

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

Школа ИШПР

Направление подготовки Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Особенности применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта на юрских низкопроницаемых коллекторах
УДК <u>622.243.24:622.276.66:551.762</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

№	Результаты обучения
----------	----------------------------

1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Данные об оперативном подсчете запасов месторождения X Отчеты об опыте применения горизонтальных скважин с применением МГРП на месторождениях Западно-Сибири
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Постановка задачи исследования, Характеристика объекта исследования Характеристика метода исследования
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С..
Иностранный язык	

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

--

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет экономической эффективности замены бурения наклонно-направленны скважин на горизонтальные
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 19.12.2016

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Повышение рентабельности разработки месторождения X
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Выбор оптимального типа заканчивания скважины
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Построение экономической модели для оценки эффективности предложенных мероприятий
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выбор рентабельной стратегии разработки месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования является бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ СП 52.13330.2016 ГН 2.2.5.3532-18
2. Производственная безопасность: а. Анализ выявленных вредных и опасных факторов б. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Биологический фактор Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Химический уровень воздействия вредных веществ 3. Расположение рабочего места на значительной высоте
3. Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Утечка углеводородов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения Весенний семестр 2019 учебного года

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

РУКОВОДИТЕЛЬ ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Чернова О.С.	к.Г.-м.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницы, 18 рисунков и 13 таблиц, 13 источников.

Ключевые слова: ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА, СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ.

Объектом исследования является краевая зона пласта Ю₁ месторождения Х.

Цель работы – подбор оптимальной стратегии разработки для месторождения Х при помощи применения технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Задачи дипломной работы:

- 1) Изучение особенностей разработки пласта Ю₁ месторождения Х.
- 2) Анализ современного опыта разработки трудноизвлекаемых коллекторов.
- 3) Анализ эффективности применения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, выделения основных проблем при эксплуатации.
- 4) Поиск способов оптимизации применения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.
- 5) Оценка экономической эффективности от предложенных мероприятий.

Актуальность работы:

- 1) Нерентабельность дальнейшего разбуривания месторождения стандартными технологиями.
- 2) Падение добычи месторождения вследствие выработки запасов в центральной части месторождения.
- 3) Необходимость применения современного опыта разработки трудноизвлекаемых коллекторов;

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения соответствующими определениями:

ПЗП – призабойная зона пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

РФ – Российская Федерация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВНК – водо-нефтяной контакт

ППД – Поддержание пластового давления

ЛА – ликвидация аварии

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГС – горизонтальная скважина

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

КРС – капитальный ремонт скважин

СОДЕРЖАНИЕ

1 Литературный обзор.....	12
2 Общие Сведения о месторождении X.....	24
2.1 Общие сведения о месторождении.....	24
2.2 Нефтеносность месторождения	26
2.3 Свойства и состав пластовых флюидов	34
2.4 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом	40
2.5 Динамика основных технологических показателей	41
2.6 Опыт применения гидравлического разрыва пласта	46
2.7 Анализ выработки запасов нефти.....	57
3 Подбор оптимальной стратегии разработки для разбуривания краевых зон месторождения X	63
3.1 Поиск потенциальных зон для бурения на месторождении X.....	63
3.2 Бурение горизонтальных скважин с МГРП	65
3.3 Выбор оптимальной стратегии разработки краевых зон месторождения X	66
3.3.2 Направление бурения скважин	67
3.3.3 Оптимальную длину ствола и количество стадий МГРП	67
3.3.4 Способы поддержания пластового давления	68
3.3.5 Мероприятия по снижению рисков	69
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности АО «Томскнефть» ВНК	71
4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи.....	72
4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи.....	73
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.2 Производственная безопасность.....	82
5.3 Экологическая безопасность	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
Заключение	92
Список Используемых источников	94
Приложение А 1 REVIEW OF LITERATURE	97

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в нефтегазовой отрасли существенно сокращается бурение наклонно-направленных скважин и происходит рост числа горизонтальных скважин.

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов привело к необходимости поиска более эффективных технологий в низкопроницаемых коллекторах, а также в коллекторах со значением начальных нефтенасыщенных толщин менее 10 метров, поскольку наклонно-направленные скважины имеют низкий стартовый дебит и не способны окупить затраты на бурение.

В центральной зоне месторождения выработка запасов превысила 80%, соответственно дальнейший потенциал для бурения – краевые зоны, обладающие значительно худшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Расчеты по формуле Дюпий показывают, что стартовый дебит нефти наклонно-направленной скважины в данную зону при обводненности 40% составит $8 \text{ м}^3/\text{сут}$, что значительно ниже предела рентабельности.

В связи с этим в данной работе проведен анализ мирового опыта разработки низкопроницаемых коллекторов, из которого можно сделать вывод о том, что оптимальной технологией является бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Однако для получения максимально рентабельного варианта необходимо подобрать оптимальную стратегию разбуривания.

В работе приводится алгоритм выбора оптимальной сетки скважин, позволяющий определить направление бурения скважин, длину горизонтального ствола, количество и плотность портов проведения МГРП, сформировать оптимальную систему ППД.

Проведенные расчеты позволяют выбрать оптимальную схему разбуриванию и получить рентабельное бурение.

Также в работе приводятся мероприятия для снижения рисков при бурении – на части горизонтальных скважин рекомендуется бурение пилотного ствола, порядок бурения определяется уверенностью запасов.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

С целью подбора оптимальной технологии разработки был проанализирован передовой мировой опыт разработки низкопроницаемых коллекторов.

В работе SPE-181920-RU Комплексный подход к эффективному заканчиванию горизонтальных скважин с МГРП на основе петрофизического анализа, геомеханического и гидродинамического моделирования. Примеры в Западной Сибири. Е. Ковалева, А. Вишневский, Ю. Наумов, Н. Лавренкова, Weatherford С. Ахмедсафин, В. Рыбальченко, Газпром С. Варягов, Газпром Добыча Надым С. Крекнин, Ю. Боровинский, Газпром Геологоразведка описан комплексный подход к эффективному заканчиванию горизонтальных скважин с МГРП. [1]

Строительство и заканчивание скважин в настоящее время ведется во все усложняющихся геолого-технологических условиях.

Компании вынуждены искать эффективные способы освоения трудноизвлекаемых запасов и адаптировать такие технологии, как многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) под соответствующие условия. В северных районах Западной Сибири средняя проницаемость, например, газовых объектов разработки уже находится в диапазоне 1-0.01 мД. Среднее количество портов ГРП за последние два года увеличилось с 4 до 6, при этом уже сегодня несколько месторождений осваивается горизонтальными скважинами с количеством стадий ГРП свыше 10 и в ближайшее время достигнет 15-20. Кроме того, затянувшийся период снижения темпов экономического роста заставляет добывающие компании еще более строго относиться к затратам в поисках оптимальных решений.

Настоящая работа описывает комплексный подход к принятию оптимальных решений при заканчивании горизонтальных скважин с МГРП на основе петрофизического, геомеханического и численного моделирования. Применение данного подхода актуально в условиях высокой изменчивости

свойств по площади, слабой изученности объекта исследований, в том числе при отсутствии постоянно действующей геолого-гидродинамической модели пласта (ПДГГДМ). Основной рабочий процесс строится на последовательной работе специалистов петрофизика, инженера по геомеханике, инженера по ГРП и инженера по разработке и, включает в себя построение петрофизической и геомеханической моделей, расчет дизайна ГРП, численной модели и финальную оценку дебита планируемой скважины. Роль геомеханики в производственной цепочке заключается в определении интервалов с наименьшим и наибольшим градиентом ГРП для контроля местоположения образуемых трещин, а так же для расчета геометрии каждой трещины. Основной задачей применения предлагаемого подхода является выработка комплекса рекомендаций по подбору:

1. оптимального расстояния между муфтами ГРП для повышения добычи за определенный период эксплуатации скважины;
2. оптимального объема закачки проппанта в целом и для каждой трещины;
3. рекомендуемых траекторий проводки горизонтального ствола скважин с целью эффективного заканчивания методом МГРП и снижения наиболее вероятных рисков;
4. мест расположения муфт ГРП с учетом траектории горизонтального ствола по разрезу (по вертикали) для оптимизации точек инициации трещин с целью повышения вскрытия продуктивной части пласта трещинами ГРП.

Помимо этого, как показал опыт применения, на основе выполненного комплекса работ возможно проведение экономических расчетов по оценке рентабельности разработки новых объектов с учетом применения доступных на рынке технологий.

Дополнительной задачей подхода является выделение взаимозависимых параметров для последующего облегчения комплекса скважинных и лабораторных исследований и исключение неинформативных методов исследования.

В работе приведен пример использования разработанной методики для поисково-оценочной скважины одного из месторождений Западной Сибири, где объект исследования характеризуется предельно низкой проницаемостью и слабой степенью изученности.

В работе представлен комплексный подход к принятию решений по оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с МГРП, адаптированный на крайненизкопроницаемые коллектора (<0.01 мД). Подход включает анализ исходных данных о свойствах пласта и создание петрофизической модели отложений, построение геомеханической модели, разработку дизайнов ГРП и проведение расчетов на численной модели скважин. Данный подход позволяет повысить точность гидродинамического моделирования и способствует повышению безопасности операции МГРП, сведя к минимуму шансы прорыва породы рядом с пакером, так как обеспечивает надежное разобщение перспективных зон. Гидродинамическая (численная) модель позволяет рассчитать изменение дебита при изменении параметров трещины в зависимости от объема закаченного проппанта, что в результате позволяет оценить экономический эффект и выбрать наиболее продуктивную конфигурацию. Таким образом, представленная в работе методика позволяет подобрать оптимальное количество трещин ГРП, их геометрию, оптимальное расположение муфт ГРП и пакеров при компоновке хвостовика МГРП для улучшения показателей добычи при заданных технологических и геологических ограничениях.

Представленный подход является перспективным для использования при разработке коллекторов с высокой глинистостью, низкой проницаемостью и высокой степенью неоднородности по вертикали. Одной из важных особенностей является использование данных гамма спектрометрии, что позволяет получать корректную модель глины. Второй важной особенностью является использование вертикально-изотропной модели среды для геомеханического моделирования на базе азимутальных данных АКШ.

В комплекс работ по оптимизации входит обобщение всех имеющихся данных об объекте исследования; выявление набора недостающих данных, вносящих существенные неопределенности при прогнозировании добычи на всех этапах принятия решений; разработка подходов и методических рекомендаций по дальнейшему изучению продуктивных отложений и корректному использованию имеющихся знаний о продуктивном пласте.

Описанный подход универсален и при получении новых данных о свойствах пласта и флюида уже созданные модели (петрофизическая, геомеханическая и численная) просто уточняются, что позволяет их эффективно использовать для последующих скважин.

Элементы описываемого подхода были успешно реализованы не нескольких нефтяных и газовых объектах Западной Сибири, полностью же комплексная методика была реализована на поисковой скважине газового месторождения Западной Сибири, где рассматриваемый подход был опробован в конце 2015 г. – начале 2016 г. На момент написания представленной работы авторами проводятся работы по реализации предлагаемого подхода на следующей поисковой скважине данного месторождения. Следует отметить, что в основе подхода лежит создание модели, которая является проверенным инструментом прогнозирования продуктивности скважин, эффективности дренирования и в целом выбора возможных способов рентабельного освоения запасов, приуроченных к коллекторам с крайне низкой проницаемостью.

Далее была проанализирована работа SPE-181983-RU Проблемы разработки месторождений и новая схема разработки с применением горизонтальных скважин, законченных МГРП, для средне-проницаемых нефтяных коллекторов, разрабатываемых заводнением. К. К. Бутула, С. Верещагин, В. Малышев, В. Сташевский; Шлюмберже. [2]

В этом документе рассматривается низкая эффективность схемы разработки месторождения горизонтальными скважинами с трещинами МГРП (ГС с МГРП), пробуренными и законченными в низко-и средне-проницаемых нефтяных коллекторах (менее 10 мД) подвергающихся заводнению водой.

В статье определена новая и оптимальная схема разработки для ГСМГРП, разработанная для обеспечения экономического успеха, поскольку нынешние скважины серии ГС с МГРП демонстрируют либо ранний прорыв воды, либо более высокое, чем было запланировано снижение дебита жидкости.

Анализ и численное моделирование современных схем разработки с использованием заводнения выявили, что скважины серии ГСМГРП и нагнетательные скважины имеют неоптимальное заканчивание, азимутальную ориентацию и рабочий режим. Результатом такой разработки месторождения являются либо относительно высокие начальные дебиты с последующим быстрым снижением дебитов и прорывами воды, либо низкие начальные дебиты и еще более низкие дебиты в более позднее время разработки. В итоге система ГСМГРП оказывается экономически невыгодна, и Операторы занимаются поиском альтернативных методов по восстановлению добычи в ГСМГРП, в то время как необходимо внести предлагаемые изменения в первоначальный дизайн заканчивания и практику эксплуатации скважин.

С внедрением новых типов скважин ГС с МГРП как добывающих объектов, расчеты добывающих-нагнетательных блоков схемы разработки для традиционных коллекторов, которые использовались для вертикальных, наклонных, s-образных скважин с ГРП должны быть доработаны для поддержания эффективности заводнения в условиях измененной системы заканчивания.

Новая разработанная схема состоит из рядов добывающих ГС с МГРП и нагнетательных скважин ГС с МГРП, расположенных между рядами добывающих. Отличием от всех известных ранее схем является то, что скважины, нагнетательная ГС с МГРП и добывающая ГС с МГРП, бурятся по направлению минимального горизонтального напряжения и заканчиваются с МГРП. Скважины заканчиваются таким образом, что трещины ГРП, на всех скважинах, располагаются в контролируемой манере и порты ГРП, как на нагнетательных, так и на добывающих скважинах, контролируемы. Таким

образом эта схема обеспечивает высокий начальный дебит, сохранение высокого дебита со временем и снижает риск раннего прорыва воды от нагнетательных скважин по неконтролируемым трещинам автоГРП. Схема заканчивания, - включая трещины ГРП и подземное оборудование, положение, азимутальную ориентацию и расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами - имеющая ключевое значение для оптимизации добычи углеводородов и выработки запасов описана в этой статье.

Статья описывает новый метод разработки нефтяных залежей посредством строительства ГС с МГРП как нагнетательных скважин, так и добывающих. Скважины бурятся по направлению минимального горизонтального напряжения и заканчиваются так, что трещины ГРП полностью контролируются как во время операций ГРП так и в дальнейшем при проведении работ в скважинах. Это отражается на максимизации начального дебита нефти, минимизирует снижение кривой падения добычи и риска раннего прорыва воды, приводя к максимальным экономическим результатам и высоким коэффициентам извлечения.

Разработка месторождения обычно формируется путем специального размещения скважин, по так называемой схеме, где нагнетательные и добывающие скважины закладываются согласно лучшему проекту по КИН. Проект схемы основан на выборе типа скважины и заканчивания, формы и размеров залежи, параметров пород, пластовых жидкостей, стоимости новых скважин и увеличения КИН связанного с различным количеством возможных нагнетательных и добывающих скважин в схеме. Размещение скважин по схеме может зависеть от положения любых пробуренных ранее скважин.

Типичное Российское месторождение нефти или сектор такого месторождения с системой заводнения, разрабатывается в течении многих лет с помощью вертикальных, наклонных или S- образных скважин, размещенных по пяти- или семи- точечной схеме, формирующей линейную рядную или шахматную систему площадного заводнения. Начиная с 2000-х, вновь пробуренные эксплуатационные скважины стали заканчиваться пропантными

трещинами ГРП. Сегодня месторождения разрабатываются с помощью добывающих горизонтальных скважин, законченных мультистадийным ГРП (ГСМГРП). Тем не менее, почти без исключения, нагнетательные скважины, которые используются для поддержания пластового давления, по-прежнему бурятся вертикальными, субвертикальными или S-образными и на большинстве из них проводится ГРП. Для упрощения, далее в тексте все вертикальные, субвертикальные и S-образные скважины будут обозначены как вертикальные скважины.

Следует отметить сразу, что обычно нагнетание подготовленной или попутной воды происходит с превышением давления гидроразрыва пласта, и температура такой воды намного ниже статической пластовой температуры, что в итоге приводит к формированию гидравлических трещин и/или термальных трещин, образованных из-за резкого изменения температуры в призабойной зоне нагнетательных скважин. Эти искусственно образованные трещины (Перкинс и другие, 1983; Конинг 1985), не контролируемы и называются термальными, автоматическими трещинами или трещинами автоГРП (Давлетбаев и другие, 2014; Ридел и другие, 2012).

Новая система заканчивания скважин вкупе с предлагаемым элементом разработки обеспечивает лучшие показатели эксплуатации залежи по сравнению с реализованными на сегодняшний день системами разработки месторождений Западной Сибири с использованием заводнения на традиционных месторождениях.

При низких дополнительных капитальных затратах предлагаемая комбинация заканчивания и элемента разработки позволяет получить:

- Максимальный коэффициент извлечения нефти для месторождения или участка месторождения;
- Наибольшую площадь контакта с пластом посредством вертикального и латерального вскрытия низкопроницаемых нефтесодержащих пород.

Данная комбинация позволяет осуществлять добычу на низких депрессиях на добывающих скважинах и на низких забойных давлениях на нагнетательных

скважинах, другими словами обеспечивает максимальный индекс продуктивности (PI).

Указанная методика уменьшает риск преждевременного прорыва нагнетаемой воды в добывающие скважины, а также обеспечивает наилучшую и самую простую опцию осуществления повторного ГРП в случае необходимости проведения такого вида работ в период эксплуатации скважины.

Также была проанализирована работа SPE-191581-18RPTC-RU Реализация комплексного подхода к проведению опытно-промышленных работ по разработке низкопродуктивных коллекторов Приобского месторождения Андрей Шурунов, Андрей Яковлев, Александр Шеремеев, Илья Каешков, Елена Растегаева, Айяр Сулейманов, а также Ильдар Файзуллин, ООО «Газпромнефть НТЦ»; Дмитрий Колупаев, ООО «Газпромнефть-Хантос». [3]

В настоящее время большинство российских и зарубежных низкопроницаемых коллекторов разрабатывается горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (ГС с МГРП). Несмотря на свою высокую эффективность, такое заканчивание скважин имеет целый ряд факторов (зачастую неопределенных), способных в совокупности снизить дебит нефти в несколько раз. Вот некоторые из них:

- Пробуренная и эффективная длина горизонтальной секции
- Количество созданных и работающих трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП)
- Длина трещин ГРП по дизайну и эффективная гидродинамическая длина
- Расположение трещин относительно ствола (азимут и интервал инициации)
- Межскважинная интерференция по трещинам при добыче и закачке и др.

В работе описан комплекс мероприятий, проведенных на участке опытно-промышленных работ (ОПР), направленный на полную реализацию потенциала

ГС с МГРП и на диагностику параметров, достигнутых в результате ОПР. В статье раскрыты три основных направления работы:

- Планирование - подбор участка, расчет оптимальной сетки скважин и заканчивания
- Реализация - строительство скважин и проведение исследований
- Анализ - сравнение параметров работы скважин участка ОПР с соседними скважинами, уточнение геолого-гидродинамической модели

Результатом работ стало значительное повышение эффективности системы разработки с разворотом трещин ГРП перпендикулярно стволу скважины, а также приобретение новых компетенций по строительству и исследованию скважин.

В рамках строительства на участке ОПР были получены ряд сложностей, который был нивелирован работой мультидисциплинарной команды. Данные сложности позволили наработать компетенции по строительству скважин, пробуренных поперек стресса и оборудованных цементированным хвостовиком.

Наземный МСМ подтвердил разворот трещин перпендикулярно стволу скважины.

В результате промыслово-геофизических исследований выявлен потенциал ГС с МГРП в 50% стартового дебита в случае повторного ГРП, а также подтверждена эффективность термометрии, как способа измерения притока после МГРП.

Получены запланированные приросты добычи, найдено оптимальное время перевода скважины в ППД.

Продолжение работ связано в первую очередь с переводом центральной скважины в нагнетание и оценкой эффективности ППД. Для контроля процесса закачки нагнетательная скважина будет оснащена стационарной оптоволоконной системой для мониторинга поля температуры. Основные риски связаны с возможными прорывами воды или недостаточной приемистостью

скважины. Полученные в процессе ОПР сведения придали импульс развития целому спектру технологических проектов.

SPE 117084 Интегрированный подход к оценке возможностей разработки сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов. Селеменев С.И., Васильев А.А., Колесова М.П., Шемян А.Ю./ ОАО «Независимая ресурсная компания». [4]

Появление и внедрение новых технологий гидроразрыва и бурения горизонтальных скважин в последнее время привлекли интерес к возможностям разработки сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов. К таковым можно отнести залежи нефти в ачимовских и юрских пластах Западной Сибири, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами (пористостями ниже 0.15 д.ед. и проницаемостями ниже 1 мД). Проводимые последнее время различные оценки свидетельствуют, что объемы таких ресурсов в регионе весьма значительны, но требуют принципиально новых подходов к их освоению. Очевидно, что для освоения таких ресурсов потребуется применение новых технологий и методов во всей технологической цепочке работы с месторождением - от аналитических исследований, трехмерного моделирования до новых методов заканчивания и стимуляции скважин. Оценивая возможности разработки для одного из месторождений Надымской впадины, нами была предпринята попытка найти оптимальный метод заканчивания, размещения скважин с учетом их геологического строения залежей и их ФЕС, для достижения рентабельной разработки. Основой для исследования стали современные методы геологического и гидродинамического моделирования, которые на наш взгляд имеют принципиальное значение как при выборе вариантов разработки, так и непосредственно в процессе проведения буровых работ.

Также важной особенностью является учет геомеханических особенностей месторождения. В статье SPE-182031-RU Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из месторождений Западной Сибири) Овчаренко Ю.В., Лукин С.В., Татур О.А, Калинин О.Ю., Колесников

Д. С., Есипов С.В., Жуков В.В., ООО "Газпромнефть НТЦ", Демин В.Ю., ООО "Газпромнефть-Ангара", Я. Волокитин, А. Седнев, М. Подбережный «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.» имеются материалы по построению 3Д геомеханических моделей отложений ачимовской свиты одного из месторождений Западной Сибири. [5]

Цель 3Д геомеханической модели – это контроль за месторождением на протяжении всего цикла его жизни – в процессе бурения (рекомендации по оптимизации траектории и конструкции скважин для исключения осложнений в процессе бурения) и в процессе разработки (контроль за процессом разработки с учетом изменения напряженного состояния породы и его влияния на развитие трещин ГРП и процессы добычи углеводородов). В настоящее время месторождения, вводимые в разработку, характеризуются всё более сложным геологическим строением и, как следствие, требуют более сложных технологических решений как для процесса строительства скважин, так и для процесса разработки, что влечет необходимость построения комплексных 3Д геолого-геомеханических моделей.

По результатам проделанной работы была выполнена оценка напряженного состояния месторождения с учетом влияния системы разломов. Особое внимание уделялось процессу картирования разломов и малоамплитудных тектонических нарушений. Для этих целей использовалась инверсионная модель напряжений, позволяющая по геометрии разломов восстановить поле напряжения, их создавшее и смоделировать величину перемещения и деформации горной породы, произошедших под воздействием этого поля напряжения. Данная модель позволяет выделять тектонические нарушения, масштаб которых значительно меньше разрешающей способности сейсморазведки.

По результатам верификации геомеханической модели и анализа чувствительности к исходным данным, сформулированы основные методические подходы по построению и проверке моделей геомеханических свойств. В ходе работы был сделан прогноз устойчивости для горизонтальных

скважин, создана карта разломов , найдены зависимости между параметрами разломов и их влиянием на динамику изменения напряжений в исследуемой области , оценено влияние изменения пластового давления в процессе разработки на ориентацию напряжений, что позволяет спрогнозировать направление развития трещин ГРП и сформировать рекомендации по дизайну ГРП с учетом возможных изменений напряженного состояния среды.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ X

2.1 Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение X в административном отношении расположено в Каргасокском районе Томской области, в 600 км к северо-востоку от г. Томска. Ближайшим крупным населенным пунктом является село Новый Васюган в 85 км к югу от месторождения. Районный центр - село Каргасок находится в 250 км к востоку от месторождения (рисунок 2.1). В соответствии с принятой «Схемой нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» месторождение относится к Васюганскому нефтегазодобывающему району.

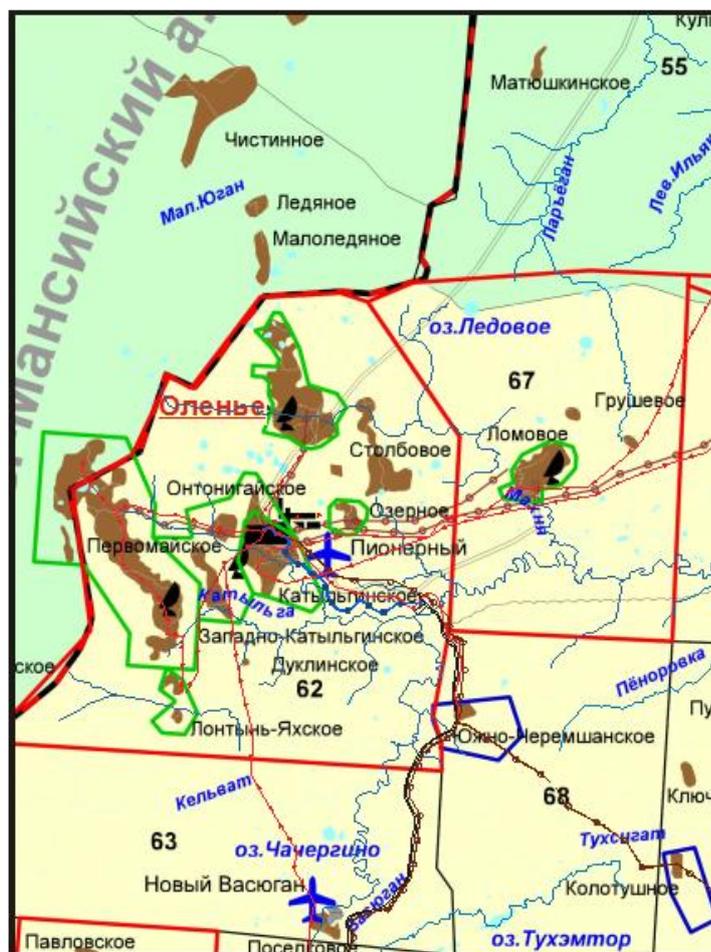
Ближайшие разрабатываемые, в текущее время, месторождения расположены: на юго-востоке в непосредственной близости - Столбовое нефтяное месторождение, на юге Западно-Катыльгинское нефтяное месторождение, далее на юго-западе – Первомайское месторождение.

Месторождение расположено в районе с хорошо развитой инфраструктурой: кроме системы транспорта нефти имеются энергетические сети, а также сеть промысловых дорог. В настоящий момент завершено строительство трубопровода с УПСВ-5 Оленьего до УПН ЦППН п. Пионерного.

Оленье месторождение расположено в междуречье рек Васюган и Большой Юган. Местность представляет собой сглаженную равнину. Абсолютные отметки изменяются в пределах от + 70 м до +120 м. Протекающая на месторождении река Махня и ее притоки являются частично равнинными реками с сильно меандрирующими руслами и большой площадью водосбора. Большая часть района работ сильно заболочена. Болота практически непроходимы летом и частично проходимы зимой, в центре болот почти всегда находятся крупные озера (до 3 км в диаметре).

Климат района континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Продолжительность зимы около 7 месяцев.

Среднемесячная температура воздуха наиболее теплого месяца июля составляет плюс 17 °С, среднемесячная температура января равна минус 21°С. Нормы годовых осадков колеблются в пределах 300 - 500 мм с неравномерным распределением по месяцам: зимой выпадает в среднем 100 - 140 мм, летом 200 - 300мм.



Условные обозначения

- | | | | |
|--|---|--|---|
| | - Административная граница областей | | - Нефтепровод |
| | - Границы и номера лицензионных блоков принадлежащих ОАО "Томскнефть" ВНК | | - Газопровод |
| | - Границы блоков лицензионных участков других недропользователей | | - Электросети |
| | - Границы лицензионных участков | | - Дороги с бетонным или асфальтовым покрытием |
| | - Населенные пункты | | - Аэропорт с бетонной ВПП |
| | - Нефтяные месторождения | | - Нефтеперекачивающая станция |
| | | | - Вахтовый поселок |
| | | | - Станция радио-релейной связи |

Рисунок 2.1 – Обзорная карта Оленьего нефтяного месторождения (масштаб 1:1000000)

Толщина снегового покрова на открытых местах составляет 40 - 60 см, в лесной зоне - до 2 м. заболоченных участках лес в значительной мере угнетен, здесь растет преимущественно сосна высотой 7-10 м и плотностью менее 2 деревьев на 1 м².

Площадь месторождения покрыта лесной болотной и реже луговой растительностью, животный мир достаточно разнообразен. Ледостав рек происходит в октябре - ноябре, вскрытие в мае. Озера замерзают раньше и вскрываются позже.

По гидрогеологическому районированию Оленье нефтяное месторождение располагается в Обском районе Западно-Сибирского артезианского бассейна (Карцев, 1963 г.). Бассейн находится в пределах равнины и значительно удалён от горного обрамления. Это обстоятельство создаёт условия для существования внутренних зон напора.

Специальных исследований по геокриологии в районе Оленьего месторождения не проводилось. Характеристика геокриологических условий дается по данным В.Ф.Белоусова и Б.В. Галактионова по соседним месторождениям.

2.2 Нефтеносность месторождения

Нефтяное месторождение X расположено в Каймысовском нефтеносном районе.

В непосредственной близости от него открыт и эксплуатируется ряд месторождений: Первомайское, Катильгинское, Столбовое, Ломовое, Озерное и другие.

На Оленьем месторождении залежи нефти приурочены к пластам коллекторам продуктивного горизонта Ю₁, залегающего в верхней части васюганской свиты. Горизонт включает в себя продуктивные пласты Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁². Залежи всех пластов гидродинамически связаны между собой и поэтому разрабатываются единым объектом Ю₁.

В площадном отношении месторождение располагается в пределах двух участков: Оленьего и Северо-Оленьего. Такое разделение на участки (залежи) фигурировало в предшествующих работах, в том числе «Подсчете запасов и ТЭО КИН..., 2005 г.» и «Дополнение к технологической схеме разработки...», 2011 г. Олений и Северо-Олений участки были расположены в одноименных залежах. В связи с новыми данными, полученными в результате проведенных сейсморазведочных работ МОГТ 2005-2006, 2006-2007 гг, Оленье поднятие представляет собой единую структурную поверхность, ограниченную изогипсой -2490 м. Но так как системы разработки для Северо-Оленьей и Оленьей площадей различные, в рамках данной работы некоторые параметры представлены по площадям. Граница раздела площадей проходит по границе запасов категорий А и В1 между скважинами № 302Р и № 201. Основные запасы нефти (85 %) связаны с залежами Оленьего участка.

При выполнении работы «Оперативный пересчет запасов » в 2017 году пласты Ю₁⁰ и Ю₁¹ и Ю₁² были объединены в единый подсчетный объект Ю₁.

Водонефтяной контакт скважинами не вскрыт и определен по подошве нефтенасыщенной части пласта в скважине № 302Р на а.о. -2494 м, вскрывшей нефтенасыщенную часть пласта на самой нижней отметке Ю₁⁰ по РИГИС и опробованию. Эту абсолютную отметку залежи подтверждает кровля практически вертикальной водонасыщенной скважины № 845. По данным интерпретации промыслово-геофизических исследований пласт Ю₁⁰ здесь вскрыт в интервале 2605,2-2607,6 м (а.о.-2492,9 -2495,3 м).

Таблица 2.1 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивного горизонта Ю₁ месторождения X

№ п/п	Параметр	Объект Ю ₁		
		Оленья площадь	Северо-Оленья площадь	По объекту Ю ₁
1	Общая толщина			
	количество скважин, шт.	384	40	424
	минимальное значение, м	7,9	22,4	7,9
	максимальное значение, м	48,5	34,0	48,5
	среднее значение, м	32,7	19,9	32,6
2	Эффективная толщина			
	количество скважин, шт.	384	40	424
	минимальное значение, м	2,6	7,4	2,6
	максимальное значение, м	32,7	28,0	32,7
	среднее значение, м	14,1	14,6	14,2
3	Эффективная нефтенасыщенная толщина			
	количество скважин, шт.	370	36	406
	минимальное значение, м	0,6	1,4	0,6
	максимальное значение, м	341	16,2	34,1
	среднее значение, м	6,2	4,3	5,9
4	Коэффициент песчанистости			
	количество скважин, шт.	370	36	406
	минимальное значение, м	0,13	0,22	0,13
	максимальное значение, м	0,84	0,75	0,84
	среднее значение, доли ед.	0,42	0,42	0,42
5	Коэффициент расчлененности			
	количество скважин, шт.	370	36	406
	минимальное значение, м	1	2	1
	максимальное значение, м	12	12	12
	среднее значение, ед	5,8	7,2	5,8
6	Коэффициент начальной нефтенасыщенности			
	количество скважин, шт.	363	36	399
	количество определений, шт.	1090	311	1401
	минимальное значение, доли ед.	0,360	0,400	0,360
	максимальное значение, доли ед.	0,800	0,690	0,800
	среднее значение, доли ед.	0,542	0,501	0,537

Значения толщин и неоднородности продуктивного горизонта Ю₁ приведены в таблице 2.2. Общая толщина объекта Ю₁ изменяется от 7,9 м до 61,4 м, эффективная толщина от 2,6 до 34,1 м, эффективная нефтенасыщенная от 0,6 до 34,1 м. Продуктивные пласты сложены песчаниками мелко-среднезернистыми, участками алевритистыми, имеют поровый тип коллектора.

При структурных построениях учитывались вертикальные и близкие к вертикальным скважины. Отметки наклонно-направленных скважин, не вписывающихся в структурные построения, не учитывались.

Таблица 2.2 – Общая характеристика залежей Оленьего месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км x км	Площадь залежи, тыс. м ²	Абсолютная отметка/глубина залегания пласта (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Ю10+ 1+2	Северо-Оленья	пластово-сводовая	1,5-4,8x7,8	21067	-2452,9-2501,0/ 2552,6-3274,4	-2494 -2503	53
	Оленья	пластово-сводовая, литологически ограниченная	4,2-11,9x14,1	108801	-2406,7-2532,8/ 2530,2-3061,3	-2474 -2505	68

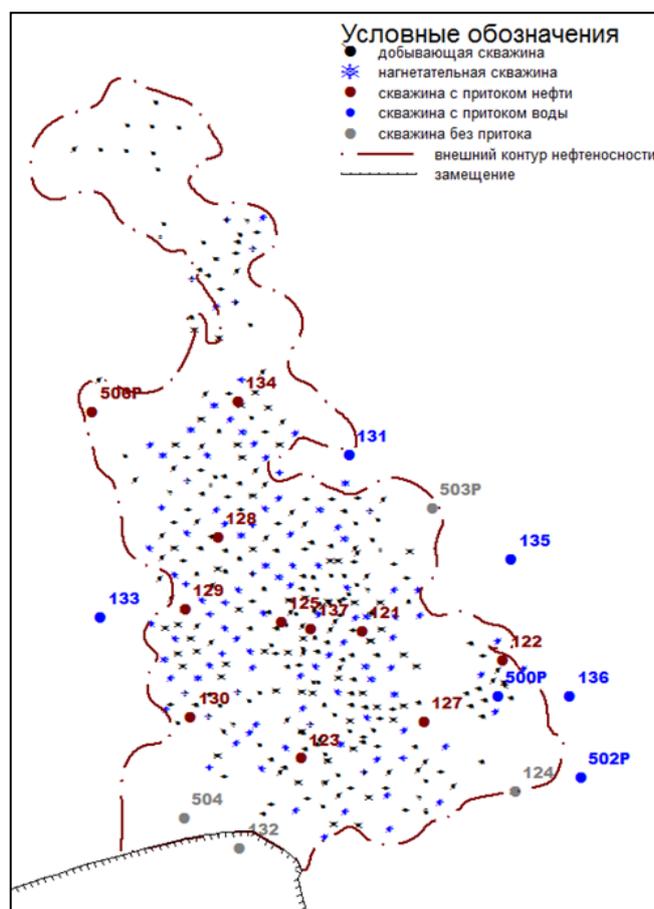


Рисунок 2.2 – Обзорная карта испытаний объекта Ю₁ разведочными скважинами Оленьей площади

До остановки скважины проводилась отработка скважины не менее чем на трех установившихся режимах длительностью от 5 до 30 часов на каждом.

Высокие притоки безводной нефти по пласту Ю₁ получены в результате опробований скважин №№ 121, 137 в центре залежи и скважины № 129 по западному борту залежи и составили соответственно 95,5, 69 и 94-144 м³/сут. Коэффициенты продуктивности по отмеченным скважинам рассчитаны 11,5 м³/(сут*МПа) по скважине № 121, и 24,5 м³/(сут*МПа) по скважине № 129, а также по скважине № 125, расположенной в центре залежи, коэффициент продуктивности рассчитан 12,8 м³/(сут*МПа). По скважинам №№ 121 и 137 отмечалось фонтанирование нефтью. По данным скважинам получены притоки попутного газа от 1,2 до 4,8 тыс. м³/сут, газовый фактор составил от 41 до 88 м³/м³. По скважинам по западному борту и в центре залежи (№№ 125, 128) получены притоки нефти от 11 до 79,5 м³/сут. Коэффициенты продуктивности

по отмеченным скважинам рассчитаны 12,8-26,5 м³/(сут*МПа). По скважинам №№ 506Р, 134, 130, 123, 127, расположенным в северной и южной части залежи, получены минимальные притоки нефти и минимальные коэффициенты продуктивности составили соответственно от 0,8 до 6,3 м³/сут.

При испытаниях скважин №№ 302Р, 306Р, 310Р, расположенных вблизи контура нефтеносности, в интервалах глубин 2612,2-2614,2 м, 2981,6-2993,2 м, 2848-2851,5 м получен приток нефти с водой.

В разведочной скважине № 312Р, пробуренной за пределом контура нефтеносности залежи Ю₁ Северо-Оленьей площади, при испытании в интервалах глубин 2955-2961 м (абс. отм. -2507,9-2513,9 м) получен приток пластовой воды дебитом 5 м³/сут.

В разведочной скважине № 300Р при опробовании пласта в интервале глубин 2570-2573 м (абс. отм. -2470,3-2473,3 м) пластового флюида не получено.

По данным ГДИ разведочных скважин начальное пластовое давление объекта Ю₁ Северо-Оленьей площади составляет 25,9 МПа, пластовая температура не определялась.

Исходя из распределения фильтрационно-емкостных параметров и характера насыщения по площади и полученных притоков, можно сделать вывод о том, что залежи Ю₁ Оленьей и Северо-Оленьей площадей по типу являются пластовыми сводовыми.

Максимальная величина коэффициента продуктивности для залежи Ю₁ Оленьей площади отмечается в диапазоне от 10 до 26,5 м³/(сут*МПа) и установлена по скважинам на западном борте (№№ 128, 129) и в центре залежи (№№ 125, 137, 121), а также на восточном борте (№ 122). По периферии залежи на северном и южном бортах в скважинах №№ 123, 127, 134, 506Р продуктивность составляет 1,2-6,3 м³/(сут*МПа*м). Минимальное значение продуктивности 0,8 м³/(сут*МПа) установлено в скважине № 130 в западной части залежи. Максимальное удельное значение продуктивности приходится на район дренирования скважины № 137, расположенной в центре залежи, и

составляет 3 м³/(сут*МПа*м). При этом средние значения продуктивности и удельной продуктивности Оленьей площади выше, чем на Северо-Оленьей площади (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Результаты исследования разведочных и эксплуатационных скважин продуктивного пласта Ю₁ Северо-Оленьей площади Оленьего месторождения

	Результаты испытания разведочных скважин			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скважин	измерений		
1	2	3	4	5
Объект	Ю ₁			
Начальное (текущее) пластовое давление, МПа	4	4	24-26,7	25,9
Пластовая температура, 0С	Не определялась			
Геотермический градиент, 0С/м	Не определялся			
Дебит нефти, м ³ /сут	4	7	1-31	8,9
Обводненность весовая, %	Безводная нефть			
Газовый фактор, м ³ /м ³	Не определялся			
Продуктивность, $\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$	5	7	0,4-3,0	1,2
Приемистость, $\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$	Не определялась			
Гидропроводность, $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$	8	9	8,8-128	48,5
Приведенный радиус, м,	Не определялся			
Скин-фактор	Не определялся			
Проницаемость, мкм ² x10 ⁻³	8	9	1,1-16,7	7,5
Пьезопроводность, 10 ⁻⁴ м ² /с	7	7	26,5-420,2	170,7
*Рпл, определенное по результатам испытаний разведочных скважин, является начальным; Рпл, определенное по результатам испытаний эксплуатационных скважин, является текущим				

Аналогично распределению продуктивности распространены проницаемость и гидропроводность пласта Ю₁ Оленьей площади, достигая максимальных значений в зоне дренирования скважины № 129 на западном борте (проницаемость - 71*10⁻³ мкм² и гидропроводность - 614 м³*10-

12/(Па*с)) и скважины № 137 в центре залежи (проницаемость - $133,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и гидропроводность - $675 \cdot 10^{-12}$ /(Па*с)). При этом средние численные значения фильтрационных параметров по пласту Ю₁ по Оленьей и Северо-Оленьей площадям отличаются в несколько раз, соответственно проницаемость 34,4 и $7,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² и гидропроводность 259 и $48,5 \cdot 10^{-12}$ /(Па*с). Распределение значений фильтрационных параметров указывает на зональность в распределении фильтрационных свойств. Улучшенные коллекторские свойства установлены в западной и центральной части залежи Оленьей площади и в северо-западной и юго-восточной купольной части залежи Северо-Оленьей площади. Отмечается ухудшение коллекторских свойств от западного борта и центра в северном и южном направлении к ВНК на Оленьей площади, и от северо-западного и юго-восточного сводов к бортам залежи Северо-Оленьей площади. Среднее пластовое давление по пласту Ю₁ по Оленьей площади несколько выше, чем по Северо-Оленьей площади и составляет соответственно 26,8 МПа и 25,9 МПа.

Гидродинамические исследования скважин в период эксплуатации месторождения проводились, начиная с 1978 г. на Оленьей площади и с 1989 г. на Северо-Оленьей площади и до настоящего времени. Основная цель исследований – оценка фильтрационных параметров пласта, контроль энергетического состояния, определение и прогноз продуктивности скважин. Исследования выполнялись на стационарных (ИК) режимах и нестационарных режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПД) после остановки скважин. Для оценки текущего пластового давления проводились прямые замеры Рпл и замеры статического уровня (Нст) в скважинах действующего и неработающего фонда. С 2012 г. с внедрением мониторинга динамических данных эксплуатации, регистрируемых забойными датчиками (ТМС) на механизированном фонде скважин, выполнен анализ динамических данных (АДД) с расчетом фильтрационных параметров пласта и установлением характера дренирования скважин. По результатам исследований скважин по объектам Ю₁ по состоянию на 01.01.2017 г. рассчитаны средние значения и диапазон изменения ФЕС

продуктивных пластов и пластового давления, которые представлены в таблице.

ГДИ скважин объекта Ю₁ Оленьей площади в период эксплуатации месторождения с целью определения фильтрационных параметров пласта проведены по 349 скважинам. Всего было выполнено 166 исследований на установившихся режимах фильтрации (ИК) и 225 исследований на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ и КПД). Скважины, на которых проведены исследования, распределены по залежи равномерно. По фонду скважин за период эксплуатации месторождения произведено 7183 достоверных измерений пластового давления для оценки энергетического состояния пласта и построения регламентных карт пластового давления. Выполнен анализ динамических данных эксплуатации, регистрируемых забойными датчиками (ТМС) на механизированном фонде (АДД) по 5 скважинам №№ 270, 443, 464, 614, 735.

2.3 Свойства и состав пластовых флюидов

Нефть горизонта Ю₁ Оленьего месторождения по состоянию на 01.01.2017 г. охарактеризована 59 глубинными пробами из 33 скважин и 347 поверхностными пробами. Исследования нефти в период с 1967 по 2001 г.г. были выполнены в лабораториях ТПУ, НТГУ, ТГУ, СибНИИНП, ТомскНИПИнефть, после 2001 г. – в лаборатории ТомскНИПИнефть.

После разработки и утверждения последнего проектного документа в 2014 г. на Оленьем месторождении было выполнено 7 замеров газового фактора из 7 скважин: в 2014 и в 2016 годах – специалистами ООО «БИНГ» и в 2015 г. – специалистами ООО «Совет ВОИР НИИНГП». Глубинные пробы нефти с 2001 г. не отбирались.

Обзор изученности пластовых флюидов до и после подсчета запасов 2004 г. приведен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Изученность пластовых флюидов Оленьего месторождения с момента разведки и по состоянию на 01.01.2017 гг.

Пласт	Количество замеров газового фактора/скважин		Количество проб/скважин			
			глубинных		поверхностных	
	до 2004 г.	2004-2016 гг.	до 2004 г.	2004- 2016гг.	до 2004 г.	2004-2016 гг.
Ю1	18/15	7/7	59/33	0/0	346/181	1/1

В 2012 г. в процессе подготовки раздела по составу и свойствам флюидов в работе по теме создание ПДГТМ Оленьего месторождения [28] был проведен детальный анализ всего фактического материала по исследованию глубинных проб нефти и промысловых замеров газового фактора. Было рассмотрено изменение газосодержания нефти в динамике по годам и представлено на гистограмме (рисунок 2.3).

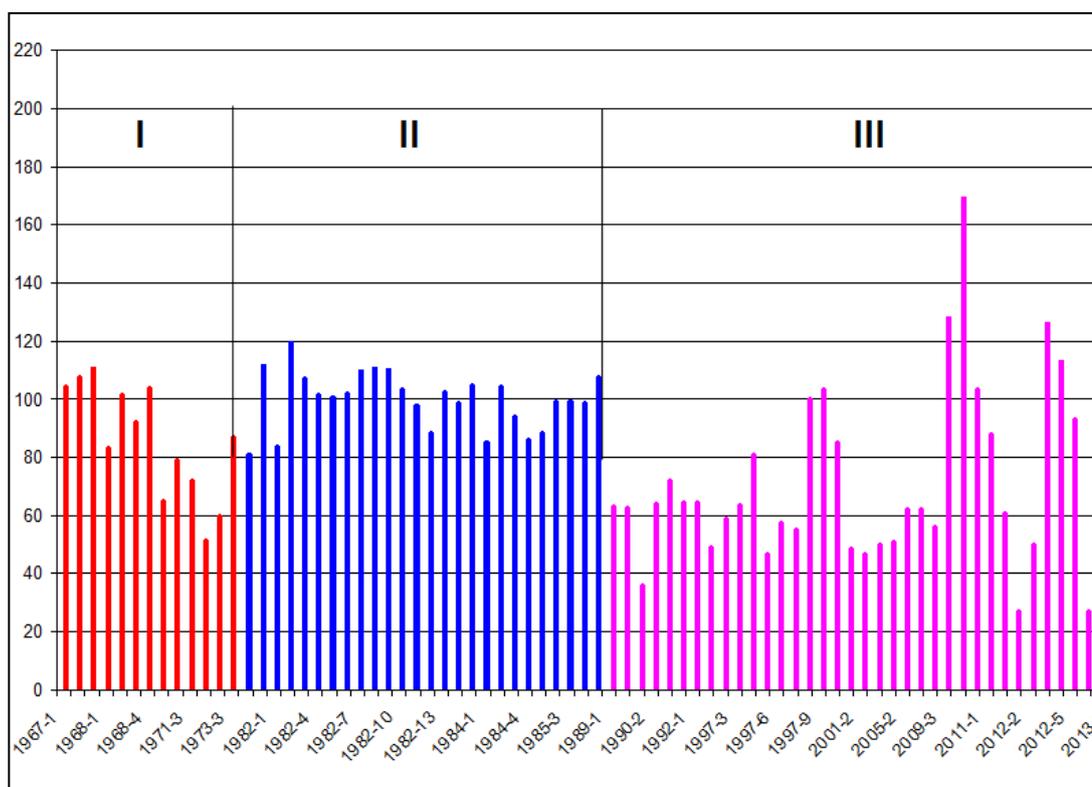


Рисунок 2.3 – Изменение газосодержания нефти пласта Ю₁ Оленьего месторождения по годам

Как видно из рисунка изменение значений газового фактора во времени условно можно разбить на три этапа:

– первый этап с 1967 по 1978 гг. представлен результатами исследования проб из разведочных скважин до начала эксплуатации месторождения и потому должен отличаться хорошим качеством. К сожалению, большая часть этих материалов была получена в период организации лаборатории ТПИ и качество полученных материалов не всегда высокое.

– второй этап с 1978 по 1986 гг. представляет начальный период промышленной добычи нефти. В это время была отобрана и исследована большая часть глубинных проб. Анализы были выполнены опытным коллективом исполнителей в хорошо оснащённой для того времени лаборатории СибНИИНП.

– третий этап с 1989 по 2010 гг. активного внедрения механизированного метода добычи. Пробы в основном отбирались из механизированных скважин. В скважине перед насосом устанавливается сепаратор, который создает разрежение и часть газа сбрасывается в затрубное пространство. При отборе проб пластового флюида из таких скважин растворенный газ, попавший в пробоотборник, может быть по составу как утяжеленный, так и облегченный. Газовый фактор также может быть как заниженным за счет сбрасывания его части в затрубное пространство, так и завышенным за счет частичного разгазирования пластового флюида на глубине отбора и попадания лишних легких углеводородов в пробоотборник. На этот период приходится максимальный разброс значений. На этот период приходятся также и промысловые замеры газового фактора, выполненные с 2005 по 2013 г.г.

На втором этапе, где получен наиболее качественный материал по исследованию глубинных проб, диапазон значений газосодержания после однократной сепарации составил от 80,7 до 119 м³/т. При этом значение газового фактора 80,7 м³/т - единичное из 26 значений. Газосодержание 83,8 м³/т получено в одной из двух проб из скважины № 137, то же самое отмечено и для проб из скважин №№ 328, 478. Конечно, это можно было бы объяснить

геологическими факторами (например, скважины расположены в зоне ВНК), но это не так, поскольку проба, отобранная тремя годами ранее из скважины № 137, и параллельные пробы из скважин №№ 328, 478 имеют близкие «нормальные» значения – более 94 м³/т. Если отбраковать описанные минимальные значения, то диапазон изменения газосодержания сузится от 88 до 119,5 м³/т.

На рисунке 2.4 представлена гистограмма распределения частоты встречаемости величины газосодержания для всех проб и для проб после отбраковки.

Поэтому при очередном подсчете запасов по рекомендации экспертов при создании ПДГТМ в 2012 г. отбраковку фактического материала необходимо провести по составу и свойствам пластовых и разгазированных проб нефти и газа Оленьего, а не простым усреднением всего фактического материала пластовой, разгазированной нефти и газа, как было проведено при подсчете запасов в 2004 г.

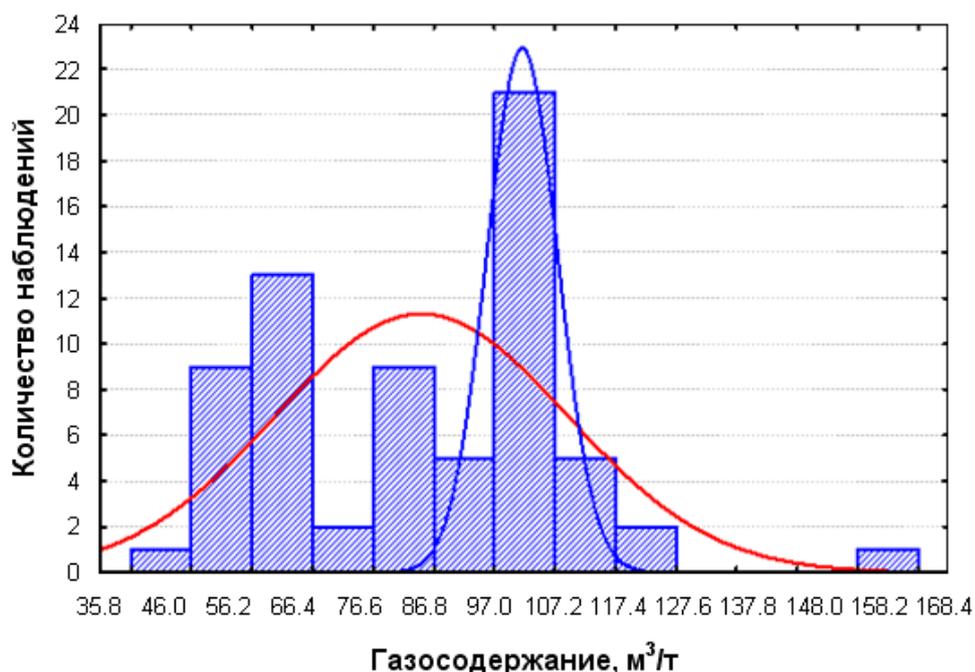


Рисунок 2.4 – Распределение частоты встречаемости газосодержания за все периоды отбора проб на Оленьем месторождении

Утвержденные при подсчете запасов в 2004 г. и рекомендуемые для данного проектного документа параметры пластовой и дегазированной нефти пласта Ю₁ Оленьего месторождения представлены в таблице 2.5.

Газосодержание нефти при стандартной сепарации составляет 84,4 м³/т и при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании – 72,7 м³/т. Плотность нефти в условиях пласта составляет 742,5 кг/м³, вязкость – 0,80 мПа·с. Плотность нефти после дифференциального (ступенчатого) разгазирования равна 836 кг/м³, пересчетный коэффициент – 0,82.

В поверхностных условиях дегазированная нефть Оленьего месторождения легкая (840 кг/м³), маловязкая (5,39 мм²/с), среднесернистая (0,58 % масс.), смолистая (6,67 %), парафинистая (2,08 % масс.), с высоким выходом светлых фракций до 300 о^С. По ГОСТ Р 51858-2002 нефть горизонта Ю₁ Оленьего месторождения относится к 1 классу и 1 типу.

Промысловые замеры газового фактора после однократной сепарации находятся в диапазоне 62,0 – 73,3 м³/т, за исключением одного замера из семи – 140 м³/т, при утвержденном в ГКЗ значении – 84,4 м³/т.

Таблица 2.5 – Свойства пластовой и дегазированной нефти. Оленье месторождение, пласт Ю₁ (утвержденные и рекомендуемые)

№ п/п	Параметр	Диапазон значений	Среднее значение
Свойства пластовой нефти			
1	Количество исследованных глубинных проб (скважин)	56 (32)	
2	Давление пластовое, МПа	22,0-27,1	25,3
3	Температура пластовая, °С	85-96	93,7
4	Давление насыщения пластовой нефти, МПа	4,8-12	9,1
5	Газосодержание (стандартная сепарация), м3/т	35,8-119,5	84,4
6	Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м3/т	28,35-105,2	72,7
7	Плотность нефти в условиях пласта, кг/м3	681-784	742,5
8	Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,6-1,2	0,80
9	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	10,28-17,90	13,57
10	Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м3		
	- при однократном (стандартном) разгазировании	1,051-1,567	1,282
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,881-1,31	1,086
11	Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м3		
	- при однократном (стандартном) разгазировании	824,5-864	843
	- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	811,4-856,5	836
12	Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,763-1,135	0,82
Свойства дегазированной нефти			
13	Количество исследованных (поверхностных) проб (скважин)	331 (179)	
14	Плотность дегазированной нефти, кг/м3	816,3-860,6	840,0
15	Вязкость дегазированной нефти, мм2/с		
	- при 20 °С	2,09-9,18	5,39
	- при 50 °С	1,12-6,18	2,98
16	Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-35) – (-12)	-17,9
17	Массовое содержание, %		
	- серы	0,2-0,99	0,58
	- смол силикагелевых	2,56-12,00	6,67
	- асфальтенов	1,06-4,40	2,36
	- парафинов	0,40-6,20	2,08
18	Температура плавления парафина, °С		
19	Содержание микрокомпонентов, г/т		
	- ванадий		
	- никель		
20	Температура начала кипения, °С	31-116	58,5
21	Фракционный состав (объемное содержание выкипающих)		
	до 100 °С	1,0-22,0	9,5
	до 150 °С	12,0-40,0	22,9
	до 200 °С	21,0-48,0	34,4
	до 250 °С	35,0-58,0	45,5
	до 300 °С	47,0-70,0	57,7

2.4 Характеристика текущего состояния разработки месторождения в целом

Оленье нефтяное месторождение открыто в 1967 году, после глубокого поисково-разведочного бурения скважины № 121Р. Этап разведочных работ завершился к 1975 году после того, как было пробурено 17 скважин (№№ 121Р - 137Р). Далее поисково-разведочное бурение продолжилось в 1982 году бурением скважины № 438Р в центральной части Оленьего участка и продолжалось до 1992 г. бурением скважин №№ 500Р-507Р в периферийных зонах Оленьего участка.

В 1984 году при детализации северо-западного переклиналильного окончания Оленьей структуры МОГТ с/п 3/83-84 была выявлена Северо-Оленья структура. В 1988 году на данной площади была пробурена поисковая скважина № 300П, которая вскрыла кровлю горизонта Ю₁.

С 1978 года месторождение находится в разработке, и является объектом нефтедобычи ОАО “Томскнефть” ВНК. Месторождение разрабатывается двумя участками, Оленья площадь разрабатывается с 1978 г., Северо-Оленья площадь – с 2009 г.

Оленья площадь Оленьего месторождения практически полностью разбурена, за исключением краевых зон. Утвержденная система разработки – избирательная. В настоящее время систему разработки на Оленьей площади можно охарактеризовать как очагово-избирательную.

Северо-Оленьей площадь частично не затронута эксплуатационным бурением. Утвержденная система разработки – приконтурная. На данный момент на разбуренном участке Северо-Оленьей площади систему разработки можно охарактеризовать как приконтурную.

Добывающий фонд Оленьего месторождения на 1.01.2017 г. составляет 224 скважины: 46 - действующих, семь - в бездействии, 71 - ликвидирована, 60 - в ожидании ликвидации, 40 - в консервации. Бездействующий добывающий фонд составляет 3 % добывающего фонда месторождения. Коэффициент

использования добывающего фонда скважин в 2017 году равен 0,868 д. ед., коэффициент эксплуатации – 0,95 д. ед.

Нагнетательный фонд – 63 скважины: 30 - действующих, четыре - в бездействии, 19 - ликвидировано, одна - в ожидании ликвидации, девять - в консервации. Бездействующий нагнетательный фонд составляет 6 % нагнетательного фонда месторождения. Коэффициент использования нагнетательного фонда скважин в 2017 году равен 0,882 д. ед., коэффициент эксплуатации – 0,89 д. ед. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин эксплуатационного фонда по месторождению составляет 1,6:1.

Водозаборный фонд составляет 24 скважины: 13 – действующих, пять - бездействующих, одна – в освоении, пять – в ликвидации; поглощающий фонд – одна бездействующая скважина. Газовый фонд на Оленьем месторождении отсутствует.

2.5 Динамика основных технологических показателей

Оленье месторождение разрабатывается с 1978 г. и на данный момент находится на четвертой стадии разработки – стадии медленно падающей добычи нефти и роста обводненности. С начала разработки по состоянию на 01.01.2017 г. на месторождении отобрано 12966 тыс. т нефти и 21481 тыс. т жидкости. Текущий КИН по категории запасов $A+B_1$ – 0,258, отбор от НИЗ составляет 73,9 %. Накопленная закачка воды составляет 33143 тыс. м³, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой – 121 % (таблица 2.5).

Степень выработки запасов нефти площадей значительно отличается (отбор от НИЗ 78,7 % - на Оленьей площади и 46,8 % - на Северо-Оленьей площади) и в соответствии с этим годовые уровни по добыче жидкости по площадям значительно отличаются (545,5 тыс.т - 84 % - по Оленьей площади и 101,0 тыс.т - 16 % - по Северо-Оленьей площади) и обводненность продукции скважин Оленьей площади (82,8 %) значительно выше обводненности скважин Северо–Оленьей площади (41,6 %).

Динамика уровней добычи нефти, жидкости и закачки воды, Оленьего месторождения за историю разработки представлены на рисунке 2.5 и таблице 2.6.

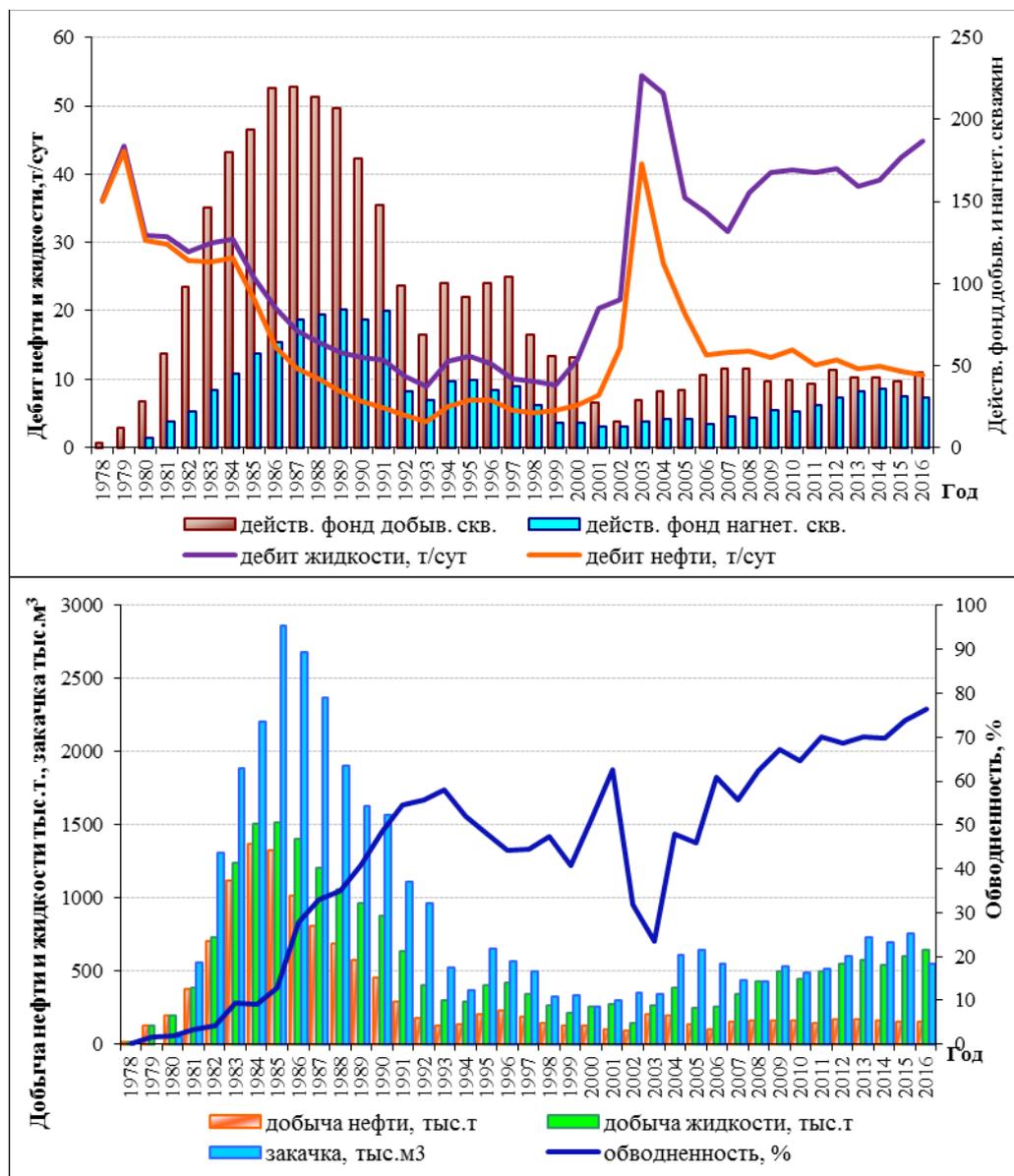


Рисунок 2.5 – Динамика основных технологических показателей разработки Оленьего месторождения за весь период разработки

Таблица 2.6 – Технологические показатели разработки эксплуатационного объекта Ю₁ Оленьего месторождения

Год	Фонд скважин с начала разработки	Действующий фонд скважин на конец года			Добыча нефти, тыс.т		КИН, д.ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча растворенного газа, млн.м ³		Средний дебит, т/сут	
		добывающих нефтяных	добывающих газовых	нагнетательных	Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная	Годовая	Накопленная	нефти	жидкости
1978	11	3	0	0	11,1	11	0,000	11,1	11	0,3	0,0	0	0,9	0,9	36,0	36,1
1979	20	12	0	0	126,2	137	0,003	128,2	139	1,5	0,0	0	10,2	11	43,5	44,2
1980	46	28	0	6	196,3	334	0,007	200,4	340	2,0	50,8	51	15,8	27	30,3	31,0
1981	86	57	0	16	374,4	708	0,014	387,4	727	3,4	555,0	606	30,2	57	29,7	30,8
1982	150	98	0	22	703,6	1412	0,028	735,3	1462	4,3	1311,9	1918	56,8	114	27,4	28,6
1983	210	146	0	35	1122,3	2534	0,050	1239,7	2702	9,5	1884,0	3802	90,6	205	27,2	30,0
1984	268	180	0	45	1370,2	3904	0,078	1507,8	4210	9,1	2202,5	6004	110,6	315	27,7	30,5
1985	305	194	0	57	1325,1	5229	0,104	1519,7	5730	12,8	2862,3	8867	106,9	422	21,6	24,8
1986	338	219	0	64	1016,9	6246	0,124	1407,2	7137	27,7	2684,8	11551	82,1	504	14,7	20,4
1987	367	220	0	78	809,5	7056	0,140	1209,0	8346	33,0	2368,1	13919	65,3	569	11,5	17,1
1988	388	214	0	81	686,3	7742	0,154	1054,9	9401	34,9	1902,0	15821	55,4	625	10,0	15,4
1989	390	207	0	84	572,0	8314	0,165	964,4	10365	40,7	1628,2	17450	46,1	671	8,2	13,8
1990	392	176	0	78	452,0	8766	0,174	876,9	11242	48,5	1568,0	19018	36,5	707	6,8	13,2
1991	393	148	0	83	288,5	9054	0,180	636,9	11879	54,7	1112,0	20130	23,3	731	5,8	12,8
1992	396	99	0	34	179,9	9234	0,184	406,4	12285	55,7	961,0	21091	13,5	744	4,6	10,5
1993	397	69	0	29	125,5	9360	0,186	298,9	12584	58,0	522,0	21613	9,4	754	3,8	9,0
1994	408	100	0	40	139,1	9499	0,189	290,3	12875	52,1	366,0	21979	10,5	764	6,1	12,7
1995	415	92	0	41	207,5	9706	0,193	399,4	13274	48,0	652,0	22631	19,3	783	6,9	13,3
1996	421	100	0	35	233,8	9940	0,198	418,2	13692	44,1	571,0	23202	21,7	805	6,9	12,3
1997	421	104	0	37	189,6	10130	0,201	342,2	14034	44,6	495,0	23697	14,6	820	5,5	10,0
1998	422	69	0	26	141,7	10271	0,204	269,2	14304	47,4	328,5	24025	10,9	831	5,1	9,6
1999	422	56	0	15	124,5	10396	0,207	210,0	14514	40,7	336,0	24361	9,6	840	5,4	9,1
2000	422	55	0	15	125,8	10522	0,209	257,7	14771	51,2	256,3	24617	9,7	850	6,3	12,8
2001	422	27	0	13	103,0	10625	0,211	275,2	15046	62,6	300,5	24918	8,0	858	7,6	20,4
2002	422	16	0	13	97,2	10722	0,213	142,4	15189	31,8	350,5	25268	7,7	866	14,7	21,6
2003	422	29	0	16	204,8	10927	0,217	268,3	15457	23,7	343,0	25611	15,9	882	41,5	54,4
2004	422	34	0	17	200,0	11127	0,221	384,2	15841	47,9	608,0	26219	15,4	897	27,0	51,8
2005	422	35	0	17	134,0	11261	0,224	248,3	16090	46,0	646,3	26866	10,4	907	19,7	36,5
2006	422	44	0	14	101,8	11363	0,226	259,4	16349	60,8	554,0	27420	7,8	915	13,5	34,3
2007	422	48	0	19	151,6	11514	0,229	342,6	16692	55,7	440,0	27860	11,1	926	14,0	31,6
2008	422	48	0	18	163,7	11678	0,232	433,4	17125	62,2	426,0	28286	11,9	938	14,1	37,4
2009	422	40	0	23	163,6	11842	0,235	497,4	17622	67,1	531,8	28818	11,9	950	13,2	40,2
2010	422	41	0	22	158,3	12000	0,239	448,8	18071	64,7	490,7	29308	11,5	962	14,3	40,6
2011	422	39	0	26	148,6	12148	0,242	496,9	18568	70,1	515,0	29823	10,8	972	12,0	40,2
2012	430	47	0	30	171,8	12320	0,245	549,6	19118	68,7	597,9	30421	12,5	985	12,8	40,8
2013	433	43	0	34	172,1	12492	0,248	573,7	19691	70,0	727,4	31149	12,6	997	11,5	38,2
2014	433	43	0	36	165,0	12657	0,252	544,9	20236	69,7	692,6	31841	12,0	1009	11,9	39,2
2015	433	40	0	31	155,8	12813	0,255	597,9	20834	73,9	755,4	32597	11,3	1021	11,1	42,5
2016	433	46	0	30	153,0	12966	0,258	646,5	21481	76,3	546,4	33143	11,1	1032	10,6	44,8

В период 1978-1992 гг. разрабатывается только Оленья площадь месторождения, и в целом динамика основных технологических показателей разработки Оленьего месторождения, определяется динамикой показателей Оленьей площади. В период с 1983 по 1986 г. на месторождении наблюдается пик добычи нефти и жидкости, уровни добычи нефти составляют более миллиона тонн в год.

Максимальный уровень добычи нефти отмечается в 1984 г. и составляет 1370,2 тыс. т, максимальный уровень добычи жидкости – 1519,7 тыс. т в 1985 г.

Соответственно, в 1984 г. наблюдается самый высокий темп отбора от НИЗ – 7,8 %. Это обусловлено интенсивным разбуриванием и вводом новых скважин на Оленьей площади, соответственно, максимальными значениями действующего добывающего фонда 219-220 скважин в 1986-1987 гг. В это время значения обводненности продукции составляют менее 40 %. Максимальный среднегодовой дебит нефти месторождения наблюдался в 1979 г. и составил 43,5 т/сут.

В последующем наблюдается тенденция к снижению уровней добычи нефти. Исключение составляют 2003-2004 гг., когда дебиты нефти и жидкости резко увеличились, в связи с интенсивным проведением геолого-технологических мероприятий. В 2002 году были возобновлены мероприятия по оптимизации работы скважин при помощи гидроразрыва пласта. В этот период начала применяться новая технология ГРП – «концевое экранирование», началось применение большеобъемных ГРП, вследствие чего в 2003 году добыча нефти на месторождении выросла более чем в два раза по сравнению с предыдущим годом и составила 204,8 тыс. т. (в 2003 г. среднегодовой дебит нефти месторождения составил 41,5 т/сут). (рисунок 3.9, таблица 3.6).

Кроме того некоторое колебание дебитов связано, как с вводом в разработку скважин Северо-Оленьей площади, так и с выбытием добывающих скважин Оленьей площади из эксплуатационного фонда по причине высокой обводненности либо малодобитности.

В последние 10 лет средний годовой уровень добычи нефти на месторождении составлял 160 тыс. т и в 2014-2016 гг. годовая добыча нефти сохраняется на этом же уровне (153 - 165 тыс. т).

С начала разработки с 1978 г. добыча нефти на Оленьем месторождении осуществлялась посредством фонтанных скважин. Распределение накопленных отборов нефти по способу добычи Оленьего месторождения представлено на рисунке 2.6.

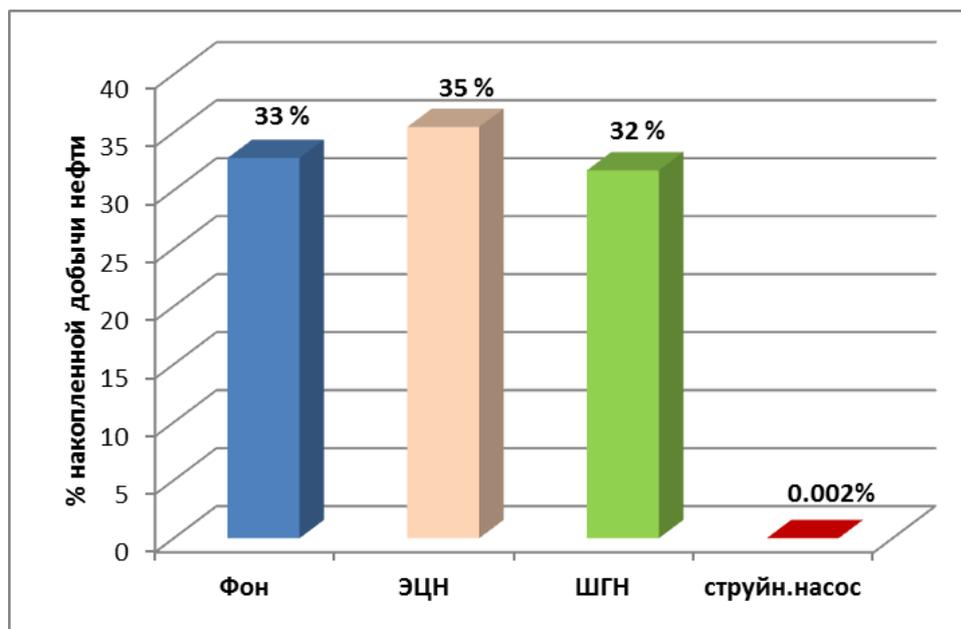


Рисунок 2.6 – Распределение накопленных отборов нефти по способу добычи

Механизированная добыча нефти началась с марта 1980 г. посредством ШГН. За весь период разработки с помощью механизированного способа добычи отобрано 8714 тыс. т нефти - 67 % от общей добычи нефти, в том числе с помощью насосов ШГН – 4115 тыс. т нефти - 32 % от общей добычи нефти, с помощью электроцентробежных насосов – 4599 тыс. т – 35 % и 0,3 тыс. т - посредством струйных насосов (0,002 %). Посредством фонтанных скважин добыто 4252 тыс. т нефти - 33 % всей накопленной добычи нефти месторождения.

На декабрь 2016 г. все 46 действующих добывающих скважин оборудованы ЭЦН различной производительности.

На месторождении было пробурено 39 уплотняющих скважин из резервного фонда в зоне наибольших эффективных толщин пласта. Из них 25 скважин было пробурено в 1981-1985 гг. на нижнюю часть горизонта Ю₁, но в силу ухудшенных ФЭС из-за неоднородности литологического строения пласта Ю₁², притоки жидкости оказались низкими и в этих скважинах были проведены дострелы вышележащих пластов Ю₁⁰ и Ю₁¹.

Остальные 14 скважин введены в эксплуатацию в 1988 г., при сложившейся системе заводнения, с целью выработки возможных целиков

нефти между скважинами основного фонда. Однако лишь шесть из них в начальный период были незначительно обводнены (4-11 %), остальные вскрыли промытые зоны продуктивных коллекторов.

На 1.01.2017 г. в эксплуатации осталось семь скважин №№ 614, 617, 618, 632, 634, 635, 638, а скважина № 621 находится под закачкой. Накопленная добыча нефти по 39 уплотняющим скважинам на 1.01.2017 г. составила 983,7 тыс. т (7,6 % от накопленной добычи нефти по месторождению). Удельная добыча нефти уплотняющих скважин составила 25,2 тыс. т, в то время как на одну участвовавшую в добыче нефти скважину приходится 35,9 тыс. т. Результаты эксплуатации уплотняющих скважин свидетельствуют, о том что уплотняющий фонд скважин является потенциально перспективным в плане увеличения добычи нефти.

2.6 Опыт применения гидравлического разрыва пласта

За время разработки Оленьей площади месторождения было проведено 87 операций ГРП на 75 добывающих скважинах, результаты которых в динамике представлены в табличном приложении В.1. В период с июля 1993 г. по февраль 1997 г. ГРП производился СП «Васюган Сервисиз» (1993 г.- 4ед.; 1994 г.- 12 ед.; 1995 г. – 6 ед.; 1996 г.- 1 ед.; 1997 г.- 1 ед.). С 2002 г. мероприятия по оптимизации работы скважин при помощи гидроразрыва пласта были вновь возобновлены. Операции производились силами компаний «Фракмастер», «Schlumberger», «ПетроАльянс», «МеКаМиннефть» и «Катобнефть».

Технологии, применявшиеся при проведении ГРП, а так же подбор скважин-кандидатов в различные периоды кардинально различались. В начальный период с 1993 по 1994 гг. приводилась апробация новой технологии, обучение специалистов и формирование критериев отбора скважин-кандидатов. Как хорошо видно из таблицы, данный период характеризуется максимальным количеством неудач и минимальным эффектом. Основной целью проведения ГРП в данный период являлся вывод из бездействия малодебитного фонда

скважин. Больше половины скважин на момент проведения операции находились в бездействии от нескольких месяцев, до нескольких лет. Средняя величина закачки проппанта в начальный период составляла 3-5 тонн.

При оценке эффективности мероприятий будем основываться на количестве дополнительной добытой нефти. Условно примем порог эффективности на уровне 2,5 тыс. т, если дополнительная добыча нефти после проведения ГРП превысит 2,5 тыс.т, то такое мероприятие будем считать эффективным, в случае меньшей добычи, такое мероприятие будем считать не эффективным.

В 1993 г. положительный эффект от ГРП получен по скважине № 460 дополнительная добыча по ней составила 22,5 тыс. т со средней продолжительностью эффекта 95 месяцев. Дополнительная добыча по скважине №733 составила 1,4 тыс. т. при продолжительности эффекта 8 месяцев. Поэтому ГРП на данной скважине можно считать неэффективным.

По скважине с неудачным ГРП № 435 произошло снижение дебита нефти ниже базового уровня с 7,6 до 0,5 т/сут, причиной которого явилось с увеличение обводненности с 4,5 до 99 %. Учитывая геологическое строение, можно с высокой уверенностью предположить, или образование заколонного перетока (ПГИ не проводились), или неконтролируемое проникновение трещины в нижние водоносные пласты Ю₁¹ и Ю₁². Неудачное ГРП по скважине № 484 вероятно связано с низким качеством проведенных работ. Учитывая двукратное снижение дебита жидкости после ГРП, трещина не была закреплена. Фактически произошло загрязнение призабойной зоны пласта с увеличением скин-фактора.

Из 12 скважин после ГРП, проведенных в 1994 г., в 11-ти отмечен рост дебита нефти от 1,6 до 47 т/сут., в среднем 11,4 т/сут. Дополнительная добыча по данным скважинам составила 139,2 тыс.

Скважина № 253 снизила дебит нефти ниже базового из-за увеличения обводненности (по году) до 99,1 %. Скважина характеризуется низкой начальной нефтенасыщенностью основного пласта Ю₁⁰ (Кн=0,49 д. ед) и

водонасыщенными нижними пластами. Учитывая малую расчетную полудлину создаваемой трещины и низкий прирост дебита жидкости, приток воды получен из-за прорыва нижних водонасыщенных пластов. При эффективной мощности 5,2 м и проницаемости 46,4 мД расчетный дебит жидкости должен составлять после ГРП не менее 35 т/сут с учетом снижения относительных фазовых проницаемостей при увеличении обводненности. Фактический дебит жидкости составил 7,5 т/сут, что может являться подтверждением недостижения расчетных параметров трещины.

Несмотря на рост дебита по скважинам №№ 721, 722Б, 735 операции ГРП в целом можно считать неэффективными. Продолжительность эффекта по данным скважинам составила менее года, при этом максимальная дополнительная добыча нефти получена на скважине № 721 и составила 500 тонн. В 1995 г. на Оленьей площади проведено 6 операций ГРП, увеличение дебита нефти против базовых показателей, наблюдается по 5 скважинам.

Хороший положительный эффект получен в скважинах №№ 301Р, 603, 201, 289. По скважине № 329 получен отрицательный результат, из-за увеличения обводненности, дебит нефти (в среднем по году) снизился более чем в 3 раза ниже базового. Отрицательный результат получен вследствие плохого качества проведенных работ. После ГРП дебит жидкости снизился почти в 2 раза, произошел рост обводненности. Проведенные промыслово-геофизические исследования в начале 1996 года выявили наличие заколонного перетока. Причиной появления заколонной циркуляции и как следствие снижение производительности скважины, а именно падения дебита нефти и резкий рост обводненности, послужил ГРП. Наиболее вероятная причина появления ЗКЦ является плохое качество цементирования или отсутствие цементного камня в пределах интервала разрыва. Назвать более точную причину затруднительно, т.к. обследований, а именно акустического контроля цементирования (АКЦ) непосредственно перед началом мероприятия не проводилось.

Несмотря на рост дебита нефти и жидкости более чем в два раза после ГРП на скважине № 602, продолжительность эффекта составила менее 1 года, а дополнительная добыча - 2,4 тыс.т. Таким образом, проведенный на скважине № 602 ГРП является неэффективным.

После 1995 года результативность операций существенно выросла, что объясняется хорошим накопленным опытом работы, как технических специалистов, так и геологической службы промысла. Динамика проведения ГРП за весь период и его эффективность по годам в целом по месторождению представлена на рисунке 2.7.

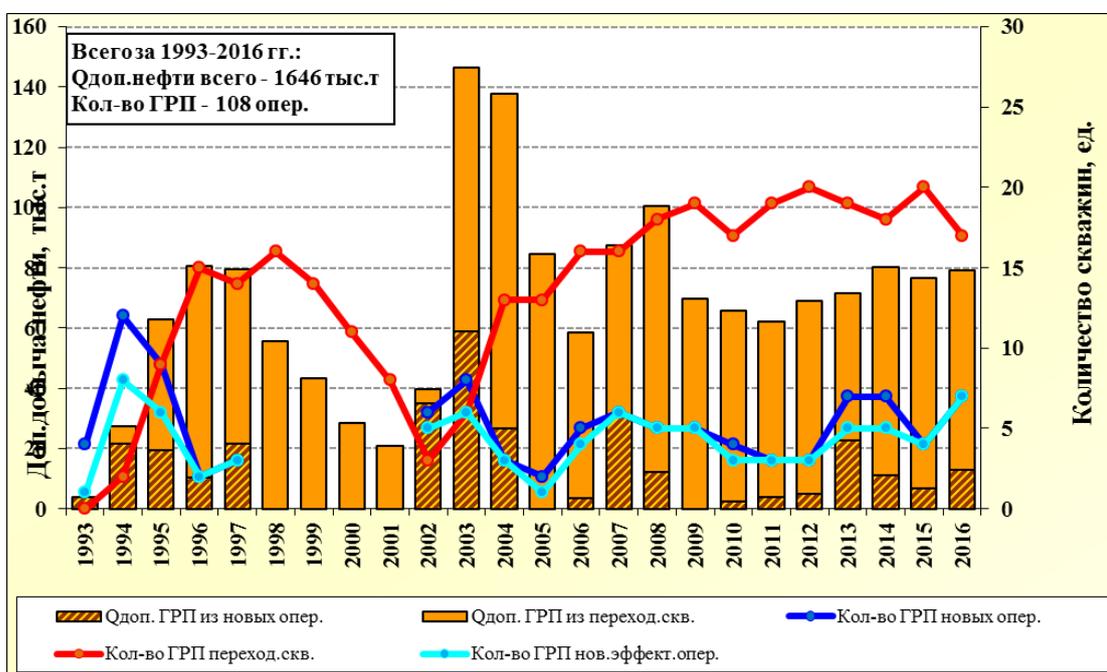


Рисунок 2.7 – Динамика проведения ГРП и его эффективность в целом по месторождению за 1993-2016 гг.

В 1996 г. с положительным результатом ГРП был проведен на скважине № 633. Дебит по нефти (в среднем по году) увеличился в 2,8 раза против базового, продолжительность эффекта 67 мес., дополнительно получено 11,3 тыс.т. нефти. В 1997 г. ГРП успешно проведен на скважине № 232, дополнительно добыто по ней 39,7 тыс.т. нефти, продолжительность эффекта составила 29 мес.

В середине 2002 года, мероприятия по оптимизации работы скважин при помощи гидроразрыва пласта были вновь возобновлены. С этого момента

начался новый период, начала применяться новая технология ГРП – «концевое экранирование». Кратно увеличился объем закачки пропанта – до 10-30 тонн на операцию. Для закрепления трещин использовался обладающий высокой прочностью керамический пропант (как российского производства – VorProp, так и зарубежного – Carbo Lite), хорошо сочетающийся с жидкостью разрыва и обеспечивающий высокую удельную проводимость трещин после ГРП. Для уменьшения выноса пропанта разработан специальный дизайн трещины, при котором происходит закачка порции более мелкого пропанта 16/30 Воро для максимального заполнения трещины по длине. Затем закачивается основная пачка более крупного размера 12/18 ХЕ для получения максимальной проводимости трещины. Готовая трещина закупоривается специальным пропантом 12/18 ForeRCP, обеспечивающим закрепление пробки и снижение выноса. Накоплен большой опыт подбора скважин-кандидатов. Все это позволило поднять успешность ГРП проведенных после 2002 года практически до 100%. Учитывая тенденцию добычи, эффект от применения нового типа ГРП будет сохраняться значительно дольше. Дополнительная добыча от ГРП может достигать 60-70 %.

В течение 2002-2005 гг. осуществлено 15 скважин-операций, причем на трех скважинах (№№ 289, 614, 735) были проведены повторные ГРП (таблица В.1). По причине аварии, скважина № 735 после проведения ГРП не эксплуатировалась. По остальным скважинам отмечен рост дебита от 0,9 до 146,3 т/сут, в среднем дебит по нефти вырос на 38,1 т/сут. До проведения гидроразрыва средний дебит по данным скважинам составлял 5,7 т/сут по нефти и 6,6 т/сут по жидкости, после мероприятия достигнуто увеличение среднего дебита по нефти и жидкости до 43,8 и 87,4 т/сут соответственно. При этом произошло увеличение средней обводненности с 14,5 до 52,8 %. Учитывая полученную низкую дополнительную добычу нефти после проведения ГРП по скважинам №№ 289, 470, 728 эффект можно считать отрицательным. Высокая обводненность порядка 80 % после ГРП на скважине № 728 и вызванный тем

самым отрицательный эффект скорее всего можно объяснить появлением заколонного перетока, выявленного в результате ПГИ от 15.03.2010 г.

За период 2006-2016 гг. на Оленьей площади проведено 48 операций ГРП. Необходимо отметить, что по пяти скважинам Оленьей площади (№№ 735, 289, 468, 306, 240) в этот период были выполнены зарезки боковых стволов и перед запуском в эксплуатацию на них также были проведены ГРП. Весь эффект от проведенных мероприятий отнесен на счет ЗБС. Ввиду отсутствия базовых показателей судить об эффективности ГРП невозможно. Можно лишь сказать о некоторой успешности комплекса проведенных мероприятий (ЗБС+ГРП). Успешными можно считать мероприятия, проведенные на скважинах №№ 735, 468, 360 после которых получены достаточно высокие дебиты нефти (18,2 - 22,2 т/сут), при этом обводненность не превышала 50 %. На скважинах №№ 289, 240 после проведенных мероприятий получены низкие дебиты нефти (2,9 – 5,3 т/сут) при высокой обводненности (82,5 – 92 %) (таблица В.1). Поэтому для данных скважин выполненный комплекс мероприятий можно считать не удачным. На 01.01.2017 г. скважины №№ 735, 289, 360, 240 продолжают работать, скважина № 468 переведена в пьезометр.

Не смотря на значительное улучшение качества проведения операций ГРП после 2002 года, в период 2002 - 2013 гг. (2014 -2016 гг. не рассматриваются в силу небольшого срока работы после проведения операции ГРП) отмечается несколько скважин с низкой дополнительной добычей нефти после проведения гидроразрыва. В скважинах №№ 392, 466, 485, 639, 729 дополнительная добыча нефти не превысила 2,3 тыс. т и не смотря на некоторый рост дебитов нефти, отмечен значительный рост обводненности продукции до 69,8 - 93,5 %.

В период 2005-2013 гг. хороший положительный эффект от проведения операций ГРП можно выделить на ряде скважин с высокой удельной дополнительной добычей нефти (от 10 до 42 тыс. т), это скважины №№ 232, 442, 474, 476, 372, 501, 400, 431, 617.

Среди скважин, в которых был проведен ГРП в 2014-2016 гг., так же выделяются скважины (№№ 446, 308, 316) с высокой удельной дополнительной добычей нефти (от 4 до 9,5 тыс. т на скважину). Положительный эффект меньше, чем у вышеназванной группы в силу небольшого срока работы после проведения операции ГРП.

В среднем, в 2005-2016 гг. за первый год после проведения ГРП на Оленьей площади дебит по нефти вырос в 5,7 раза или на 14,8 т/сут. До проведения гидроразрыва средний дебит по данным скважинам составлял 2,6 т/сут по нефти и 8,0 т/сут по жидкости, после мероприятия достигнуто увеличение среднего дебита по нефти и жидкости до 17,4 и 67,9 т/сут, соответственно, при некотором увеличении средней обводненности с 60,2 до 67,8 %.

Также за указанный период на восьми скважинах (№№ 232, 733, 476, 721, 501, 318, 301Р, 419) были выполнены повторные операции ГРП.

За 24 операции ГРП до 2002 года дополнительная добыча нефти составила 288,2 тыс. т. Средняя продолжительность эффекта после удачных ГРП составила 50 месяцев или примерно 4 года, при этом удельная дополнительная добыча на одну скважино-операцию составила около 17 тыс. т.

В 2002 - 2016 гг. на Оленьей площади проведено 63 операций ГРП. Дополнительная добыча нефти, без учета переходящей добычи, на 01.01.2017 г. составила 884,3 тыс. т. Удельная дополнительная добыча на одну удачную скважино-операцию составила около 19 тыс. т. Средняя продолжительность эффекта после удачных ГРП составила 38 месяцев или примерно 3,2 года. Также необходимо учесть, что в настоящее время эффект от проведенных мероприятий продолжается в 20 скважинах. Такой значительный рост дополнительной добычи связан как с выполнением большего количества ГРП, так и с тем, что начиная с 2002 года стали применяться новые технологии с большой объемной закачкой пропанта.

В целом за весь период проведения ГРП дополнительная добыча нефти по Оленьей площади составила 1137,3 тыс. т, что составляет 9,9 % от всей накопленной добычи нефти по площади (11449 тыс. т).

Повторный гидравлический разрыв пласта

На Оленьем месторождении за весь период эксплуатации на 16 скважинах были проведены повторные операции ГРП (на скважине № 501 – ГРП проводился трижды). В таблице 2.7 приведены сравнительные технологические параметры до и после первичного и повторного ГРП для оценки эффективности данных мероприятий.

Таблица 2.7 – Результаты повторных ГРП по скважинам Оленьего месторождения

№ Скважины	Дата гидро разрыва	Базовые показатели				Показатели первого года				Дополнительная добыча, тыс.т	Показатели на 01.01.2017				
		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Способ эксплуатации	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Способ эксплуатации		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Способ эксплуатации	
Оленья залежь															
232	21.02.1997	2,3	2,6	9,1	ШГН	60,8	75,2	19,1	ЭЦН	39,7					
232	27.07.2006	4,2	7,8	45,9	ШГН	27,1	49,8	45,5	ЭЦН	10,0					
289	05.01.1995	1,4	1,7	16,7	ФОН	18,2	24,1	24,4	ЭЦН	25,1	0,3	10,8	97,6	ЭЦН	
289	30.08.2003	10,1	11,5	12	ШГН	14,8	42,5	65,2	ЭЦН	2,0	0,3	10,8	97,6	ЭЦН	
476	02.06.1994	6,2	6,4	3,4	ШГН	13,5	15,0	9,8	ШГН	7,9					
476	13.07.2008	2,9	3,5	16,1	ШГН	24,7	42,8	42,3	ЭЦН	20,6					
614	02.04.1994	4,6	4,7	2,7	ШГН	51,6	60,5	14,7	ЭЦН	67,2	9,5	52,3	81,9	ЭЦН	
614	27.06.2004	19,3	23,2	16,9	ЭЦН	56,3	116,0	51,5	ЭЦН	11,6	9,5	52,3	81,9	ЭЦН	
721	13.05.1994	2,4	2,5	3,9	ШГН	5,1	6,5	21,0	ШГН	0,5					
721	06.10.2008	3,1	3,4	7,8	ШГН	9,1	13,7	33,9	ЭЦН	2,6					
733	27.07.1993	3,4	3,6	6,3	ШГН	13,3	16,0	16,7	ШГН	1,4					
733	03.03.2007	2,1	3,5	38,3	ШГН	6,5	12,6	48,1	ЭЦН	8,3					
735	14.06.1994	8,4	8,6	3,4	ШГН	10,2	12,1	16,1	ШГН	0,4	7,7	19,6	60,5	ЭЦН	
735	06.07.2002	6,3	7,0	10,5	ШГН	0,0	0,0	0,0	ШГН	0,0	7,7	19,6	60,5	ЭЦН	
501	20.06.1994	4,3	4,8	10,3	ШГН	10,3	13,1	21,5	ШГН	10,3	15,4	33,6	54,2	ЭЦН	
501	13.12.2011	1,4	3,9	63,8	ШГН	20,7	60,0	65,5	ЭЦН	11,6	15,4	33,6	54,2	ЭЦН	
501	05.05.2015	3	8,7	65,7	ЭЦН	12,5	38,4	67,4	ЭЦН	5,5	15,4	33,6	54,2	ЭЦН	
318	14.08.1994	6,5	7,8	16,9	ШГН	11,9	14,2	16,2	ШГН	4,4	4,1	15,3	72,7	ЭЦН	
318	04.07.2012	1,0	5,1	79,6	ШГН	8,6	33,7	74,4	ЭЦН	3,2	4,1	15,1	72,7	ЭЦН	
301p	25.05.1995	3,0	3,5	14,3	ШГН	20,4	31,7	35,4	ЭЦН	6,0	21,1	46,2	54,2	ЭЦН	
301P	07.06.2013	4,3	17,0	75,0	ЭЦН	25,8	52,5	50,8	ЭЦН	5,3	21,1	46,2	54,2	ЭЦН	
419	22.11.1994	4,6	6,2	25,0	ФОН	12,3	18,4	33,3	ШГН	3,5	0,8	7,4	89,5	ЭЦН	
419	09.07.2014	0,8	1,6	50	ЭЦН	4,1	13,7	70,1	ЭЦН	1,4	0,8	7,4	89,5	ЭЦН	
Северо-Оленья залежь															
822	12.04.1996	8,0	8,5	5,7	ШГН	50,4	54,6	7,7	ЭЦН	27,5					
822	04.10.2007	2,2	4,0	45,5	ШГН	9,8	59,1	83,5	ЭЦН	9,1					
832	08.12.1995	13,7	14,1	2,8	ШГН	63,6	68,3	6,9	ЭЦН	69,6	3,3	27,6	88,0	ЭЦН	
832	18.04.2002	48,5	49,7	2,3	ЭЦН	114,2	120,7	5,4	ЭЦН	58,8	3,3	27,6	88,0	ЭЦН	
306P	26.11.1995	14,3	16,6	14,3	ШГН	40,7	46,0	11,5	ЭЦН	0,3	5,9	9,1	35,2	ЭЦН	
306P	31.01.2011	1,5	5,5	73,1	ШГН	2,9	30,8	90,7	ЭЦН	0,5	5,9	9,1	35,2	ЭЦН	
300P	05.03.2009	не добывала					68,6	72,0	4,7	ЭЦН		24,3	26,7	8,8	ЭЦН
300P	24.02.2015	6,3	6,6	4,5	ЭЦН	25,7	28,1	8,5	ЭЦН	11,2	24,3	26,7	8,8	ЭЦН	
310P	08.02.2009	не добывала					45,9	50,5	9,1	ЭЦН		3,7	22,6	83,5	ЭЦН
310P	13.03.2016	1,2	4,8	75,0	ЭЦН	2,9	26,4	89,0	ЭЦН	0,5	3,7	21,8	35,2	ЭЦН	

Как отмечалось выше, из-за аварии с подземным оборудованием скважина № 735 после проведения повторного ГРП не эксплуатировалась, по этой причине оценить эффективность последнего не представляется возможным. В дальнейшем при анализе повторных мероприятий данная скважина рассматриваться не будет.

Если рассматривать эффективность повторных ГРП с точки зрения увеличения дебита нефти и жидкости относительно базовых показателей, то все повторные мероприятия можно считать высокоэффективными. В результате проведения повторных ГРП средний дебит по нефти увеличился в три раза с 7 до 21,5 т/сут, а средний дебит по жидкости вырос более чем в четыре раза с 9,8 до 43,6 т/сут (таблица 2.7).

Оценивая эффективность повторных ГРП по полученной дополнительной добыче нефти, можно сказать, что все мероприятия, кроме скважин № 289 Оленьей площади и № 306Р Северо-Оленьей площади, являются высокоэффективными.

После проведения ГРП на скважине № 289 помимо увеличения дебита нефти произошел резкий рост обводненности, более чем в 5 раз по сравнению с базовыми показателями. Проведенные промыслово-геофизические исследования 16.08.2009 года заколонных перетоков или негерметичности эксплуатационной колонны не выявили. Водоносные пласты в разрезе скважины не выделяются.

Дополнительная добыча нефти за счет повторного ГРП по скважине № 306Р составила 0,5 тыс. т, а продолжительность эффекта всего 10 месяцев. Помимо увеличения дебита нефти произошел резкий рост обводненности, ее значение превысило 90 %.

На скважине № 232 схожая ситуация. После проведения повторного ГРП произошло существенное увеличение дебита нефти в сравнении с базовыми показателями, но при этом обводненность осталась практически неизменной. Общим для данных двух скважин является то, что в процессе эксплуатации скважины после ГРП плавное снижение дебита нефти сопровождается таким же

плавным ростом обводненности. Данный факт явно свидетельствует о том, что в скважинах в результате ГРП нижележащие водоносные пласты не вскрыты, отсутствуют прорывы воды от нагнетательных скважин, отсутствуют заколонные перетоки и негерметичности эксплуатационных колонн. Происходит выработка запасов.

Скважина № 822 перед проведением повторного ГРП находилась в периодической эксплуатации порядка 4 лет. Двукратное увеличение обводненности после мероприятия в первую очередь, согласно отчетам подрядчика, вызвано вскрытием водонасыщенных пластов. Также немаловажную роль играет и довольно заметное влияние соседних нагнетательных скважин, накопленная закачка каждой из них на момент проведения ГРП составляла более 280 тыс. м³.

Скважина № 733 характеризуется крайне нестабильной работой, частыми простоями. Возможно на низкую эффективность повторного ГРП, как и первичного повлияли такие факторы как небольшая мощность и низкая нефтенасыщенность продуктивных пластов, близость контура нефтеносности. Несмотря на низкую эффективность ГРП рост дополнительной добычи нефти отмечается и в настоящее время.

По шести скважинам (№№ 476, 614, 721, 832, 501, 301Р, 300Р) эффективность повторных ГРП очень высокая. Отмечается значительный рост ключевых показателей относительно базовых. Эффект для скважин оказался настолько высок, что после ГРП дебит нефти и жидкости получился выше в сравнении с результатами первичных мероприятий.

В скважине № 318 также получен хороший эффект от повторного ГРП. Дебит нефти увеличился в 9 раз, и после ГРП дебит жидкости получился выше в сравнении с результатами первичных мероприятий (таблица 6.2)

Наибольший положительный эффект получен на скважине № 832. Несмотря на не снижающийся эффект от первичного мероприятия на скважине провели повторный ГРП. В результате дебит нефти и жидкости относительно базовых показателей увеличился в 2,5 раза, а в сравнении с первичным ГРП в 2

раза. При этом обводненность продукции осталась крайне низкой – 5,4 %. В 2006 году при производстве работ по смене ЭЦН произошла авария, ликвидировать которую не удалось. В итоге продолжительность эффекта повторного ГРП составила 48 месяцев, а дополнительная добыча составила 58,8 тыс. т. нефти.

На рисунке 2.8 представлена сводная динамика проведения повторных ГРП на Оленьем месторождении, а также их эффективность.

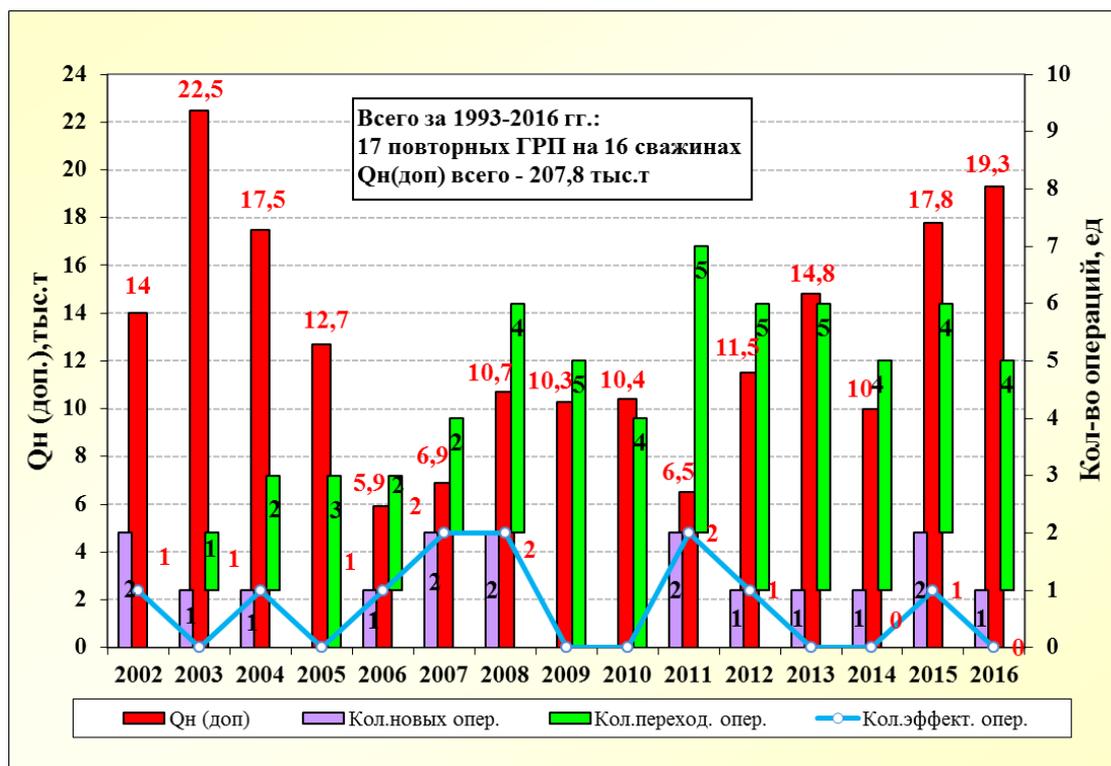


Рисунок 2.8 – Динамика проведения и эффективности повторных ГРП в целом по месторождению

В качестве эффективных (успешных) на рисунке отображены те операции после которых дебит нефти и жидкости превысил базовые показатели. Из числа скважин, на которых был выполнен повторный ГРП на 01.01.2017 г. в работе находятся 11 скважин и только по пяти из них (№№ 419, 300Р, 310Р, 301Р, 501) эффект продолжается.

За период 2002-2016 гг., когда проводились повторные операции ГРП, дополнительная добыча нефти составила 207,8 тыс. т. Средняя удельная

дополнительная добыча нефти за счет проведения повторных операций ГРП составила 12,2 тыс. т на скважино/операцию.

В целом можно сказать, что проведение повторных ГРП показало высокую эффективность и рекомендуется их проведение в дальнейшем.

2.7 Анализ выработки запасов нефти

Оленье месторождение является многопластовым, промышленная нефтенасыщенность установлена в юрских отложениях: по пластам Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁², разрабатывается единым объектом Ю₁.

Запасы нефти полностью отнесены к промышленной категории А+В₁. Основная часть геологических запасов нефти - 84,3 % сосредоточена на Оленьей площади месторождения, на Северо-Оленьей площади – 15,7 % (рисунок 2.9).

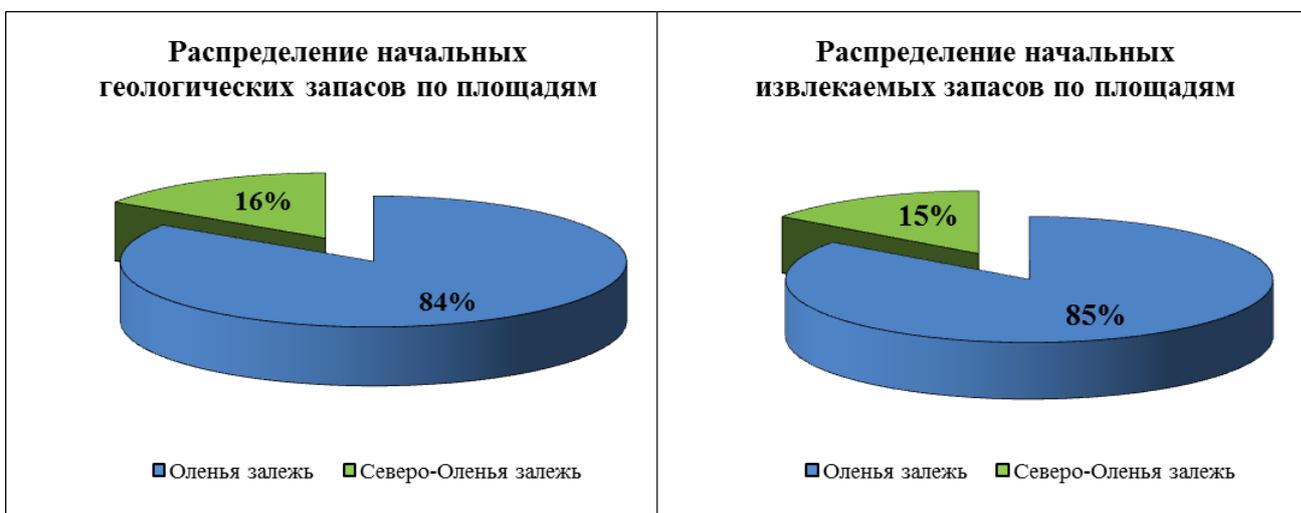


Рисунок 2.9 – Распределение геологических и извлекаемых запасов нефти по пластам Оленьего месторождения

По состоянию на 01.01.2017 г. в целом по месторождению степень выработки извлекаемых запасов нефти составила 73,9 % при обводненности добываемой продукции 76,3 %. На Оленьей площади степень выработки извлекаемых запасов нефти составила 78,7 % при обводненности добываемой продукции 82,8 %, на Северо-Оленьей площади степень выработки

извлекаемых запасов нефти составила 46,8 % при обводненности добываемой продукции 41,6 %. Разработка месторождения ведется низкими темпами, в 2016 г. темп отбора от НИЗ составил 0,9 %. Максимальный отбор нефти – 1370 тыс. т. был достигнут в 1984 г. при темпе отбора 7,8 % от начальных извлекаемых запасов.

Остаточные извлекаемые запасы нефти по месторождению составляют 4577 тыс. т., в т. ч. 3184 тыс. т. на Оленьей площади и 1393 тыс. т. на Северо-Оленьей (рисунок 2.10).

Показатели выработки запасов по площадям и в целом по месторождению на 01.01.2017 г. приведены в таблице 2.8.

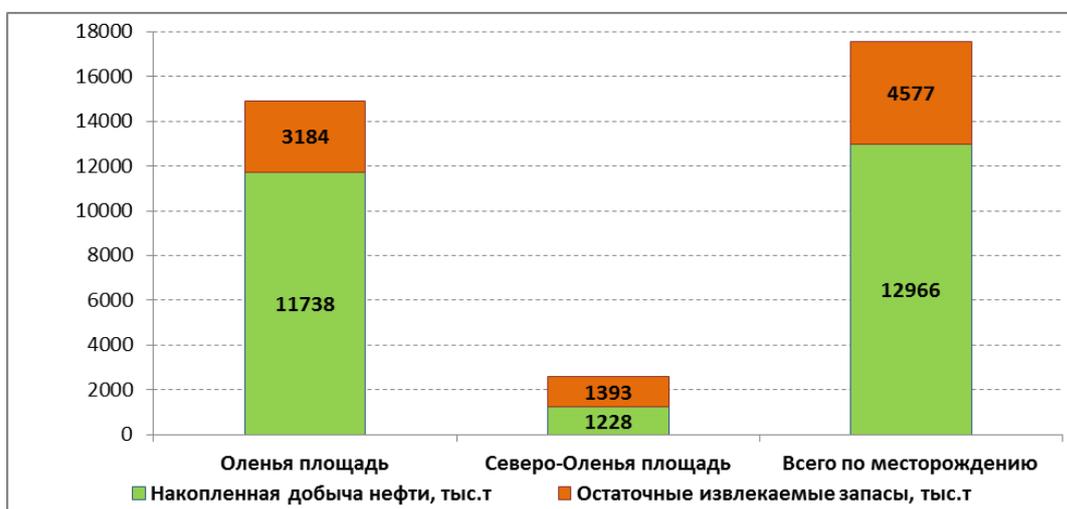


Рисунок 2.10 – Накопленная добыча и остаточные извлекаемые запасы нефти

Таблица 2.8 – Показатели выработки запасов нефти по площадям и в целом по месторождению на 01.01.2017 г.

Показатели	Месторожде ние	Залежи	
		Оленья	Северо- Оленья
Утвержденные геологические запасы нефти (А+В ₁), тыс. т	50285	42410	7875
Утвержденные извлекаемые запасы нефти (А+В ₁), тыс. т	17543	14922	2621
Утвержденный КИН (А+В ₁), д. ед.	0,349	0,352	0,333
Накопленные показатели разработки			
Накопленная добыча нефти, тыс. т	12966	11738	1228
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	21481	19539	1942
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	33143	30256	2887
Накопленный ВНФ, доли ед.	0,7	0,7	0,6
Накопленная компенсация, %	121	122	115
Текущий КИН (А+В ₁)	0,258	0,277	0,156
Отбор нефти от НИЗ, %	73,9	78,7	46,8
Другие показатели разработки			
Кратность извлекаемых запасов нефти, лет	30	34	24
ГИЗ на 1 действующую добывающую скважину, тыс. т	100	96	107
Фактический срок разработки, лет	39	39	24
Максимальный уровень добычи нефти, тыс. т	1370,3	1370,3	78,4

Наглядно состояние выработки запасов нефти по площадям и в целом по Оленьему месторождению представлено на рисунке 2.11.

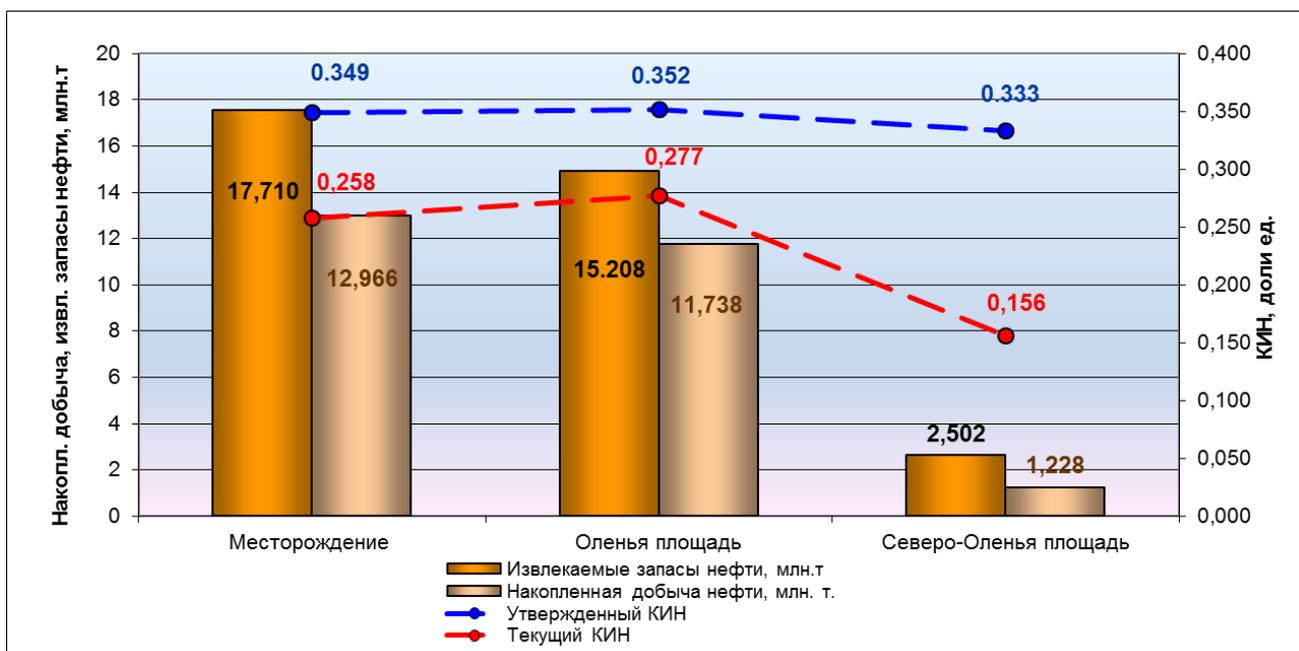


Рисунок 2.11 – Состояние выработки запасов нефти по площадям Оленьего месторождения

По результатам ОПЗ 2017 г. (протокол ГКЗ № 03-18 820-пр от 23.11.2017 г.) КИН в целом по месторождению составляет: конечный - 0,349, текущий - 0,258 доли ед.; по Оленьей площади: конечный – 0,352, текущий - 0,277 доли ед.; по Северо-Оленьей площади: конечный – 0,333, текущий - 0,156 доли ед.

В рамках проведенного анализа и сформированной геологической модели были подсчитаны запасы на каждую фондтовую нефтяную скважину с принятым радиусом дренирования 250 м. Полученные данные были сопоставлены с накопленной добычей нефти.

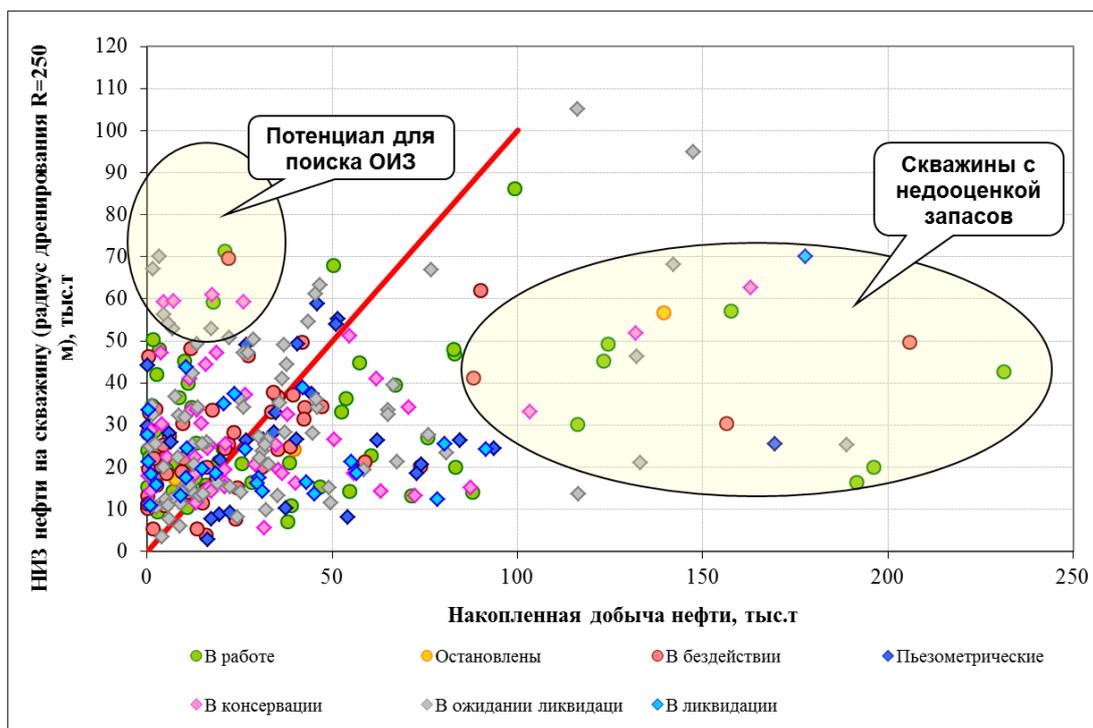


Рисунок 2.12 – Сопоставление подвижных извлекаемых запасов на скважину с накопленной добычей

Инструментом анализа данного графика является характеристика вытеснения, построенная по методу Дикстра-Парсонса. В целом характеристика вытеснения по месторождению на начальном этапе соответствовала эталону. При сбалансированной разработке и правильной оценке запасов «облако» точек скважин должно повторять форму кривой вытеснения. Однако наблюдается довольно большая группа скважин (левый верхний угол диаграммы) по которым при высокой обводненности низкая выработка запасов. Можно предположить, что для этих скважин характерен быстрый прорыв воды от нагнетательных скважин. Характеристика вытеснения соответствует «поршневому» вытеснению, таким образом, запасы оказываются «смещены» от забоев скважин в межскважинную зону.

Интегральные оценки запасов по экстраполяционным методикам характеристик вытеснения, рассчитанные в модуле ГиД по методике ВНФ и ARPS для Оленьего месторождения (рисунки 2.13), основанные на прогнозировании добычи с учетом тренда падения дали следующие оценки

извлекаемых запасов нефти и значения КИН, достигаемые текущим фондом скважин при поддержании его в работе и неизменной добычей жидкости.

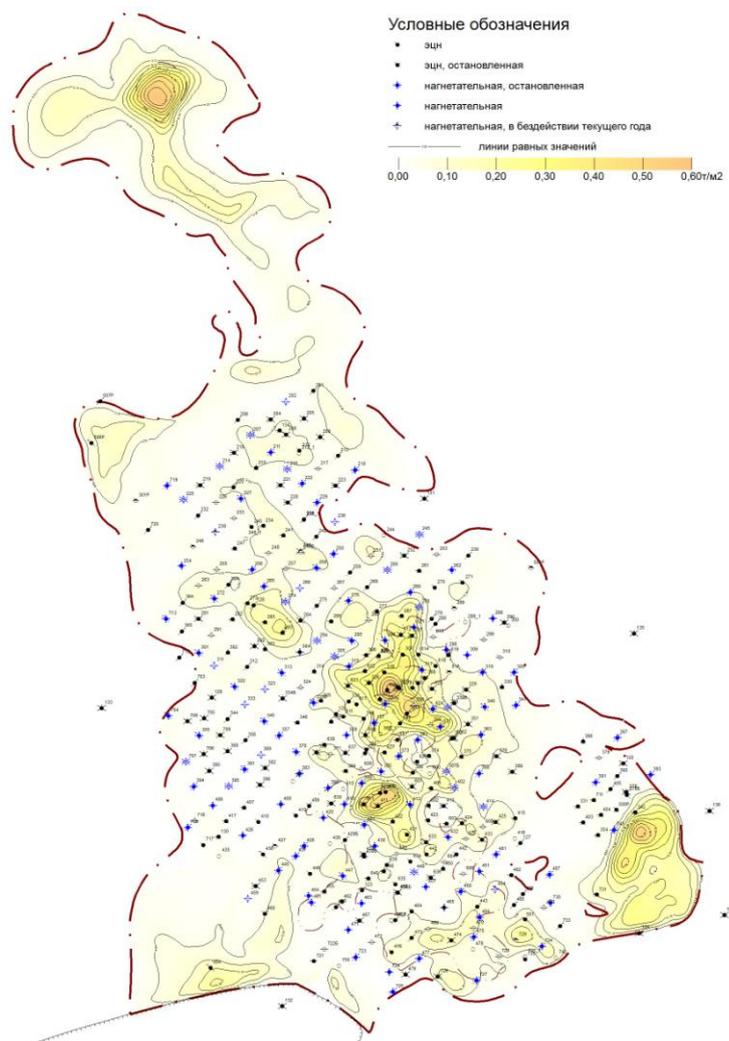


Рисунок 2.13 – Карта плотности подвижных запасов нефти по пласту Ю₁ Оленьего месторождения на 01.01.2017 г.

Выводы:

- месторождение находится на поздней стадии разработки, большая часть запасов в центральной части залежи уже выработана, поддержание уровней добычи нефти возможно осуществлять за счет разработки краевых зон;
- основным мероприятием, показавшим наибольший эффект является ГРП;
- для месторождения характерно ухудшение фильтрационных свойств в краевых зонах месторождения, что потребует поиска новых подходов к применяемой системе разработки

3 ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ РАЗБУРИВАНИЯ КРАЕВЫХ ЗОН МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

3.1 Поиск потенциальных зон для бурения на месторождении X

Поскольку большая часть запасов в центральной части выработаны, дальнейшая перспектива разработки месторождения – поиск оптимальной стратегии разработки краевых зон.

Исходя из анализа геолого-физических особенностей залежи видно, что параметр $k \cdot h$ в потенциальных зонах для бурения значительно ниже, чем в центральной части месторождения – 375 мД*м в центральной части и 40 мД в краевых зонах (рисунок 3.1).

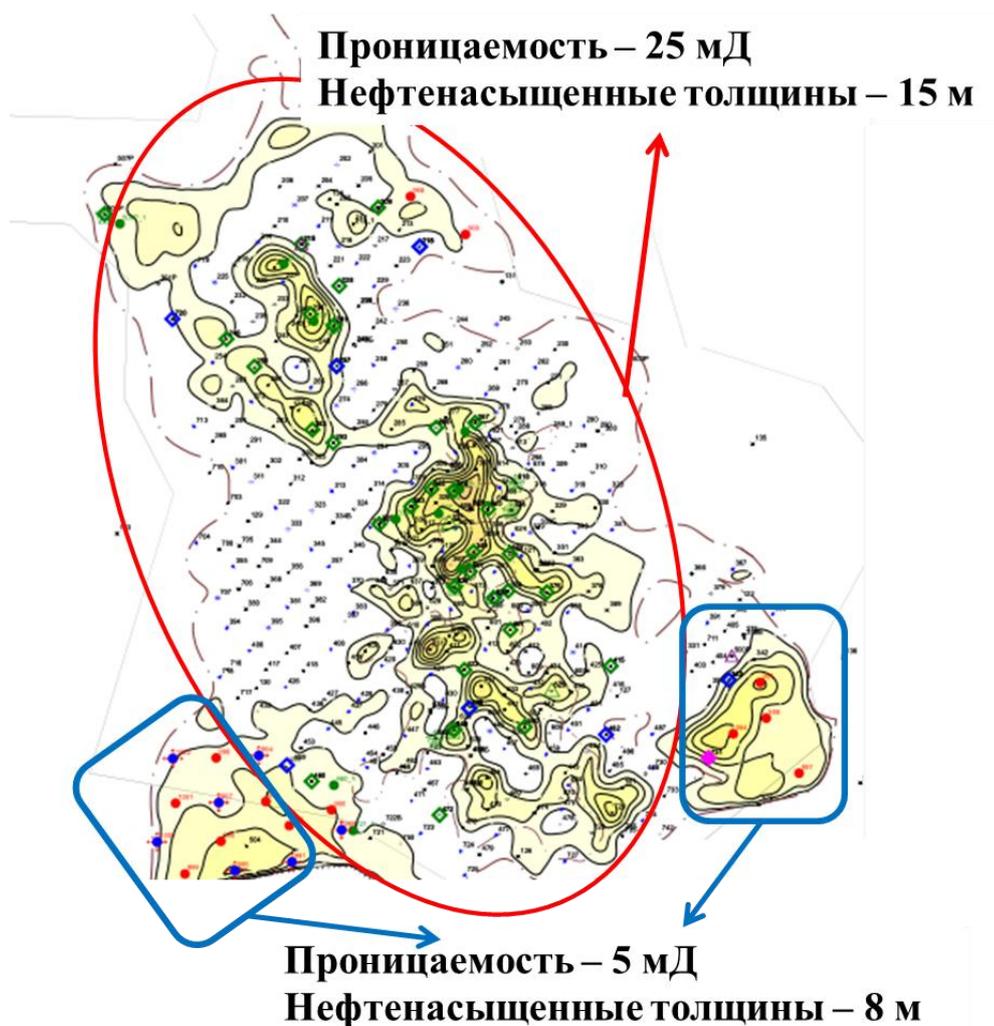


Рисунок 3.1 – Снижение фильтрационных свойств в краевых зонах

Наибольшей перспективой для дальнейшего бурения обладает зона в районе скважины №504р, произведем подбор оптимальной стратегии разбуривания данной зоны (рисунок 3.2).

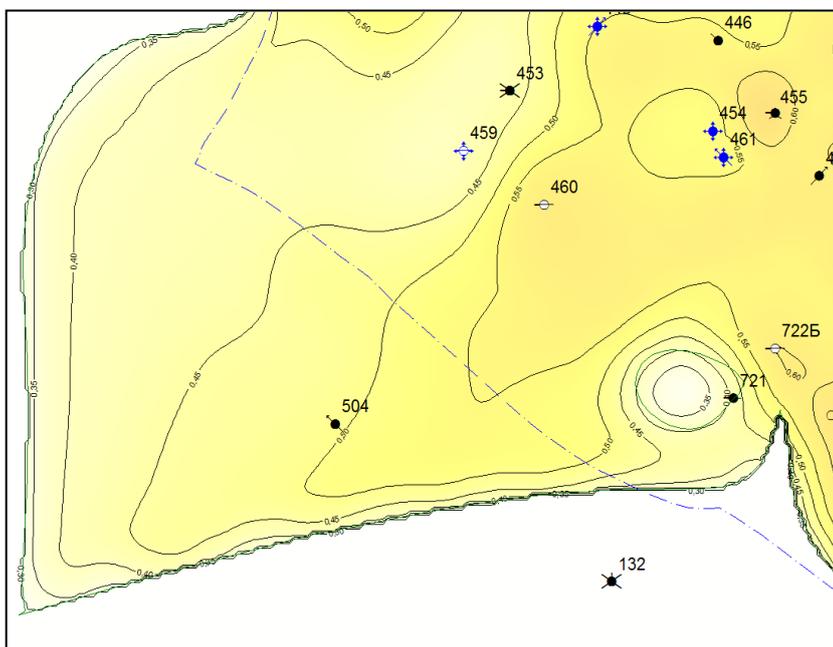


Рисунок 3.2 – Потенциальная зона для бурения (район скв. №504р)

Оценим по формуле Дюпий (3.1) ожидаемый дебит типовой скважины – наклонно-направленной с ГРП.

$$Q = \frac{2\pi kh(P_r - P_{wf})}{\mu B_o \left(\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)}$$

$$Q_{ж} = \frac{2 * 3,14 * 0,004 * 8 * 203}{0,8 * 1,217 * \left(\ln \left(\frac{500}{0,104} \right) - \frac{1}{2} - 4,4 \right)} = 12 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q_{н} = \text{при обводненности } 40\% = 7 \text{ м}^3/\text{сут}$$

(3.1)

Ожидаемые дебиты значительно ниже дебитов скважин, пробуренных в центральной зоне, в связи с чем необходим поиск новых технологий

3.2 Бурение горизонтальных скважин с МГРП

В настоящий момент в мире все большую популярность имеет бурение скважин с горизонтальным окончанием. Не смотря на большую стоимость скважин, данная технология является крайне эффективной в низкопроницаемых коллекторах, поскольку позволяет не только значительно увеличивать зону дренирования, но поднять стартовые дебиты.

При этом увеличение зоны дренирования позволяет заменить 2 наклонно-направленные скважины на одну горизонтальную, тем самым снизив капитальные затраты.

Преимущества горизонтальных скважин:

- Снижение общего количества скважин;
- Повышение степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения;
- Повышение дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- Снижение удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти;
- Восстановление, а в ряде случаев и повышение продуктивности месторождений;
- Снижение обводненности скважинной продукции;
- Повышение степени активного воздействия на пласт с целью интенсификации притока флюида;
- Повышение эффективности нагнетательных скважин, буримых для поддержания пластового давления.

В настоящий момент компания АО «Томскнефть» накоплен опыт бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

В случае применения данной технологии происходит дополнительное увеличение зоны дренирования и продуктивности скважин (продуктивность вырастает в 2-5 раз в зависимости от проницаемости пласта, при этом стоимость скважины увеличивается на 10-15%).

В связи с этим данная технология представляется крайне перспективной для месторождения X.

3.3 Выбор оптимальной стратегии разработки краевых зон месторождения X

Проведем оценку потенциального прироста от проведения технологии по формуле Джоши (3.2). Рассмотрим 3 варианта разработки краевых зон – наклонно-направленные скважин с ГРП (текущая стратегия), бурение горизонтальных скважин (исходя из подходов применяемых на месторождениях-аналогах и горизонтальные скважины с МГРП (оптимизация данной технологии).

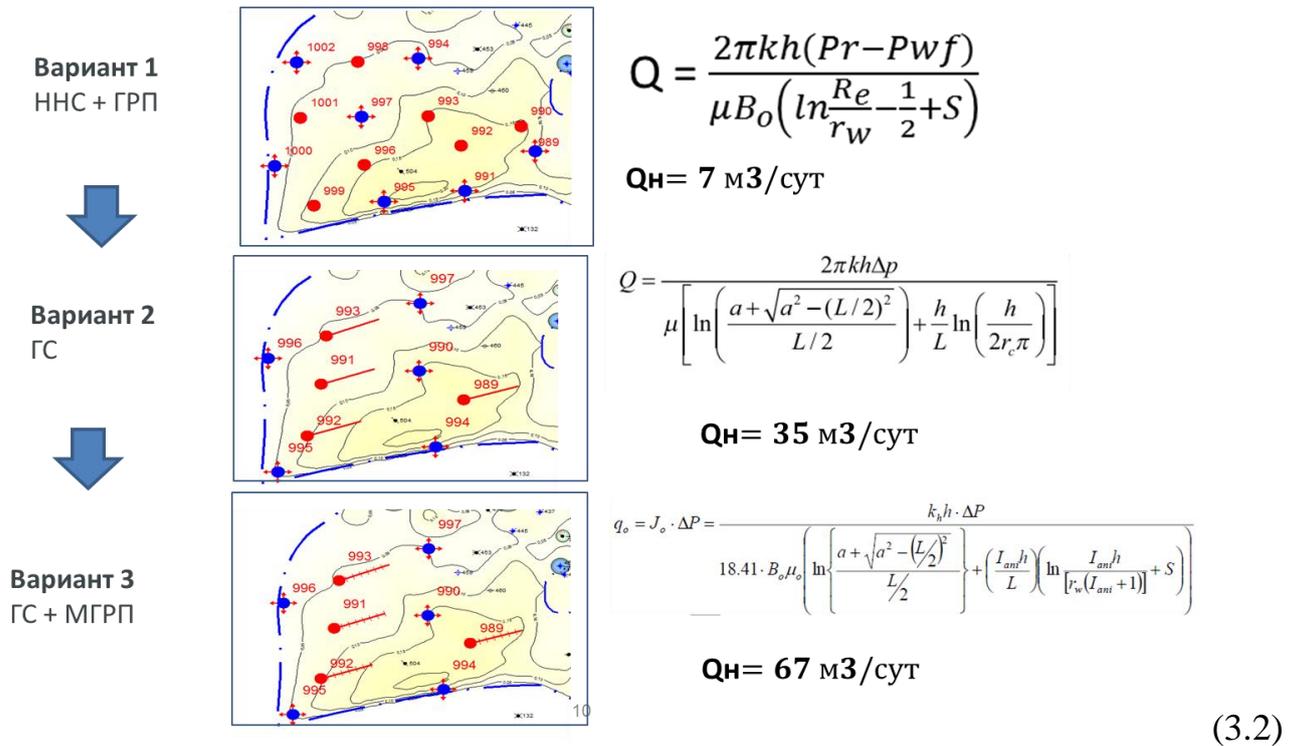


Рисунок 3.3 – Подбор оптимального варианта разработки краевой зоны

Как видно из проведенных расчетов, наиболее эффективной технологией разработки является применение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Экономические расчеты (глава 4) показывают эффективность данной технологии.

Но помимо определения типа заканчивания скважин важно подобрать остальные оптимальные параметры разработки:

- 1) Направление бурения скважин
- 2) Оптимальную длину ствола и количество стадий МГРП
- 3) Способы поддержания пластового давления
- 4) Мероприятия по снижению рисков

3.3.2 Направление бурения скважин

Проведенные на соседних месторождениях исследования АВАК показывают распространения трещин на Северо-Запад (рисунок 3.4)

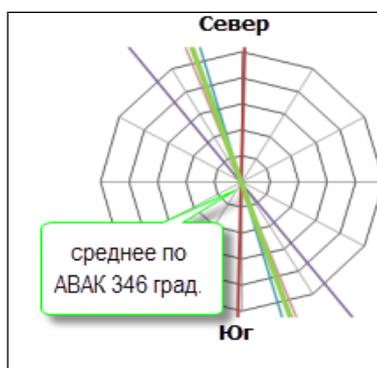


Рисунок 3.4 – Направление распространения трещины

Исследования проведенные в Западной-Сибири показывают, что наибольший эффект от проведения операции получается в случае инициации поперечных трещин, поскольку это позволяет увеличить зону дренирования и тем самым повысить продуктивность скважины и КИН. В связи с этим для краевых зон месторождения X рекомендуется расположение скважин с юго-запада на северо-восток.

3.3.3 Оптимальную длину ствола и количество стадий МГРП

Проведенные расчеты на 2D модели показывают, что в современных условиях оптимальной длиной ствола является 700 м с 7 стадиями МГРП – рисунок 3.5.

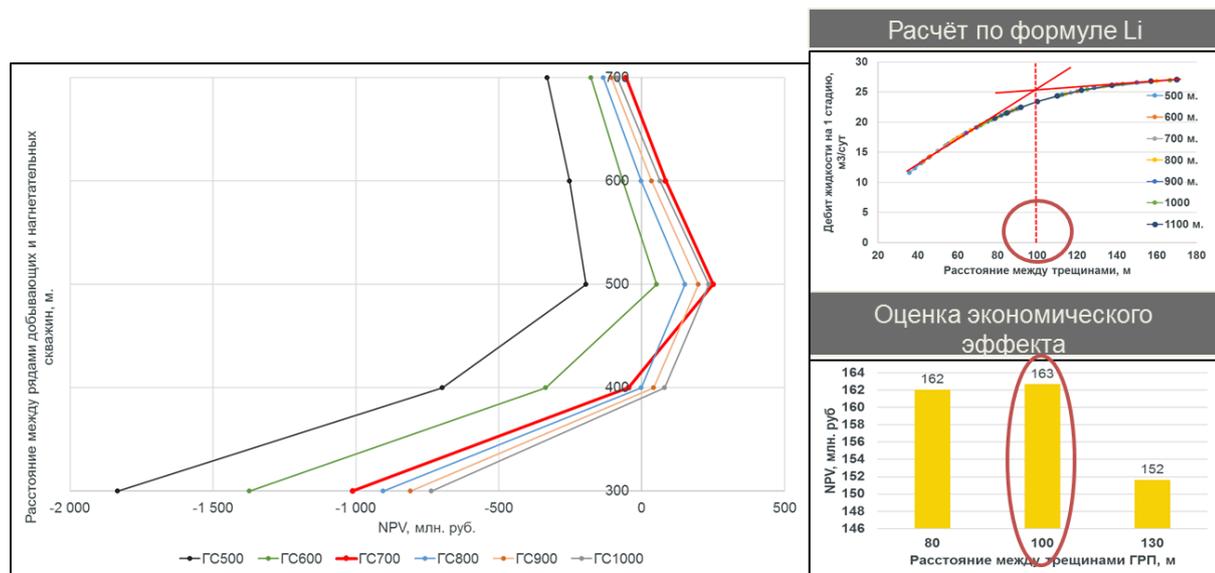


Рисунок 3.5 – Оптимальная длина скважины

Увеличение длины скважины либо плотности портов приводит к линейному росту дебита, однако при этом происходит резкий скачок в стоимости скважины, поскольку это требует привлечения дополнительного более дорогостоящего оборудования и приводит к снижению рентабельности.

3.3.4 Способы поддержания пластового давления

В таблице 3.1 приведены параметры месторождения X.

Таблица 3.1 – Параметры месторождения X

Объект	Рзаб нагн.	Рзаб доб.	Рпл нач.	μ_o	μ_w	K_{rw}	K_{ro}	M_T	$P/I \max$
Ю1	430	68	253	0,8	0,4	0,6	1	1,2	1,1

Проведем аналитический расчет по формуле 3.3:

$$M_t = \frac{K_{rw} / \mu_w}{K_{ro} / \mu_o} = \frac{0,6 * 0,8}{1 * 0,4} = 1,2 \quad (3.3)$$

Далее оценим необходимое количество нагнетательных скважин (3.4):

$$\frac{P}{I} \max = M_t * \frac{P_H - P_o}{P_o - P_d} = 1,2 * \frac{430 - 253}{253 - 68} = 1,1 \quad (3.4)$$

Следовательно, для данного месторождения оптимальным соотношением добывающих и нагнетательных скважин является 1 к 1.

3.3.5 Мероприятия по снижению рисков

С учетом того что бурение планирует в достаточно плохо изученную краевую зону, необходимо уделить внимание мероприятиям по снижению рисков.

Рекомендуются следующие мероприятия:

- Для подтверждения запасов в данной зоне рекомендуется бурение ЗБС №469;
- Бурение предлагается начать со скважины №989, как наиболее уверенной.
- Для проводки скважины в новую зону рекомендуется бурение пилотных стволов.
- Дальнейшее бурение рекомендуется осуществлять от более к менее уверенным зонам.

При этом разбуривание месторождения планируется от более уверенных зон к менее – рисунок 3.6.

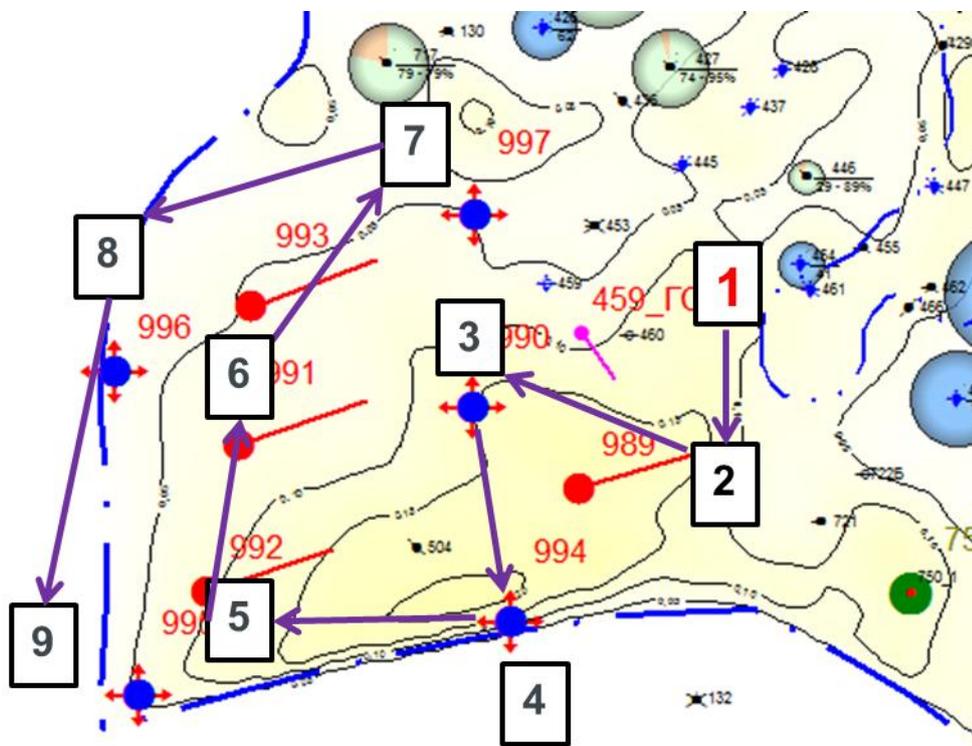


Рисунок 3.6 – Порядок разбуривания месторождения

Исходя из проделанной работы для разработки краевых зон рекомендуется:

- ✓ Бурение скважин с горизонтальным окончанием длиной 700м.
- ✓ Бурение скважин перпендикулярно региональному стрессу.
- ✓ Проведение на скважине 7 стадий МГРП.
- ✓ Использование нагнетательных скважин с соотношением 1 к 1.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности АО «Томскнефть» ВНК

Компания АО «Томскнефть» ВНК имеет права на разработку месторождения X. Исходя из условий лицензионного соглашения, основная задача компании обеспечивать максимальные уровни добычи нефти месторождения.

При этом для успешного функционирования необходимо максимальная рентабельность выбранной стратегии разработки.

Даная работа направлена на поиск максимально эффективного типа заканчивания скважин.

В работе рассматривались варианты с бурение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, горизонтальные скважины и горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта.

Наиболее эффективны с точки зрения добычи являются горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, которые активно бурятся компанией АО «Томскнефть» и являются основным драйвером добычи нефти.

В настоящий момент более 80% бурящихся скважин осуществляются по данной технологии. Целью работы является оценка потенциала повышения рентабельности месторождения от внедрения технологии.

4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

В данной главе приводится сравнение бурения горизонтальной скважины без проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта и после проведения операции.

Расчет увеличения дебитов скважины приведен в главе 3. Средняя стоимость операции для региона составляет 10 млн. р, увеличения дебита жидкости приводит к росту эксплуатационных затрат на 0,2 млн. р.

Стоимость нефти взята на 01.04.2019 г. Расчеты приведены в соответствии с методическими рекомендациями НИ ТПУ.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 01.04.2019 г.	руб./долл.	65
2	Цена реализации нефти), Томская область	руб. за тонну	10000
3	Цена реализации нефти	\$ за баррель	69
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,2
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,85
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
10	Срок действия лицензионного соглашения	лет	25
11	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до внедрения мероприятия	40	
12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после внедрения мероприятия	60	
13	Объём капитальных вложений, млн. руб.	6	
14	Увеличение эксплуатационных затрат в результате внедрения многостадийного гидравлического разрыва пласта, млн. руб.	0,2	
15	Организационные затраты, млн. руб. в год	2	
16	Стоимость Операции МГРП, млн. руб.	10	

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

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

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (4.1)$$

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

I_1 – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

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

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, \quad (4.2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

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

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

n – Период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_0 = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (4.3)$$

где R_0 – выручка от реализации, млн. руб.;

q – Среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – Количество рабочих дней в году;

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

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

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

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

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

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4.4)$$

p_i – Прибыль в i -том году;

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

$$ROI = p_i / I_i \quad (4.5)$$

I_i – Объем инвестиций в i -том году;

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

$$T_{pi} = I_i / p_i \quad (4.6)$$

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

$$Vt = (C_n \times Q_n + C_e \times Q_e)^t,$$

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

Qн, Qг - соответственно добыча нефти и газа в t-м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства.

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

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При

использовании absorption costing в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

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

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

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

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

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

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

$$T_k = B / (w - a), \quad (4.9)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

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

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

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

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

Таблица 4.2 – Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Капитальные затраты на мероприятие	120	130	10
	Выручка от реализации, млн. руб.:	138,8	208,2	69,4
	- себестоимость добычи;	111,04	121,24	10,2
	- прибыль	27,76	86,96	59,2
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	41,8	21,8
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		2 месяца	

Как видно из приведенных выше расчетов проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта рентабельно для горизонтальных скважин. Технология окупается через 2 месяца.

Таблица 4.3 – Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1. Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	208200
2. Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	86960
3. Себестоимость реализуемой продукции	с	121240
4. Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	72744
5. Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	48496
6. Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	135456
7. Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	65
8. Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	7600
9. Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	208190
- в натуральном выражении, тыс. руб		187700

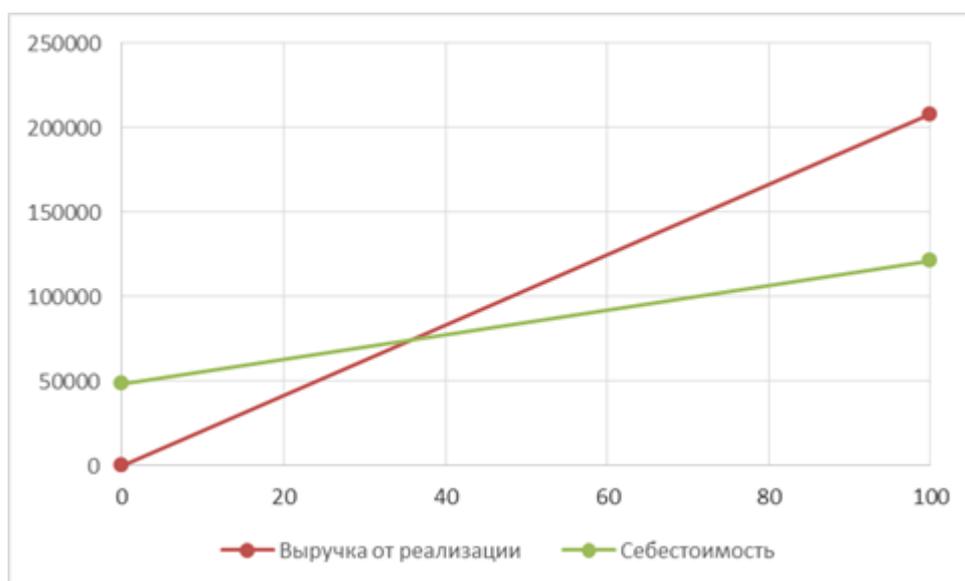


Рисунок 4.1 – График порога рентабельности

Таблица 4.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	208200
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	86960
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	121240
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	3493,9
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	48496
6.Цена 1 тонны, руб.	w	10000
7.Объем добычи, тонн в год	Q	20820
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	7200

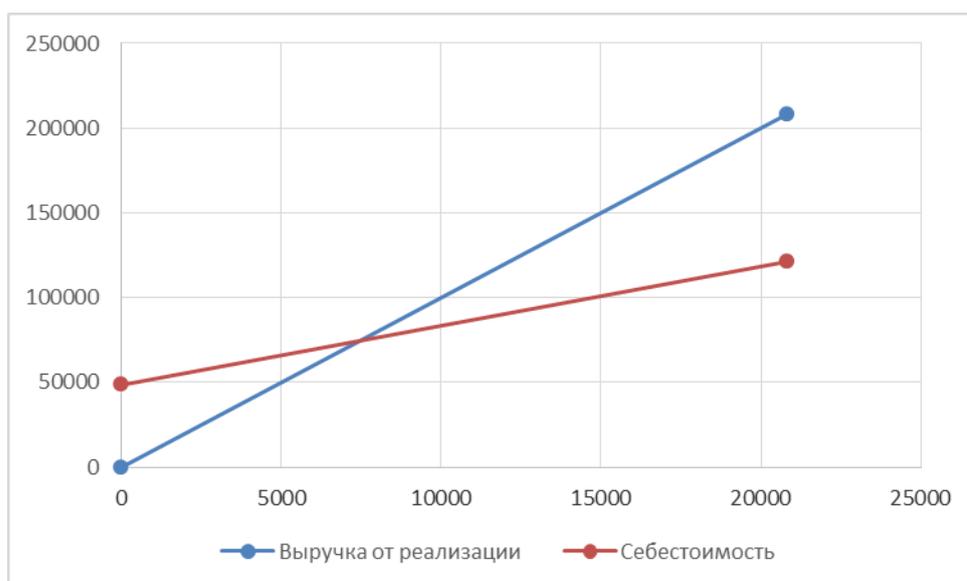


Рисунок 4.2 – График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост дебита составил $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, рентабельность возросла с 20% до 41,8%.

Помимо увеличения рентабельность проекта произошло увеличение добычи, в связи с этим технология может быть признана эффективной.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Дипломная работа состоит из двух частей – первая часть работ носит исследовательский характер и подразумевает проведение расчетов с использованием теоретических уравнений и компьютерных расчетов. Вторая часть работ – практическая реализация проведенных исследований.

На каждом из этапов необходимо оценивать основные вредные и опасные факторы, учитывать меры безопасности в случае возникновения чрезвычайных ситуаций.

Область применения данной работы – бурение скважин и проведение операций на месторождении, в условиях холодного климата в дневное и ночное время суток.

Работы проводятся с опасной техникой, под высокими давлениями, с риском происшествия чрезвычайных ситуаций – пожары, выбросы пластового флюида, утечки газа, аварии с приборами работающие под высоким напряжением.

В разделе будут описаны основным опасные и вредные источники и правила поведения при их наличие, описываются правила поведения при чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по охране окружающей среды.

[1]

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые нормы трудового законодательства Российской Федерации приводятся в "Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

Статья 211 данного кодекса описывает Государственные нормативные требования по охране труда.

С учетом того что большая часть исследовательских работ относятся к офисным работам с использованием видеодисплейных терминалов, работы

должны выполняться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT).

Настоящий стандарт устанавливает руководящие указания для пользователей систем обработки информации с применением видеодисплейных терминалов по постановке производственных заданий.

Одним из основных контролируемых параметров на рабочем месте является уровень допустимого шума, регламентирующийся в рамках ГОСТ 27818-88 Машины вычислительные и системы обработки данных. Допустимые уровни шума на рабочих местах и методы определения.

Перед проведением работ необходим расчет эквивалентного уровня звука А. В случае выявления источника шума рабочие помещения должны быть расположены на уровень ниже источника шума, источник шума не должен иметь определенного назначения.

Также в данном ГОСТ описаны необходимые параметры рабочего помещения, и акустические параметры помещений.

Соблюдение установленных правил позволит обезопасить сотрудника на время ведения работ.

Опасные и вредные факторы, которым подвергаются сотрудники при выполнении производственных работ более детально приведены в разделе 5.2.

5.2 Производственная безопасность

Проведен анализ вредных факторов, которым подвергается человек во время бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта - таблица 5.1.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ СП 52.13330.2016 ГН 2.2.5.3532–18
Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу			+	
Биологический фактор			+	
Пожаровзрывоопасность	+	+	+	
Химический уровень воздействия вредных веществ			+	
Расположение рабочего места на значительной высоте			+	

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Процесс бурения горизонтальной скважины осуществляется непрерывно в течении 30 дней, в связи с этим работы ведутся как в дневное так и в ночное время, не прекращаются даже в случае тумана или дождя.

Все эти факторы существенно ухудшают видимость, и могут стать причиной возникновения опасной ситуации.

В связи с этим необходимо следовать в соответствии с «СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95». Нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 5.2. Необходим контроль за соблюдением заявленных параметров, в случае несоответствия параметров требуется оборудование кустовых площадок специальными осветительными приборами.

Таблица 5.1 – Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе.

Основные вредные вещества, с которыми приходится сталкиваться на производстве делятся на несколько подгрупп:

- токсические;
- раздражающие;
- сенсибилизирующие (аллергия);
- канцерогенные (развитие опухолей);
- мутагенные (изменение ДНК человека).

Пути проникновения химических веществ могут быть следующими: через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы.

Самым опасным проникновением вредных веществ являются дыхательные пути.

Попадая в организм человека вещества растворяются в крови, и становятся причиной болезней – бронхит, гайморит, рак легких.

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет.

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й - вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Средства защиты, которыми необходимо пользоваться при работе с опасными веществами приводятся в «ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.»

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ.

Биологический фактор

Работы по проведению бурения скважин проводятся в лесах различных областей Западной Сибири, необходимо уделять внимание биологическому фактору. В первую очередь у сотрудников должны иметься все необходимые прививки, чтобы снизить риск заражения болезней.

Помимо этого необходимо дополнительно осуществлять вакцинацию от клещевого энцефалита, оповещать сотрудников о технике безопасности в случае укуса клеща, нападения диких зверей (волки, медведи).

Пожаровзрывоопасность

Углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами, что требует уделение особого внимания правилам пожарной безопасности.

Основные правила приводятся в «Федеральном законе от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Во время работ с углеводородами необходимо избегать прямого огня, в ближайшей доступности должны быть огнетушители и иные средства тушения. Персонал должен быть хорошо ознакомлен с техникой безопасности при возникновении пожаров.

Химический уровень воздействия вредных веществ

Закачиваемые флюиды содержат в себе вредные вещества, способные причинить вред здоровью человеческого организма. Для обеспечения безопасности сотрудников необходимо проводить проверку уровня концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с ГН 2.2.5.2308 – 07.

Также необходимо обеспечивать работников противогазами, проводить курсы по технике безопасности.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Процесс бурения подразумевает проведение работ на значительной высоте, что несет под собой риски связанные с возникновением чрезвычайных ситуаций.

В связи с этим необходимо уделять внимание работам, приводящимся на значительной высоте. Работы должны проводиться при достаточном уровне освещенности, работы должны проводиться при достаточной освещенности, площадки расположенные на высоте должны быть оборудованы ограждениями, сотрудники должны быть ознакомлены с правилами безопасности.

5.3 Экологическая безопасность

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды. В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки Оленьего месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки Оленьего месторождения.

Литосфера

Планируемые объекты размещены в пределах лесов III группы (лесов эксплуатационного назначения) за пределами орехопромысловых зон.

В пределах участка намечаемого строительства Оленьего месторождения выделяется 1 тип территорий природоохранного назначения – водоохранные зоны поверхностных водных объектов. Планируемые к строительству площадочные объекты расположены за пределами водоохранных зон водных объектов. В пределах рассматриваемой территории месторождения выделяются особо охраняемые участки леса с ограниченным режимом лесопользования - берегозащитные участки леса в водоохранных зонах рек. В насаждениях, входящих в берегозащитные полосы, запрещается проведение сплошных рубок. Планируемые коридоры коммуникаций пересекают берегозащитные участки леса в водоохранных зонах с учетом пересечения минимальной ширины водоохранной зоны.

Негативное воздействие объектов планируемой разработки месторождения на растительность оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней;

- сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин;
- возможными аварийными разливами нефти.

Реки территории месторождения являются водоемами второй категории рыбохозяйственного пользования. Для водотоков характерно присутствие туводных видов рыб (язь, окунь, елец, плотва и др.). В районе планируемой разработки месторождения промышленного промысла рыбы не проводится.

На территории месторождения отсутствуют заповедники, заказники, памятники культуры и природы; коренное население не проживает.

Реализация перечисленных мероприятий позволит ограничить негативное воздействие планируемой разработки месторождения на животный мир пределами площадных объектов. Беспокойство животных производством работ при отсутствии браконьерства будет сказываться в пределах нескольких сотен метров от планируемых объектов в период их строительства

.Гидросфера

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

Гидрографическая сеть территории Оленьего месторождения принадлежит бассейну р. Махни и представлена р. Лиственкой (с левобережным притоком р. Запорной) и 2 малыми притоками; р. Ледяной (правобережный приток р. Моховой) с малыми притоками без названия.

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

Для хозяйственного водоснабжения используются подземные воды водоносного горизонта новомихайловской свиты из 2 артскважин, пробуренных на территории вахтового посёлка. С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

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

- восстановление обваловки на кустовой площадке;
- организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок с целью защиты подземных вод от загрязнения путем фильтрации и возможных утечек загрязнителей;
- отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, от нефти на УПН, месторождения, очищение и обеззараживание хозяйственных, дождевых и дренажных стоков для подачи их в систему ППД;
- использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов.

Забор воды из поверхностных водоемов для нужд разработки месторождения не предусматривается. Предупреждение загрязнения высокоминерализованных сеноманских вод и пресных артезианских вод обеспечивается мероприятиями, заложенными в технологических решениях по конструкции эксплуатационных скважин.

Атмосфера

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

Для соблюдения норм безопасности необходим контроль за применяемым

оборудованием.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Бурение горизонтальных скважин и проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта является сложным технологическим мероприятием, которое может стать причиной возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

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

Наиболее вероятным видом чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является разлив углеводородов.

Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации. В зависимости от предполагаемого возможного объёма разлива нефти при порыве планируемого трубопровода чрезвычайная ситуация будет иметь категорию локального значения.

Причиной аварий в большинстве случаев являются порывы в результате коррозии.

При разработке на последующей стадии подготовки проектных документов, в частности проекта Обустройства Оленьего месторождения (в соответствии с настоящим проектным документом) выполняется технологами расчет риска аварийного разлива нефти с учётом требований «Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000г. №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Для предупреждения аварийных ситуаций на трубопроводном транспорте проводится планово-предупредительный ремонт (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики,

позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов,

Заключение

Бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта крайне сложный технологический процесс, который может оказать негативное влияние на здоровье человек, а также окружающую среду.

В работе приводятся основные вредные и опасные факторы, с которыми приходится сталкиваться при проведении данных работ, приводятся нормативные документы по их предотвращению.

Соблюдение мер безопасности позволит обезопасить сотрудников и минимизировать вредное воздействие от данных факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из проведенного анализа разработки месторождения X видно, что дальнейший потенциал месторождения связан с разбуриванием краевых зон, имеющих значительно меньше $k \cdot h$.

За счет худших фильтрационно-емкостных свойств бурение наклонно-направленных скважин с ГРП в данные зоны нерентабельно.

Бурение горизонтальных скважин имеет высокий потенциал на месторождениях Западной Сибири, получаемые дебиты в 5 раз выше наклонно-направленных скважин (стоимость бурения горизонтальной скважины выше в 2,5 раза).

Для того чтобы обосновать оптимальную технологию заканчивания в рамках данной магистерской диссертации были проведены расчеты, показывающие потенциал технологии.

Проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта позволяет дополнительно увеличить стартовый дебит в 2 раза, при удорожании стоимости скважины на 20%.

При этом для достижения максимальной экономической эффективности необходим подбор всех параметров технологии бурения горизонтальной скважины: длина ствола, число стадий МГРП, система ППД.

Исходя из проделанной работы для разработки краевых зон рекомендуется:

- ✓ Бурение скважин с горизонтальным окончанием длиной 700м.
- ✓ Бурение скважин перпендикулярно региональному стрессу.
- ✓ Проведение на скважине 7 стадий МГРП.
- ✓ Использование нагнетательных скважин с соотношением 1 к 1.

Предложенные мероприятия позволяют достичь рентабельной разработки краевых зон месторождения.

При этом стоит учесть, что краевые зоны являются наиболее рискованными, поскольку часть расположенных там запасов не подтверждается фактическим бурением.

В связи с этим в рамках данной работы составлена стратегия разбуривания участка, позволяющая минимизировать риски.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. SPE-181920-RU Комплексный подход к эффективному заканчиванию горизонтальных скважин с МГРП на основе петрофизического анализа, геомеханического и гидродинамического моделирования. Примеры в Западной Сибири. Е. Ковалева, А. Вишнинецкий, Ю.Наумов, Н. Лавренкова, Weatherford С. Ахмедсафин, В. Рыбальченко, Газпром С. Варягов, Газпром Добыча Надым С.Крекнин, Ю.Боровинский, Газпром Геологоразведка 2016
2. SPE-181983-RU Проблемы разработки месторождений и новая схема разработки с применением горизонтальных скважин, законченных МГРП, для средне-проницаемых нефтяных коллекторов, разрабатываемых заводнением. К. К. Бутула, С. Верещагин, В. Малышев, В. Сташевский; Шлюмберже. 2015
3. SPE-191581-18RPTC-RU Реализация комплексного подхода к проведению опытно-промышленных работ по разработке низкопродуктивных коллекторов Приобского месторождения Андрей Шурунов, Андрей Яковлев, Александр Шеремеев, Илья Каешков, Елена Растегаева, Айяр Сулейманов, а также Ильдар Файзуллин, ООО «Газпромнефть НТЦ»; Дмитрий Колупаев, ООО «Газпромнефть-Хантос»
4. SPE 117084 Интегрированный подход к оценке возможностей разработки сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторов. Селеменев С.И., Васильев А.А., Колесова М.П., Шемян А.Ю./ ОАО «Независимая ресурсная компания».
5. SPE-182031-RU Опыт построения 3D геомеханических моделей (на примере одного из месторождений Западной Сибири) Овчаренко Ю.В., Лукин С.В., Татур О.А, Калинин О.Ю., Колесников Д. С., Есипов С.В., Жуков В.В., ООО "Газпромнефть НТЦ", Демин В.Ю., ООО "Газпромнефть-Ангара", Я. Волокитин, А. Седнев, М. Подбережный «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»

6. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
7. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/advanced/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C164153>
8. ГОСТ Р ИСО 9241-2-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 2. Требования к производственному заданию
9. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
11. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие Требования.
12. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.

Приложение А

Раздел 1

REVIEW OF LITERATURE ABOUT APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS WITH A MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Э	Ефремов Алексей Сергеевич		

Консультант школы отделения (НОЦ)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

ПРИЛОЖЕНИЕ А 1 REVIEW OF LITERATURE ABOUT APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS WITH A MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

For the purpose of selection of optimum technology the best international experience of development low-permeability collectors was analysed.

In work SPE-181920-MS An Integrated Approach to the Effective Completion of Horizontal Wells with Multistage Fracturing Based on Petrophysical Analysis, Geomechanical Modeling and Reservoir Simulation. Examples from Western Siberia. E. Kovaleva, A. Vishnivetskiy, Yu. Naumov, and N. Lavrenkova, Weatherford; S. Ahmedsafin and V. Rybalchenko, Gazprom; S. Varyagov, Gazprom Dobycha Nadym; S. Kreknin and Yu. Borovinskiy, Gazprom Geologorazvedka 2016 an Integrated Approach to the Effective Completion of Horizontal Wells with Multistage Fracturing are described [1].

This paper describes the integrated approach to decision making on the optimized horizontal well completion with multistage fracturing (MSF) based on petrophysical, geomechanical and numerical modeling. This approach is pertinent in case of insufficient target exploration including absence of a full scale geo&hydromodel (FSGHM). The basic work process of the proposed approach is based on consistent efforts of a petrophysicist, geomechanical engineer, fracturing engineer and reservoir engineer and thus includes petrophysical and geomechanical modeling, fracturing design, numerical modeling and final planned well flow rate evaluation. The role of geomechanics in the production chain is to determine zones with the lowest and the highest fracture gradients to control fracture location and analyze fracture geometry. The basic objective of the proposed approach is to develop a set of recommendations to select:

1. Optimized frac sleeve spacing to increase production during a certain period of well production;
2. Optimized proppant injection volume in general and for each fracture;
3. Recommended horizontal well paths for efficient multistage fracturing completion and reduction of the most probable risks;

4. Frac sleeve placement with provision for the horizontal well path through the section (vertically) to optimize fracture initiation points and maximize reservoir coverage.

Besides, according to the base history, costs of new target development using available production technologies can be estimated based on the completed work package.

An additional objective of this approach is identification of interdependent parameters for further facilitation of downhole surveys and laboratory studies and excluding of non-informative methods.

This paper gives an example of the developed method application for a prospecting and appraisal well at one of the West Siberian fields with a target characterized by extremely low permeability and uncertainty.

The paper describes an integrated approach to the decision making regarding optimization of completion of horizontal wells with multistage fracturing including analysis of the input formation properties and generating of a petrophysical model of the deposits, geomechanical model, development of fracturing designs and numerical well model based calculations. Such approach makes it possible to improve the accuracy of hydrodynamic modeling and enables to enhance the multistage fracturing safety minimizing the possibility of rocks breakthrough near the packer as it enables reliable isolation of the prospective zones. The hydrodynamic (numerical) model enables calculation of the well flow rate in case of variation of the fracture parameters depending on the volume of the used proppant and consequently assessment of the economic effect and selection of the most efficient configuration. Therefore the described method makes it possible to select the optimum fracture quantity, geometry, placement of frac sleeves and packers in multistage fracturing liner assemblies to improve productivity subject to the given technological and geological constraints.

The proposed approach is promising for development of reservoirs with high clay content, low permeability and high vertical heterogeneity. One of the most important features is the use of gamma spectrometry data enabling correct clay model

generation. The second important feature is the use of the vertical isotopic model for geomechanical modeling based on the azimuth data from full-wave sonic logging. The optimization work scope includes integration of all the available information about the research target; identification of the missing data bringing significant uncertainties into the flow rate prediction at all decision making stages; elaboration of the approaches and guidelines on further study of the pay sediments and correct use of the available information about the pay zone.

The described approach is flexible and the generated models (including petrophysical, geomechanical and numerical models) shall be simply updated when new formation and fluid property data are obtained which enables their efficient use for subsequent wells.

Some elements of the described approach were successfully implemented at some oil and gas reservoirs in Western Siberia, while the integrated method was applied in the exploratory well at the East Siberian gas field, where the current approach was tested at the end of 2015 - beginning of 2016. As of the date of this paper, the implementation of the proposed approach was in progress in the next exploratory well at this field.

Further work SPE-181983-MS Field Development Issues and Newly Developed Sector Pattern with Horizontal Multistage Fractures Wells Completed in Mid-Permeability Oil Reservoir Under Waterflood K. K. Butula, S. Vereschagin, V. Malyshev, and V. Stashevsky, Schlumberger 2016 was analyzed [2].

This paper addresses the failure of field development pattern design where horizontal wells with multistage fractures (HWMSF) are being drilled and are completed in low- to- mid-permeability oil-bearing conventional reservoirs [$k < 100$ mD] where the field is under waterflooding.

A novel and optimum pattern for HWMSF has been developed to promote economic success and avoid the issues with current HWMSF production wells that exhibit either early water breakthrough or higher- than-planned decline in fluid rates.

The analysis and thorough numerical reservoir modeling exercise of the currently used well patterns used in waterflooding reveal that the completion design,

azimuthal orientation, and operating condition of the HWMSF production well and injector wells are suboptimal. The result of such field development is either an early-time relatively high production rate followed by a steep production decline and water breakthrough or low initial production and even lower late-time production. In either case, the HWMSF are not economically viable, and operators search for alternative methods to revitalize production from HWMSF. Such an alternative are the proposed changes in initial completion and operational practices.

With the introduction of the new HWMSF completions as production wells, the injection-production well pattern design in conventional reservoirs that was applicable for vertical, subvertical, slanted, and S-shaped hydraulically fractured wells must be adjusted to ensure waterflooding remains effective in the changed completion environment.

The novel pattern devised consists of placement of a row of HWMSF production wells and, between the production wells, a row of injection HWMSF. This is different from all known patterns in that both injector and producer HWMSF are drilled in the direction of minimum horizontal stress and hydraulically fractured. The wells are completed in such way that the hydraulic fractures on both wells are spaced out in a controlled manner, and the ports as well as the injection and production are controlled. This way, the pattern allows for high early production rate and high late-time production rate and reduces the risk of early water breakthrough while preventing uncontrolled fractures in injector wells. The completion design—including the hydraulic fractures and the wellbore hardware, the position, azimuthal orientation, and spacing of the injector and producer wells—is critical to the optimization of hydrocarbon production and the recovery of reserves and is explained in the paper.

The paper describes the novel method of developing conventional oil-bearing formation by drilling HWMSF as injector and producer wells. The wells are drilled in line with minimum horizontal stress and are completed in such way that fractures are fully controlled during fracture placement and later during the wells' operations. This results in maximizing the early production oil rate, minimizing production decline,

and minimizing risk of water breakthrough, therefore maximizing the economic results and the recovery factor.

The field development is typically planned by drilling wells in a special arrangement, so-called pattern, where both production and injection wells are planned in an enhanced oil recovery project. The pattern design is based on well type and completion selection, the reservoir size and shape, rock properties, reservoir fluids, cost of new wells, and the recovery increase associated with the various possible injection and production wells in a pattern. The local well placement of a pattern may be affected by the location of any existing wells.

The typical Russian conventional reservoir oil field or a sector of the oil field that is under waterflood as a secondary recovery method has been developed for many years using vertical, slanted, or S-shaped wells in a five- or seven-spot pattern, either staggered or with a direct line drive. Since the early 2000s, newly drilled exploration wells have been completed with hydraulic propped fractures. Nowadays, the fields are developed using horizontal wells with multistage fracture (HWMSF) completions as production wells. Nevertheless, almost without exception, the water injection wells that are used to maintain the reservoir pressure are still drilled as vertical, subvertical, or S-shaped wells, most of them hydraulically fractured. For simplicity, further in the paper, vertical, subvertical, and S-shaped wells will be referred to as vertical wells.

It should be immediately noted that the water injection is typically done above the fracturing pressure of the formation rock using treated water or produced formation water, the temperature of which is regularly far below the static temperature of the formation, therefore causing the creation of a hydraulic and/or temperature-induced or temperature-enhanced fracture. These induced fractures (Perkins and Gonzales 1983, 1985; Koning 1985), are uncontrolled and not necessarily intended and are termed as thermal, automatic fractures or "auto-fracs" (Davletbaev et al. 2014; Ridel et al. 2012).

With the introduction of the HWMSF completions in production wells, the pattern design that was applicable for vertical, subvertical, slanted, and S-shaped

production and injection wells had to be adjusted to for waterflooding to be properly and effectively done. The HWMSF production wells are propped hydraulic fracture wells by design, whereas the injector wells can be propped hydraulic fracture wells by design, or they can be unintentionally hydraulically fractured when the formation fracturing pressure is overcome because of an inadequate design of the water injection process.

The completion design, including the hydraulic fractures and the wellbore hardware, the position, azimuthal orientation, and spacing of the injector and producer wells is critical to the optimization of hydrocarbon production and the recovery of reserves. Although the most common currently used completion systems provided by a number of service companies are a variation of an openhole fracturing port and external packer systems, the hydraulic fractures themselves are designed in a similar way to their vertical wellbore analogues. The optimization of the hydraulic propped fractures in HWMSF has been discussed in the literature (Liu et al. 2012; Economides and Martin 2010), although mainly in tight gas and unconventional reservoirs, and specifics regarding the low- to mid-permeability reservoirs under waterflooding with HWMSF completion remain uncertain.

The greatest challenge is effective placement of the propped hydraulic fracture in relation to the position along the horizontal wellbore and hence directly in relation to the orientation within the field development pattern of the field under waterflood.

The new completion method and the new proposed field development pattern combined provide better production results than the currently employed patterns and completion schemes for waterflooding used as a secondary recovery method in western Siberia conventional oil reservoirs.

For small incremental capital investment, the proposed combination of completion and pattern allows obtaining

- The maximum hydrocarbon recovery for a field or a field sector
- The best reservoir contact through vertical and lateral coverage of the low-permeability hydrocarbon-bearing zones

This combination provides the lowest drawdown requirement for a producer well and the lowest injection pressure for an injector well to obtain the highest production and injection rates. In other words, the combination provides the highest productivity index (PI).

The method also provides the lowest risk of premature water breakthrough, the best option to control the water injection rate, and the best and simplest option for potential refracturing of the initial completion, in case such requirement arise in the process of the well exploitation.

Also work SPE-191581-18RPTC-MS Implementation of an Integrated Approach to Develop Low-Productivity Reservoirs of the Priobskoye Field Andrey Shurunov, Andrey Iakovlev, Alexander Sheremeev, Ilya Kaeshkov, Elena Rastegaeva, Ayar Suleymanov, and Ildar Fayzullin, OOO Gazpromneft STC; Dmitry Kolupaev, Gazpromneft-Khantos 2015 was analyzed [3].

Horizontal multi-fractured wells nowadays are the most common way of low-permeability reservoirs exploitation either in Russian and foreign oilfields. Besides its high efficiency such completion has a lot of factors (usually undefined) which can together significantly decrease oil rate. Here some of them are listed:

- Drilled horizontal well length and producing well length
- Number of created and producing fractures
- Fracture length by design and by the actual production and well-test
- Fracture location in relation to well (azimuth and initialization interval).
- Interference between neighborhood wells through the fractures during injection and production
- Etc.

The paper deals with most interesting parts of a complex project which purpose is to realize the multi- fractured well potential and production system diagnostics. There are three main issues in this paper:

Designing – filed-sector choosing, optimum spacing and well completion calculations
Realization – well construction and studies conduction

Analysis – comparison between new project wells and common wells in the neighborhood, geological and hydrodynamic model correction

Current primary project result is a significant exploitation system efficiency growth after a change of well and fracture directions (perpendicular to the wellbore). The secondary but anyway very important results are learned lessons and new competences in well construction and studies.

A number of difficulties occurred during the construction, which was overcome by the multidisciplinary team work. These difficulties promoted the competence development in the wells construction drilled transversely to the maximum stress and equipped with a cemented liner.

The microseismic monitoring confirmed the rotation of the fractures transversely to the wellbore.

PLT and well-test survey showed that the potential of horizontal wells with MHF is the half value of the initial rate in case of fracturing repeat. The efficiency of thermometry as an inflow profile determination method was confirmed.

The planned production gain was obtained. The optimal time to transfer well into reservoir-pressure maintenance was found.

Further work is primarily connected with the transfer of the central well into injection and the assessment of the reservoir-pressure maintenance efficiency. To control the injection process, the injection well will be equipped with a static fiber-optic system for monitoring the temperature field. The main risks are associated with possible water breakthroughs or insufficient well intake. The information received during the experimental program gave development possibilities for a large range of technological projects.

Also important feature is accounting of geomechanical features of the field. In article SPE-182031-RU Experience of creation of 3D geomechanical models (on the example of one of fields of Western Siberia) Ovcharenko Yu.V., Lukin S.V., Tatur O.A, Kalinin O.Yu., Kolesnikov D. S., Yesipov S.V., Zhukov V.V., LLC Gazpromneft Scientific and Technical Center, Dyomin V.Yu., LLC Gazpromneft Angara, Ya. Volokitin, A. Sednev, M. Podberezny of "Salym Petroleum Development N.V." are

available materials on creation of 3D geomechanical models of deposits of achimovsky suite of one of fields of Western Siberia [4].

Work is devoted to construction 3D Geomechanics model for Achimov Formation for one of the West Siberia oilfield. The model is performed for monitoring and control field throughout the cycle of its life – start from drilling process (recommendation for optimization well trajectory and well design to exclude drilling risks) and during oilfield development (monitoring the development process to take account of changes in the stress state of the oilfield, its influence on the hydraulic fracture growth and hydrocarbon production processes). Oilfield, which are currently introduced in the development, characterize by increasingly complex geology and, consequently, require more sophisticated technological solutions for both the construction of wells and the development process, which involves the need to build complex 3D geological and geomechanical models.

As a result of the work was calculated current stress state on the field, taking into account the effects of faults. Special attention was paid to the process of mapping of faults and low-amplitude tectonic dislocation. For this purpose used inversion stress model, including simulation of deformations and displacements arising under the action of tectonic driver. This model allows to select the tectonic dislocation, the scale of which is significantly smaller than the resolution of seismic.

Based on the results of the verification of geomechanical model and sensitivity analysis to the source data, formulated the basic methodological approaches for building and testing models of geomechanical properties was done. During the work was made a forecast borehole stability for horizontal wells, create a map of faults, found the relationship between the faults parameters and their impact on the stress changes in the area of interest, assessed the impact of changes in reservoir pressure during field development on the stress orientation, predicted direction of hydraulic fracture and formed recommendations on hydraulic fracturing design taking into account possible variations in the stress state of the sector of modeling.

The aim of the 3D geomechanical model - a control for the throughout cycle of oilfield life. This is optimization of the well trajectory and well design to avoid

drilling risks during well site construction. This is control over the development process taking into account the changes in rock stress state, and taking into account the effect of the stress state change on growth hydraulic fractures and the processes of hydrocarbons production. Difficult geological conditions, complex geological structure of deposits, which is typical for most developed fields to date, leading to the need to build complex 3D geological and geomechanical models, which taking into account the different levels of tectonic faults and lithological heterogeneities.

Understanding this leads to the fact that 3D geological and geomechanical modeling based on fault tectonics becomes an integral part of the construction of static and dynamic field models and more is reflected in the published scientific articles