосов на более производительные, что привело к снижению добычи нефти и росту обводненности продукции.

За период 2002-2012 гг. среднегодовой дебит жидкости колебался в узком диапазоне – от 64 до 86 т/сут, а в 2013-2014 гг. дебит жидкости значительно вырос до 140 и 173 т/сут. Как указывалось выше, это обусловлено работами по интенсификации притока на новых скважинах объекта М₁.

В 2016 году увеличился действующий фонд. Была введена скважина № 35 с объекта Ю₁¹ путем бурения ЗБС на объекте М₁ и выполнен ввод двух скважин №№ 202, 206 из бездействия. Увеличение фонда на три скважины позволило незначительно увеличить добычу нефти с 24,4 тыс. т. до 28,9 тыс. т., при этом средний дебит по скважинам снизился и незначительно увеличилась обводненность.

Добыча нефти на протяжении всего периода разработки осуществлялась фонтанным и механизированным способом. В таблице 2.7 и на рисунке 2.7 представлена характеристика добычи нефти по способам добычи по объекту М₁.

Таблица 2.7 – Характеристика способов эксплуатации по объекту М₁

Показатели	Способ эксплуатации			ВСЕГО
	ЭЦН	ШГН	ФОН	
Количество скважин участвующих в отборе	14	-	18	20
Накопленный отбор нефти, тыс. т.	74	-	651	726
Доля отбора нефти по методам, %	10	-	90	100
Накопленный отбор жидкости, тыс. т.	705	-	1266	1971
Доля отбора жидкости по методам, %	36	-	64	100
Обводненность с начала разработки, %	89,4	-	48,6	63,2

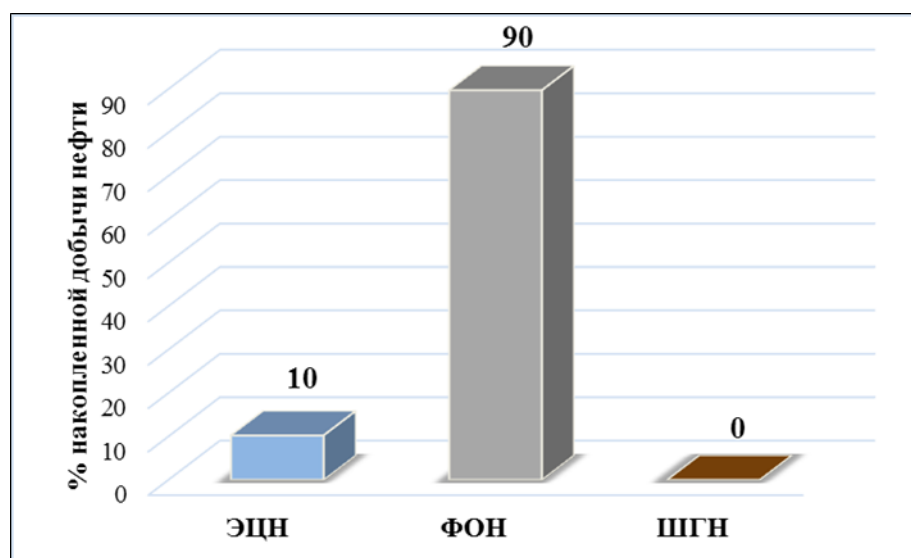


Рисунок 2.7 – Распределение накопленных отборов по способам добычи

В добыче нефти на месторождении за весь период разработки участвовало 20 добывающих скважин, в том числе на ФОН – 18 скважин и ЭЦН – 14 скважин.

Наибольшее количество нефти 651 тыс. т. добыто фонтанным способом - 90 % от всей накопленной добычи нефти объекта M_1 . Остальные 10 % от общей добычи нефти объекта добыты механизированным способом ЭЦН и отобрано 74 тыс. т нефти. Текущее забойное давление ниже давления насыщения, что создает благоприятные условия для фонтанирования скважин, в тоже время большое количество выделяющегося из нефти газа осложняет работу насосного оборудования и затрудняет применение механизированного способа эксплуатации скважин.

С начала добычи с 1989 г. добыча нефти объекта M_1 осуществлялась посредством фонтанных скважин до 2000 г. Непрерывная механизированная добыча нефти началась с 2011 г. на насосе ЭЦН, после ввода скважин в работу из бурения. На рисунке 2.8 показана годовая динамика отборов нефти и действующий фонд скважин по методам эксплуатации.

После трех лет работы объем нефти добытый насосом ЭЦН и действующий фонд стремительно снижается до 1,0 тыс. т (в 2015 г.).

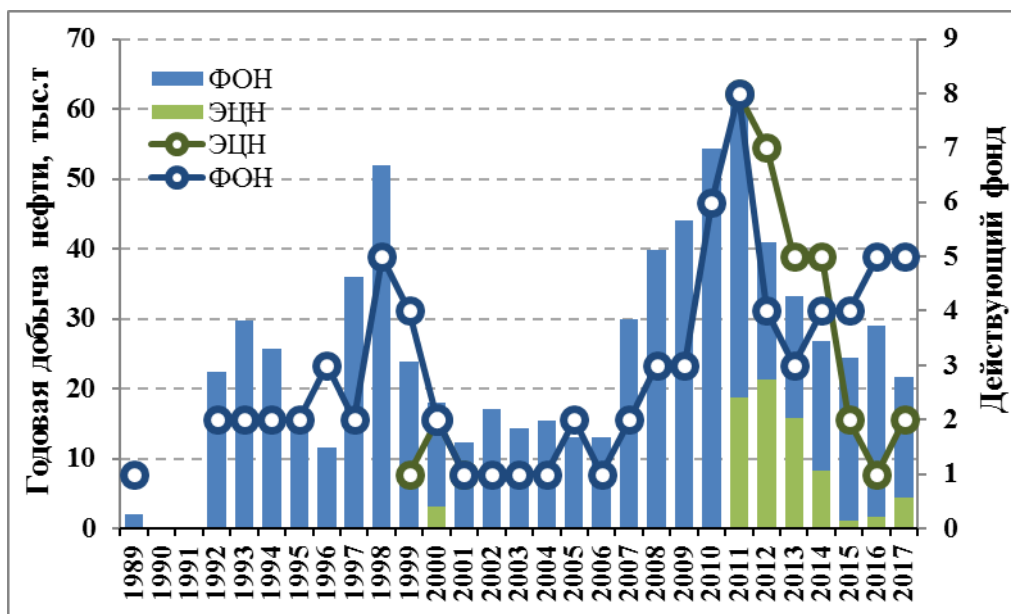


Рисунок 2.8 - Динамика годовых отборов нефти и действующий фонд добывающих скважин по методам эксплуатации объекта М₁

В добыче нефти на месторождении не участвовало 3 скважины из общего фонда объекта. Это скважины, которые не были введены в добычу после бурения.

За всю историю разработки на объекте М₁ в отборе нефти участвовала 20 скважин. На дату анализа в действующем добывающем фонде находится пять скважин, что составляет 29 % от всего добывающего фонда объекта (17 скважин).

Анализируя работу добывающего фонда объекта М₁ (рисунок 2.9), следует отметить, что в 1 скважине (5 % от фонда, участвующего в добыче) накопленная добыча нефти более 100 тыс. т, в 7 скважинах (35 % от фонда) накопленная добыча нефти менее 10 тыс. т, в 8 скважинах (40 %) было отобрано от 10 до 50 тыс. т и в 4 скважинах (20 %) – от 50 до 100 тыс. т. В целом по месторождению, средняя накопленная добыча нефти на одну скважину, участвующую в добыче, составила 36,3 тыс. т. Средняя накопленная добыча нефти на одну скважину, участвующую в добыче и накопившую менее 5 тыс. т нефти, составила 2,2 тыс. т.

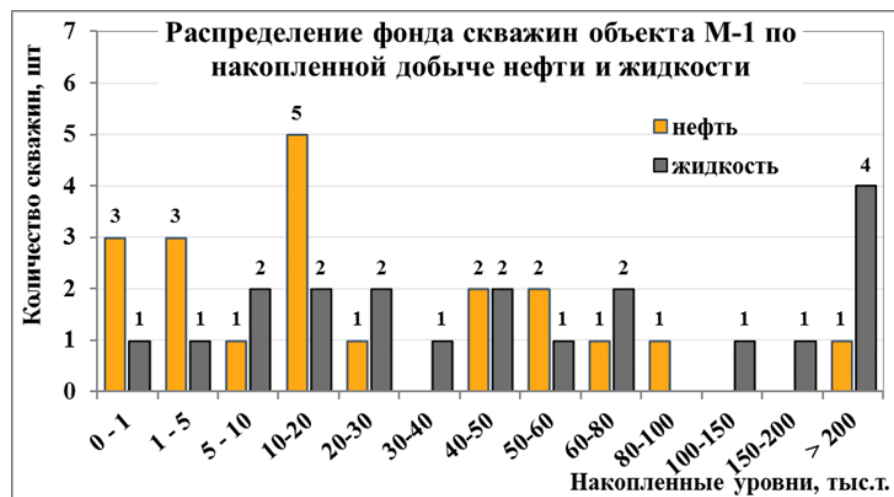


Рисунок 2.9 - Распределение фонда по накопленной добыче нефти и жидкости нефтяного объекта М₁

Распределение дебита нефти действующего фонда скважин по годам за всю историю разработки нефтяного объекта М₁ представлено на рисунке 2.10. Из графика видно, что с начала разработки объекта и до 2010 г. действующий фонд, в основном, представлен скважинами, работающими с дебитами от 10 до 50 т/сут и выше. Начиная с 2011 г., заметно увеличение числа скважин в действующем фонде, работающих с дебитами ниже 10 т/сут (до 70 % от фонда в 2012-2013 гг.).

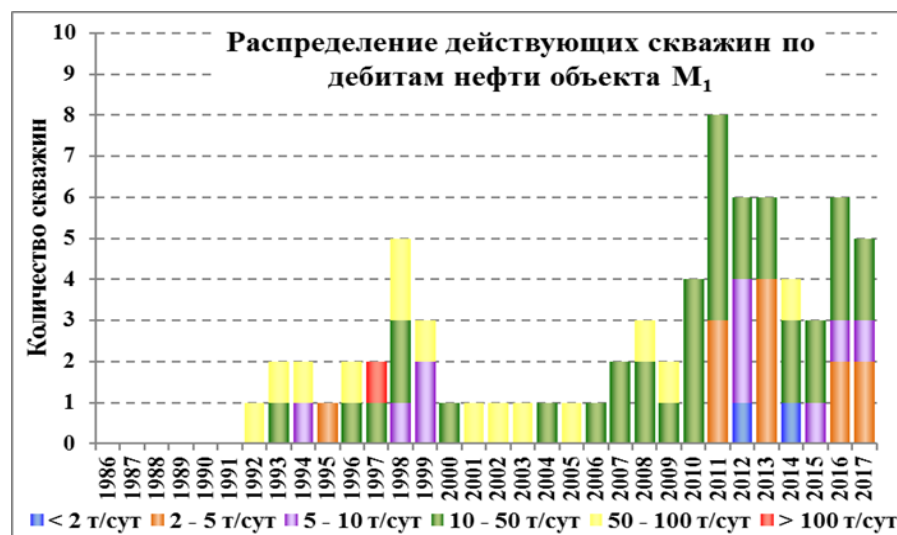


Рисунок 2.10 - Распределение дебита нефти действующих скважин за всю историю разработки нефтяного объекта М₁

В таблице 2.8 и 2.9 приведено распределение действующего фонда скважин нефтяного объекта М₁ по дебитам нефти, жидкости и обводненности

на 01.01.2018 г., распределение скважин по дебитам нефти и жидкости, обводненности показано на рисунке 2.11.

Таблица 2.8 – Распределение действующего фонда скважин нефтяного объекта М₁ по дебитам нефти и обводненности на 01.01.2018 г.

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %							Итого
	<2	2 - 20	20 - 60	60 - 80	80 - 90	90 - 95	95-100	
0 - 5		скв. № 206					скв. № 501Р	2
5 - 10						скв. № 23		1
10 - 20					скв. №№ 35, 214			2
>20								0
Итого	0	1	0	0	2	1	1	5

Таблица 2.9 – Распределение действующего фонда скважин нефтяного объекта М₁ по дебитам жидкости и обводненности на 01.01.2018 г.

Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %							Итого
	<2	2 - 20	20 - 60	60 - 80	80 - 90	90 - 95	95-100	
0 - 5		скв. № 206						1
5 - 50								0
50 - 100					скв. № 35	скв. № 23	скв. № 501Р	3
> 100					скв. № 214			1
Итого	0	1	0	0	2	1	1	5

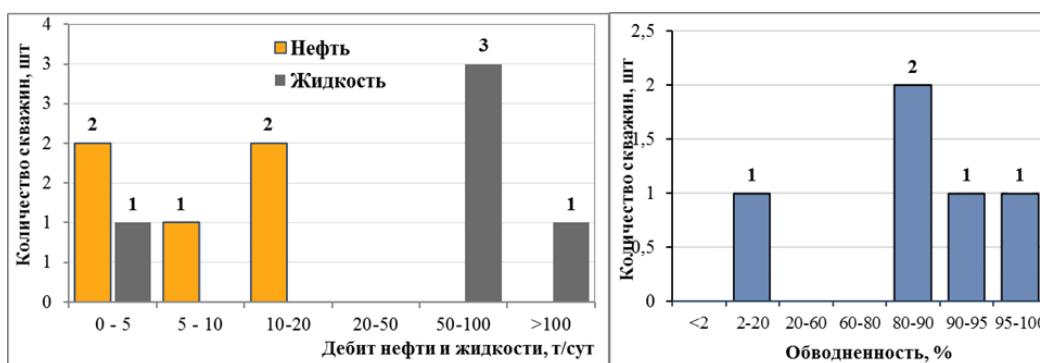


Рисунок 2.11 - Распределение действующего фонда добывающих скважин нефтяного объекта М₁ по дебитам нефти и жидкости, обводненности на 01.01.2018 г.

Действующий добывающий фонд нефтяного объекта М₁ в целом можно охарактеризовать как низкодебитный по нефти и среднедебитный по жидкости. Три скважины (60 % действующего добывающего фонда) составляют группу низкодебитных скважин, при чем одна из них (№ 501Р) характеризуется высокой обводненностью. Оставшиеся две скважины (40 % фонда) являются среднедебитными по нефти и работают с дебитами нефти 10-20 т/сут и с обводненностью 80 – 90 % (таблица 2.8).

Три скважины действующего фонда (60 % фонда) попадают в категорию среднедебитных по жидкости скважин (50-100 т/сут), одна скважина (№ 214) является высокодебитной по жидкости (> 100 т/сут) и одна скважина (№ 206) – низкодебитной (<5 т/сут) (таблица 2.9).

По обводненности продукции две скважины (40 % фонда) составляют группу скважин с обводненностью 80-90 %, две скважины – больше 90 %, и еще одна скважина (№ 206) – ниже 20 % (рисунок 2.11).

В таблице 2.10 приведено распределение действующего фонда скважин объекта М₁ по дебитам нефти и накопленной добыче нефти на 01.01.2018 г.

Таблица 2.10 - Распределение действующего добывающего фонда скважин нефтяного объекта М₁ по дебитам нефти и накопленной добыче нефти на 01.01.2018 г.

Дебит нефти, т/сут	Накопленная добыча нефти, тыс. т						Итого
	<10	10-30	30-50	50-100	100-200	>200	
0 - 2							0
2 - 5		скв. № 206		скв. № 501Р			2
5 - 10						скв. № 23	1
10 - 20		скв. № 35		скв. № 214			2
>20							0
Итого	0	2	0	2	0	1	5

Максимальная накопленная добыча нефти отмечается в скважине № 23, регулярно эксплуатирующей объект М₁ с 1998 г. и достигает значения 247,5 тыс. т. Минимальная накопленная добыча нефти отмечается в скважине № 35

и составляет 12,3 тыс. т. Она была введена в разработку в 2016 г., но уже через 4 месяца работы дебит от начальных 47 т/сут упал до 20 т/сут, и характеризуется дальнейшим постепенным падением при росте обводненности.

В таблице 2.11 и на рисунке 2.12 представлено распределение неработающего фонда скважин объекта М₁ по дебитам нефти и обводненности на дату остановки. Наиболее распространенными причинами остановки являются негерметичность эксплуатационной колонны скважин, проблемы с ЭЦН, а также высокая обводненность продукции.

Скважина №105Б переведена в ожидание ликвидации после десяти лет нахождения в освоении, добыча на данной скважине отсутствует.

Таблица 2.11 - Распределение неработающего фонда скважин (в бездействии, в консервации, в ожидании ликвидации) нефтяного объекта М₁ по дебитам нефти и обводненности на дату остановки

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %						Итого
	0 - 10	10 - 40	40 - 80	80 - 90	90-95	95-100	
0 - 1	скв. №105Б					скв. №203	2
1 - 5				скв. №101		скв. №106	2
5 - 10	скв. №26Р			скв. №202		скв. №502Р	3
> 10	скв. №104	скв. №18Р					2
Итого	3	1	0	2	0	3	9

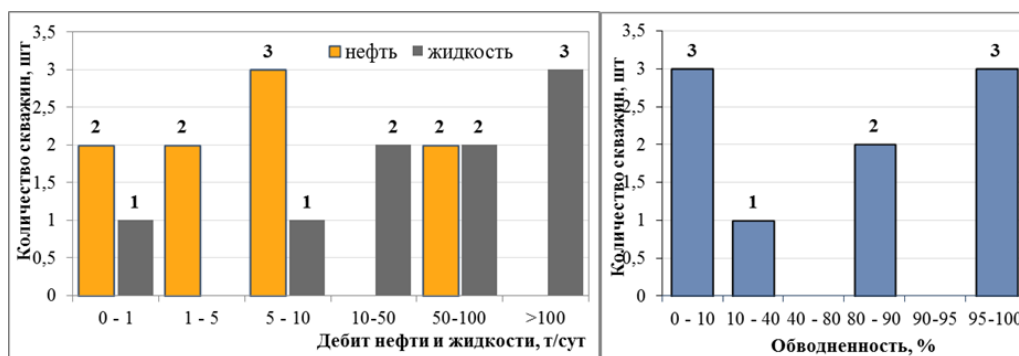


Рисунок 2.12 - Распределение неработающего фонда скважин нефтяного объекта М₁ по дебитам нефти и жидкости, обводненности на дату остановки

Бездействие ряда скважин объекта M_1 , в основном, связано с техническими причинами, обусловленными сложностью эксплуатации и неблагоприятной средой (коррозионная активность, высокий газовый фактор, выпадение АСПВ) при разработке палеозойских отложений: с полетами НКТ, падением изоляции УЭЦН до нуля, срывами подачи и т. п. Основные проблемы связанные с технологией добычи объекта M_1 :

- Высокий коррозионный износ подземного оборудования;
- Высокий газовый фактор – срывы подачи, перегрев, сокращение МРП ЭЦН;
- Повышенное содержание АСПВ - АСПО в оборудовании, зарастание НКТ, выкидных линий;
- Высокая минерализация пластовой воды - отложения солей.

Нефтяной объект M_1 освоен и введен в разработку в 90-х гг прошлого века, но по-настоящему активная его эксплуатация началась в 2010-х гг, на этот же период приходится наибольшее количество выполненных на объекте мероприятий по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи пласта. За счет проведенных мероприятий дополнительно получено порядка 78 тыс. т нефти или 37 % от всей добытой нефти по объекту за период 2010-2018 гг (Рисунок 2.13).

На рисунке 2.14 показано распределение дополнительной добычи по видам ГТМ в период с 2010 по 2018 гг.

В распределении не учитывалась дополнительная добыча за счет проведения различных ремонтно-изоляционных работ, а также работ по выводу скважин из бездействия.

Далее приведен более детальный обзор отдельных методов интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента нефтеизвлечения.

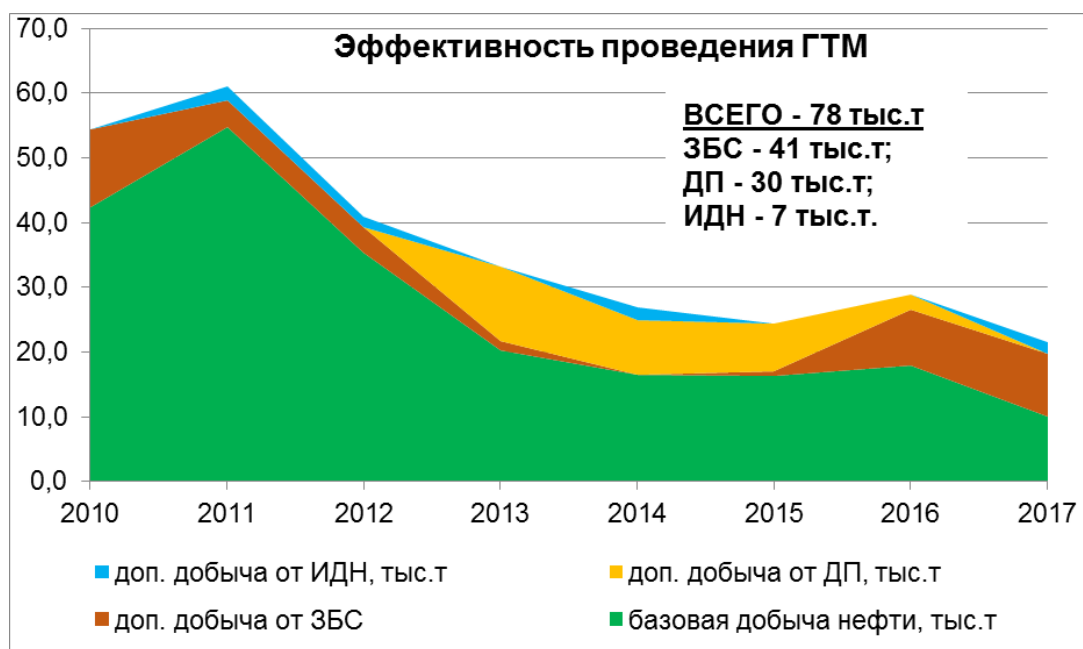


Рисунок 2.13 – Эффективность проведения ГТМ

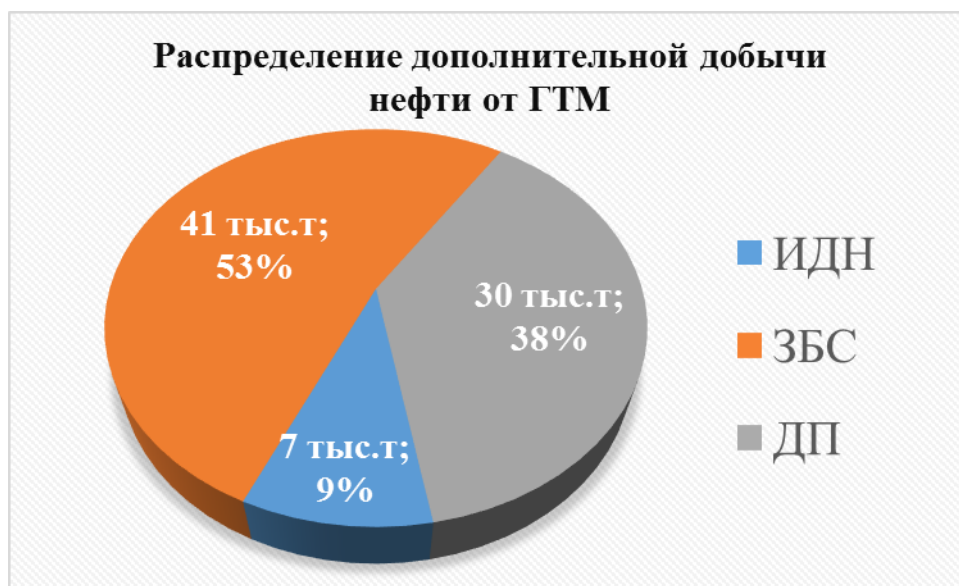


Рисунок 2.14 – Распределение дополнительной добычи по видам ГТМ

Зарезка вторых стволов

Мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу, в связи с изменением гидродинамических потоков и вовлечению ранее не дренируемых участков и пропластков.

В таблице 2.12 представлена оценка технологической эффективности ЗБС по объекту М₁.

Таблица 2.12 – Оценка технологической эффективности ЗБС

Номер скважины	Дата ЗБС	Объект эксплуатации	Показатели разработки после проведения ЗБС				Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
			Нефть	Жидкость	Обводненность, %	Способ эксплуатации		
501Р	19.01.2010	М ₁	126	169	26	ЭЦН	96	24,4
35	27.03.2016	М ₁	61	63	3	ФОН	21	12,3
502Р	04.04.2017	М ₁	36	166	78	ЭЦН	8	4,2

В 2010 году на месторождении выполнена операция ЗБС в скважине № 501Р на объекте М₁. В 2009 г. скважина остановлена для дополнительной перфорации, однако, после обнаружения деформации НКТ и невозможности устранения аварии на забое скважины, была выполнена операция зарезки бокового ствола. В апреле 2010 г. скважина № 501Р введена в добычу с дебитом нефти 125,7 т/сут и обводненностью 25,7 %, в 2014 г. и до 2015 г. выведена в бездействующий фонд. На 01.01.2015 г. накопленная добыча составила 21,8 тыс. т. После проведения ремонтно-изоляционных работ и дополнительной перфорации, скважина продолжила работу. Накопленная добыча нефти бокового ствола скважины № 501Р на 01.01.2018 г составила 24,4 тыс. т.

В 2016 году проведена операция ЗБС в скважине № 35 на объект М₁. Скважина начала работу с дебитом нефти 61,1 т/сут и обводненностью 3%, за время эксплуатации добыла 12,3 тыс. т нефти. Дебит нефти на 01.01.2018 г. составил 12,7 т/сут, скважина обводнилась до 80 %.

В 2017 году выполнена операция ЗБС в скважине № 502Р, также на объект М₁. Скважина введена в добычу с дебитом нефти 36,1 т/сут и обводненностью 78 %, на 01.01.2018 г. - остановлена. На момент прекращения

работы скважина обводнилась до 97 %, дебит нефти – 5,7 т/сут, дополнительная добыча нефти составила 4,2 тыс. т.

Мероприятия по интенсификации притока добывающих скважин

Комплекс работ, проводимых на добывающих скважинах, включал в себя мероприятия, направленные преимущественно на интенсификацию притока, в меньшей степени реализованы мероприятия, направленные на очистку и восстановление проницаемости призабойной зоны скважины.

За период с 2010 по 2018 гг. на скважинах объекта М₁ было проведено 9 мероприятий по интенсификации притока на добывающих скважинах.

В добывающих скважинах оценить результаты уплотняющей перфорации, реализованной в «чистом виде», сложно, из-за отсутствия базовых показателей работы. Это связано с тем, что работы проводились преимущественно во время освоения скважин после бурения, при вводе их в эксплуатацию. Тем не менее, в скважине № 203 в результате проведения уплотняющей перфорации отмечен положительный эффект. В скважине № 203 получено увеличение дебита нефти с 16 т/сут до 19,6 т/сут при снижении обводненности с 46,7 % до 36,6 %, продолжительность эффекта составила месяц.

В 2013 – 2015 годах в 6 скважинах пласта М₁ проведена дополнительная перфорация, эффективными оказались только 5 операций. Оценить эффект мероприятий дополнительной перфорации в скважинах №№ 202, 206, 210 невозможно из-за быстрого выключения этих скважин. В скважинах №№ 214, 23 дополнительная перфорация была выполнена по два раза (в 2013 г. и 2014 г. – с заливкой, 2015 г. – без заливки). Суммарная дополнительная добыча нефти скважин №№ 214, 23 составила 27 тыс. т. В скважине № 501Р после дополнительной перфорации с заливкой в 2015 г. получено 2,6 тыс. т дополнительной нефти.

Всего по пяти операциям дополнительная добыча нефти составила 30 тыс. т.

Мероприятия с заливкой дали наибольший прирост дебитов нефти, значительно снизили обводненность (рисунок 2.15). Так, в скважине № 214 в 2013 году дебит нефти увеличился с 9,7 т/сут до 70,7 т/сут, обводнённость снизилась с 59,1 % до 17 %. После дополнительной перфорации в 2015 году в этой же скважине дебит нефти вырос с 35,2 т/сут до 65,4 т/сут. В 2014 году в скважине № 23 дебит нефти вырос с 2,7 т/сут до 34,5,3 т/сут, обводненность снизилась с 98 % до 51,1 %, в 2015 г. после дополнительной перфорации дебит нефти увеличился с 9,3 до 26,3 т/сут, обводнённость снизилась незначительно с 78,3 % до 76,1 %.

Мероприятия дополнительной перфорации с заливкой работающих интервалов можно рекомендовать для использования в будущем.

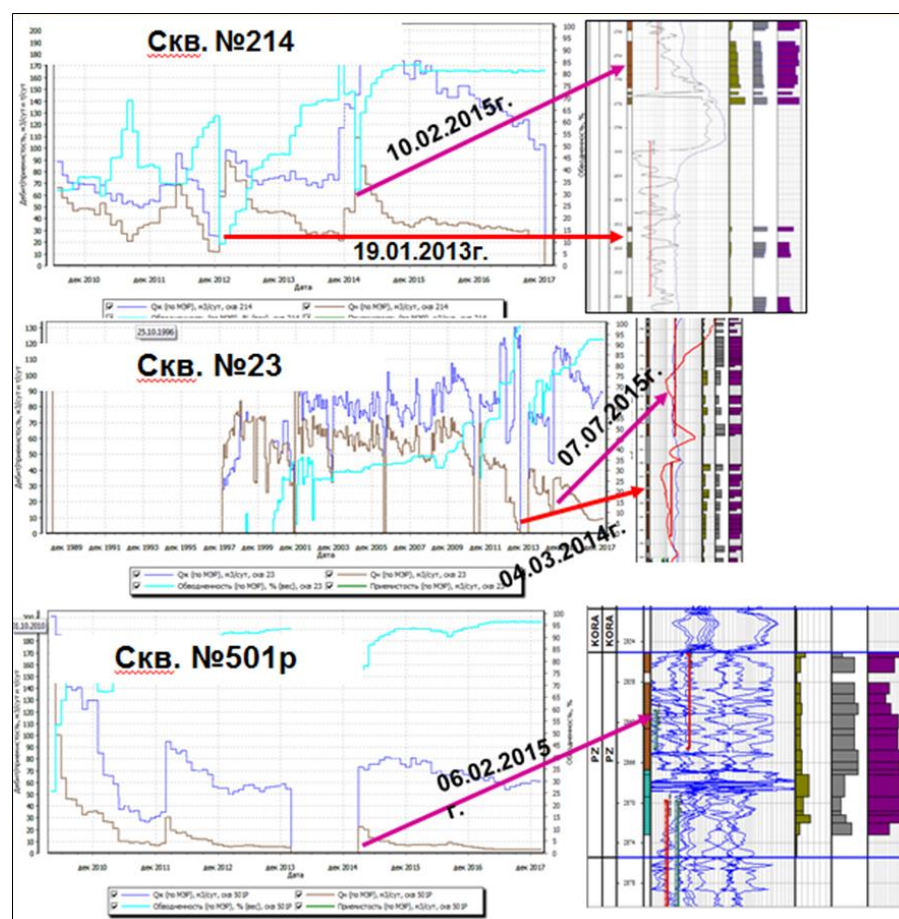


Рисунок 2.15 – Эффективность заливки работающих интервалов и проведения дополнительной перфорации пласта М₁

В таблице 2.13 приведены сводные результаты обработки призабойных зон добывающих скважин пласта М₁.

Таблица 2.13 - Результаты обработки призабойных зон добывающих скважин пласта М₁

Номер скважины	Дата обработки	Объект эксплуатации	Вид обработки	Дебит, м³/сут								Продолжительность эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
				До проведения				После проведения					
				Нефть	Жидкость	Обводненность, %	Способ эксплуатации	Нефть	Жидкость	Обводненность, %	Способ эксплуатации		
203	дек.10	М₁	УП	16	30	46,7	ФОН	19,6	31	36,8	ФОН	1	0,002
202	мар.13	М₁	ДП	24	201	88,1	ЭЦН	28,2	261,5	89,2	ЭЦН	эффект отсутствует	
206	фев.13	М1	ДП	3	12,4	75,8	ФОН	8	16	50	ФОН	ПГИ	
210	мар.14	М₁	ДП	4,3	53,8	92	ЭЦН	13,7	149,7	90,8	ЭЦН	отключение из-за нерентабельности	
214	январ.13	М₁	ДП+заливка	9,7	23,7	59,1	ФОН	70,7	80,4	17	ФОН	20	14,6
23	мар.14	М₁	ДП+заливка	2,7	132	98	ЭЦН	34,5	70,5	51,1	ФОН	15	7,1
214	фев.15	М₁	ДП	35,2	128	72,5	ЭЦН	65,4	180,9	63,8	ФОН	5	2,2
501Р	фев.15	М₁	ДП+заливка	4	60,8	93,4	ФОН	15,3	68,9	77,8	ФОН	23	2,6
23	июл.15	М₁	ДП	9,3	42,8	78,3	ФОН	26,3	110,1	76,1	ФОН	16	3,1

Интенсификация добычи нефти (ИДН)

Другим мероприятием по увеличению темпов добычи является интенсификация добычи нефти за счет форсированного отбора жидкости при снижении забойного давления ниже давления насыщения нефти газом.

На объекте М₁ с 2010 года проведено три мероприятия по интенсификации добычи нефти, дополнительная добыча нефти составила 7,3 тыс. т, средняя продолжительность эффекта от выполненной операции порядка 9 месяцев.

В таблице 2.14 приведены сводные результаты ИДН на скважинах пласта М₁.

Таблица 2.14 - Результаты интенсификации добычи нефти на скважинах объекта М₁

№ скважины	Год проведения ИДН	Показатели до ГТМ			Показатели после ГТМ			Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Продолжительность эффекта, мес.
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		
23	2011	29	61,7	53	54,4	73,7	26,2	2,1	5
202	2013	16,1	268,3	94	31,4	601,8	94,8	4,5	13
203	2012	4,4	99,5	95,6	7,6	167,6	95,5	0,7	8

19.06.2011 мероприятие проведено на скважине № 23, дебит нефти увеличился с 29 т/сут до 54,4 т/сут, обводненность снизилась с 53,0 % до 26,2 %. Дополнительная добыча нефти составила 2,1 тыс. т, продолжительность эффекта – 5 месяцев.

20.04.2012 операция была выполнена на скважине № 203, в результате чего дебит нефти увеличился с 4,4 т/сут до 7,6 т/сут, обводненность осталась на уровне 95,5 %. Дополнительная добыча нефти составила 0,7 тыс. т, продолжительность эффекта – 8 месяцев.

01.07.2013 проведена интенсификация добычи нефти на скважине № 202, дебит нефти увеличился с 16,1 т/сут до 31,4 т/сут, обводненность осталась

на уровне 94 %. Дополнительная добыча нефти составила 4,5 тыс. т, продолжительность эффекта – 13 месяцев.

Физико-химические методы

Анализ применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на нефтяных месторождениях Западной Сибири (Тюменской и Томской областей), а также проведенный комплекс лабораторных исследований по испытанию различных композиций реагентов позволили выделить граничные параметры эффективного применения МУН для геолого-физических условий продуктивных пластов групп Ю, М находящихся на разных стадиях разработки. Результаты ранее проведенных работ по применению технологий повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на месторождениях Западной Сибири показали, что их технологическая эффективность, в основном, определяется особенностями геолого-физического строения продуктивных пластов и состоянием разработки.

Определяющими факторами при выборе технологий воздействия на пласт и призабойную зону являются особенности геолого-физического строения пластов и текущего состояния разработки. Объект М₁ рассматриваемого месторождения характеризуются:

- средним значением проницаемости пород-коллекторов 0,0633 мкм²;
- высокая пластовая температура - 119,8 °С;
- высокое газосодержание - 389,4 м³/т;
- высокое содержание АСПВ в нефти;
- порово-трещиновато каверновый тип коллектора;
- нефть легкая с плотностью 0,543 г/см³.

Выбор предлагаемых к внедрению МУН и технологий воздействия осуществляется в два этапа. На первом этапе, на основании геолого-физических характеристик продуктивных пластов и существующих для каждого вида МУН граничных параметров эффективного применения

выбираются методы воздействия (таблица 2.15). На втором этапе выбираются базовые технологии, композиции, реагенты и составы для повышения нефтеотдачи пластов. Для условий объекта M_1 рассматриваемого месторождения по геолого-технологическим характеристикам ни одна из предлагаемых технологий не подходит.

3 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ В КАЧЕСТВЕ МЕТОДА ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА М₁

Зарезка боковых стволов применяется с целью повысить степень выработки остаточных запасов и вовлечь ранее не дренируемые зоны пласта в разработку. Такой метод реконструкции скважин является сложным технологическим процессом, однако он позволяет вернуть в работу аварийные, низкорентабельные скважины, что в свою очередь способствует поддержанию объемов добычи углеводородов. Можно выделить следующие цели зарезок вторых стволов:

- Вывод скважин из бездействующего фонда;
- Вовлечение в разработку краевых зон месторождений и участков вблизи границы выклинивания пласта, которые характеризуются высокими коэффициентами нефтенасыщенности и малыми толщинами. Так как бурение новых скважин в таких зонах зачастую экономически нецелесообразно, зарезки вторых стволов с имеющегося фонда могут позволить и извлечь запасы, и получить экономическую выгоду;
- Использование зарезок вторых стволов в качестве метода интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. Опыт нефтегазодобывающих организаций показал высокую эффективность технологии зарезки горизонтальных стволов с наклонно-направленных добывающих скважин при разработке низкопроницаемых юрских отложений;
- В пластах с высокой обводненностью имеются участки, характеризующиеся высокими значениями нефтеносности. Если забуриться в подкровельную часть таких пластов зарезками боковых стволов, то есть возможность значительно повысить конечный коэффициент нефтеизвлечения. Получается своего рода уплотняющее бурение, только с меньшими затратами;
- Зарезки вторых стволов позволяют уйти от фронта нагнетания в случае, если происходит прорыв фронта закачиваемой воды и быстрое обводнение

добывающей скважины. Если изолировать высокообводненные интервалы не удастся, есть шанс за счет зарезки бокового ствола уйти от фронта обводнения;

- Также зарезка вторых стволов может использоваться для перевода на нижележащий или вышележащий горизонт, либо в целях доразведки.

3.1 КРИТЕРИИ ОТБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЗАРЕЗОК ВТОРЫХ СТВОЛОВ

При проектировании зарезок боковых стволов необходимо подходить к каждой скважине с максимально подробным и точным экономическим обоснованием, с расчетом технологической эффективности и средней окупаемости проведенных работ. Для каждого конкретного мероприятия необходимо предоставить технико-экономическое обоснование, в котором необходимо обосновать оптимальную длину бокового ствола, прогнозные значения стартовых показателей, экономическую эффективность.

Существуют следующие критерии отбора к скважинам, рассматриваемым для проведения на них операции по зарезке вторых стволов [7]:

- Предлагаемая скважина должна числиться в бездействующем фонде (в качестве неремонтнопригодной), либо иметь близкую к предельной (98 %) обводненность, либо работать с нерентабельными дебитами по нефти;
- Степень выработки запасов на близлежащих со скважиной-кандидатом участках должна быть незначительной;
- Техничко-экономическая оценка эффективности выполнения операции по зарезке второго ствола должна иметь положительную характеристику;
- Отсутствие альтернативных методов интенсификации притока для скважины-кандидата, которые бы могли дать лучший эффект;
- Нулевое давление в межколонном пространстве;

- Обсадная колонна должны быть герметична, для оценки состояния обсадной колонны необходимо провести техническую диагностику на остаточную прочность;

- Удовлетворительное состояние цементного кольца, герметизирующего межколонное пространство, необходимость в проведении оценки технического состояния эксплуатационной колонны на наличие заколонных перетоков;

- Соответственно, отсутствие негерметичностей колонны и заколонных перетоков;

- Необходимо уточнить соответствие проектных и фактических профилей соседних скважин с целью исключить пересечение траекторий боковых стволов и стволов близлежащих скважин;

- Эффективная толщина пласта должна быть не менее 10 м.

Критерии отбора скважин для выполнения зарезок вторых стволов на Самотлорском нефтяном месторождении следующие [8]:

- На дату бурения значение текущей нефтенасыщенности должно быть не менее 46,2 %;

- Текущие запасы нефти, числящиеся на балансе государства, должны быть не менее 65 тыс. т для неконтактных участков, не менее 98 тыс. т – для контактных участков;

- Нефтенасыщенная толщина пласта, контактирующая с водой должна быть не менее 6 м, с газом – 7 м;

- Нефтенасыщенная толщина пласта, контактирующая с водой и нефтью одновременно должна быть не менее 9 м, бесконтактная толщина – не менее 4 м.

Ограничения при отборе скважин-кандидатов на выполнение зарезок вторых стволов условно можно разделить на геологические, поверхностные (сезонные) и технологические [9]. К геологическим ограничениям относятся необходимость глушения скважин утяжеленной жидкостью, удельный вес

которой более $1,3 \text{ г/см}^3$ или низкие начальные дебиты пробуренных зарезок, или невысокие прогнозные объемы добычи, которые не позволят окупить затраты на проведение работ. К поверхностным (или сезонным) ограничениям относится неудачное расположение скважин-кандидатов на зарезки вторых стволов, к которым нет дорог в определенное время года, либо отсутствуют линии электропередач. К технологическим ограничениям относятся высокая интенсивность кривизны профиля скважины-кандидата, которая не позволит сделать зарезку второго ствола (более 5° на 10 м длины скважины), наличие различных металлических пластырей или манжетов из труб в скважине, которые располагаются выше предполагаемой точки зарезки, искусственный забой, который осложняет проведение работ.

3.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩИХ СХЕМ ЗАБУРИВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

На сегодняшний день существует пять основных технологий [10], представленных на рисунке 3.1, которые применяются на нефтегазовых промыслах при выполнении операций по зарезке боковых стволов с добывающих скважин.

Схема с вырезанием «окна» (Рисунок 3.1, а) применяется в скважинах с хорошим состоянием эксплуатационной колонны, при выполнении зарезки второго ствола в область искривления основного ствола, при расположении точки зарезки на больших глубинах. Такая схема имеет следующие достоинства:

- Возможность с высокой точностью реализовать запроектированную зарезку бокового ствола;
- Может быть использован роторный способ бурения;
- Требуется фрезеруемый металл небольших объемов;

- Так называемое «окно» формируется в обсадной колонне за короткий промежуток времени;

- Может быть реализовано бурение нескольких стволов, при этом скважинное оборудование может быть опущено в каждый пробуренный ствол.

Среди недостатков схемы с вырезанием «окна» специалисты отмечают:

- Обсадная колонна должна быть в очень хорошем состоянии, что должно быть подтверждено технической диагностикой;

- Спуск клина-отклонителя является сложным технологическим процессом, в процессе которого зачастую возникают осложнения, требует специальной подготовки обсадной колонны;

- Непосредственно клин-отклонитель имеет сложную конструкцию и высокую металлоемкость;

- В случае, если настанет необходимость повторного забурирования бокового ствола, придется вырезать новое «окно»;

- В месте забурирования отмечается высокая интенсивность искривления бокового ствола.

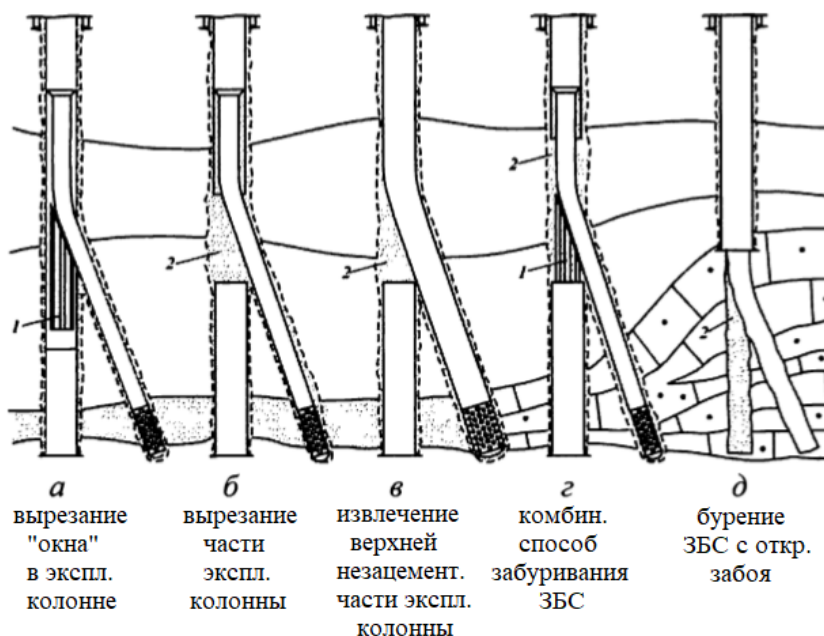


Рисунок 3.1 – Технологии зарезки боковых стволов:

1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост

Схема с вырезанием определенной части эксплуатационной колонны (Рисунок 3.1, б) позволяет расширить область применения выше описанной схемы за счет возможности забуривания вторых стволов в скважинах с дефектами эксплуатационной колонны, при выполнении зарезок в область нижней стенки основного ствола, при цементировании хвостовика сплошным и манжетным способами, при возникновении необходимости бурения повторного бокового ствола из-за неподтверждения информации об участке пласта. Преимущества такой схемы заключаются в следующем:

- За счет большей вырезанной площади появляется возможность забуриваться в нескольких направлениях;
- Отпадает необходимость использовать сложное технологическое оборудование вроде клина-отклонителя;
- Отсутствует опасность возникновения осложнений в интервале «окна» во время спуско-подъемных работ;
- Не происходит большого искривления бокового ствола.

К недостаткам схемы с вырезанием части эксплуатационной колонны относят следующее:

- Вырезание части эксплуатационной колонны может занять большого количества времени, так как требуемая длина, которую надо вырезать, может превышать 7 м;
- Необходимость в некоторых случаях устанавливать зарезной цементный мост, который может потребовать дополнительных затрат.

Клин-отклонитель (Рисунок 3.1, а, г) используется при выполнении зарезок вторых стволов, чтобы обеспечить требуемый отход нарезаемого ствола от основного в заданном направлении. Технологические требования к данному устройству заключаются в сохранении устойчивого положения в стволе скважины под действием давления режущих инструментов. Кроме того, зачастую возникает необходимость в механической обработке резанием больших объемов металла (Рисунок 3.1, б, г), в связи с чем устройства,

которыми планируется вырезать участки эксплуатационной колонны, должны иметь высокопрочные режущие элементы, способные работать под разными углами.

В случае, если основная часть ствола на скважине-кандидате под зарезки боковых стволов не зацементирована, что может встретиться на старых месторождениях, можно рассмотреть технологию с подъемом верхней части эксплуатационной колонны на поверхность (Рисунок 3.1, в). Это не только позволит снизить объемы резки металла и ускорит процесс зарезки второго ствола, но и способствует защите окружающей среды и недр от загрязнения.

Еще одной конструктивной особенностью зарезки боковых стволов в некоторых случаях является необходимость создания высокопрочного цементного моста (Рисунок 3.1, б, в), который перекрывает межпластовые перетоки и облегчает процесс подъема бурового инструмента из старого ствола.

Последней технологией зарезки вторых стволов можно считать бурение боковых стволов со скважин с открытым забоем (Рисунок 3.1, д). Обычно такой способ осуществляется долотом меньшего диаметра с забоя старой скважины. Этот метод позволяет вовлечь в разработку ниже лежащие продуктивные пласты.

3.3 ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТНЫХ ЗАРЕЗОК БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Текущее состояние разработки эксплуатационного объекта M_1 характеризуется постепенным снижением уровней добычи нефти и выбытием работающих скважин из действующего фонда в бездействующий. Бездействие ряда скважин объекта M_1 , в основном, связано с техническими причинами, обусловленными сложностью эксплуатации и неблагоприятной средой (коррозионная активность, высокий газовый фактор, выпадение АСПВ) при

разработке палеозойских отложений: с полетами НКТ, падением изоляции УЭЦН до нуля, срывами подачи и т. п. На рисунках 3.2 - 3.4 представлена карта текущих отборов на дату анализа с местоположением скважин на картах плотности остаточных запасов нефти, остаточных нефтенасыщенных толщин и текущей нефтенасыщенности по пласту.

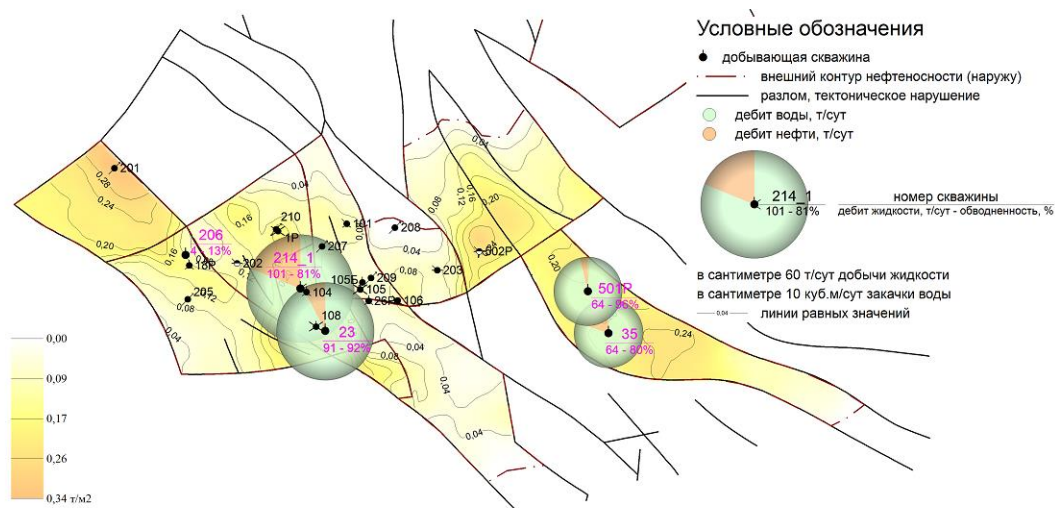


Рисунок 3.2 – Карта текущих отборов нефти и жидкости на 01.01.2018 с местоположением скважин на карте плотности остаточных запасов по эксплуатационному объекту М₁

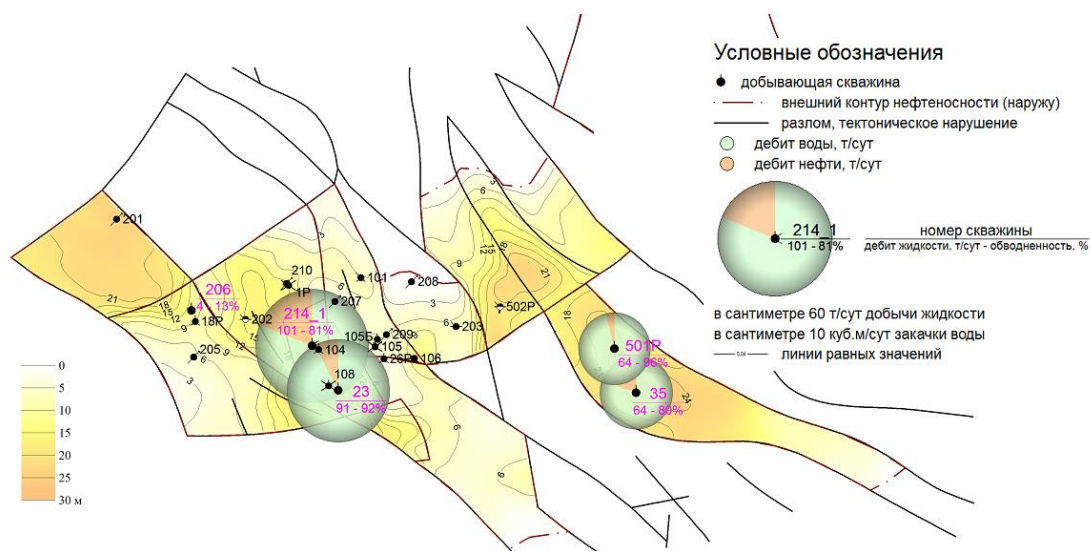


Рисунок 3.3 – Карта текущих отборов нефти и жидкости на 01.01.2018 с местоположением скважин на карте остаточных нефтенасыщенных толщин по эксплуатационному объекту М₁

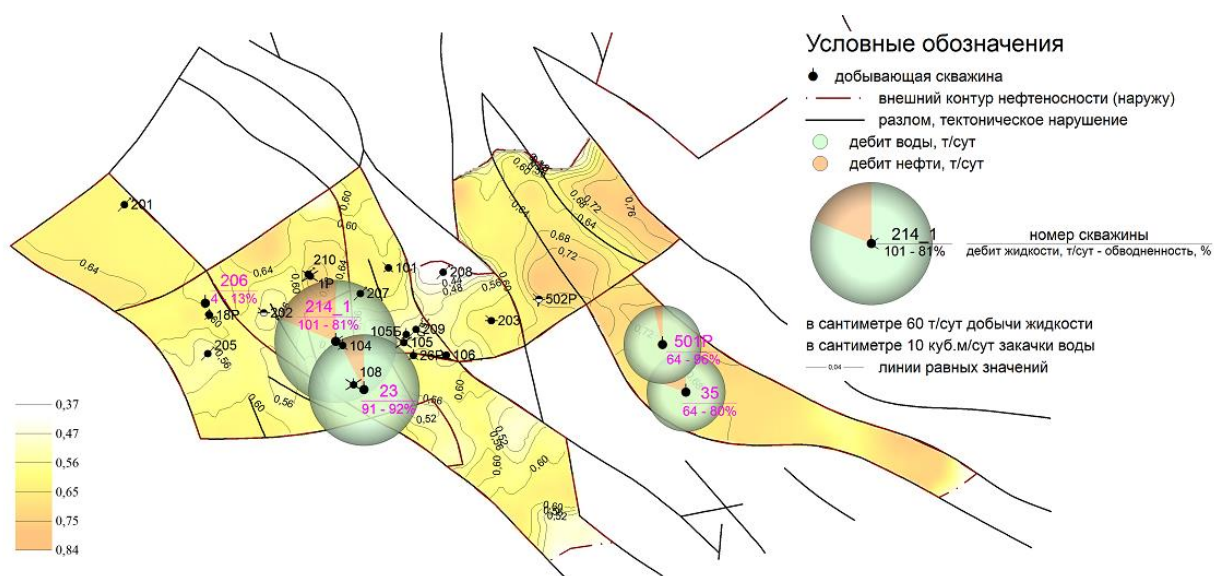


Рисунок 3.4 – Карта текущих отборов нефти и жидкости на 01.01.2018 с местоположением скважин на карте текущей нефтенасыщенности по эксплуатационному объекту М₁

На гидродинамической модели была произведена оценка прогнозных показателей разработки по действующему фонду скважин с учетом истории разработки эксплуатационного объекта М₁. Ожидаемые уровни добычи нефти по работающим на дату анализа скважинам представлены на рисунке 3.5.

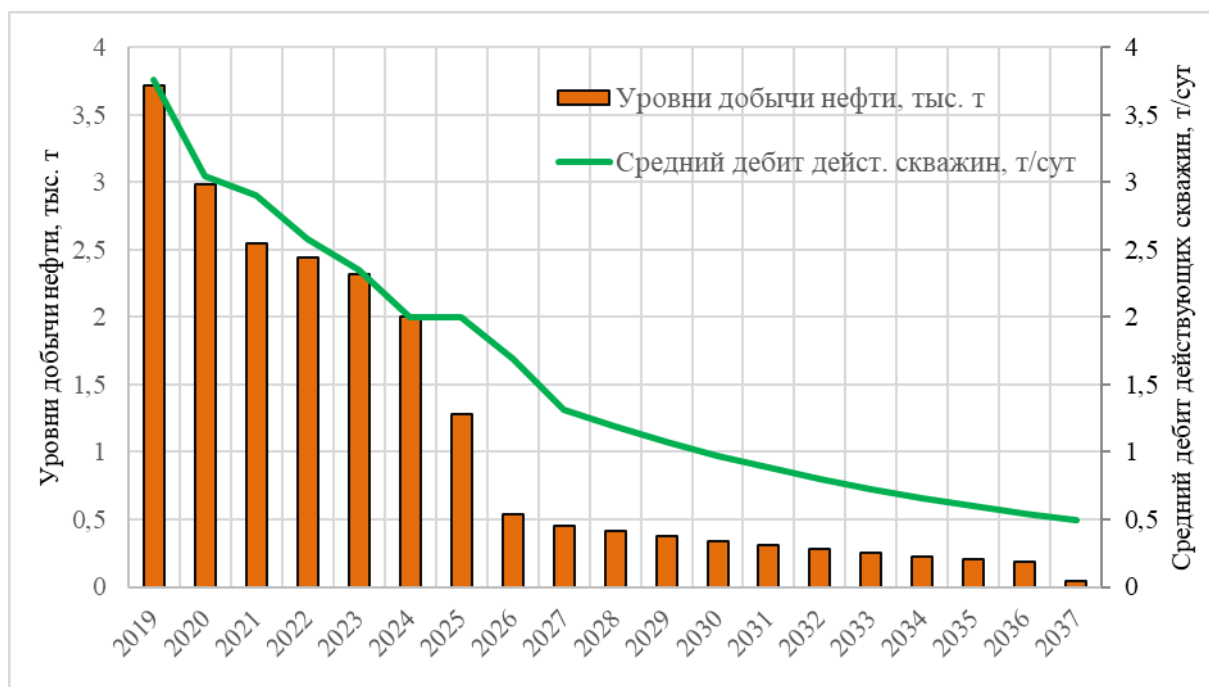


Рисунок 3.5 – Ожидаемые уровни добычи по действующим скважинам эксплуатационного объекта М₁

Как видно из рисунка 3.5, без мероприятий по интенсификации притока и повышению нефтеотдачи, а также при невыполнении программы ГТМ эксплуатация объекта M_1 возможна до 2037 года с падением уровней добычи нефти с 3,7 тыс.т/год в 2019 году до 0,05 тыс.т/год в 2037 году. При этом, среднегодовые дебиты скважин по нефти снижаются с 3,8 т/сут в 2019 году до 0,5 т/сут в 2037 году. Всего за период с 2019 по 2037 гг., согласно расчетам на гидродинамической модели, действующие на дату анализа скважины могут отобрать еще 20,9 тыс. т нефти и 358,8 тыс. т жидкости.

Для оптимизации системы разработки эксплуатационного объекта M_1 было принято решение провести оценку технологической эффективности зарезок боковых стволов с аварийных, обводненных или нерентабельных скважин в зоны локализации остаточных запасов углеводородов. Как показал анализ эффективности проводимых на данном объекте разработке геолого-технических мероприятий, зарезка вторых стволов со старых скважин позволяет не только вернуть в добычу отработанные скважины, но и предоставляет возможность доизвлечь запасы нефти из зон, ранее не вовлеченных в разработку.

На рисунках 3.6 – 3.8 представлена схема расположения проектных зарезок боковых столов на картах плотности остаточных запасов нефти, остаточных нефтенасыщенных толщин и текущей нефтенасыщенности по пласту. Расположение проектных стволов выбиралось, опираясь на значения выше упомянутых карт, в зоны локализации остаточных запасов нефти с целью охватить как можно больше зон, не затронутых разработкой ранее. При этом учитывалось расположение скважин-кандидатов, с которых возможно осуществить зарезки вторых стволов. Там, где скважины объекта M_1 не подходили по критериям отбора кандидатов, было принято решение рассмотреть близ расположенные скважины объекта $Ю_1$. Значения остаточных нефтенасыщенных толщин на месте проектных боковых стволов варьируются,

в среднем, от 15 до 25 м. Значения текущей нефтенасыщенности пласта на месте проектных боковых стволов варьируются от 0,56 до 0,70 д.ед.

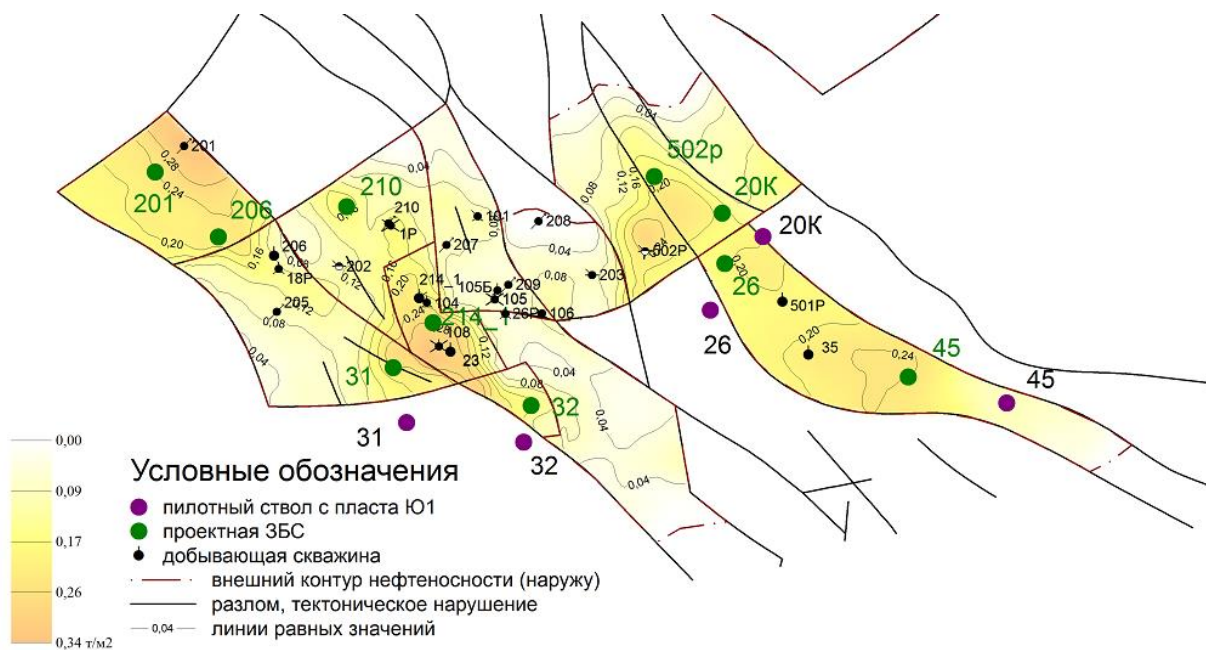


Рисунок 3.6 – Схема расположения проектных зарезок боковых столов на карте плотности остаточных запасов нефти по объекту М₁

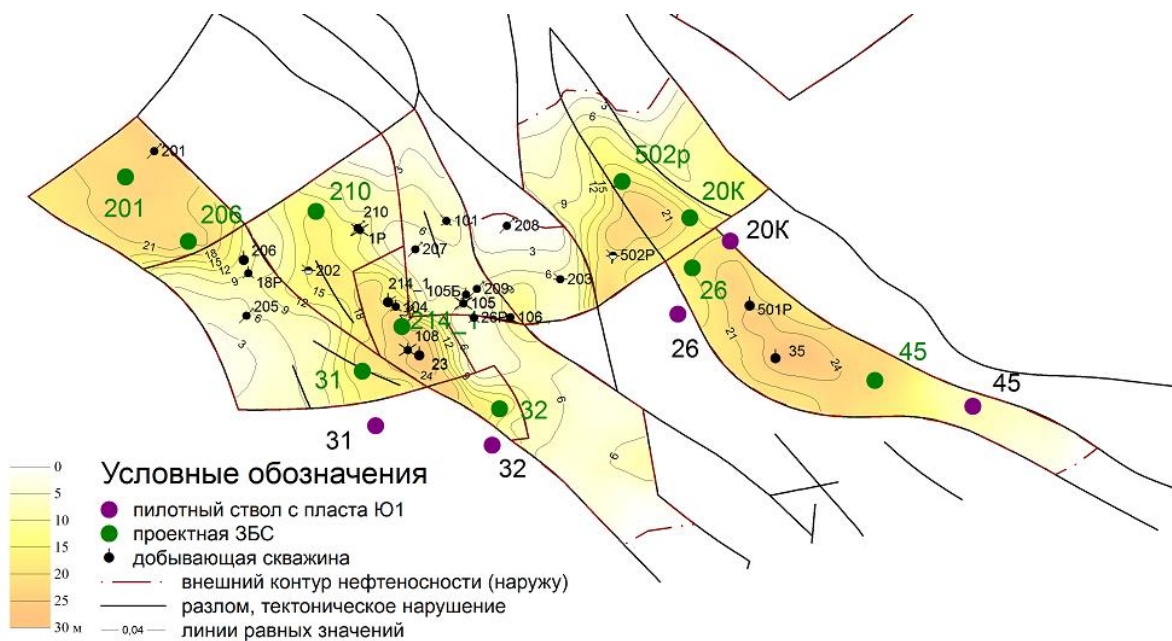


Рисунок 3.7 – Схема расположения проектных зарезок боковых столов на карте остаточных нефтенасыщенных толщин по объекту М₁

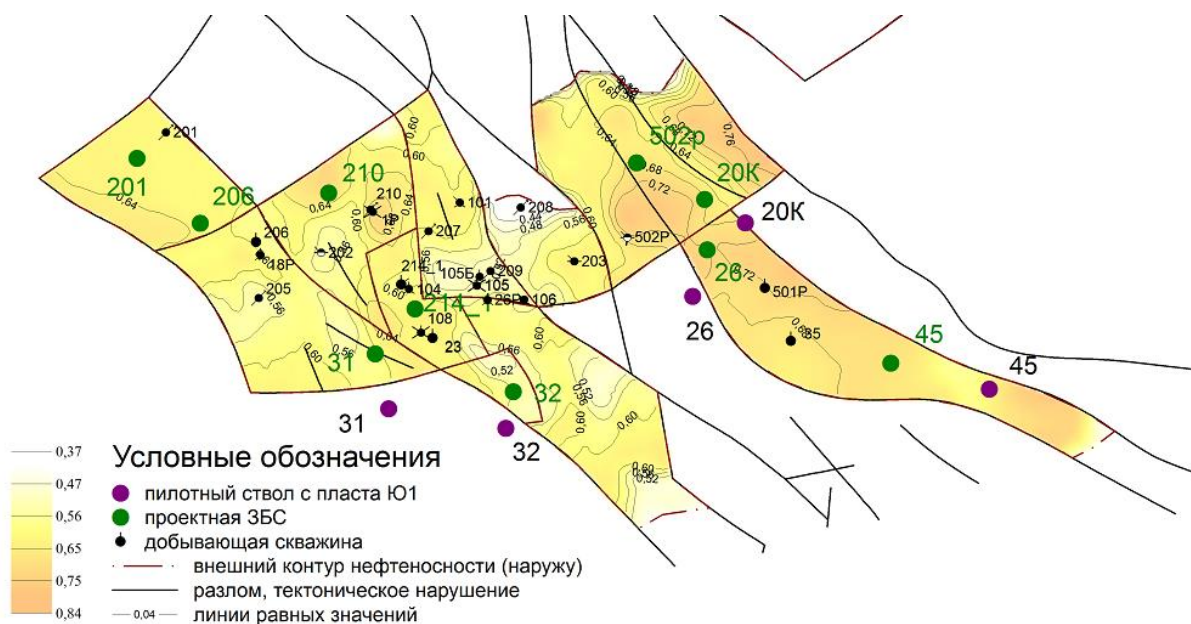


Рисунок 3.8 – Схема расположения проектных зарезок боковых столов на карте текущей нефтенасыщенности объекта М₁

Далее приведены расчеты прогнозных показателей разработки по каждой проектной зарезке второго ствола. Расчеты проводились на гидродинамической модели, подготовленной специалистами проектного института и садаптированной на дату анализа, в программном комплексе «РН-КИМ».

В таблице 3.1 и на рисунке 3.9 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 201. По прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 8,8 т/сут и обводненностью 66 %, на девятый год дебит нефти снижается до 4,6 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 0,5 т/сут и обводненностью 95 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 201 за 40 лет разработки, соответственно, составит 41,0 тыс. т и 499,8 тыс. т.

В таблице 3.2 и на рисунке 3.10 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 206. Согласно прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 15,7 т/сут и обводненностью 33 %, на восьмой год дебит нефти снижается до

3,8 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 0,8 т/сут и обводненностью 98 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 206 за 31 год разработки, соответственно, составит 39,7 тыс. т и 431,1 тыс. т.

Таблица 3.1 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 201

№ скважины	Дата	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 201	1-й год	8,8	66	4,8	14,1
ЗБС 201	2	6,8	83	7,4	29,4
ЗБС 201	3	6,0	86	9,6	45,0
ЗБС 201	4	5,7	87	11,6	60,6
ЗБС 201	5	5,4	88	13,5	76,3
ЗБС 201	6	5,2	88	15,4	91,9
ЗБС 201	7	5,0	89	17,1	107,6
ЗБС 201	8	4,8	89	18,8	123,3
ЗБС 201	9	4,6	90	20,5	139,1
ЗБС 201	10	4,4	90	22,0	154,8
ЗБС 201	11	4,2	91	23,5	170,6
ЗБС 201	12	3,9	91	24,9	186,5
ЗБС 201	13	3,4	92	26,2	202,3
ЗБС 201	14	3,0	93	27,3	218,3
ЗБС 201	15	2,7	94	28,2	234,2
ЗБС 201	16	2,5	94	29,2	250,3
ЗБС 201	17	2,3	95	30,0	266,3
ЗБС 201	18	2,3	95	30,8	282,3
ЗБС 201	19	2,3	95	31,5	298,3
ЗБС 201	20	2,2	95	32,3	314,4
ЗБС 201	21	2,2	95	33,1	330,4
ЗБС 201	22	2,2	95	33,8	346,5
ЗБС 201	23	2,1	95	34,6	362,5
ЗБС 201	24	2,1	95	35,3	378,6
ЗБС 201	25	2,1	95	36,0	394,7
ЗБС 201	26	1,9	95	36,7	409,2
ЗБС 201	27	1,7	95	37,3	422,0

Продолжение таблицы 3.1

ЗБС 201	28	1,5	95	37,8	433,3
ЗБС 201	29	1,3	95	38,3	443,2
ЗБС 201	30	1,1	95	38,7	452,0
ЗБС 201	31	1,0	95	39,0	459,9
ЗБС 201	32	0,9	95	39,3	466,9
ЗБС 201	33	0,9	95	39,6	473,2
ЗБС 201	34	0,8	95	39,9	478,9
ЗБС 201	35	0,7	95	40,2	484,0
ЗБС 201	36	0,7	95	40,4	488,6
ЗБС 201	37	0,6	95	40,6	492,6
ЗБС 201	38	0,6	95	40,8	496,3
ЗБС 201	39	0,5	95	41,0	499,6
ЗБС 201	40	0,5	95	41,0	499,8

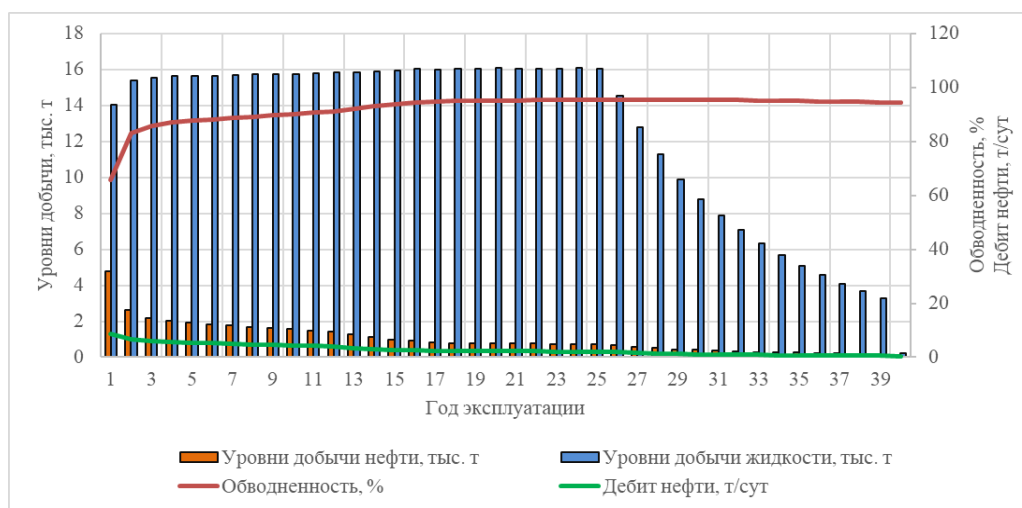


Рисунок 3.9 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 201

Таблица 3.2 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 206

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 206	1-й	15,7	33	7,8	11,7
ЗБС 206	2	11,6	64	12,4	24,7
ЗБС 206	3	8,7	74	15,9	37,9

Продолжение таблицы 3.2

ЗБС 206	4	6,9	80	18,6	51,5
ЗБС 206	5	5,7	84	20,7	65,2
ЗБС 206	6	4,9	87	22,5	79,1
ЗБС 206	7	4,3	89	24,1	93,0
ЗБС 206	8	3,8	90	25,5	107,0
ЗБС 206	9	3,4	91	26,8	121,1
ЗБС 206	10	3,1	92	27,9	135,2
ЗБС 206	11	2,8	93	28,9	149,4
ЗБС 206	12	2,5	94	29,9	163,5
ЗБС 206	13	2,3	94	30,7	177,7
ЗБС 206	14	2,1	95	31,5	192,0
ЗБС 206	15	2,0	95	32,2	206,2
ЗБС 206	16	1,9	95	32,9	220,5
ЗБС 206	17	1,8	96	33,5	234,8
ЗБС 206	18	1,8	96	34,1	249,1
ЗБС 206	19	1,7	96	34,7	263,4
ЗБС 206	20	1,6	96	35,3	277,7
ЗБС 206	21	1,6	96	35,8	292,0
ЗБС 206	22	1,5	96	36,4	306,3
ЗБС 206	23	1,4	97	36,9	320,6
ЗБС 206	24	1,3	97	37,3	335,0
ЗБС 206	25	1,2	97	37,8	349,3
ЗБС 206	26	1,1	97	38,2	363,7
ЗБС 206	27	1,0	97	38,5	378,1
ЗБС 206	28	1,0	98	38,9	392,4
ЗБС 206	29	0,9	98	39,2	406,8
ЗБС 206	30	0,8	98	39,5	421,2
ЗБС 206	31	0,8	98	39,7	431,1

В таблице 3.3 и на рисунке 3.11 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 210. По прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 5,4 т/сут и обводненностью 84 %, но уже на третий год дебит нефти снижается до 3,7 т/сут, обводненность достигает 91 %. Отключается скважина с дебитом 1,4 т/сут и обводненностью 98 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 210 за 19 лет разработки, соответственно, составит 17,3 тыс. т и 303,9 тыс. т.

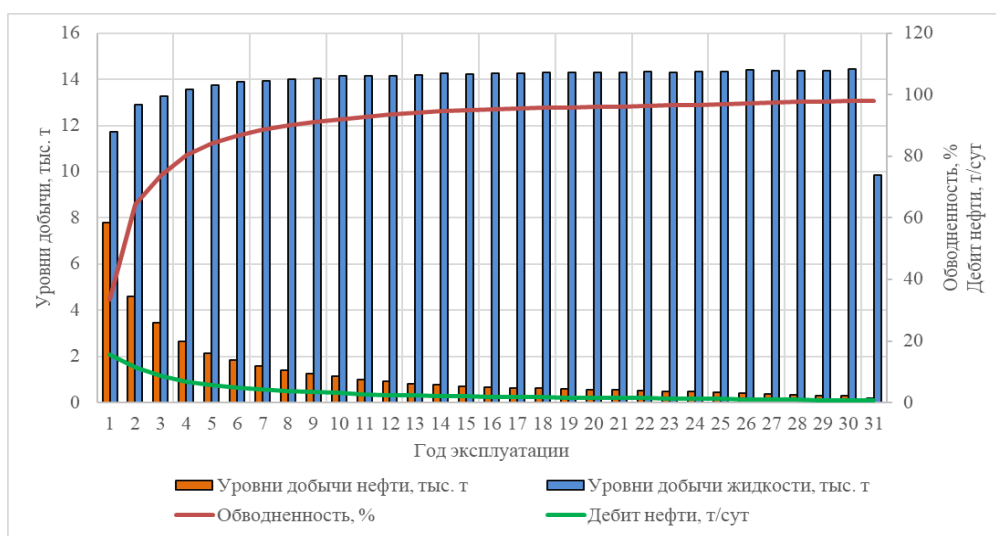


Рисунок 3.10 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 206

Таблица 3.3 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 210

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 210	1-й	5,4	84	2,5	15,4
ЗБС 210	2	4,4	89	4,2	31,1
ЗБС 210	3	3,7	91	5,5	47,0
ЗБС 210	4	3,2	93	6,7	62,9
ЗБС 210	5	2,9	93	7,8	78,8
ЗБС 210	6	2,7	94	8,8	94,8
ЗБС 210	7	2,6	94	9,7	110,8
ЗБС 210	8	2,4	95	10,5	126,8
ЗБС 210	9	2,3	95	11,3	142,9
ЗБС 210	10	2,1	95	12,1	158,9
ЗБС 210	11	2,0	96	12,8	174,9
ЗБС 210	12	1,8	96	13,5	191,1
ЗБС 210	13	1,8	96	14,1	207,2
ЗБС 210	14	1,7	96	14,7	223,2
ЗБС 210	15	1,6	96	15,3	239,4
ЗБС 210	16	1,5	97	15,8	255,5
ЗБС 210	17	1,5	97	16,3	271,6
ЗБС 210	18	1,5	97	16,9	287,8
ЗБС 210	19	1,4	98	17,3	303,9

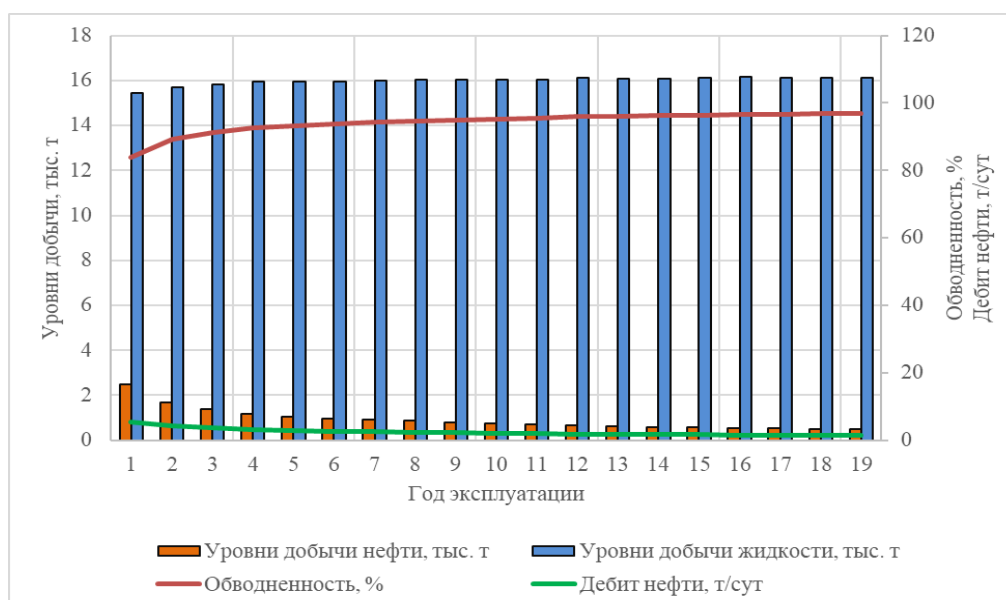


Рисунок 3.11 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 210

В таблице 3.4 и на рисунке 3.12 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 31. Согласно прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 0,7 т/сут и обводненностью 63 %. Учитывая низкие стартовые показатели, которые показала модель, скважина проработает всего четыре года, при чем при самых оптимистичных прогнозах. Отключается скважина с дебитом 0,5 т/сут и обводненностью 88 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 31 за 4 года разработки, соответственно, составит 1,0 тыс. т и 4,9 тыс. т.

Таблица 3.4 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 31

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 31	1-й	0,7	63	0,5	1,3
ЗБС 31	2	0,6	83	0,7	2,7
ЗБС 31	3	0,5	86	0,9	4,2
ЗБС 31	4	0,5	88	1,0	4,9

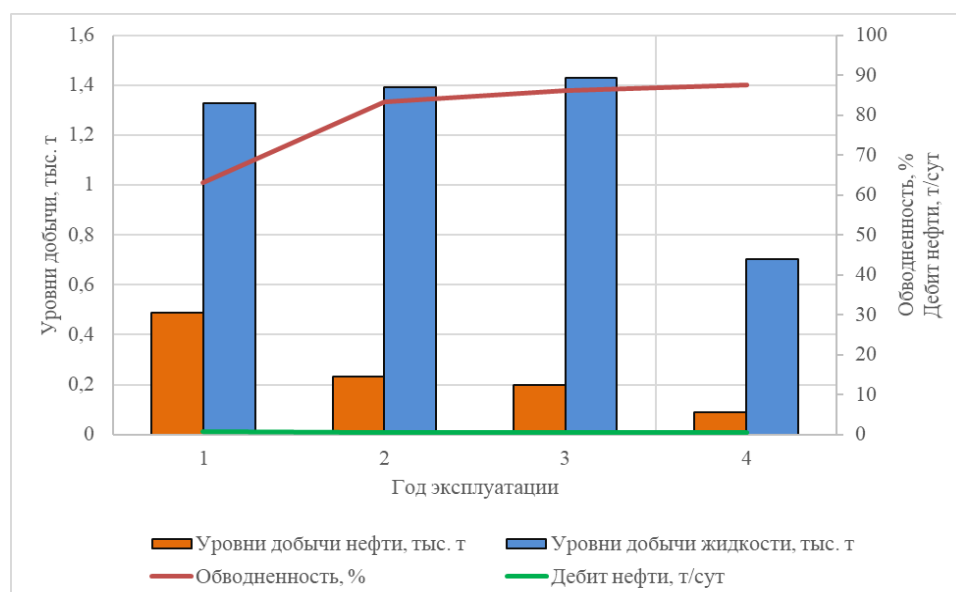


Рисунок 3.12 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 31

В таблице 3.5 и на рисунке 3.13 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 32. По прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 22,7 т/сут и обводненностью 43 %, на двадцатый год дебит нефти снижается до 3,6 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 0,5 т/сут и обводненностью 96 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 32 за 50 лет разработки, соответственно, составит 95,7 тыс. т и 613,5 тыс. т.

В таблице 3.6 и на рисунке 3.14 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 214. Согласно прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 17,5 т/сут и обводненностью 72 %, но уже на пятый год дебит нефти снижается до 7,8 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 1,2 т/сут и обводненностью 98 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 214 за 21 год разработки, соответственно, составит 43,0 тыс. т и 576,6 тыс. т.

Таблица 3.5 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС
со скважины № 32

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 32	1-й	22,7	43	5,4	9,5
ЗБС 32	2	20,7	52	12,9	25,0
ЗБС 32	3	19,2	56	19,7	40,7
ЗБС 32	4	17,8	59	26,2	56,6
ЗБС 32	5	16,5	63	32,1	72,6
ЗБС 32	6	15,1	66	37,6	88,8
ЗБС 32	7	13,8	69	42,6	105,2
ЗБС 32	8	12,3	72	47,1	121,6
ЗБС 32	9	10,7	75	51,1	137,7
ЗБС 32	10	9,6	78	54,6	153,6
ЗБС 32	11	8,7	80	57,8	169,3
ЗБС 32	12	7,7	82	60,6	184,8
ЗБС 32	13	7,0	83	63,2	199,9
ЗБС 32	14	6,4	85	65,5	214,8
ЗБС 32	15	5,8	86	67,6	229,5
ЗБС 32	16	5,3	87	69,5	243,8
ЗБС 32	17	4,9	88	71,2	258,0
ЗБС 32	18	4,4	88	72,8	271,8
ЗБС 32	19	4,0	89	74,3	285,4
ЗБС 32	20	3,6	90	75,6	298,6
ЗБС 32	21	3,3	91	76,8	311,6
ЗБС 32	22	3,1	91	77,9	324,2
ЗБС 32	23	2,9	92	78,9	336,8
ЗБС 32	24	2,7	92	79,9	349,1
ЗБС 32	25	2,6	93	80,8	361,5
ЗБС 32	26	2,5	93	81,7	373,9
ЗБС 32	27	2,4	93	82,6	386,5
ЗБС 32	28	2,2	94	83,4	399,0
ЗБС 32	29	2,1	94	84,1	411,7
ЗБС 32	30	2,1	94	84,8	424,2
ЗБС 32	31	2,0	94	85,5	436,6
ЗБС 32	32	2,0	94	86,2	448,8
ЗБС 32	33	2,0	94	86,9	460,8
ЗБС 32	34	2,0	94	87,6	472,6
ЗБС 32	35	1,9	94	88,3	484,2

Продолжение таблицы 3.5

ЗБС 32	36	1,9	94	88,9	495,7
ЗБС 32	37	1,9	94	89,6	507,0
ЗБС 32	38	1,9	94	90,3	518,2
ЗБС 32	39	1,9	94	90,9	529,3
ЗБС 32	40	1,9	94	91,6	540,2
ЗБС 32	41	1,9	94	92,2	551,1
ЗБС 32	42	1,9	94	92,9	561,8
ЗБС 32	43	1,7	94	93,5	571,3
ЗБС 32	44	1,5	94	94,0	579,7
ЗБС 32	45	1,3	94	94,4	587,2
ЗБС 32	46	1,1	94	94,8	594,0
ЗБС 32	47	0,9	95	95,1	600,0
ЗБС 32	48	0,8	95	95,4	605,3
ЗБС 32	49	0,6	95	95,6	610,0
ЗБС 32	50	0,5	96	95,7	613,5

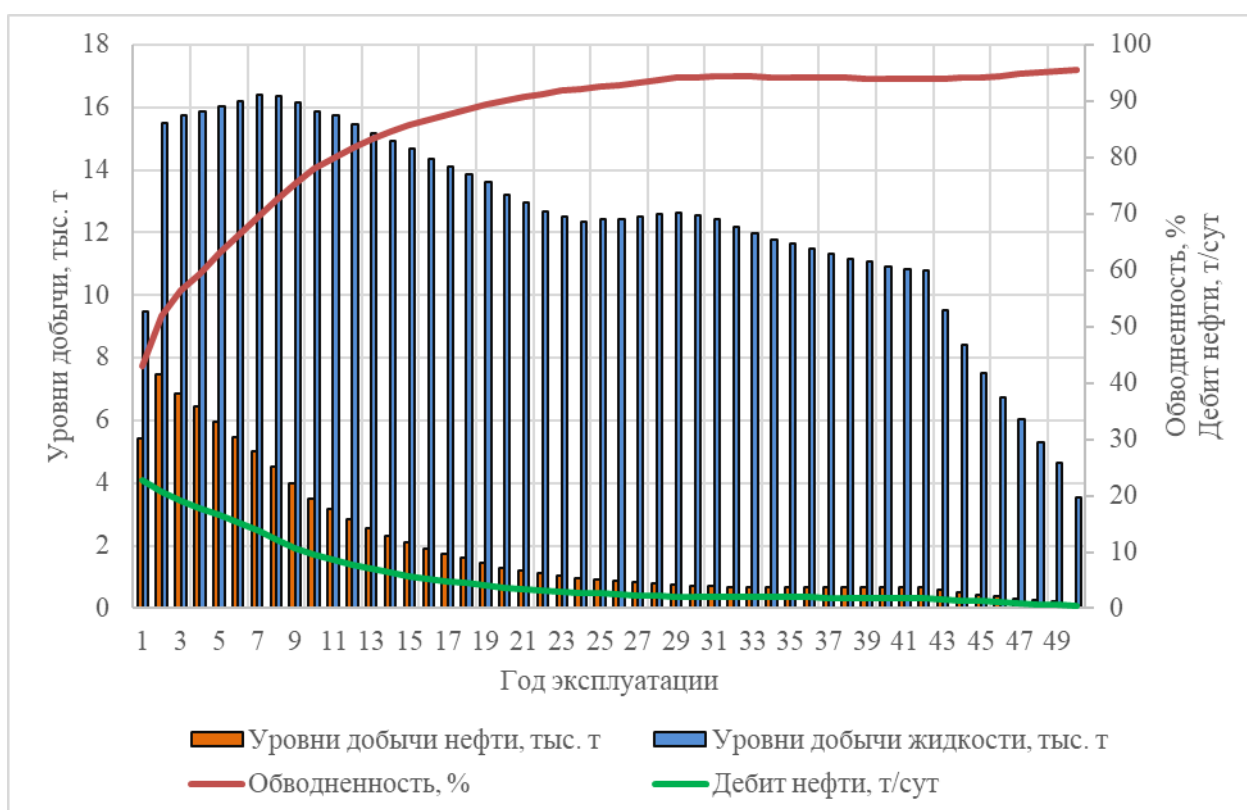


Рисунок 3.13 - Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 32

В таблице 3.7 и на рисунке 3.15 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 502Р. По прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 15,2 т/сут и обводненностью 72 %, но уже на пятый год дебит нефти снижается до 6,9 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 0,5 т/сут и обводненностью 96 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 502Р за 18 лет разработки, соответственно, составит 33,2 тыс. т и 371,4 тыс. т.

Таблица 3.6 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 214

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 214	1-й	17,5	72	6,8	24,1
ЗБС 214	2	12,8	82	11,8	51,4
ЗБС 214	3	10,6	85	15,8	78,9
ЗБС 214	4	9,1	88	19,2	106,8
ЗБС 214	5	7,8	90	22,1	134,8
ЗБС 214	6	7,1	91	24,7	162,9
ЗБС 214	7	6,2	92	27,0	191,0
ЗБС 214	8	5,5	93	29,0	219,4
ЗБС 214	9	4,9	94	30,8	247,8
ЗБС 214	10	4,4	94	32,4	276,2
ЗБС 214	11	4,0	95	33,9	304,6
ЗБС 214	12	3,7	95	35,2	333,2
ЗБС 214	13	3,5	96	36,5	361,8
ЗБС 214	14	3,2	96	37,6	390,4
ЗБС 214	15	2,9	96	38,7	419,0
ЗБС 214	16	2,6	97	39,6	447,7
ЗБС 214	17	2,4	97	40,5	476,4
ЗБС 214	18	2,3	97	41,3	505,1
ЗБС 214	19	2,2	97	42,1	533,8
ЗБС 214	20	1,6	98	42,7	558,4
ЗБС 214	21	1,2	98	43,0	576,6

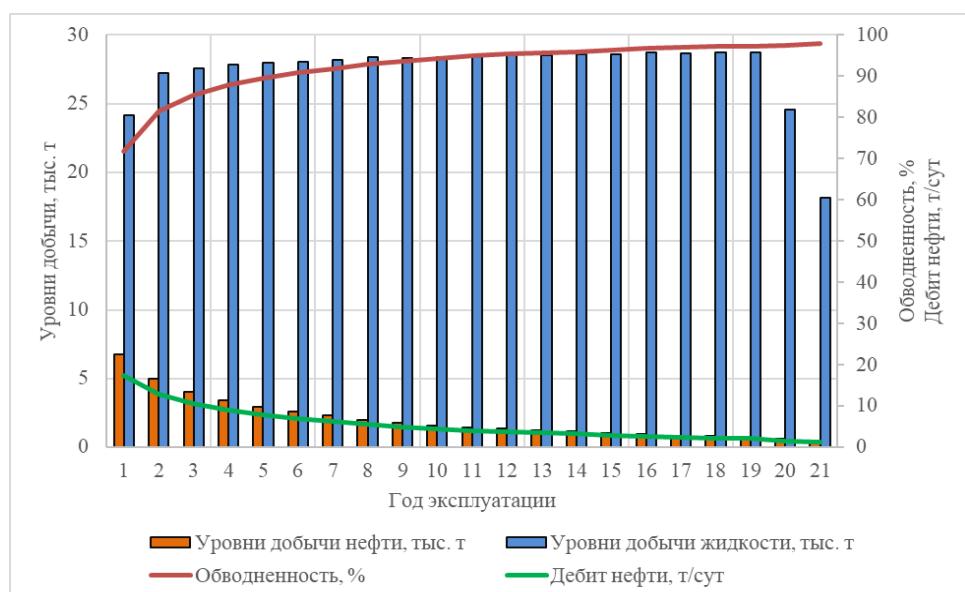


Рисунок 3.14 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 214

Таблица 3.7 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 502Р

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 502Р	1-й	15,2	72	6,3	22,7
ЗБС 502Р	2	11,7	82	10,9	48,3
ЗБС 502Р	3	9,7	86	14,6	74,2
ЗБС 502Р	4	8,2	88	17,7	100,2
ЗБС 502Р	5	6,9	90	20,3	126,6
ЗБС 502Р	6	5,8	92	22,5	153,0
ЗБС 502Р	7	4,9	93	24,3	179,5
ЗБС 502Р	8	4,3	94	25,9	206,1
ЗБС 502Р	9	3,9	95	27,3	232,9
ЗБС 502Р	10	3,6	95	28,6	259,6
ЗБС 502Р	11	3,2	96	29,8	286,3
ЗБС 502Р	12	2,4	96	30,7	309,0
ЗБС 502Р	13	1,8	96	31,5	327,0
ЗБС 502Р	14	1,4	96	32,0	340,9
ЗБС 502Р	15	1,1	96	32,4	351,7
ЗБС 502Р	16	0,8	96	32,8	360,1
ЗБС 502Р	17	0,6	96	33,0	366,5
ЗБС 502Р	18	0,5	96	33,2	371,4

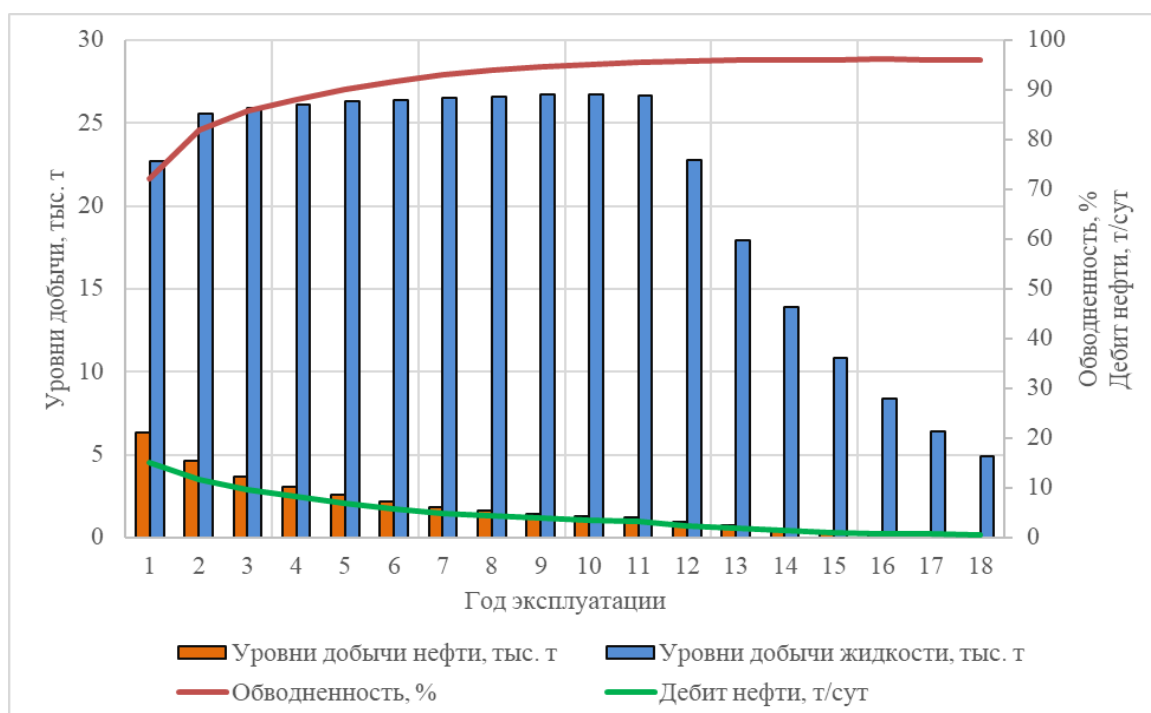


Рисунок 3.15 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 502Р

В таблице 3.8 и на рисунке 3.16 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 20К. Согласно прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 13,6 т/сут и обводненностью 77 %, но уже на четвертый год дебит нефти снижается до 6,8 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 1,7 т/сут и обводненностью 98 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 20К за 8 лет разработки, соответственно, составит 21,4 тыс. т и 192,0 тыс. т.

Таблица 3.8 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 20К

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 20К	1-й	13,6	77	5,3	23,1
ЗБС 20К	2	10,8	84	9,5	48,8

Продолжение таблицы 3.8

ЗБС 20К	3	8,8	87	12,9	74,8
ЗБС 20К	4	6,8	90	15,5	101,0
ЗБС 20К	5	5,5	92	17,7	127,5
ЗБС 20К	6	4,3	93	19,4	153,7
ЗБС 20К	7	3,1	95	20,6	176,3
ЗБС 20К	8	1,7	98	21,4	192,0

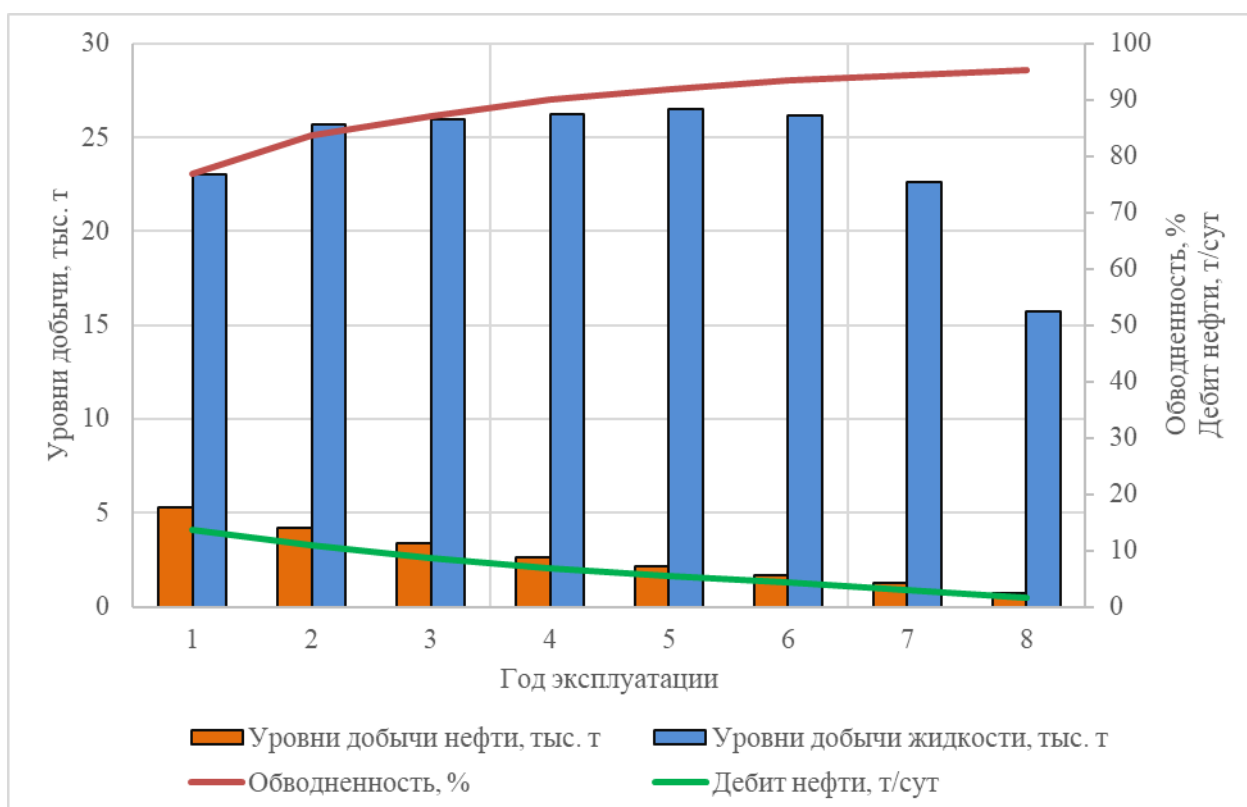


Рисунок 3.16 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 20К

В таблице 3.9 и на рисунке 3.17 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со скважины № 26. По прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 11,8 т/сут и обводненностью 71 %, но уже на пятый год дебит нефти снижается до 6,1 т/сут, обводненность достигает 90 %. Отключается скважина с дебитом 1,5 т/сут и обводненностью 98 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 26 за 13 лет разработки, соответственно, составит 36,2 тыс. т и 321,7 тыс. т.

Таблица 3.9 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 26

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 26	1-й	11,8	71	7,7	26,3
ЗБС 26	2	9,6	83	12,4	53,7
ЗБС 26	3	8,1	86	16,4	81,3
ЗБС 26	4	7,0	88	19,7	109,1
ЗБС 26	5	6,1	90	22,6	137,1
ЗБС 26	6	5,5	91	25,2	165,2
ЗБС 26	7	5,0	92	27,6	193,4
ЗБС 26	8	4,6	92	29,7	221,6
ЗБС 26	9	4,0	93	31,7	249,6
ЗБС 26	10	3,1	94	33,2	273,6
ЗБС 26	11	2,4	95	34,4	293,1
ЗБС 26	12	1,9	97	35,4	309,0
ЗБС 26	13	1,5	98	36,2	321,7

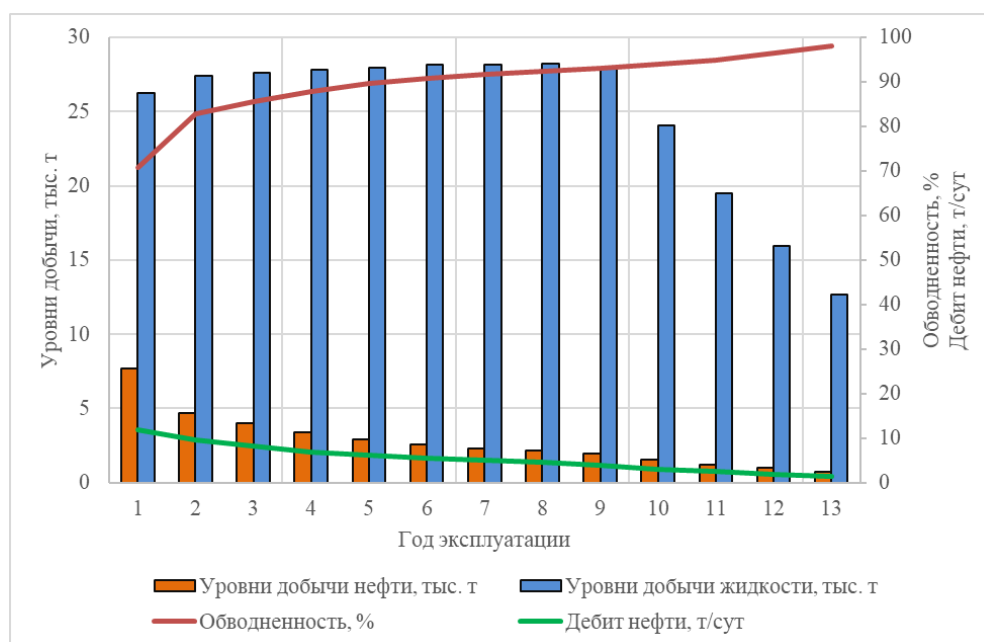


Рисунок 3.17 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 26

В таблице 3.10 и на рисунке 3.18 представлены расчетные технологические показатели разработки по зарезке бокового ствола со

скважины № 45. Согласно прогнозу, второй ствол стартует с дебитом нефти 21,7 т/сут и обводненностью 70 %, но уже на четвертый год дебит нефти снижается до 7,4 т/сут, обводненность достигает 91 %. Отключается скважина с дебитом 2,3 т/сут и обводненностью 98 %. Накопленная добыча нефти и жидкости по ЗБС со скважины № 45 за 8 лет разработки, соответственно, составит 19,3 тыс. т и 190,0 тыс. т.

Таблица 3.10 – Расчетные технологические показатели разработки по ЗБС со скважины № 45

№ скважины	Год работы	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 45	1-й	21,7	70	0,7	2,4
ЗБС 45	2	13,9	81	6,4	32,9
ЗБС 45	3	10,7	87	10,6	66,1
ЗБС 45	4	7,4	91	13,7	99,3
ЗБС 45	5	5,0	93	15,8	129,1
ЗБС 45	6	3,8	94	17,3	154,1
ЗБС 45	7	3,1	96	18,5	175,0
ЗБС 45	8	2,3	98	19,3	190,0

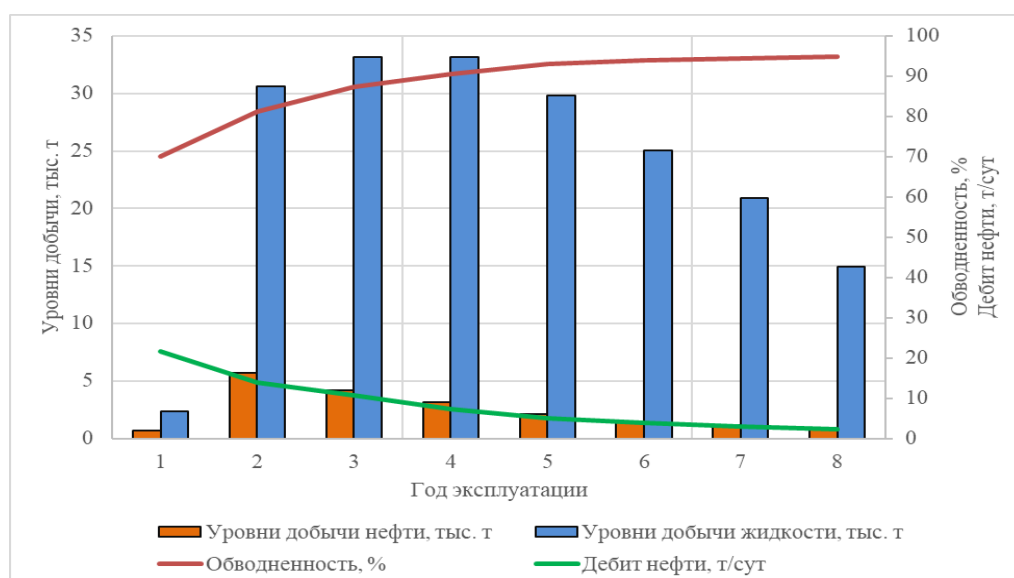


Рисунок 3.18 – Прогнозные показатели разработки по зарезке второго ствола со скважины № 45

В таблице 3.11 и на рисунке 3.19 приведены сводные накопленные показатели по всем рассчитанным ЗБС, а также их суммарные и средние значения.

Таблица 3.11 – Сводные накопленные показатели по расчетным ЗБС

№ скважины	Количество лет разработки	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс. т
ЗБС 201	40	41,0	499,8
ЗБС 206	31	39,7	431,1
ЗБС 210	19	17,3	303,9
ЗБС 31	4	1,0	4,9
ЗБС 32	50	95,7	613,5
ЗБС 214	21	43,0	576,6
ЗБС 502Р	18	33,2	371,4
ЗБС 20К	8	21,4	192,0
ЗБС 26	13	36,2	321,7
ЗБС 45	8	19,3	190,0
Среднее	21,2	34,8	350,5
Сумма		347,8	3504,8

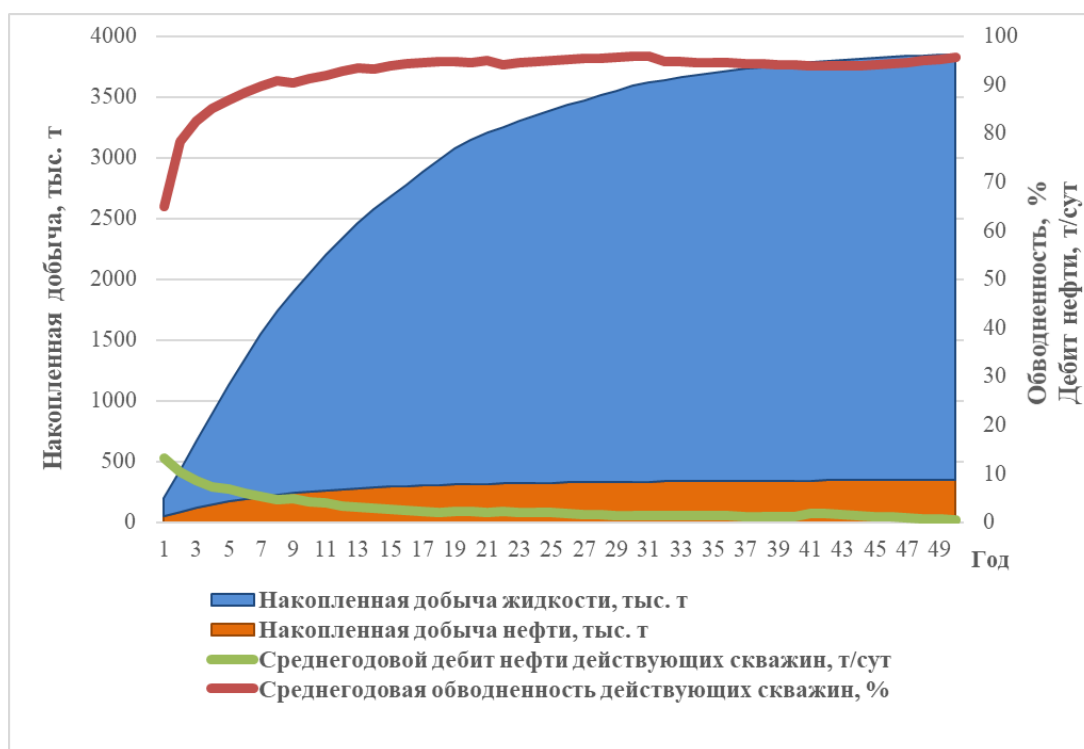


Рисунок 3.19 – Суммарные показатели по расчетным ЗБС

Накопленная добыча нефти и жидкости за счет бурения зарезок боковых стволов с аварийных, обводненных и нерентабельных скважин по расчетам на гидродинамической модели, соответственно, составила 347,8 тыс. т и 3504,8 тыс. т. Среднее число лет разработки на одну скважину получилось 21,2 года. Удельная эффективность зарезок вторых стволов на одну скважину составила 34,8 тыс. т нефти. Полученная удельная эффективность от данного мероприятия, в целом, коррелирует с доп. добычей с зарезки второго ствола со скважины № 501Р (24,4 тыс. т нефти), с другими фактическими ЗБС расхождение значительно выше. Вероятная причина – сложное геологическое строение объекта M_1 с блоковой структурой, в связи с чем сложно предугадать точную локализацию запасов углеводородов. Наименее перспективной, по результатам расчета, оказалась краевая зона блока № 2, куда была заложена зарезка второго ствола со скважины № 31 (суммарно 1,0 тыс. т нефти), наиболее перспективной – центральная часть блока № 6, в которой предлагается забуриться боковым стволом со скважины № 32 (суммарно 95,7 тыс. т нефти).

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Операции по зарезке боковых стволов с аварийных, обводненных и нерентабельных скважин связаны с получением дополнительной добычи нефти по рассматриваемому объекту разработки. Для обоснования экономической целесообразности предлагаемых мероприятий использовались методические указания по курсу «Экономика предприятия», изданные на базе ТПУ [11].

В качестве исходных данных взяты накопленные показатели добычи нефти по десяти расчетным зарезкам боковых стволов с аварийных, обводненных и нерентабельных скважин. С учетом того, что средняя стоимость нефти Urals на дату анализа составила 65,6 долларов за 1 баррель нефти, прибыль недропользователя по каждой расчетной ЗБС считалась по следующей формуле:

$$S_i = \frac{Q_i * F_{Urals} * K_{\$}}{0,1364},$$

где:

S_i – прибыль недропользователя за i -й год разработки, тыс. руб.;

Q_i – накопленная добыча нефти за i -й год разработки, тыс. т.;

F_{Urals} – средняя стоимость нефти Urals, доллары за баррель;

$K_{\$}$ - курс доллара к рублю, руб.

Прирост годовых денежных потоков предприятия рассчитывался по следующей формуле:

$$\Delta ДП_i = S_i - Z_{\text{кап}} - Z_{\text{усл}} - N_{\text{пр}},$$

где:

$\Delta ДП_i$ – прирост годовых денежных потоков за i -й год разработки, тыс. руб.;

$Z_{\text{кап}}$ – капитальные затраты на строительство ЗБС, тыс. руб.;

$Z_{\text{усл}}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, тыс. руб.;

$N_{\text{пр}}$ – налог на прибыль предприятия, тыс. руб.

Капитальные вложения взяты в размере 39 411,3 тыс. руб. за одну операцию по зарезке второго ствола с существующей скважины. Стоимость мероприятий предоставлена проектным институтом нефти и газа. Также из всей прибыли были вычтены условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в i -м году (взяты для расчетов в размере 500 руб/т), а также налог на прибыль предприятия (принят в размере 20 %).

Учитывая экономический закон об убывающей стоимости денежных средств, прирост годовых денежных средств предприятия был продисконтирован с целью приведения их будущей стоимости на текущий момент, согласно следующей формуле:

$$\text{ДПДН}_i = \frac{\text{ДП}_i}{(1 + K_d)^i},$$

где:

ДПДН_i – дисконтированный поток денежной наличности за i -й год разработки, тыс. руб.;

K_d – ставка дисконта, д.ед.

Ставка дисконта взята в размере 15 %.

Сумма дисконтированных денежных потоков за какой-то промежуток времени и будет чистой текущей стоимостью бурения зарезок боковых стволов с аварийных, обводненных или нерентабельных скважин:

$$\text{ЧТС} = \sum_i^n \text{ДПДН}_i,$$

Где:

ЧТС – чистая текущая стоимость, тыс. т.;

n – число лет разработки, г.

Индекс доходности от реализации проекта рассчитан по следующей формуле:

$$ИД = \frac{ЧТС}{З_{\text{кап}}}.$$

В таблице 4.1 и на рисунке 4.1 приведены сводные результаты экономического обоснования эффективности применения зарезок боковых стволов в качестве метода оптимизации разработки объекта М₁.

Таблица 4.1 – Результаты экономической оценки эффективности ЗБС

№ скважины	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Число лет разработки	ЧТС, млн. руб.
ЗБС 201	41,0	40	300
ЗБС 206	39,7	31	405
ЗБС 210	17,3	19	151
ЗБС 31	1,0	4	-18
ЗБС 32	95,7	50	719
ЗБС 214	43,0	21	449
ЗБС 502Р	33,2	18	389
ЗБС 20К	21,4	8	296
ЗБС 26	36,2	13	443
ЗБС 45	19,3	8	239
Сумма	348	50	3372

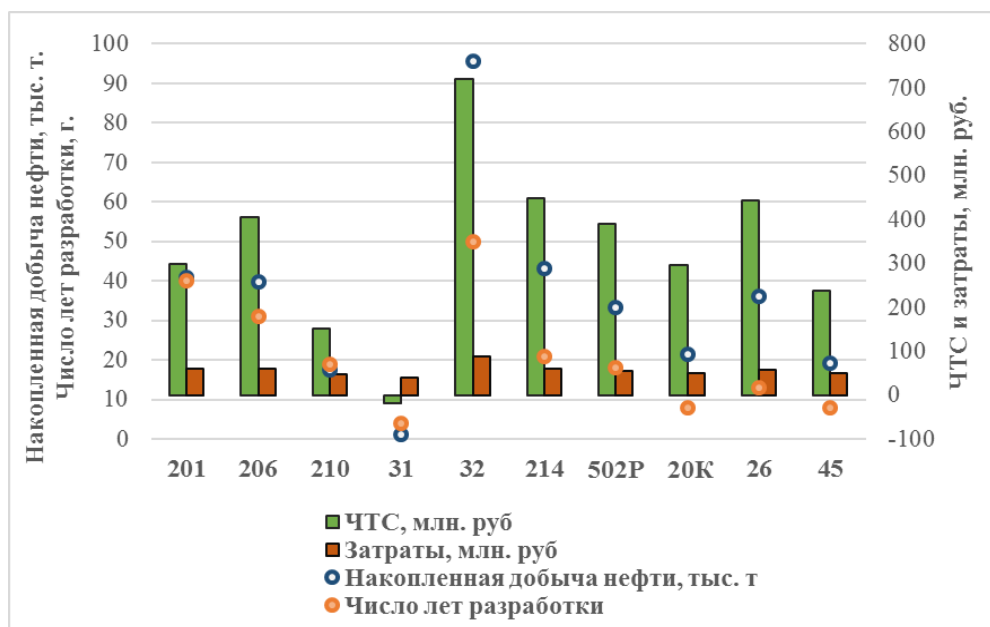


Рисунок 4.1 – Экономическая эффективность проведения зарезок боковых стволов на объекте М₁

В соответствии с расчетами, наиболее экономически эффективными оказались зарезки вторых стволов со скважин №№ 32, 214, 26 и 206 с накопленными показателями по добыче нефти, соответственно, 95,7 тыс. т, 43,0 тыс. т, 36,2 тыс. т и 39,7 тыс. т. Отрицательный эффект от проведения рассматриваемого мероприятия получился только лишь на зарезке второго ствола со скважины № 31, т.к. на ней крайне низкие стартовые показатели разработки и срок эксплуатации. В целом, на рентабельности проекта отрицательный эффект ЗБС № 31 сильно не отразился. Суммарная чистая текущая стоимость проекта, согласно расчетам, составила 3 372 млн. руб. Удельная экономическая эффективность на одну зарезку бокового ствола составила 337,2 млн. руб. Индекс доходности проекта составил 8,6 руб/руб. Экономическая эффективность, в целом, прямо пропорциональна накопленным показателям по добыче нефти, но при равенстве оных большую эффективность имеет зарезка, отработавшая свои запасы за менее продолжительный срок разработки. Связано это с дисконтированием денежных потоков.

На рисунке 4.2 представлен анализ чувствительности проекта к возможным отклонениям расчетных параметров, таких как коэффициент дисконтирования, стоимость одного барреля нефти, капитальные вложения, налог на прибыль и накопленная добыча нефти. Анализ чувствительности показал хорошую устойчивость проекта по отношению к изменчивости внешних факторов. Наименее зависим проект, согласно расчетам, оказался от первоначальных капитальных вложений, в которые входят, в основном, только стоимость выполнения операций по зарезке боковых стволов, которые, по большей части, окупаются в первый же год эксплуатации пробуренного ствола. Наиболее зависим проект оказался от среднерыночной стоимости 1 барреля нефти, а также от непосредственно уровней добычи нефти и накопленных показателей по конкретным скважинам.

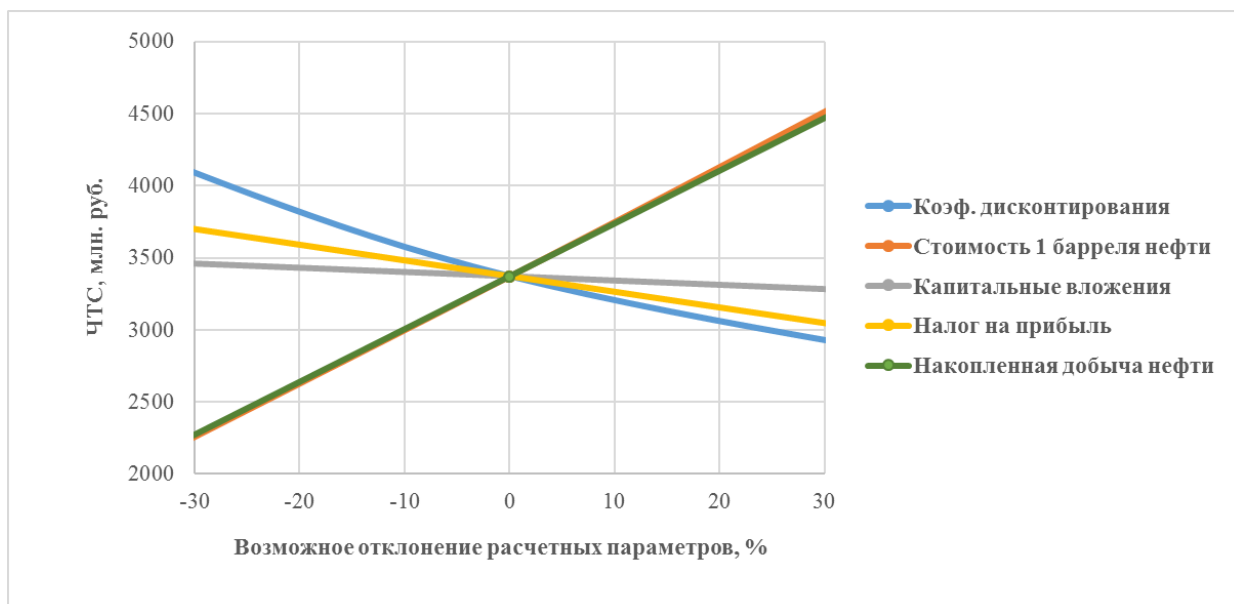


Рисунок 4.2 – Анализ чувствительности проекта

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Выпускная квалификационная работа связана с разработкой месторождения Томской области с запасами трудноизвлекаемых углеводородов, относящихся к палеозойской эре. Месторождение расположено в южной части Александровского района Томской области, было открыто в 1977 году. В промышленной разработке находится с 1986 года на основании проекта пробной эксплуатации. История разработки данного месторождения позволяет составить достаточно полное представление о характере выработки извлекаемых запасов и дать рекомендации по дальнейшей разработке месторождения с целью увеличения конечного коэффициента нефтеизвлечения. Учитывая, что нефтегазовые промыслы имеют высокий уровень опасности, которые угрожают здоровью и жизням рабочего персонала, необходимо проводить мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда, что позволит устранить заболевания и производственные травмы, связанные с профессиональной деятельностью.

5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Трудовые отношения в нефтегазодобывающей отрасли регулируются на основе целого ряда различных договоров и нормативных документов, к которым относятся конвенции международной организации труда и их решения, ратифицированные нашей страной, конституция, трудовой кодекс, различные федеральные законы и постановления правительства РФ, региональные и локальные нормативные правовые акты. Какого-то отдельного документа, который бы регулировал только трудовые отношения в нефтегазодобывающей сфере, на данный момент не существует [12].

В связи с тем, что нефтегазодобыча характеризуется взаимодействием сразу нескольких отдельных производств (добыча УВ, подготовка, транспорт и хранение), специфика и реализация нормативно-правовой документации напрямую зависит от особенностей того или иного технологического процесса, что в свою очередь находит отражение на времени рабочих смен, отдыха, уровне оплаты труда и т.п. Широкое применение на нефтегазодобывающих предприятиях нашли различные локальные нормативные документы, в которых в соответствии с законодательством, урегулированы особенности составления трудовых договоров, расчета продолжительности рабочего дня и перерывов для отдыха, зафиксированы способы выплаты и размеры заработной платы, описывается технологический процесс и рекомендации по его безаварийному ведению.

Также отдельного упоминания заслуживает структура выплаты заработной платы для работников-нефтяников, которые исполняют свои служебные обязанности, находясь территориально в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностях. Особенности оплаты такого труда отражены в нормативно-правовых актах, принятых еще в Советском Союзе, в них зафиксированы территории, считающиеся районами Крайнего Севера или приравненными к ним местностями, а также районные коэффициенты этих областей.

Еще одной особенностью работы на нефтегазопромислах зачастую является необходимость работать вдали от дома, непосредственно на месторождениях в низкокомфортных бытовых условиях. Трудовую деятельность вахтовиков-нефтяников регулируют отдельные статьи трудового кодекса РФ [13]. В соответствии с законодательством работодатель обязан обеспечить для вахтовиков специальные жилые комплексы в непосредственной близости от места работ, которые должны соответствовать всем техническим стандартам.

Законодательством также регламентируются условия работы на открытом воздухе. Требуется прекратить работу на открытом воздухе при температурах воздуха ниже -40°C и силе ветра до 6 м/с, при температуре воздуха ниже -35°C и силе ветра до 12 м/с, при температуре воздуха ниже -30°C и силе ветра более 12 м/с. По распоряжению администрации предприятия работы на открытом воздухе должны быть прекращены, при этом объезды контролируемой территории, осмотр технологически важных объектов и контроль за аварийными ситуациями разрешаются.

Трудовым кодексом РФ регламентируется нормальная продолжительность рабочего времени, которая не должна превышать сорока часов за одну рабочую неделю [14]. Однако, в связи со спецификой работы на нефтегазопромыслах, эта норма применительна не ко всем лицам, работающим на нефтегазодобывающих предприятиях. За работодателем оставляют право изменять общую продолжительность времени работы с учетом предельных норм, установленных законодательством, и мнения профсоюзной организации. Переработки сверх нормы должны считаться сверхурочной работой, за которую работнику должны выплачиваться компенсации.

В качестве компенсаций за работу в неблагоприятных условиях и различные сверхурочные работы лицам, задействованным на нефтегазопромыслах, предусмотрено сокращение продолжительности рабочего дня, дополнительные отпуска, выдача бесплатного молока и полезного питания, обеспечение средствами индивидуальной защиты и т.д. Помимо перечисленного, работодатель обязан проводить ежегодный медицинский осмотр работников, профилактические осмотры на наличие профессиональных заболеваний, в случае их обнаружения работнику полагаются больничные отпуска и денежные компенсации.

5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

В таблице 5.1 представлена характеристика вредных и опасных факторов, которые имеют место быть при выполнении работ по зарезке боковых стволов.

Таблица 5.1 – Возможные вредные и опасные факторы при выполнении зарезок вторых стволов со старых скважин [15]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Подготовка к выполнению ЗБС	Технологический процесс ЗБС	
Повышенная запыленность и загазованность воздуха;	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88
Повышенный уровень шума и вибрации;	-	+	+	ГОСТ 12.01.003-83 СН 2.2.4/2.1.8.566
Недостаточная освещенность;	+	+	+	ВСН 34-82
Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.005-88
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
Движущиеся машины и механизмы;	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 РД 08-272-99
Сосуды и аппараты под давлением;	-	+	+	ГОСТ Р 52630-2012
Пожаробезопасность;	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91
Электробезопасность.	+	+	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009

При исполнении обязанностей работниками нефтегазовых предприятий должно быть исключено воздействие на них вредных и опасных факторов производства. Рабочая зона операторов, следящих за технологическим процессом зарезки вторых стволов со старых скважин, должна удовлетворять установленным требованиям безопасности и нормам воздействия вредных и опасных факторов. В случае, если происходит действие вредных и опасных факторов на организм трудящегося, крайне важно за короткий промежуток времени их выявить и по возможности устранить. Если добиться положительного результата не удастся, необходимо хотя бы уменьшить масштабы воздействия производственных факторов на организм работающего.

5.2.1 АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ

Повышенный уровень пыли и газа в воздухе. Так как зарезка боковых стволов – это по своей сути еще одна операция бурения, только не с нуля, а с уже существующей скважины, в виду природных условий при работах на кустах месторождений, которые отсыпаны песочной основой, в воздух подымается большое количество пыли и газов от техники, что оказывает негативное воздействие на организм человека.

Характер воздействия на организм работника, который может быть раздражающего или токсического действия, зависит от биологической активности пыли. Раздражающее действие оказывает неорганическая или древесная пыль, токсическое – пыль различных химических веществ (хром, мышьяк и т.п.). Если человек работает в условиях повышенной запыленности или загазованности, дышать становится гораздо тяжелее, и происходит недосыщение крови кислородом, в следствие чего могут развиваться различные легочные заболевания.

Система стандартов безопасности труда регламентирует содержание в воздухе различных вредных веществ с помощью такого параметра, как

предельно допустимая концентрация (ПДК) вещества в рабочей зоне. В таблице 5.2 представлены предельно допустимые концентрации наиболее часто встречающихся видов веществ при использовании транспортных средств [16].

В целях предупреждения отравлений вредными парами и газами работников нефтегазодобывающих предприятий проверяющие органы должны минимизировать ущерб, причиняемый работникам, усилив контроль за уровнем пыли и газов в воздухе и применением в процессе выполнения своих должностных обязанностей различных средств защиты органов дыхания (таких как респираторы или влажные марлевые повязки, а также противогазы различных конструкций).

Таблица 5.2 – ПДК различных видов пыли, которые встречаются при эксплуатации транспортных средств

Вид пыли	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Содержание SiO ₂ >70%	III	2,0
Содержание SiO ₂ <70%	IV	2,0
Растительного или животного происхождения	IV	4,0

Повышенный уровень шума и вибраций. Работы по зарезке боковых стволов в следствие работы с громоздкой техникой и оборудованием сопровождаются повышенным уровнем шума и вибраций, что может негативно влиять на самочувствие работника, находящегося на протяжении долгого времени под воздействием данных производственных факторов. Шум, как фактор воздействия на организм человека, подразделяется на непрерывный (постоянный), характеризующийся уровнем звукового давления в ДБ, и временный, характеризующийся эквивалентным уровнем звука в ДБА [17]. Допустимые уровни шума регламентируются в соответствии с видом

трудовой деятельности, для сложной физической работы, требующей точности и сосредоточенности работника, уровень шума не должен превышать 80 ДБ.

Вибрации, воздействующие на работающего человека, подразделяют на общую вибрацию и локальную вибрацию [18]. В первом случае, воздействие передается на тело человека через опорные поверхности, на которых сидит или стоит человек. Во втором случае, воздействие передается через руки работника. В качестве регламентирующего параметра, характеризующего степень воздействия вибрации на организм человека, используется предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрации. Под этим термином понимается такой уровень вибрации, при котором не должны возникать профессиональные заболевания и отклонения здоровья от нормального состояния, если работник исполняет свои обязательства в соответствии с трудовым законодательством.

В качестве средств борьбы с высокими уровнями шума и вибрации должны быть предусмотрены комплексные программы, исполнение которых должно снижать уровень шума в источниках шума, а также на путях распространения шума, производственные объекты, всевозможные установки и площадки должны проектироваться с учетом возможной работы в условиях повышенного шума и вибрации, работники должны быть обеспечены различными средствами защиты (например, наушники, обувь и перчатки с виброизоляцией).

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Работники, которые принимают участие в технологическом процессе зарезки боковых стволов, значительную часть рабочего времени заняты перемещением по территории нефтегазопромысловых объектов, кустовым площадкам и различным сооружениям, находящимся на определенной высоте. Проектирование нефтегазовых объектов должно осуществляться в соответствии с нормами, представленными в [19]. Например, при капитальном ремонте скважин место, где происходит свинчивание/развинчивание насосно-компрессорных труб,

или непосредственно устье скважины должны иметь освещенность не менее 50 лк (как при лампах накаливания, так и при газоразрядных лампах). При различных буровых работах показатели освещенности требуются, в среднем, от 50 до 100 лк. Для освещения промыслов нефтегазодобывающих предприятий рекомендуется использование прожекторов типа ПЗС-45 или ПЭС-35.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. Работникам нефтегазовой отрасли зачастую приходится контактировать с большими объемами нефтепродукта и их производными, которые оказывают негативное влияние на организм человека. Выделяющиеся из нефти легкие фракции и попутные газы оказывают воздействие на центральную нервную систему, что может стать причиной отравления, которое может сопровождаться болью в голове, тошнотой, слабостью и т.п.

Уровень воздействия, как и в случае с пылью и газами, регламентируется предельно допустимой концентрацией, которая не должна превышать определенных норм для нефтегазовых промыслов. Например, содержание метанола в воздухе не должно превышать 15 мг/м^3 , диоксида серы – не более 10 мг/м^3 [12].

Требования безопасности для предприятий, где работникам приходится контактировать с вредными химическими веществами, регламентируются государственными стандартами [20]. С точки зрения промышленной безопасности, работодатели должны применять современные технологии, которые бы исключали контакт человека с химически опасными реагентами, промышленные объекты должны иметь рациональную планировку, на промыслах должны быть установлены специальные системы улавливания и утилизации вредных химических веществ. Сами работники должны соблюдать требования технической безопасности, использовать средства индивидуальной защиты, проходить периодические инструктажи и медицинские осмотры.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Работникам, задействованным на нефтегазопромыслах, зачастую приходится находиться на открытом воздухе, в том числе и в зимнее время года. Продолжительное нахождение работника на открытом воздухе при пониженных температурах и высоком ветре может привести к обморожениям различных частей тела и организма в целом.

В соответствии с санитарными нормами [21], рассчитывается рекомендуемый режим работы в условиях низких температур воздуха и высокой скорости ветра, который включает в себя сочетание пребывания определенного количества времени на холоде и перерывов различной продолжительности для обогрева.

Помимо этого, работники предприятий должны применять средства индивидуальной защиты (различное термобелье, теплое верхнее белье, зимние ботинки, чуни и т.п.).

5.2.2 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ

Движущиеся машины и механизмы. Технология бурения боковых стволов, как и любая технология бурения, связана с осуществлением вращения системы приводов и буровых головок. Очень часто на буровых происходят различные аварийные ситуации, которые могут причинить тяжкий вред работникам, задействованным в технологическом процессе. Чтобы не допустить травмирования работников, необходимо точно следовать должностным инструкциям и требованиям безопасности [22, 23, 24], в соответствии с которыми:

- Опасное для работников оборудование должно иметь защитные ограждения, либо предупреждающие знаки;
- Площадки и лестницы должны соответствовать техническим нормам, должны иметь хорошо закрепленные поручни, поверхность не должна скользить, все болты и гайки должны быть закручены;

- Системы управления установкой для бурения должны иметь различные ограничители и системы автоблокировки, которые являются своего рода подстраховкой на случай обрывов колонны штанг и других возможных аварий.

Сосуды и аппараты под давлением. Еще одним опасным производственным фактором, с которым сталкиваются работники нефтегазодобывающих предприятий, является работа с агрегатами, эксплуатируемыми под большими давлениями (свыше 21 МПа). Работа с таким оборудованием несет в себе риск для жизни человека в случае возникновения какой-нибудь неисправности или аварии, поэтому подобные технологические процессы строго регламентируются требованиями безопасности и правилами эксплуатации [25], в соответствии с которыми не допускается подача в сосуды газов или паров масел с сжатым воздухом с целью исключить образование взрывоопасных смесей, работы непосредственно в сосудах должны сопровождаться открытием всех люков и отверстий для полного проветривания с задействованием, как минимум, двух работников, выходное отверстие должно быть направлено в безопасную зону с соответствующим расположением вентилей и кранов. Кроме того, необходим постоянный контроль и оценка технического состояния сосудов с фиксацией оных в производственных журналах, чтобы в случае обнаружения каких-то технических неисправностей не допустить аварийных ситуаций.

Пожаробезопасность. Промыслы, на которых осуществляется промышленная добыча нефти и газа, опасны с точки зрения возникновения пожаров и взрывоопасных ситуаций. По технике безопасности [26] в целях профилактики объекты, расположенные на нефтегазовых промыслах, должны всегда содержаться в чистом состоянии, без различных отходов, мусора и складских принадлежностей – все должно периодически утилизироваться. Запрещено хранение нефтепродуктов в ненадежных конструкциях и открытых амбарах. Необходимо обязательное обеспечение нефтегазовых объектов

системами противопожарной безопасности, которое периодически должно проверяться на работоспособность, чтобы в случае возникновения аварийной ситуации вовремя был оповещен персонал об опасности. Основной задачей рабочего персонала во время пожарной ситуации является недопущение образования источников распространения огня и организация незамедлительной эвакуации работников в безопасное место. Чтобы обеспечить быструю эвакуацию рабочего персонала, здания должны быть удобно спроектированы, работоспособное противопожарное оборудование и средства защиты, такие как противогазы, необходимо держать под рукой, а материалы, из которых изготовлены помещения зданий, не должны вступать в реакцию с огнем и создавать ядовитых облаков дыма, от которых опасность не меньше, чем от непосредственно огненного фронта.

Электробезопасность. Учитывая степень электрификации нефтегазодобывающих промыслов, нельзя себе представить работу персонала без применения различного оборудования, которое находится под высоким напряжением и работает от электросети. Соответственно, каждый работник, в компетенции которого входит умение работать с электроприборами, должен знать инструкцию и технику безопасной работы с ними. В соответствии с требованиями безопасности [27], все электроприборы должны проходить периодический осмотр, в случае выявления каких-то технических неисправностей прибор должен быть снят с эксплуатации и отдан на ремонт, либо списание, все установки, работающие от электричества, должны соответствовать условиям работы и их необходимо заземлять. Некомпетентные работники не должны подпускаться к работе с электроприборами. Среди средств индивидуальной защиты при работе с электроприборами распространены различные защитные каски и очки, рукавицы и обувь с изолирующими элементами, костюмы из термостойких материалов.

5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Нефтегазодобывающие предприятия, в соответствии с требованиями государственных регулирующих органов, обязаны проводить политику по защите окружающей природы от негативного воздействия своих производств. Основными источниками загрязнения окружающей среды на нефтегазопромыслах являются:

- Аварийные разливы нефтепродуктов в результате несоответствия технологических процессов и оборудования требуемым нормам;
- Выброс в атмосферу вредных компонентов в результате негерметичности используемого оборудования, аварий на производстве или во время сгорания попутных газов на факелах;
- Загрязнение окружающей среды отходами промышленного производства;
- В целом, нанесение ущерба природе и ландшафту в результате возведения объектов нефтегазодобычи, инфраструктуры заводов, цехов и т.п.

Дабы уменьшить степень воздействия нефтегазопромыслов на окружающую среду, необходимо сокращать количество выбросов и потерь нефтегазоконденсатной продукции, повышать степень утилизации попутных газов или использовать их в замкнутом производстве, заниматься оптимизацией всех технологических процессов с целью недопущения возникновения аварийных ситуаций, которые негативно отражаются на окружающей природе.

Загрязнение атмосферы. В результате работы нефтегазовых комплексов, в атмосферу ежедневно выбрасываются различные вредные вещества, такие как оксиды серы, углерода, азота, сероводород, непосредственно сами углеводороды, их различные производные и твердые остатки. В основном, попадания в атмосферу вредных веществ связаны с различными авариями в следствии негерметичности используемого

оборудования, прорывов трубопроводов и ненадежности различной вспомогательной техники.

Содержание определенных веществ в атмосфере контролируется таким параметром, как предельно-допустимая концентрация. Выделяют среднесуточную ПДК и максимальную разовую ПДК (за 20-минутное измерение) [28]. В таблице 5.3 представлены ПДК некоторых веществ, которые могут встречаться на нефтегазопромыслах.

Таблица 5.3 – Предельно-допустимые концентрации в воздухе вредных веществ, встречающихся на нефтегазопромыслах

Название вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Аммиак	IV	20,0
Бензин	IV	100,0
Диоксид азота	III	2,0
Диоксид серы	III	10,0
Метанол	III	5,0
Оксид углерода	IV	20,0
Сероводород	III	3,0

С целью снижения негативного воздействия на атмосферу со стороны нефтегазопроизводств, необходимо оптимизировать все технологические процессы, чтобы уменьшить количество техногенных аварий, связанных с выбросом в воздух различных вредных компонентов.

Защита гидросферы. Источниками загрязнения гидросферы могут быть различные промышленные стоки, нефтяные амбары или отстойники, разливы нефтепродуктов в результате технических упущений, попадания нефтепродуктов в водоносные горизонты в следствии прорывов, образованных в результате каких-то операций, таких как гидроразрыв пласта или зарезки боковых стволов. Несмотря на то, что на сегодняшний день

сложные технологические процессы проектируются с высокой точностью и учитывают различные тонкости, возможно возникновение различных осложнений, которые могут привести к загрязнению близлежащих водоемов или подземных вод.

Для контроля за состоянием водных объектов, помимо ПДК, используется такой параметр, как ориентировочно допустимые уровни (ОДУ) воздействия на водные объекты различных химических веществ, разрабатываемые специальными научными учреждениями. Выделяют четыре класса опасности химических веществ по отношению к водным объектам [29].

Нефтегазодобывающие предприятия должны соблюдать требования к охране поверхностных вод [30], отчитываясь о проведении работы в данном направлении в соответствующие контролирующие органы. В виду своей промышленной деятельности, нефтегазодобывающие предприятия обязаны разрабатывать различные мероприятия по охране водных ресурсов, контролировать выполнение данных мероприятий, в случае загрязнения водных объектов осуществлять работы по их ликвидации и восстановлению ресурсов.

Защита литосферы. В результате работы нефтегазодобывающих предприятий значительно видоизменяется природный ландшафт. При возведении различных производственных объектов, прокладке новых дорог и многокилометровых трубопроводов, обустройстве месторождений и создании инфраструктуры для разработки нефтегазовых объектов огромное влияние оказывается на верхние слои почвы. При непосредственно разработке нефтегазовых коллекторов, во время бурения и строительства скважин, влияние оказывается, как на верхние слои почвы, так и на более глубокие слои литосферы.

Помимо физического воздействия, на состояние литосферы также влияет загрязнение различными химическими компонентами в результате контакта с нефтепродуктами и их производными. Для почв так же, как и в

случае с атмосферой и водными ресурсами, предусмотрены ПДК для разных химических соединений [31]. Некоторые из них представлены в таблице 5.4. В случае, если мероприятия по защите земельных ресурсов не дали желательного результата, и все-таки произошло загрязнение почвенных слоев, нефтегазодобывающие предприятия обязаны заняться рекультивацией затронутых участков в соответствии с регламентами контролирующих органов [32].

Таблица 5.4 – Предельно-допустимые концентрации некоторых химических веществ в почве

Название вещества	Лимитирующий показатель вредности	ПДК, мг/кг
Бензин	Воздушно-миграционный	0,1
Диметилбензол	Транслокационный	0,3
Серная кислота	Общесанитарный	160
Сероводород	Воздушно-миграционный	0,4

5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Главной задачей нефтегазодобывающих предприятий является обеспечение безопасности людей в чрезвычайных ситуациях (ЧС), обусловленных техногенными аварийными ситуациями, от которых не застраховано любое нефтегазовое производство. Естественно, руководство и рабочий персонал нефтегазопромыслов должны соблюдать правила и технику безопасности, чтобы не допустить возникновения чрезвычайной ситуации, но зачастую человеческий фактор – не единственная причина ЧС.

В случае, если произошло какое-то происшествие такого характера, необходимо проводить следующие мероприятия по защите людей [33]:

- Укрытие рабочего персонала в специально оборудованных защитных сооружениях;

- Быстрая организованная эвакуация персонала из зоны действия ЧС;
- Своевременная выдача и использование средств защиты жизненно важных органов;
- Своевременное оказание медицинской помощи пострадавшим;
- Быстрое формирование аварийно-спасательных работ в зонах совершения ЧС.

Не менее важным, чем ликвидация чрезвычайных ситуаций, мероприятием является предупреждение самих ЧС. Учитывая сферу деятельности нефтегазодобывающих предприятий, к мерам предупреждения чрезвычайных ситуаций можно отнести следующие:

- Совершенствование рабочих программ, технологических процессов и используемого оборудования с целью повышения их надежности;
- Своевременный ремонт, оценка технического состояния, замена и обновление используемых установок и приборов, программ и материалов, которые могут стать причиной возникновения ЧС;
- На высокотехнологичных производствах требуется применять соответствующее высококачественное сырье и материалы;
- В работах должны принимать участие только подготовленные высококвалифицированные работники, прошедшие все необходимые инструктажи и ознакомленные с производственным процессом и техникой безопасности.

Заключение

В ходе работы были проанализированы опасные и вредные факторы, которые встречаются при работе на нефтегазодобывающих производствах, также были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, произведена оценка степени воздействия нефтегазодобывающих предприятий на окружающую среду. Учитывая рассмотренную сферу деятельности, можно разве что еще раз отметить

важность и серьезность, с которыми надо подходить к рассмотрению выше описанных вопросов, так как от этого зависят жизни работников, задействованных на нефтегазопромыслах, а также состояние окружающего нас мира.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные осложнения в процессе разработки исследуемого эксплуатационного объекта M_1 с запасами палеозойских углеводородов связаны со сложной блоковой структурой нефтяных залежей, сложенных трещиноватыми карбонатными породами, и неблагоприятной средой работы подземного оборудования. В первом случае, проблемы связаны с недостаточно точными данными геофизических и гидродинамических исследований, в следствии чего изначально трудно предугадать, пока не пробуришь скважину, в каком конкретном месте локализованы запасы углеводородов. Во втором случае, проблемы возникают из-за высокой коррозионной активности, высоких значений газового фактора, выпадения асфальтосмолистопарафиновых отложений, что в совокупности друг с другом приводит к преждевременному выходу из строя погружного оборудования и непосредственно самих действующих скважин.

Сложившаяся ситуация на объекте M_1 такая, что большая часть скважин выбыла из строя и подлежит консервации, либо ликвидации из-за технических причин, критической обводненности или нерентабельности. В связи с этим, было предложено провести оценку технологической эффективности зарезок боковых стволов со скважин, подходящих под выше упомянутые критерии, в качестве метода оптимизации разработки эксплуатационного объекта M_1 . Данная технология позволит не только вывести из бездействия целый ряд скважин, но и поможет извлечь остаточные запасы из зон, не задействованных разработкой ранее, что в свою очередь способствует поддержанию уровней добычи по разрабатываемому объекту и повышению конечного коэффициента нефтеизвлечения.

В ходе работы были выбраны перспективные зоны для проектных зарезок боковых стволов с учетом расположения пилотных стволов, подходящих для проведения операции, и высокими значениями остаточных запасов нефти, нефтенасыщенных толщин и текущей нефтенасыщенности.

Накопленная добыча нефти и жидкости за счет бурения зарезок боковых стволов с аварийных, обводненных и нерентабельных скважин по расчетам на гидродинамической модели, соответственно, составила 347,8 тыс. т и 3504,8 тыс. т. Среднее число лет разработки на одну скважину получилось 21,2 года. Удельная эффективность зарезок вторых стволов на одну скважину составила 34,8 тыс. т нефти. Наименее перспективной, по результатам расчета, оказалась краевая зона блока № 2, куда была заложена зарезка второго ствола со скважины № 31 (суммарно 1,0 тыс. т нефти), наиболее перспективной – центральная часть блока № 6, в которой предлагается забуриться боковым стволом со скважины № 32 (суммарно 95,7 тыс. т нефти).

Наиболее экономически эффективными оказались зарезки вторых стволов со скважин №№ 32, 214, 26 и 206 с накопленными показателями по добыче нефти, соответственно, 95,7 тыс. т, 43,0 тыс. т, 36,2 тыс. т и 39,7 тыс. т. Отрицательный эффект от проведения рассматриваемого мероприятия получился только лишь на зарезке второго ствола со скважины № 31, т.к. на ней крайне низкие стартовые показатели разработки и срок эксплуатации. В целом, на рентабельности проекта отрицательный эффект ЗБС № 31 сильно не отразился.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект "Палеозой". Найти и добыть. Трудноизвлекаемые запасы в Томской области. // <https://paleozoic.neftegaz.ru> / (дата обращения: 12.09.2018).
2. Запивалов Н.П. Палеозойская нефть Западной Сибири – большие перспективы. – Институт геологии нефти и газа СО РАН. – Новосибирск, 2009. – 9 с.
3. Паровинчак К.М. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири: автореф. дис. кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.16. - Томск, 2013. - 21 с.
4. Клещев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазового фундамента Западной Сибири. - М.: ВНИГНИ, 2014. - 214 с.
5. Беляева К.А. Инновационные технологии в бурении скважин ОАО «Сургутнефтегаз» // Молодые ученые в решении актуальных проблем науки. – Красноярск, 2016. – 3 с.
6. Полозов М.Б., Аль-Румаима Д.М. Повышение эффективности выработки остаточных запасов на поздних стадиях разработки // Управление техносферой. – Ижевск, 2018. - № 3 – 12 с.
7. Антонов М.Д., Карачарова Ю.В. Выбор скважин-кандидатов для бурения боковых стволов. – Тюмень, 2017. – 2 с.
8. Савченко А.В., Березовский Д.А. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор // Отраслевые научные и прикладные исследования: Наука о земле. – Краснодар, 2018. - № 3. – 24 с.
9. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П., Гейхман М.Г., Матиешин И.С., Кустышев А.В. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах: уч. пособ. - Тюмень: Изд-во «ЦентрЛитНефтеГаз», 2007. - 496 с.
10. Крапивина Т.Н., Крысин Н.И., Чернышов С.Е. Техника, технология и технические средства, применяемые при реконструкции скважин строительством боковых (дополнительных) стволов. - Пермь: Изд. Пермского

национального исследовательского политехнического университета, 2012. - 316 с.

11. Экономика предприятия: Методические указания по курсу. – Томск: Изд. Томского политехнического университета, 2012. – 60 с.

12. Пучков А.Л., Правовое регулирование труда в нефтегазодобывающем секторе экономики России: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата юридических наук: 12.00.05. – Томск, 2007. – 26 с.

13. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003) ст.ст.297-302, 313-327

14. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003) ст.91

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

16. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)

18. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы

19. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.

20. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2)

21. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

22. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

23. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1)
24. РД 08-272-99 Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности
25. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия (с Изменением N 1)
26. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
27. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
28. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
29. ГН 2.1.5.2307-07 Ориентировочные допустимые уровни (ОДУ) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования
30. СанПиН 2.1.5.980-00 Гигиенические требования к охране поверхностных вод
31. ГН 2.1.7.2041-06 Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве
32. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением N 1)
33. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения

Приложение 1

Раздел на иностранном языке
(Improving the efficiency of the development of the object M1 deposit "X" (Tomsk region))

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Серебрянников Александр Александрович		

Консультант школы отделения (НОЦ) ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	К.П.Н.		

INTRODUCTION

Every year hydrocarbon reserves, which are enclosed in traditional collectors, are becoming less and less. In this regard, the issue of involvement in the development of so-called hard-to-recover reserves remains topical, which will allow maintaining high production levels in the Siberian oil and gas fields. Paleozoic hydrocarbons are usually enclosed in complex fractured carbonate rocks that lie at great depths, and therefore, absorption of drilling mud in the drilling process, gas breakthroughs and rapid irrigation of production wells, are possible. Therefore, it is extremely important to seek the most effective approach to the development of pre-Jurassic deposits, relying on the existing experience of companies in the Tomsk region with similar collectors.

The aim of the master's thesis is to develop an optimal strategy for the development of an object M_1 of a field in the Tomsk region in the presence of problems and difficulties in the operation of oil wells.

The object of the study is the reservoir M_1 of the Tomsk region field, where in 1977 industrial reserves of hydrocarbons were discovered by drilling exploratory well № 1P. The subject of research is the possible ways to improve the development of the object M_1 for a more complete extraction of geological reserves of hydrocarbons.

In this work, in addition to the characteristics of the geological structure of the oil object M_1 and the current state of its development, the geological and technical measures being carried out, the principle of their operation, and their technological efficiency were evaluated, the optimization of the development of the object M_1 by drilling the side holes from the emergency wells to the zones of residual reserves was recommended. The results of the work can be used in designing the development of analogous deposits with reserves of Paleozoic hydrocarbons.

LITERATURE REVIEW

The oil and gas potential of the Paleozoic deposits is associated with the western part of the Tomsk region, where by now Russian standards have gained considerable experience in the development of pre-Jurassic sediments. The problems of “Paleozoic”, according to experts working on the project of the same name [1], are in the currently under-developed technologies of geological exploration and geophysical research. The fact is that the oil in the Paleozoic sediments is located at very great depths (from 2.5 to 4.5 km) and is unevenly distributed, the rocks in which these deposits are concentrated, located at large angles and have a complex fractured cavern structure. In this regard, according to the data of modern geological exploration methods, it is very difficult to determine exactly where the oil is located. According to experts of SEC “Gazprom Neft”, at the moment, it is necessary to focus not so much on the development of technologies for the development of Paleozoic deposits, but rather on the technology of searching for deposits of pre-Jurassic basement, since without reliable knowledge of the type and properties of the studied reserves, it is difficult to speak of their effective development.

The author of the article [2] recommends that exploration practice be focused on the search for various decompaction zones in which active fluid dynamics are observed. Such zones can be granitoid massifs and reef bodies, as well as formations of various forms and composition, presented in the form of pillars, distributed in a vertical direction, with active geofluid dynamics. The disputes did not abate about the industrial oil and gas potential of the Paleozoic strata for a long time, but the discovery and rather successful development of some deposits with reserves of Paleozoic hydrocarbons indicates a good potential of this type of reserves. The mistake of the geological prospectors involved in the assessment of the Paleozoic oil and gas potential and the search for industrial hydrocarbon deposits is the projection of the so-called “Mesozoic” method onto the Paleozoic, and therefore many of the information are initially incorrectly interpreted and an implausible picture is created about the structure and properties of the objects under study.

Despite the absence of any specific method for finding and studying Paleozoic deposits, the exploration and exploration production should include the identification of fractured zones, mainly propagating in the vertical direction with gradient fluid saturation. Alternatively, various types of high-altitude surveys, gravity surveying with precision instruments, thermal and geochemical surveys, and, of course, drilling of deep wells for various purposes can be used. With regards to the development of deposits with hydrocarbon reserves, the sparing development modes are considered optimal, since with intensive drainage of the reservoir, wells are quickly irrigated as a result of filling of fractured channels with bound water.

In the thesis [3], the summary geological and physical characteristics of the Tomsk region fields, including those with Paleozoic hydrocarbons, are presented. The author proposes to open the Paleozoic deposits with various technologies that are used in domestic and foreign oil and gas fields. It is believed that in order to identify all kinds of productive layers in the drilling process, it is necessary to create a hydrodynamic equilibrium at the bottomhole or depression on the formation. Of the drilling technologies that can be effectively used in the near future in the development of Paleozoic reservoirs, the author notes horizontal wells (including a branched structure) and multilateral well designs. It does not negate the need to improve the methodology of hydrodynamic research to optimize the development system, create flexible systems for managing the trajectory of deep wells, develop high-quality drilling fluids suitable for certain geological conditions, etc. Of the numerous list of possible geological and technical measures that are carried out in the fields of Western Siberia, mention is made of the difficulty of conducting hydraulic fracturing due to the inability to accurately predict the formation of a fracture in the formation and its direction. At the same time, sidetracking from the stock of wells that have exhausted their reserves is positively characterized.

In [4], the prospects for oil and gas potential of the Paleozoic deposits are associated with carbonate rocks of various cavernous and fractured properties belonging to the Nyurolsky sedimentary basin. Rocks uncovered by drilling of the

Nyurol depression are represented by carbonates of different composition and genesis, productive sediments are represented by limestone, dolomite and various organogenic rocks. A characteristic feature of Paleozoic deposits is the intensive breakdown of rocks by variously oriented cracks and cavities, which are filled with dolomites, quartz and various bituminous materials. With regard to the development of such reservoirs, experts note the emergence of problems at all stages of industrial production of Paleozoic hydrocarbons: three-dimensional digital models often do not correspond to reality, the geometry of the location of producing wells and their density are not very rational, it is difficult to justify the design of wells and the need to organize a system to maintain reservoir pressure or various types of geological and technical measures (such as hydraulic fracturing, etc.).

ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF THE SIDE-TRACKINGS AS A METHOD OF OPTIMIZING THE DEVELOPMENT OF M_1 OBJECT

The object of study is the reservoir M_1 deposits of the Tomsk region. The field is located in the southern part of the Aleksandrovsky district of the Tomsk region, it was discovered in 1977 by drilling exploratory well № 1P, which revealed the roofing part of the Paleozoic sediments. In the industrial development is from 1986 on the basis of the draft trial operation. The nearest developed field is located 40 km to the south-west, and another group of fields is also located 100-130 km to the west - in general, the field in question can be considered isolated and distant from the developed sites with developed infrastructure.

The reservoir - collector M_1 has a complex structure. Consists of dense and permeable interlayers of various thickness - from 0.4 to 4 meters. Dense interlayers are marbled and silicified limestone. The seam M_1 is confined to the upper zone of the Paleozoic deposits, the zone of their contact with the sandy-clay deposits of the Tyumen suite. In most wells, it overlaps the carbonate-clay-siliceous rocks of the Kalinov suite. Underlayment carbonate-clay-effusive strata.

Pre-Jurassic deposits on the deposit are represented by two types of sections: carbonate and effusive-carbonate. In the western productive part of the structure, deposits are composed mainly of carbonate rocks with streaks of effusive rocks. Carbonate differences are represented by gray, dark gray, brecciated, and cavernous limestones. The gas condensate reservoir in the area of well № 2P is confined to gray limestone dolomites and dolomitized dark gray limestones. In addition, black, brecciated, milonitized limestones were encountered within the deposit. Carbonate formations alternate with clay-siliceous sideritized schists, black tuffs, andesitic porphyrites. The revealed thickness of Paleozoic sediments is 21–155 meters.

Pre-Jurassic deposits were discovered by 39 wells, including 18 exploration and 19 exploitation. In the 2013 reserve estimate, a block model of the field was adopted. In accordance with the ideas about the block structure of the Paleozoic reservoir of the M_1 reservoir, within the limits of the field under consideration, 10 oil fields (area of wells №№ 1П, 18P, 23, 26P, 32, 105, 201, 203, 501P, 502P) and 1 gas condensate reservoir (area of well № 2P). All hydrocarbon deposits are confined to independent, hydrodynamically isolated blocks, with independent levels of OWC. Lithological deposits are carbonate fractured and brecciated reservoirs.

The oil facility M_1 has been under development since 1989, there is no water flooding system on site M_1 . The object is operated on the mode of depletion of reservoir energy. As of 01.01.2018, 23 wells were drilled at the M_1 facility, all of the wells are producing oil. The current bottomhole pressure is below the saturation pressure, which creates favorable conditions for the well flow, and at the same time, a large amount of gas released from oil complicates the operation of pumping equipment and complicates the use of a mechanized method of well operation. Over the entire period of development of the object M_1 , a large number of non-operating wells, stopped due to an emergency condition, are noted.

The inaction of a number of wells of the object M_1 is mainly due to technical reasons, due to the complexity of operation and unfavorable environment (corrosiveness, high gas factor, loss of asphaltenes) in the development of Paleozoic

deposits: with flying tubing, falling of the pump insulation to zero, disruption of supply, etc. The main problems associated with the production technology of the object M_1 :

- High corrosive wear of underground equipment;
- High gas factor - disruption of supply, overheating, reduction of the pump;
- Increased content of asphaltenes in equipment, overgrowing of tubing, discharge lines;
- High salinity of formation water - salt deposits.

In case emergency wells cannot be brought out of inactivity by the efforts of crews to overhaul wells, the possibility of using the trunks of such wells as a basis for drilling of the second wells from these wells can be considered. Such a technology is considered effective if it is not possible to return the production wells at which the accidents occurred to the existing fund, the water cut has reached critical values, or the reserves in this zone have simply been depleted. Drilling of sidetracks allows to engage in the development of previously non-drained sections of the reservoir, the oil production from which was previously considered not to be profitable, or could not be carried out due to technological complexity. In addition, sidetracking is sometimes combined with other geological and technical measures to increase the extent of the reservoir impact, but the same hydraulic fracturing in Paleozoic sediments is considered difficult operation, therefore, it is necessary to approach various methods with sufficient severity on the intensification of inflow and enhanced oil recovery under the conditions of the field in question.

In order to obtain as much information as possible about the M_1 oil facility, the status of the fund, the degree of extraction of recoverable reserves, the effectiveness of the development system and geological and technical measures taken, a geological field analysis of the development is necessary, which will give an idea of the current state of the object M_1 and decide in which direction it is necessary to work further, what measures should be taken at the field, and which ones should be discarded.

Sidetracking is used to increase the level of residual reserves and to involve previously non-drained reservoir zones in the development. This method of well reconstruction is a complex technological process, but it allows returning to the work emergency, low-profit wells, which in turn helps to maintain hydrocarbon production volumes. We can distinguish the following goals of the sidetrackings:

- Removal of wells from an inactive pool;
- Involvement in the development of marginal zones of fields and areas near the boundary of the wedging formation, which are characterized by high oil saturation factors and small thicknesses. Since the drilling of new wells in such zones is often not economically feasible, killing the second shafts from the existing stock may allow both to extract reserves and gain economic benefits;
- The use of second-hole biting as a method for intensifying oil production from low-permeability reservoirs. The experience of oil and gas organizations has shown the high efficiency of the technology for cutting horizontal shafts from columned-directed production wells in the development of low-permeability Jurassic sediments;
- In reservoirs with high water content there are areas characterized by high values of oil content. If you drill into the sub-roofing part of such layers with sidetracks, you can significantly increase the final oil recovery factor. It turns out a kind of compaction drilling, but with less cost;
- Secondary barreling allows one to escape from the discharge front in the event that the front of the injected water breaks through and the production well is quickly flooded. If you cannot isolate the high-watered intervals, there is a chance to get away from the watering front due to the sidetracking;
- Also, second-trunk drilling may be used for transfer to the underlying or overlying horizon, or for supplementary exploration.

When designing sidetracks, it is necessary to approach each well with the most detailed and accurate economic justification, with the calculation of technological efficiency and average payback of the work performed. For each specific event, it is

necessary to provide a feasibility study, in which it is necessary to substantiate the optimal length of the lateral trunk, the predicted values of starting indicators, economic efficiency.

There are the following selection criteria for the wells considered for carrying out the operation on the drilling of second shafts [5]:

- The proposed well should be listed as inactive fund (as a non-refinable), either close to the maximum (98%) water cut, or work with unprofitable oil flow rates;
- The degree of development of reserves in the areas adjacent to the candidate well should be insignificant;
- The technical and economic assessment of the effectiveness of the operation on the second trunk should have a positive characteristic;
- Lack of alternative flow stimulation methods for the candidate well, which could give the best effect;
- Zero pressure in annular space;
- The casing must be tight, to assess the condition of the casing, it is necessary to carry out technical diagnostics for residual strength;
- Satisfactory condition of the cement ring, sealing the annular space, the need to assess the technical condition of the production string for the presence of annular flows;
- Accordingly, the absence of leaks in the column and behind-the-casing flows;
- It is necessary to clarify the correspondence of the design and actual profiles of neighboring wells in order to exclude the intersection of the trajectories of the sidetracks and the trunks of nearby wells;
- The effective formation thickness must be at least 10 m.

The criteria for the selection of wells to perform the second-barrel cutting at the Samotlor oil field are as follows [6]:

- At the drilling date, the value of current oil saturation should be at least 46.2%;
- The current oil reserves listed on the state balance sheet must be at least 65 thousand tons for non-contact areas, at least 98 thousand tons for contact areas;
- Oil-saturated formation thickness in contact with water must be at least 6 m, with gas — 7 m;
- Oil-saturated reservoir thickness in contact with water and oil at the same time must be at least 9 m, non-contact thickness - at least 4 m.

Restrictions in the selection of wells for the implementation of the second-hole drilling can be divided into geological, surface (seasonal) and technological. The geological restrictions include the need to plug wells with a weighted fluid, the proportion of which is more than 1.3 g / cm^3 or low initial flow rates of drilled ripping, or low predicted production volumes that will not allow recouping the costs of the work. The surface (or seasonal) constraints include the unfortunate location of candidate wells for re-drilling of second trunks, to which there are no roads at a certain time of the year, or there are no power lines. Technological constraints include the high intensity of the curvature of the candidate well profile, which will not allow the second bore to be drilled (more than 5° per 10 m borehole length), various metal patches or tubing cuffs that are located above the estimated borehole point, which complicates the work.

There are five main technologies [7], presented in Picture 8.1, which are used in oil and gas fields when performing sidetracking operations from production wells.

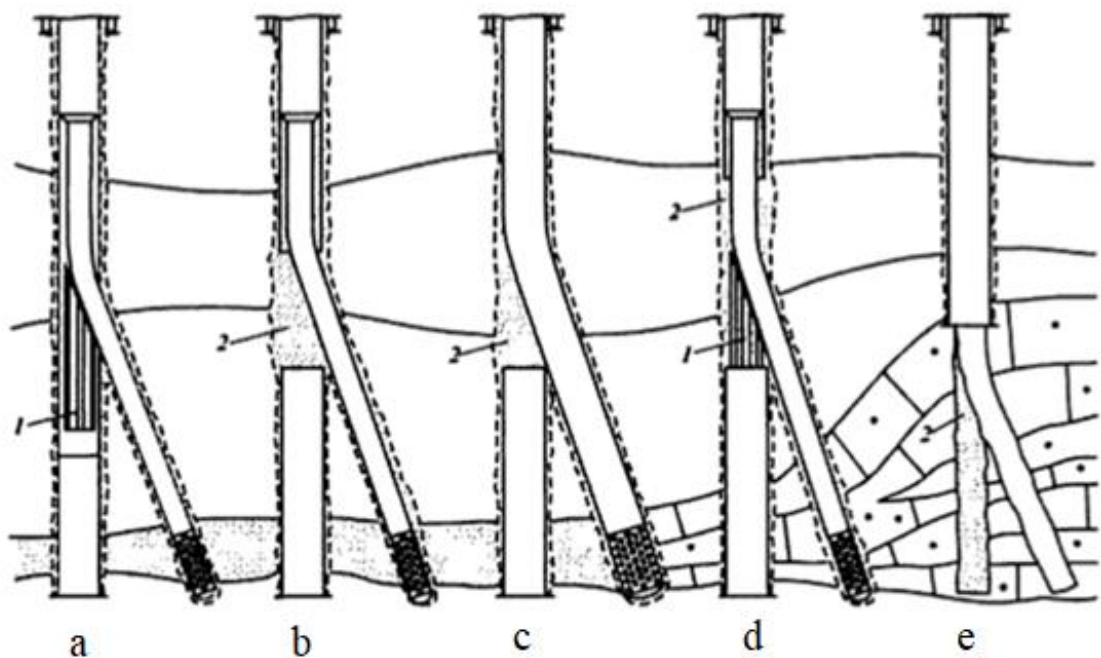
The “windowing” cutting scheme (Picture 8.1, a) is used in wells with a good condition of the production string, when performing the second borehole cutting into the curvature region of the main borehole, when the cutting point is located at great depths. Such a scheme has the following advantages:

- Ability to realize the projected sidetracking with high accuracy;
- Can be used rotary method of drilling;
- Requires milled metal of small volumes;

- The so-called “window” is formed in the casing in a short period of time;
- Multiple wellbore drilling can be implemented, while downhole equipment can be lowered into each drilled hole.

Among the shortcomings of the scheme with cutting out the “window”, experts note:

- The casing must be in very good condition, which must be confirmed by technical diagnostics;
- Launching a deflector wedge is a complicated technological process, during which complications often arise, it requires special preparation of the casing string;
- Directly wedge-diverter has a complex structure and high metal consumption;
- In the event that it becomes necessary to re-drill the lateral trunk, you will have to cut a new “window”;
- A high intensity of lateral trunk curvature is noted at the site of drilling.



Picture 8.1 - Sidetracking technology:

1 - deflector wedge; 2 - cement bridge

The scheme with cutting out a certain part of the production string (Picture 8.1, b) makes it possible to expand the scope of the above-described scheme due to the possibility of drilling the second boreholes in wells with defects in the production string, when making cuts into the lower wall region of the main barrel, while cementing the shank using solid and sleeve methods, when the need arises to re-drill the lateral wellbore due to non-confirmation of information about the section of the reservoir. The advantages of this scheme are as follows:

- Due to the larger cut area, it is possible to drill in several directions;
- There is no need to use sophisticated technological equipment such as a deflector wedge;
- There is no danger of complications in the “window” interval during tripping;
- There is not much distortion of the lateral trunk.

The disadvantages of the scheme with the cutting part of the production column include the following:

- Cutting a part of the production string can take a lot of time, since the required length to be cut may exceed 7 m;
- The need in some cases to install a notched cement bridge, which may require additional costs.

The wedge-diverter (Picture 8.1, a, d) is used when performing the cutting of the second trunks to ensure the required departure of the cut-off trunk from the main one in a given direction. Technological requirements for this device are to maintain a stable position in the wellbore under the action of pressure cutting tools. In addition, there is often a need for machining by cutting large volumes of metal (Picture 8.1, b, d), and therefore the devices with which it is planned to cut sections of the production string must have high-strength cutting elements capable of operating from different angles.

If the main part of the borehole in the candidate well for sidetracking is not cemented, which can occur in old fields, we can consider the technology with lifting

the upper part of the production string to the surface (Picture 8.1, c). This will not only reduce the volume of metal cutting and accelerate the process of cutting the second barrel, but also contributes to the protection of the environment and the subsoil from pollution.

Another design feature of sidetracking in some cases is the need to create a high-strength cement bridge (Picture 8.1, b, c), which blocks the interlayer flows and facilitates the process of lifting the drilling tool from the old trunk.

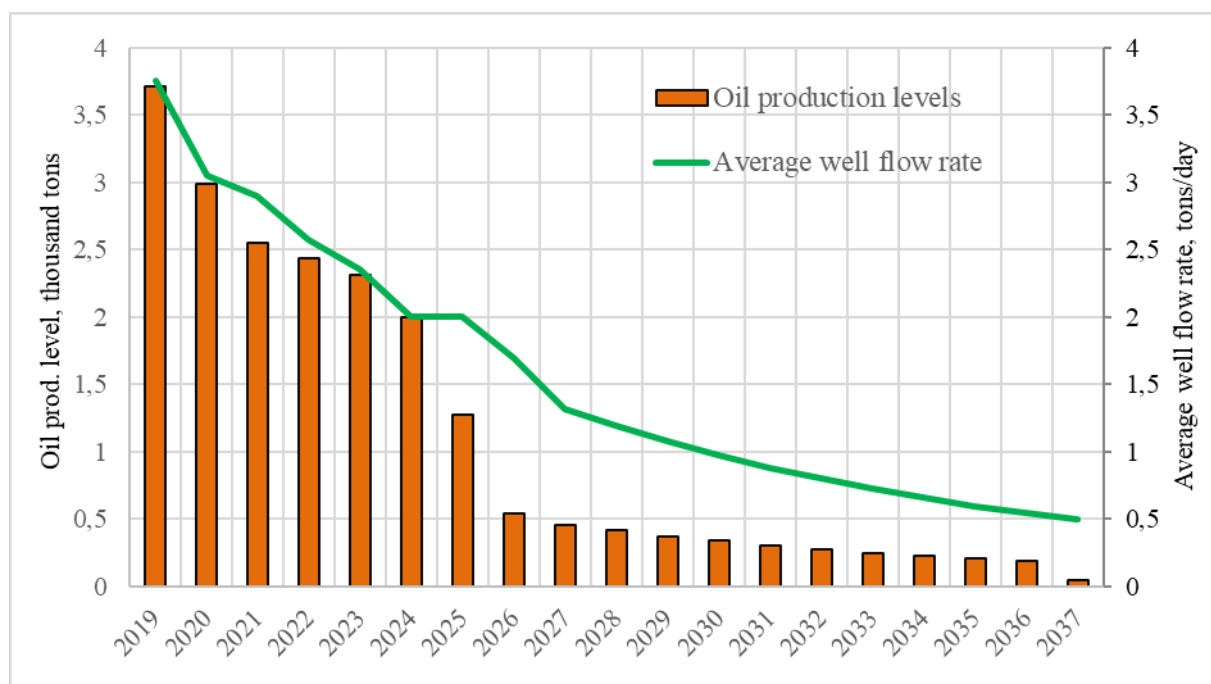
The latest sidetracking technology can be considered as drilling of lateral wells from open-hole wells (Picture 8.1, e). Typically, this method is carried out with a chisel of a smaller diameter from the bottom of an old well. This method allows the underlying productive formations to be involved in the development.

The current state of development of an operational object M_1 is characterized by a gradual decrease in the levels of oil production and the retirement of operating wells from the existing fund to the inactive one. The inaction of a number of wells of the M_1 object is mainly due to technical reasons, due to the complexity of operation and unfavorable environment (corrosiveness, high gas factor, loss of ASPS) in the development of Paleozoic sediments: with flying tubing, falling insulation ESP to zero, disruption of supply and other.

On the hydrodynamic model, an estimate of the development indicators for the existing well stock was made taking into account the development history of the M_1 production facility. The expected levels of oil production for wells operating on the date of analysis are presented in Picture 8.2.

As can be seen from Picture 8.2, without measures to intensify the inflow and increase oil recovery, as well as when the program of geological and technical measures is not fulfilled, operation of the object M_1 is possible until 2037 with a fall in oil production from 3.7 thousand tons / year in 2019 to 0.05 thousand .t / year in 2037. At the same time, the average annual well flow rates for oil are reduced from 3.8 tons per day in 2019 to 0.5 tons per day in 2037. According to the calculations on the hydrodynamic model, for the period from 2019 to 2037, 20.9 thousand tons

of oil and 358.8 thousand tons of liquid may be taken from the well acting on the date of analysis.



Picture 8.2 - Expected production levels for the operating wells of the M_1 production facility

To optimize the development system of the M_1 operational facility, it was decided to assess the technological efficiency of side-fissured seeding from emergency, flooded or unprofitable wells to the areas of localization of residual hydrocarbon reserves. As shown by the analysis of the effectiveness of geological and technical measures carried out at this facility, the drilling of second wells from old wells allows not only to return spent wells to production, but also provides an opportunity to recover oil reserves from areas not previously involved in development.

The location of the project shafts was chosen, based on the values of the above-mentioned maps, in the zones of localization of residual oil reserves in order to cover as many zones as possible that were not affected by the development earlier. At the same time, the location of candidate wells was taken into account, from which it is possible to carry out the drilling of second wells. Where the wells of the M_1 object did not fit the criteria for selecting candidates, it was decided to consider the

adjacent wells of the J_1 facility. The values of residual oil-saturated thickness at the site of the design sidetracks vary, on average, from 15 to 25 m. The values of the current oil saturation of the reservoir at the site of the design sidetracks range from 0.56 to 0.70 U.

The calculations were carried out on the hydrodynamic model prepared by the specialists of the design institute and approved on the date of analysis in the RN-KIM software package.

CONCLUSION

The main complications in the process of developing the exploitable operational object M_1 with reserves of Paleozoic hydrocarbons are associated with a complex block structure of oil deposits composed of fractured carbonate rocks and an unfavorable working environment of underground equipment. In the first case, the problems are connected with insufficiently accurate data of geophysical and hydrodynamic studies, in consequence of which it is initially difficult to predict until you have drilled a well, in which particular place the hydrocarbon reserves are located. In the second case, problems arise due to high corrosion activity, high values of the gas factor, precipitation of asphalt-resin-paraffin deposits, which together leads to premature failure of the submersible equipment and the actual wells themselves.

The current situation at the M_1 site is such that most of the wells have failed and are subject to conservation or liquidation due to technical reasons, critical water cut or unprofitability. In this regard, it was proposed to evaluate the technological efficiency of side-firing from wells, suitable under the above mentioned criteria, as a method for optimizing the development of an operating facility M_1 . This technology will not only remove a number of wells from inactivity, but also help extract residual reserves from areas not previously developed, which in turn helps to maintain production levels for the developed facility and increase the final oil recovery factor.

In the course of the work, prospective zones were selected for the design sidetrack kicks, taking into account the location of the pilot shafts suitable for the operation, and high values of residual oil reserves, oil-saturated thicknesses and current oil saturation. The cumulative oil and liquid production due to the drilling of side holes with emergency, flooded and unprofitable wells according to calculations on the hydrodynamic model, respectively, amounted to 347.8 thousand tons and 3504.8 thousand tons. The average number of years of development per well was 21,2 years. The specific efficiency of the second-hole production per one well was 34.8 thousand tons of oil. The least promising, according to the results of the calculation, was the marginal zone of block № 2, where the second trunk was laid from well № 31 (total 1.0 thousand tons of oil), the most promising is the central part of block № 6, in which it is proposed to drill in the side barrel from well № 32 (total 95.7 thousand tons of oil).

The most cost-effective were the drilling of second wells from wells №№ 32, 214, 26 and 206 with accumulated indicators for oil production, respectively, 95.7 thousand tons, 43.0 thousand tons, 36.2 thousand tons and 39, 7 thousand tons. The negative effect of the event under consideration was obtained only at the second borehole from the well № 31, since there are extremely low starting indicators of development and service life on it. In general, the negative effect of STG № 31 did not have a significant effect on the project's profitability.

LIST OF SOURCES

1. The project "Paleozoic". Find and mine. Hard to recover reserves in the Tomsk region. // <https://paleozoic.neftegaz.ru/> (appeal date: 12.09.2018).
2. Zapivalov N.P. Paleozoic oil in Western Siberia - great prospects. - Institute of Oil and Gas Geology SB RAS. - Novosibirsk, 2009. - 9 p.
3. Parovinchak K.M. Oil and gas potential of the basement of Western Siberia: author. dis. Candidate of Geological and Mineralogical Sciences: 25.00.16. - Tomsk, 2013. - 21 p.

4. Kleschev K.A., Shein V.S. Prospects for oil and gas basement of Western Siberia. - M.: VNIGNI, 2014. - 214 p.

5. Antonov MD, Karacharova Yu.V. Selection of candidate wells for drilling sidetracks. - Tyumen, 2017. - 2 p.

6. Savchenko A.V., Berezovsky D.A. Technique and technology of sidetracking in the Samotlor field // Sectoral scientific and applied research: Earth sciences. - 2018. - №3. - p. 24.

7. Krapivina T.N., Krysin N.I., Chernyshov S.E. Technique, technology and technical means used in the reconstruction of wells construction side (additional) shafts. - Perm: Izd. Perm National Research Polytechnic University, 2012. - 316 p.