

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАКАЧНИВАНИЯ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА САМОТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.245:622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович

Тема работы:

Анализ эффективности применения технологии полимерного заводнения в различных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, проектно-технологическая документация, производственная отчетность, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о проведении ГРП. Обзор современных технологий заканчивания скважин с МГРП, применяемых на Самотлорском месторождении. Анализ геологических особенностей пластов Самотлорского месторождения. Техника, технологическое оборудование и материалы, применяемые при МГРП. Анализ эффективности МГРП при заканчивании скважин ЗБС и ВНС. Методика расчета и проектирования процесса заканчивания горизонтальных скважин с МГРП

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Общие сведения и область применения гидравлического разрыва продуктивного пласта	Доцент Никульчиков Андрей Викторович
Технологический процесс проведения гидроразрыва продуктивного пласта	Доцент Никульчиков Андрей Викторович
Анализ эффективности и обоснование технологий МГРП, применяемых на Самотлорском месторождении	Доцент Никульчиков Андрей Викторович
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Общие сведения и область применения гидравлического разрыва продуктивного пласта	
Технологический процесс проведения гидроразрыва продуктивного пласта	
Анализ эффективности и обоснование технологий МГРП, применяемых на Самотлорском месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.04.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф.-м.н.		26.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович		26.04.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСПО – асфальтосмолистые и парафинистые отложения;

АПРС – агрегат подъемный для ремонта скважин;

БС – бурение скважин;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВНС – ввод новых скважин;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ЗБС – зарезка боковых стволов скважин;

ЗР ЗБС – процесс зарезки бокового ствола в комплексе всех мероприятий ЗБС;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальная скважина;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КР – командировочные расходы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

МБУ – мобильная буровая установка;

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ННС – наклонно-направленные скважины;

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы;

ОК – обсадная колонна скважины;

ОПЗ – обработка призабойной зоны продуктивного пласта;

ОПИ – опытно-промышленные испытания;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ПБ и ОТ – промышленная безопасность и охрана труда;

ПВР – прострелочно-взрывные работы;

ППД – фонд скважин поддержания пластового давления (нагнетательный фонд);

ПР к ЗБС – подготовительные работы к зарезке бокового ствола;

ПЗП – призабойная зона скважин;

ППД – поддержание пластового давления;

ПНГ – попутно-добываемый нефтяной газ;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СПО – спуско-подъемные операции;

ТБО – твердые бытовые отходы;

ТИЗ – текущие извлекаемые запасы;

УВ – углеводороды;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ФТО – фильтр тонкой очистки;

фрак – гидравлической разрыв пласта;

ЧС – чрезвычайные ситуации;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

С2С – селективный чашечный пакер «cup-two-cup»;

NPV – дисконтированный поток денежной наличности (NPV):

CAPEX – капитальные вложения;

ОРЕХ – эксплуатационные затраты.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 126 страниц, в том числе 39 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 30 источников.

Ключевые слова: заканчивание скважин, зарезка боковых стволов, гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, Самотлорское месторождение, геолого-технические мероприятия, анализ эффективности ГРП, дебит нефти, проппант, продуктивный нефтяной пласт, муфты МГРП.

Объектом исследования являются технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта, применяемые на Самотлорском месторождении.

Цель исследования – провести анализ эффективности заканчивания скважин с применением технологий многостадийного гидравлического разрыва пласта на Самотлорском нефтяном месторождении.

В процессе исследования были подробно рассмотрены технологии проведения МГРП, которые применялись в АО "Самотлорнефтегаз" при заканчивании горизонтальных скважин ЗБС и ВНС; проведен анализ технологической, геологической и экономической эффективностей МГРП. Более подробно рассмотрены МГРП на объекте БВ₈⁰, как на наиболее перспективном пласте для проведения данных технологий заканчивания ГС, и как на коллекторе и низкой проницаемостью, где горизонтальные стволы малоэффективны без МГРП.

Область применения: вновь пробуренные нефтяные добывающие горизонтальные скважины (ВНС) или вновь пробуренные вторые стволы (ЗБС).

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти на горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения за счет интенсификации притока пластового флюида от заканчивания посредством МГРП.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА.....	13
1.1 Анализ геологических особенностей пластов Самотлорского месторождения для проведения МГРП	13
1.2 История развития ГРП.....	22
1.3 Основные понятия о ГРП	25
1.4 Общие сведения о технологиях многостадийного гидроразрыва пласта	27
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА	30
2.1 Нарушение проницаемости продуктивного пласта.....	30
2.2 Основные этапы проведения флека-ГРП.....	31
2.3 Направление трещины гидроразрыва	32
2.4 Материалы, применяемые при проведении флеков гидроразрыва пласта ...	34
2.5 Техника, применяемая для производства работ МГРП	37
3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МГРП, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	42
3.1 Анализ геологической эффективности ГРП на Самотлорском месторождении в целом.....	42
3.2 Анализ геологической эффективности ГРП на рассматриваемом продуктивном объекте БВ ₈ ⁰ Самотлорского месторождения	44
3.3 Анализ эффективности заканчивания ГС с применением технологий МГРП на объекте БВ ₈ ⁰	47
3.4 Анализ технологической и геологической эффективностей технологий МГРП на ГС, применяемых на Самотлорском месторождении	51

3.5 Проектирование скважины ЗБС с применением МГРП. Анализ геологической эффективности.....	62
3.6 Прогноз показателей работы скважины ЗБС с МГРП 37563-2	72
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	77
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности технологии заканчивания горизонтальной скважины ЗБС №37653-2 с применением МГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	77
4.2 Планирование выполнения работ.....	78
4.2.1 Структура работ	78
4.2.2 Разработка графика проведения реализации проекта	81
4.3 Бюджет на строительство и эксплуатацию скважины ЗБС с МГРП №37563-2 Самотлорского месторождения	81
4.3.1 Расчет материальных затрат	83
4.3.2 Расчет затрат на эксплуатацию скважины (на добычу нефти).....	97
4.3.3 Формирование бюджета затрат	98
4.4 Расчет показателей экономической эффективности проект.....	100
4.4.1 Исходные данные для расчета экономических показателей проекта.....	100
4.4.2 Расчет экономических показателей проекта	101
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	112
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	112
5.2 Производственная безопасность.....	114
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	115
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	117

5.3 Экологическая безопасность.....	120
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	123
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	124

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время Самотлорское нефтяное месторождение, как и большинство месторождений Западной Сибири, введенных в промышленную эксплуатацию 40-50 лет назад, находятся на заключительной стадии разработки, с характерной для них падающей добычей углеводородов и резким ростом обводненности продуктивных резервуаров. Поэтому процесс добычи нефти сопряжен с доизвлечением остаточных запасов, снижением рентабельности скважин и снижением эффективности проводимых мероприятий.

Поэтому с целью доизвлечения остаточных запасов на Самотлорском месторождении ежегодно большое количество ГТМ, направленных на интенсификацию добычи нефти и увеличение нефтеотдачи пластов. Среди которых наиболее перспективными, с точки зрения геологической и экономической эффективности, являются гидравлический разрыв пласта на существующих скважинах эксплуатационного фонда, а также бурение горизонтальных скважин (как краевых зон продуктивных пластов, так и уплотнение сетки бурения) и зарезка боковых стволов с последующим проведением на них гидравлического разрыва пласта при заканчивании.

Проведение ГРП при заканчивании скважин ВНС и ЗБС обусловлено технологической эффективностью, так как данная практика приводит к сокращению времени проведения работ на скважин: не требуется дополнительной постановки бригады КРС, исключаются дополнительные операции по глушению, вызову притока, вывода скважин на режим. В настоящее время практически на всех скважинах ВНС и ЗБС проводится ГРП при заканчивании, как на наклонно-направленных, так на горизонтальных стволах.

Актуальность данной работы: проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах ЗБС и ВНС Самотлорского месторождения, новые подходы и технологические решения МГРП.

Целью выпускной квалификационной работы является оценка и анализ эффективности проведения МГРП на горизонтальных участках добывающих скважин ВНС и ЗБС нефтяного фонда, рекомендации по дальнейшему применению технологий МГРП на Самотлорском нефтяном месторождении, а в частности на объекте БВ₈⁰.

Для достижения поставленных целей в данной выпускной квалификационной работе поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть сущность технологии гидравлического разрыва продуктивного резервуара;
2. Провести обзор существующих и применяемых современных технологий многостадийного ГРП;
3. Провести анализ эффективности операций ГРП, МГРП на Самотлорском месторождении в целом, а также на скважинах ВНС и ЗБС, с подробным анализом данных мероприятий на объекте БВ₈⁰;
4. Дать рекомендации по дальнейшему применению МГРП на Самотлорском месторождении, в частности на объекте БВ₈⁰.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

1.1 Анализ геологических особенностей пластов Самотлорского месторождения для проведения МГРП

Самотлорское нефтяное месторождение располагается в Тюменской области, Ханты-Мансийском автономном округе, недалеко от города Нижневартовска. Оно было введено в промышленную эксплуатацию в 1965 году. Месторасположение Самотлорского месторождения на карте приведено на рисунке 1 [1].

С точки зрения геологического строения Самотлорское месторождение сложено доюрскими образованиями фундамента и мощной толщей мезокайнозойского осадочного чехла (мощность которых составляет более 3000 м). Данный чехол представлен следующими горными породами: метаморфизованные глинистые сланцы, кремнисто-глинистые сланцы и глинисто-сланцевые сланцы.

Нефтегазоносность Самотлорского нефтяного месторождения была выявлена по от верхнеюрских отложений (продуктивный резервуар ЮВ1) до верхнемеловых отложений (продуктивный резервуар ПК1). Самотлорское нефтяное месторождение по своим масштабам: количеству продуктивных горизонтов и их площади относится к числу уникальнейших многопластовых месторождений мира. На Самотлорском месторождении выявлено 50 продуктивных пластов и 305 залежей углеводородов (Г-1, ГН-6, НГК-4, Н-294). Схема районирования локальных структур Самотлорского нефтяного месторождения представлена на рисунке 2.

Этаж нефтегазоносности Самотлорского месторождения составляет около 2000 км. Среди всех продуктивных горизонтов выделено пять основных объектов разработки: АВ¹₁₋₂, АВ¹₃-АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀ и 10 второстепенных (нефтяных): ПК₁¹, ПК₅₋₁₀, ПК₁₁₋₁₂, ПК₁₃₋₁₆, ПК₁₇₋₂₀, АВ₆₋₈, БВ₀₋₄, БВ₇, БВ₁₆₋₂₂, ЮВ₁. Нефтегазоносность установлена от верхнеюрских (васюганская свита) до

верхнемеловых (покурская свита) – в группах пластов ПК, АВ, БВ и ЮВ (рисунок 3) [2]. Группа продуктивных резервуаров ПК с промышленными запасами включает следующие продуктивные пласты: ПК₁, ПК₉, ПК₁₁^{1а}, ПК₁₂¹, ПК₁₂², ПК₁₅¹, ПК₁₅², ПК₁₆¹. В состав группы продуктивных резервуаров АВ входят пласты: АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆, АВ₇ и АВ₈. Самыми крупными объектами среди них являются: АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅.

Рассмотрим группу пластов БВ. Залежи продуктивных резервуаров пластов БВ₀-7 представлены пластами БВ₀¹, БВ₀², БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₄, БВ₇¹, БВ₀¹, БВ₀², БВ₇².



Рисунок 1 – Самотлорское месторождение. Обзорная карта

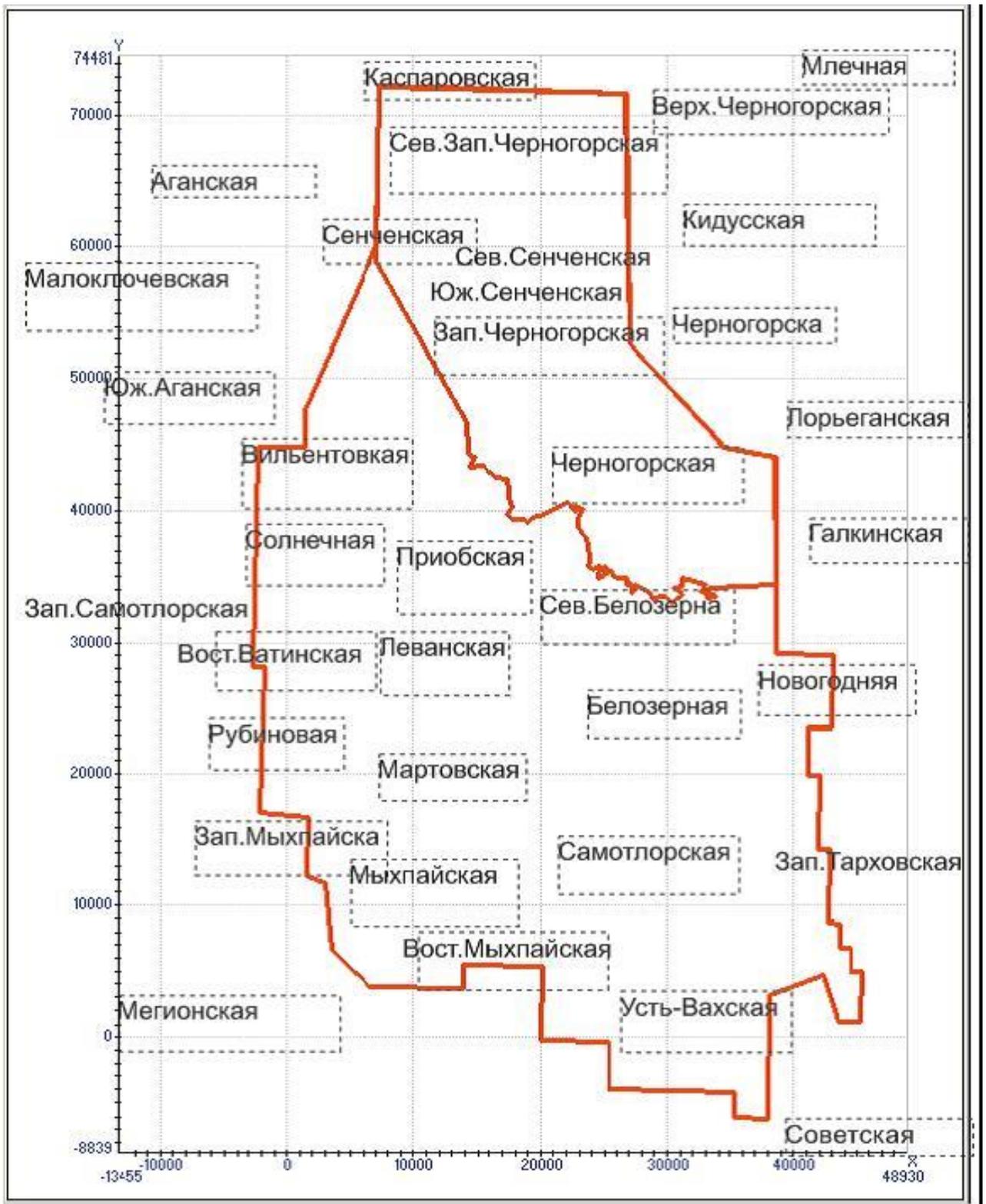


Рисунок 2 – Самотлорское месторождение. Схема районирования локальных структур

Рассмотрим залежи углеводородов продуктивного резервуара БВ₈⁰. С этим пластом связаны несколько залежей нефти: основная залежь на

Самотлорском поднятии, меньшие по размерам залежи в пределах Мыхпайской и Усть-Вахской площадей и залежь на западном куполе Каспаровской площади.

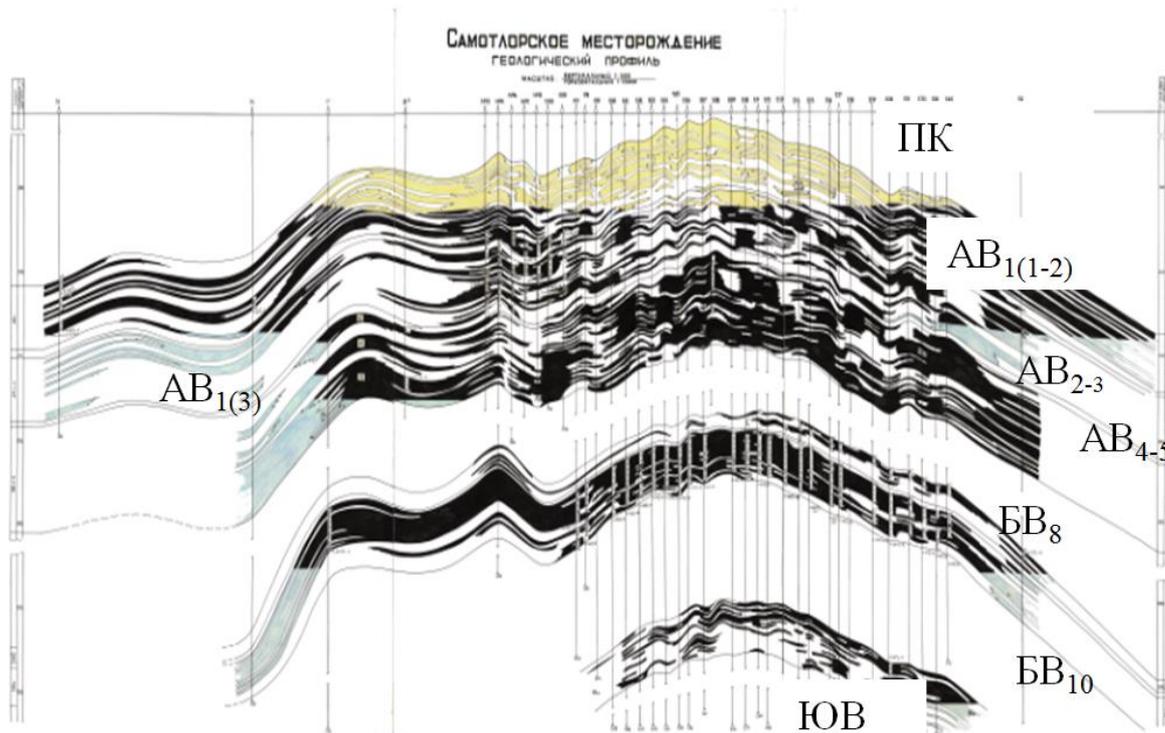


Рисунок 3 – Самотлорское месторождение. Геологический разрез

Основная залежь нефти Самотлорского месторождения занимает значительную площадь. Водонефтяной контакт установлен на абсолютной отметке которая составляет 2080 ± 10 м. С движением на запад эффективная толщина коллектора уменьшается, вплоть до полной ее глинизации. Основная залежь имеет следующие размеры: $40,0 \times 29,5$ км, высота залежи составляет 171,8 м; средняя нефтенасыщенная толщина данной залежи имеет значение 4,2 м. Данная залежь Самотлорского месторождения имеет следующие характеристики: залежь имеет узкую водонефтяную зону, является пластово-сводовой, за исключением юго-восточной части. Самотлорское месторождение разделено на две основные площади: Мыхпайскую и Усть-Вахскую. Поэтому продуктивные пласты на этих площадях отличаются своими геологическими характеристиками, что имеет своё отражение при проведении заканчивания скважин методом МГРП. Рассмотрим геологические особенности данных залежей.

В пределах Мыхпайской площади пласта размеры залежи минимальны, такая тенденция отмечается на юго-западе Самотлорского месторождения. Все залежи Самотлорского месторождения отделяются друг от друга непродуктивными пропластками сложенными глинами. Коллектор имеет эффективную нефтенасыщенную толщину превышающую значение 2,1 м.

Усть-Вахская залежь пласта в районе разведочной скважины 170Р имеет следующие размеры: 2,5х2,2, высота составляет 15 м. ВНК по Усть-Вахской залежи пласта принят на абсолютной отметке 2072 м. Данная залежь Самотлорского месторождения имеет следующие характеристики: она является пластово-сводовой; ее размеры составляют 2,0х1,2 км, высота залежи достигает 11 м, средняя нефтенасыщенная толщина имеет значение 4,9 м.

Продуктивный пласт Самотлорского месторождения БВ₈⁰ представлен следующими горными породами: песчаники, аргиллиты и алевролиты. По данным проведенных геофизических исследований открытая пористость пласта БВ₈⁰ варьируется в пределах от 0,17 до 0,27, а в среднем составляет 0,22 д.ед. В продуктивном горизонте БВ₈⁰ преобладают коллекторы у которых пористость составляет 0,20-0,22 (примерно 41 % коллектора). Проницаемость пород колеблется от 1,4 до 1398,68 мД, что в среднем по данному продуктивному резервуару составляет 89,7 мД.

Начальная нефтенасыщенность продуктивного резервуара БВ₈⁰ изменяется от 0,12 до 0,86, что в среднем составляет 0,62. В разрезе данного пласта БВ₈⁰ преобладают коллекторы с насыщенностью 0,6 - 0,7.

Рассмотри залежи пласта БВ₈¹⁻³. В продуктивном резервуаре БВ₈¹⁻³ выделяется 13 залежей, различных по площади. Наибольшая залежь расположена на Самотлорском поднятии. В ней сосредоточены основные запасы нефти данного пласта.

Залежь БВ₈¹⁻³ на Самотлорском поднятии: ВНК установлен на глубине 2081±10 м. Размеры залежи БВ₈¹⁻³ составляют: 39,5 х 29,5 км, высота достигает 162 м. Залежь БВ₈¹⁻³ на Самотлорском поднятии имеет среднюю нефтенасыщенную толщину 16,7 м и является пластово-сводовой.

Залежь продуктивного пласта $BВ_8^{1-3}$ в Центрально-Мыхпайской площади полностью разбурена. Водонефтяной установлен на глубине 2105 ± 5 м. Тип залежи – пластово-сводовый. Залежь имеет следующие размеры: $10,5 \times 5,2$ км, высота составляет 32 м, эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем 8,1 м.

В юго-западной части участка в районе скважин 957Е, 528Е Мыхпайского поднятия нефтяная залежь имеет размеры $6,7 \times 1,5$ км, высота составляет 10 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,6 м. ВНК установлен по данным ГИС на уровне 2105 ± 5 м. Данная залежь в юго-западной части массивного типа.

Рассмотрим нефтеносность залежи продуктивного горизонта $BВ_8^{1-3}$ в пределах Усть-Вахской площади Самотлорского месторождения. Она подтверждена испытаниями пробуренной разведочной скважины 702Р. Эффективные нефтенасыщенные толщины составляют в среднем 3,5 м. Залежь массивного типа, водонефтяной контакт находится по абсолютным отметкам на уровне 2194 ± 3 м. Высота залежи продуктивного резервуара $BВ_8^{1-3}$ в пределах Усть-Вахской площади составляет в среднем 13 м.

Открытая пористость горизонта $BВ_8^{1-3}$ находится в пределах от 0,15 до 0,27, что в среднем составляет 0,22 долей единиц..

Проницаемость коллекторов горизонта $BВ_8^{1-3}$ находится в пределах от 0,75 до 1402,6 мД, что в среднем составляет 341,8 мД. Начальная нефтенасыщенность горизонта $BВ_8^{1-3}$ находится в пределах от 0,185 до 0,880, что в среднем составляет 0,69. Если рассматривать разрез коллекторов пласта $BВ_8^{1-3}$ то насыщенность составляет 0,70-0,80.

Залежи продуктивного резервуара $BВ_{10}$ разделены на два подсчетных объекта: $BВ_{10}^0$ и $BВ_{10}^{1-2}$. Промышленно нефтеносными отложениями ачимовской толщи на Самотлорском месторождении являются пласты $BВ_{16}$, $BВ_{17-18}$, $BВ_{19}$, $BВ_{20}$, $BВ_{21-22}$. Отложения пласта ЮВ₁ являются регионально продуктивными на востоке Западной Сибири. В пределах Нижневартовского свода промышленно нефтеносными являются пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁².

Как видно из анализа геологического строения и характеристик ФЕС продуктивные горизонты Самотлорского месторождения очень различны даже в пределах каждого выделенного объекта. Так, к примеру пласт АВ₁¹⁻² сложнопостроен и значительно отличается по мощности и проницаемости на Усть-Вахском и Мыхпайском участках. Поэтому и процесс проведения ГРП и МГРП как отдельный вид ГТМ на действующей эксплуатационной скважине, так и на скважине ЗБС при заканчивании будет отличаться.

В первую очередь подходы к процессу МГРП при заканчивании скважин будут отличаться применяемыми технологиями, свойствами проппанта, объемом и массой проппанта, применяемым оборудованием. Например, если рассматривать пласты группы ПК, то них характерно близкое расположение ВНК и ГНК [3]. Поэтому также существует риск проведения МГРП так как данные пласты характеризуются механической неустойчивостью горных пород, при которой высокие давления ГРП могут разрушить скелет породы коллекторов и привести к прорыву трещин ГРП в нецелевые интервалы. Для данных пород на Самотлорском месторождении испытывались новые технологии с применением "супер-легкого" проппанта [4].

Каждая технология МГРП подбирается под пластовые условия и будет отличаться с точки зрения технологической, геологической и экономической эффективностей. Поэтому в данной работе будет проведен анализ эффективности МГРП на Самотлорском месторождении в целом и более подробно для продуктивного резервуара БВ₈⁰, так как наибольшее количество горизонтальных скважин ЗБС и ВНС заканчивается с применением технологий МГРП именно на данном пласте Самотлорского месторождения. С чем это связано будет получен из подробного анализа геологического строения пласта БВ₈⁰. Поэтому особое внимание уделим геологическому строению данного продуктивного резервуара (рисунок 4).

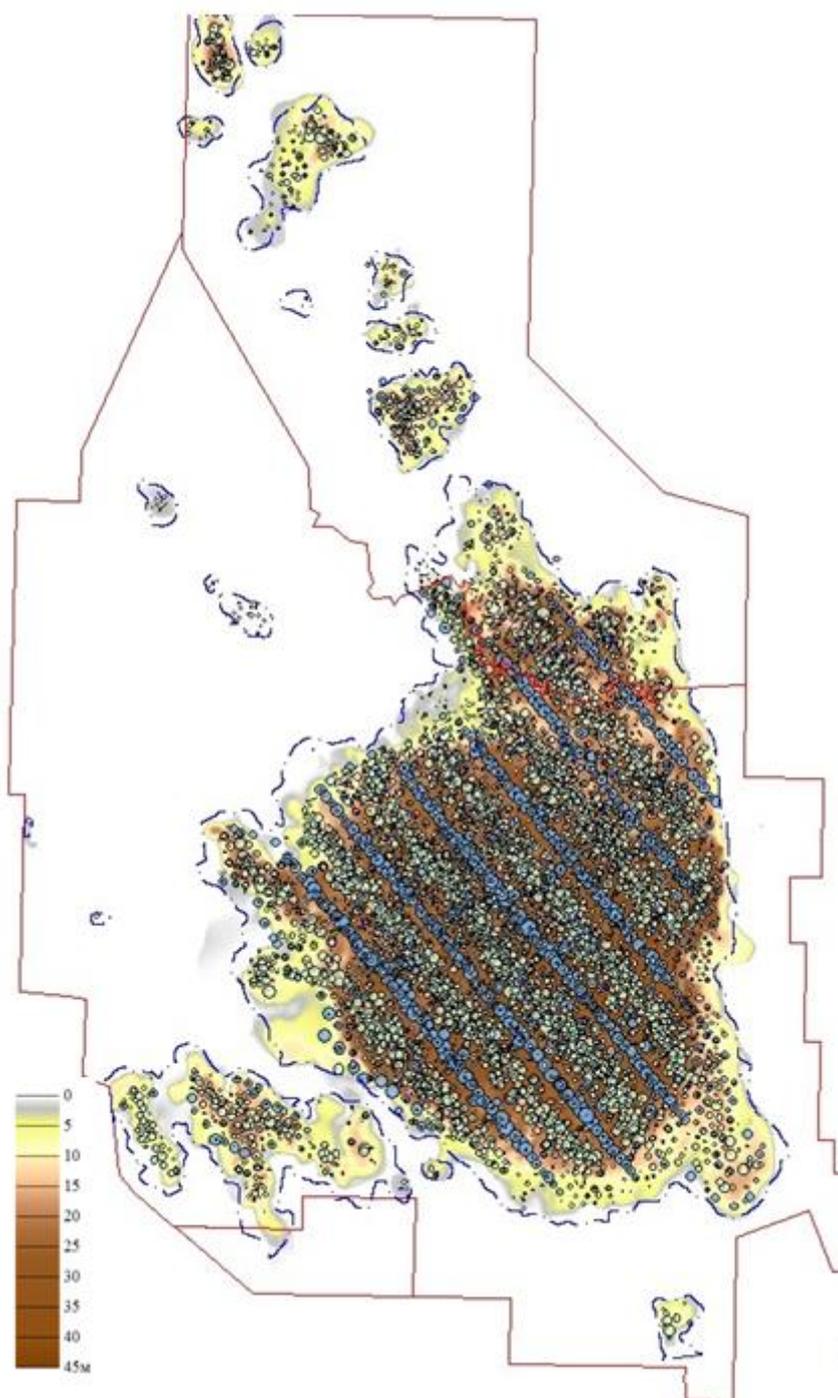


Рисунок 4 – Продуктивный пласт БВ₈⁰ Самотлорского месторождения

Залежи пласта БВ₈⁰. С этим пластом связаны несколько залежей нефти: основная залежь на Самотлорском поднятии, меньшие по размерам залежи в пределах Мыхпайской и Усть-Вахской площадей и залежь на западном куполе Каспаровской площади.

Пласт БВ₈⁰ представлен переслаиванием следующих горных пород: песчаников, алевролитов и аргиллитов. Открытая пористость пласта БВ₈⁰ находится в пределах от 0,18 до 0,26, что в среднем составляет 0,21 д.ед.

Преобладают коллектора с пористостью 0,20-0,22,. Проницаемость коллекторов пласта БВ₈⁰ варьируется от 1,5 до 1399,6 мД, что в среднем составляет 79 мД, максимум частоты (59,6%) приходится на интервал от 5 до 40 мД.

Коллектора продуктивного резервуара БВ₈⁰ формировались в условиях морского края дельтового комплекса с многочисленными мелководными морскими заливами и мелководного морского шельфа. Привнос осадочного материала был недостаточным для компенсированного осадконакопления, в связи с чем в северо-западном направлении, при удалении от источника привноса осадочного материала, общая толщина пласта существенно уменьшается от 28,6 до 5 м. Общая толщина имеет значение 13,5 м, эффективная нефтенасыщенная толщины составляет 4 м, песчаности - 0,29, расчлененность – 2,7, пористость – 0,211, проницаемость – 88 мД, нефтенасыщенность – 0,614.

Коллектора с массивной текстурой, представленные отложениями барового комплекса, встречаются редко, в большем количестве они встречаются в сочетании с тонкослоистыми коллекторами.

По результатам ГИС выработка пласта БВ₈⁰ связана преимущественно с кровельной частью, остаточные запасы УВ отмечаются по всей толще продуктивного горизонта, которые в основном, залегают в кровельной и средней частях. По результатам геофизических исследований в открытом стволе скважин средний коэффициент выработки запасов составил 0,53. Наблюдается сокращение нефтяной зоны за счет подъема водонефтяного контакта и заводнения. По данному продуктивному пласта остаточные запасы жидких углеводородов приурочены, в основном, к кровельной и средней частям разреза.

Таким образом, рассмотрев геологические особенности проведения работ МГРП на продуктивном пласте БВ₈⁰ становится ясно, что так как 50 % коллектора БВ₈⁰ имеет не высокую проницаемость, то вновь пробуренные добывающие скважины ВНС и вторые стволы ЗБС не эффективны без МГРП. В настоящее время на 1.01.2020 года в АО "Самотлорнефтегаз" 45 % скважин

ЗБВ и ВНС на которых проводилось заканчивание посредством МГРП вскрыты именно на продуктивный пласт БВ₈⁰. Так как Самотлорское месторождение уникально по своей площади и количеству продуктивных пластов, а также по количеству скважин (фонд скважин на 1.05.2021 г. составляет более 21 000), то в данной ВКР проведен более подробный анализ эффективности МГРП на скважинах ЗБС и ВНС именно на разрабатываемом объекте БВ₈⁰ [5].

Продуктивный пласт БВ₈⁰ долгие годы разрабатывался совместно с продуктивным пластом БВ₈¹⁻³ единой сеткой ННС, при этом в зонах с ухудшенными ФЕС пласта БВ₈⁰ остаются не вовлеченными в разработку запасы нефти.

По причине довольно низких фильтрационно-емкостных свойств краевых зон пласта БВ₈⁰, обусловленных частым чередованием тонких прослоев различного литологического состава, продуктивность данного объекта является низкой и требует подбора эффективной технологии выработки запасов либо применения методов увеличения нефтеотдачи.

В настоящее время даже применение ГРП в наклонно направленных скважинах (ННС) не всегда обеспечивает рентабельность разработки. Например, районы нового бурения – это краевые зоны, представленные низкопроницаемыми коллекторами проницаемостью 10^{-3} мкм² и ниже. Дебиты наклонно направленных скважин (ННС) с ГРП в таких зонах составляют 5-20 м³/сут, что часто не обеспечивает окупаемости затрат на их строительство [6].

1.2 История развития ГРП

Гидравлический разрыв продуктивного пласта на сегодняшний день является одним из самых распространенных технологических приемов закачивания скважин.

Теория гидроразрыва пластов развивалась в течение на многих десятилетий. Впервые данный метод интенсификации притока пластового флюида, был испытан в СССР, только вместо привычных материалов –

проппанта – использовался речной песок. Но глобального промышленного тиражирования метод в СССР не приобрел и уже в дальнейшем технологии ГРП развивались на Западе. Совершенствование технологий ГРП, применяемого технологического оборудования, разработка новых химических реагентов (смесей и жидкостей ГРП), начались с 1947 года, и к настоящему времени гидравлический разрыв пласта стал повсеместно используемой операцией с надежным результатом. В настоящее время гидравлический разрыв продуктивных резервуаров играет важную роль в увеличении извлекаемых запасов углеводородов и приросте добычи.

На западе технологии ГРП начали своё развитие в 1947 году с его проведения на газовом месторождении Хуготон (скважина "Келпер1"), расположенном в Канаде. Геологические характеристики данной скважины: четыре продуктивных газовых пласта, коллектор которых был сложен известняками, с мощностью от 715 до 790 м; забойное давление составляло в среднем 2,8 МПа. К 1981 году уже было проведено более чем 800 тыс. операций ГРП. А к 1988 году охват количество скважино-операций ГРП превысило один миллион. Из них около 30-40 % в Северной Америке. Таким образом доля извлекаемых запасов США возросла на 25-30 % от общего объема запасов, так как они стали экономически рентабельными за счет гидравлического разрыва продуктивных резервуаров [7].

В России операции ГРП, как метод интенсификации притока пластового флюида, стал активно внедряться в 90-е годы прошлого столетия. В основном операции ГРП проводились на месторождениях Западной Сибири иностранными сервисными компаниями, так как к тому времени нефтяные месторождения уже характеризовались падающей добычей УВ.

В настоящее время на месторождениях РФ гидроразрыв продуктивного пласта применяется повсеместно. Ярким примером реализации технологий ГРП является компания ПАО "НК "Роснефть", так как данный вид ГТМ является востребованным видом мероприятий по интенсификации добычи нефти и приросту дополнительной добычи. Поэтому ежегодно отмечается увеличение

количества проводимых в компании ГРП. Только в декабре 2020 года дочернее общество "РН-Юганскнефтегаз" установил рекорд по проведению гидроразрыва пласта – 600 скважино-операций ГРП за один месяц [8]. За последние 5-7 лет активно стали развиваться технологии проведения многостадийного разрыва пласта.

Лидирующие позиции по проведению многостадийного разрыва пласта и развитию технологий многостадийного гидравлического разрыва пласта в компании ПАО "НК "Роснефть" занимает дочернее общество АО "Самотлорнефтегаз" (Недропользователь Самотлорского месторождения). По официально опубликованным данным в АО "Самотлорнефтегаз" наблюдается высокая динамика роста количества скважино-операции МГРП (рисунок 5).

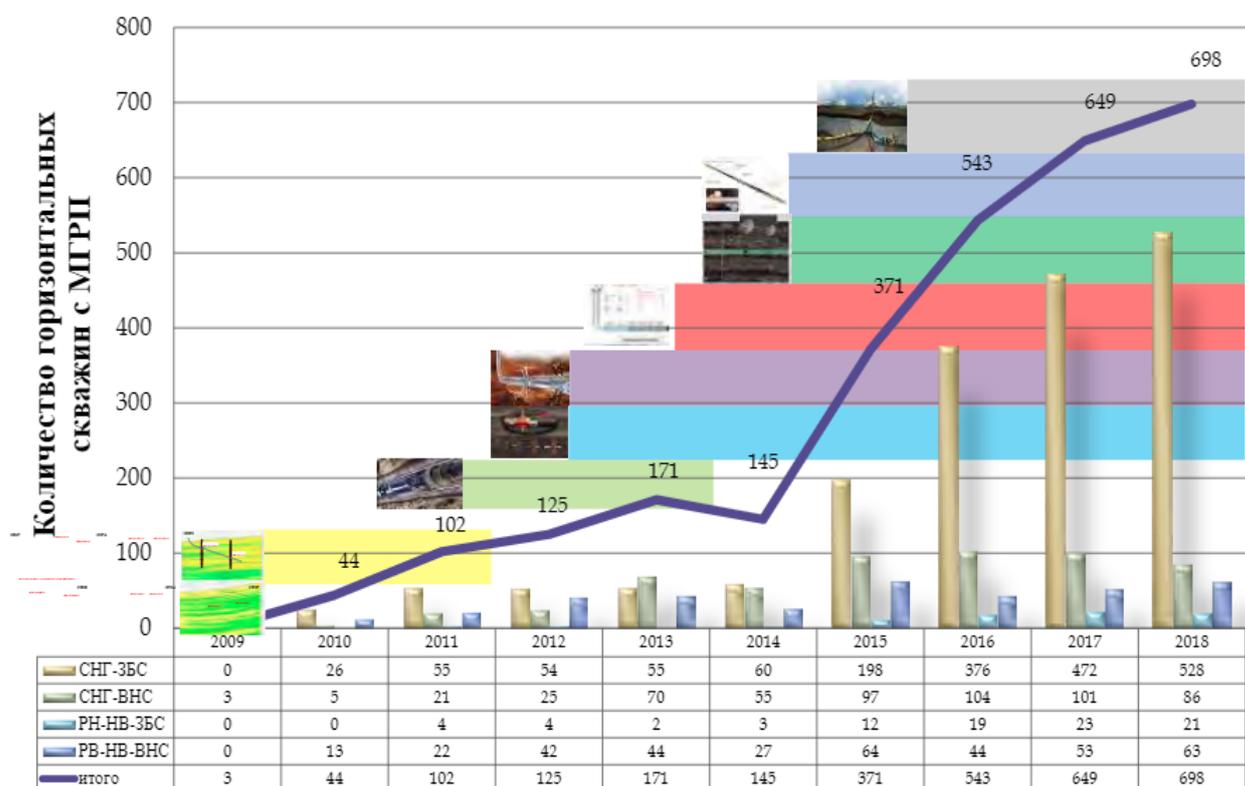


Рисунок 5 – Динамика заканчивания скважин ЗБС и ВНС с применением технологий МГРП

С 2009 года начались испытания применения технологий МГРП при заканчивании скважин ЗБС и ВНС с целью оценки эффективности и уже к 2018 году количество МГРП на горизонтальных стволах скважин составило

практически 700 скважино-операций. Так в 2015 году впервые в России именно на Самотлорском месторождении было реализован МГРП с количеством стадий более 20 (было выполнено на горизонтальной скважине ЗБС 29 трещин). Поэтому в следующем разделе данной ВКР будут рассмотрены общие сведения о ГРП, МГРП и основных процессах создания "трещин ГРП".

1.3 Основные понятия о ГРП

Гидравлическим разрывом продуктивного пласта называется процесс, при котором давление жидкой среды воздействует на горную породу до частичного ее разрушения и возникновения трещины в пласте. Продолжающееся воздействие давлением жидкостного клина расширяет трещину вглубь от точки разрыва. Разрыв называют "гидравлическим", так как давление создается агентом - жидкостью. В данную жидкость ГРП добавляется твердый гранулированный материал, как правило, керамический проппант или кварцевый песок. Основная функция данного материала – закрепить трещину в пласте, удержать ее, предотвратить смыкание трещины продуктивного пласта под действием естественных сил. Таким образом созданный канал – трещина ГРП – будет обладать более высокой степенью пористости и соответственно проницаемости, за счет чего увеличится приток пластового флюида в ПЗП. Данная трещина объединяет существующие природные трещины в горной породе и создает дополнительную площадь дренирования скважины [9].

При гидравлическом разрыве продуктивного пласта должны быть решены следующие основные задачи:

- создание высокопроницаемой трещины по пласту;
- удержание трещины в раскрытом состоянии, предотвращение смыкания;
- удаление из трещины и ствола скважины ранее закаченной жидкости гидроразрыва;
- повышение продуктивности горного резервуара и интенсификации притока пластового флюида;

- повышение КИН продуктивных пластов.

Трещины ГРП создаются за счет закачки жидкостей гидроразрыва требуемого состава в продуктивный резервуар со скоростью, которая будет превышать скорость ее поглощения пластом. То есть жидкость ГРП не успевает фильтроваться по пласту, вследствие чего создается давление и разрывает породу, расклинивает. Давление жидкости гидроразрыва будет возрастать до тех пор пока не превзойдет внутренние напряжения в горной породе. Таким образом в продуктивном резервуаре – создается трещина ГРП (рисунок 6).

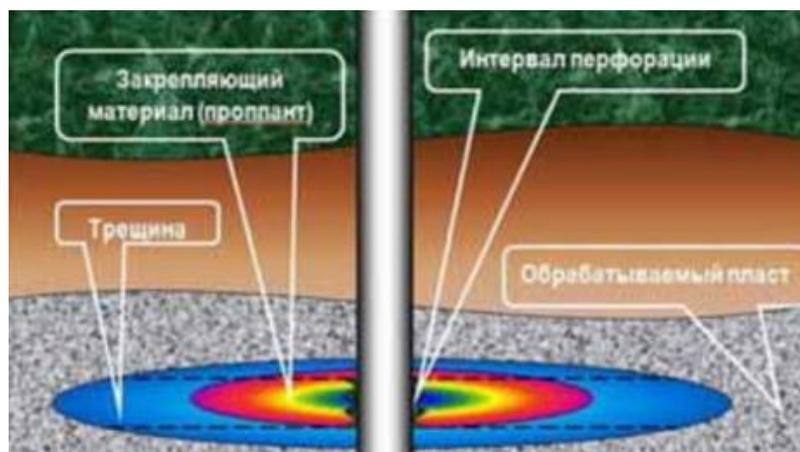


Рисунок 6 – Трещина в продуктивном резервуаре, создаваемая посредством ГРП

Перед эксплуатацией скважины и запуском ее в работу с целью добычи УВ, начать добычу из скважины, необходимо произвести удаление рабочей жидкости гидроразрыва. Степень сложности процесса удаления жидкости ГРП зависит от ее физико-химических свойств, состава, пластового давления и относительной проницаемости продуктивного пласта. Процесс удаления жидкости ГРП весьма важен, так как, данная жидкость в пластовых условиях снижает относительную проницаемость горной породы и препятствует фильтрации - дренированию пластового флюида к ПЗП, то есть препятствует притоку пластового флюида при эксплуатации добывающей скважины.

ГРП производится в два основных этапа: проведение мини-ГРП и основной фрак. Мини-ГРП производится для испытания скважины, оценки точности расчетов дизайна-ГРП (проекта ГРП), то есть для того, чтобы оценить

реальный рост давления, скорость закачки, степень поглощения и приемистости смеси ГРП по пласту. Обычно при мини-ГРП закачивается около 1-3 тонн проппанта. После оценки основных параметров закачки мини-ГРП производится анализ и, возможно, корректировка состава смесей ГРП, расхода смесей, давлений и скоростей закачек для основного флека.

До начала проектирования процесса ГРП следует провести анализ его экономической целесообразности, исходя из ожидаемых приростов дебита нефти, прогноза добычи на горизонт оценки (период оценки - как правило горизонт оценки по компании ПАО "НК "Роснефть" составляет три года) и затрат на данный вид ГТМ.

Основной целью проведения гидравлического разрыва пласта является интенсификация притока нефти за счет повышения продуктивности естественного горного резервуара путем увеличения эффективного радиуса дренирования добывающей нефтяной скважины. В продуктивных пластах с относительно низкой проницаемостью и трудноизвлекаемыми запасами такой вид геолого-технического мероприятия как гидравлический разрыв пласта является одним из лучших способов повышения продуктивности. Так как создается канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта – важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения.

Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

1.4 Общие сведения о технологиях многостадийного гидроразрыва пласта

Отличие многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) от обычного одностадийного заключается в том, что проводится поочередно, цикл за

циклом, несколько гидроразрывов пласта, при этом создается ряд трещин. Каждая трещина - является отдельной стадией МГРП (рисунок 7).

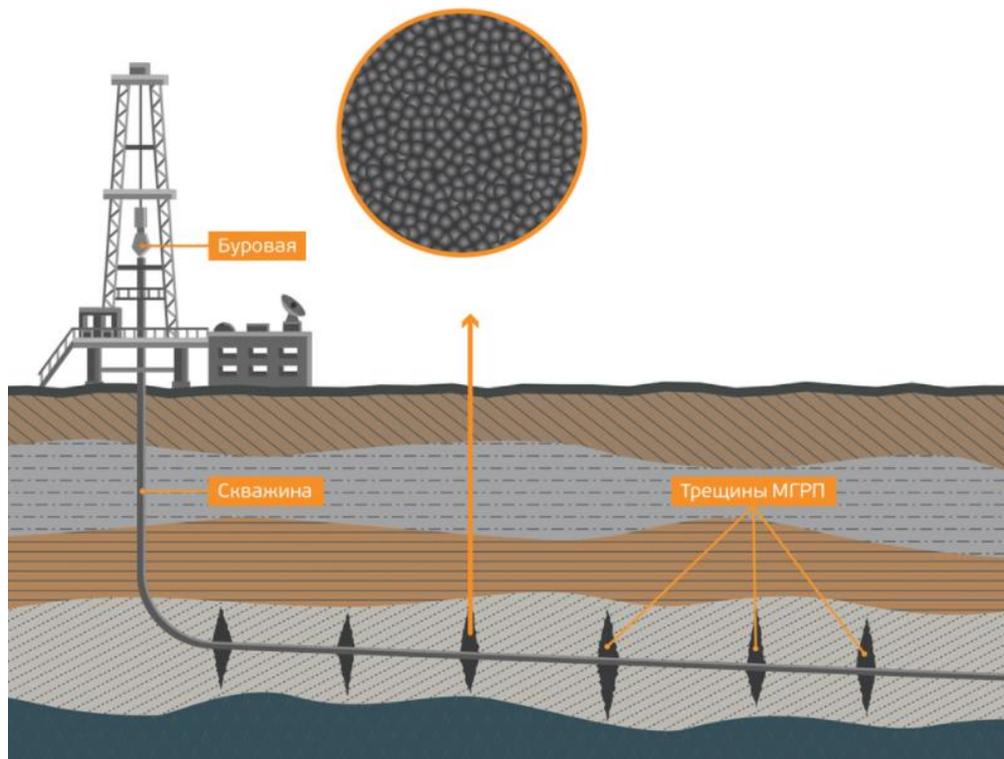


Рисунок 7 – Проведение МГРП на горизонтальной скважине

В горизонтальных скважинах существует возможность проведения гидравлического разрыва пласта отдельно в каждом стимулируемом интервале. ГРП на данных этих интервалах производится поочередно. Количество создаваемых трещин – характеризует количество стадий. Первая стадия проводится начиная от забоя горизонтальной скважины (рисунок 8).

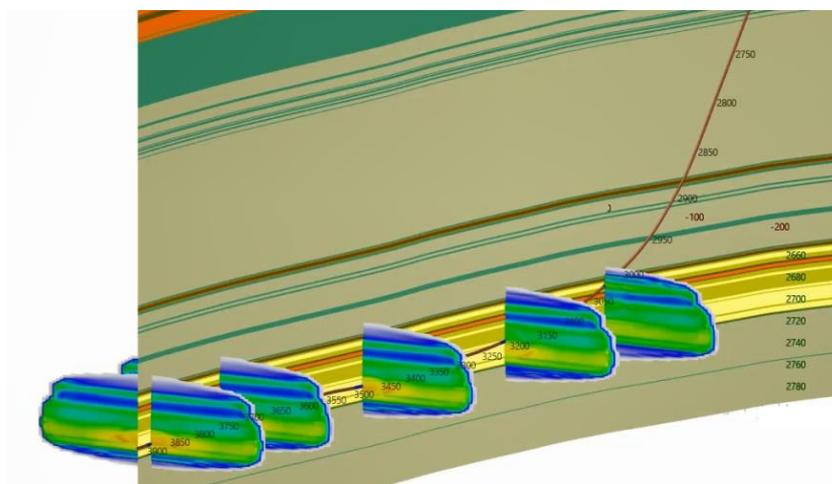


Рисунок 8 – Пример проведения пяти-стадийного МГРП на горизонтальной скважине

В настоящий момент ведется активное применение технологий многостадийного разрыва пласта в нефтяной компании ПАО «НК «Роснефть», практически во всех ее дочерних обществах. В первом квартале 2018 года количество горизонтальных скважин ВНС с закачиванием посредством МГРП выросло более чем на 67 % по сравнению с последним кварталом 2017 года. Так, например, в дочернем обществе Компании – «РН-Юганскнефтегаз» в 2018 году доля ГС с многостадийным фразом достигла 43 %, а также были побиты рекордные значения по проведению ГРП – 572 скважино-операции только за один месяц 2018 года. В дочернем обществе АО "Самотлорнефтегаз" уже к 2020 году доля скважин ВНС с заканчиваем с применением технологий МГРП выросла более чем в пять раз относительно 2018 года.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

2.1 Нарушение проницаемости продуктивного пласта

Нарушение проницаемости продуктивного коллектора характеризуется таким понятием как "скин-эффект", "скин-фактор", "скин-нарушения", то есть с нарушением ПЗП. Но данную величину не всегда возможно рассчитать, обычно ее принимают, то есть принимают скин-фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет.

Рассмотрим причины возникновения скин-эффекта. Практически все мероприятия, все манипуляции, которые производятся с продуктивным пластом с целью его разработки вызывает скин-нарушения.

В первую очередь это связано с бурением скважины, так как бурение производится на буровом часто глинистом растворе, который частично поглощается пластом и остается в виде фильтрата бурового раствора в поровом пространстве продуктивного коллектора ПЗП.

Далее при цементировании ОК также ухудшаются ФЕС призабойной зоны пласта, но в данном случае кольматантами выступают глобулы цементного раствора.

В последующем ФЕС ПЗП ухудшаются из-за негативного воздействия растворов глушения, образованием водонефтяных эмульсий, отложением солей и АСПО, продуктов реакции кислот при ОПЗ, механических примесей при ПВР.

Все выше перечисленные факторы ухудшения ФЕС ПЗП могут привести к снижению продуктивности добывающей скважины, а в каких-то случаях и к полному прекращению притока пластового флюида к стволу скважины, что остановит процесс добычи нефти.

Одним из наиболее эффективных методов снятия скин-эффекта является именно гидравлический разрыв пласта.

2.2 Основные этапы проведения фрэка-ГРП

Основные этапы технологии проведения фрэка-ГРП рассмотрим на примере одностадийного ГРП в вертикальной скважине (рисунок 9):

1 – спуск пакерующего устройства на требуемую глубину, для предотвращения разрыва ЭК скважины исключения попадания смесей и жидкостей ГРП в нецелевые интервалы;

2 – создание давления для снятия защитных кожухов и активизация (посадка) пакера в рабочее положение;

3 – закрытие клапана в низу пакера и открытие окон при росте давления, через которые производится закачка;

4 – в случае получения проблемы при закачки производим вымыв технологического остатка проппанта из лифта НКТ с помощью обратной промывки.

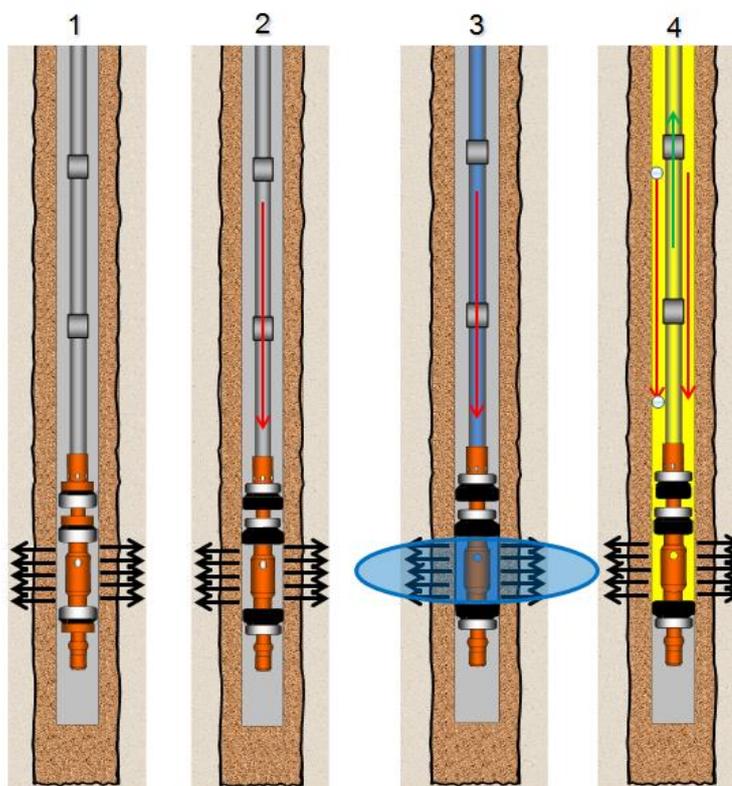


Рисунок 9 – Этапы технологии проведения одностадийного фрэка-ГРП в вертикальной скважине

2.3 Направление трещины гидроразрыва

Трещина фрака может быть создана в двух направлениях: в вертикальном или горизонтальном. Тип разрыва зависит от создаваемого напряжения в продуктивном пласте. Разрыв происходит в направлении, которое перпендикулярно наименьшему напряжению.

Вертикальный гидроразрыв. В большинстве случаев, на скважинах выполнялись вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180 градусов друг к другу (рисунок 10)

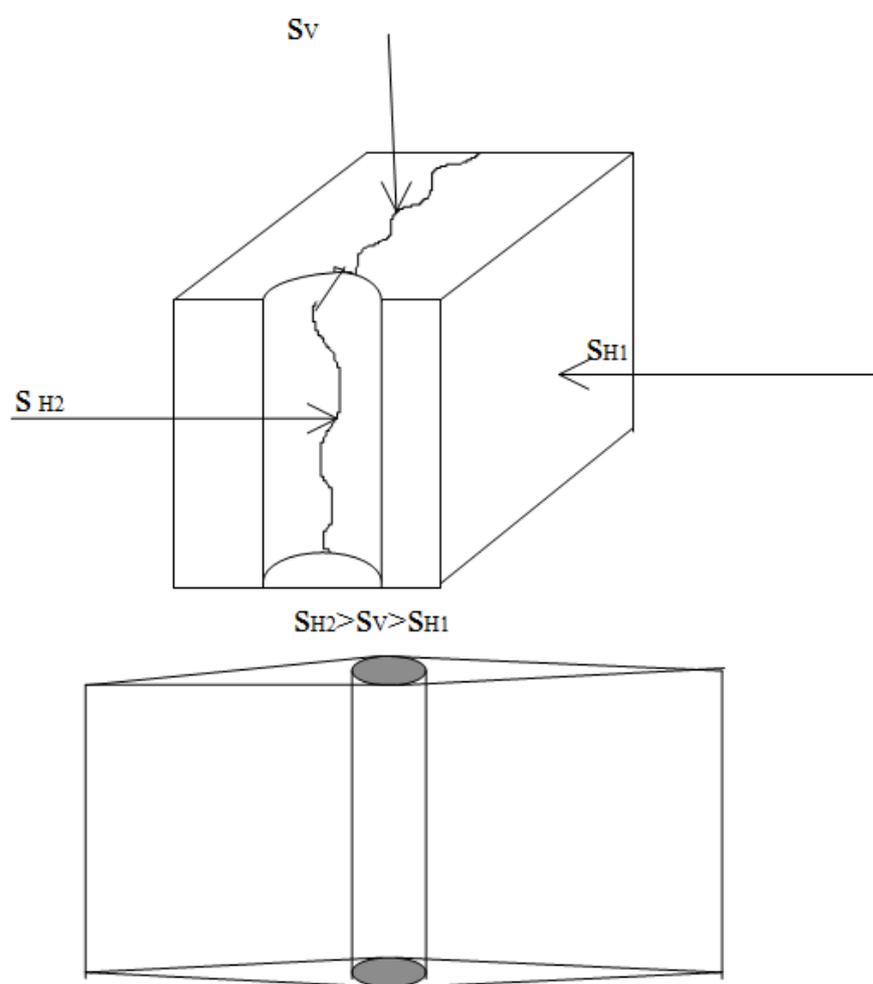


Рисунок 10 – Вертикальное распространение трещины фрака

Горизонтальный гидроразрыв. Горизонтальный разрыв пласта будет происходить в скважине, если горизонтальное напряжение будет больше, чем вертикальные напряжения (рисунок 11).

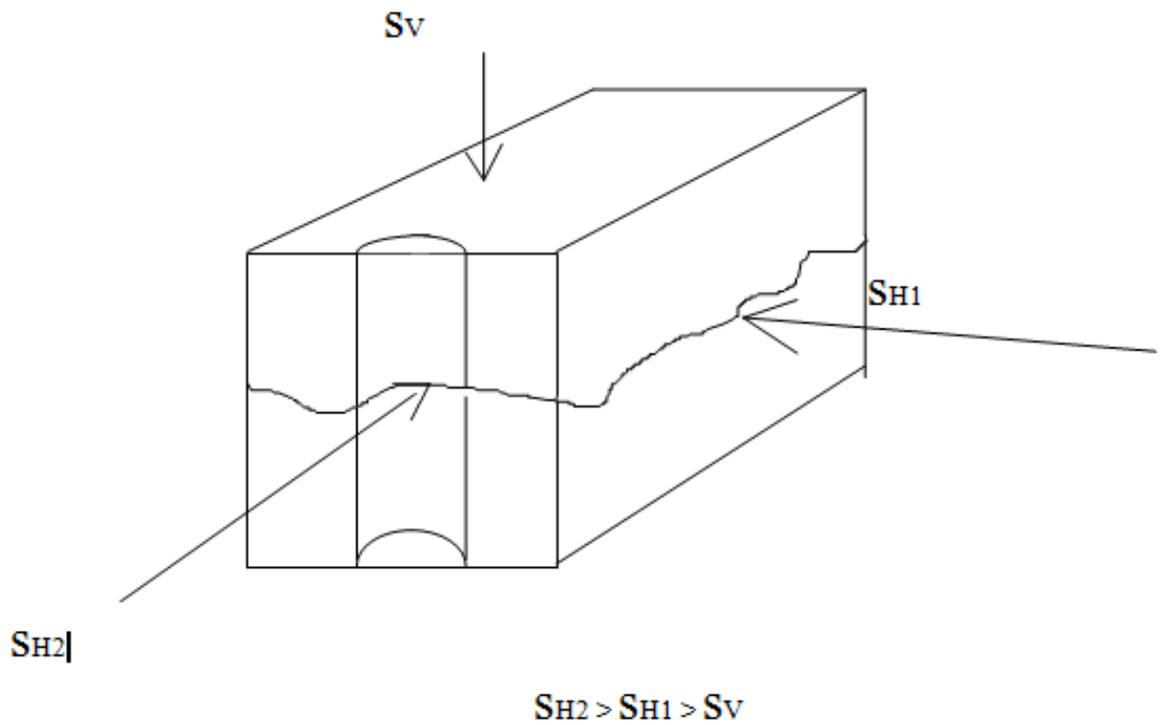


Рисунок 11 – Горизонтальное распространение трещины фрака

Фраки продуктивных пластов проводятся как в вертикальных скважинах, так и в горизонтальных скважинах (рисунки 12-13).

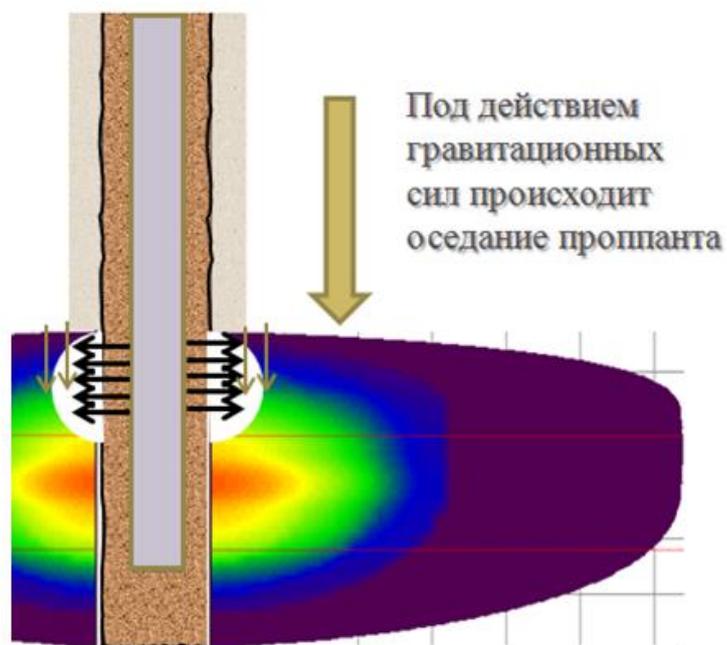


Рисунок 12 – Фрак на вертикальной скважине

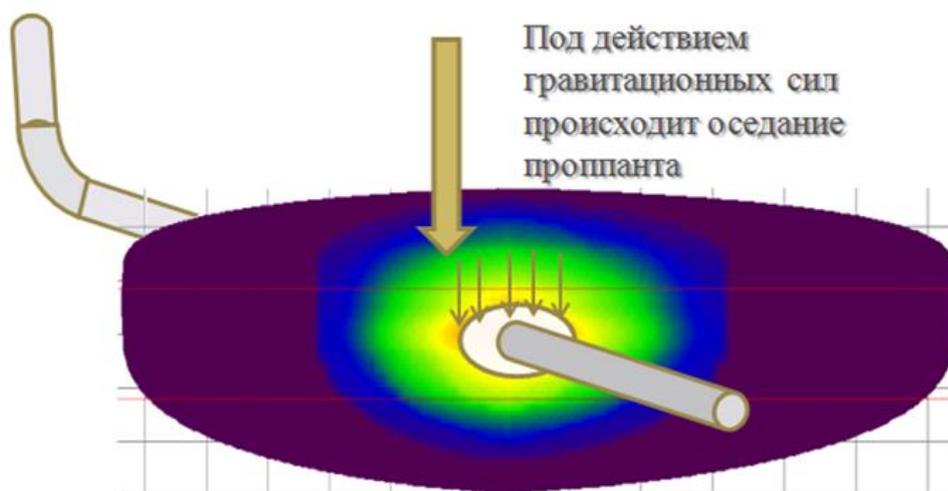


Рисунок 13 – Фрак на горизонтальном участке скважины

2.4 Материалы, применяемые при проведении фразов гидроразрыва пласта

Проппант – это расклинивающий наполнитель, который применяется для того чтобы удерживать созданную трещину в продуктивном пласте в открытом состоянии (не допустить смыкания её стенок). Также проппант обеспечивает хорошую гидродинамическую связь между продуктивным резервуаром и скважиной. В качестве наполнителя применяют: кварцевый песок, или стеклянные, керамические искусственно изготовленные шарики (проппант). Проппант представлен на рисунках 14-15.

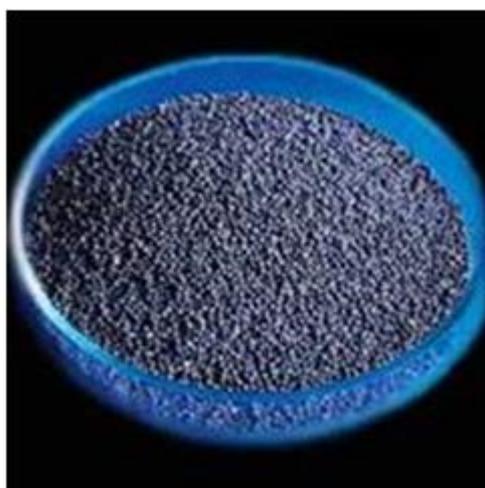


Рисунок 14 – Искусственный керамический материал для заполнения создаваемых трещин ГРП



Рисунок 15 – Керамический проппант ГРП. Пример заполнения трещины

В настоящее время применяемые песок, проппант и другие виды расклинивающих агентов классифицируются по размеру приведенному в таблице 1.

Таблица 1 – Размеры применяемых проппантов ГРП

Основные размер сит (Mesh)	Предельные размеры частиц расклинивающих агентов (мм)
100	0,150
40-60	0,419-0,250
20-40	0,841-0,419
12-20	1,679-0,841
8-12	2,380-1,679

Чистый кварцевый песок имеет большую плотность (2650 кг/м³), что способствует его оседанию из потока жидкости и затрудняет заполнение трещин. Его плотность на смятие бывает недостаточной.

В мировой практике в последние десятилетия отказываются от кварцевого песка, именно из-за данного эффекта. Поэтому в основном стали применяться искусственные наполнители наполнителя: стеклянные шарики (керамические проппанты), молотая скорлупа грецкого ореха, зерна агломерированного боксита. Плотность проппанта сопоставима с плотностью

кварцевого песка, но зерна пропанта прочнее, они оседают в трещине и меньше вдавливаются в породу (рисунок 16).

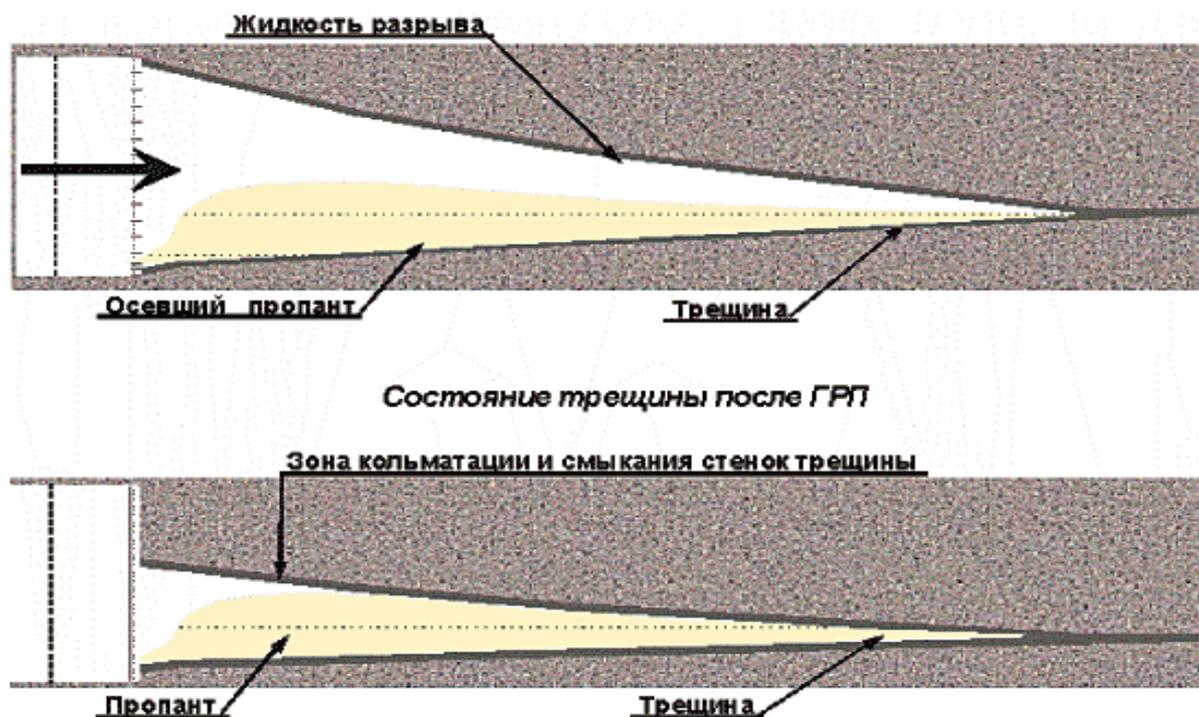


Рисунок 16 – Образование трещины под давлением высоковязкой жидкости (создание клина). Процесс оседания пропанта в трещине. Плотность порошка агломерированного боксита примерно составляет 1400 кг/м^3 . Также пропанты производят из особо прочных синтетических полимерных веществ, которые имеют плотность, близкую к плотности жидкости (1100 кг/м^3) песконосителя.

Эффективность флека-ГРП в большой степени зависит от проводимости созданной трещины, которая в свою очередь зависит от размера и прочности пропанта и его "упаковки" (распределения в трещине). Пропант не всегда движется с жидкостью гидроразрыва из-за фильтрация жидкости в породу, поэтому не происходит раскрытия трещины на 100 % ее площади.

Поверхности созданных трещин, которые не разделены пропантом будут обратно смыкаться под действием существующего напряжения. Таким образом, только расклиненные пропантом трещины будут доступны потоку жидкости и будут обеспечивать высокую эффективность флека-ГРП.

При движении частиц проппанта при фраке-ГРП существует несколько ступеней:

- движение частиц проппанта через устьевое оборудование обрабатываемой скважины;
- движение частиц проппанта вниз через колонну НКТ обрабатываемой скважины;
- движение частиц проппанта с изменением направления через перфорационные отверстия;
- транспортировка частиц проппанта в трещине ГРП и дополнительное оседание, которое может произойти во время закрытия трещины.

При закачке в трещину ГРП жидкости-песконосителя часть ее фильтруется в скелет породы продуктивного коллектора. При этом из жидкости выделяется загуститель и добавки для снижения показателя фильтрации. Эти отделяющиеся компоненты осаждаются на поверхности трещины ГРП, концентрируются в процессе фильтрации и образуют малопроницаемый покровный слой, который называется фильтрационной коркой. Фильтрационная корка может минимизировать водоотдачу и способствовать распространению трещины вглубь пласта [10].

2.5 Техника, применяемая для производства работ МГРП

При проведении МГРП (рисунок 17) участвует большое количество специальной нефтегазопромысловой техники и оборудования, которые называют "флотом-ГРП" (рисунки 18-19).

Как правило, флот-ГРП состоит из следующих основных специальных агрегатов, которые смонтированы на базе шасси грузовых автомобилей:

- насосные агрегаты высокого давления;
- смесительные установки для приготовления рабочей жидкости ГРП (блендер);

- песковозы – предназначенные для перевозки проппанта и подачи его на смесительную установку;
- азотная установка;
- станции контроля процесса флека-ГРП;
- блоки манифольда;
- установки для подачи химических реагентов.

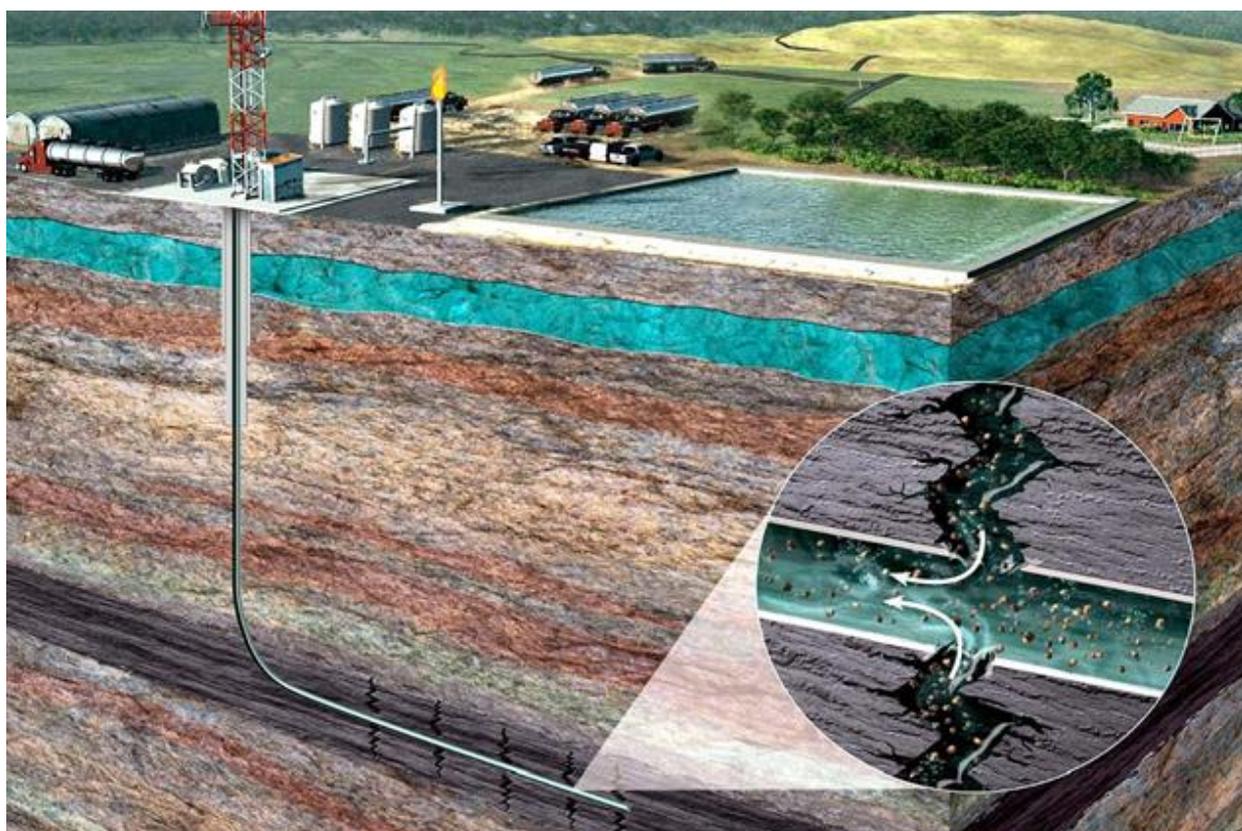


Рисунок 17 – Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Насосный агрегат высокого давления – служит для нагнетания в скважину (а далее в продуктивный пласт по стволу скважины) проппанта, жидкости разрыва (рисунок 19).

Смеситель (блендер) осуществляет прием всех предварительно смешанных жидкостей, различных твердых и жидких присадок и проппанта и смешивание их в однородную массу заданного состава. Блендер подает пульпу под повышенным давлением на насосы высокого давления, которые осуществляют ее закачку в скважину (рисунок 21). Закачка основных реагентов

и технологических жидкостей при проведении фрака-ГРП производится насосными агрегатами высокого давления.

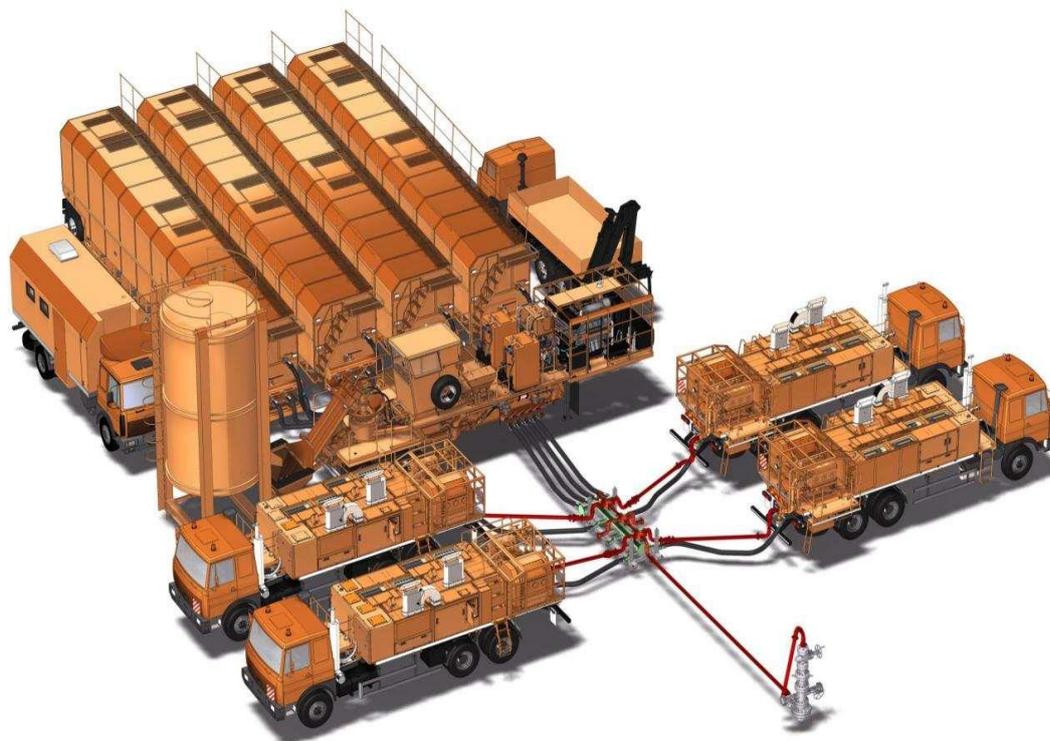


Рисунок 18 – Схема обвязки специализированного технологического транспорта для производства фрака-ГРП



Рисунок 19 – Пример обвязки устья скважины спецтехникой – флотом-ГРП для проведения фрака ГРП на реальной скважине



Рисунок 20 – Насосный агрегат высокого давления для производства работ ГРП



Рисунок 21 – Смеситель (блендер) ГРП

Песковоз – предназначен для погрузки пропанта, доставки пропанта на кустовую площадку (где производится фрак-ГРП), дозирования пропанта в смеси ГРП. Устройство установлено на шасси грузового автомобиля и оборудовано емкостью для песка и системой подачи песка для его разгрузки из емкости для песка в емкость смесителя.

Спецавтомобиль для перевозки химических реагентов (кислотник). Служит для доставки, закачки химреагентов к скважине.

Станция контроля. Предназначена для регистрации всех параметров фрака-ГРП, когда происходит этот процесс. Он регистрирует следующие параметры закачек фрака-ГРП: давление в нагнетательной линии, давление в затрубном пространстве, подача проппанта, расходы жидкостей и смесей, температуру, суммарное количество закаченного проппанта, подачу жидкости.

Также для проведения ГРП используется различное оборудование, такое как, линии высокого давления (манифольдные установки) – для обвязки смесителя, насосных агрегатов, линий низкого и высокого давления с устьем обрабатываемой скважины, емкости для хранения воды и т.д. А также применяется разнообразное подземное внутрискважинное оборудование, такое как специальные колонны НКТ, пакерующие устройства, муфты, селективные пакера, порты ГРП и так далее. Номенклатура подземного внутрискважинного оборудования для проведения операции гидроразрыва будет зависеть от скважинных и геологических условий, а также от количества стадий МГРП.

В настоящее время существуют множество новых технологий проведения многостадийных фразов ГРП. Выбор конкретной технологии зависит от геологических условий, характеристик скважин и, конечно же, от экономической целесообразности применения того или иного метода. Так как не всегда новая дорогостоящая технология МГРП, которая рекомендована с точки зрения прогнозируемых положительных геологической и технологической эффективностей будет применена, когда существует риск ее некупаемости. Поэтому в следующей главе рассмотрим основные технологии и технологическое оборудование, которое применяется для реализации МГРП на Самотлорском месторождении в целом и при заканчивании скважин ЗБС и ВНС в частности.

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ МГРП, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Анализ геологической эффективности ГРП на Самотлорском месторождении в целом

В настоящее время применение ГРП в ННС не всегда обеспечивает рентабельность разработки месторождения, особенно находящегося на четвертой заключительной стадии. Так за период с 2012 по 2016 годы на Самотлорском нефтяном месторождении было проведено 2033 скважино-операции по ГРП, что на 10 % (221 скважино-операция) ниже проектного уровня (2254 скважино-операции). Такое сокращение объёмов фразов-ГРП связано с тем, что снизилась их геологическая, а как вследствие и экономическая эффективность (рисунок 22). Если обратимся к геологической эффективности, оцениваемой уровнем полученной дополнительной нефти от интенсификации притока пластового флюида посредством фразов-ГРП, то можно отметить что дополнительная добыча от ГРП за 2012-2016 годы не достигла проектных уровней: дополнительная добыча составила 1721 тыс. тонн нефти, при проектном значении 2684 тыс. тонн.

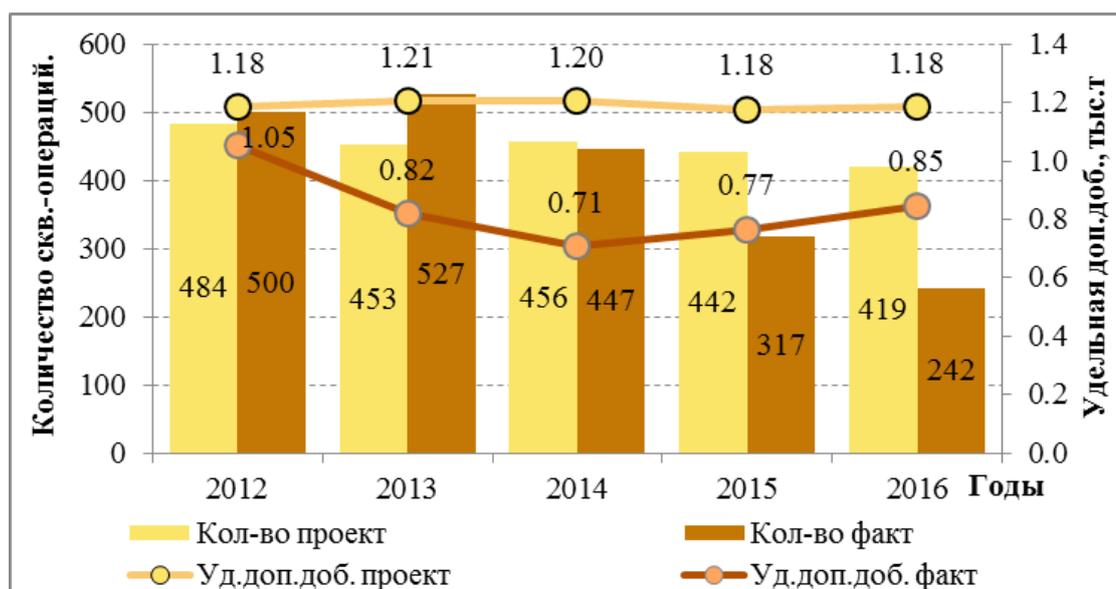


Рисунок 22 – Анализ эффективности проведения фразов-ГРП на Самотлорском месторождении в целом

Поэтому и снизилась активность проведения стандартных ГРП на наклонно-направленных скважинах действующего фонда, то есть уже на пробуренных,. То есть максимальный объём проведенных фразов-ГРП на Самотлорском месторождении в целом составлял 527 скважино-операций достигнут в 2013 году, а уже к 2016 году количество фразов-ГРП сократилось до 242 скважино-операций.

За данный период фразы-ГРП проводился на собственном фонде скважин пластов, в т.ч. первичные и повторные (рефразы), а также при переводе скважин на другой пласт

Эффективность ГРП при переводе скважин: удельная дополнительная добыча за скользящий год составила 1,4 тыс.т/скв., при первичном ГРП на скважине эффективность составила 1,2 тыс.т/скв., при повторном рефразе эффективность составила 1,1 тыс.тонн (таблица 2).

Таблица 2 – Эффективность применения ГРП на различных категориях фонда скважин Самотлорского месторождения

Тип фразы-ГРП	Количество скважино-операций, штук	Прирост дебита нефти, т/сут	Прирост дебита жидкости, т/сут	Дополнительная добыча нефти за 12 месяцев, тыс. т/скв.	К усп., %
Первичный ГРП	419	4,9	24,1	1,2	46
Повторные рефразы	222	4,7	33,4	1,1	34
ГРП при переводе скважин	1385	6,4	7,9	1,4	44

Операция ГРП является дорогостоящей процедурой и требует тщательного экономического анализа эффективности мероприятия. Зачастую фразы-ГРП на Самотлорском месторождении проводились с сопутствующими ремонтами КРС, без проведения которых эффект от ГРП был бы минимален или вообще равнялся бы нулю. Например, перед проведением фразы проводились спуски колонны "летучки" (дополнительной колонны) в скважину

или восстановление цементного камня с целью ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны и устранения перетоков по пласту.

3.2 Анализ геологической эффективности ГРП на рассматриваемом продуктивном объекте БВ₈⁰ Самотлорского месторождения

На анализируемом в данной выпускной работе продуктивном объекте БВ₈⁰ за 5 лет было проведено 467 операций ГРП, что на 33 % больше объёмов, предусмотренных проектом разработки (352скважино-операции) (рисунок 23). Эффективность гидроразрыва пласта по объекту БВ₈⁰ отмечается на 50 % ниже проектной. Так, удельная дополнительная добыча в календарный год фактически получена 0,75 тыс.т/скв.-опер. при проектной величине 1,49 тыс.т/скв.-опер. Если оценить по суммарной дополнительно добытой нефти, то ее уровень фактически ниже проектного на 33% и составил 351 тыс. тонн, при проектном значении в 525 тыс. тонн нефти.

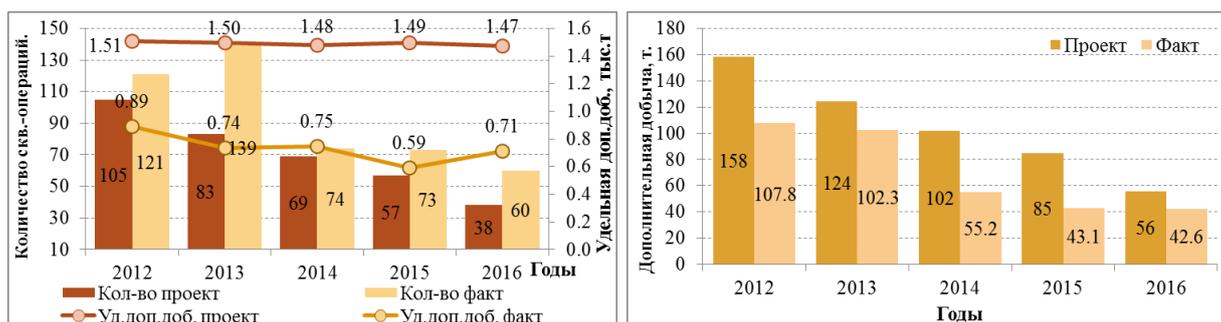


Рисунок 23 – Анализ эффективности проведения фразов-ГРП на объект БВ₈⁰Самотлорского месторождения

На пласт БВ₈⁰Самотлорского месторождения фразки-ГРП проводились на низкопродуктивных скважинах. Основной осложняющий фактор на данном продуктивном резервуаре это наличие подстилающего высокопродуктивного и обводненного пласта БВ₈¹⁻³, который не выдержан по площади глинистой перемычкой. Поэтому обычно проводится ГРП с массой пропанта 3-7 тонн, что позволяет делает трещину фрака небольшой по длине и высоте и соответственно снижает ее эффективность.

За 5 лет на данном продуктивном объекте было проведено 406 мероприятий по ГРП. Распределение мероприятий по годам представлено

на рисунке 24. Общий эффект за 5 лет по пласту составил 400 тыс.т дополнительно добытой нефти. В расчете на одну скважино-операцию добыто 1,6 тыс. тонн нефти.

Максимальный объем ГРП проведен был в 2013 году, что составило 120 скважино-операций, максимальный объем дополнительной добычи получен в 2012 году за счет высокой эффективности мероприятий – 1,24 тыс.т/скв.-опер.

Основной объем ГРП проводился на возвратном фонде – 306 скважин, что составило 75 %. Начальный запускной дебит нефти на скважинах возвратного фонда составил 8,3 т/сут, прирост дебита нефти на скважинах собственного фонда составил 4,3 т/сут.

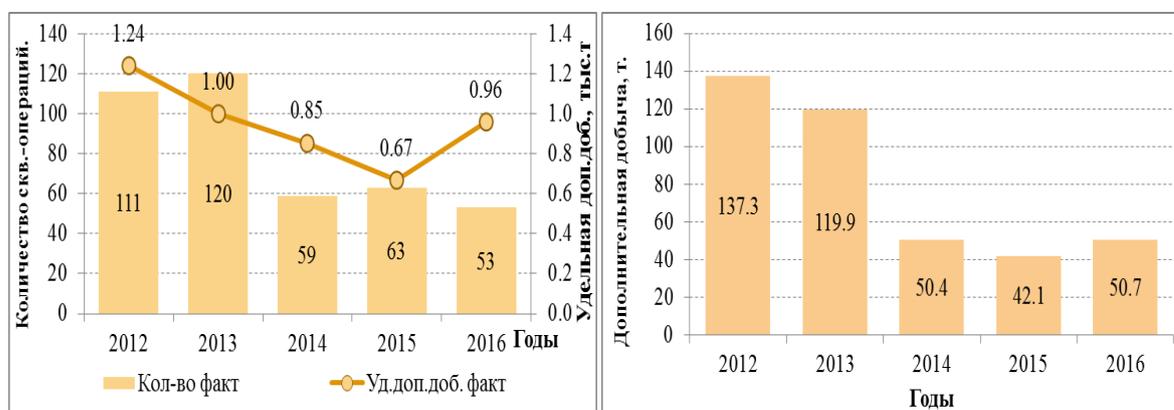


Рисунок 24 – Динамика проведения фрактов-ГРП на объекте БВ₈⁰

Общая эффективность по анализируемым группам фонда скважин относительно близка. Так, удельная дополнительная добыча нефти за «скользящий» год на скважинах собственного фонда составила 1,5 тыс.т/скв.-опер. и 1,6 тыс.т/скв.-опер. по возвратным скважинам (таблица 3). После ГРП на объекте БВ₈⁰ дебит нефти после незначительного снижения стабилизируется за счет увеличения дебита жидкости (рисунок 25).

Максимальный прирост дебита нефти после ГРП получен по скважине собственного фонда номер 51154, что составило 35 т/сут, максимальный стартовый дебит при переводе скважины номер 12034 составил 68 т/сут. Схема расположения скважин с ГРП приведена на рисунке 26.

Таблица 3 – Эффективность применения ГРП на различных категориях фонда скважин продуктивного резервуара БВ₈⁰

Тип флека-ГРП	Кол-во скв.-опер., штук	Прирост дебита нефти, т/сут	Удельная доп.добыча нефти за календарный год, тыс. т	Доп. добыча нефти за 12 месяцев, тыс. т/скв.	Удельная доп.добыча за 12 мес., тыс. т
ГРП на собственно м фонде	100	4,39	0,85	84,8	1,5
ГРП при переводе	306	8,3	1,03	315,6	1,6
Общий итог	406	-	0,99	400,4	1,6

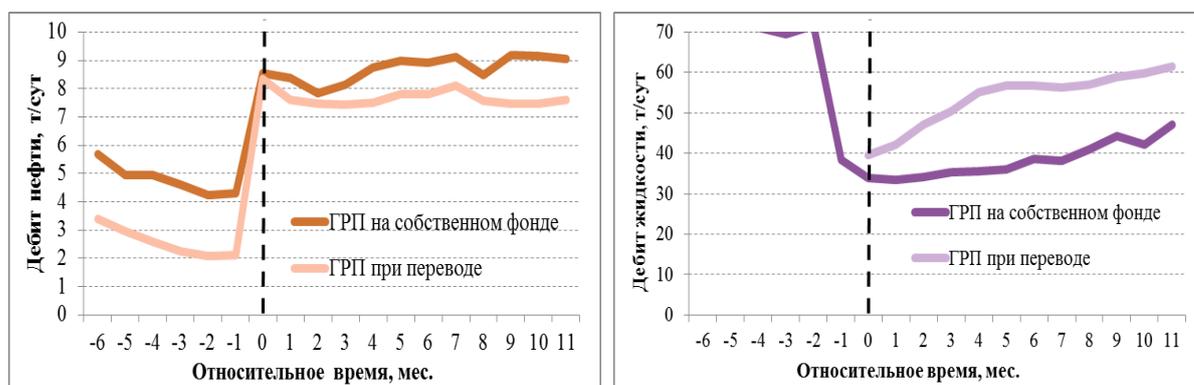


Рисунок 25 – Динамика приведенного к одной дате дебита нефти (слева) и жидкости (справа) полученного при проведении ГРП на объекте БВ₈⁰

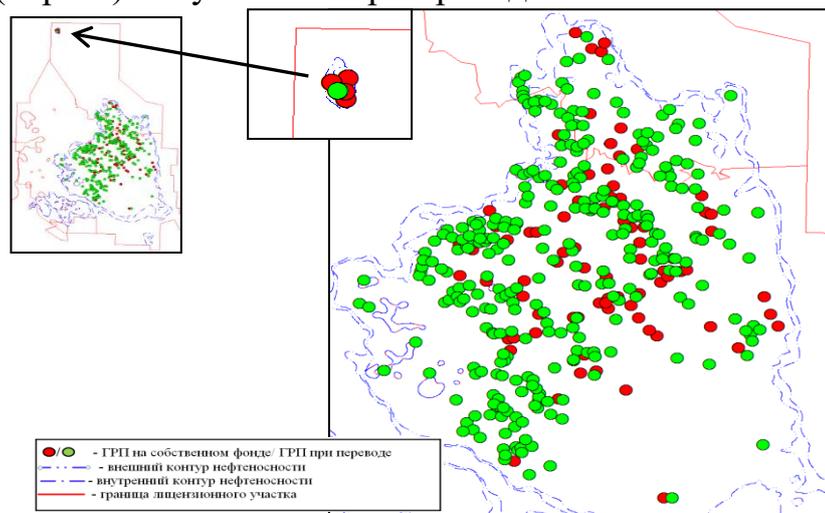


Рисунок 26 – Схема расположения скважин с ГРП на разрабатываемом объекте БВ₈⁰

Мероприятия по ГРП целесообразно продолжать проводить с небольшим объемом проппанта в скважинах с низкими ФЕС. Потому что не проводить ГРП на объекте БВ₈⁰ нельзя, так как коллектор пласта является низкопроницаемым, особенно его западный участок. и без ГРП поддерживать заданный уровень добычи нефти не удастся.

Поэтому в настоящее время одним из способов поддержания рентабельных уровней добычи на продуктивном объекте БВ₈⁰ является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. Технология МГРП позволяет в одной пробуренной горизонтальной скважине провести несколько полноценных ГРП, что позволяет увеличивать площадь дренирования пласта БВ₈⁰. То есть трещины создаются по высоте небольшими, чтобы не прорваться в нижележащий пласт БВ₈¹⁻³, но за счет увеличения количества стадий (создания целого ряда трещин) становится возможным добиться повышения продуктивности скважин. В настоящее время практически 100 % пробуренного фонда ВНС и ЗБС по пласту БВ₈⁰ заканчивается с применением технологий МГРП. Среднее количество стадий на одну горизонтальную скважину составляет 8-10 (трещин). Это в среднем. Но на каждую конкретную скважину число стадий МГРП рассчитывается, строится дизайн ГРП и зависит от длины ствола скважины.

3.3 Анализ эффективности заканчивания ГС с применением технологий МГРП на объекте БВ₈⁰

В настоящее время существуют две основные технологии МГРП: поинтервальная перфорация (включая гидропескоструйную) и проведение ГРП; применение специальных компоновок (портов и муфт) при разобщении заколонного пространства пакерами/цементированием.

За последние 5 лет на продуктивном резервуаре БВ₈⁰ успешно реализуется программа бурения ЗБС в добычу на уровне 35-50 скважин в год, в том числе с проведением операций МГРП от 2 до 5 стадий.

При сопоставлении реализованных ВНС и ЗБС с МГРП на объекте БВ₈⁰ наибольшую эффективность показывают вновь пробуренные скважины ВНС (запускные дебиты по нефти в среднем от скважин ВНС с МГРП составили 52 т/сут, а запускные дебиты по нефти скважин ЗБС с МГРП составили 21 т/сут). Это объясняется, что при вводе новой скважины ВНС существует возможность бурения горизонтального ствола скважины с большим диаметром, чем при ЗБС. Так как при ЗБС второй ствол как правило значительно меньше, так как бурится уже из окна ранее существующей скважины эксплуатационного фонда. Также, еще одним фактором высоких запускных дебитов от ВНС является создание большей длины горизонтального участка пробуренной скважины, которая обеспечивает увеличение зоны дренирования пласта, с реализацией большего количества ГРП (ЗБС до 5 ГРП, ВНС до 18 ГРП), а также создавать более высокую депрессию на пласт (забойное давление в ЗБС: в среднем 66-69 атм, ВНС: 44-50 атм).

В настоящее время ТИЗ продуктивного пласта БВ₈⁰ составляют 48 млн. тонн, из них 39 % (19 млн. тонн) не вовлекаются в разработку базовым фондом.

Стратегия бурения АО "Самотлорнефтегаз" на продуктивном пласте БВ₈⁰ предусматривает уплотняющее бурение, направленное на доизвлечение законсервированных запасов (в ареале транзитного, ликвидированного и ушедшего на другие пласты фонда) в районах с остаточными извлекаемыми запасами на уровне 20-35 тыс.т/скв. посредством ЗБС с МГРП, при остаточных извлекаемых запасах более 35 тыс.т/скв. посредством ввода новых скважин с МГРП. Основной объём бурения скважин в 2016-2020 годы был сосредоточен в северной части продуктивного резервуара БВ₈⁰ в зоне, где улучшены фильтрационно-емкостные свойства. Результаты бурения скважин за 2010-2016 годы по объекту БВ₈⁰ показана на рисунке 27. Карта остаточной нефтенасыщенности БВ₈⁰ пробуренным фондом скважин с заканчиванием посредством МГРП за 2016-2020 годы представлена на рисунке 28.

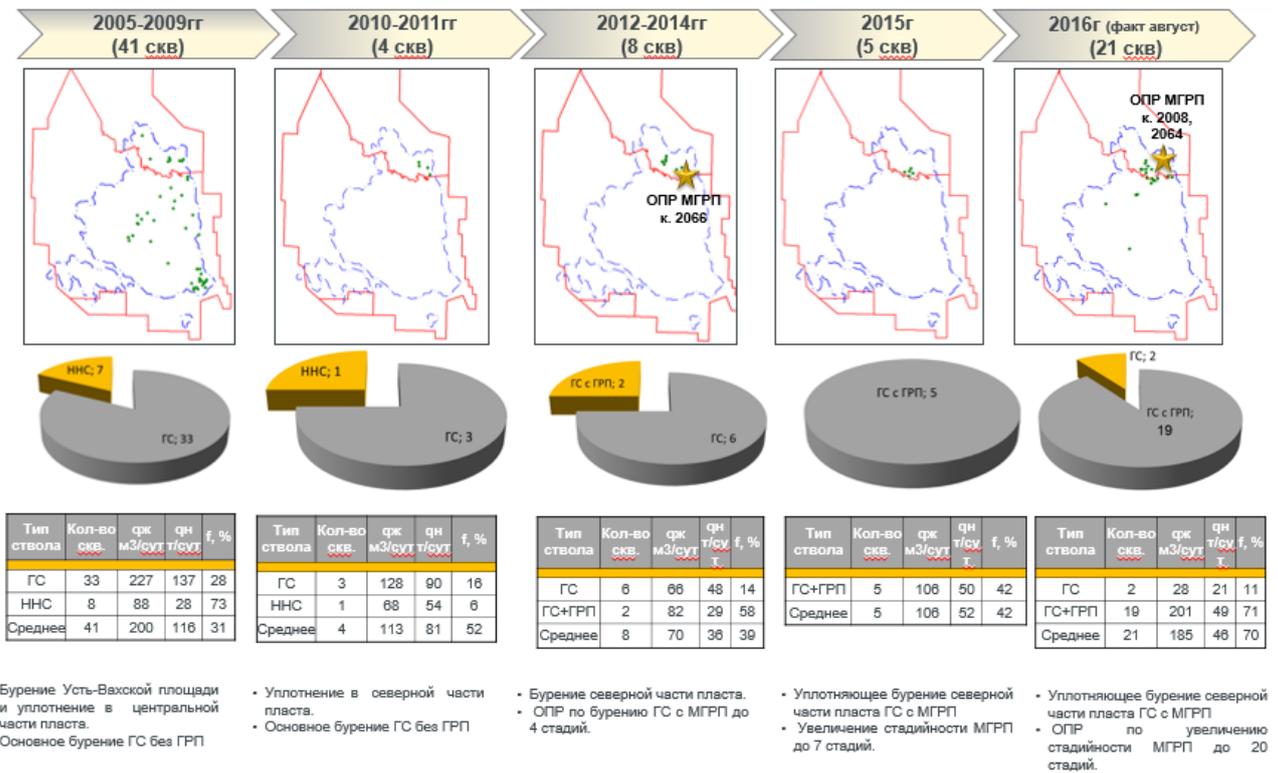


Рисунок 27 – Ретроспектива бурения скважин за 2010-2016 годы по объекту БВ₈⁰

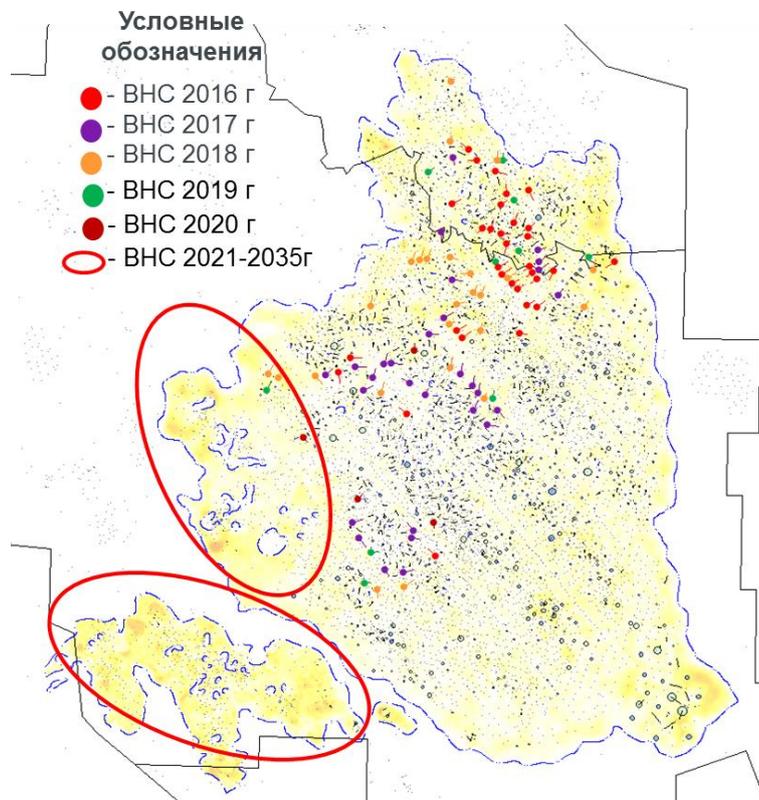


Рисунок 28 – Карта остаточной нефтенасыщенности БВ₈⁰ пробуренным фондом скважин с заканчиванием посредством МГРП за 2016-2020 годы

Таблица 4 – Результаты уплотняющего бурения ГС с заканчиванием МГРП за 2016-2020 годы по объекту БВ₈⁰ Самотлорского месторождения

Год	Количество скв., шт.	Qн.ср., т./сут.	Qж.ср., м ³ /сут.	Удельные извл. запасы, тыс. тонн	Длина ГС, м	Кол-во ГРП, шт.
ВНС						
2016	32	28,1	56,2	43,1	616	9
2017	29	26,3	53,2	42,3	634	10
2018	25	24,5	73,1	39,1	591	9
2019	10	23,1	55,0	39,3	540	9
2020	4	22,4	55,0	38,1	450	7
Общий итог ВНС	100	26,3	60,0	41,2	601	9
ЗБС						
2016 неф.	151	16,4	54,1	21,6	245	4
2016 ППД	29	-	147,0	-	250	без ГРП

За прошедшие годы с начала внедрения технологии МГРП в 2009 году на Самотлорском месторождении масштабы проведения многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП) выросли до значений 150-170 скважино-операций в год. Поскольку на большинстве новых скважин и боковых стволов (БС) проводится МГРП, то к 2021 году объемы работ по данной технологии в АО «Самотлорнефтегаз» выросли более чем в пять раз относительно 2015 года. Практически все скважины ВНС и ЗБС на объекте БВ₈⁰ Самотлорского месторождения заканчивают с применением технологий МГРП.

Эффективность МГРП при заканчивании горизонтальных скважин высока на всех объектах разработки Самотлорского месторождения, но наиболее охвачен именно объект БВ₈⁰ в связи с его низкой проницаемостью и необходимостью доизвлечения остаточных запасов.

В то же время, падения добычи, рост обводненности и снижение рентабельности процесса добычи нефти на Самотлорском месторождении диктует необходимость постоянного поиска наиболее эффективных схем и технологий заканчивания горизонтальных скважин ЗБС и ВНС [9].

АО "Самотлорнефтегаз" постоянно стремится к модернизации технологий МГРП, которые позволили бы решить следующие задачи: сократить время проведения МГРП, удешевить стоимость применяемых материалов, работать в области импортозамещения, повысить геологическую эффективность (запускные дебиты нефти), сократить затраты. Поэтому за последние годы сотрудниками АО "Самотлорнефтегаз" на Самотлорском месторождении удалось многократно сократить цикл заканчивания скважин с МГРП, сократить затраты на производство работ, снизить число «СТОПов», уменьшить риски недостижения проектных дебитов, а также отобрать ряд перспективных технологий для дальнейших испытаний и возможного тиражирования.

3.4 Анализ технологической и геологической эффективностей технологий МГРП на ГС, применяемых на Самотлорском месторождении

Проводить МГРП на Самотлорском месторождении начали в 2009 году на трех добывающих скважинах. Технологии были достаточно просты, скважины были закончены законченными по самой простой технологии без цементирования хвостовика. Первая стадия МГРП проводилась в фильтровой части, в конце ГРП в хвостовике оставляли пропантную пробку высокой концентрации. Затем проводилась вторая стадия ГРП через дополнительную перфорацию, таким образом проводили две стадии на одном горизонтальном участке.

Данными скважинами был вскрыт проектным продуктивный горизонт АВ₁¹⁻² (участок пласта «рябчик»). Полученные результаты превысили ожидаемые результаты, после успешных опытно-промышленных испытаний

МГРП на ГС при заканчивании данная технология начала активно применяться на Самотлорском месторождении и на других объектах.

В настоящее время заканчивание скважин посредством проведения фрактов МГРП проводятся как в скважинах, вводимых в эксплуатацию из большого бурения (ВНС), так и в боковых стволах после зарезки (ЗБС). С точки зрения типоразмеров оборудования новые скважины, конечно, конечно, заканчивать с МГРП перспективнее. Так как при ЗБС хвостовики, как правило, спускаются системы заканчивания зарубежного производства, а во втором возможно применение и отечественного оборудования. Также, при проектировании скважины ВНС уже заранее закладывают в проект дальнейшее проведение МГРП, поэтому хвостовики конструируются уже с необходимым оборудованием для проведения МГРП и дальнейшего регулирования разработки горизонтальной скважины с МГРП.

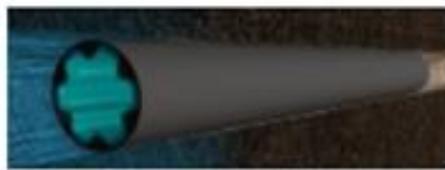
Например, применяются технологии адресной добычи на горизонтальных скважинах с МГРП, которая позволяет отключать обводившиеся стадии (трещины) МГРП (рисунок 29). Но для применения данной технологии МГРП на горизонтальной добывающей скважине необходимо при ее строительстве поинтервально обсадить ствол хвостовика специальным оборудованием – разобщителями ствола и электроуправляемыми клапанами (рисунки 30-31).

Проведение работ в боковых стволах скважин является более сложной задачей, так как хвостовики с диаметром ЭК равным 114 мм спускаются («вмещаются») при ЗБС только в существующие скважины с размером ЭК не менее 168 мм и то не всегда.

Поэтому если у существующей скважины из которой требуется пробурить второй ствол посредством ЗБС ЭК меньше 168 мм (например: ЭК-146), то диаметр хвостовика будет от 102 мм и менее. На таких скважинах процесс МГРП более сложен, так как необходимо применять специализированно оборудование под фрак-МГРП.



Рисунок 29 – Технология МГРП для сегментированной адресной добычи на скважинах ВНС



а)



б)

Рисунок 30 – Разобщители горизонтального участка скважины ВНС: а) в транспортном положении; б) в рабочем положении

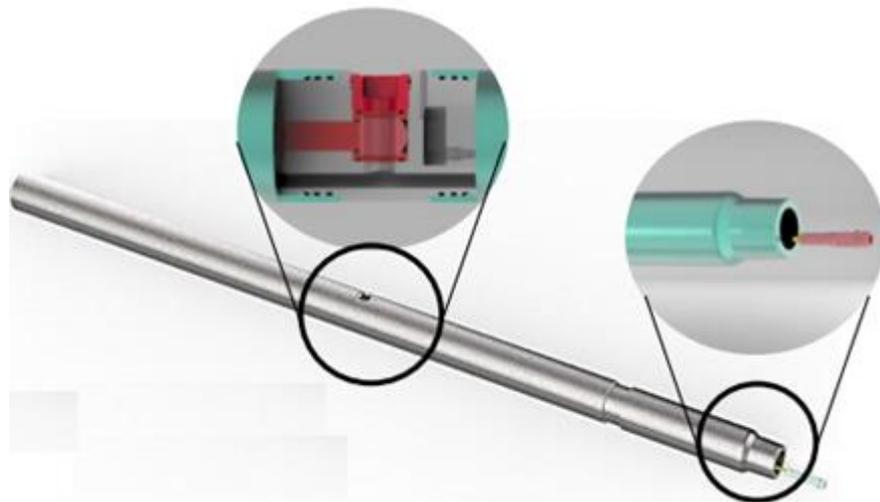


Рисунок 31 – Электроуправляемый клапан для реализации технологии МГРП с адресной добычей на добывающих скважинах ВНС

Применение простейших технологий МГРП с отсыпкой песчаных пробок на Самотлорском нефтяном месторождении продолжалось с 2009 до конца 2011 года. Эти технологии называют «многоподходными», так как несколько раз привлекался флот-ГРП. Поэтому первые операции проведения фрактов

МГРП были очень продолжительными. Так например, заканчивание и освоение ГС с двухстадийным ГРП составляло около 20 суток, а при МГРП с пятью стадиями время заканчивания составляло до 75 суток.

Но существовали и другие проблемы, не только с временными затратами и высокой оплатой бригад КРС. Повышалась стоимость операций, а именно капитальные затраты по скважинам («CAPEX»), так как всё это время для реализации технологий необходимо присутствие бригады КРС или ЗБС, что оплачивалось многомиллионными взносами.

Еще одной проблемой стало возникновение перетоков жидкости и получение «СТОПов», так как применялись пропантные отсыпки. Поэтому стали применять с 2010 года заколонные пакеры, для того чтобы надежно разобщать и изолировать требуемые зоны. Но эффективность была не столь высока. Поэтому следующим шагом было испытание технологий МГРП с применением сотовых пробок. МГРП с применением мостовых пробок активно применяли с 2011 по 2013 годы (рисунок 32).

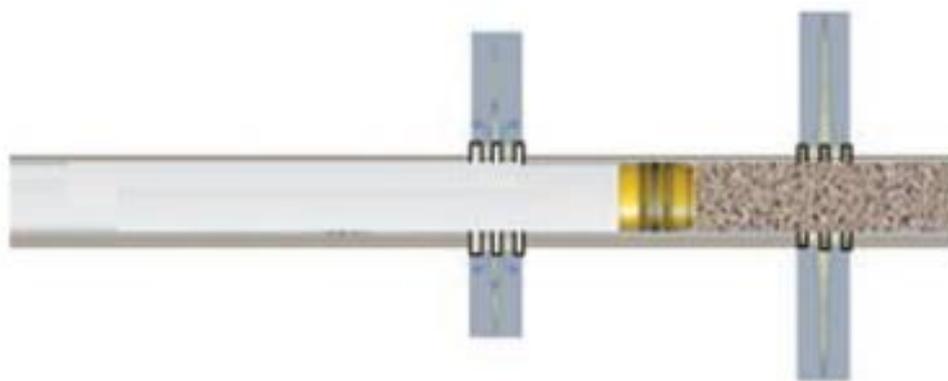


Рисунок 32 – МГРП на ГС с применением мостовых пробок

Технология фрактов МГРП с установкой в хвостовике горизонтального участка скважины мостовых пробок предполагает выполнение нескольких этапов работ. Сначала проводится фрак-ГРП на фильтровую часть хвостовика ГС. Далее, производится промывка ствола ГС и в хвостовике устанавливают первую мостовую пробку для изоляции нижнего, уже простимулированного интервала пласта. Затем выполняется перфорация следующего интервала пласта и производится следующий фрак многостадийного ГРП. После этого

необходимо выполнить разбуривание мостовой пробки и нормализовать забой скважины. Далее операции повторяются, в зависимости от необходимого количества стадий МГРП. Первые скважины ЗБС. Выполненные с применением данной технологии МГРП был осложнен рядом факторов, и цикл заканчивания в целом цикл занял 68 суток при плановых прогнозируемых сроках в 40 суток. Первой причиной осложнений стало выявленная негерметичность «головы» хвостовика ГС (типа «ОКОС» производства ЗАО «СибБурМаш»), что потребовало проведения дополнительных спускоподъемных операций, так как была необходимость выявления и подтверждения герметичности/негерметичности применяемого пакерного оборудования (пакер типа ПРО-92), а также потребовалось проведение повторного спуска активатора для активации «головы» хвостовика.

Следующим осложнением стала негерметичность пакерного оборудования подрядчика по ГРП и стингеров для ГРП вследствие, так как они не соответствовали конструкции данной скважины. Выяснилось, что технологическое пакерное оборудование подрядчика по ГРП не работает в горизонтальных участках хвостовика эксплуатационной колонны, а стингеры производства ЗАО «СибБурМаш» не могут обеспечить герметичности при зенитных углах выше 80°.

В результате ГРП проводился с посадкой пакера в основной колонне скважины, что, в свою очередь, привело к нарушению целостности хвостовика ОК из-за воздействия высоких давлений при производстве фрактов МГРП. Поэтому стало необходимым дополнительно провести РИР на ГС и ликвидировать негерметичности эксплуатационной колонны.

Из-за оставшихся в хвостовике механических примесей мостовые пробки не доходили до плановых глубин спуска, вследствие чего приходилось проводить дополнительные СПО внутрискважинного оборудования МГРП, это выливалось в существенные дополнительные финансовые затраты.

В основном риски при установке гидравлических разбуриваемых мостовых пробок были связаны с возможным не доходом мостовой пробки до

требуемого целевого интервала его посадки, а также с превышением допустимого для пробки дифференциального давления.

Из полученного опыта мы сделали ряд практических выводов. Так, во-первых, рекомендуется индивидуально подходить к установке межколонного пакера, исходя из необходимости максимального сокращения расстояния до верхнего пакера подвески. Во-вторых, подвеску хвостовика ЗАО «СибБурМаш» следует устанавливать в интервале с зенитным углом не более 60-65° для снижения риска негерметичности стингера при производстве МГРП.

С целью снижения риска повреждения подвески хвостовика давлением при производстве МГРП с мостовыми пробками можно дополнительно устанавливать разбухающие пакеры типоразмера 114x168 мм в межколонном пространстве.

С 2012 года стали реализовываться технологии МГРП с раздвижными муфтами и шарами для активации муфт. Это технологии FracPoint™ Baker Hughes. Данные технологии МГРП FracPoint™ относятся к классическому виду МГРП, который предполагает предварительную установку портов ГРП (фрак-портов) в муфтах эксплуатационной колонны обрабатываемой скважины или в хвостовике при спуске его в скважину (рисунок 33). Муфты активируются за счет сброса шара в эксплуатационную колонну скважины с устья скважины. Шар садится в седло муфты МГРП и тем самым открывает циркуляционное отверстие, а нижний интервал перекрывается тем же шаром.

После этого производится стадия МГРП, и вслед за стадией продавки пропанта в поток жидкости вбрасывается следующий шар, размер которого (диаметр) больше предыдущего. Данная операция повторяется столько раз, сколько раз необходимо разорвать пласт (сколько стадий МГРП). После того, как будут произведены все стадии МГРП на скважине фрезой будут разбурены посадочные седла и шары. Далее производится промывка обрабатываемой скважины, освоение и вызов притока пластового флюида.

Когда только началось применение данной технологии МГРП с раздвижными муфтами в АО «Самотлорнефтегаз» 2012-2013 годы собственного флота колтюбинговых установок у предприятия не было в наличии. По этой причине все работы на скважинах выполнялись силами подрядных бригад по капитальному ремонту скважин (КРС), в том числе бригадами КРС производилось разбуривание сброшенных шаров и портов компоновок МГРП. Первые ОПИ данной технологии МГРП, также, были проведены с рядом осложнений. Самым значительным осложнением стало поглощением жидкости (до 800-900 м³/сут в сумме по четырем портам одновременно). Это произошло из-за критически низких забойных давлений на скважинах, что весьма негативно сказалось на производительности добывающих скважин. Технологическая эффективность от заканчивания скважин с применением раздвижных муфт МГРП с шарами показала была достигнута, так как несмотря на осложнение цикл заканчивания одной скважины в среднем составил 24 суток, что соответствовало технологическому плану работ.



Рисунок 33 – Технология многостадийного гидроразрыва пласта FracPoint™ на ГС с шаров ГРП и раздвижных муфт

Если оценивать технологическую эффективность данной технологии заканчивания ГС с МГРП FracPoint™, то возникали следующие технологические риски: неправильная посадка шара в седло. Этот риск существуют из-за нарушения технологии – если в скважине присутствуют

элементы оснастки или остатки бурового раствора. Тогда и возникают проблемы активации муфт.

Лучший технологический результат с точки зрения длительности цикла заканчивания скважины с применением МГРП с применением раздвижных муфт на скважине составило 172 часа. Это достаточно быстро, позволяет сократить затраты на оплаты услуг бригад КРС, позволяет более быстро запустить скважину и начать реализовывать процесс добычи нефти по скважине, но это не исключает основных недостатков и рисков технологии МГРП на ГС FracPoint™

Поэтому далее, на Самотлорском месторождении была опробована еще одна технология МГРП в горизонтах с применением разрывных муфт. В то же время на месторождении была опробована технология на основе разрывных муфт BPS™, но другого производства – канадской фирмы Trican Well Services Ltd, которая предоставляет услуги по проведению фраков по всей Западной Сибири. После проведения ОПИ на Самотлорском месторождении муфты BPS™ Trican выяснилось, что они наиболее подходят для продуктивных пластов группы АВ, (рисунок 34). Для реализации МГРП на ГС по данной технологии необходимо все муфты зацементировать, либо разобщиться заколонными пакерами. Количество стадий МГРП на скважинах Самотлора проводилось в среднем от пяти до шести на одном стволе. В настоящее время технология тиражируется на скважинах ЗБС и ВНС пласта БВ₈⁰.

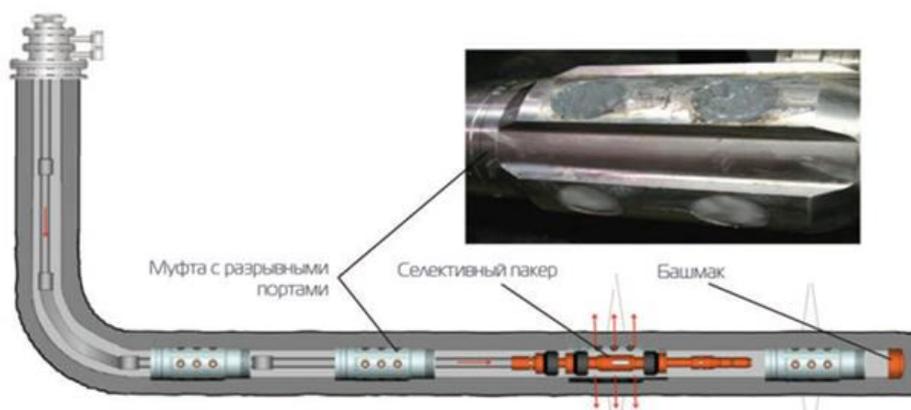


Рисунок 34 – Применение в компоновке разрывных муфт при реализации заканчивания скважин ЗБС и ВНС с МГРП

Ход проведения ОПИ: порты МГРП устанавливались в муфтах колонны скважины или хвостовика. Активация портов производилась при ГРП за счет давления. В качестве пакерного оборудования применялся селективный пакер. В качестве селективных пакеров применялись чашечные манжетные пакеры С2С (рисунок 35). После открытия каждого порта осуществлялась закачка смесей и жидкостей ГРП, и последующий переход на следующий интервал обработки ГС скважины.



Рисунок 35 – Селективный чашечный пакер С2С (Cup-two-cup) производства фирмы Trican Well Services Ltd

На начальном этапе внедрения опытно-промышленных испытаний данной технологии ВРСТ[™] весь цикл заканчивания составлял 23 суток при плановых значениях 22 суток. В ходе ОПР также возникали некоторые осложнения, такие как негерметичность «головы» оснастки хвостовика (типа ОКОС производства ЗАО «СибБурМаш»), это снижало эффективность данной технологии за счет дополнительных СПО. Это производилось для того чтобы определить герметичность пакера ПРО-92. Также наблюдалось разрушение герметизирующих элементов чашечных манжетных пакеров С2С при проведении их спуско-подъемов. Еще одно ограничение данной технологии МГРП с точки зрения конструкции компоновки – это ограничение по объему закачиваемого проппанта, что допускается до 100 тонн.

Поэтому, чтобы повысить технологическую эффективность данной технологии многостадийных фрактов, специалисты АО «Самотлорнефтегаз» совместно с подрядчиками-производителями подземного внутрискважинного оборудования внесли ряд изменений в конфигурацию системы заканчивания и

модернизировали спускаемые компоновки. Во-первых, стали применяться переходы на обсадные трубы с резьбовыми соединениями повышенной надежности (марок: ТМК-ФМС, VAG-T). Это обеспечило сохранение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны и позволило предотвратить повреждения элементов манжетов селективных пакеров при их спуске в хвостовик. Во-вторых, была произведена конструктивная доработка компоновки с изменением конструкции локатора муфт и усилением каркаса уплотняющего элемента пакера С2С. С применением селективных манжетных пакерующих устройств С2С с конструктивными доработками удалось средний цикл заканчивания скважин ВНС и ЗБС до восьми-десяти суток, то есть более чем в два раза. Это положительно повлияло на технологические и экономические показатели эффективности заканчивания скважин.

Анализ геологической эффективности данной технологии МГРП. С точки зрения геологических рисков проведения МГРП с применением С2С проблему представляет пониженное пластовое давление продуктивных резервуаров. А так как месторождение находится на заключительной стадии разработки, то снижение пластового давления – это общая тенденция всех продуктивных горизонтов. Пониженное пластовое давление при проведении МГРП с применением пакеров С2С привело к тому, что необходимо было долго ожидать падения давления для перехода на следующий интервал хвостовика для реализации следующей стадии МГРП.

Еще одним геологическим риском является недостаточная толщина глинистых перемычек между пластами. Это может привести к прорыву воды из нецелевого (непродуктивного) обводненного горизонта. При проведении ОПР по технологии МГРП с применением модернизированных С2С на неоднородном пласте АВ₁¹⁻² пришлось сократить массу закачиваемого проппанта максимально возможно до 10-15 т на один фрак (на одну стадию), а еще в 2011-2012 годы количество закачиваемого проппанта на одну стадию составляло в среднем 20-30 тонн.

Если рассматривать геологическое строение продуктивного резервуара БВ₈⁰, то отмечается малая эффективная толщина (от 3 до 5 м), а также наличие настолько же малых глинистых перемычек, как и у АВ₁¹⁻².

Рассмотри технологическую эффективность еще одной технологии МГРП, применяемой при заканчивании скважин ЗБС и ВНС – это технология Coiljet разработки компании Calfrac Well Services Ltd.. В настоящее время рамках программы повышения эффективности МГРП на Самотлорском месторождении проводятся ОПИ по данной технологии (рисунок 36).

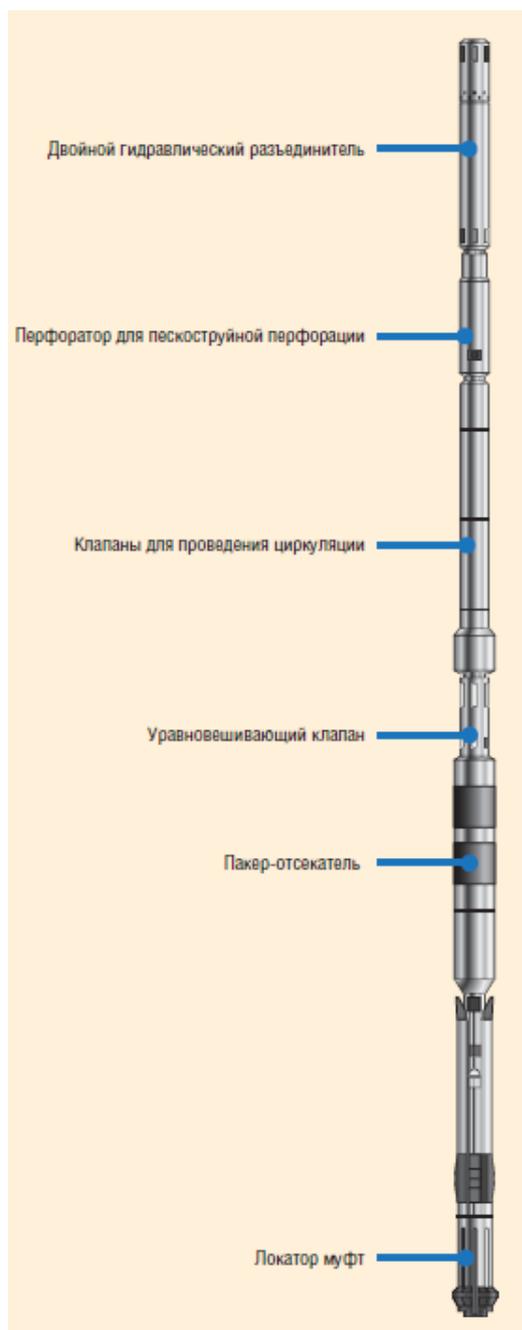


Рисунок 36 – Технологии проведения МГРП CoilJet

Технология CoilJet предназначена для проведения МГРП в полностью зацементированных хвостовиках и обеспечивает свободу выбора количества стимулируемых зон. Инструмент (рисунок 36) доставляется в скважину на колонне гибких насосно-компрессорных труб на ГНКТ в нужный интервал колонны ГС, далее производится абразивная резка колонны (гидроперфорация) с последующей закачкой проппанта через пространство между ГНКТ и НКТ. Далее инструмент перемещается на новый интервал с отсечением предыдущего с помощью многоразовой пробки – пакера-отсекателя. Затем все операции повторяются, пока не будут простимулированы все зоны.

Основное преимущество данной технологии МГРП с применением CoilJet для условий Самотлорского месторождения мы видим в надежной герметизации колонны с отсечением нижележащих интервалов, в которых уже был проведен ГРП. Кроме того, технология CoilJet позволяет контролировать забойное давление ГРП и во многих случаях предотвращать возникновение «СТОПа».

3.5 Проектирование скважины ЗБС с применением МГРП. Анализ геологической эффективности

Оценим геологическую эффективность применения технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС на примере добывающей скважины №37563. Скважина №37563 является добывающей скважиной эксплуатационного фонда по объекту БВ₈⁰ Самотлорское нефтяного месторождения. На данной наклонно-направленной скважине будет произведена зарезка бокового ствола №37563-2. По данному участку работ ЗБС на рисунках 37-38 представлены карты текущих отборов и закачек (в зоне проектируемого бокового ствола).

Основные характеристики скважины ННС:

Радиус дренирования скважины составляет: $R_d - 250$ м;

Длина горизонтального ствола скважины: $L_{гор} - 350$ м;

Вертикальная отметка (по абсолюту) пласта $H_{TVD} - 2115$ м;

Глубины разрывных муфт по стволу $H_{MD} - 2570$ м, 2500м, 2434м, 2380м;

Эффективная мощность пласта $BВ_8^0$ в данной зоне бурения: $H - 4,5$ м;

Пористость коллектора $BВ_8^0$ составляет: $m - 0,211$ д.ед.;

Нефтенасыщенность объекта составляет: $s_0 - 0,614$ д.ед.;

Объёмный коэффициент нефти составляет: $B_0 - 1,22$ д.ед.;

Вязкость нефти $\mu - 1,212$ сПз;

Плотность нефти $\rho_n - 840$ кг/м³;

Проницаемость пласта $BВ_8^0$ в данной зоне бурения по горизонтали составляет: $K_h - 4,5$ мД;

Проницаемость пласта по вертикали $BВ_8^0$ в данной зоне бурения составляет: $K_v - 0,1$ мД;

Пластовое давление продуктивного резервуара $BВ_8^0$ составляет: $P_{пл} - 150$ атмосфер;

Давление насыщения нефтью газом составляет: $P_{нас} - 96$ атмосфер;

Модуль Юнга составляет: $E - 4,8 \cdot 10^{10}$ Па;

Коэффициент извлечения нефти по объекту $BВ_8^0$ составляет: КИН = $0,658$ д.ед.;

Коэффициент Пуассона составляет: $\nu - 0,2$ д.ед.;

Средняя плотность горных пород над продуктивным коллектором $BВ_8^0$ составляет: $\rho_n - 2385$ кг/м³;

Плотность жидкости, применяемой для гидроразрыва пласта $BВ_8^0$ составляет: $\rho - 1015$ кг/м³;

Вязкость жидкости, применяемой для гидроразрыва пласта $BВ_8^0$ составляет: $\mu - 0,56$ Па*с;

Максимальная концентрация пропанта для заполнения трещин составляет: $C - 600$ кг/м³;

Доля пропанта в смеси составляет: $n_0 - 0,324$ д.ед.;

Градиент МГРП составляет: $P_{град} - 10,1$ кПа/м = $10,1 \cdot 10^3$ Па/м;

Темп закачки смеси МГРП составляет: $Q - 1,8$ м³/мин = $3 \cdot 10^{-2}$ м³/с.

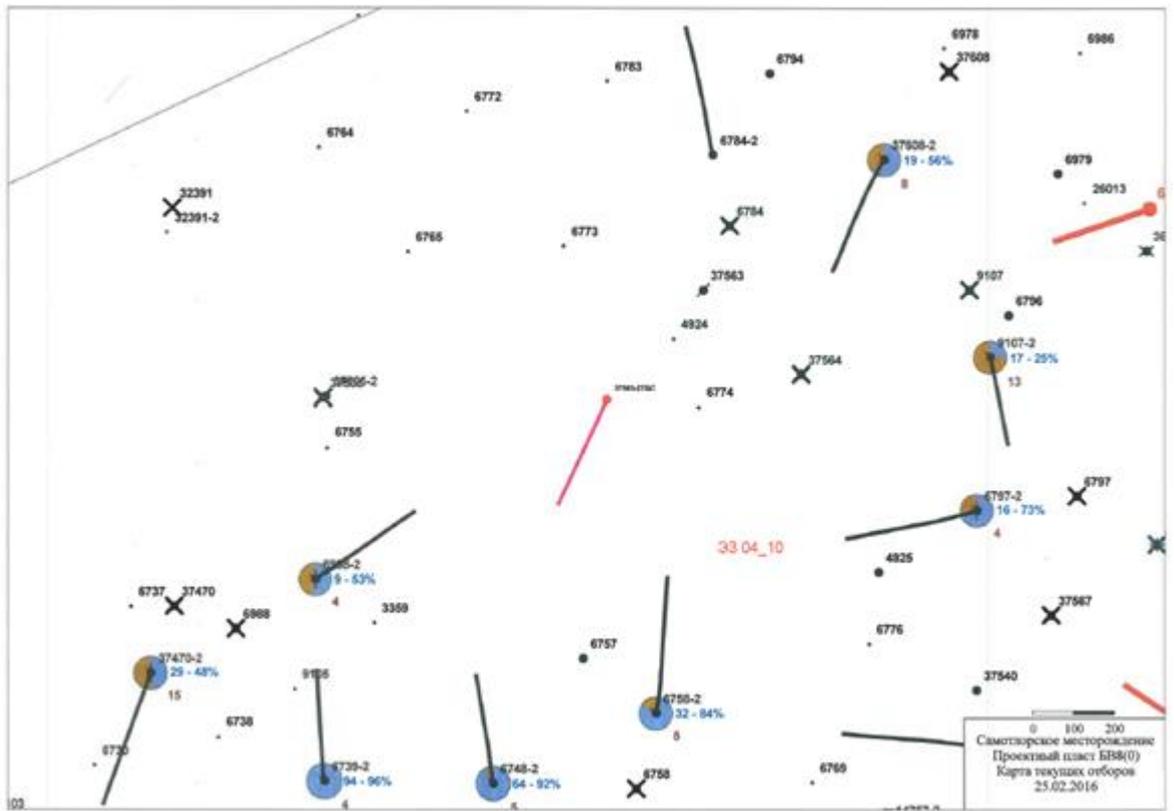


Рисунок 37 – Продуктивный пласт БВ₈⁰, зона проектируемого бокового ствола скважины 37563-2. Карта текущих отборов

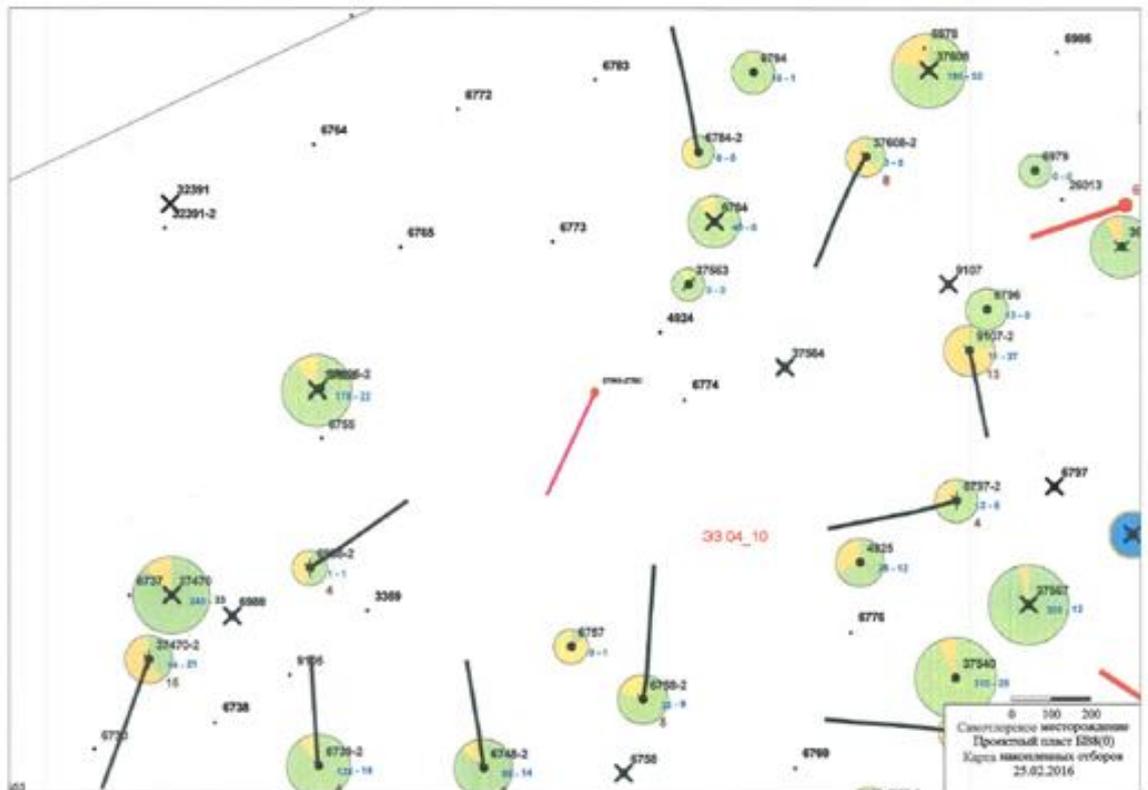


Рисунок 38 – Продуктивный пласт БВ₈⁰, зона проектируемого бокового ствола скважины 37563-2. Карта накопленных отборов

Для начала работ по оценке геологической эффективности технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС на примере проектируемой добывающей наклонно-направленной скважины номер 37563-2 эксплуатационного продуктивного объекта БВ₈⁰ Самотлорского месторождения необходимо определить количество извлекаемых запасов, сосредоточенных на данном участке по формуле [10]. Чтобы оценить долю извлекаемых запасов необходимо определить площадь дренирования по формуле (1):

Расчет площади дренирования зоны пласта:

$$S = R_d L_{гор}, [м^2]. \quad (1)$$

где R_d – радиус дренирования скважины, м;

$L_{гор}$ – длина горизонтального ствола скважины, м.

$$S = 300 * 400 = 120000 \text{ м}^2$$

Геологические запасы определяются по формуле (2):

$$N_{геол} = SH_{эф} m s_0 \rho_n \frac{1}{B}, [\text{тонн}] \quad (2)$$

где $H_{эф}$ – эффективная мощность, м;

$L_{гор}$ – длина горизонтального ствола скважины, м.

m – пористость БВ₈⁰, д.ед.;

s_0 – нефтенасыщенность, д.ед.;

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

B – объёмный коэффициент нефти, д.единиц.

$$N_{геол} = 120000 * 4,5 * 0,23 * 0,614 * 0,840 * \frac{1}{1,22} = 52506 \text{ тонн}$$

Произведем расчет извлекаемых запасов по формуле (3):

$$N_{изв} = N_{геол} \cdot \text{КИН}, [\text{тонн}] \quad (3)$$

где КИН – коэффициент извлечения нефти, д. единиц.

$$N_{изв} = 48168 \cdot 0,658 = 34548 \text{ тонн}$$

В ходе проведенных расчетов установлено, что извлекаемые запасы являются достаточными для того чтобы ЗБС с МГРП было рентабельным ГТМ.

Произведем технологический расчет дизайна МГРП на проектируемом боковом стволе 37563-2.

Для этого необходимо составить план-дизайн проведения МГРП, подобрать рабочих жидкостей гидроразрыва и произвести оценку показателей процесса.

Для этого в первую очередь определим вертикальную и горизонтальную составляющие горного давления на объекте БВ₈⁰ по формуле (4):

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{ГВ} = \rho g H_{TVD}, [\text{МПа}] \quad (4)$$

где ρ – средняя плотность горных пород над продуктивным БВ₈⁰, кг/м³;

H_{TVD} – вертикальная отметка (по абсолюту) пласта, м;

$$P_{ГВ} = 2385 \cdot 9,81 \cdot 2115 \cdot 10^{-6} = 49,5 \text{ МПа}$$

Рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления по объекту БВ₈⁰ по формуле (5):

$$P_{Г} = \frac{\nu}{1-\nu} \cdot P_{ГВ}, [\text{МПа}] \quad (5)$$

где ν – коэффициент Пуассона составляет, д. единиц.

$$P_{Г} = \frac{0,2}{1-0,2} \cdot 49,5 = 12,4 \text{ МПа}$$

То есть, мы ожидаем вертикальное образование трещины.

Согласно технических ограничений спускаемой технической оснастки хвостовика в «окно» основного ствола мы можем провести максимум 4 стадии ГРП в горизонтальном стволе с применением технологии разрывных муфт, в связи с чем число стадий гидроразрыва принимаем 4.

Проектируем первую стадию МГРП, она будет произведена на водной основе. В качестве применяемой жидкости гидроразрыва и жидкости для доставки пропанта будет использоваться линейный гель типа LG18 в объеме 33,6 м³ и сшитый гель типа AXF18 в объеме 17,7 м³.

К составу также дополнительно загружаются 139,1 кг гелланта марки WG-111D/WG-1, и 1,5 кг бактерицида марки Bioclear 1000, 154,6 л

стабилизатора глин СС-1, 154,6 л понизителя трения S-14, 26,6 л сшивателя WXB-7, 35,4 л сшивателя WXB-11, 24,9 кг брейкера EncarHP.

Количество проппанта примем 600 кг/м³. Чтобы расклинить трещину потребуется примерно закачка четырех тонн керамического проппанта марки Carbo/BoroProp/TKZ, с размером зерен фракции 20/40.

Скорость закачки - расход - составит 1,8 м³/мин, что значительно больше минимально допустимого при создании вертикальных трещин. Таким образом мы исключим риск прорыва трещины в нецелевые интервалы, то есть снизим геологические риски.

Приготовленная смесь ГРП будет непрерывно закачиваться в виде состава геля и проппанта в объеме 52,6 м³. Она одновременно будет и являться жидкостью гидроразрыва пласта.

Технологический расчет процесса МГРП произведем по методике Ю.П. Желтова [11], [12].

Для этого сначала определим давление начала гидроразрыва продуктивного пласта БВ₈⁰ по формуле (6):

$$P_{заб} = P_{град} \cdot H_{TVD}, \text{ [МПа]} \quad (6)$$

где $P_{град}$ – градиент МГРП, МПа;

H_{TVD} – вертикальная отметка пласта, м.

$$P_{заб} = 10,1 \cdot 10^3 \cdot 2115 = 21,4 \text{ МПа}$$

Далее необходимо рассчитать полудлину трещины МГРП по формуле (7):

$$x_f = \left(\frac{V_{ж}E}{5,6(1-\nu^2)h(P_{заб}-P_r)} \right)^{0,5}, \text{ [м]} \quad (7)$$

где $P_{заб}$ – забойное давление, МПа;

E – Модуль Юнга, Па;

h – эффективная мощность пласта, м;

$V_{ж}$ – объем смеси ГРП, м³;

ν – коэффициент Пуассона составляет, д. единиц.

$$x_f = \left(\frac{52,6 \cdot 4,8 \cdot 10^{10}}{5,6 \cdot (1-0,2^2) \cdot 4,5 \cdot (21,4-12,4) \cdot 10^6} \right)^{0,5} = 107,7 \text{ м}$$

Рассчитаем ширину трещины ГРП по формуле (8):

$$\omega = \frac{4(1-\nu^2)x_f(P_{заб}-P_r)}{E}, [\text{мм}] \quad (8)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1-0,2^2) \cdot 107,7 \cdot (21,4-12,4) \cdot 10^6}{4,8 \cdot 10^{10}} = 7,8 \text{ мм}$$

Рассчитаем длину распространения геля в трещине МГРП по формуле (9):

$$L_1 = 0,9x_f, [\text{м}] \quad (9)$$

$$L_1 = 0,9 \cdot 107,7 = 96,9 \text{ м}$$

Рассчитаем остаточную ширину трещины по пласту, с учетом пористости песка и закрытия трещины $m = 0,3$ по формуле (10):

$$\omega_1 = \frac{\omega n_0}{1-m}, [\text{мм}] \quad (10)$$

где n_0 – доля проппанта в смеси составляет, д. ед.

$$\omega_1 = (7,8 \cdot 0,324)/(1 - 0,3) = 3,61 \text{ м}$$

Рассчитаем проницаемость проектируемой по формуле (11):

$$k_T = \frac{\omega_1^2}{12}, [\text{м}^2] \quad (11)$$

$$k_T = \frac{0,00361^2}{12} = 1,09 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Закачка смесей МГРП будет производиться через колонну насосно-компрессорных труб размером 2,5 дюйма, внутренний диаметр которой составляет 0,062 м. Разрывные муфты Trican BPS будут изолироваться селективными чашечными пакерами С2С с гидравлическим якорем.

Произведем расчет параметров ГРП. Определим потери давления на трение при движении геля по насосно-компрессорным трубам [13]. Для этого рассчитаем плотность состава МГРП по формуле (12):

$$\rho_{ж} = \rho (1 - n_0) + \rho_{пес} n_0, [\text{кг/м}^3]$$

где $\rho_{пес}$ – плотность проппанта, кг/м³;

ρ – плотность применяемой жидкости, кг/м³.

$$\rho_{ж} = 1015 * (1 - 0,324) + 2500 * 0,324 = 1496 \text{ кг/м}^3$$

Число Рейнольдса:

$$N_{Re} = \frac{4Q\rho_{ж}}{\pi d\mu_{ж}} \quad (13)$$

где $\mu_{ж}$ – вязкость жидкости МГРП, $\text{кг/м}^3 \cdot \text{с}^2$

$$N_{Re} = \frac{4 \cdot 3 \cdot 10^{-2} \cdot 1496}{3,14 \cdot 0,062 \cdot 0,56} = 1647$$

Рассчитаем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{1647} = 0,039 \quad (14)$$

При наличии песка в жидкости и числе Рейнольдса при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при $N_{Re} = 1647$ и $n_0 = 0,324$ возрастают в 1,52 раза:

$$P_T = 1,52 \lambda \frac{16Q^2 H_{MD} \rho_{ж}}{2\pi^2 d^5}, \text{ [МПа]} \quad (15)$$

$$P_T = 52 \cdot 0,039 \frac{16 \cdot (3 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 2570 \cdot 1496}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,062^5} = 18,2 \text{ [МПа]}.$$

Рассчитаем гидростатическое давления столба геля по формуле (16):

$$P_{гидр} = \rho_{ж} g H_{TVD}, \text{ [МПа]} \quad (16)$$

$$P_{гидр} = 1496 * 9,81 * 2115 * 10^{-6} = 31,0 \text{ [МПа]}.$$

Давление, требуемое на устье для закачки стадий МГРП:

$$P_y = P_{заб} - P_{гидр} + P_T, \text{ [МПа]} \quad (17)$$

$$P_y = 21,4 - 31,0 + 18,2 = 8,6 \text{ [МПа]}.$$

Рабочие смеси ГРП будут закачиваться в скважину насосами высокого давления типа 4АН-700 [14], характеристики которого представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Рабочая характеристика насосных агрегатов 4АН-700

Номер скорости	Подача жидкостей и смесей МГРП, л/с	Давление закачки, МПа
1	6,0	70
2	8,3	51
3	11,6	36
4	14,6	29

Рассчитаем требуемое количество насосных агрегатов высокого давления:

$$N = \frac{P_y Q}{P_a Q_a k_{тс}} + 1, [\text{шт.}] \quad (18)$$

$$N = \frac{8,6 \cdot 30}{29 \cdot 14,6 \cdot 0,8} + 1 = 2 \text{ шт.}$$

где P_a – рабочее давление агрегата, МПа;

Q_a – подача агрегата при этом давлении, м³/с;

$k_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы $k_{тс} = 0,5 - 0,8$.

Требуемый объем жидкости для продавки геля МГРП рассчитаем по формуле (19):

$$V_{п} = 0,785 d^2 L, [\text{м}^3] \quad (19)$$

$$V_{п} = 0,785 \cdot 0,062^2 \cdot 2570 = 7,8 \text{ м}^3$$

Продолжительность одной стадии ГРП:

$$t = \frac{V_{ж} + V_{п}}{Q_a}, [\text{мин}] \quad (20)$$

$$t = \frac{52,6 + 7,8}{14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 60} = 69 \text{ мин}$$

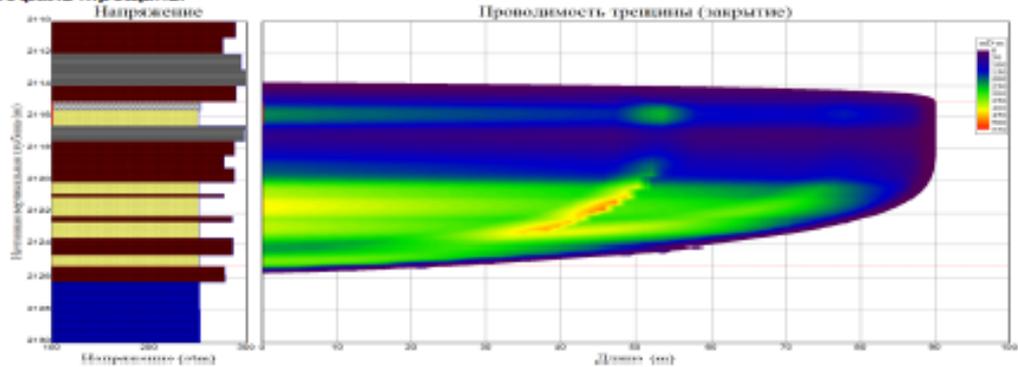
Дополнительно для подтверждения результатов расчёта произведено моделирование процесса первой стадии ГРП на ПО «MFrac», что подтверждает точность расчётов (рисунок 39).

Результаты расчётов всех стадий ГРП занесены в таблицу 6.

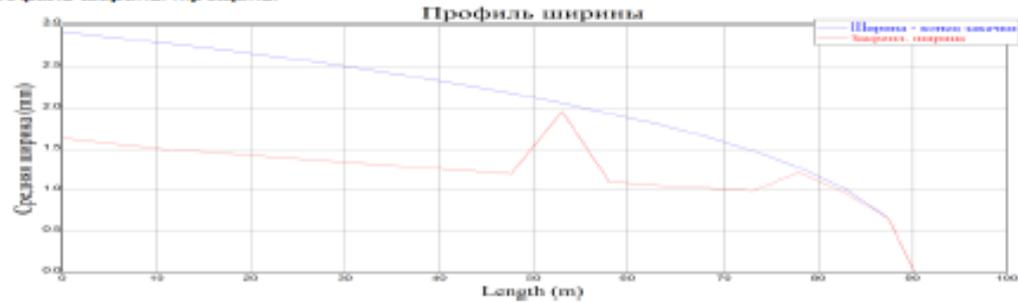
Таблица 6 – Результаты расчётов проектирования многостадийного ГРП

Номер стадии МГРП	Полудлина трещины, м	Ширина трещины, мм	Давление начала ГРП, МПа	Число насосных агрегатов, шт.	Объём продавки, м ³	Продолжительность стадии, мин
1	107,7	7,8	8,6	2	7,8	69
2	97,0	7	8,1	2	7,5	57
3	95,2	6,9	7,7	2	7,3	55
4	95,2	6,9	7,2	2	7,2	55

Профиль трещины



Профиль ширины трещины



Прогнозная модель давления

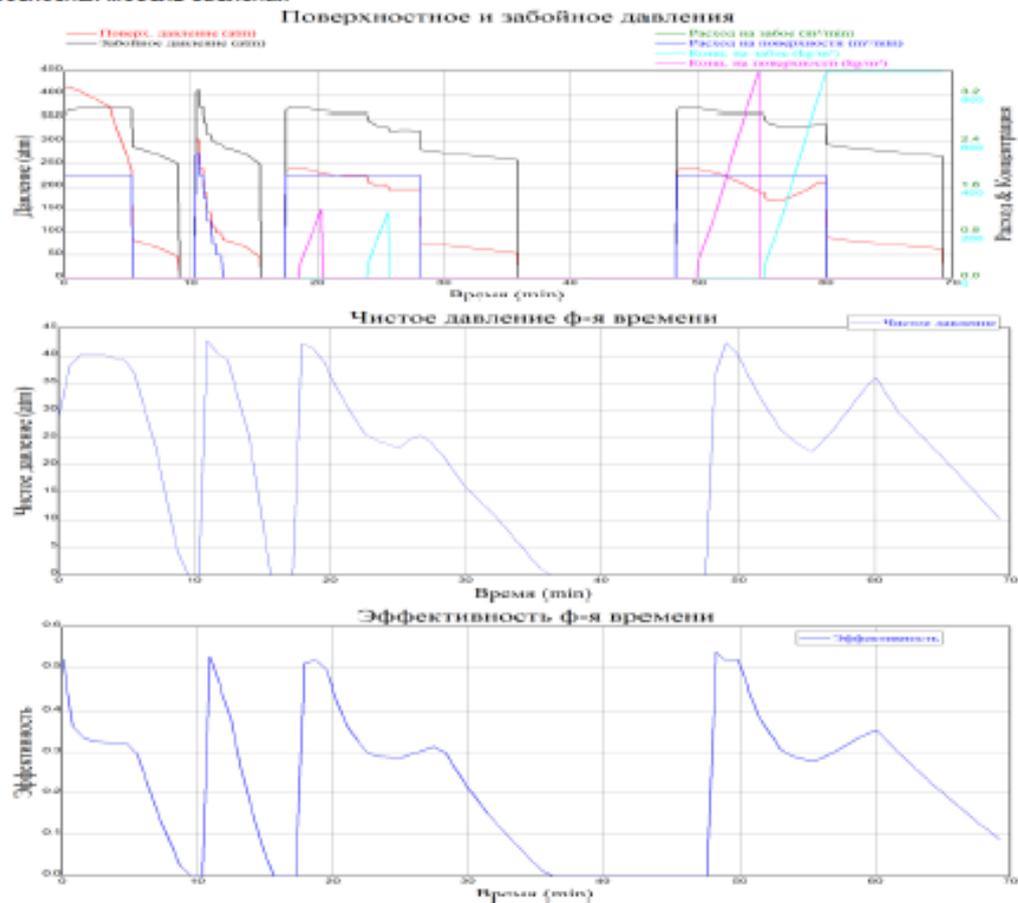


Рисунок 39 – Дизайн МГРП. Результат моделирования стадии номер один МГРП 16т на водной основе на скважине 37563-2

3.6 Прогноз показателей работы скважины ЗБС с МГРП 37563-2

Определение ожидаемого дебита жидкости [15], [16]:

Большая полуось эллипса дренирования:

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_k}{L}\right)^4}} \quad (21)$$

где R_k – радиус контура питания скважины, м.

$$a = \frac{250}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot 175}{250}\right)^4}} = 198,54$$

Параметр анизотропии пласта:

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (22)$$

$$\beta = \sqrt{\frac{4,5}{0,1}} = 6,7$$

Создаваемая депрессия на пласт согласно поправки Вогеля при $P_{заб} < P_{нас}$:

$$\Delta P = (P_{пл} - P_{нас}) + \frac{P_{нас}}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right], \text{ [атм]} \quad (23)$$

$$\Delta P = (150 - 96) + \frac{96}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{50}{96} \right) - 0,8 \left(\frac{50}{96} \right)^2 \right] = 90 \text{ атм}$$

Формула Джоши для определения дебита горизонтальной скважины:

$$Q_{ж} = \frac{K_h h_{эф} \Delta P}{17,8 \mu B_0 \left\{ \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta h_{эф}}{L} \ln \frac{\beta h_{эф}}{(\beta+1)r_c} + S \right\}}, \text{ [м}^3/\text{сут]} \quad (24)$$

$$Q_{ж} = \frac{4,5 \cdot 4,5 \cdot 90}{17,8 \cdot 1,212 \cdot 1,22 \left\{ \ln \left(\frac{198,54 + \sqrt{198,54^2 - (250/2)^2}}{250/2} \right) + \frac{3 \cdot 4,5}{250} \ln \frac{3 \cdot 4,5}{(3+1) \cdot 0,5} + 0,1 \right\}} = 53, \text{ м}^3/\text{сут}$$

Определение дебита нефти:

$$Q_{н} = Q_{ж} \cdot \rho_{н} \cdot \frac{100 - fB}{100} \text{ [т/сут]} \quad (25)$$

$$Q_{н} = 53 \cdot 0,840 \cdot \frac{100 - 30}{100} = 31 \text{ т/сут}$$

где f_B – показатель обводнённости пластового флюида, взят оценочно на основании режимов работы округи (соседних скважин на данном участке).

Определение объёмов добытой нефти за горизонт оценки от применения технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС 37563-2 (за 2021 год):

$$Q_{H\ 2021} = \frac{Q_H \frac{365t_1}{e^{0,09}}}{1000}, \text{ [тыс./тонн]} \quad (26)$$

$$Q_{H\ 2021} = \frac{31 * \frac{365}{2,718^{0,09}}}{1000} = 10,341 \text{ тыс. тонн}$$

Определение объёмов добытой нефти за горизонт оценки от применения технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС 37563-2 (за 2022 год):

$$Q_{H\ 2022} = \frac{Q_H \frac{365t_2}{e^{0,19}}}{1000} - Q_{H\ 2021}, \text{ [тыс./тонн]} \quad (27)$$

$$Q_{H\ 2022} = \frac{31 * \frac{365 * 2}{2,718^{0,19}}}{1000} - 10,341 = 8,373 \text{ тыс. тонн.}$$

Определение объёмов добытой нефти за горизонт оценки от применения технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС 37563-2 (за 2023 год):

$$Q_{H\ 2023} = \frac{Q_H \frac{365t_3}{e^{0,30}}}{1000} - \sum Q_{H\ (2021;2022)}, \text{ [тыс./тонн]} \quad (28)$$

$$Q_{H\ 2023} = \frac{31 * \frac{365 * 3}{2,718^{0,30}}}{1000} - (10,341 + 8,373) = 6,433 \text{ тыс./тонн}$$

Определение объёмов добытой нефти за горизонт оценки от применения технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС 37563-2 (за 2024 год):

$$Q_{H\ 2024} = \frac{Q_H \frac{365t_4}{e^{0,42}}}{1000} - \sum Q_{H\ (2021;2023)}, \text{ [тыс./тонн]} \quad (29)$$

$$Q_{H\ 2024} = \frac{31 * \frac{365 * 4}{2,718^{0,42}}}{1000} - (10,341 + 8,373 + 6,433) = 4,591 \text{ тыс. тонн}$$

Определение объёмов добытой нефти за горизонт оценки от применения технологии МГРП при заканчивании скважины ЗБС 37563-2 (за 2025 год):

$$Q_{H\ 2025} = \frac{Q_H \frac{365t_5}{e^{0,55}}}{1000} - \sum Q_{H\ (2021;2024)}, \text{ [тыс./тонн]} \quad (30)$$

$$Q_{H\ 2025} = \frac{31 * \frac{365 * 5}{2,718^{0,55}}}{1000} - (10,341 + 8,373 + 6,433 + 4,591) = 2,902 \text{ тыс./тонн}$$

Общий объём добытой нефти за весь горизонт оценки работы скважины ЗБС с заканчиванием с МГРП после запуска в работу:

$$Q_{\text{н общ}} = \sum Q_{\text{н}}(2021;2025), \text{ [тыс./тонн]} \quad (31)$$

$$Q_{\text{н общ}} = 10,341 + 8,373 + 6,433 + 4,591 + 2,902 = 32,640 \text{ тыс. тонн.}$$

Определение объёмов добытой пластовой жидкости за отчётный период:

$$Q_{\text{ж } 2021} = \frac{Q_{\text{н } 2021}/\rho_{\text{н}}}{(100-fB_{2021})/100}, \text{ [тыс./м}^3\text{]} \quad (32)$$

$$Q_{\text{ж } 2021} = \frac{10,341/0,84}{(100-30)/100} = 17,586 \text{ тыс. м}^3.$$

$$Q_{\text{ж } 2022} = \frac{8,373/0,84}{(100-40)/100} = 16,613 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{ж } 2023} = \frac{6,433/0,84}{(100-50)/100} = 15,316 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{ж } 2024} = \frac{4,591/0,84}{(100-60)/100} = 13,664 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{ж } 2025} = \frac{2,902/0,84}{(100-70)/100} = 11,516 \text{ тыс. м}^3$$

Общий объём добытой жидкости:

$$Q_{\text{ж общ}} = \sum Q_{\text{ж}}(2021;2025), \text{ [тыс./м}^3\text{]} \quad (33)$$

$$Q_{\text{ж общ}} = 17,586 + 16,613 + 15,316 + 13,664 + 11,516 = 74,695 \text{ тыс. м}^3$$

Определение объёмов добытого попутного нефтяного газа (ПНГ) за отчётный период:

$$Q_{\text{г } 2021} = Q_{\text{н } 2021} \cdot G_0, \text{ [тыс./м}^3\text{]} \quad (34)$$

$$Q_{\text{г } 2021} = 10,341 \cdot 78 = 806,598 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{г } 2022} = 8,373 \cdot 78 = 653,094 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{г } 2023} = 6,433 \cdot 78 = 501,774 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{г } 2024} = 4,591 \cdot 78 = 358,098 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{\text{г } 2025} = 2,902 \cdot 78 = 226,356 \text{ тыс. м}^3$$

Общий объём добытого ПНГ:

$$Q_{\text{г общ}} = \sum Q_{\text{г}}(2021;2025), \text{ [тыс./м}^3\text{]} \quad (35)$$

$$Q_{\text{г общ}} = 806,598 + 653,094 + 501,774 + 358,098 + 226,356 = 2545,916 \text{ тыс. м}^3$$

Результаты расчетов прогнозируемых показателей добычи пластового флюида по скважине ЗБС с применением МГРП номер 37653-2 по объекту БВ₈⁰ за отчётный период приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Скважина 37653-2. Прогноз добычи за 2021-2025 годы при реализации ЗБС с МГРП

Год	Добыча нефти, тыс. т.	Добыча жидкости, тыс. м³	Добыча газа, тыс. м³	Добыча воды, тыс. м³
2021	10,341	17,586	806,598	5,275
2022	8,373	16,613	653,094	6,645
2023	6,433	15,316	501,774	7,657
2024	4,591	13,664	358,098	8,198
2025	2,902	11,516	226,356	8,061

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ по ЗБС, ГРП и КРС (включая материальные ресурсы согласно применяемым техники, наземного и подземного оборудования и применяемы технологиям) в соответствии с рыночными ценами; стоимость эксплуатации насосного подземного оборудования ЭЦН
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений и дисконтирования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ. Определение затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технологической и экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, и экономической эффективности
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		26.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович		26.04.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности технологии заканчивания горизонтальной скважины ЗБС №37653-2 с применением МГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В настоящее время на предприятии АО "Самотлорнефтегаз" всё большее количество горизонтальных скважин ЗБС и ВНС заканчивают с применением технологий МГРП. И ежегодно отмечается рост количества проводимых ГТМ на Самотлорском месторождении в связи с тем, что оно находится на заключительной стадии разработки и процесс добычи нефти связан с доизвлечением остаточных запасов.

В настоящее время в АО "Самотлорнефтегаз" 45 % скважин ЗБС и ВНС, на которых проводилось заканчивание посредством МГРП, были вскрыты именно на продуктивный пласт БВ₈⁰, так как сейчас активно разбуриваются краевые зоны данного пласта, которые отличаются низкой продуктивностью коллеторов.

Применение стандартных одностадийных ГРП в наклонно- направленных скважинах не обеспечивает рентабельной разработки Самотлорского нефтяного месторождения.

Текущие районы бурения за последние годы 2018-2021 - это краевые зоны продуктивных пластов, которые сложены низкопроницаемыми коллекторами до 10^{-3} мкм² и ниже. Дебиты наклонно-направленных скважин с одностадийными ГРП в таких зонах составляют 5-20 м³/сут, что часто не обеспечивает окупаемости затрат на их строительство. Поэтому в настоящее время эффективнее бурить горизонтальную скважину с МГРП, чем наклонно-направленную с одностадийным ГРП.

Поэтому в данной ВКР рассматриваются технологии заканчивания скважин из бурения ВНС и ЗБС, на которых будет при заканчивании

проводиться МГРП. Это позволит повысить дебиты по нефти добывающих скважинах, как суточные, годовые, так и суммарную добычу нефти за весь горизонт оценки ГТМ.

В данном разделе будет отражена экономическая эффективность применения технологии МГРП как способ заканчивания скважин ЗБС и ВНС на краевых зонах продуктивного объекта БВ₈⁰ Самотлорского нефтяного месторождения.

Целью расчетов явилась рентабельная добыча запасов краевых зон пласта БВ₈⁰, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

4.2 Планирование выполнения работ

4.2.1 Структура работ

Определим нормы времени для установки вакуумной компрессорной станции. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Календарный план проекта представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Календарный план проекта

п/п	Операция	Общее время, часы	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ответственных исполнителей)
1	2	3	4	5	6
1	Бурение горизонтального ствола (ЗБС)	384	04.02.221	20.02.2021	Мастер ЗБС, технолог (инженер по бурению), бурильщик ЗБС, помощник бурильщика ЗБС, машинист подъемника МБУ, электромонтер по обслуживанию буровых, электрогазосварщик, слесарь по ремонта бурового оборудования
1.1	Монтаж МБУ, монтаж технологического оборудования, подготовительные работы	48	04.02.2021	06.02.2021	Мастер ЗБС, помощник бурильщика ЗБС, машинист подъемника МБУ, электромонтер по обслуживанию буровых, электрогазосварщик, слесарь по ремонта бурового оборудования

Продолжение табл. 8

1	2	3	4	5	6
1.2	Проведение зарезки бокового ствола	264	06.02.2021	17.02.2021	Мастер ЗБС, технолог (инженер по бурению), бурильщик ЗБС, помощник бурильщика ЗБС, машинист подъемника МБУ, слесарь по ремонту бур. об.
1.3	Подготовка скважины к сдаче бригаде КРС: спуск подземного оборудования (воронки на НКТ) и монтаж наземной части скважины - устьевого оборудования (превентора, планшайбы)	48	17.02.2021	19.02.2021	Мастер ЗБС, бурильщик ЗБС, помощник бурильщика ЗБС, машинист подъемника МБУ, слесарь по ремонту бурового оборудования, электрогазосварщик
1.4	Демонтаж МБУ и оборудования бригады ЗБС	24	19.02.2021	20.02.2021	Мастер ЗБС, помощник бурильщика ЗБС, машинист подъемника МБУ, электромонтер по обслуживанию буровых, электрогазосварщик, слесарь по ремонту бурового оборудования
2	Заканчивание и освоение скважины с применением технологии МГРП	228	20.02.2021	01.03.2021	Мастер КРС, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, машинист подъемного агрегата АПРС, мастер ГРП, технолог ГРП, операторы ГРП (машинисты агрегата высокого давления), оператор ГРП (машинист блендера), оператор ГРП (машинист песковоза), оператор ГРП (машинист кислотного агрегата), оператор ГРП (машинист станции контроля), оператор ГРП (машинист блока манифольда), водитель автомобиля тягач с прицепом, автокрановщик, лаборант-химик
2.1	Подготовительные работы на кустовой площадке (расстановка оборудования, установка якорей/оттяжек, обвязка оборудования)	12	20.02.2021	21.02.2021	Мастер КРС, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, машинист подъемного агрегата АПРС
2.2	Подготовительные работы скважины к проведению МГРП: (срыв планшайбы; подъем и извлечение подземного оборудования - НКТ и воронки; промывка ствола скважины)	48	21.02.2021	23.02.2021	Мастер КРС, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, машинист подъемного агрегата АПРС

Продолжение табл. 8

1	2	3	4	5	6
2.3	площадке; обвязка агрегатов; сбор наземных линий высокого и низкого давления; приготовление жидкостей и смесей ГРП	24	23.02.2021	24.02.2021	Мастер ГРП, технолог ГРП, операторы ГРП (машинисты агрегата высокого давления), оператор ГРП (машинист блендера), оператор ГРП (машинист песковоза), оператор ГРП (машинист кислотного агрегата), оператор ГРП (машинист станции контроля), оператор ГРП (машинист блока манифольда), водитель автомобиля тягач с прицепом, автокрановщик, лаборант-химик
2.4	Сбор и спуск компоновки МГРП на НКТ в хвостовик; посадка пакерного оборудования	36	24.02.2021	26.02.2021	Мастер КРС, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, мастер ГРП, технолог ГРП
2.5	Проведение МГРП в 4-х интервалах;	72	26.02.2021	01.03.2021	Мастер КРС, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, машинист подъемного агрегата АПРС, мастер ГРП, технолог ГРП, операторы ГРП (машинисты агрегата высокого давления), оператор ГРП (машинист блендера), оператор ГРП (машинист песковоза), оператор ГРП (машинист кислотного агрегата), оператор ГРП (машинист станции контроля), оператор ГРП (машинист блока манифольда), лаборант-химик
2.6	Извлечение пакерного оборудования и компоновки МГРП. Смена НКТ ГРП на эксплуатационные НКТ. Сбор и демонтаж оборудования ГРП	18	02.03.2021	02.03.2021	Мастер КРС, бурильщик КРС, помощник бурильщика КРС, машинист подъемного агрегата АПРС, мастер ГРП, технолог ГРП, операторы ГРП (машинисты агрегата высокого давления), оператор ГРП (машинист блендера), оператор ГРП (машинист песковоза), оператор ГРП (машинист кислотного агрегата), оператор ГРП (машинист станции контроля), оператор ГРП (машинист блока манифольда)
2.7	Спуск ЭЦН на НКТ	18	03.03.2021	03.03.2021	Мастер КРС, помощник бурильщика, бурильщик КРС, машинист подъемного агрегата АПРС
	Итого:	612			

Все операции на кустовой площадке выполняются непрерывно и последовательно друг за другом, так как каждый простой оплачивается бригадам ЗБС и КРС.

Поэтому ответственные представители от недропользователя АО "Самотлорнефтегаз" в лице координаторов бригад КРС и ЗБС (кураторы

ремонт КРС) организуют деятельность бригад КРС и ЗБС и 24 часа в сутки следят за выполнением каждой операции.

Поэтому время проведения данных работ, а именно по строительству горизонтальной скважины ЗБС №37563-2 на пласт БВ₈⁰ Самотлорского месторождения с заканчиванием с применением технологий МГРП будет равняться сумме временных затрат всех операций. Следовательно, общее время на выполнение мероприятия будет равно: $T = 612$ часов, что составляет 25,5 суток.

4.2.2 Разработка графика проведения реализации проекта

Наиболее удобным и наглядным представлением плана проекта является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства отображения каждый месяц разделен посуточно.

Диаграмма Ганта для проекта исследования в рамках данной выпускной квалификационной работы представлена в таблице 9.

4.3 Бюджет на строительство и эксплуатацию скважины ЗБС с МГРП №37563-2 Самотлорского месторождения

Чтобы рассчитать бюджет данного проекта - строительство и эксплуатацию скважины ЗБС с заканчиванием МГРП, необходимо учесть затраты на технологическое оборудование, затраты на фонд оплаты труда, отчисления во внебюджетные фонды, затраты на материалы для проведения ЗБС и ГРП, затраты на дальнейшую эксплуатацию проектируемой скважины и добычу нефти.

4.3.1 Расчет материальных затрат

4.3.1.1 Расчет затрат на материалы

Рассмотрим основные применяемые материалы, которые представлены в таблице 10. В первую очередь необходимы материалы для строительства горизонтального ствола скважины (колонна обсадных труб, тампонажный материал для цементирования скважины; буровой раствор на котором производится бурение скважины, жидкость глушения, промывочная жидкость), для проведения работ по капитальному ремонту скважин и заканчиванию посредством МГРП. Материалы для проведения многостадийного ГРП в 4 стадии это проппант, вода и химические реагенты для приготовления расклинивающей жидкости и смеси ГРП.

Таблица 10 – Затраты на материалы для строительства скважины ЗБС с МГРП

Материалы ЗБС, КРС и МГРП	Ед. изм.	Кол-во	Цена руб/(ед., шт.)	Сумма, руб
1	2	3	4	5
Буровой раствор	кг	1046052	2,79	2915000,00
Тампонажный раствор	кг	5200	324,04	1685000,00
Жидкость глушения	м3	2780	1508,63	4194000,00
Промывочная жидкость	м3	200	17393,91	3478782,00
Обсадная труба	м	2800	1497,86	4194000,00
Проппант средней прочности 16/20 7500 psi / 510 атм (за тонну) п	т	24	17393,91	417453,84
Инкапсулированный брейкер (за кг)	кг	1875	70,00	131250,00
Сухой гель (за кг)	кг	381	360,00	137160,00
Жидкий сшиватель (за л)	л	267	180,00	48060,00
Деэмульгатор (за л)	л	177	180,00	31860,00
Стабилизатор глин (за л)	л	210	180,00	37800,00
Биоцид / Бактерицид (за кг)	кг	1845	3,00	5535,00
Вода (м3)	м3	1000	110,00	110000,00
Технологические НКТ 89 N80 (за метр)	м	180	105,00	18900,00
Муфта разрывная для проведения МГРП (BPS, ГРП, и т.д)	шт.	6	317315,19	1903891,14
Пакер манжетный для проведения ГРП и МГРП (с забойными манометрами, включая поддерживающее устройство, программное обеспечение, снабжение выходными данными и проведения анализа по результату проведения работ)	шт.	6	102177,55	613065,30

Продолжение табл. 10

1	2	3	4	5
Подвесной патрубков	шт.	1	1670,08	1670,08
Аптечка производственная в пластиковом чемодане	шт.	2	64,24	128,47
Метизы	кг.	60	19,86	1191,75
БРС 2"	шт.	4	357,31	1429,24
БРС 3"	шт.	4	1424,44	5697,77
Бумага наждачная на тканевой основе	кв. м	12	54,12	649,49
Вентиль муфтовый (кран шаровый) (Ду-15 - Ду- 50)	шт.	24	335,18	8044,24
Герметик автомобильный	тубик	12	37,24	446,90
Диафрагма Д - 20 9Г.06.00.120 (НБТ-300)	шт.	4	992,12	3968,49
Дроссельно-запорное устройство ДЗУ-250	шт.	4	7041,60	28166,38
РВД - 250 Ø- 76 L-18м.	шт.	2	6668,69	13337,37
Гидросъемник седел клапанов ПМА.300.001.60.00.003	шт.	2	845,84	1691,67
Насос НМШ 5-25-2,5/6	шт.	1	4269,53	4269,53
Задвижка шиберная, шибер дисковый Ду - 100мм	шт.	6	967,79	5806,75
Задвижка шиберная, шибер дисковый Ду - 150мм	шт.	6	1756,33	10537,96
Задвижка шиберная, шибер дисковый Ду - 250мм	шт.	6	2594,02	15564,12
Зажим для каната D-18, 12.5, 15	шт.	24	12,41	297,94
Канат пеньковый 10 мм	метр	60	10,31	618,65
Канат стальной Ф-12,5мм	метр	90	7,22	649,50
Канат стальной Ф-15мм	метр	90	10,14	912,45
Канат стальной Ф-18 мм	метр	80	14,86	1188,79
Канат стальной Ф-6 мм (8мм)	метр	30	3,94	118,15
Круг стальной 10мм (на заземление)	тонн	1	481,46	481,46
Круг стальной 6,5мм (Катанка)	тонн	1	4746,76	4746,76
Ключ рожковый	шт.	12	8,19	98,32
Ключ накидной	шт.	12	14,82	177,81
Набор накидных двухсторонних ключей 6 - 36 мм	к-т	2	74,64	149,27
Набор рожковых двухсторонних ключей 6 - 36 мм	к-т	2	113,85	227,70
Набор сменных головок 6 - 32 мм	к-т	2	74,64	149,27
Набор ударных ключей 42 - 65 мм	к-т	2	127,38	254,75
Нагнетательный шприц (под тубу 400гр)	шт.	4	105,86	423,42
Паронит ПОН 3 мм (1 мм, 2 мм, 4мм)	кг.	60	125,19	7511,50
Пиломатериал (доска, брус)	куб. м.	6	744,84	4469,03
Пленка п/э (кроме мая-сентября)	м ²	240	6,10	1464,80

Продолжение табл. 10

1	2	3	4	5
Пожарный рукав (10 метров)	шт.	4	193,38	773,52
Ремень клиновой 2800 В, 1600 и др.	шт.	24	86,90	2085,56
Рукав гофрированный (100,150, 250 мм)	метр	36	14,90	536,28
Рукав гофрированный (50,75 мм)	метр	12	16,64	199,62
Рукав дюритовый	метр	60	11,17	670,35
Рукав кислородный	метр	60	7,15	429,15
Рукав пар-2 (кроме мая-сентября)	метр	240	12,17	2919,80
Сальниковая набивка	кг.	6	74,49	446,91
Сварка холодная (150 гр)	упаковка	12	69,52	834,21
Сверло	шт.	36	37,24	1340,70
Круг шлифовальный, отрезной на болгарку (Ø 150, 230)	шт.	36	12,41	446,91
Строп «Петля-Петля» Q-2.5 т., L-4,0 м	шт.	6	248,28	1489,68
Строп 2-х ветвевой Q-6.0т., L-6 м	шт.	4	329,88	1319,53
Строп «Петля-Петля» Q-0,5-1 т., L-1,0 м	шт.	12	341,14	4093,62
Труба (трубка грязевая) вертлюга	шт.	6	198,62	1191,74
Уплотнение плашки ППСГ-2ФТ-156х21 Ø - 89 ПВО	шт.	6	744,84	4469,03
Уплотнение плашки ППСГ-2ФТ-156х21 Ø - 102 ПВО	шт.	2	796,08	1592,16
Уплотнение плашки ППСГ-2ФТ-156х21 Ø - 60 ПВО	шт.	2	828,43	1656,85
Уплотнение глухих плашек ППСГ-2ФТ-156х21 ПВО	шт.	6	794,49	4766,96
Уплотнение универсального превентора "Шаффер", ПУС 180х35 ПВО	шт.	2	9702,25	19404,50
Диафрагма на ПГА V - 2,35м³, АВ-320	шт.	2	1990,21	3980,41
Хомут 10 - 60 мм	шт.	120	2,23	268,10
Пружина под вибрирующую раму СВ1ЛМ-02 (ЛВС-3МТ)	шт.	4	868,11	3472,43
Пружина натяжения сеток СВ1ЛМ-02 (ЛВС-3МТ)	шт.	72	297,93	21451,26
Электродержатель 500А	шт.	2	98,92	197,83
Конус с улиткой на илоотделитель ИИС 6х2/100	шт.	8	744,09	5952,74
Конус с улиткой на пескоотделитель ИПС 1х300	шт.	4	1492,66	5970,62
Конус с улиткой на илоотделитель ИГТ-1С	шт.	8	620,08	4960,62
Конус с улиткой на пескоотделитель ГКЦР-30	шт.	4	995,10	3980,41
Конус с улиткой на пескоотделитель ГКЦР-30	шт.	4	1492,66	5970,62
Сальник АРБ100.40.01.000Б (ВБ-125)	шт.	72	49,66	3575,22
АРБ100.40.01.010 - Втулка сальника (ВБ-125)	шт.	6	874,44	5246,63

Продолжение табл. 10

1	2	3	4	5
АРБ100.40.01.005 - Манжета (ВБ-125)	шт.	72	19,37	1394,34
АРБ100.40.01.008 - Кольцо промежуточное (ВБ-125)	шт.	12	372,42	4469,02
АРБ100.40.05.000 - Подпятник (ВБ-125)	шт.	24	280,56	6733,34
АРБ100.40.01.020А - Хомут (ВБ-125)	шт.	6	213,52	1281,12
Манжета 1-110*90-3 ГОСТ 14896-84 (ВБ-125)	шт.	12	24,83	297,94
Лента ФУМ	кг.	6	186,21	1117,26
Обтираторы Ø89 Øнар.-430	шт.	24	571,04	13705,00
Обтираторы Ø60 Øнар.-430	шт.	6	422,08	2532,45
Корпус клина обозначение 65622 на СПГ75.00.00	шт.	4	805,69	3222,75
Корпус клина обозначение 65624 на СПГ75.00.00	шт.	4	805,69	3222,75
Вкладыш 2 ³ / ₈ " на СПГ75.00.00	комп	6	73,64	441,85
Вкладыш 2 ⁷ / ₈ " на СПГ75.00.00	комп	6	73,64	441,85
Вкладыш 3 ¹ / ₂ " на СПГ75.00.00	комп	12	73,64	883,70
Вкладыш 4" на СПГ75.00.00	комп	2	149,27	298,53
Вкладыш 4 ¹ / ₂ " на СПГ75.00.00	комп	2	149,27	298,53
Ручное стопорное устройство на ГКШ-1500МТ	шт.	4	868,11	3472,43
Челюсть 3 ¹ / ₂ " + втулка на ручное стопорное устр. ГКШ-1500МТ	шт.	2	149,27	298,53
Манжета СИН61 КУ 2096.003 (СИН-61)	шт.	36	34,01	1224,51
Челюсть 2 ³ / ₈ " ГКШ-1500МТ	шт.	4	580,39	2321,57
Челюсть неподвижная 2 ³ / ₈ " ГКШ-1500МТ	шт.	18	893,80	16088,48
Плашка 2 ³ / ₈ " ГКШ-1500МТ	шт.	18	36,82	662,81
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	36	12,41	446,91
Челюсть 3 ¹ / ₂ " ГКШ-1500МТ	шт.	6	580,97	3485,84
Челюсть неподвижная 3 ¹ / ₂ " ГКШ-1500МТ	шт.	6	893,81	5362,83
Плашка 3 ¹ / ₂ "-4" ГКШ-1500МТ	шт.	72	29,30	2109,36
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	72	12,41	893,82
Челюсть 4" ГКШ-1500МТ	шт.	12	580,97	6971,68
Челюсть неподвижная 4" ГКШ-1500МТ	шт.	12	893,80	10725,65
Плашка 4" ГКШ-1500МТ	шт.	72	44,69	3217,68
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	72	12,41	893,82
Челюсть 4 ¹ / ₂ " ГКШ-1500МТ	шт.	6	580,97	3485,84
Челюсть неподвижная 4 ¹ / ₂ " ГКШ-1500МТ	шт.	6	893,81	5362,83
Плашка 4 ¹ / ₂ " ГКШ-1500МТ	шт.	18	44,69	804,42
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	36	12,41	446,91
Кислород	куб. м.	480	6,21	2979,20

Продолжение табл. 10

1	2	3	4	5
Пропан	кг.	600	3,72	2234,50
Расpirаторы	шт.	4	7,46	29,85
Наушники	шт.	2	4,95	9,89
Электроды	кг.	180	86,90	15641,70
Плашки ПКР(89)	шт.	48	99,31	4766,96
Плашки ПКР(60)	шт.	16	148,93	2382,88
Плашки ПКР(102)	шт.	16	86,88	1390,03
Плашки ПКР(114)	шт.	16	74,47	1191,45
секач с деревянной ручкой	шт.	6	14,90	89,38
Кувалда с деревянной ручкой	шт.	4	37,21	148,82
Лом	шт.	18	37,24	670,35
Плунжер Ø 140 мм СИН 61.01.108.003-04 (СИН-61)	шт.	36	3749,01	134964,51
Уплотнения плунжера Ø 140 мм СИН 61.01.108.200-04 (СИН-61)	шт.	72	1191,74	85805,28
Плунжер Ø 125 мм СИН 61.01.108.003-03 (СИН-61)	шт.	36	2502,65	90095,52
Уплотнения плунжера Ø 125 мм СИН 61.01.108.200-03 (СИН-61)	шт.	72	968,29	69716,76
Опора под плунжер Ø 140 мм. СИН 61.01.108.300 (СИН-61)	шт.	36	660,42	23775,21
Опора под плунжер Ø 125 мм. СИН 32.04.100.04.06.000 (СИН-61)	шт.	36	660,42	23775,21
Пакет уплотнения СИН 61.01.108.410-02 (СИН-61)	шт.	72	1191,74	85805,28
Манжета СИН61 КУ 2096.003 (СИН-61)	шт.	36	34,01	1224,51
Кольцо 185-195-46-2-4 ГОСТ 9833-73 (СИН-61)	шт.	36	22,35	804,42
Клапан СИН 61.00.108.700 (СИН-61)	шт.	72	628,15	45226,50
Прокладка на клапан СИН 61.00.108.702 (СИН-61)	шт.	36	37,24	1340,70
Пружина сжатия СИН32.100.01.002 (СИН-61)	шт.	72	12,91	929,58
Седло клапана СИН 61.00.108.008 (СИН-61)	шт.	18	531,32	9563,70
Кольцо на седло клапана 108-115-46-2-4 ГОСТ 9833-73 (СИН-61)	шт.	18	11,92	214,52
Втулка под крышку СИН 61.00.108.022 (СИН-61)	шт.	72	134,07	9653,10
Кольцо под верхнюю крышку СИН31.00.01.170.004 (СИН-61)	шт.	72	174,04	12531,12
Манжета под верхнюю крышку СИН31.10.026 (СИН-61)	шт.	72	40,53	2917,98
Манжета под нижнюю крышку СИН32.04.100.04.00.012 (СИН-61)	шт.	72	34,06	2452,56

1	2	3	4	5
Манжета на нагнетательный манифольд СИН 61.01.108.009 (СИН-61)	шт.	24	24,12	578,82
Кольцо на нагнетательный манифольд СИН 61КУ 2096.004 (СИН-61)	шт.	24	4,48	107,40
Кольцо СИН 61.01.104.001 (СИН-61)	шт.	24	99,70	2392,84
Чехол СИН 61.00.104.003 (СИН-61)	шт.	12	415,22	4982,62
Кольцо 040-045-30-2-4 (СИН-61)	шт.	24	11,93	286,42
Мембрана Д-20 (СИН-61)	шт.	6	1141,23	6847,38
Устройство дросельное СИН 127.000	шт.	2	5305,67	10611,34
Плунжер Ø 125 мм СИН 63.00.108.001А	шт.	36	2585,79	93088,47
Уплотнение плунжер Ø 125 мм М125х145	комп	72	1193,44	85927,86
Крышка клапаная нагнетательная СИН 63.00.108.100(СИН-63)	шт.	6	561,91	3371,48
Крышка клапаная всасывающая СИН 63.00.108.005(СИН-63)	шт.	6	249,74	1498,43
Кольцо под крышку клапаную СИН 63.00.108.004(СИН-63)	шт.	72	11,93	859,26
Манжета под крышку клапаную СИН 63.00.108.006(СИН-63)	шт.	72	2038,80	146793,42
Пружина сжатия СИН46.00.130.007	шт.	72	12,93	930,90
Клапан СИН 61.00.108.600	шт.	72	661,37	47618,34
Прокладка на клапан СИН 61.00.108.602	шт.	18	561,91	10114,43
Седло клапан СИН 63.00.108.008	шт.	18	427,65	7697,70
Кольцо на седло клапана 100-108-46-2-4 ГОСТ 18829-73 (СИН-63)	шт.	18	11,93	214,82
Опора СИН 63.00.108.300 (СИН-63)	шт.	72	661,37	47618,34
Манжета СИН61 КУ 2096.003 (СИН-61)	шт.	36	34,01	1224,51
Кольцо стопорное СИН 63.00.108.014	шт.	18	22,38	402,80
Уплотнения корпуса СИН 63.00.104.000	шт.	12	969,67	11636,06
Мембрана Д-20	шт.	6	1141,23	6847,38
Масло М-14 В2 ГОСТ 12337-84 (СИН-63)	л.	720	37,79	27210,60
ФТО системы смазка КШМ (СИН 61)	шт.	4	745,16	2980,62
ФТО системы смазка КШМ (СИН 63)	шт.	4	745,16	2980,62
Манометр на 400 атм	шт.	36	621,59	22377,06
Манометр на 250 атм	шт.	36	571,86	20586,87
Манометр на 16 атм	шт.	24	397,81	9547,54
Манометр на 8 атм	шт.	24	310,79	7459,00
Масло ВМГЗ	л.	600	6,71	4028,00
Масло трансмиссионное ТСП-15	л.	1 200	5,22	6265,50
Масло промышленное И-50	л.	1 200	5,35	6415,00
Насос К20/30	шт.	1	175,44	175,44
КШЗ-86х35	шт.	2	3219,31	6438,62
КШЗ-133х35	шт.	2	4333,69	8667,37
ИТОГО затраты на материалы:				21519273,09

4.3.1.2 Расчет затрат на специальную технику и технологическое оборудование для реализации проекта

В процессе реконструкции добывающей скважины посредством ЗБС с МГРП потребуется техника, представленная в таблице 4. А также помимо специального технологического транспорта, потребуется специальное стационарное нефтегазопромысловое оборудование, такое как буровой насос, кислотный агрегат, технологические линии, жилые вагон-дома, приемные мостки и прочее. Рассчитаем затраты на амортизацию данного оборудования (таблица 11) с учетом требуемого количества для операций ЗБС, КРС и четырех стадий многостадийного разрыва пласта.

Расчет амортизационных отчислений для оборудования горизонт согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 28.04.2018 N 526) "О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы.

4.3.1.3 Расчет затрат на оплату труда персонала бригад ЗБС, КРС и флота ГРП

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.
- командировочные расходы.

Расчет заработной платы и командировочных расходов приведены в таблице 12.

Таблица 11 – Расчет амортизационных отчислений специальной техники и технологического оборудования

п/п	Основная спецтехника и оборудование:	Ед. изм.	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Норма амортизационных отчислений за год	Норма амортизационных отчислений за час	Время работы, час.	Амортизационные отчисления за скважино-операцию (1 ед.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	МБУ 125-140	ед.	1	422267154,70	10,00	42226715,47	4820,40	348	1677499,66
2	Подъемный агрегат АПРС	ед.	1	360258168,12	10,00	36025816,81	4112,54	204	838957,38
3	Агрегат для установки якорей	ед.	1	12677718,96	2,70	342298,41	39,08	80	3126,01
4	Насос высокого давления на шасси	ед.	4	133267179,20	10,00	13326717,92	1521,31	114	2774878,25
5	Блендер	ед.	1	29066171,72	10,00	2906617,17	331,81	114	37825,84
6	Агрегат для подачи хим.реагентов	ед.	1	15677718,96	2,70	423298,41	48,32	114	5508,68
7	Линия высокого давления	ед.	1	28782764,58	2,70	777134,64	88,71	114	10113,40
8	Агрегат для нагрева воды	ед.	1	2802901,34	2,70	75678,34	8,64	114	984,86
9	Гидратационная установка	ед.	1	26050474,36	2,70	703362,81	80,29	114	9153,35
10	Станция контроля ГРП	ед.	1	5710832,39	2,70	154192,47	17,60	72	1267,34
11	Вакуумная установка	ед.	1	2249984,56	2,70	60749,58	6,93	114	790,58
12	Блок манифольдов на шасси	ед.	1	8919729,08	2,70	240832,69	27,49	72	1979,45
13	Агрегат для поддержания давления в затрубе	ед.	1	3449165,02	2,70	93127,46	10,63	72	765,43
14	Технологическая емкость (50м3)	ед.	5	3507500,00	1,80	63135,00	7,21	114	20540,50
15	ППДУ	ед.	1	2624194,63	1,80	47235,50	5,39	114	614,71
16	Песковоз	ед.	1	2758382,84	10,00	275838,28	31,49	114	3589,68
17	ВСП	ед.	1	143763530,00	1,20	1725162,36	196,94	114	22450,74
18	Приемные мостки	ед.	1	979120,00	1,20	11749,44	1,34	612	820,85

Продолжение табл. 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	СБТ правая 3500 м на 1 бригаду	ед	1	27495000,00	1,20	329940,00	37,66	384	14463,12
20	Квадрат 89*89	ед	1	780000,00	1,20	9360,00	1,07	264	282,08
21	ТБТ-300 м	ед	1	4067838,00	1,20	48814,06	5,57	384	2139,79
22	Установка бурового ротора	ед	1	3108920,00	10,00	310892,00	35,49	384	13628,14
23	Гидравлический ключ (со спайдером)	ед	1	650916,00	1,20	7810,99	0,89	384	342,40
24	Превентор трубный (гидравлический.)	ед	1	11960000,00	1,20	143520,00	16,38	612	10026,74
25	Вертлюг ВВ-40,125	ед	1	903000,00	1,20	10836,00	1,24	612	757,04
26	ЦСГО	ед	1	38957750,00	1,20	467493,00	53,37	612	32660,47
27	Блок дросселирования	ед	1	2730000,00	1,80	49140,00	5,61	612	3433,07
28	Дегазатор	ед	1	686000,00	1,20	8232,00	0,94	612	575,11
29	Жилой вагон	ед	4	963100,00	1,20	11557,20	1,32	612	12918,73
30	Кульбудка-мастера	ед	1	956800,00	1,20	11481,60	1,31	612	802,14
31	Вагон-сушилка	ед	1	907200,00	1,20	10886,40	1,24	612	760,56
32	Вагон-столовая	ед	1	982800,00	1,20	11793,60	1,35	612	823,94
33	Вагон-сауна	ед	1	982800,00	1,20	11793,60	1,35	612	823,94
34	Насос СИН 63	ед	2	35924576,00	10,00	3592457,60	410,10	456	748018,57
35	Вагон склад	ед	1	967000,00	1,20	11604,00	1,32	612	810,69
36	Котельная	ед	1	1997051,00	1,20	23964,61	2,74	612	1674,24
37	Емкостной блок (нефть, ГСМ, тех.вода)	ед	4	284000,00	1,20	3408,00	0,39	612	3809,49
38	Инструменталка	ед	1	379000,00	1,20	4548,00	0,52	612	317,74
39	Сварочный пост	ед	1	658000,00	2,70	17766,00	2,03	612	1241,19
40	Компрессорный блок	ед	1	823199,00	2,70	22226,37	2,54	612	1552,80
41	Стеллаж для труб	ед	1	220000,00	1,20	2640,00	0,30	612	184,44
42	Автокран	ед	1	5200000,00	10,00	520000,00	59,36	24	1424,66
Всего									6264337,76

4.3.1.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в (таблица 13).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 09.10.9).

4.3.1.5 Прочие расходы

Прочие расходы связаны с ТО и ремонтом спецтехники и технологического оборудования (таблица 14), а также затраты на ГСМ и прочие эксплуатационные жидкости (таблица 15).

А также будут учтены прочие затраты на связь, интернет, спутниковую связь, спецодежду и СИЗ (таблица 16).

4.3.1.6 Формирование бюджета затрат

Для того чтобы определить капитальные затраты, связанные с на строительство и эксплуатацию скважины ЗБС с МГРП №37563-2 Самотлорского месторождения необходимо суммировать затраты на материалы, оборудование, ФОТ исполнителей и накладные расходы, сопровождающие данный процесс (таблица 17).

Таблица 12 – Расчет затрат на оплату труда и командировочные расходы

№	Профессия	Кол-во, чел.	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения работ, час.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев.и район. Коэфф. 50%+70%	Доплата за вредность 1,12 %	ЗП с учетом надбавок, руб.	*КР, руб./сут. на 1 чел.	Кол-во часов на скважине	Кол-во суток на скважине	*КР, всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.1	Мастер ЗБС	2	6	460,17	384	176705,28	212046,34	1979,10	390730,72	1200	384	16	38400
1.2	Технолог ЗБС	2	6	521,18	264	137591,52	165109,82	1541,03	304242,37	1200	384	16	38400
1.3	Бурильщик ЗБС	4	6	348,36	312	108688,32	130425,98	1217,31	240331,61	854	384	16	54656
1.4	Помощник бурильщика ЗБС	4	4	289,47	384	111156,48	133387,78	1244,95	245789,21	748	384	16	47872
1.5	Машинист подъемника МБУ	4	5	310,91	384	119389,44	143267,33	1337,16	263993,93	854	384	16	54656
1.6	Электромонтер по обслуживанию буровых	2	4	230,73	120	27687,60	33225,12	310,10	61222,82	748	384	16	23936
1.7	Электрогазосварщик	1	4	310,91	120	37309,20	44771,04	417,86	82498,10	748	384	16	11968
1.8	Слесарь по ремонту бурового оборудования	2	4	230,73	384	88600,32	106320,38	992,32	195913,03	748	384	16	23936
2.1	Мастер КРС	2	6	325,35	204	66371,40	79645,68	743,36	146760,44	1200	228	10	24000
2.2	Бурильщик КРС	4	6	316,28	204	64521,12	77425,34	722,64	142669,10	854	228	10	34160
2.3	Помощник бурильщика КРС	4	4	230,73	204	47068,92	56482,70	527,17	104078,80	748	228	10	29920
2.4	Машинист подъемного агрегата АПРС	4	5	310,91	204	63425,64	76110,77	710,37	140246,78	854	228	10	34160
3.1	Мастер по ГРП	2	6	476,36	150	71454,00	85744,80	800,28	157999,08	1200	150	7	16800
3.2	Технолог ГРП (инженер)	2	6	435,45	150	65317,50	78381,00	731,56	144430,06	1200	150	7	16800
3.3	Лаборант-химик	2	5	230,73	96	22150,08	26580,10	248,08	48978,26	854	150	7	11956
3.4	Оператор по ГРП (станции контроля)	2	5	286,82	114	32697,48	39236,98	366,21	72300,67	854	150	7	11956

Продолжение табл. 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
3.5	Оператор по ГРП (блендер)	2	5	286,82	114	32697,48	39236,98	366,21	72300,67	854	150	7	11956
3.6	Оператор по ГРП (машинист кислотника)	2	5	286,82	114	32697,48	39236,98	366,21	72300,67	854	150	7	11956
3.7	Оператор по ГРП (машинист насоса)	6	5	286,82	114	32697,48	39236,98	366,21	72300,67	854	150	7	35868
3.8	Оператор по ГРП (манифольд)	2	5	286,82	114	32697,48	39236,98	366,21	72300,67	854	150	7	11956
3.9	Оператор по ГРП (машинист песковоза)	1	5	286,82	114	32697,48	39236,98	366,21	72300,67	854	150	7	5978
3.10	Автокрановщик	1	5	243,65	24	5847,60	7017,12	65,49	12930,21	854	150	7	5978
Итого ФОТ с учетом северных, районных и командировочных выплат													3673886,52

*КР – командировочные расходы

Таблица 13 – Расчет страховых взносов

№п/п	Профессия	Кол-во, чел.	ЗП с учетом надбавок, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1 %)	ПФР (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	ФОТ ВСЕГО
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	Мастер ЗБС	2	390730,72	11331,19	5860,96	85960,76	1562,92	533846,55
1.2	Технолог ЗБС	2	304242,37	8823,03	4563,64	66933,32	1216,97	424179,32
1.3	Бурильщик ЗБС	4	240331,61	6969,62	3604,97	52872,95	961,33	359396,49
1.4	Помощник бурильщика ЗБС	4	245789,21	7127,89	3686,84	54073,63	983,16	359532,72
1.5	Машинист подъемника МБУ	4	263993,93	7655,82	3959,91	58078,66	1055,98	389400,30
1.6	Электромонтер по обслуживанию буровых	2	61222,82	1775,46	918,34	13469,02	244,89	101566,54

Продолжение табл. 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.7	Электрогазосварщик	1	82498,10	2392,44	1237,47	18149,58	1562,92	533846,55
1.8	Слесарь по ремонту бурового оборудования	2	195913,03	5681,48	2938,70	43100,87	1216,97	424179,32
2.1	Мастер КРС	2	146760,44	4256,05	2201,41	32287,30	961,33	359396,49
2.2	Бурильщик КРС	4	142669,10	4137,40	2140,04	31387,20	983,16	359532,72
2.3	Помощник бурильщика КРС	4	104078,80	3018,29	1561,18	22897,34	1055,98	389400,30
2.4	Машинист подъемного агрегата АПС	4	140246,78	4067,16	2103,70	30854,29	244,89	101566,54
3.1	Мастер по ГРП (супервайзер)	2	157999,08	4581,97	2369,99	34759,80	1562,92	533846,55
3.2	Технолог ГРП (инженер)	2	144430,06	4188,47	2166,45	31774,61	1216,97	424179,32
3.3	Лаборант-химик	2	48978,26	1420,37	734,67	10775,22	961,33	359396,49
3.4	Оператор по ГРП (станции контроля)	2	72300,67	2096,72	1084,51	15906,15	983,16	359532,72
3.5	Оператор по ГРП (блендер)	2	72300,67	2096,72	1084,51	15906,15	1055,98	389400,30
3.6	Оператор по ГРП (машинист кислотника)	2	72300,67	2096,72	1084,51	15906,15	244,89	101566,54
3.7	Оператор по ГРП (машинист насоса)	6	72300,67	2096,72	1084,51	15906,15	1562,92	533846,55
3.8	Оператор по ГРП (манифольд)	2	72300,67	2096,72	1084,51	15906,15	1216,97	424179,32
3.9	Оператор по ГРП (машинист песковоза)	1	72300,67	2096,72	1084,51	15906,15	961,33	359396,49
3.10	Автокрановщик	1	12930,21	374,98	193,95	2844,65	51,72	22373,51
Всего ФОТ с учетом ЗП, КР и взносов								4509140,28

Таблица 14 – Прочие расходы, связанные с ТО и ремонтом техники и оборудования

№	Статья расходов	Ед.изм.	Итого
1	Ремонт автотранспорта (услуги СТО)	руб.	408 550,11
2	Техосмотр ТС, услуги ТО	руб.	151 000,00
3	Запчасти для техники	руб.	111 815,79
4	Ремонт прочего оборудования	руб.	38150,14
Итого затрат:			709 516,04

Таблица 15 – Прочие расходы на ГСМ и эксплуатационные жидкости спецтехники

Материалы	Ед.изм.	Расход на 1 скв.-опер ЗБС с МГРП	Цена, руб/ед.	Затраты, руб.
ГСМ (прямые расходы)	л	4867,36	42	198195,89
Прочие материалы (масла и смазки)	л	85,95	285	24495,75
Итого затрат:				228924,9

Таблица 16 – Прочие расходы на персонал, связь, СИЗ

№	Статья расходов	Ед.изм.	Сумма, руб.
1	Прочие расходы на персонал Предрейсовые осмотры, медосмотры, подготовка, переподготовка кадров, ДМС, страхование персонала	руб	78 236,20
2	Связь, интернет, спутниковая связь, программное сопровождение, Глонасс	руб	3 264,02
3	Промышленная безопасность, лаборат. контроль, ТБО, ЖБО, водопотребление, дефектоскопия, диагностика, поверка оборудования, охрана производ. объектов, химчистка	руб	8 436,95
4	Спецодежда и средства инд. защиты	руб	18 614,65
Итого затрат:			229 041,19

Таблица 17 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Затраты на материалы	21519273,09	Пункт 4.3.1.1
Затраты на технологическое оборудование и спецтехнику (амортизационные отчисления)	6264337,76	Пункт 4.3.1.2
Затраты на заработную плату технологических рабочих (бригады ЗБС, КРС и флота ГРП) с учетом отчислений	4509140,28	Пункт 4.3.1.3 Пункт 4.3.1.4
Накладные расходы, связанные с ТО и ремонтом техники и оборудования	709 516,04	Пункт 4.3.1.5
Прочие расходы на ГСМ и эксплуатационные жидкости спецтехники	228 924,9	Пункт 4.3.1.5
Прочие расходы	222691,64	Пункт 4.3.1.5
Итого капитальные затраты	33 454 000	Пункты с 4.3.1.1 по 4.3.1.5

4.3.2 Расчет затрат на эксплуатацию скважины (на добычу нефти)

4.3.2.1 Расчет стоимости необходимого технологического оборудования для эксплуатации скважины

Для эксплуатации горизонтальной скважины ЗБС с МГРП необходимо подземное насосное оборудование, которое состоит из ЭЦН, спущенного в скважину на НКТ.

Расчет стоимости устанавливаемых составных частей для эксплуатации скважины после проведения зарезки бокового ствола и заканчивания с МГРП представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Материальные затраты на эксплуатацию скважины ЗБС с МГРП

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Стоимость, рублей
1	Установка ЭЦН	шт.	1	275 000
2	Трубы для сборки колонны НКТ	шт	204	60 000
3	Питающий кабель КЕСБП с сечением 3×16	м	2230	15 000
Итого				350 000

4.3.2.2 Расчет затрат на эксплуатацию скважин и добычу нефти

Затраты, связанные с эксплуатацией проектируемой скважины, а именно с добычей нефти, с учетом затрат на ее обслуживание и электроэнергию (принятые в АО "Самотлорнефтегаз") приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет затрат на эксплуатацию скважины (на добычу нефти)

Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти	Сумма, руб.
Содержание 1 скважины, тыс. руб./год	985
Добыча и перекачка жидкости, руб./м ³ .	28,22
Подготовка нефти, руб./т.	9,64
Подготовка ПНГ, руб./тыс. м ³	23,3
Закачка в пласт жидкости, руб./м ³	13,96

4.3.3 Формирование бюджета затрат

Для того чтобы определить капитальные затраты, связанные с на строительство и эксплуатацию горизонтальной добывающей скважины ЗБС с МГРП №37563-2 Самотлорского месторождения необходимо суммировать затраты на материалы, оборудование, фонд оплаты труда и соответствующих отчислений исполнителей (производственных рабочих) и накладные расходы, сопровождающие данный процесс (таблица 19).

Таблица 19 – Перечень работ и их стоимость

Наименование статьи затрат	Сумма, руб.	Примечание
Капитальные затраты (на строительство скважины ЗБС с МГРП):		
Затраты на материалы	21 519 273,09	Пункт 4.3.1.1
Затраты на технологическое оборудование и спецтехнику (амортизационные отчисления)	6 264 337,76	Пункт 4.3.1.2
Затраты на заработную плату технологических рабочих (бригады ЗБС, КРС и флота ГРП) с учетом отчислений	4 502 907,04	Пункт 4.3.1.3 Пункт 4.3.1.4
Накладные расходы, связанные с ТО и ремонтом техники и оборудования	709 516,04	Пункт 4.3.1.5
Накладные расходы на ГСМ и эксплуатационные жидкости спецтехники	228 924,9	Пункт 4.3.1.5
Прочие накладные расходы	229 041,19	Пункт 4.3.1.5
Итоговая величина затрат	33 454 000,00	Сумма пунктов 4.3.1.1-4.3.1.5
Затраты оборудование	350 000	Пункт 4.3.2.1
Эксплуатация скважины (эксплуатационные затраты)		
Содержание 1 скважины, руб./год	985 000	Пункт 4.3.2.2
Добыча и перекачка жидкости, руб./м ³ .	28,22	Пункт 4.3.2.2
Подготовка нефти, руб./т.	9,64	Пункт 4.3.2.2
Подготовка ПНГ, руб./тыс. м ³	23,3	Пункт 4.3.2.2
Закачка в пласт жидкости, руб./м ³	13,96	Пункт 4.3.2.2
Итоговая величина эксплуатационных затрат	Будет рассчитана, исходя из количества добываемой нефти и попутно-добываемой жидкости	

4.4 Расчет показателей экономической эффективности проект

4.4.1 Исходные данные для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей приведены в таблице 20 [17], [18].

Таблица 20 – Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
1	Добыча жидкости, тыс. м ³	74,695
	в т. ч. нефти, тыс. тонн	32,640
2	Цена на экспортную нефть, руб./т. без НДС	17361
3	Капитальные затраты:	
	Стоимость ЗБС, тыс. руб.	23760
	Стоимость флота ГРП на 4 стадии, тыс. руб.	6258
	Стоимость КРС, тыс. руб.	3436
	Стоимость комплекта ЭЦН, тыс. руб.	350
4	Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти:	
	Содержание 1 скважины, тыс. руб./год	985
	Добыча и перекачка жидкости, руб./м ³ .	28,22
	Подготовка нефти, руб./т.	9,64
	Подготовка ПНГ, руб./тыс. м ³	23,3
	Закачка в пласт жидкости, руб./м ³	13,96
5	Налоги и платежи:	
	Налог на имущество %	2,2
	Базовая ставка НДС, руб./т.	919
	Налог на прибыль, %	20
	Амортизационные отчисления %	8,3
	Норма дисконта, %	20

4.4.2 Расчет экономических показателей проекта

Рассчитаем капитальные вложения (CAPEX). Капитальные вложения при зарезке боковых стволов скважин определяется на основе сметной стоимости 1 м проходки, установленной в зависимости от глубины скважин, количества добывающих, нагнетательных. Расчет капитальных вложений производится в соответствии с объемными технологическими показателями.

Капитальные вложения:

Общие затраты на ГТМ рассчитываются по формуле

$$K_{\text{ГТМ}} = K_{\text{ЗБС}} + K_{\text{МГРП}} + K_{\text{КРС}} + K_{\text{ЭЦН}}, \text{ [тыс. руб]} \quad (36)$$

где $K_{\text{ЗБС}}$ – затраты на ЗБС мобильной буровой установкой, тыс. руб.;

$K_{\text{МГРП}}$ – затраты на флот для проведения МГРП, тыс. руб.;

$K_{\text{КРС}}$ – затраты на ПР к ЗБС, ЗР ЗБС силами бригады КРС, тыс. руб.;

$K_{\text{ЭЦН}}$ – затраты на комплект ЭЦН-60, тыс. руб.

$$K_{\text{ГТМ}} = 23760 + 6258 + 3436 + 350 = 33804 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем эксплуатационные затраты (ОРЕХ). Расчет эксплуатационных затрат в t -м году:

Энергетические затраты на добычу жидкости из скважины и перекачка на комплексный сборный пункт:

$$T_{\text{доб}} = P_{\text{доб}} Q_{\text{ж}} \text{ [тыс. руб]} \quad (37)$$

где $P_{\text{доб}}$ – норматив затрат на энергию, расходуемую на добычу и перекачку жидкости, руб./м³;

$Q_{\text{ж}}$ – объем добытой жидкости, м³.

$$T_{\text{доб } 2021} = 28,14 \cdot 17,586 = 494,8 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на подготовку нефти – это затраты, связанные с содержанием и обслуживанием комплексных сборных пунктов, рассчитаем по формуле (38):

$$T_{\text{ТП}} = P_{\text{ТП}} Q_{\text{ж}}, \text{ [тыс. руб]} \quad (38)$$

где $P_{\text{ТП}}$ – норматив затрат по технологической подготовке добытой жидкости, руб./м³;

$Q_{\text{ж}}$ – количество переработанной жидкости, м³.

$$T_{\text{тп}} 2021 = 9,64 \cdot 17,586 = 99,7 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на добычу и подготовку ПНГ – это затраты, связанные с содержанием и обслуживанием комплексных сборных пунктов, они рассчитываются по формуле (39):

$$T_{\text{пг}} = P_{\text{пг}} Q_{\text{г}} \text{ [тыс. руб]} \quad (39)$$

где $P_{\text{пг}}$ – норматив затрат по подготовке ПНГ, руб./тыс. м³;

$Q_{\text{ж}}$ – количество добытого ПНГ, м³.

$$T_{\text{пг}} 2021 = 23,3 \cdot 806,598 = 18,8 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы по закачке жидкости в пласт – это затраты на нагнетание в пласт воды и мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов: амортизация нагнетаемых скважин и оборудования, стоимость воды, электроэнергии, химических веществ и пр.

$$T_{\text{ппд}} = P_{\text{зак}} Q_{\text{ж}} \text{ [тыс. руб]} \quad (40)$$

где $P_{\text{зак}}$ – норматив затрат по искусственному воздействию на пласт; руб./м³;

$Q_{\text{ж}}$ – количество закачанной жидкости, м³.

$$T_{\text{ппд}} 2021 = 13,96 * 5,275 = 73,6 \text{ тыс. руб.}$$

Всего эксплуатационных затрат в 2021 году:

$$T_t = T_{\text{доб}} + T_{\text{тп}} + T_{\text{пг}} + T_{\text{ппд}} + T_{\text{скв}} \text{ [тыс. руб]} \quad (41)$$

где $T_{\text{скв}}$ – содержание 1 скважины, тыс. руб./год

$$T_t = 494,8 + 169,5 + 18,8 + 73,6 + 985 = 1671,9 \text{ тыс. руб}$$

Аналогичным образом подсчитываются эксплуатационные затраты за весь период оценки и представлены в таблице 21.

Рассчитаем выручку от реализации продукции. Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 17361 руб./т. Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи в году по формуле (42):

$$V_{t \text{ н}} = C_{\text{н}} Q_{\text{н}} \text{ , [тыс. руб]} \quad (42)$$

где $C_{\text{н}}$ – цена реализации нефти, руб./т.;

Q_H – добыча нефти, т.

Так, в 2021 году выручка от реализации составила:

$$B_{tH} = 17361 \cdot 10,341 = 179530 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 21 – Результаты расчета эксплуатационных затрат на ЗБС с МГРП по пласту БВ₈⁰

Годы	$T_{\text{доб.}}$, тыс. руб.	$T_{\text{гп}}$, тыс. руб.	$T_{\text{пр}}$, тыс. руб.	$T_{\text{пнд}}$, тыс. руб.	T_t , тыс. руб.
2021	494,8	169,5	18,8	73,6	1742
2022	467,5	160,1	15,2	92,8	1721
2023	430,9	147,6	11,7	106,9	1682
2024	384,5	131,7	8,3	114,4	1624
2025	324,1	111,0	5,3	112,5	1538

Цена реализации ПНГ на внутреннем рынке принята 1064 руб./тыс. м³. Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации попутного газа на объем добычи в году:

$$B_{tГ} = C_{Г} Q_{Г}, [\text{тыс. руб}] \quad (43)$$

где $C_{Г}$ – цена реализации попутного газа, руб/тыс. м³;

$Q_{Г}$ – добыча газа, м³.

Так, в 2021 году выручка от реализации составила:

$$B_{tГ} = 1064 \cdot 806,598 = 858 \text{ тыс. руб.}$$

Общая цена реализации углеводородов также представляет собой сумму реализации нефти и ПНГ за отчетный год:

$$B_t = B_{tH} + B_{tГ} \quad (44)$$

$$B_t = 179530 + 858 = 180388 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичные расчеты проводятся по оставшемуся расчетному периоду и заносятся в таблицу 22.

Рассчитаем амортизационные отчисления по формуле (45):

$$A = K_{\text{общ}} K_{\text{отч}} n_{\text{лет}} \quad (45)$$

где $K_{отч}$ – процентная ставка амортизационных отчислений для данного вида фондов.

Амортизационный срок эксплуатации оборудования: установки погружной электроцентробежной (ЭЦН), колонны насосно-компрессорных труб, кабеля ЭЦН составляет менее 10 лет, следовательно, процентная ставка по данной норме амортизации составит 8,33 %.

Таким образом, произведем расчет амортизация подземного внутрискважинного оборудования (ЭЦН, НКТ+кабель) в 2021 году, что составит:

$$A_{2017} = 33804 \cdot 0,083 \cdot 1 = 2805,7 \text{ тыс. руб.}$$

Платежи и налоги. Оценка экономической эффективности должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Расчет ставки налога НДС для АО «Самотлорнефтегаз» составляет 919 руб. за тонну нефти, так как для данного месторождения на последней стадии разработки принята льгота и с учетом двух коэффициентов (46):

$$K_{ц} = (Ц - 15) \cdot (P/261) \quad (46)$$

где $K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, д.ед.;

$Ц$ – средний уровень цен нефти сорта «Urals» в долл. США/барр. = 43 долл./баррель;

P – средний курс доллара США к рублю РФ, устанавливаемый ЦБ РФ = 73,28 руб./долл.

$$K_{ц} = (43 - 15) \cdot (73,28/261) = 7,83$$

$K_{в}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр, д.ед.

Значение коэффициента $K_{в}$ определяется в зависимости от степени выработанности ($C_{в}$) запасов. Степень выработанности запасов конкретного участка недр ($C_{в}$) рассчитывается на основании данных утвержденного

государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента K_v , как частное от деления суммы накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) (N) на начальные извлекаемые запасы нефти (V). Так как на 01.01.2017 накопленная добыча нефти составляет 71,3 % от НИЗ, а это значит, что C_v меньше 0,8, тогда K_v будет равно 1.

$$K_{\text{НДПИ}} = 919K_{\text{ц}}K_v \quad (44)$$

$$K_{\text{НДПИ}} = 919 \cdot 7,83 \cdot 1 + 357 = 7554,07 \text{ руб./т}$$

$$H_{\text{НДПИ}} = Q_{\text{н}}K_{\text{НДПИ}}, [\text{тыс. руб}] \quad (45)$$

$$H_{\text{НДПИ}} = 10,341 \cdot 7554,07 = 78116,67 \text{ тыс. руб}$$

Рассчитаем налог на прибыль.

Прибыль от реализации (балансовая прибыль) (Π_t) - совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат и общей суммы налогов.

$$\Pi_t = B_t - (T_t + H_{\text{НДПИ}}), [\text{тыс. руб}] \quad (46)$$

где B_t – выручка от реализации продукции; T_t – эксплуатационные затраты;

$H_{\text{НДПИ}}$ – налог на добычу полезных ископаемых;

$$\Pi_t = 180388 - (1742 + 78116,67) = 100529,30 \text{ тыс. руб.}$$

Подсчитаем налог на прибыль:

$$H_{\text{пр}} = \frac{\Pi_t a_6}{100}, [\text{тыс. руб}] \quad (47)$$

где a_6 – ставка налога на прибыль, 20%;

Π_t – балансовая прибыль.

Тогда сумма налога на прибыль в 2021г. будет равна:

$$H_{\text{пр}} = \frac{88473 \cdot 20}{100} = 20105,87 \text{ тыс. руб.}$$

Экономический эффект от проведения ГТМ, остающийся в распоряжении предприятия, руб.:

$$П_ч = П_t - Н_{пр}, \text{ [тыс. руб]} \quad (48)$$

где $П_t$ – балансовая прибыль;

$Н_{пр}$ – налог на прибыль.

Экономический эффект (прибыль чистая $П_ч$), остающаяся в распоряжении АО «Самотлорнефтегаз» в 2021 году:

$$П_{ч\ 2021} = 100529,3 - 20105,87 = 80423,47 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем доход государства от добычи нефти. Доход государства складывается из налога на добычу полезных ископаемых и налога на прибыль.

В 2021 году доход государства составит:

$$Д = Н_{НДПИ} + Н_{пр}, \text{ [тыс. руб]} \quad (49)$$

$$Д_{2021} = 78116,67 + 20105,87 = 98222,53 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 22 – Расчет экономической эффективности от МГРП на скважине ЗБС.
Чистая прибыль и доход государства в период с 2021 по 2025 годы

Годы	$Н_{ндпи}$, тыс. руб.	Выручка а от реализ., $В_t$	Кап. влож. $К_t$, тыс.р.	Балансовая прибыль, $П_t$, тыс.р.	$Н_{пр}$, тыс. руб.	Чистая прибыль $П_ч$, тыс. руб.	Доход РФ, тыс. руб.
2021	78116,67	180388	33804	100529,33	20105,87	80423,47	98222,53
2022	63250,25	146059	-	81066,75	16213,35	64853,40	79463,60
2023	48595,35	112217	-	61879,65	12375,93	49503,72	60971,28
2024	34680,75	80085	-	43662,25	8732,45	34929,80	43413,20
2025	21921,92	50622	-	26958,08	5391,62	21566,46	27313,54

Рассчитаем дисконтированный поток денежной наличности. Дисконтированный поток денежной наличности – сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения – определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(П_ч + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t_1 - t_p}} \text{ [тыс. руб]} \quad (50)$$

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

P_t – чистая прибыль от реализации в t-м году;

K_t – капитальные вложения на разработку месторождения в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t_i, t_p – текущий и расчетный год соответственно;

T – расчетный период времени разработки.

Исходные данные приведены в таблице 6.

$$NPV = \frac{(80423,47 + 2805,7) - 6760,8}{(1 + 0,2)^{2022-2021}} = 76468,57 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичные расчеты для последующих лет приведены в таблице 23.

Для приведения предстоящих разновременных расходов и доходов к условиям их сопоставимости по экономической ценности в начальном периоде произведено дисконтирование потока наличности (NPV) при норме дисконта 20 %.

Таблица 23 – Расчет NPV потока денежной наличности в период с 2021 по 2025 годы

Годы	Дисконтированный поток денежной наличности накопленным итогом, тыс. руб.
	$NPV = \sum ((P_{ti} + A_i) - K_i) / (1 + E_n)^{i - t_p}$
2021	63723,64
2022	106014,10
2023	143971,30
2024	169783,6
2025	184459,70

Критерием выбора варианта и заключения об эффективности является величина накопленного за рассматриваемый период дисконтированного потока наличности. Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить вложенный капитал и

обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта) уровень доходности этого капитала, а отрицательное – напротив, свидетельствует о неэффективности их использования.

Рассчитаем индекс доходности. Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_p}} \quad (51)$$

$$PI = \frac{(251276,85 + 14029) / (1 + 0,2)^{2020-2021}}{33804 / (1 + 0,2)^{2020-2021}} = 7,84$$

Рассчитаем период окупаемости вложенных средств. Период окупаемости (DPP) – это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} \frac{(\Pi_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}}, \text{ [тыс. руб]} \quad (52)$$

где $T_{ок}$ – обозначение периода окупаемости, которая примет вид:

$$T_{ок} = \frac{(251276850 + 14028500) - 33804000}{(1 + 0,2)^{2021-2026}} = 1,2 \text{ года} \approx 14 \text{ мес.}$$

Вывод

В данном разделе была произведена экономическая оценка технологии заканчивания горизонтальной скважины ЗБС с применением МГРП на добывающей скважине 37653-2. Получили, что данная технология на Самотлорском месторождении является прибыльной, так как дисконтированный поток денежной наличности (NPV) положительный, а индекс доходности (PI) – больше единицы (составляет 7,84), что говорит об

экономической эффективности проекта. Период окупаемости проекта составляет 14 месяцев.

Расчеты производились с учетом действующей системы налогообложения со значительными поступлениями в бюджет отчислений налога на добычу полезных ископаемых, а также с учетом льготы на налог Самотлорского месторождения.

Наблюдается высокая экономическую эффективность зарезки бокового ствола с проведением многостадийного гидроразрыва пласта и дальнейшее применение этого метода приведет к высокой рентабельности выработки запасов краевых зон пласта БВ₈⁰ Самотлорского месторождения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ эффективности заканчивания скважин с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта на Самотлорском месторождении (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии применения МГРП при заканчивании скважин ЗБС и ВНС Область применения: горизонтальные стволы добывающих нефтяных скважин ЗБС и ВНС
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума и вибрации; - повышенная запыленность рабочей зоны; - недостаточная освещенность. Опасные факторы: - химические реагенты; - высокое давление; - механические опасности.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха. Гидросфера: загрязнение подземных вод. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС:

	<ul style="list-style-type: none"> - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение электроснабжения. <p>Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.04.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович			26.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Барановский Евгений Михайлович		26.04.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта является одним из методов интенсификации добычи нефти и проводится на скважинах, которые в свою очередь являются опасными производственными объектами.

Сущность работ по МГРП при заканчивании скважин ЗБС заключается в выполнении таких технологических операций как: проведение капитального ремонта скважин, соответственно проведение спуско-подъемных, монтажных и демонтажных работ связанных с внутрискважинным подземным оборудованием. А также проведение МГРП связано с закачкой под высоким давлением жидких сред и смесей. Химические реагенты и материалы МГРП являются агрессивными и химически активными. Работы по проведению МГРП при заканчивании скважин ЗБС производятся на кустовых площадках, на открытых площадках. Режим работы – круглосуточный.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При проведении ГРП в обязательном порядке необходимо выполнять требования ПБ 08-624-03 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», РД 08-435-02 «Положение о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке».

Так как МГРП осуществляется на месторождениях нефти и газа, то производственные рабочие трудятся в основном вахтовым методом. Особенности работы вахтовым методом прописаны в Главе 7 ТК РФ [19].

К работам по производству ГРП и МГРП привлекаются работники, имеющие квалификационное обучение на право выполнения данных видов работ, годные по состоянию здоровья и прошедшие в установленном порядке подготовку и проверку знаний (аттестацию) в области ПБ и ОТ.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера:

- выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

5.2 Производственная безопасность

Закачка полимерных растворов осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживание которых производит оператор ППД. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [20] (таблица 24).

Таблица 24 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление раствора	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	-	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [21]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [22]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [23]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [24]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [25].
2) Превышение уровней шума и вибрации;	-	+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;	-	+	+	
6) Высокое давление;	-	+	+	
7) Механические опасности.	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по закачке полимерного раствора в пласт производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 25).

Таблица 25 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70 % воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать

риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [26].

Превышение уровней шума и вибрации

Так как процесс МГРП при заканчивании скважин ЗБС и ВНС связан с работой станков и подъемников КРС/ЗБС, то создается при выполнении работ высокий уровень шума, однако он не должен превышать допустимый, регламентированный нормативным документом: ГОСТ 12.1.003-2014. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ.

Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [27]: противοшумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90. При значении уровня вибрации 92 дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ГРП объясняется работой насосных агрегатов высокого давления, которые осуществляют процесс закачки смесей и жидкостей ГРП в скважину ЗБС/ВНС. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки

Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. А также отмечается загазованность при работе специального автотранспортного технологического транспорта (флота ГРП). Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [28]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Химические реагенты. Применение химических реагентов при проведении ГРП должно отвечать требованиям РД 153-39-026-97 «Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли [29]. Требования к химпродуктам, правила и порядок допуска их применения в технологических процессах добычи и транспорта нефти» и Р 50-601-40-93 «Рекомендации. Входной контроль. Основные положения» [30]. Для достижения положительного эффекта от применения широкого спектра химических реагентов, используемых в нефтяной отрасли, они должны строго соответствовать свойствам, указанным в ГОСТах и ТУ. Жидкости ГРП, типа ксилола, толуола и взаимные растворители могут оказывать вредный эффект на определенные резиновые составы и таким образом определить время наработки шланга становится невозможным. Не допускается наличие видимых утечек где-либо в линии закачки, насосах или устьевом оборудовании до начала закачки. Единственная допустимая утечка во время прокачки – капли из дренажного отверстия быстроразъемного соединения. В случае непрерывной течи из дренажного отверстия, остановить которую не удастся, закачка должна быть немедленно прекращена.

Высокое давление и механические опасности, связанные с эксплуатацией линий высокого давления. Минимальное расстояние между устьем скважины и ближайшим насосным агрегатом должно составлять 15 метров. Расстояние между оборудованием для проведения работ может

изменяться в зависимости от размера куста и используемых технологий при ГРП.

Перед первой закачкой необходимо выполнить промывку блендера, технологических линий и манифольда в амбар, вакуумный агрегат или желобную емкость для удаления остатков пропанта из линий. Все всасывающие манифольды необходимо проверить на отсутствие в них остатков пропанта.

Только с разрешения мастера (инженера) по ГРП разрешается открыть и закрыть скважину до и после проведения ГРП. При проведении ГРП необходимо наличие детального инвентарного списка всех элементов технологической обвязки и соединений высокого давления, а также результатов испытаний толщины стенок и испытаний на целостность линий высокого давления (магнитная дефектоскопия).

Испытания проводятся в соответствии с требованиями изготовителей. Также обязательным для проверки является наличие результатов опрессовки (1000 атм.) всех элементов обвязки, работающих под давлением. Испытания должны проводиться не реже одного раза в год.

Определение целостности линий и магнитная дефектоскопия должны быть проведены на все насосы высокого давления (трехплунжерные и пятиплунжерные), заглушки на линии высокого давления. Испытания должны проводиться не реже одного раза в год. Не допускается наличие труб с резьбовыми соединениями на технологической линии и на устьевой арматуре, через которые осуществляется подача смеси или линии, оказывающиеся под воздействием высокого давления.

Не допускается использование соединений, не предназначенных для высоких давлений, в технологических нагнетательных линиях или линиях поддержания давления. Два датчика давления должны быть установлены на основной линии для обеспечения постоянной записи.

При проведении ГРП необходимо предусмотреть двойную систему изоляции устья. Циркуляционные «тройники» должны быть расположены между двумя устьевыми задвижками. Двойная система изоляции устья должна быть расположена последовательно. Запрещается применение задвижек игольчатого типа на основной технологической линии, насосах и линии затрубного пространства.

Перед началом работы их необходимо демонтировать. На основной линии подачи необходимо установить обратный клапан и устьевой запорный клапан на максимально близком расстоянии от устья, на поверхности земли в комплекте со стравливающим тройником. Перед началом закачки необходимо провести испытание целостности обратного клапана. На всех видах обработки, где используется забойный пакер, требуется применение стравливающего клапана на затрубной линии. Стравливающий клапан должен быть установлен и протестирован до начала закачки в скважину.

Подрядчик по ГРП обязан фиксировать установленное в плане работ и тестируемое давление (в случае проведения испытания при давлении выше установленного) в станции управления.

Запрещено использовать шланги высокого давления (независимо от характеристик) для закачивания любых типов жидкостей при проведении обработки на скважинах.

Насосные агрегаты должны быть оборудованы действующей системой аварийного отключения при превышении максимального установленного давления. Данная система должна быть испытана до начала любых работ по закачке. В случае неудовлетворительной работы хотя бы одной аварийной системы проведение операции должно быть остановлено до восстановления работоспособности.

На каждом насосном агрегате необходимо установить отсекающую задвижку с тройником, предназначенным для стравливания высоких давлений. Не допускается использование «игольчатых» клапанов для стравливания

жидкости. Оборудовать насосные агрегаты рабочей системой аварийного отключения при превышении давления.

Пробоотборники должны представлять собой двухкрановое устройство, расположенное в зоне наиболее полного образования смеси в блендере. Обязательным требованием при проведении ГРП является использование вакуумного агрегата при всех видах описываемых работ.

Все концы шлангов агрегатов высокого давления должны быть оснащены дополнительными защитными кожухами по всей длине шланга на случай непредвиденной утечки жидкости. Для каждого агрегата высокого давления необходима установка клапанаотсекателя и обратного клапана.

Все оборудование, включая емкости для хранения, насосы, станция управления и смесительное оборудование должно быть, заземлено каждый раз при закачке или замесе жидкостей на углеводородной основе. Данное требование относится к любым объемам закачиваемых жидкостей. Насосные установки, используемые для проведения кислотных ГРП или матричных обработок, должны подбираться в соответствии с дизайном на проведение работ.

5.3 Экологическая безопасность

Процесс проведения МГРП при заканчивании скважин ВНС и ЗБС сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке.

Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO₂;

- контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO_2 , окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Защита гидросферы

Сооружение скважин ВНС и вторых стволов сопровождается следующими негативными факторами:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Бытовыми или твердыми отходами;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при бурении скважин и боковых стволов, а также при проведении ГРП буровые отходы и шламы; а также продукты освоения (нефть, отработанная вода); а также отходы от проведения МГРП необходимо собираться в передвижные металлические емкости по 25 м^3 с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

Защита литосферы

В процессе закачки полимерного раствора происходит цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать полимер, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву. Также при повреждении или корродировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- подбор оптимального типа полимера;

- под наземными магнетательными линиями должны устанавливаться специальные поддоны;

- контроль за герметичностью оборудования.

Категорически запрещено сливать остатки технологических жидкостей на территории куста или на подъездных путях.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой площадке при закачке жидкостей и смесей МГРП следующие:

- разрушение элементов, содержание жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением;

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;

- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Вывод

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При полимерном заводнении происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии МГРП при заканчивании горизонтальных скважин, которые позволяют улучшить эффективность работы скважин ЗБС и ВНС, за счет повышения их продуктивности.

Коллектора с массивной текстурой, представленные отложениями барового комплекса, встречаются редко, в большем количестве они встречаются в сочетании с тонкослоистыми коллекторами. Основной объем геологических запасов нефти пласта (49%) содержат коллектора пласта пласта БВ₈⁰.

Перспективы дальнейшей выработки запасов по пласту БВ₈⁰ связаны с уплотнением сетки скважин и усилением системы воздействия на слабодренлируемый тонкослоистый коллектор путем бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов с проведением многостадийного гидроразрыва пласта и организации частично дифференцированной закачки на пласт.

Технологическая эффективность от зарезки бокового ствола с проведением многостадийного гидроразрыва пласта составляет 31 т/сут. при дебите жидкости 53 м³/сут., что в абсолютном показателе даёт 32,6 тысяч тонн, примерно соответствует извлекаемым запасам и позволяет выработать запасы за отчётный период 5 лет. Эта цифра является основой для экономических расчетов и определения срока окупаемости выполненной операции.

Была произведена экономическая оценка зарезки бокового ствола с проведением многостадийного ГРП на скважине 37653-2. Данная технология на Самотлорском месторождении является прибыльным, так как дисконтированный поток, а индекс доходности (PI) – больше 1 (составляет 7,84), что говорит об экономической эффективности проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Уточнённый проект разработки Самотлорского месторождения. «ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед», ЗАО «ТННЦ», ОАО «ЦГЭ», ОАО «НижневартовскНИПИнефть». Тюмень, 2006г. - 824 с.
2. Дополнение к уточнённому проекту разработки Самотлорского месторождения. ООО «ТННЦ». Тюмень, 2012г. - 623 с.
3. Гайфуллин Р.Р., Горин В.В., Грищенко А.С., Котельников А.Ю., Кудря С.С., Харисов В.Р. Развитие технологии многостадийного гидроразрыва пласта в ОАО «Самотлорнефтегаз». Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014г. - 46 с.
4. Материал выступления зам. начальника ОГСЗБС по ГРП АО «Самотлорнефтегаз» Кудря С.С. на тех. конференции «Эксплуатация горизонтальных скважин после многостадийного ГРП». Самара. 17-19.09.2014г. - 18 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин – М.: 2000г. - 286 с.
6. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн ГРП / Перевод с английского. – М.: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004г. – 316 с.
7. Дженнингс А. Применение гидравлического разрыва пласта/ Перевод с английского: Денис Малахов, Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела - 2003. - 10-14 с.
8. *Neftegaz.ru. Портал.* Самотлорское нефтяное месторождение. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141798-zarezka-bokovykh-stvolov/> 30.09.2012 г. (дата обращения: 04.02.2021 г.). - 5 с.
9. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта / П.М. Усачев – М.: Недра, 1986г. - 168 с.
10. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом. Под редакцией В.И. Петерсильс, В.И.

Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.- 132 с.

11. Желтов Ю.П. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 98с.

12. Желтов Ю. П. Механика нефтегазонаосного пласта. М., «Недра», 1975г. – 216 с.

13. Сулейманов А. Б., Карапетов К. А., Яшин А. С. Техника и технология капитального ремонта скважин: Учебное пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве. — М., Недра, 1987. — 316 с.

14. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2010. – 588 с.

15. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – Недра, 1964 г.

16. Horizontal well technology. S. D. Joshi, Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. — Tulsa, OK, U.S.A. 1990 г.

17. Годовой отчет производственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-202 годы - 86 с.

18. Годовой финансовый отчет АО "Самотлорнефтегаз", 2019 г. - 242 с.

19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

23. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

24. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
27. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003*.
28. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
29. РД 153-39-026-97 «Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли.
30. Р 50-601-40-93 «Рекомендации. Входной контроль. Основные положения».