

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 ПРИМЕНЕНИЯ И ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНЫХ МНОГОСТАДИЙНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.66(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шокуров Кирилл Петрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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
 _____ Ю.А Максимова
 (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
3-2Б7Г2	Шокуров Кирилл Петрович

Тема работы:

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ И ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОВТОРНЫХ МНОГОСТАДИЙНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАЗРЫВОВ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-10/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о проведении ГРП. Обзор современных технологий проведения МГРП, в Западной Сибири. Анализ геологических особенностей пластов Западной Сибири, в частности Самотлорского месторождения. Техника, технологическое оборудование и материалы, применяемые при МГРП. Анализ эффективности проведения повторных МГРП, оптимизация проведения повторных МГРП. Методика расчета и проектирования процесса

	проведения повторного МГРП
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Общие сведения и область применения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Е.М.
Технологический процесс проведения многостадийного гидроразрыва продуктивного пласта	Старший преподаватель Вершкова Е.М.
Анализ применения технологий МГРП с целью оптимизации дальнейшего проведения рефраков на Самотлорском месторождении	Старший преподаватель Вершкова Е.М.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель Авдеева Ирина Михайловна

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

Общие сведения и область применения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях Западной Сибири
Технологический процесс проведения многостадийного гидроразрыва продуктивного пласта
Анализ применения технологий МГРП с целью оптимизации дальнейшего проведения рефраков на Самотлорском месторождении
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

28.04.2022

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шокуров Кирилл Петрович		

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
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Общие сведения и область применения многостадийного гидравлического разрыва пласта в условиях Западной Сибири	20
12.04.2022	Технологический процесс проведения многостадийного гидроразрыва продуктивного пласта	20
5.05.2022	Анализ применения технологий МГРП с целью оптимизации дальнейшего проведения рефраков на Самотлорском месторождении	20
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2022	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 149 страниц, в том числе 59 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 32 источника.

Ключевые слова: многостадийный гидравлический разрыв пласта, нефтеотдача пластов, Западная Сибирь, Самотлорское месторождение, интенсификация добычи нефти, процесс добычи нефти, нефтяная добывающая скважина, продуктивный пласт, трещина ГРП, пропант, рефрак, повторные ГРП, скважинные компоновки МГРП, порт МГРП, стадия ГРП, обводненность скважинной продукции, добыча нефти, дебит нефти, технологии проведения МГРП.

Объектом исследования являются технологии проведения повторных операций по многостадийному гидравлическому разрыву пласта (рефраки), которые применяются на нефтяных месторождениях Западной Сибири, а именно ХМАО-Югры.

Цель исследования – провести анализ эффективности проведения повторных многостадийных гидравлических разрывов пласта, предложить пути оптимизации рефраков МГРП.

В процессе исследования были подробно рассмотрены технологии проведения МГРП, которые применялись на крупнейших нефтяных месторождениях Западной Сибири в АО «Самотлорнефтегаз», в ООО «РН-Юганскнефтегаз», а также была рассмотрена эффективность МГРП и повторных МГРП. Более подробно были рассмотрены рефраки МГРП на примере Самотлорского месторождения, так как оно является крупнейшим месторождением нефти Западной Сибири, многопластовым, сложнопостроенным. А также АО «Самотлорнефтегаз» занимает лидирующую позицию по количеству разрабатываемых и проводимых инновационных технологий в области проведения МГРП.

Область применения: горизонтальные нефтяные добывающие скважины, на которых ранее проводились фраки МГРП и по которым отмечается снижение эффекта от МГРП.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти на горизонтальных скважинах а также на горизонтальных окончаниях наклонно-направленных скважин добывающего нефтяного фонда Западной Сибири (на примере Самотлорского месторождения) за счет интенсификации притока пластовой жидкости посредством проведения рефраков многостадийного гидравлического разрыва продуктивных нефтяных резервуаров.

REPORT

The final qualifying work consists of 149 pages, including 59 figures, 25 tables. The list of references includes 32 sources.

Keywords: multistage hydraulic fracturing, oil recovery, Western Siberia, Samotlorskoye field, oil production intensification, oil production process, oil producing well, productive formation, fracturing fracture, propanant, refrak, repeated fracturing, borehole arrangements of MGRP, port of MGRP, hydraulic fracturing stage, water content of borehole production, oil production, flow rate oil, MGRP technologies.

The object of the study is the technology of repeated operations for multistage hydraulic fracturing (refraki), which are used in the oil fields of Western Siberia, namely KhMAO-Yugra.

The purpose of the study is to analyze the effectiveness of repeated multistage hydraulic fracturing, to propose ways to optimize the refracks of the MGRP.

In the course of the study, the technologies of MGRP, which were used at the largest oil fields in Western Siberia in JSC Samotlorneftegaz, in LLC RN-Yuganskneftegaz, were considered in detail, and the effectiveness of MGRP and repeated MGRP was also considered. The refrakes of the MGRP were considered in more detail on the example of the Samotlorskoye field, since it is the largest oil field in Western Siberia, multi-layered, complex-built. As well as JSC "Samotlorneftegaz" occupies a leading position in terms of the number of innovative technologies being developed and implemented in the field of MGRP.

Scope of application: horizontal oil producing wells, where MGRP fracking was previously carried out and for which there is a decrease in the effect of MGRP.

Potential economic efficiency is associated with additional oil production at horizontal wells as well as at the horizontal ends of directional wells of the producing oil fund of Western Siberia (on the example of the Samotlorskoye field) due to the intensification of the inflow of reservoir fluid by conducting refrakes of multistage hydraulic fracturing of productive oil reservoirs

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- БГС – бурение горизонтальных стволов скважин;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ЗБС – зарезка бокового ствола скважины;
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие;
- ГРП – гидравлический разрыв пласта;
- ГС – горизонтальная скважина;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- КР – командировочные расходы;
- КРС – капитальный ремонт скважины;
- ЛНД – локальный нормативный документ АО «Самотлорнефтегаз»;
- МБУ – мобильная буровая установка;
- МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта;
- НГЗ – запасы нефти и газа;
- НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ННС – наклонно-направленные скважины;
- ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы;
- ОПИ – опытно-промышленные испытания технологии МГРП;
- ОРД – одновременная-разделенная добыча;
- ППД – фонд скважин поддержания пластового давления (нагнетательный фонд);
- ПЗП – призабойная зона скважин;
- ПНГ – попутно-добываемый нефтяной газ;
- Рефрак - повторное проведение ГРП на скважине;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СПО – спуско-подъемная операция;
- УВ – углеводороды;

ФТО – фильтр тонкой очистки;

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.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	16
1.1 Понятие о проведении фразов ГРП и МГРП.....	16
1.2 Общие сведения о технологии проведения ГРП	17
1.3 Классификация МГРП и основные виды технологических решений	22
1.3.1 Технология МГРП с применением селективного пакера.....	27
1.3.2 Технология МГРП с применением мостовых пробок с отсыпкой	29
1.3.3 Технология МГРП с применением раздвижных муфт	30
1.4 Техника, применяемая для производства работ по МГРП.....	37
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА	41
2.1 Анализ геологических особенностей месторождений Западной Сибири и применимости МГРП в данных условиях.....	41
2.2 Общие сведения о проведении многостадийного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири	46
2.3 Анализ применимости МГРП в условиях Западной Сибири на примере Самотлорского месторождения.....	49
2.4 Пути оптимизации проведения повторных МГРП на горизонтальных скважинах месторождений Западной Сибири	64
3 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МГРП, С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРОВЕДЕНИЯ РЕФРАКОВ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	69
3.1 Анализ проведения опытно-промышленных испытаний новой технологии МГРП с муфтами SC Bowhead II.....	69
3.2 Проектирование скважины ГС с применением МГРП по технологии «Stage Completions» с применением муфт «SC Bowhead II»	78
3.3 Прогноз показателей работы скважины 65910 с МГРП 7 стадий	84
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ	90
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности ЗБС с семистадийным МГРП на бездействующей скважине №65910 с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	90
4.2 Планирование выполнения работ.....	92
4.2.1 Структура работ.....	92
4.2.2 Разработка графика проведения реализации проекта	93
4.3 Бюджет на строительство и эксплуатацию ЗБС с МГРП на скважину 65910 Самотлорского месторождения.....	93
4.3.1 Расчет материальных затрат	93
4.3.2 Расчет затрат на эксплуатацию скважины (на добычу нефти)	98

4.3.3 Формирование бюджета затрат	99
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
Введение	112
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
5.2 Производственная безопасность	115
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	116
5.3 Экологическая безопасность при проведении МГРП	118
5.3.1 Защита селитебной зоны	124
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	127
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	132
Приложение А	135
Приложение В	137
Приложение С	138
Приложение Д	144
Приложение Е.....	146
Приложение F.....	148

ВВЕДЕНИЕ

Западная Сибирь богата месторождениями нефти и газа. В настоящее время было открыто более 500 месторождений нефти, газа и газового конденсата. Месторождениями Западной Сибири добывается более 70 % всей нефти российской Федерации. Самыми крупнейшими месторождениями является месторождения ХМАО и ЯНАО. Среди них крупнейшие нефтегазоконденсатные месторождения это: Приобское, Мамонтовское, Самотлорское.

Самотлорское месторождение признано уникальнейшим месторождением не только в Западной Сибири, но и в мире. Так как оно обладает большим количеством залежей нефти и газа, большим количеством пластов, а также характеризуется огромной площадью данных пластов.

Месторождения Западной Сибири открывались, в основном, в период 1950-1970 годов. Поэтому как правило многие из них находятся на заключительной четвертой стадии разработки; некоторые объекты - на третьей. Данная особенность и глубокий возраст крупнейших месторождений Западной Сибири вносят свои сложности в процесс добычи углеводородов, который как правило уже направлен в основном на доизвлечение остаточных запасов.

Чтобы осуществить доизвлечение остаточных запасов нефти реализовываются различные геолого-технические мероприятия, направленные на интенсификацию притока нефти и на увеличение нефтеотдачи пластов. Самым эффективным способом среди по интенсификации притока нефти является проведение гидравлического разрыва пласта, как одностадийного, так и многостадийного.

Среди крупнейших Западной Сибири большое количество операций проводятся по многостадийному ГРП проводится на Самотлорском и Приобском месторождениях (предприятия недропользователи: АО «Самотлорнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз»).

Так, к примеру, в первые в России было проведено наибольшее количество стадий МГРП именно на Самотлорском месторождении (29 стадий). В связи с этим наблюдается большой охват фонда добывающих скважин, на которых проводились ГРП и МГРП. И при наличии постоянно падающей добычи, сокращении уровня остаточных запасов нефти, снижения эффекта от ГРП и МГРП на скважинах возникает потребность проведения повторных ГРП и МГРП («рефраков»).

Поэтому на фоне растущего количества проводимых рефраков МГРП и истощения залежей нефти возникает потребность в оптимизации проведения рефраков и усовершенствования технологий рефраков. Поэтому актуальность данной темы на сегодняшний день достаточно высока, так как существует потребность анализа эффективности проведения повторных многостадийных гидравлических разрывов пласта и поиска путей оптимизации технологического процесса и усовершенствования технологий на фоне падающей добычи крупнейших месторождений Западной Сибири.

Целью выпускной квалификационной работы является оценка и анализ эффективности проведения рефраков МГРП на нефтяных месторождениях Западной Сибири на примере Самотлорского нефтяного месторождения, предложить пути оптимизации технологического процесса и усовершенствования технологий рефраков МГРП.

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

1. Рассмотреть геологические особенности Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и условия проведения МГРП;
2. Рассмотреть сущность технологии проведения многостадийного гидравлического разрыва продуктивного нефтяного пласта;
3. Провести анализ существующих и применяемых современных технологий МГРП;

4. Провести анализ геологической и технологической эффективностей рефраков МГРП на примере пластов Самотлорского месторождения;
5. Дать рекомендации по дальнейшему проведению рефраков МГРП, а также предложить пути оптимизации проведения повторных МГРП, которые бы удовлетворяли бы по критериям применимости геологическим особенностям месторождений Западной Сибири.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1 Понятие о проведении фразов ГРП и МГРП

В данной работе рассматривается вопрос проведения рефразов многостадийных ГРП на фонде добывающих скважин Западной Сибири. Рефраз - это повторная операция ГРП на скважине. Рефражи проводятся как при одностадийном, так и при многостадийном гидравлическом разрыве пласта.

Гидравлический разрыв пласта относится к геолого-техническим мероприятиям, которые направлены на интенсификацию притока пластовой жидкости. Для добывающих скважин основная цель - увеличить приток нефти, для нагнетательных - повысить показатели приемистости. Но в обоих случаях цель одна - повысить гидродинамическую связь обрабатываемой скважины с продуктивным пластом за счет создания высокопроводимой трещины, обладающей большей проницаемостью и скоростью дренирования по сравнению с естественными изначальными показателями призабойной зоны пласта (рисунок 1). Трещина в ПЗП создается за нагнетания расклинивающей жидкости в пласт - жидкостного клина при давлении, превышающем горное давление, а далее трещина заполняется пропантом. Таким образом в пластовых условиях в ПЗП создается зона дренирования с улучшенными ФЕС [1].

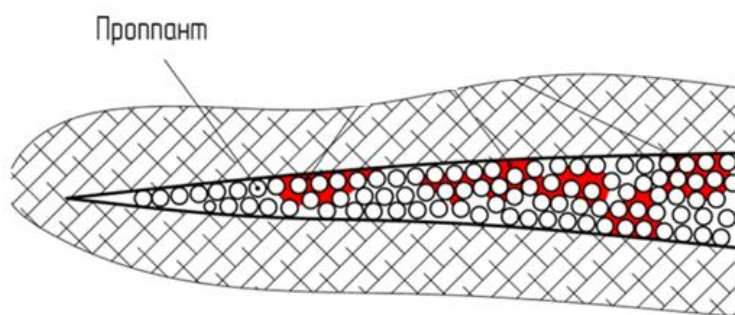


Рисунок 1 – Трещина в призабойной зоне пласта, образовавшаяся после проведения ГРП

МГРП отличается от ГРП количеством стадий - то есть количеством создаваемых трещин. При фраке МГРП создается от двух и более трещин [2]. Более подробно технологии проведения МГРП и фраков МГРП (повторных операций) будут рассмотрены во второй главе данной работы.

1.2 Общие сведения о технологии проведения ГРП

Как уже описывалось ранее гидравлический разрыв пласта представляет собой процесс создания высокопроводимой трещины в продуктивном пласте при давлении превышающим горное. Расклинивание происходит при закачке расклинивающего агента - жидкости ГРП [3]. Далее, созданная высокопроводимая трещина заполняется специальным искусственным материалом (пропантом) для того, чтобы ее сохранить от смыкания под действием естественных энергетических сил пласта (рисунок 2).

Пропант - это искусственно созданный керамический сыпучий материал, изготавливаемый на основе гаура (рисунок 3). Фракционный состав (требуемый размер) применяемого пропанта зависит от гранулометрического состава обрабатываемого пласта. Поэтому пропант производится определенных типоразмеров. Также тип применяемого пропанта зависит от геологических условий, так как пропант изготавливают различным по массе. При больших скоростях закачки вес пропанта с давлением клина жидкости ГРП создает синергетический эффект и приводит к росту давления [4].

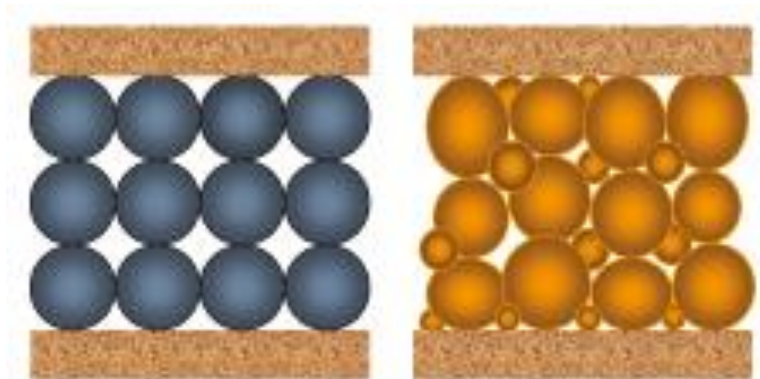


Рисунок 2 – Заполнение трещины ГРП при проведении фрэка

Скорость закачки (расход) расклинивающей жидкости ГРП должна быть, чтобы она не успевала фильтроваться по продуктивному объекту, и создавала высокое давление. Давление жидкости при проведении фрэка растет до тех пор, пока не начнет превышать горное давление данного пласта (то есть внутренние напряжения породы) [5].



Рисунок 3 – Внешний вид гранул пропанта ГРП

Пример распространения трещины при одностадийном фрэке в вертикальной скважине представлен на рисунке 4.

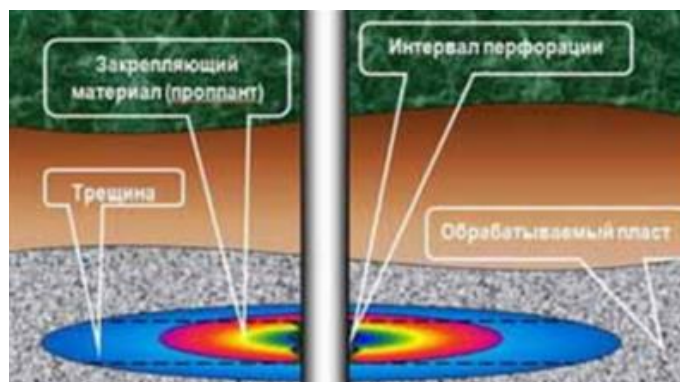


Рисунок 4 – Пример распространения трещины при одностадийном фраке в вертикальной скважине

Помимо пропанта и расклинивающей жидкости применяют и другие компоненты для приготовления смесей ГРП [5]. Из-за того, что небольшая часть жидкости-песконосителя при ГРП фильтруется в поры продуктивного коллектора, то в нее добавляют загуститель и специальные добавки для снижения степени 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 [6].

После того как будет создана трещина следом закачивается смесь пропанта для ее закрепления, но прежде чем запустить скважину в довывод (выхода на режим) необходимо произвести промывку скважины чтобы удалить рабочую жидкость ГРП и вымыть остатки пропанта, которые могли остаться в стволе скважины (либо на забое). Процесс промывки скважины после фрака обязателен, так как оставшаяся жидкость ГРП будет снижать проницаемость пласта, затруднять процесс дренирования и снижать приток пластовой жидкости в скважину [7].

Согласно общепринятой технологии проведения ГРП и МГРП в условиях Западной Сибири фрек проводится обычно в два этапа. Сначала закачивается небольшой объем расклинивающей жидкости и небольшая партия пропанта,

чтобы определить скорости поглощения (уточнить особенности режима закачки принятые при составлении дизайн-проекта ГРП), а далее производится основной фрак. Обычно, объем мини-фрак составляет 1-3 тонны пропанта [8].

Но в настоящее время на Самотлорском месторождении [9], по тем объектам разработки, где производилось большое количество фрактов отказались от проведения мини-фракта, с целью экономии времени на проведение работ и бригад КРС. Так, на объектах АВ1(1-2), АВ1(3)-АВ2-3 и БВ8 мини-фракты уже не производятся, так как геологические характеристики и параметры закачек хорошо известны специалистам [10].

На тех объектах, где ГРП и МГРП проводилось в небольшом объеме количественно БВ16-22, ЮВ1 мини-фракты продолжают производить, так как необходимо уточнить параметры проведения фракта [10].

Многостадийным ГРП отличается от одностадийного фракта тем, что количество трещин создается не одна, а две и более. Как правило МГРП производится на горизонтальных скважинах, либо горизонтальных окончаниях наклонно-направленных скважин (рисунок 5).

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 (рисунки 6-7).

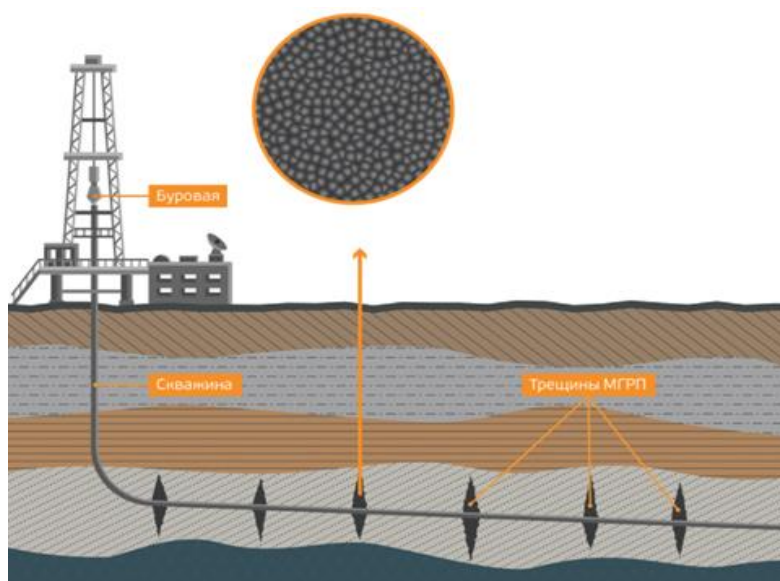


Рисунок 5 – Многостадийный фрак ГРП на горизонтальном окончании
ствола скважины

Но МГРП возможен и на вертикальных скважинах, когда трещины создаются на разные объекты при одновременной добычи, сначала на нижележащем объекте производится фрак, а далее на вышележащем горизонте, но при условии изоляции первого [5]. Но при этом необходимо предусмотреть на таких скважинах использование специальной компоновки для одновременной разделенной добычи (ОРД).

МГРП на горизонтальных скважинах производится поочередно, также как и на вертикальных, но в пределах одного продуктивного резервуара. Количество стадий (фраков) соответствует количеству создаваемых трещин. Одна стадия – следовательно одна трещина ГРП. Первая стадия производится от забоя горизонтального ствола [5,6].

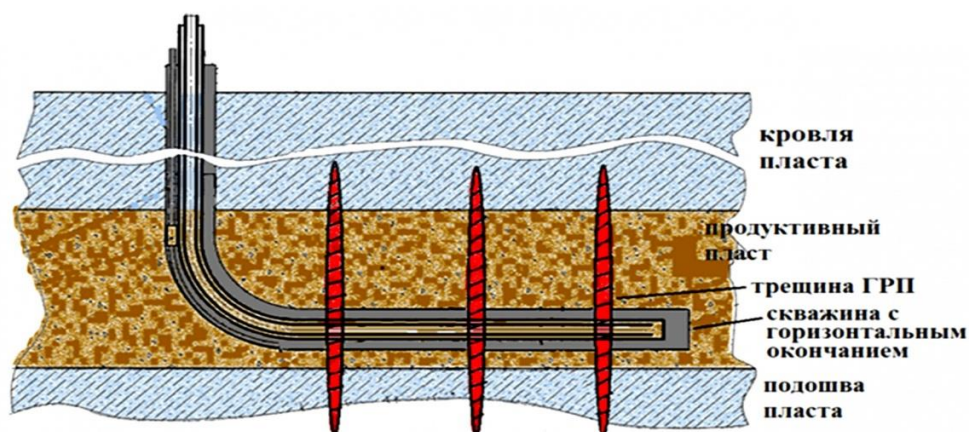


Рисунок 6 – Многостадийный фрак ГРП на горизонтальном окончании
ствола скважины

На рисунке 7 приведен пример проведения МГРП с количеством стадий в объеме 5 штук

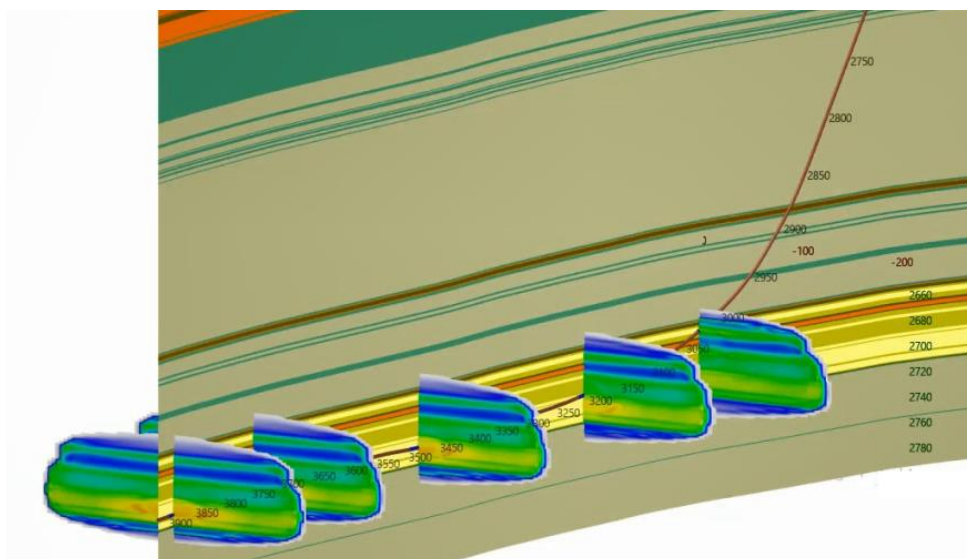


Рисунок 7 – Дизайн (моделирование) процесс проведения МГРП на горизонтальном окончании ствола ННС с пятью стадиями

1.3 Классификация МГРП и основные виды технологических решений

Как отмечалось в первой главе в настоящее время основной объем работ по проведению МГРП приходится на Западную Сибирь, поэтому именно на месторождениях нефти и газа Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна было испытано [11], модернизировано и усовершенствовано большое множество технологий МГРП. Также, Западная Сибирь занимает лидирующие позиции по проведению повторных МГРП. Технологии МГРП, применяемые в условиях Западной Сибири можно классифицировать условно на две категории:

1. МГРП проводится на скважинах, в конструкции которых не предполагалось проведение МГРП и не предусмотрено в хвостовике специального скважинного оборудования для МГРП.
2. МГРП проводится на скважинах с запланированной под МГРП конструкцией

Рассмотрим основные виды технологий МГРП, которые применялись на месторождениях Западной Сибири, в таких - компаниях как ПАО "НК "Роснефть", ООО "Лукойл-Западная Сибирь", "Газпром", ПАО "Славнефть", ПАО "Сургутнефтегаз". Но также следует учесть, что технологии МГРП постоянно совершенствуются, дорабатываются, принимаются инженерами новые технологические решения, для того чтобы повысить их эффективность: увеличить приток дополнительной добычи углеводородов, сократить время проведения операций, снизить стоимость, сделать возможным и более простым процесс проведения повторных МГРП.

МГРП на скважинах, с незапланированной конструкцией под МГРП. Слепой МГРП. Слепой МГРП. Данный вид МГРП проводится в уже пробуренных горизонтальных скважинах, при строительстве которых не планировалось проведение МГРП и в конструкции не предусмотрено оборудования для реализации МГРП [7].

То есть заканчивание скважины осуществлялось при помощи стандартной компоновки со спуском с цементируемого или не цементируемого хвостовика. «Слепое» МГРП так названо в виду того, что неизвестно в какой месте будут произведены трещины пласта. Также слепой МГРП часто проводится при реализации рефраков МГРП, если спустить в ствол скважины другое оборудование для МГРП не возможно. Например если в хвостовике имеются седла после проведения первого МГРП и нет возможно или целесообразности проводить разбурку данных седел, а селективный пакер не проходит в ствол скважины по диаметру. Поэтому «слепой» МГРП часто применяется при повторных рефраках МГРП (рисунок 8). Недостатком слепого МГРП является отсутствие контроля и управления над зоной, где будет образована трещина.



Рисунок 8 – Пример проведения «слепого» МГРП в горизонтальном стволе

Также есть возможность проведения МГРП в таких скважинах (с хвостовиками без запланированного оборудования под МГРП) за счет применения селективного пакера или комплексных компоновок, которые осуществляют предварительно перфорацию колонны (ГПП - гидropескоструйная перфорация, прокалывающая перфорация или щелевая перфорация), а далее реализовывается проведение МГРП.

Существует несколько технологических решений. Например: спуск перфоратора - перфорация - подъем перфоратора - спуск селективного пакера - проведение МГРП [8]. Второй вариант применение комплексных компоновок, которые позволяют за одно СПО провести перфорацию и МГРП в заданном интервале без лишних подъемов компоновки и глушений скважины (рисунки 9-10).



Рисунок 9 – Вырезка отверстия в эксплуатационной колонне щелевой перфорацией - подготовка под проведение стадии МГРП



Рисунок 10 – Щелевая перфорация с последующей промывкой каверны и возможностью проведения стадии МГРП

Еще один пример новой комплексной скважинной компоновки для проведения МГРП в скважинах с незапланированной конструкцией под МГРП за счет применения прокалывающей перфорации и селективного МГРП. При такой технологии МГРП в рамках 1 (одной) СПО, через спущенную на НКТ комплексную компоновку, проводится механическое вскрытие эксплуатационной колонны с намывом каверны для проведения селективной стадии МГРП (рисунки 11-13).

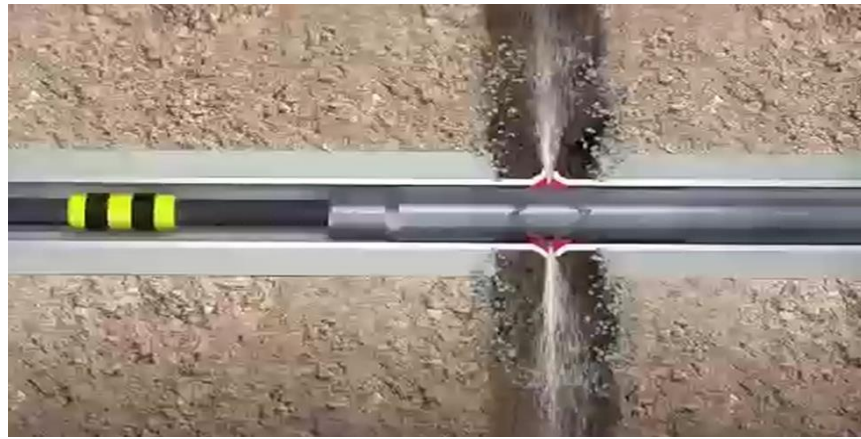


Рисунок 11 – Создание отверстия проколом в эксплуатационной колонне прокалывающей перфорацией - подготовка под проведение стадии МГРП



Рисунок 12 – Создание отверстий под МГРП



Рисунок 13 – Закачка жидкостей и смесей флека ГРП через гидромониторные насадки в созданных интервалах с отверстиями от проколов

МГРП на скважинах, с запланированной конструкцией под МГРП.
Стандартные МГРП. Стандартный многостадийный ГРП. Данные МГРП выполняются на тех скважинах, в которых было изначально запланировано МГРП. Как правило, чтобы повторно не привлекать бригады МГРП производят сразу после бурения горизонтального ствола скважины как цементируемого, так и открытого перфорированного ствола (со специальной спущенной компоновкой). В зависимости от принятого решения выбираются различные технологии для герметизации затрубного пространства: либо заколонные пакеры, либо производится цементаж хвостовика [12].

Для герметизации трубного пространства и разделения стадий МГРП применяются различные технологии в зависимости от способа крепления хвостовика. При цементируемом хвостовике трубное пространство разделяется с помощью пакеров или мостовых пробок, а при не цементируемом могут использоваться специальные муфты, которые могут активироваться с помощью сброса с поверхности специального шара или с помощью абсолютного или относительного давления [9].

1.3.1 Технология МГРП с применением селективного пакера

Технология селективного пакера позволяет производить фрак МГРП в заданном интервале, за счет того что в конструкции имеется два пакера, которые изолируют интервал обработки (пакеры устанавливаются выше и ниже интервала фракта) [8]. Существуют различные конструкции селективных пакеров, например манжетные пакеры расширяющиеся в стволе скважины под давлением (например селективный чашечный пакер С2С - рисунок 14) и пакеры, инициируемые сбросом шара (рисунок 15) [8, 9].



Рисунок 14 – Селективный пакер С2С МГРП компании "Трайкан Велл-Сервис"

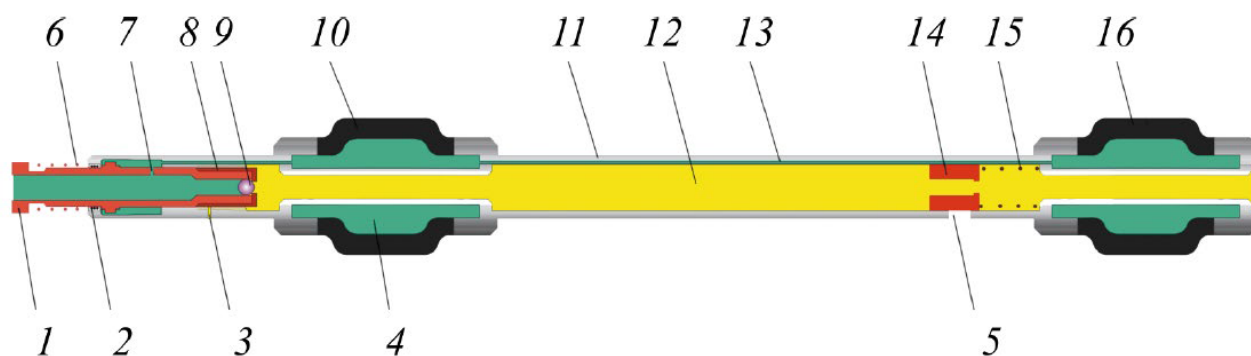


Рисунок 15 – Селективный пакер с применением шаров для активации

- 1 – управляющий механизм в положении для активации пакеров;
2 – подшипник; 3 – выпускной порт; 4 – наполнитель пакера; 5 – канал выпуска пропанта;
6, 15 – пружина; 7 – порт для активации пакеров; 8 – цанговый зажим; 9 – фенольный шар;
10, 16 – пакер; 11 – корпус установки; 12 – рабочее пространство установки; 13 – капилляр, соединяющий пакеры; 14 – многоцелевой клапан.

При достижении требуемого интервала производят активацию пакеров с помощью фенольного шарика. Колонну разгружают, и шарик продолжает движение к следующему посадочному седлу, которое открывает отверстия для прокачки жидкости ГРП [8]. Далее производится операция гидроразрыва. После завершения операции в скважину закачивается специальная жидкость, которая растворяет шар, что приводит к закрытию отверстий. Затем колонну подрывают, и под действием механизма пакера возвращаются в транспортировочное положение. Устройство готово к проведению следующей операции.

Селективные чашечные пакеры показали свою высокую надежность и эффективность на горизонтальных скважинах Самотлорского месторождения. Данная технология была одной из наиболее применяемых, особенно на тех скважинах, которые бурились ранее и в конструкции которых не было заложено технической возможности проведения МГРП.

А также данные чашечные пакеры С2С ("cup two cup") применяются при повторных МГРП, где ранее использовались разрывные муфты или седла (при предварительной разбурке седел) [8, 9].

Селективный манжетный пакер С2С по надежности выше селективного пакера со сбросом шаров, так как из-за сложности конструкции второго возникает большее количество неисправностей, отказов и несрабатываний посадки пакера (из-за большого количества подвижных частей в механизме пакера). Что снижает надежность второго типа конструкции селективного пакера.

1.3.2 Технология МГРП с применением мостовых пробок с отсыпкой

Технология проведения МГРП с установкой в хвостовике ГС мостовых пробок посредством отсыпки выполняется в несколько этапов. Первый этап - проведение первой стадии МГРП в фильтровой части хвостовика горизонтального ствола; второй этап - промывка ствола скважины; третий этап - отсыпка в стволе мостовой пробки для изоляции нижней первой стадии МГРП. Далее выполняется перфорация следующего интервала пласта и проводится следующий фрак МГРП. После этого необходимо выполнить разбуривание мостовой пробки и нормализовать забой скважины. Весь этот цикл повторяетсякратно числу запланированных стадий МГРП (рисунок 16).

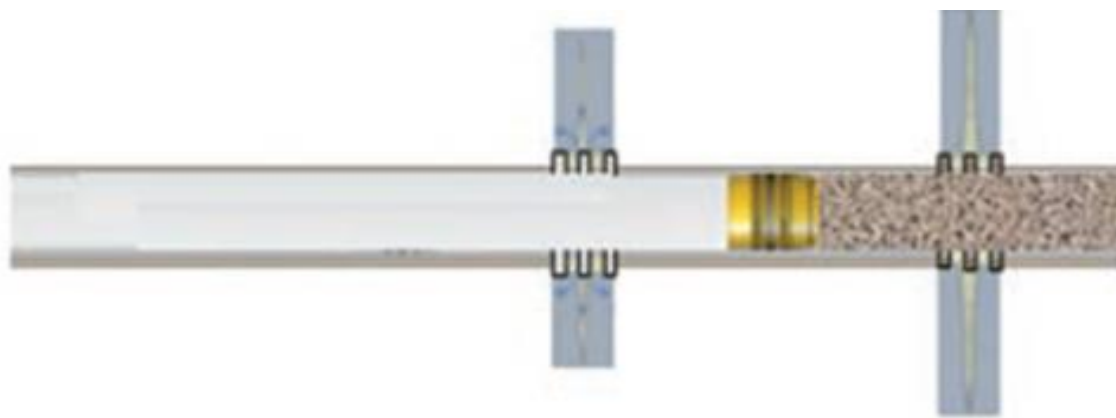


Рисунок 16 – Установка мостовой пробки и отсыпки

Данные технологии применялись на Самотлорском месторождении в 2011-2013 годы [10]. Недостатками являлось то, что процесс затягивался и две стадии проводились более 20 суток. А также возникало большое количество отклонений из-за негерметичности песчанок пробки (состоящей из пропанта), которая не выдерживала давление. Но сточки зрения технических решений - отмечается простота конструкции [8, 9].

1.3.3 Технология МГРП с применением раздвижных муфт

Самыми распространенными технологиями МГРП в Западной Сибири является применение раздвижных муфт, такие как [8, 9].:

- муфты, активируемые шарами (растворимыми и металлическими - рисунок 17);
- муфты, которые активируются давлением;
- муфты, активируемые специальным ключом, спускаемым на колонне насосно-компрессорных труб
- муфты, активируемые другими способами.

Муфты, активируемые шарами металлическими. Данную технологию необходимо предусмотреть в конструкции скважины, так как муфты должны быть установлены изначально в хвостовике при строительстве скважины, в те интервалы, где планируется произвести высокопроводимую трещину МГРП ГРП [9].

В конструкции должны быть предусмотрены пакерующие устройства, например гидромеханические или набухающие, которые будут обеспечивать изоляцию интервалов гидроразрыва в затрубном пространстве горизонтального ствола.

Активация муфты происходит после посадки шара определенного размера в соответствующее седло муфты и повышения давления, при котором происходит срезка удерживающих винтов и открытие отверстий в муфте [9].



Рисунок 17 – Муфты МГРП, активируемые сбросом шаров

На рисунке 18 представлен пример муфты МГРП, которая активируется сбросом металлических шаров.



Рисунок 18 – Муфты МГРП для активации металлическими шарами

Недостатки применения данных муфт, заключается в том, что после стадии ГРП необходимо произвести удаление шара, либо его разбуривание/фрезерование, либо удалить вымыванием шара за счет обратной циркуляции [9]. Независимо от способа извлечения шара, при проведении повторных рефраков МГРП на данных скважинах требуется разбурка седел, чтобы спустить в нее компоновку для повторного МГРП (исключением является слепой МГРП, для его проведения разбурка седел муфт не требуется) [8]. Пример скважинной компоновки с применением раздвижных муфт приведен на рисунке 19.

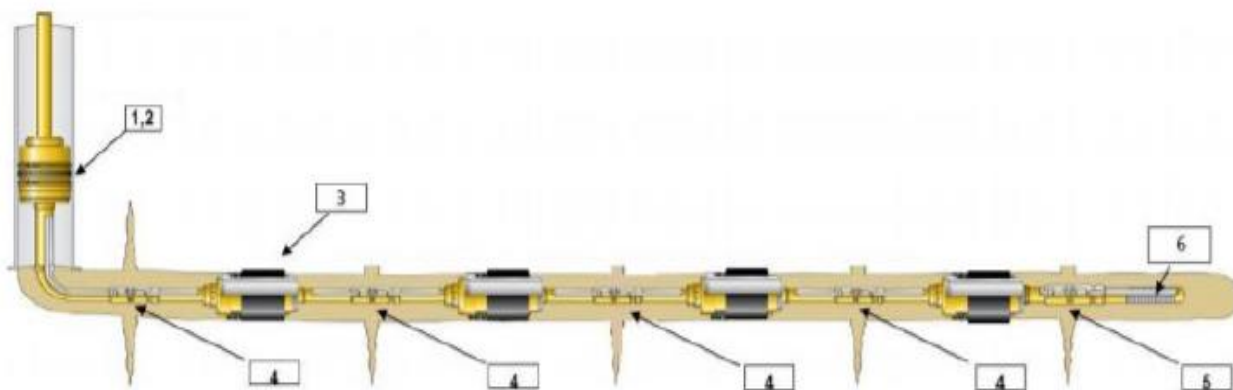


Рисунок 19 – МГРП с применением раздвижных муфт

1 – подвеска хвостовика; 2 – пакер гидравлический; 3 – набухающий пакер;
 4 – муфта МГРП, активируемая шарами; 5 – муфта МГРП активируемая давлением жидкости; 6 – башмак хвостовика

Муфты МГРП с активацией растворимыми шарами. Один из вариантов муфт, активируемых шарами являются компоновки в которых установлены порты под растворимые шары (рисунок 20) [8].

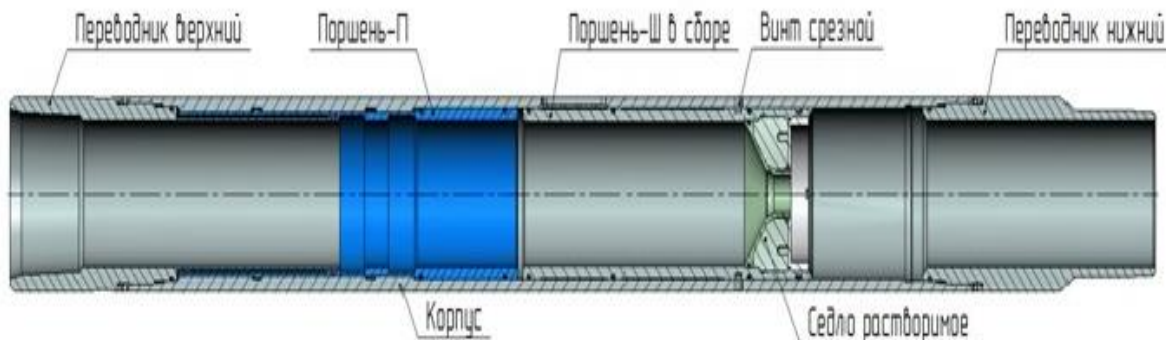


Рисунок 20 – Муфты МГРП со сбросом растворимых шаров

В основе принципа применения растворимых шаров выполняется главная задача - исключить необходимость удаления шара и его разбухания. Что приводит к сокращению времени проведения работ по нормализации хвостовика горизонтального ствола. Данная технология, также широко используется на месторождения Западной Сибири, она является более

эффективной с точки зрения сокращения времени проведения МГРП и стоимости работ. Но после применения данной компоновки при повторных МГРП необходимо будет: либо применять только "слепое" МГРП, либо разбуривать седла муфт, что увеличивает срок проведения МГРП. Еще один вариант - применение селективных компоновок МГРП с малым диаметром, что является также затратным способом проведения рефрактов [8].

Муфты МГРП, активируемые ключами. Существует модификация муфт МГРП, в которых открытие муфт производится с помощью специального ключа. Например, у производителя ЗЭРС такой ключ носит название КУМ – ключ управления муфтами, у других производителей ключ может иметь другое название, при выполнении той же операции. Активация таких муфт осуществляется после спуска в скважину на НКТ ключа, плашки которого вставляются в специальные пазы в муфте (рисунок 21).

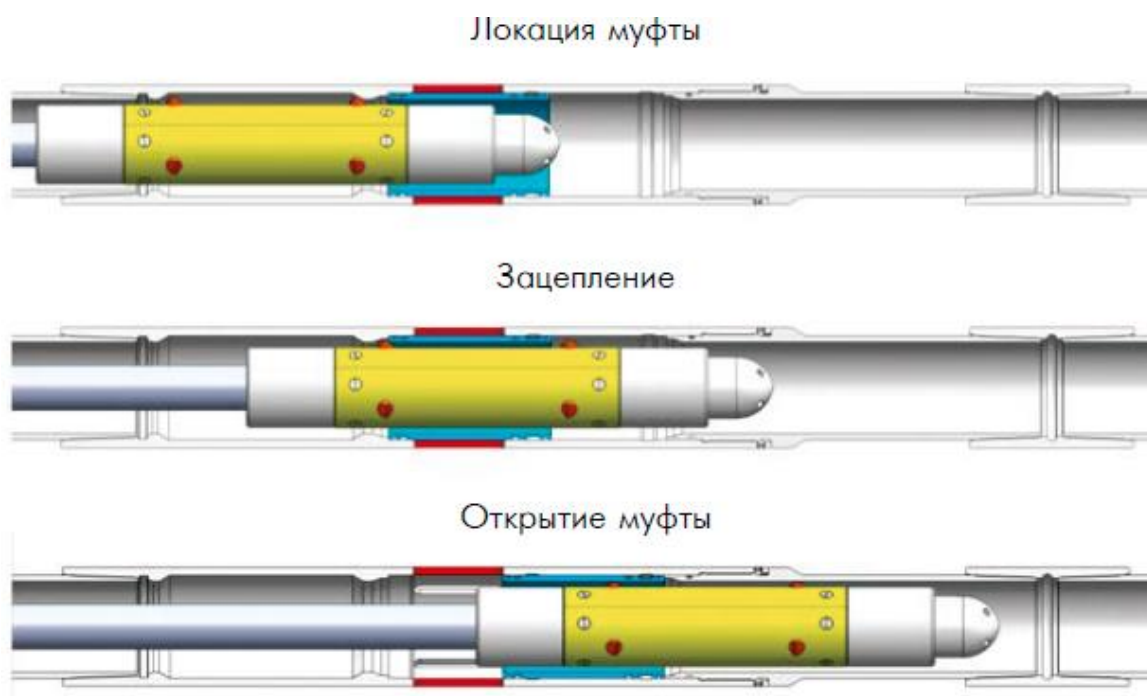


Рисунок 21 – Раздвижные муфты МГРП, активируемые ключом

Достоинства данных муфт: возможность активации муфт в любом выбранном порядке; закрытие и повторное открытие муфт с помощью ключа.

среди недостатков отмечается: технологическая сложность проведения операций открытия и закрытия муфт,

отсутствие универсального ключа для управления муфтами, в зависимости от производителя они могут отличаться,

длительность проведения МГРП, большое количество СПО. С точки зрения проведения повторных МГРП на данных скважинах, также отмечается недостаток, так как стоимость проведения повторных операций ГРП -высокая.

Разрывные муфты МГРП. Муфты МГРП с разрывными портами должны быть, также, предусмотрены в конструкции горизонтального хвостовика - то есть установлены при заканчивании скважины в процессе бурения. Открытие портов производится спускаемых на колонне насосно-компрессорных труб селективных пакеров. Разрыв мембран портов осуществляется путем создания давления на них [13]. Изображение компоновки для создания давления на порты приведено на рисунке 22. Схематическое изображение муфты с разрывными портами приведено на рисунке 23.

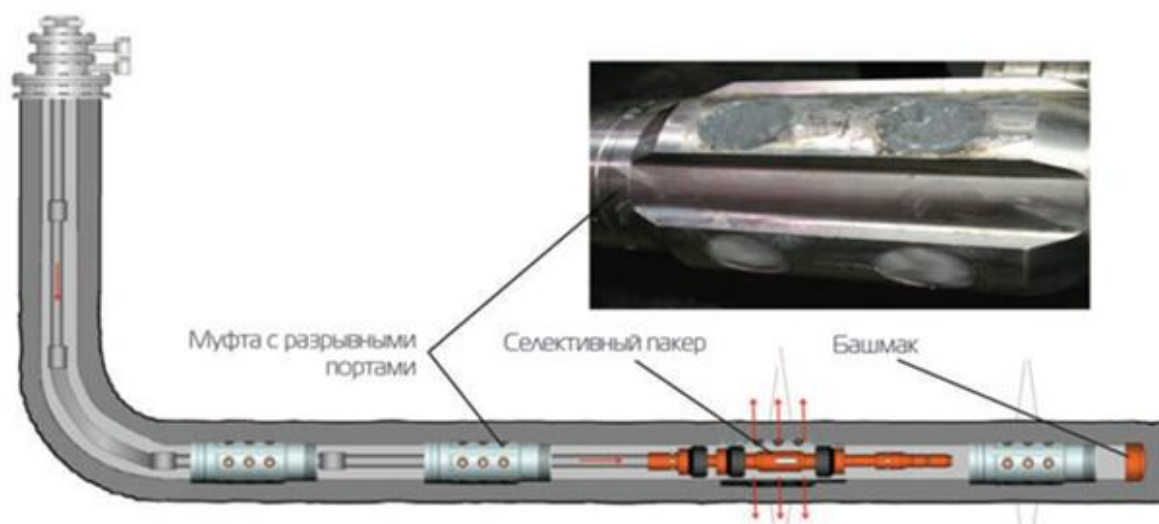


Рисунок 22 – Компоновка МГРП с применением разрывных муфт BPS

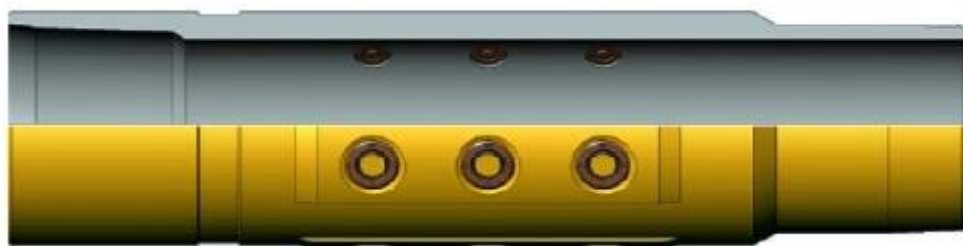


Рисунок 23 – Пример разрывной муфты МГРП

Стадии МГРП начинают выполнять от забоя хвостовика в направлении устья. С помощью селективной пакерующей скважинной компоновки изолируется интервал с разрывной муфтой, нагнетание давления для разрыва портов и инициация гидроразрыва. После окончания стадии МГРП компоновка перемещается в направлении устья и производится следующая стадия МГРП. Если не применять селективную компоновку, то данные муфты необходимо зацементировать либо разобщить заколонными пакерами [13].

Достоинства данных разрывных муфт заключается в том, что муфты имеют простую конструкцию, возможно осуществить быстрый процесс нормализации забоя хвостовика, значительно короткие сроки освоения скважин. Но среди недостатков - отсутствие возможности закрытия портов. Надо отметить, что применение технологии разрывных муфт МГРП (с применением именно муфт BPS производства компании Трайкан Велл-Сервис [8], широко применялась на месторождениях всей Западной Сибири. На Самотлорском месторождении муфты BPS™ при сравнении эффективности было установлено, что они более эффективны на пластах группы АВ1-3. По данной технологии проводятся в основном 5-6 стадийные МГРП. В настоящее время это самая распространенная технология МГРП при бурении скважин ЗБС и ВНС пласта БВ₈⁰ [10].

Технологии МГРП с комбинированным набором муфт. На Самотлорском месторождении, в связи с высокими объемами проведения МГРП [12] и

соответственно с высокими затратами на МГРП постоянно ведется поиск новых технологических решений и усовершенствований существующих компоновок проведения МГРП. Так, сотрудниками АО «Самотлорнефтегаз» была разработана компоновка, которая вместила муфту, активируемую сбросом растворимого шара и разрывную муфту (рисунок 24) [9].

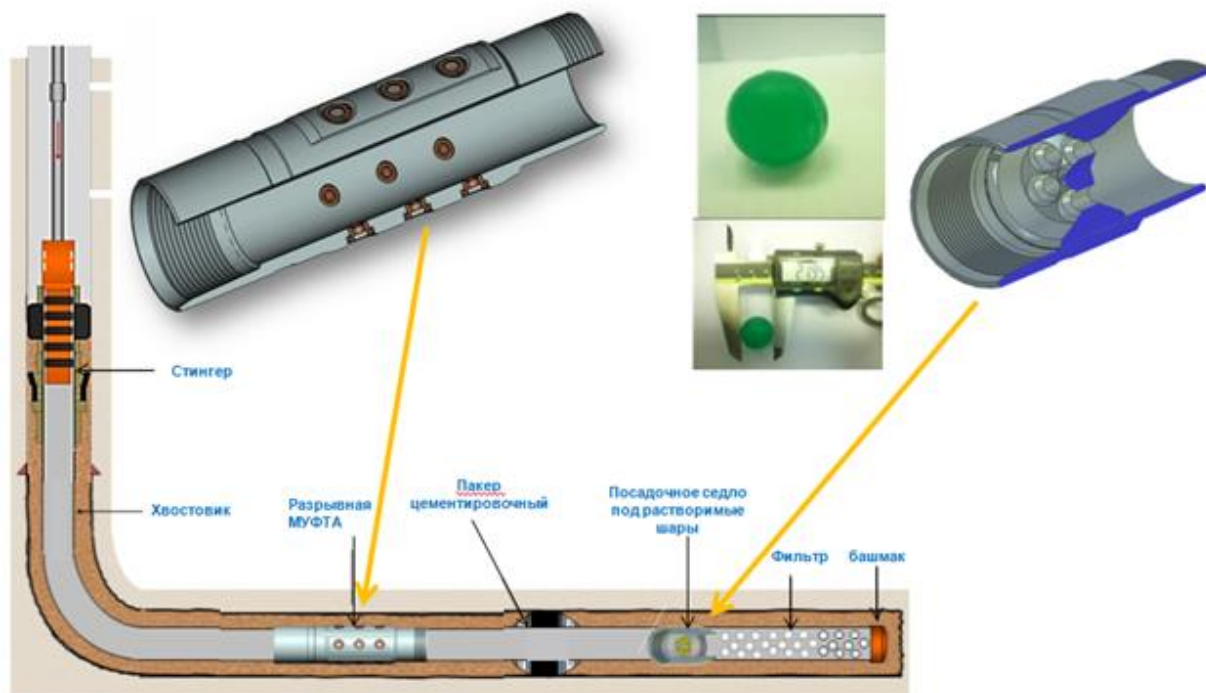


Рисунок 24 – Компоновка для проведения 2-стадийного МГРП

Данная технология является одной из успешных технологий МГРП, испытанных в 2018 году на Самотлорском месторождении, она позволила провести 2х стадийных МГРП без нормализации забоя для зарезки бокового ствола (рисунок 25). Благодаря этой технологии МГРП был сокращен цикл освоения скважин ЗБС при проведении 2-х стадийных ГРП с 26 суток до 11,2 суток, эффект составил 14,8 суток в среднем на одну скважину ЗБС [9].



Рисунок 25 – Разрывная муфта МГРП, применяемая на Самотлорском месторождении

1.4 Техника, применяемая для производства работ по МГРП

При проведении как ГРП, так и МГРП (в том числе и рефрака МГРП) задействовано на кустовой площадке большое количество спецтехники и навесного оборудования, размещенного на базе грузовых автомобилей. Совокупность данного специализированного транспорта представляет собой флот-ГРП (рисунок 26). Флот-ГРП обвязывается с устьем скважины (рисунок 27) и между собой [7].



Рисунок 26 – Флот спецтехники МГРП



Рисунок 27 – Устье скважины, на которой производится МГРП в обвязке с флотом спецтехники

Основные единицы спецтехники флота-ГРП это:

- агрегаты высокого давления (насосы ГРП);
- смесительная установка (блендер);
- песковозы;
- азотная установка (кислотник);
- станции контроля;
- блоки манифольда;
- установки для подачи химических реагентов.

Количество единиц техники зависит от требуемого давления (чем выше требуется создать давление, тем большее количество требуется на скважине агрегатов высокого давления). Чем больше объемы флека, тем больше требуется единиц спецтехники во флоте [7].

Агрегаты высокого давления – нагнетают в скважину смеси ГРП (рисунок 28).



Рисунок 28 – Пример пятиплунжерного насосного агрегата высокого давления

Смесительная установка (блендер-ГРП) осуществляет прием всех предварительно смешанных жидкостей, различных твердых и жидких присадок и пропанта и смешивание их в однородную массу заданного состава (рисунок 29). Закачка основных реагентов и технологических жидкостей при проведении флека-ГРП производится насосными агрегатами высокого давления [7].



Рисунок 29 – Смесительная установка

Песковоз – предназначен для погрузки пропанта, доставки пропанта на кустовую площадку (где производится флек-ГРП), дозирования пропанта в смеси ГРП.

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

Станция контроля - регистрирует давление в нагнетательной линии, давление в затрубном пространстве, подачу пропанта, расход смесей ГРП, температуру и т.д.

Манифольд – предназначены для обвязки спецтехники флота, линий низкого и высокого давления и устья скважины.

Данное оборудование - флот-ГРП представляют наземную часть флота. При этом необходимо применение внутрискважинного оборудования, в особенности при проведении МГРП. Внутрискважинное оборудование будет зависеть от выбранной технологии, поэтому требуемое оборудование будет описано ниже при сравнении технологий МГРП и их рефраков [5,7].

Технологии проведения рефраков МГРП (повторных) МГРП в целом не отличаются от МГРП, но возможно лишь ограничение которое будет создано конструктивно в скважине после проведения первичного МГРП. Например, если при первичном МГРП применялись компоновки с малым внутренним диаметром или седлами с небольшим внутренним диаметром, то это затруднит процесс дальнейшего проведения повторных фразов МГРП на данной скважине и уже будет необходимым производить дополнительные манипуляции (работы КРС) по подготовке скважины к рефраку, либо использовать специальные технологии [13].

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

2.1 Анализ геологических особенностей месторождений Западной Сибири и применимости МГРП в данных условиях

Западная Сибирь богата месторождениями полезных ископаемых, в особенности богата месторождениями углеводородов, таких как нефть, газ и газовый конденсат.

Это связано с тем, что в Западной Сибири расположен крупнейший в мире Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн. С географической точки зрения данный бассейн располагается в пределах Западно-Сибирской равнины к территории которой относятся такие регионы РФ как Ханты-Мансийский автономный округ, Ямало-Ненецкий автономный округ, Томская область, Омская область, Курганская область, Новосибирская и Свердловская области, Красноярский край и Алтайский край (рисунок 30).

Площадь Западно-Сибирского бассейна составляет около 3,5 млн. км². Впервые теорию о наличии нефтегазоносности Западной Сибири была высказана в 1932 году И.М. Губкиным. И уже в 50-е годы стали проводиться геологоразведочные работы на территории Тюменской и Томской областей. В настоящее время из недр Западной Сибири добывается более 70 % нефти России и извлечено около 50-55 % текущих извлекаемых запасов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

В тектоническом строении выделено три структурных этажа: нижний, промежуточный и верхний [10]. Нижний этаж имеет рифей-палеозойский возраст и отвечает геосинклинальному этапу развития территории. Отложения этого возраста составляют складчатый фундамент плиты. Промежуточный структурный этаж характеризует параплатформенный этап в развитии плиты. Породы этого этажа от образований нижнего этажа отличаются меньшей

степенью дислоцированности и метаморфизма. Развиты они не повсеместно, а главным образом, во внутриплатформенных впадинах.

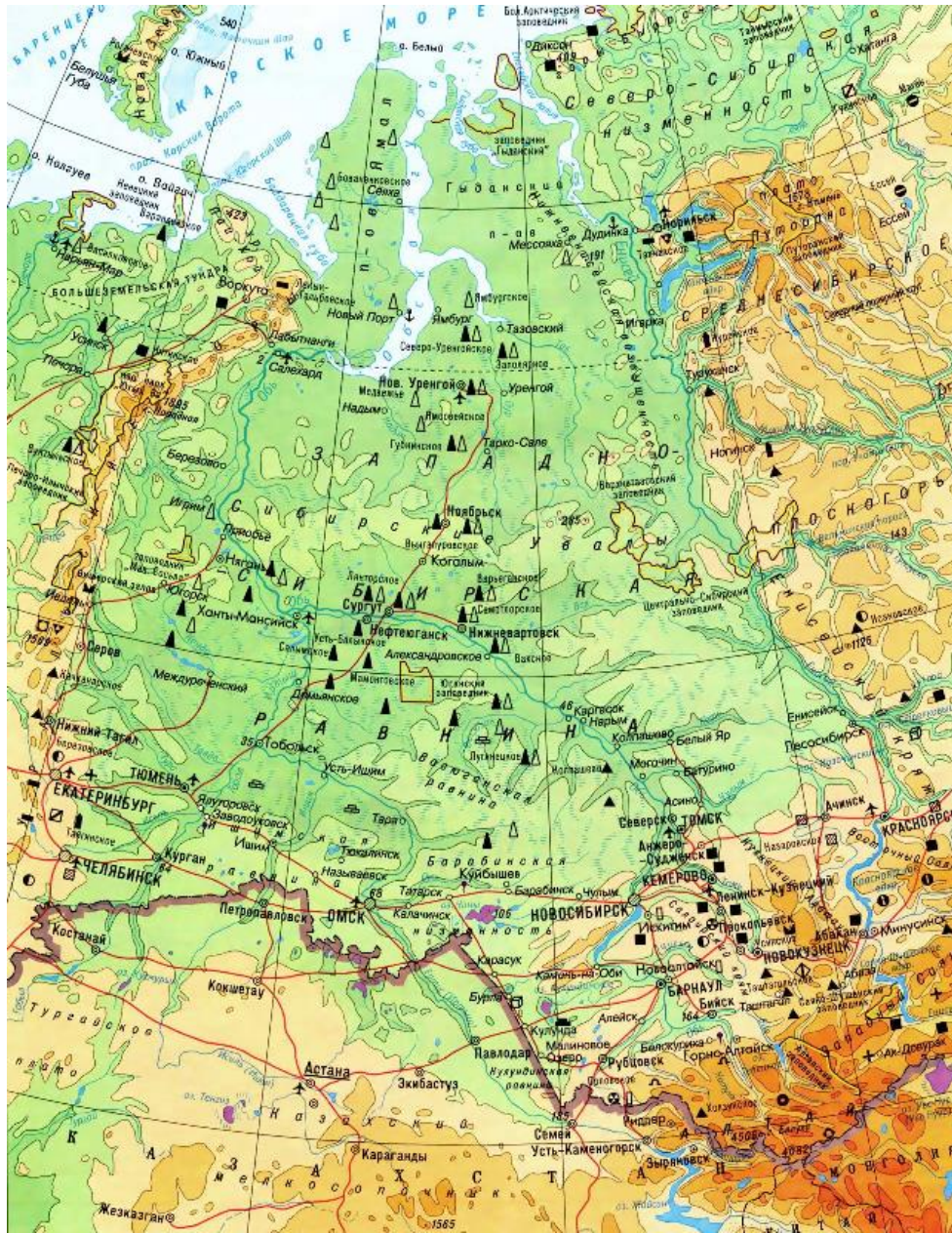


Рисунок 30 – Западная Сибирь. Географическое место проведения работ по добыче углеводородов

Верхний структурный этаж мезозойско-кайнозойского возраста соответствует осадочному чехлу. Формирование его происходило в условиях длительного стабильного прогибания фундамента и характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма [14].

Тектоническая карта Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна В.И. Шпильмана, совмещенная с нефтегеологическим районированием представлена на рисунке 31.

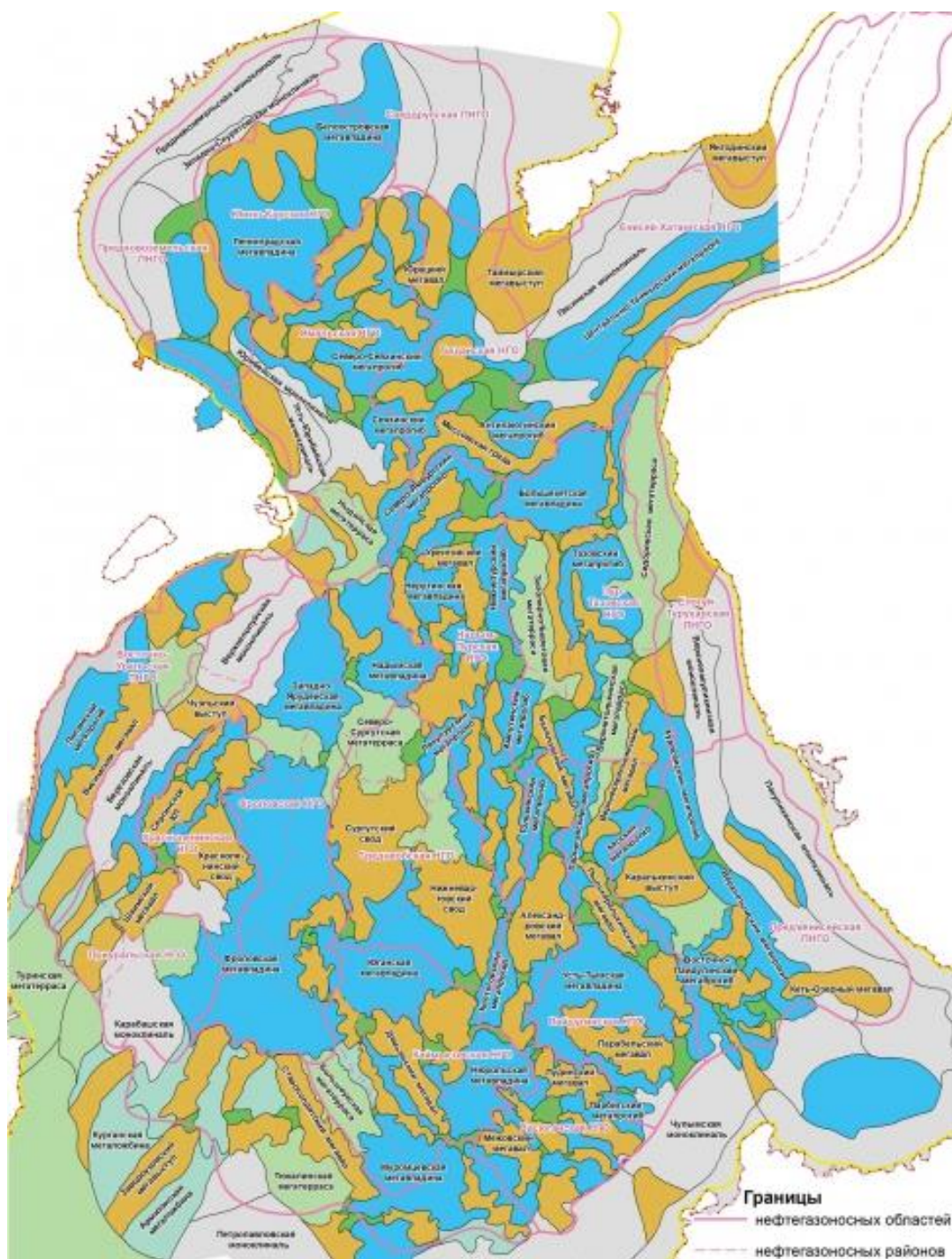


Рисунок 31 – Тектоническая карта Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна под редакцией Шпильмана В.И., совмещенная с нефтегеологическим районированием

Нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна охарактеризована наличием отложений горных пород юрского периода и мелового периода. Геологический разрез Западно-Сибирского бассейна представлен на рисунке 32.

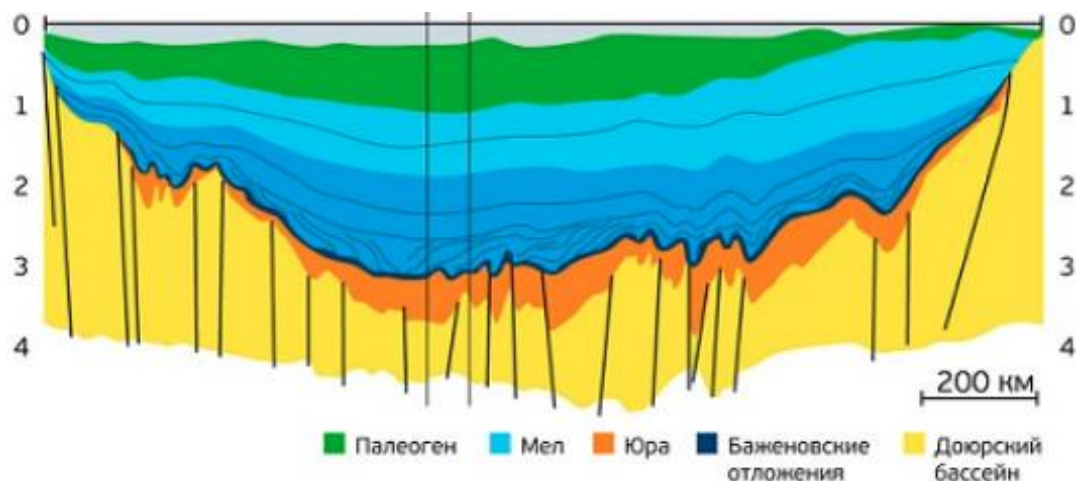


Рисунок 32 – Геологический разрез Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Как видно из рисунка 3 коллекторы нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири сложены породами, относящимся к палеогеновым, меловым, юрским, баженовским и доюрским отложениям. Большая часть продуктивных коллекторов нефти относится к меловым отложениям, второе место занимают юрские отложения [14].

Поэтому месторождения нефти Западной Сибири, в основном, сложены осадочными породами, терригенного характера: метаморфизованными глинистыми сланцами, кремнисто-глинистыми сланцами и глинисто-слюдистыми сланцами [10]. Проведение гидравлического разрыва продуктивного пласта возможно на горных породах, вне зависимости от их происхождения, минералогического и гранулометрического состава. Состав и свойства горных пород, безусловно, влияют на процесс проведения ГРП и МГРП и учитываются при проектировании и моделировании операции ГРП. Но решающую роль при принятии решения о возможности проведения

гидравлического разрыва пласта играет геологическое строение с точки зрения мощности и расположения продуктивных пластов. Практически на всех месторождениях Западной Сибири проводятся операции по ГРП и МГРП, несмотря на их различия в геологическом строении и геолого-физических характеристиках. Проницаемость и пористость коллекторов будет влиять на давления и расходы при проведении МГРП, а также на объемы и физико-химический состав применяемых твердых материалов и жидкостей ГРП [9].

Так, например, на слабосцементированных терригенных коллекторах подбираются облегченные типы пропантов и при закачке создаются меньшие давления по сравнению с требуемыми для расклинивания более плотных низкопроницаемых пород [9].

При сложном построении месторождений и наличием тонких перемычек между продуктивными и водоносными пропластками, также требуется особый подход в проведении ГРП и МГРП, для того чтобы не прорвать трещину ГРП в водоносный горизонт.

Рассмотреть геологическое строение всех нефтяных месторождений западной Сибири сложно в рамках выполнения одной бакалаврской работы, поэтому будет описано геологическое строение продуктивных пластов основных меловых и юрских отложений Западной Сибири на примере Самотлорского месторождения. Так как среди других месторождений Самотлорское имеет сложное строение: оно сложено 50 продуктивными пластами и 305 залежами углеводородов (газовых, газонефтяных, нефтегазоконденсатных и нефтяных). Количество нефтяных залежей преобладает и составляет 294 залежи [10, 14].

Также Самотлорское месторождение занимает лидирующие позиции по количеству проводимых МГРП среди не только месторождений Западной Сибири, но и России. Поэтому технологии проведения МГРП на Самотлорском месторождении активно развиваются и адаптируются под различные геологические особенности продуктивных резервуаров данного

месторождения: от пластов ПК до ЮВ1 (от покурской свиты до юрских отложений) [12].

Из этого следует, что недропользователям нефтяных месторождений Западной Сибири необходимо руководствоваться богатым опытом АО «Самотлорнефтегаз» по проведению МГРП, проведению рефраков МГРП и испытанию новых технологий МГРП. Многие новые технологии МГРП, которые активно перенимаются предприятиями, входящими в состав крупнейшей нефтяной компании ПАО НК «Роснефть», являются собственными разработками специалистов АО «Самотлорнефтегаз» [15].

2.2 Общие сведения о проведении многостадийного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири

Разработку продуктивных нефтяных пластов месторождений Западной Сибири на сегодняшний день невозможно представить без проведения гидравлического разрыва пласта. В первую очередь из-за того, что многие месторождения разрабатываются длительной срок и характеризуются падением добычи нефти и необходимостью более полного и эффективного доизвлечения остаточных запасов. Во-вторых, весомая часть продуктивных коллекторов охарактеризована низкими фильтрационно-емкостными свойствами, проницаемость которых порой невозможно повысить без применения ГРП и МГРП. В-третьих, в условиях падающей добычи неэффективно вводить новые скважины без освоения их с ГРП и МГРП при заканчивании.

Это приводит к тому, что с каждым днем охват фонда добывающих скважин технологиями ГРП и МГРП растет и в последующей эксплуатации создает потребность в проведении повторных ГРП и МГРП, то есть проведения рефраков. Для справки, рассмотрим крупнейшие компании-недропользователи Западной Сибири. Так, ООО «РН-Юганскнефтегаз» в декабре 2020 года было проведено 600 скважин ГРП, а уже в феврале 2021 года - 640 операций ГРП

только лишь за один месяц [16]. Также АО «Самотлорнефтегаз» не только лидирует по количеству проводимых ГРП, МГРП и рефраков, но и является первооткрывателем и испытателем новых технологий МГРП. Именно на этом месторождении был проведен первый супер-фрак МГРП с количеством трещин в объеме 29 штук, здесь дорабатывались и технологии разрывных муфт, растворимых шаров МГРП, разрабатывались новые супер-легкие пропанты и многое другое [10, 15].

Также в АО «Самотлорнефтегаз» ускорили процесс проведения МГРП и рефраков МГРП более чем в два раза и повысили экологичность операций, установив рекорд по Западной Сибири, так как отказались от традиционной схемы проведения МГРП и стали использовать пластовую воду системы ПЖД (статья).

В настоящее время отмечается рост потребности в проведении МГРП в Западной Сибири (рисунок 33) по сравнению с ГРП. Так, мы видим рост потребности в МГРП [11].

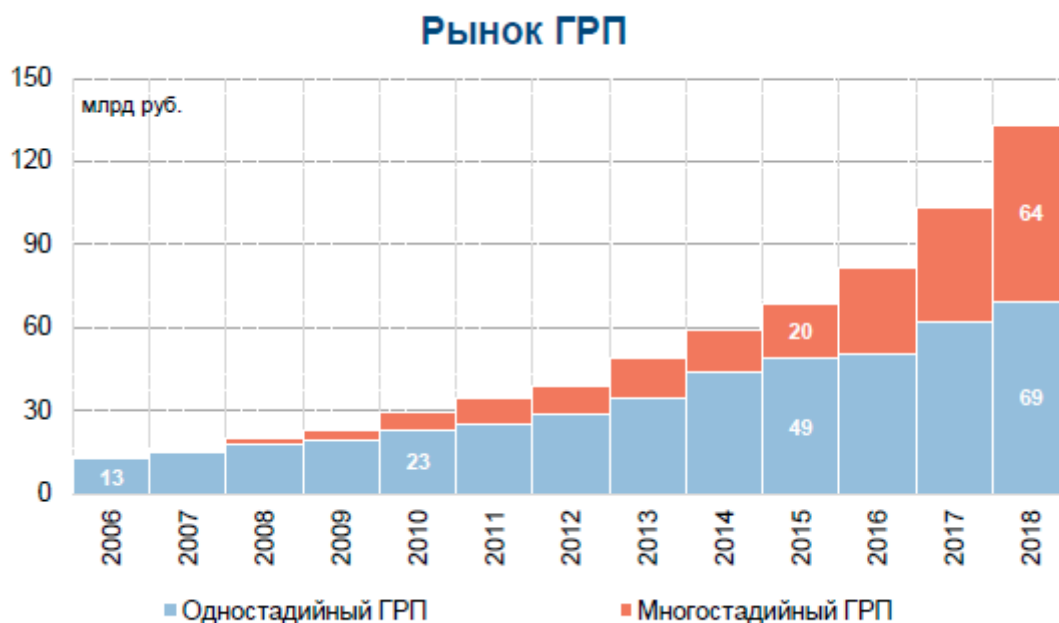


Рисунок 33 – Рост потребности рынка нефтегазодобывающей в проведении МГРП на месторождениях Западной Сибири

Если сравнить регионы Российской Федерации, то основной объем как операций ГРП, так и МГРП приходится именно на Западную Сибирь (рисунки 34-35). [11].

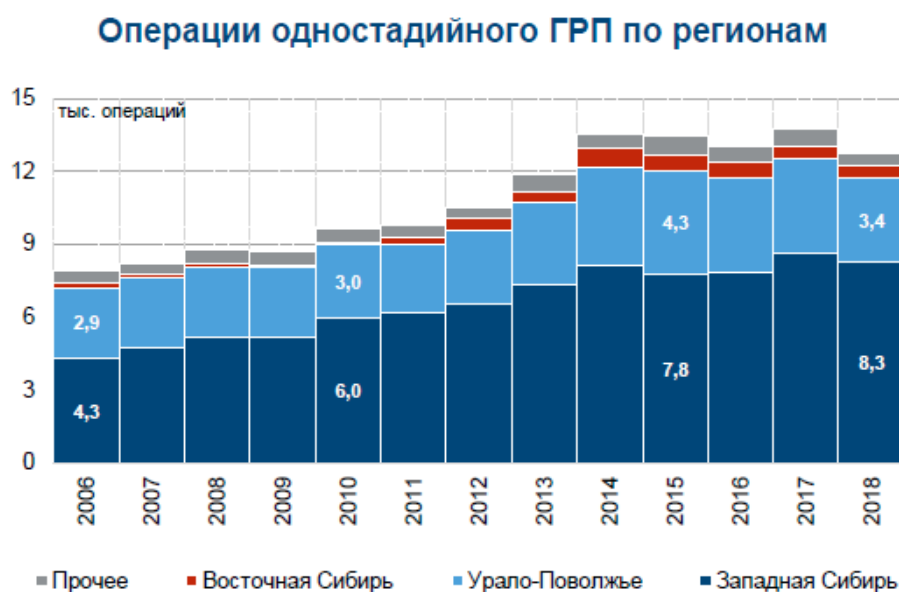


Рисунок 34 – Преобладание доли проведения ГРП в Западной Сибири по сравнению с другими нефтяными регионами РФ

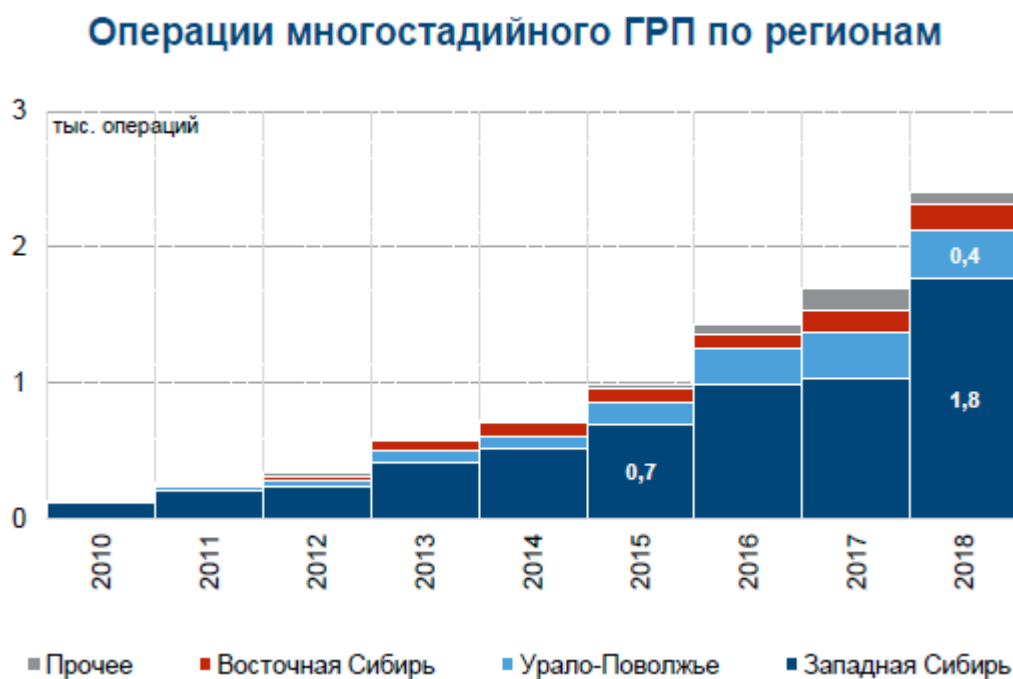


Рисунок 35 – Преобладание доли проведения МГРП в Западной Сибири по сравнению с другими нефтяными регионами РФ

Как видно из анализа, растет количество проводимых МГРП на месторождениях углеводородов Западной Сибири [11]. Поэтому увеличивается и охват фонда, не только вновь проведенными МГРП, но и повторными рефрактами. Так, на некоторых добывающих скважинах Самотлорского месторождения рефракты МГРП проводятся как вторично, так и более 3-х раз [15]. Но необходимо учитывать тот факт, что эффективность проведения каждого последующего рефракта МГРП снижается по отношению к первому МГРП, так как сокращаются запасы нефти, снижается нефтенасыщенность коллектора, растет обводненность скважин и снижаются пластовые давления при длительной многолетней эксплуатации продуктивных резервуаров. Поэтому в данной работе будет проведен анализ применяемых технологий проведения рефраков МГРП и пути их оптимизации.

2.3 Анализ применимости МГРП в условиях Западной Сибири на примере Самотлорского месторождения

Рассмотрим более подробно геологическое строение Самотлорского месторождения. Географическая карта района работ Самотлорского месторождения приведена на рисунке 36 [10, 14].

Строение Самотлорского месторождения соответствует тектоническому строению Западно-Сибирской плиты и является характерным представителем, обладающим большим количеством основных горизонтов Западной Сибири.

Оно сложено доюрскими образованиями фундамента и мощной толщей мезо-кайнозойского осадочного чехла (мощность которых составляет более 3000 м) [14]. Осадочный чехол типичен для центральной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и соответствующими терригенными горными породами: метаморфизованные глинистые сланцы, кремнисто-глинистые сланцы и глинисто-слюдистые сланцы (рисунок 37) [14].

При проектировании дизайна МГРП важно учитывать минералогический состав и свойства горных пород, которыми сложен продуктивный нефтеносный коллектор. Так как геометрические характеристики распространения трещин МГРП будут зависеть от геомеханических и геофизических свойств пород. Также, важно грамотно подбирать реагенты для приготовления состава МГРП, которые значительно будут отличаться для карбонатных и терригенных коллекторов.

Поэтому на рисунке 38 приведен традиционный фракционно-минералогический состав горных пород Западной Сибири на примере Самотлорского месторождения [14].

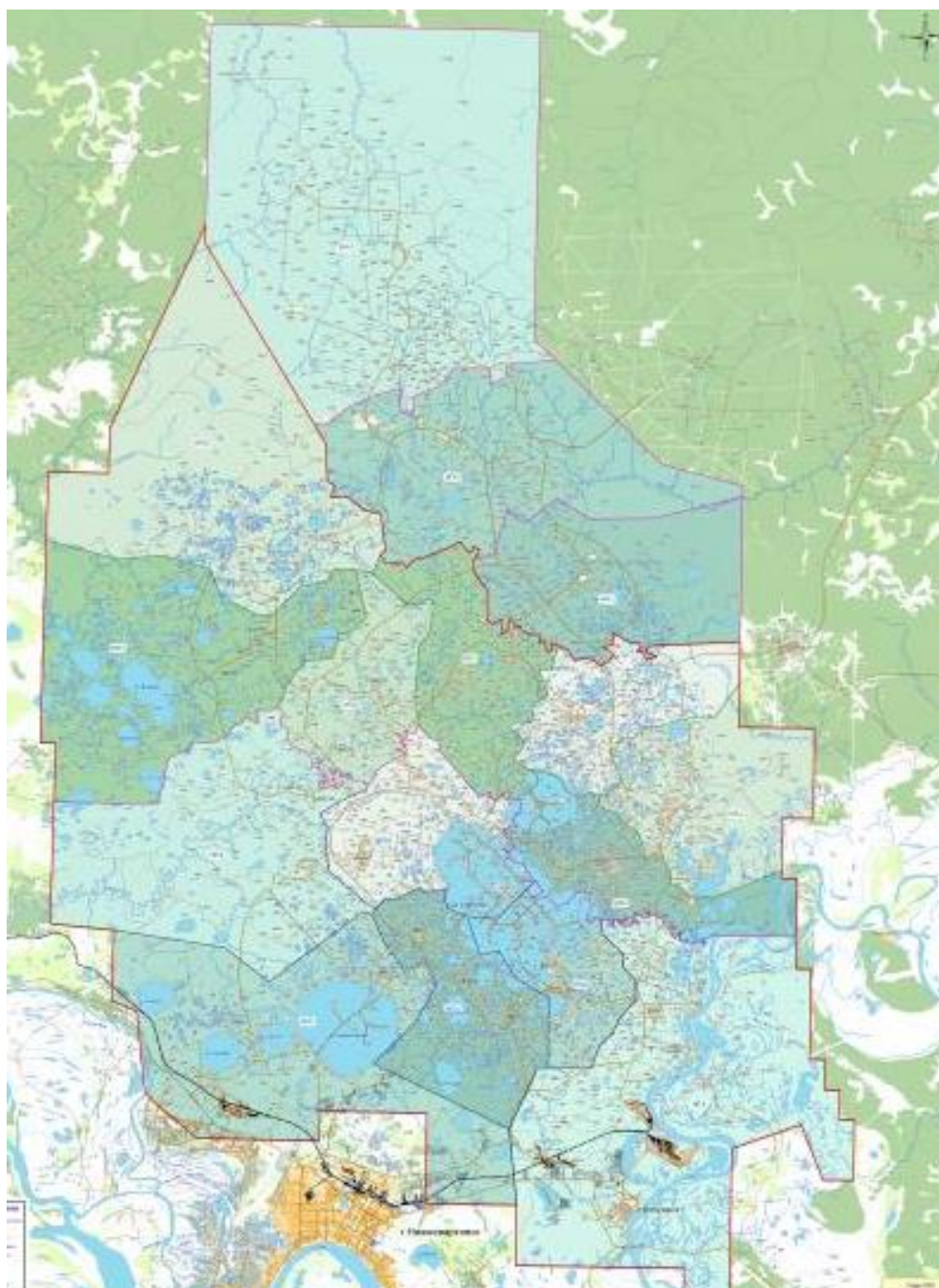


Рисунок 36 – Географическая характеристика проведения работ по МГРП на Самотлорском месторождении Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна



Рисунок 37 – Традиционный фракционно-минералогический состав горных пород продуктивных коллекторов для Западной Сибири

Например, при проведении МГРП на Самотлорском месторождении кислотный ГРП проводится реже, так как он малоэффективен на терригенных коллекторах и экономически выгоднее готовить расклинивающую жидкость на пластовой воде из системы ППД.

Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен на рисунке 38, где нанесена нефте-, водо- и газонасыщенность продуктивных коллекторов. Профильный геологический разрез с характеристикой доли НГЗ по Самотлорскому месторождению приведен на рисунке 39.

Этаж нефтегазоносности Самотлорского месторождения составляет около 2000 км [10, 14]. Среди всех продуктивных горизонтов выделено пять основных объектов разработки: АВ¹⁻², 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.

Группа продуктивных нефтегазоконденсатоносных резервуаров ПК включает следующие продуктивные пласты: ПК₁, ПК₉, ПК₁₁^{1a}, ПК₁₂¹, ПК₁₂², ПК₁₅¹, ПК₁₅², ПК₁₆¹. В состав группы АВ входят пласты: АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, АВ₆, АВ₇ и АВ₈. Самыми крупными пластами являются: АВ₁¹⁻², АВ₁³, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅. Объект БВ0-7 представлены продуктивными пластами БВ₀¹, БВ₀², БВ₁, БВ₂, БВ₃, БВ₄, БВ₇¹, БВ₀¹, БВ₀², БВ₇². Также имеются пласты группы БВ10, БВ16-22 и пласт юрских отложений ЮВ1 [10, 14].

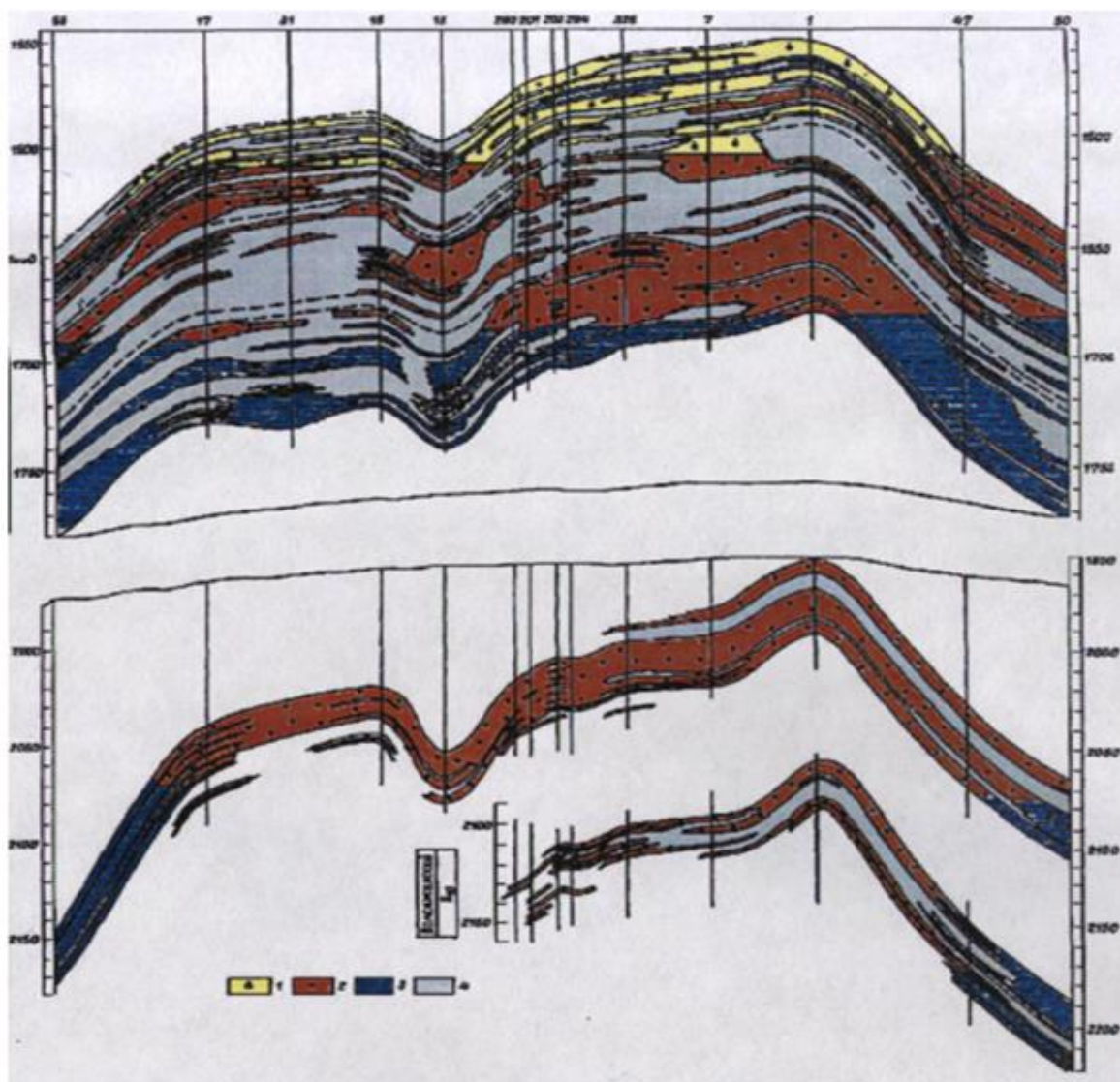


Рисунок 38 – Геологический разрез Самотлорского месторождения с нанесением нефте-, водо- и газонасыщенность продуктивных коллекторов:

1 - песчаник газонасыщенный, 2 - песчаник нефтенасыщенный, 3 - песчаник водонасыщенный, 4 - глины

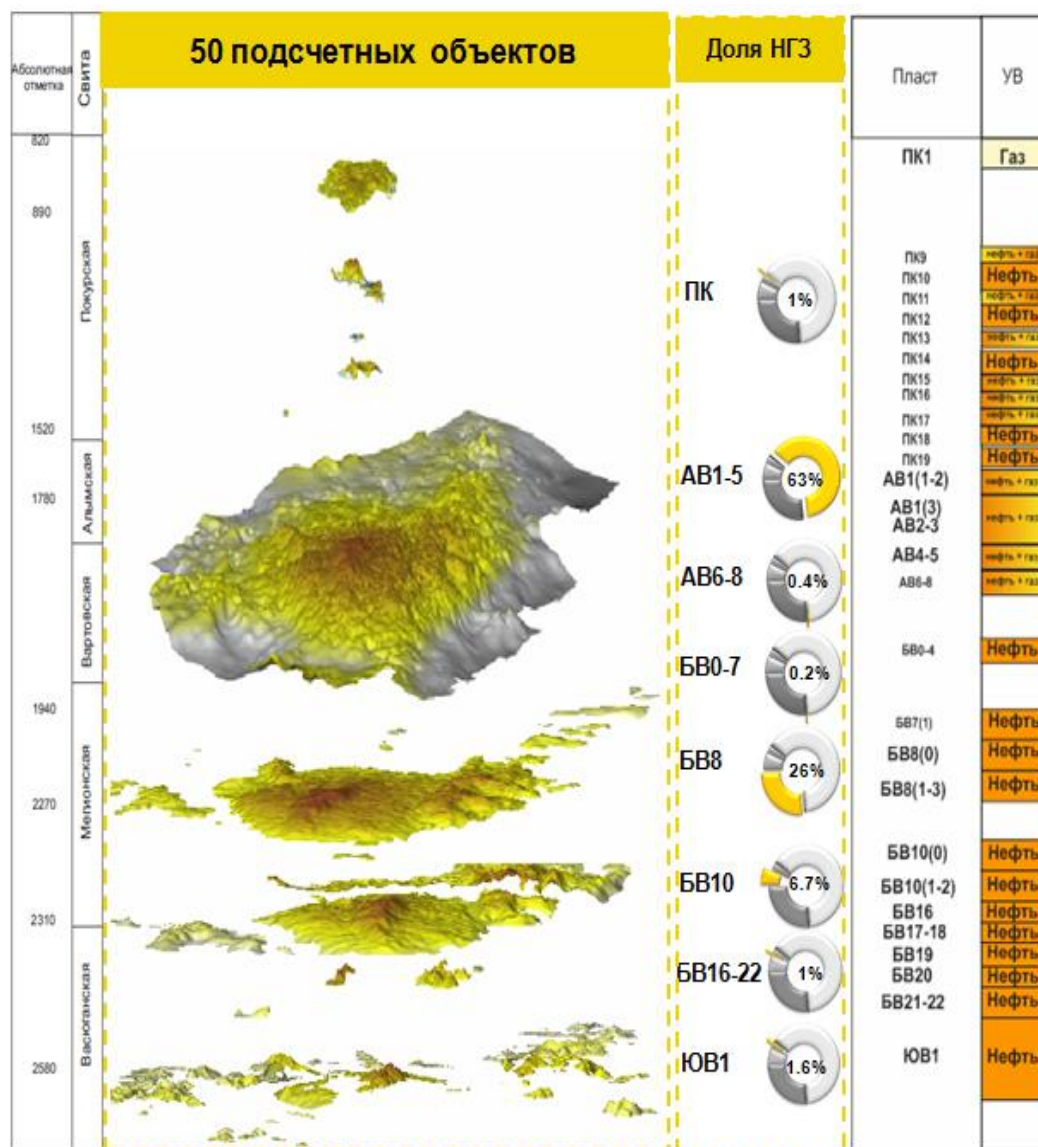


Рисунок 39 – Характеристика продуктивных пластов Самотлорского месторождения с указанием доли НГЗ

Пласт ПК Покурской свиты представлены мелкими локальными поднятиями с различной насыщенностью - газовые шапки, с нефтяными оторочками, нефтяные. ПК отличаются высокой литолого-фациальной неоднородностью; сложены закономерно переслаивающимися, часто заглинизированными, прослоями слабосцементированных песчаников [10].

Для данных продуктивных пластов Самотлорского месторождения, как и для аналогичных продуктивных пластов верхнего мела Западной Сибири, характерно очень близкое расположение ВНК и ГНК. Помимо этого

осложняющим фактором проведения на этих пластах ГРП и МГРП также осложняется механической неустойчивостью горных пород слагаемых коллекторов, так как высокие давления при реализации гидроразрыва могут привести к разрушению скелета породы пласта и привести к прорыву трещин МГРП в нецелевые интервалы (водоносные), из-за того что породы-покрышки имеют очень малую мощность по высоте [15].

Также на данных пластах затруднено проведение скважин ЗБС, так как весьма высоки риски получить осложнения при зарезке боковых стволов по геологическим причинам.

Рассмотрим геолого-физические характеристики продуктивных резервуаров группы АВ Самотлорского месторождения. Пласты АВ (кроме монолитного пласта АВ4-5) обладают большой литолого-фациальной неоднородностью [10]. Так как они сложены закономерно переслаивающимися заглинизированными прослоями слабосцементированных пород-песчаников. Поэтому из-за большого размера пластов группы АВ по площади отмечается большая разница по проницаемости, пористости и продуктивности в различных частях данных объектов разработки. Что видно на примере продуктивного пласта "рябчика" АВ₁¹⁻², который имеет проницаемость от 5 до 600 мДарси [10].

Нефтяная залежь продуктивного резервуара АВ₁¹⁻² располагается на всей центральной части Нижневартовского свода Самотлорского месторождения. Коллекторы АВ₁¹⁻² сложены песчаниками, которые составляют примерно 84,9 % от всего нефтенасыщенного объема коллектора [10]. Нефтенасыщенная толщина пласта АВ₁¹⁻² в среднем имеет значение 9,92 метра. Всего на 14 % объект АВ₁¹⁻² состоит из слабглинистых горных пород. Если рассматривать объект АВ₁¹⁻² в среднем, эффективная нефтенасыщенная толщина составляет около 5,21 метра. Размеры этой зоны составляют площадь 12×6 км [10]. Размеры газовой шапки объекта АВ₁¹⁻² имеют следующие размеры 33×26 км, при их высоте 110 м, при этом средняя газонасыщенная толщина газовой шапки

пласта АВ₁¹⁻² составляет около 12,8 метров [10]. Наличие газовой шапки затрудняет процесс проведения ГРП, так как есть вероятность прорыва глинистой перемычки и возникновения НГВП на скважине.

Пласт АВ₁³ также имеет в своем строении газовую шапку, но она значительно меньше чем у пласта рябчик (занимает примерно 14 % от всей площади АВ₁³) [14]. Размеры газовой шапки АВ₁³ следующие: 17×18 км, при высоте 74,99 м. Коэффициент расчлененности продуктивного резервуара АВ₁³ составляет 3 [14].

Рассмотрим геологические особенности пласта АВ₂₋₃. Размеры нефтяной части пласта АВ₂₋₃ практически одинаковы с залежью пласта АВ₁³ [14]. Пласт АВ₂₋₃ имеет среднюю нефтенасыщенную толщину оцениваемую в 9,42 метра. Пласт АВ₂₋₃ по сравнению с пластами АВ Самотлорского месторождения имеет в самый низкий коэффициент песчаности, который равен 0,34 д.ед., но АВ₂₋₃ обладает высокой расчлененностью. Из-за этой особенности не рекомендовано проводить фраки МГРП с большим размером распространения трещины фрака по высоте, чтобы не прорвать глинистые перемычки и не задействовать водонасыщенный пропласток коллектора АВ₂₋₃ [14].

Данный процесс регулируется давлением и расходом закачки жидкостей МГРП, применяемым технологическим оборудованием, создаваемым давлением и плотностью расклинивающей жидкости фрака.

Геолого-физические характеристики пластов группы БВ Самотлорского месторождения. Продуктивный объект БВ₈ представлен следующими горными породами, относящимися по своей природе к песчаникам, аргиллитам и алевролитам [14]. Пласты БВ₇², БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³ объединенные в один эксплуатационный объект БВ₈ [10]. Также, данные пласты интересны тем, что в них сосредоточена большая часть извлекаемых запасов жидких УВ Самотлорского месторождения. Пористость пласта БВ₈⁰ находится в пределах 0,15-0,29, что в среднем составляет 0,23 долей единиц. По пласту БВ₈⁰

отмечается проницаемость в пределах 1,38-1399,21 мД, в среднем 88,64 мД [10].

Начальная нефтенасыщенность составляет 0,62 долей единиц. Более 50 % коллектора продуктивного резервуара БВ₈⁰ характеризуется не высокой степенью проницаемости [10]. Поэтому новые скважины и вторые стволы по пласту БВ₈⁰ осваиваются проведением МГРП. Перспективы проведения МГРП по пласту БВ₈⁰ весьма высоки, так как остаются зоны с ухудшенным коллектором по ФЕС и их необходимо вовлечь в разработку посредством МГРП [10].

Также не вовлечены в разработку краевые зоны продуктивного резервуара БВ₈⁰, в виду их низкой проницаемости и сложности геологического строения, так как пласт представлен чередованием тонких проспластков с разными литологическими свойствами. Поэтому также, для краевых зон особое значение имеет проведение МГРП как первичных так и рефрактов [15].

Пласт БВ₈¹⁻³ с точки зрения геологического строения сложен переслаиванием таких пород как: алевролиты, песчаники и аргилиты [14]. В геологическом плане строение пластов БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³ очень схожи. Отложения продуктивных нефтеносных резервуаров БВ₈⁰ и БВ₈¹⁻³ формировались в среде «дельтового ковша», примыкающему к морскому краю. Поэтому объект БВ₈ охарактеризован эффективными толщинами размером от 12 до 30 м. Открытая пористость горизонта БВ₈¹⁻³ охарактеризована величинами 0,15-0,27, что в среднем составляет 0,22 долей единиц. Проницаемость горизонта БВ₈¹⁻³ сильно разнится и находится в пределах 0,75-1402,6 мД [10].

Залежи продуктивного резервуара БВ₁₀ состоят из нефтяных пластов: БВ₁₀⁰ и БВ₁₀¹⁻². К ачимовской толщине относятся нефтеносные пласты БВ₁₆, БВ₁₇₋₁₈, БВ₁₉, БВ₂₀, БВ₂₁₋₂₂ [10]. Отложения пласта ЮВ₁ являются регионально продуктивными на востоке Западной Сибири. В пределах Нижневартовского свода промышленно нефтеносными являются пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁² (таблица 1).

Залежь горизонта БВ16-22 имеет поверхность ВНК и имеет наклонное строение [10, 14]. Ее абсолютные отметки составляют от -2240 до -2254 м. Тенденция понижения объекта связана прежде всего со строением объекта, так как основной объем сноса осадочного материала протекал с юго-востока на северо-запад, таким образом и происходило формирование ачимовских продуктивных пластов.

По объекту БВ16-22 преобладают песчаники монолитного строения Залежь пластово-сводового типа. Средняя нефтенасыщенная толщина составила 4,7 м [10, 14]. Коэффициент пористости изменяется от 15,5 до 22,5 %. Проницаемость образцов изменяется от 0,5 до 14,9 мД и в среднем равна 4 мД [10]. Объект характеризуется низкой проницаемостью. Охарактеризованность объекта БВ16-22 расчлененностью приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика подсчетных объектов АВ, БВ и ЮВ Самотлорского месторождения

Продуктивные пласты	ед. изм	ПК	АВ1(1-2)	АВ1(3)-АВ2-3	АВ4-5	АВ6-8
Тип УВ		нефть, газ, конденсат	нефть, газ, конденсат	нефть, газ, конденсат	нефть, газ, конденсат	нефть, газ, конденсат
Средняя глубина залегания (абс. отм.)	м	-848 -1481	-1601	-1624	-1654	-1691
Площадь нефтеносности пласта	тыс м ²	2707- 20992	1885872	1785621	444746	40823
Площадь газоносности пласта	тыс м ²	87- 89451	614879	320431	13598	1491
Эффективная толщина	м	0,9-5,9	12,9/10,6	10,6/11,9	4,7/19,1	1,9/8,0
Проницаемость коллектора	мД	146-695	19	267	1252	318
Начальная газо/нефтенасыщенность	%	38-57/ 35-51	51/40	60/55	58/65	44/50
Средняя пористость коллектора	%	28-37	23	26	30	26
Коэффициент песчаности	д. ед.	0,47-0,70	0,66	0,47	0,70	0,61
Расчлененность пласта	ед.	3-13	7	11	11	14
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	48,7-72,4	1,196	1,196	1,960	0,66-2,43
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,942-0,946	0,845	0,845	0,878	0,858

Начальное пластовое давление	МПа	9,80-14,80	16,41	16,51	16,60	16,40
Давление насыщения	МПа	10,2-14,8	16,2	16,2	16,2	8,2-17,6

Окончание таблицы 1

БВ0-4	БВ7(1)	БВ8(0)	БВ8(1-3)	БВ10(0)	БВ10(1-2)	БВ16-22	ЮВ1
нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	нефть
-1725	-1974	-2012	-2036	-2149	-2117	-2214	-2398
19 248	2246	907 882	836 322	297 142	438 752	168 961	298 018
-	-	-	-	-	-	-	-
-/7,7	-/3,6	-/4,5	-/15,7	-/6,2	-/9,4	-/9,6	-/6,7
162	88	151	657	66	148	16	38
-/48	-/48	-/55	-/72	-/54	-/57	-/44	-/54
24	23	23	24	21	22	18	17
0,66	0,66	0,56	0,68	0,44	0,44	0,62	0,54
9	6	3	8	6	9	21	8
1,32-1,39	1,56	1,21	1,21	1,13	1,14	1,04-1,06	1,20
0,845	0,838	0,842	0,842	0,836	0,836	0,832	0,832
19,40	20,30	21,40	21,40	22,40	22,40	23,80	24,21
9,4-9,6	7,56	10,5	10,5	10,15	10,10	10,81-10,99	11,0

Разрез объекта ЮВ1 представлен терригенными отложениями: переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Встречаются маломощные прослои глины, известняка и угля. Коэффициент пористости изменяется от 11,6 до 22,2 % и в среднем равна 16 % [14]. Пористость от 11,6 % до 25,4 % при среднем значении 16,3 %. Проницаемость изменяется от 0,07 до 248 мД и в среднем равна 17 мД. Геологический разрез представлен на рисунке 10 [10].

Карты с нанесением скважин, на которых проводились фраки ГРП изображены на рисунках 40-43 [10].

Основная доля работ по ГРП и МГРП приходится на пласты группы АВ1-5 и БВ8. Поэтому у АО «Самотлорнефтегаз» имеется большой опыт проведения МГРП на данных объектах. Первый МГРП был проведен именно на пласте АВ1(1-2). При проведении первых фразов МГРП не стояло вопроса о том, что в будущем возникнет потребности проведения рефраков (повторных МГРП). И для того чтобы провести рефрак МГРП не всегда его возможно выполнить стандартными технологиями, зачастую приходится прибегать к «слепому МГРП» (будет описан во второй главе данной работы).

На пластах группы БВ16-22 и ЮВ1 МГРП проводились реже, в связи с небольшой площадью нефтегазоносности [10]. Поэтому в настоящее время возможно применение таких МГРП, которые позволят в будущем беспрепятственно производить рефраки на уже обработанных скважинах. Также, по большинству нефтяных месторождений Западной Сибири открыты залежи Юры, и есть потребность проведения МГРП и рефраков МГРП для таких низкопроницаемых коллекторов как Юра и Бажен (таблица 1). Поэтому в рамках данной работы будут рассмотрены технологии МГРП по всем продуктивным объектам, но особое внимание будет уделено горизонтам БВ16-22 и ЮВ1 [10]. Также будут рекомендованы такие технологии МГРП, которые позволят в будущем с большей эффективностью проводить рефраки МГРП [10].

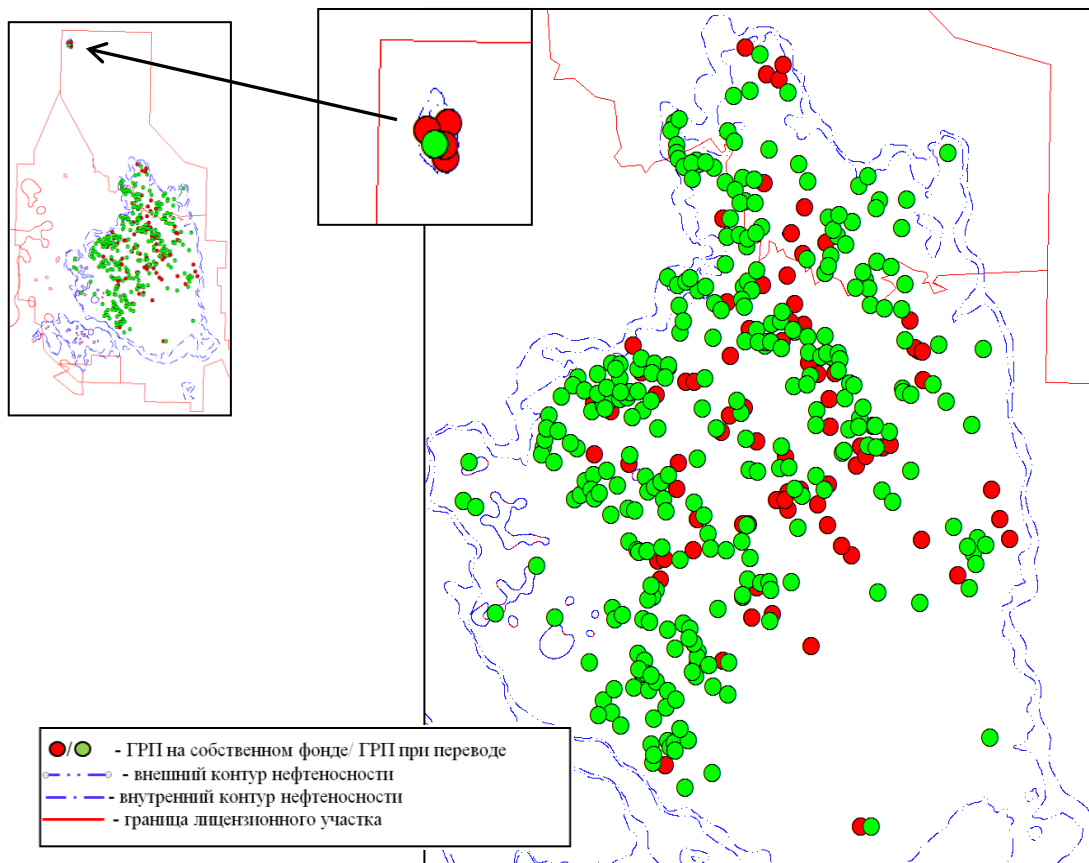


Рисунок 40 – Расположение скважин ГРП на объекте БВ₈⁰

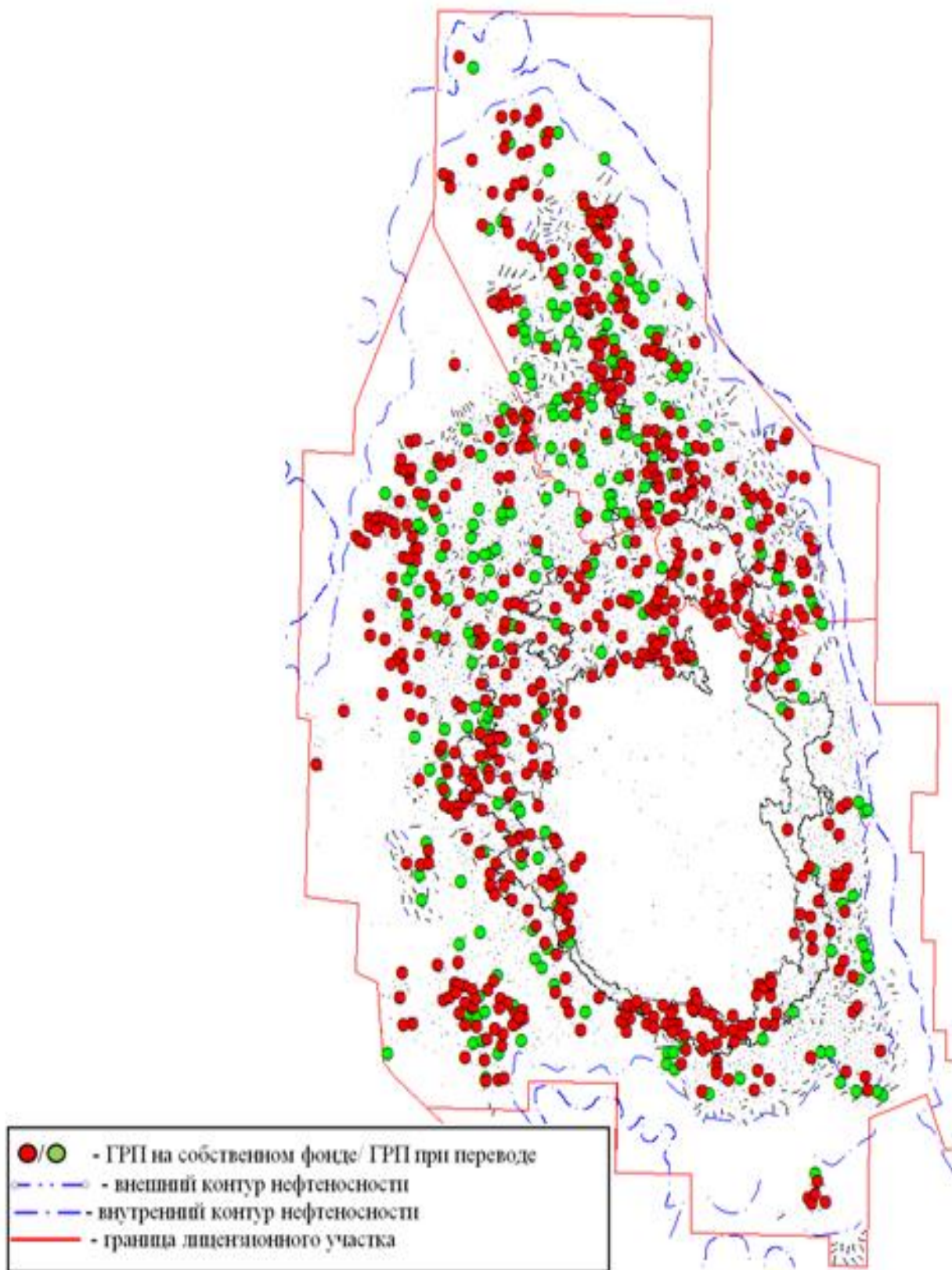


Рисунок 41 – Расположение скважин ГРП на объекте АВ1(1-2)

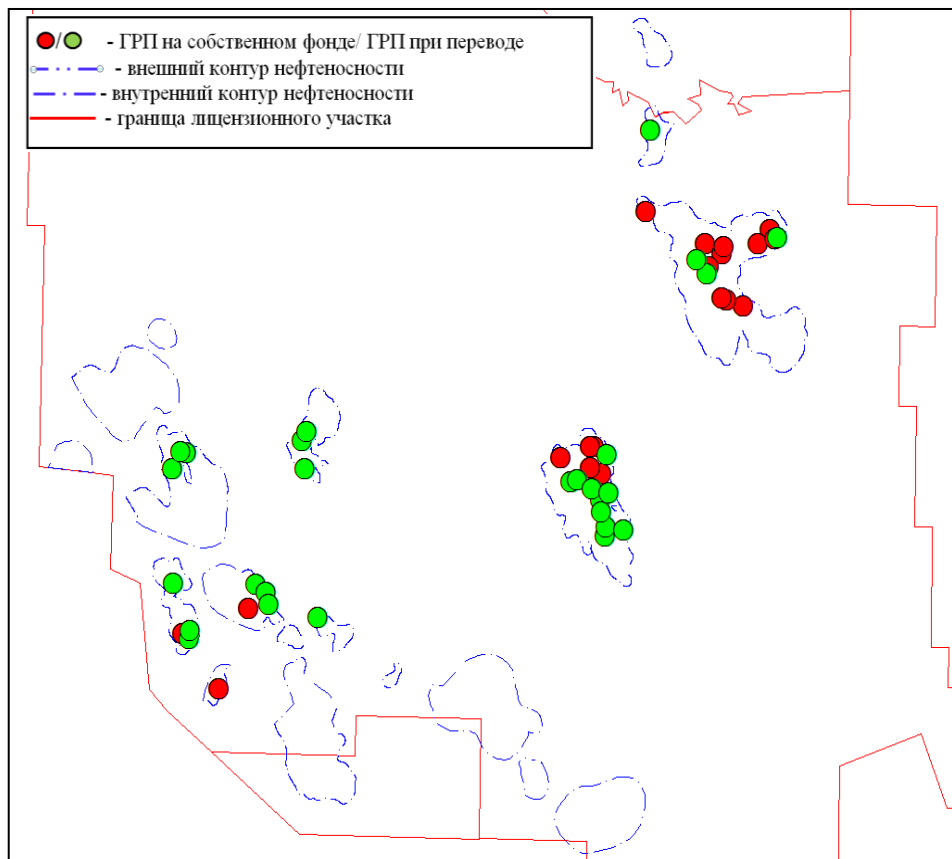


Рисунок 42 – Расположение скважин ГРП на объекте БВ₁₆₋₂₂

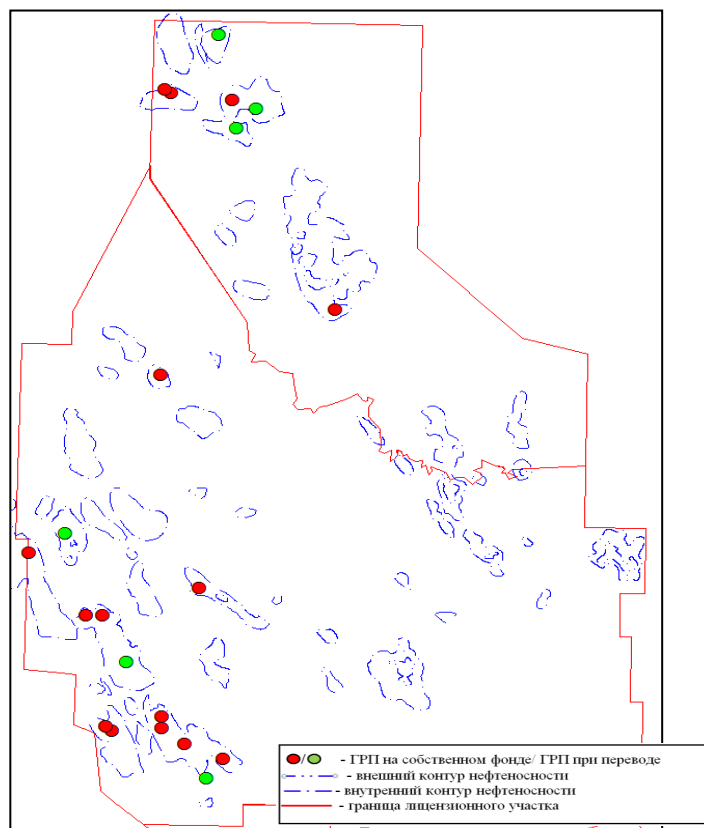


Рисунок 43 – Расположение скважин ГРП на объекте ЮВ₁

Проведя анализ геологического строения и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов Самотлорского месторождения видно, что пласты по своим геолого-физическим характеристикам очень сильно отличаются. Еще одной особенностью крупнейших продуктивных горизонтов Западной Сибири является отличие их свойства по площади. В связи с этим процесс и технологии проведения МГРП на каждой скважине Самотлорского месторождения в частности и на других скважинах Западной Сибири подбираются индивидуально в зависимости от геологических условий и геомеханических характеристик [10].

2.4 Пути оптимизации проведения повторных МГРП на горизонтальных скважинах месторождений Западной Сибири

Из проведенного анализа следует, что при снижении дебита нефти на добывающих скважинах с МГРП требуется проведение повторных МГРП. Но не всегда представляется возможным сделать это технологично и эффективно с точки зрения геологии и экономики.

Так как многие стандартные и самые распространенные в Западной Сибири технологии МГРП не позволяют проводить эффективные рефракты. И на текущий момент нет оптимальных решений для повторного ГРП на горизонтальных скважинах которые успешно бы тиражировались. Каждая технология имеет свои ограничения. На рисунке 44 приведен сравнительный анализ технологий, которые в настоящее время активно применяются при проведении повторных МГРП.

Технология	Управление зонами	Достоинства	Недостатки	Резюме
Хим. отклонители	Слабое	Отсутствие доп. оборудования (ГНКТ, пакера и т.д.)	Высокая стоимость, DTS+ГНКТ (3 СПО на опер), нет доказанных методов контроля места инициации	Технология нуждается в доработке методов оценки и контроля, а так же материалов отклонителей
Малогабаритный пакер	Высокое	Стандартный подход	Высокая стоимость, риски осложнений по оборудованию, необходим равнопроходной диаметр	Необходимы альтернативные технические решения
Двухчашечный пакер	Высокое	Подходит для равнопроходного ствола и многоразовых муфт, управляемый рефрак	Использование ГНКТ, Цена, Подготовка скважины, риски осложнений по оборудованию, ГНКТ	Поиск путей снижения стоимости, унификация оборудования
Многоразовые муфты	Высокое	Избирательное открытие/закрытие муфт, управляемый рефрак	Уникальный ключ, Использование ГНКТ, Цена, Подготовка скважины	Поиск путей снижения стоимости, унификация оборудования
Слепой ГРП	Отсутствует	Низкая стоимость, стандартное оборудование	Неизвестен интервал закачки. Низкая эффективность	Технология малоэффективна на ГС

Распределение по технологиям рефрака на ГС



Рисунок 44 – Сравнительный анализ технологий проведения повторных МГРП

Большинство МГРП Западной Сибири проводятся по технологии активируемых муфт (раздвижных и разрывных), это приводит к тому что проведение эффективного повторного фрака затруднено. В виду необходимости разбуривания седел, которые имеют меньший диаметр чем сама колонна хвостовика. Чтобы избежать фрезерования/разбуривания седел, при повторных фраках можно применять селективный пакер малого габарита, который проходил бы через сечение (диаметр) седел, но данная технологии имеет высокую стоимость. Избежать разбуривания седел позволит слепой МГРП, но он «неуправляем», так как невозможно определить точный

интервал образования трещин. Применение отклонителей, также малоэффективен. Данная технология была испытана компанией Газпром, по результатам опытно-промышленным испытаний технологии признана малоэффективной на скважинах МГРП. Поэтому в рамках оптимизации процесса проведения рефраков МГРП (повторных МГРП) будет рекомендована технология МГРП «Револьвер» [17].

Технология МГРП «Револьвер» - «Stage Completions» с применением активируемых муфт «SC Bowhead II» (рисунки 45-47).



Рисунок 45 – Технология «Револьвер»



Рисунок 46 – Активируемые муфты Stage Completions



Рисунок 47 – Шары для активации муфт SC Bowhead II

Технология МГРП Stage Completions заключается в применении специальных муфт SC Bowhead II. Оригинальность данного решения заключается в уникальном способе активации муфт МГРП и имеет ряд преимуществ, по сравнению с классическими муфтами МГРП [17]:

- Муфта Stage Completions активируется при помощи шара SC Bowhead II и втулки (не имеет седла), что обеспечивает равнопроходной диаметр по всей длине хвостовика (рисунок 48) [17];



Рисунок 48 – Внутренняя поверхность равнопроходной муфты

Stage Completions

- Все активационные втулки имеют одинаковый диаметр, что потенциально дает неограниченное количество стадий (согласно данным производителя – максимальное количество стадий на данный момент 200 шт);
- Данные муфты предусматривают возможность цементирования хвостовика;
- Активационные втулки предусматривают возможность извлечения;
- Муфты МГРП могут быть закрыты с использованием специализированного инструмента.

Уникальность данной технологии заключается в том, что вся компоновка имеет равнопроходное отверстие, то есть порты МГРП не имеют меньшего диаметра. Каждая муфта пропускает через себя шар такое количество раз, на которое она запрограммирована. В требуемый момент (по счету сброса шаров) муфта не пропустит шар и закроется. После выполнения стадии МГРП шар под давлением выталкивается на забой [17].

Достоинства данной технологии: ускорение проведения работ при первом МГРП и при повторном рефраке; возможность использования на цементируемых хвостовиках; равно проходной хвостовик дает возможность проведения работ по повторному ГРП; неограниченное кол-во стадий. Анализ эффективности данной технологии представлен в следующем разделе.

3 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ МГРП, С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРОВЕДЕНИЯ РЕФРАКОВ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Анализ проведения опытно-промышленных испытаний новой технологии МГРП с муфтами SC Bowhead II

Первая скважина на Самотлорском месторождении где была испытана технология МГРП с применением оборудования под названием «Револьвер» - это горизонтальная добывающая скважина номер 941 куст 670Б, пробуренная на пласт ЮВ1. Конструкция скважины 941 приведена на рисунке 49 [17].

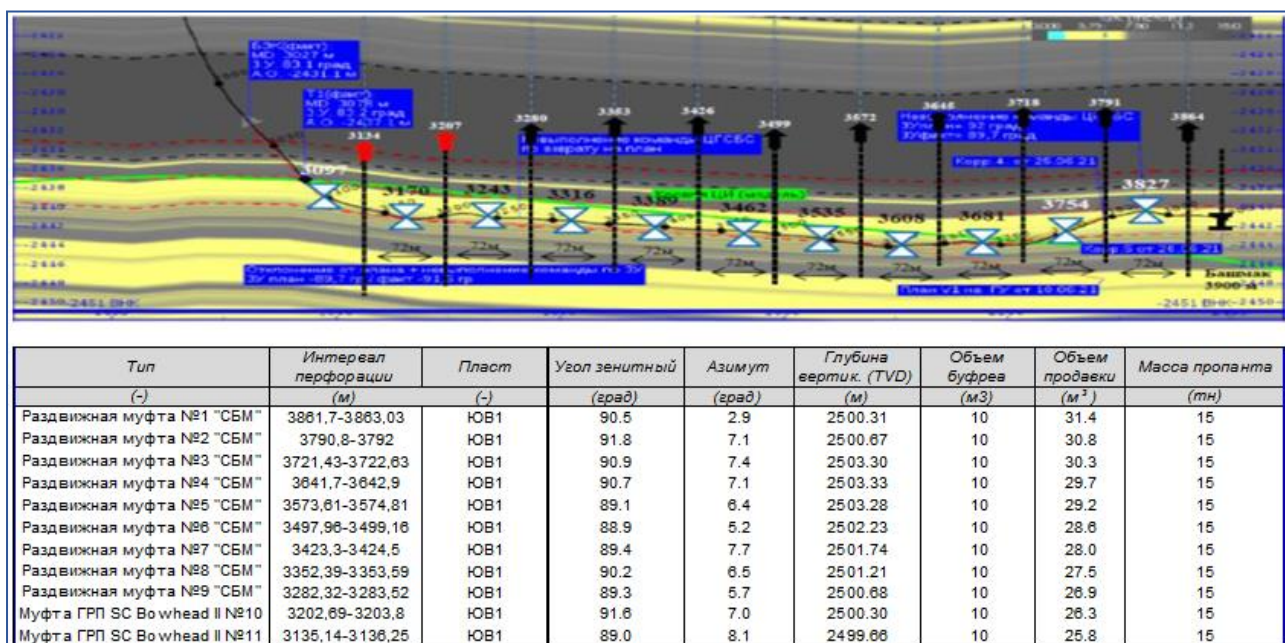


Рисунок 49 – Конструкция скважины 941 куст 670Б

Так как технология на Самотлорском месторождении испытывалась впервые, то чтобы снять риски последующей ликвидации скважин при отрицательном эффекте технологии «Револьвер» было принято решение провести 11 стадий МГРП, 9 стадий из которых было запланировано с применением стандартных раздвижных муфт компании «СибБурМаш» и только лишь две первые стадии (в конце хвостовика у забоя) провести по технологии «Револьвер» в рамках ОПИ [15, 17]. Это было запланировано с

целью проверки работоспособности технологии. Было запланировано по 15 тонн закачки пропанта.

Результаты проведения ОПИ представлены на рисунках 50-52 в виде показаний, снятых станцией контроля флота-ГРП [17].

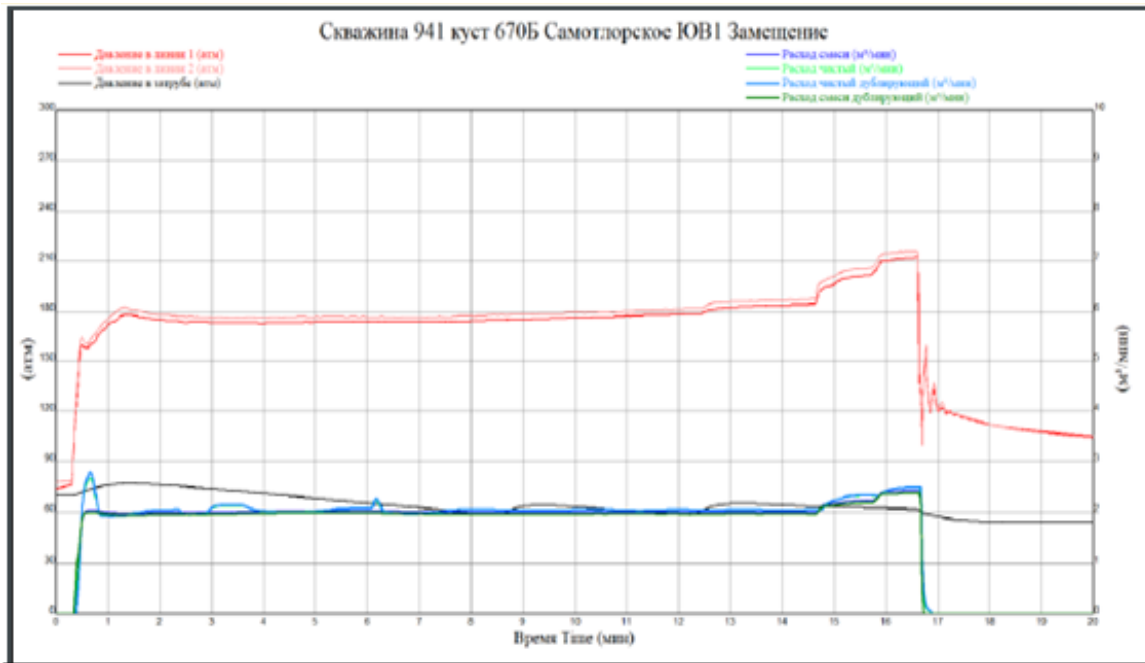


Рисунок 50 – Стадия МГРП №10. Скважина 941/670Б. Этап замещения

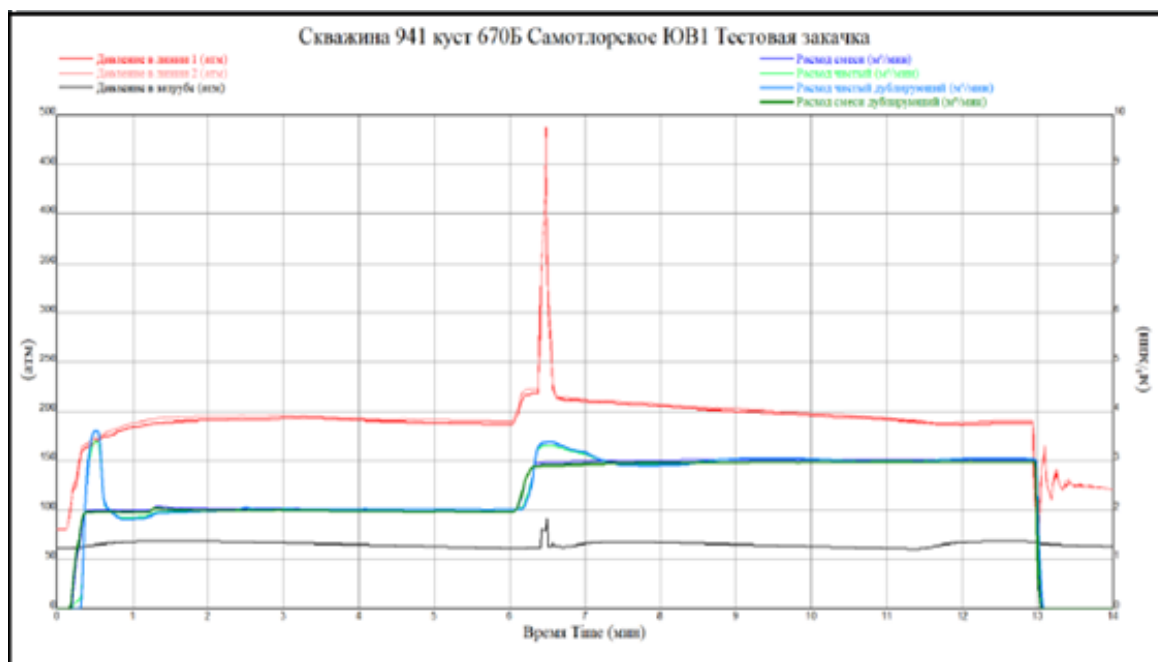


Рисунок 51 – Стадия МГРП №10. Скважина 941/670Б. Этап тестовая закачка

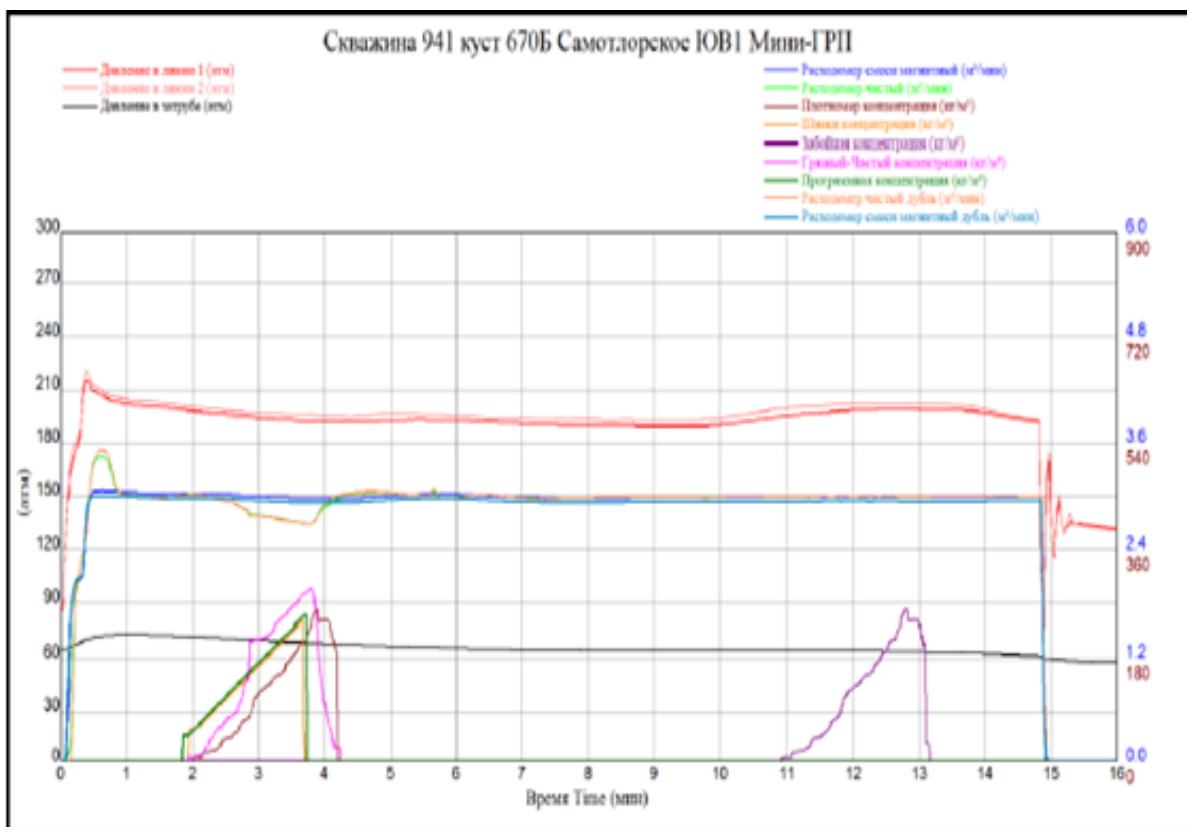


Рисунок 52 – Стадия МГРП №10. Скважина 941/670Б. Этап мини-МГРП

Согласно программы, произведен сброс втулки с шаром на расходе 2,0 м³/мин. Активация муфты отсутствует [17].

Принято решение произвести тест закачку 4 м³ сшитого геля с выходом на расход 3 м³/мин. При достижении расхода 3 м³/мин получена активация муфты. Мини-ГРП произведен согласно программы. Параметры полученные по результатам анализа идентичны прошлым стадиям [17].

В связи с повышенными трениями в ПЗП, для снижения рисков бриджвания пропанта добавлена стадия с концентрацией пропанта 100-100 кг/м³ в объеме 6 м³. В результате закачки 15 тонн пропанта размещено в пласте (таблица 2). Во время проведения основного ГРП отклонений не выявлено (рисунок 53) [17].

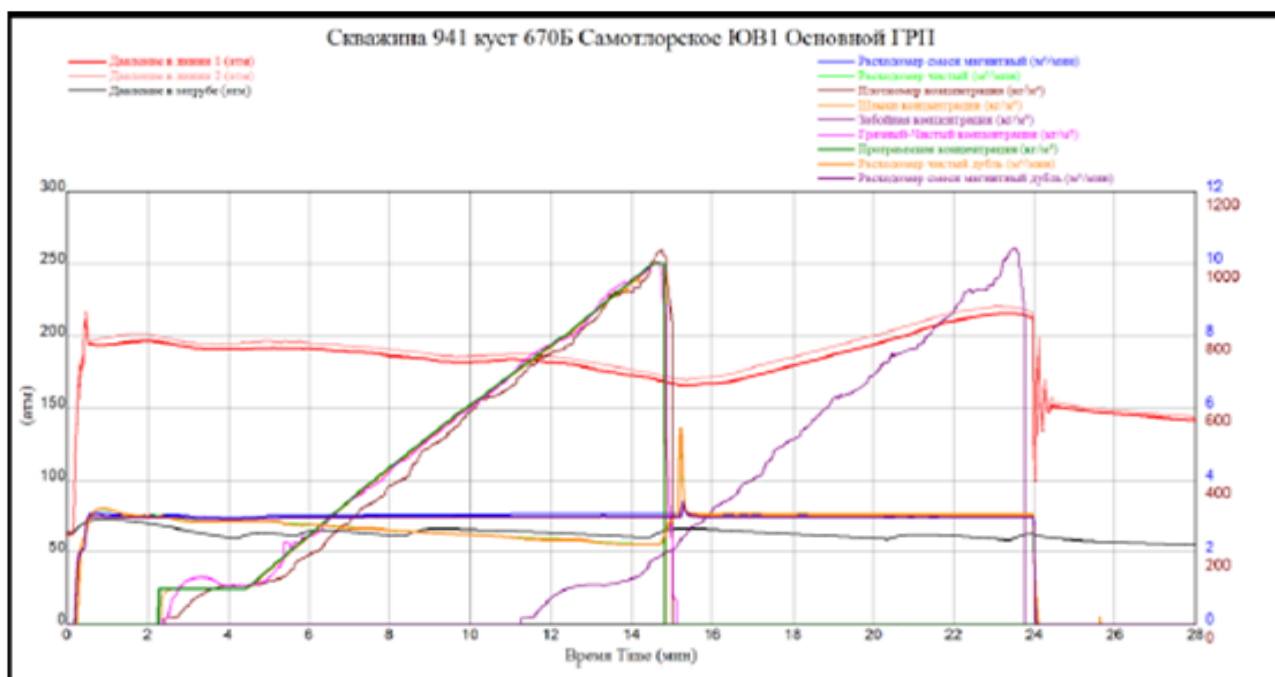


Рисунок 53 – Стадия МГРП №10. Скважина 941/670Б. Основной ГРП

Таблица 2 – Описание процесса проведения 10-й стадии МГРП по технологии «Револьвер» нс скважине 941 куст 670Б

Мел/п	Тип стадии	Тип жидкости	Расход смеси, м ³	Чистая ж-ль, м ³	Смесь, м ³	Накопленная ж-ть, м ³	Накопленная смесь, м ³	Тип пропанта	Конц. от (кг/м ³)	Конц. до, (кг/м ³)	Масса проп., кг	Время стадии, мин.
1	Буфер	XL 28	3,0	6,0	6,0	6,0	6,0	-				2,0
2	Пропант	XL 28	3,0	6,0	6,2	12,0	12,2	Fores 20/40	100	100	600	2,1
3	Пропант	XL 28	3,0	8,7	9,4	20,7	21,6	Fores 20/40	100	400	2175	3,1
4	Пропант	XL 28	3,0	5,8	6,7	26,5	28,3	Fores 20/40	400	600	2900	2,2
5	Пропант	XL 28	3,0	5,8	7,1	32,3	35,4	Fores 20/40	600	800	4060	2,4
6	Пропант	XL 28	3,0	5,0	6,5	37,3	41,9	Fores 20/40	800	1000	4500	2,2
7	Продавка	XL 28	3,0	1,0	1,0	38,3	42,9	0				0,3
8	Продавка	GL 0,5	3,0	26,2	26,2	64,5	69,1	0				8,7
9	Остановка	--		0,0	0,0	64,5	69,1	0				-

По результатам работ по активации на прошлой стадии принято решение произвести активацию муфты на расходе 3 м³/мин. Активация муфты успешно [17].

Мини-ГРП произведен согласно программы. Параметры полученные по результатам анализа идентичны прошлым стадиям (рисунки 54-55) [17].

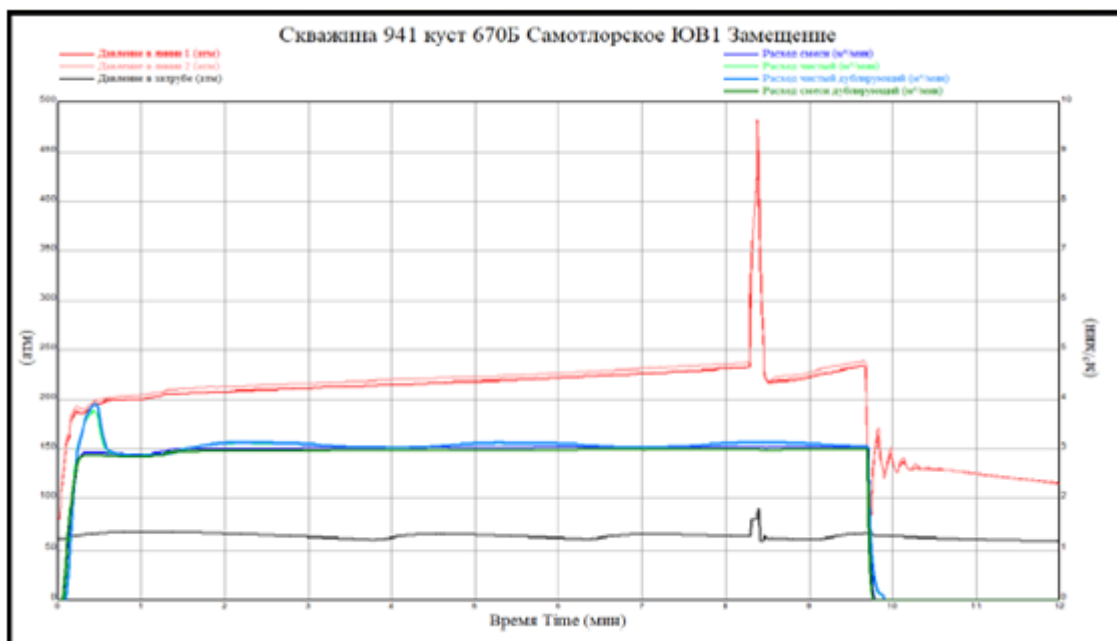


Рисунок 54 - Стадия МГРП №11. Скважина 941/670Б. Этап замещения

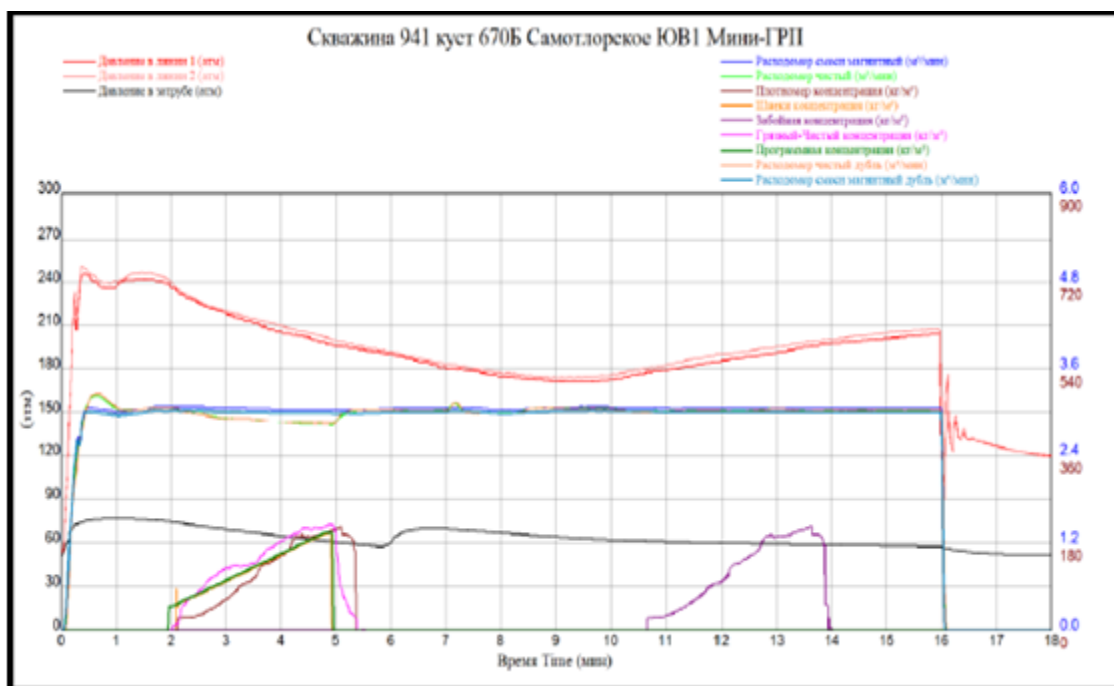


Рисунок 55 – Стадия МГРП №11. Скважина 941/670Б. Мини-ГРП

В связи с повышенными трениями в ПЗП, для снижения рисков бриджвания пропанта добавлена стадия с концентрацией пропанта 100-100 кг/м³ в объеме 6 м³ [17]. В результате закачки 15 тонн пропанта

размещено в пласте. Во время проведения основного ГРП отклонений не выявлено (рисунок 56, таблица 3) [17].

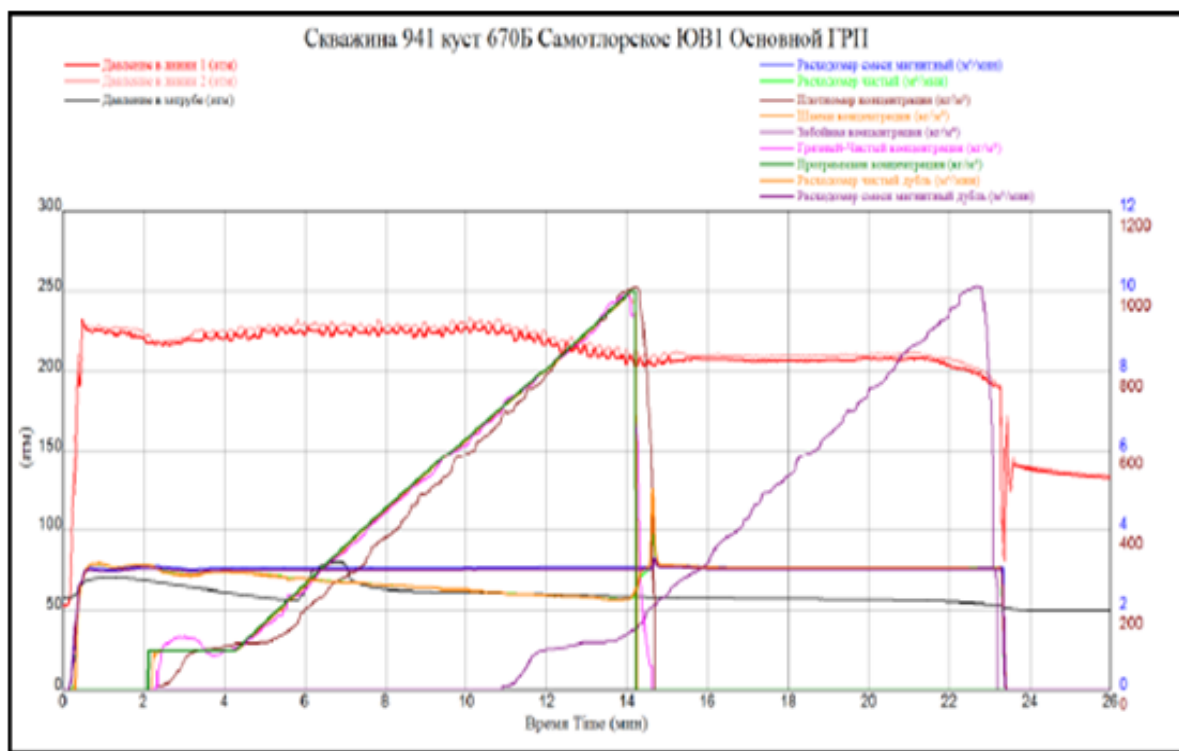


Рисунок 56 – Стадия МГРП №11. Скважина 941/670Б. Основной ГРП

Таблица 3 – Описание процесса проведения 11-й стадии МГРП по технологии «Револьвер» на скважине 941 куст 670Б

№п/п	Тип стадии	Тип жидкости	Расход смеси, м ³	Чистая ж-ть, м ³	Смесь, м ³	Накопленная ж-ть, м ³	Накопленная смесь, м ³	Тип пропанга	Конц. ог (кг/м ³)	Конц. до, (кг/м ³)	Масса проп., кг	Время стадии, мин.
1	Буфер	XL 28	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0	-				1,0
2	Пропант	XL 28	3,0	6,0	6,2	11,0	11,2	Fores 20/40	100	100	600	2,1
3	Пропант	XL 28	3,0	8,8	9,5	19,8	20,7	Fores 20/40	100	400	2200	3,2
4	Пропант	XL 28	3,0	5,7	6,6	25,5	27,3	Fores 20/40	400	600	2850	2,2
5	Пропант	XL 28	3,0	5,5	6,7	31,0	34,1	Fores 20/40	600	800	3850	2,2
6	Пропант	XL 28	3,0	5,0	6,5	36,0	40,5	Fores 20/40	800	1000	4500	2,2
7	Продавка	XL 28	3,0	1,0	1,0	37,0	41,5	0				0,3
8	Продавка	GL 0,5	3,0	25,6	256,2	62,6	67,1	0				8,5
9	Остановка	--		0,0	0,0	62,6	67,1	0				-

По результатам проведения 1го этапа ОПИ доказана работоспособность муфт SC Bowhead II. Выявлена особенность данных муфт – необходимость

создания достаточного для активации расхода (в рекомендациях от производителя расчет необходимого расхода отсутствует) [17].

Опытным путем установлено, что расхода 3 м³/мин достаточно для успешной активации. Параметры проведения МГРП на данной скважине подробно представлены в приложении А [17].

Карта пласта ЮВ1 представлена на рисунке 57 со скважиной 941 (карта текущих отборов после проведения МГРП с последней стадией по технологии SC Bowhead II) [17].

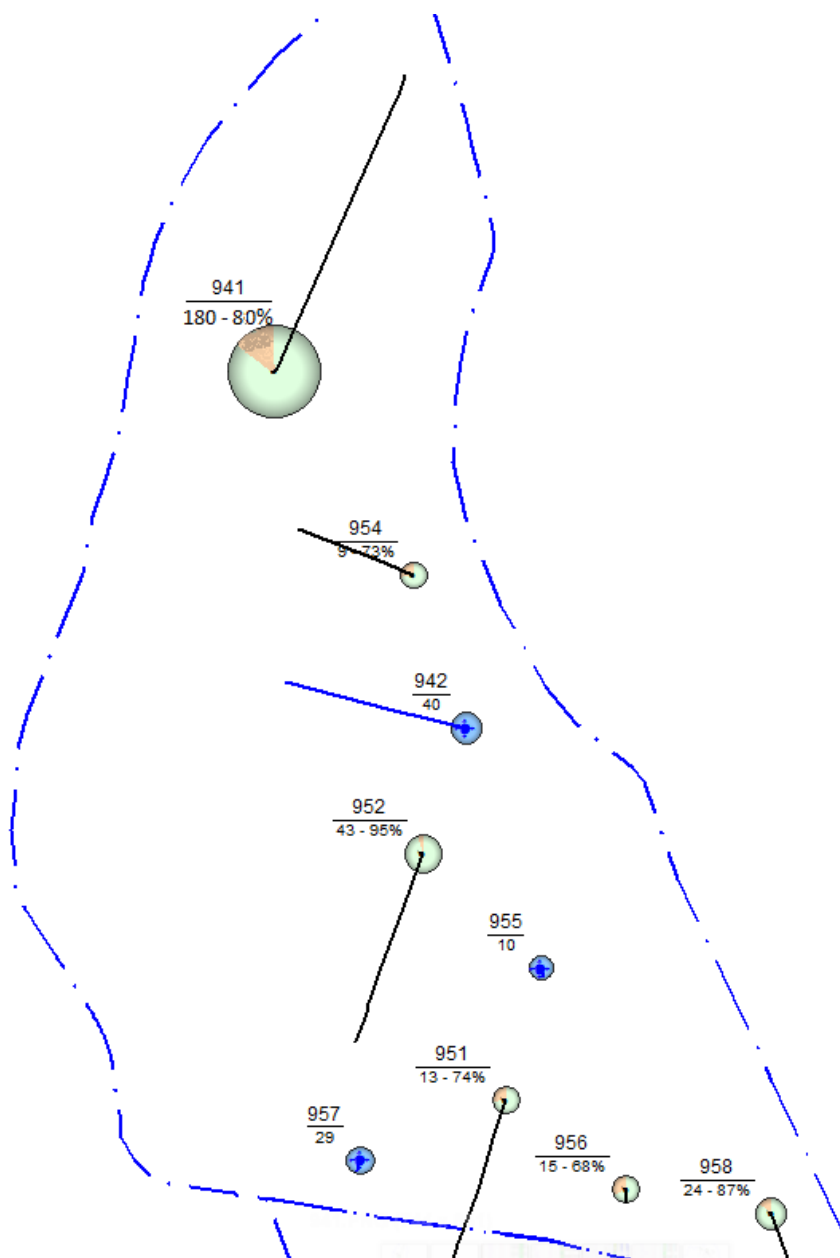


Рисунок 57 – Карта текущих отборов. Скважина 941/670Б пласт ЮВ₁
МГРП по технологии «Револьвер» - «Stage Completions»

Так как технологии МГРП и рефраков МГРП успешно испытаны на пластах АВ и БВ Самотлорского месторождения, то особое внимание в настоящее время уделяется поиску новых технологий МГРП и проведения последующих рефраков на пластах БВ16-22 и ЮВ1 Самотлорского месторождения [17].

Поскольку технология МГРП «Револьвер» - «Stage Completions» с применением активируемых муфт «SC Bowhead II» была успешно испытана на двух стадиях 11-стадийного МГРП на объекте ЮВ1, то была подобрана следующая скважина, находящаяся в бездействии на объекте БВ21-22 Самотлорского месторождения. Это скважина №65910 куста 1348, где будет произведена зарезка бокового горизонтального ствола с конструкцией для проведения 7-стадийного МГРП по технологии «Револьвер» [17].

Проект конструкции скважины представлен на рисунке 58, район размещения проектных скважине представлен на рисунке 59 [17].

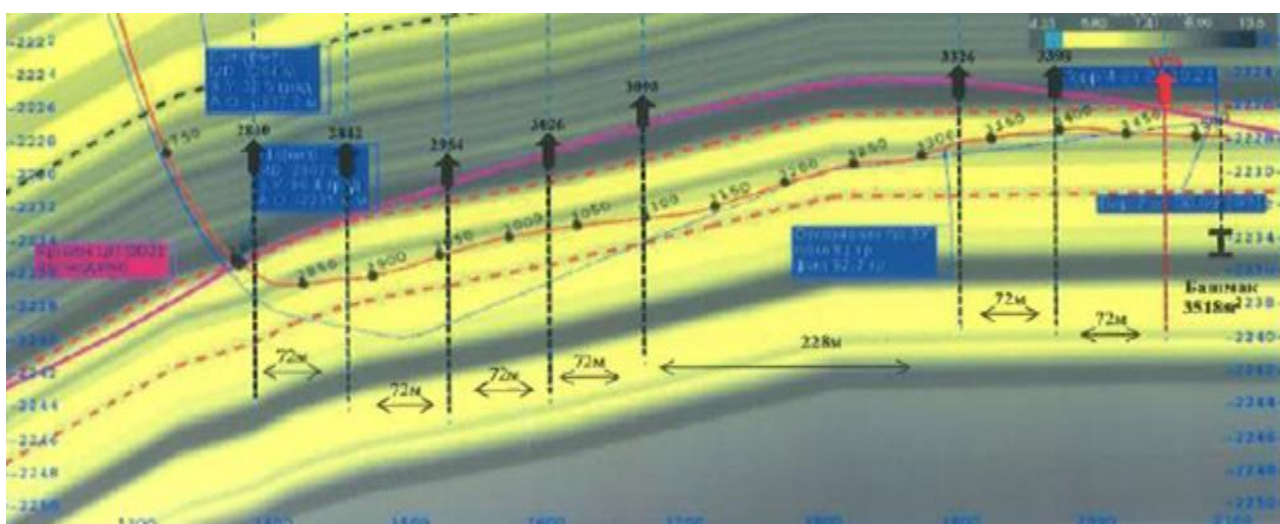


Рисунок 58 – Проектные интервалы проведения 7-стадийного МГРП на горизонтальной скважине №65910 куст 1348. Пласт БВ21-22. Самотлор.

МГРП запланировано на пласт БВ21-22, с закачкой по 15-30 т пропанта

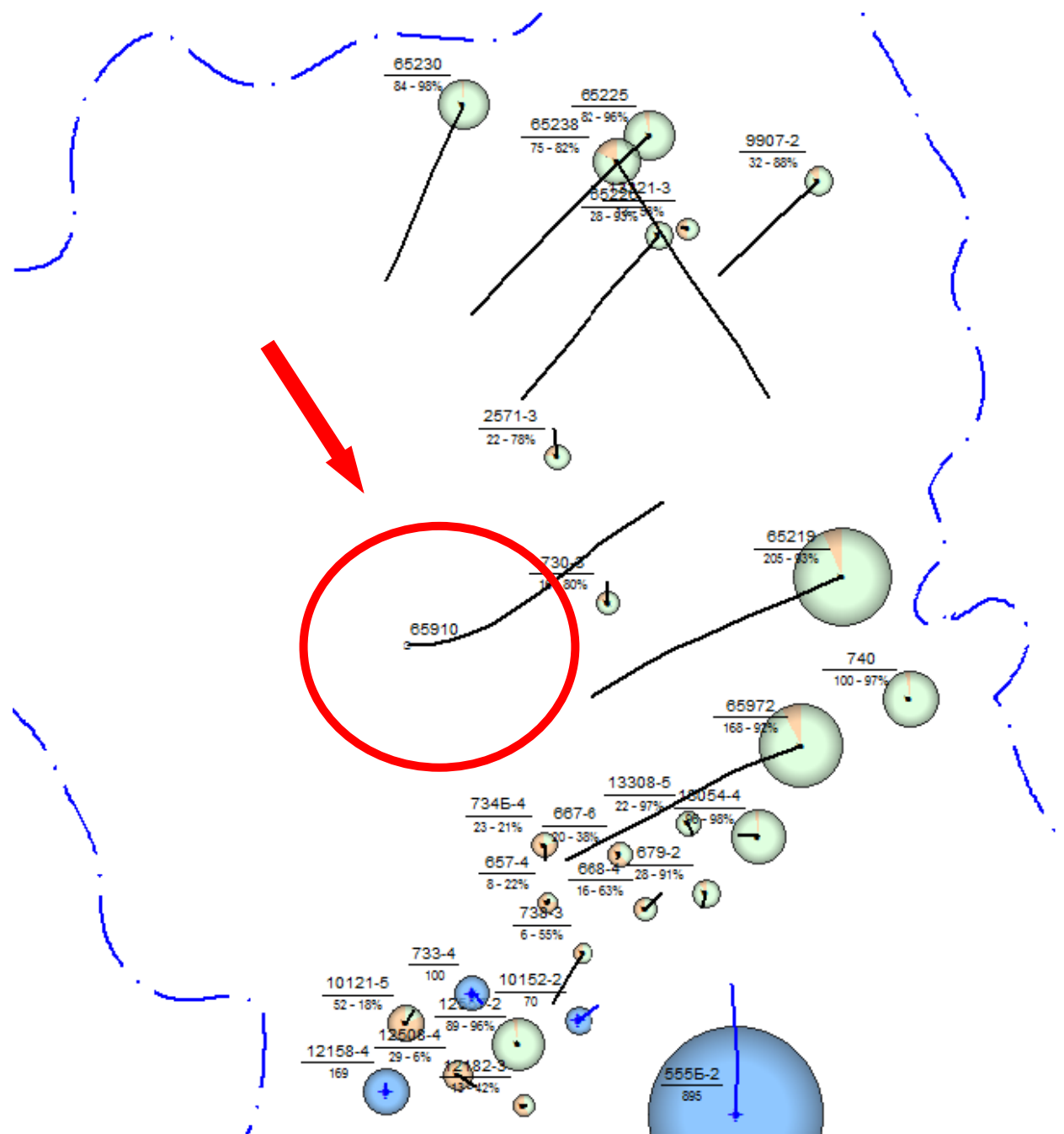


Рисунок 59 – Проектный ствол ЗБС на бездействующей скважине номер 65910 (куст 1348) пласта БВ21-22

3.2 Проектирование скважины ГС с применением МГРП по технологии «Stage Completions» с применением муфт «SC Bowhead II»

Так как планируется продолжать ОПИ новой технологии МГРП, которая позволит более эффективно и оптимизировано проводить рефракс МГРП бездействующей скважине номер 65910 размещен на карте проектный ствол ЗБС. Поэтому проведем оценку геологической эффективности 7-стадийного МГРП с применением муфт равнопроходного сечения по всей длине хвостовика ствола ЗБС.

Основные характеристики процесса проведения МГРП:

Радиус дренирования скважины составляет: $R_d - 400$ м;

Длина горизонтального ствола скважины: $L_{гор} - 670$ м;

Вертикальная отметка (по абсолюту) пласта $H_{TVD} - 2289$ м;

Глубины разрывных муфт по стволу $H_{MD} - 3401$ м, 3328 м, 3097 м, 3027 м; 2958 м; 2879 ; 2806 м

Эффективная мощность пласта БВ₂₁₋₂₂ в данной зоне бурения: $H - 4,6$ м;

Пористость коллектора БВ₈⁰ составляет: $m - 0,44$ д.ед.;

Нефтенасыщенность объекта составляет: $s_0 - 0,54$ д.ед.;

Объёмный коэффициент нефти составляет: $V_0 - 1,22$ д.ед.;

Вязкость нефти $\mu - 1,20$ сПз;

Плотность нефти $\rho_n - 832$ кг/м³;

Проницаемость пласта БВ₂₁₋₂₂ в данной зоне бурения по горизонтали составляет: $K_h - 2,6$ мД;

Проницаемость пласта по вертикали БВ₂₁₋₂₂ в данной зоне бурения составляет: $K_v - 0,1$ мД;

Пластовое давление продуктивного резервуара БВ₂₁₋₂₂ составляет: $P_{пл} - 242$ атмосфер;

Давление насыщения нефтью газом составляет: $P_{нас} - 110$ атмосфер;

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

КИН по объекту БВ₂₁₋₂₂ равен 0,221 д.ед.;

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

Средняя плотность горных пород над продуктивным коллетором БВ₂₁₋₂₂ составляет: $\rho_n - 2485$ кг/м³;

Плотность жидкости, применяемой для гидроразрыва пласта БВ₂₁₋₂₂ составляет: $\rho - 1012$ кг/м³;

Вязкость жидкости, применяемой для гидроразрыва пласта БВ₂₁₋₂₂ составляет: $\mu - 0,56$ Па*с;

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

Доля проппанта в смеси составляет: $n_0 - 0,4$ д.ед.;

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

Темп закачки смеси МГРП составляет: $Q - 3,0$ м³/мин = $5 \cdot 10^{-2}$ м³/с.

Расчет геологической эффективности проектируемой скважины начнем с определения количества извлекаемых запасов на данном участке [18].

Для этого определим площадь дренирования по формуле (1):

Расчет площади дренирования зоны пласта БВ₂₁₋₂₂ в районе скважины номер 65910:

$$S = R_d L_{гор}, [м^2]. \quad (1)$$

где R_d – радиус дренирования скважины составляет 400 м;

$L_{гор}$ – длина горизонтального ствола скважины составляет 670 м.

$$S = 400 * 670 = 268000 \text{ м}^2$$

Тогда геологические запасы составят:

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

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;

V – объёмный коэффициент нефти, д.ед.

$$N_{\text{геол}} = 268000 \cdot 4,6 \cdot 0,44 \cdot 0,54 \cdot 0,832 \cdot \frac{1}{1,22} = 199757,25 \text{ тонн}$$

Расчет извлекаемых запасов:

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

где КИН – коэффициент извлечения нефти, д. единиц.

$$N_{\text{изв}} = 199\,757,0 \cdot 0,221 = 44\,146,35 \text{ тонн}$$

Таким образом установлено, что запасов в данной зоне (районе) проведения работ по вводу новой скважины ГС с МГРП достаточно, для обеспечения рентабельности ГС. Далее выполним технологический расчет МГРП для скважины 65910.

Расчет дизайн-проекта МГРП начинается с определения вертикальной и горизонтальной составляющих горного давления пласта БВ₂₁₋₂₂:

Вертикальная составляющая горного давления:

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

где ρ – средняя плотность горных пород над пластом БВ₁₆₋₂₂, кг/м³;

H_{TVD} – вертикальная отметка БВ₁₆₋₂₂, м;

$$P_{\text{ГВ}} = 2385 \cdot 9,81 \cdot 2115 \cdot 10^{-6} = 55,80 \text{ МПа}$$

Расчет горизонтальной составляющей горного давления БВ₁₆₋₂₂ (5):

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

где ν – коэффициент Пуассона составляет, д. единиц.

$$P_{\text{Г}} = \frac{0,2}{1-0,2} \cdot 49,5 = 13,95 \text{ МПа}$$

Следовательно произойдет вертикальное образование трещины, как и запланировано. Количество стадий МГРП планируется произвести 7.

1 стадия МГРП. Применяемая жидкости стадии флека и доставки пропанта - сшитый гель типа AXF34 в объеме 25 м³ и сшитый гель типа AXF34 в объеме 15 м³. Количество пропанта 15 тонн, марки ForePro 20/40.

Скорость закачки - расход - 3,0 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 15,6 м³. Она одновременно будет и являться жидкостью гидроразрыва пласта.

Технологический расчет процесса МГРП произведем по методике Ю.П. Желтова [3], [4].

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.

$$P_{заб} = 10,1 \cdot 10^3 \cdot 2289 = 23,111 \text{ МПа}$$

Рассчитаем полудлину трещины МГРП:

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

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.

$$x_f = \left(\frac{15,6 \cdot 4,8 \cdot 10^{10}}{5,6 \cdot (1-0,2^2) \cdot 4,6 \cdot (23,11-10,1) \cdot 10^6} \right)^{0,5} = 57,46 \text{ м}$$

Рассчитаем ширину трещины ГРП стадии №1:

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

$$\omega = \frac{4 \cdot (1-0,2^2) \cdot 57,46(23,11-10,1) \cdot 10^6}{4,8 \cdot 10^{10}} = 5,98 \text{ мм}$$

Произведем расчет длину распространение геля в трещине:

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

$$L_1 = 0,9 \cdot 57,46 = 51,72 \text{ м}$$

Рассчитаем остаточную ширину трещины по пласту, с учетом пористости песка и закрытия трещины $m = 0,44$:

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

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

$$\omega_1 = (5,98 \cdot 0,4)/(1 - 0,44) = 4,27 \text{ м}$$

Проницаемость проектируемой трещины МГРП:

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

$$k_T = \frac{0,00427^2}{12} = 1,52 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Закачка смесей МГРП будет производиться через НКТ с диаметром 114 мм. Произведем расчет параметров ГРП. Определим потери давления на трение при движении геля по насосно-компрессорным трубам [7]. Для этого рассчитаем плотность состава МГРП по формуле (12):

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

где $\rho_{\text{пес}}$ – плотность проппанта, кг/м^3 ;

ρ – плотность применяемой жидкости, кг/м^3 .

$$\rho_{\text{ж}} = 1015 * (1 - 0,40) + 2500 * 0,40 = 1609 \text{ кг/м}^3$$

Определим по формуле (13) число Рейнольдса при закачке смесей МГРП:

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

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

$$N_{Re} = \frac{4 \cdot 3 \cdot 10^{-2} \cdot 1609}{3,14 \cdot 0,114 \cdot 0,56} = 1605$$

Расчет коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = \frac{64}{1609} = 0,03986 \quad (14)$$

При наличии песка в жидкости и числе Рейнольдса при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при $N_{Re} = 1605$ и $n_0 = 0,4$ возрастают в 1,5 раза:

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

$$P_T = 1,5 \cdot 0,03986 \frac{16 \cdot (5 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 3401 \cdot 1605}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 0,114^5} = 18,75 \text{ [МПа]}.$$

Расчет гидростатического давления сшитого столба геля:

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

$$P_{\text{гидр}} = 1609 \cdot 9,81 \cdot 2289 \cdot 10^{-6} = 36,04 \text{ [МПа]}.$$

Расчет требуемого давления на устье скважины при закачке:

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

$$P_y = 21,4 - 31,0 + 18,75 = 5,86 \text{ [МПа]}.$$

Для проведения МГРП в качестве агрегата высокого давления в составе флота-ГРП выберем насосную установку 4АН-700 [18]. Технические характеристики насосной установки приведены в таблице 5.

Таблица 4 – Технические характеристики 4АН-700

Скорость закачки	Подача, л/с	Развиваемое максимальное давление на заданной скорости, МПа
1	6,1	70
2	8,3	51
3	11,5	36
4	14,8	29

Определение требуемого количества агрегатов высокого давления для закачки смесей МГРП на устье скважины:

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

$$N = \frac{5,85 \cdot 50}{29 \cdot 14,6 \cdot 0,8} + 1 = 1,85 \text{ шт, округляем до 2 штук.}$$

где P_a – рабочее давление агрегата, МПа;

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

$k_{\text{ТС}}$ – коэффициент технического состояния $k_{\text{ТС}} = 0,8$.

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

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

$$V_{\Pi} = 0,785 \cdot 0,114^2 \cdot 3401 = 34,7 м^3$$

Продолжительность одной стадии ГРП:

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

$$t = \frac{15,6 + 34,7}{14,6 \cdot 10^{-3} \cdot 60} = 35,32 \text{ мин}$$

Результаты расчётов всех семи стадий МГРП представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование процесса МГРП на скважине 65910 куст 1348

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	57,46	5,98	5,85	2	34,69	35,32
2	54,44	5,67	5,42	2	33,95	34,58
3	54,44	5,67	5,42	2	31,59	32,22
4	54,44	5,67	5,42	2	30,88	31,51
5	54,44	5,67	5,42	2	30,17	30,81
6	50,40	5,24	4,48	2	29,37	30,01
7	41,40	4,05	4,20	2	28,62	29,25

3.3 Прогноз показателей работы скважины 65910 с МГРП 7 стадий

Определение ожидаемого дебита жидкости [19], [2]:

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.

$$a = \frac{670}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 * 400}{670}\right)^4}} = 475,04$$

Параметр анизотропии пласта:

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

$$\beta = \sqrt{\frac{2,6}{0,1}} = 5,09$$

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

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

$$\Delta P = (242 - 110) + \frac{110}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{23}{110} \right) - 0,8 \left(\frac{23}{110} \right)^2 \right] = 85,80 \text{ атм}$$

Формула Джоши для определения дебита горизонтальной скважины:

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

$$Q_{ж} = \frac{2,6 \cdot 4,6 \cdot 85,80}{17,8 \cdot 1,02 \cdot 1,22 \left\{ \ln \left(\frac{475,04 + \sqrt{475,04^2 - (670/2)^2}}{670/2} \right) + \frac{3 \cdot 4,6}{670} \ln \frac{3 \cdot 4,6}{(3+1) \cdot 0,5} + 0,1 \right\}} = 78,1, \text{ м}^3\text{/сут}$$

Определение дебита нефти:

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

$$Q_{н} = 78,1 * 0,832 * \frac{100 - 30}{100} = 45,48 \text{ т/сут}$$

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

Произведем определение добычи нефти за горизонт оценки эффективности новой скважины ГС с МГРП (срок оценки составляет 5 лет).

Определение суммарной накопленной добычи нефти за 2022 год:

$$Q_{н 2022} = \frac{Q_{н} e^{0,09 t_1}}{1000}, \text{ [тыс./тонн]} \quad (26)$$

$$Q_{H 2022} = \frac{45,48 * \frac{365}{2,718^{0,09}}}{1000} = 15,171 \text{ тыс. тонн}$$

Определение суммарной накопленной добычи нефти за 2023 год:

$$Q_{H 2023} = \frac{Q_{H \frac{365t_2}{e^{0,19}}}}{1000} - Q_{H 2022}, [\text{тыс./тонн}] \quad (27)$$

$$Q_{H 2023} = \frac{45,48 * \frac{365 * 2}{2,718^{0,19}}}{1000} - 15,171 = 12,284 \text{ тыс. тонн.}$$

Определение суммарной накопленной добычи нефти за 2024 год:

$$Q_{H 2024} = \frac{Q_{H \frac{365t_3}{e^{0,30}}}}{1000} - \sum Q_{H (2022;2023)}, [\text{тыс./тонн}] \quad (28)$$

$$Q_{H 2024} = \frac{45,48 * \frac{365 * 3}{2,718^{0,30}}}{1000} - (15,171 + 12,284) = 9,438 \text{ тыс./тонн}$$

Определение суммарной накопленной добычи нефти за 2025 год:

$$Q_{H 2025} = \frac{Q_{H \frac{365t_4}{e^{0,42}}}}{1000} - \sum Q_{H (2022;2024)}, [\text{тыс./тонн}] \quad (29)$$

$$\begin{aligned} Q_{H 2025} &= \frac{45,48 * \frac{365 * 4}{2,718^{0,42}}}{1000} - (15,171 + 12,284 + 6,736) \\ &= 6,736 \text{ тыс. тонн} \end{aligned}$$

Определение суммарной накопленной добычи нефти за 2026 год:

$$Q_{H 2026} = \frac{Q_{H \frac{365t_5}{e^{0,55}}}}{1000} - \sum Q_{H (2022;2026)}, [\text{тыс./тонн}] \quad (30)$$

$$Q_{H 2026} = \frac{45,48 * \frac{365 * 5}{2,718^{0,55}}}{1000} - (15,171 + 12,284 + 9,438 + 6,735) = 4,260 \text{ тыс./тонн}$$

Определим суммарную накопленную добычу нефти за 5 лет (с 2022 по 2026 годы) от бурения горизонтального ствола скважины номер 65910 на продуктивный пласт БВ21-22 с проведением 7-стадийного МГРП по технологии «Револьвер» после запуска в работу:

$$Q_{H \text{ общ}} = \sum Q_{H (2022;2026)}, [\text{тыс./тонн}] \quad (31)$$

$$Q_{H \text{ общ}} = 15,171 + 12,284 + 9,438 + 6,735 + 4,260 = 47,890 \text{ тыс. тонн.}$$

Определение объёмов добычи пластового флюида (жидкости) за прогнозируемый период 5 лет (с 2022 по 2026 годы):

$$Q_{ж\ 2022} = \frac{Q_{н\ 2022}/\rho_{н}}{(100-f_{B_{2022}})/100}, [\text{тыс.}/\text{м}^3] \quad (32)$$

$$Q_{ж\ 2022} = \frac{15,171/0,832}{(100-30)/100} = 26,0501 \text{ тыс. м}^3.$$

$$Q_{ж\ 2023} = \frac{12,284/0,832}{(100-40)/100} = 24,6080 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{ж\ 2024} = \frac{9,735/0,832}{(100-50)/100} = 22,6885 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{ж\ 2025} = \frac{6,736/0,832}{(100-60)/100} = 20,240 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{ж\ 2026} = \frac{4,260/0,84}{(100-70)/100} = 17,066 \text{ тыс. м}^3$$

Общий объём добычи пластовой за 2022-2026 годы составит:

$$Q_{ж\ общ} = \sum Q_{ж\ (2022;2026)}, [\text{тыс.}/\text{м}^3] \quad (33)$$

$$Q_{ж\ общ} = 26,0501 + 24,6080 + 22,6885 + 20,2403 + 17,0665 = \\ = 110,6536 \text{ тыс. м}^3$$

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

$$Q_{г\ 2022} = Q_{н\ 2023} \cdot G_0, [\text{тыс.}/\text{м}^3] \quad (34)$$

$$Q_{г\ 2022} = 15,171 \cdot 78 = 1183,383 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{г\ 2023} = 12,284 \cdot 78 = 958,178 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{г\ 2024} = 9,438 \cdot 78 = 736,197 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{г\ 2025} = 6,736 \cdot 78 = 525,407 \text{ тыс. м}^3$$

$$Q_{г\ 2026} = 4,260 \cdot 78 = 332,265 \text{ тыс. м}^3$$

Общий объём добычи ПНГ за 2022-2026 годы по скважине №65910:

$$Q_{г\ общ} = \sum Q_{г\ (2022;2026)}, [\text{тыс.}/\text{м}^3] \quad (35)$$

$$Q_{г\ общ} = 1183,38 + 958,17 + 736,19 + 525,40 + 332,26 = 3735,431 \text{ тыс. м}^3$$

Результаты расчета прогнозируемых показателей добычи нефти, газа, пластовой воды и пластового флюида в целом от бурения проектного бокового

ствола ЗБС на бездействующей скважине номер 65910 на продуктивный пласт БВ21-22 с горизонтальным хвостовиком и проведением 7-стадийного МГРП приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Прогноз добычи за 2022-2026 гг по скважине 65910 на пласт БВ₂₁₋₂₂

Год	Добыча нефти, тыс. т.	Добыча жидкости, тыс. м ³	Добыча газа, тыс. м ³	Добыча воды, тыс. м ³
2022	15,1715	26,0501	1183,38	10,878
2023	12,2843	24,6080	958,17	12,323
2024	9,4384	22,6885	736,19	13,250
2025	6,7359	20,2403	525,40	13,504
2026	4,2598	17,0665	332,26	12,806

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Шокуров Кирилл Петрович

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 ГС, МГРП по 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	28.04.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор, д.т.н	Гасанов Магеррам Али оглы	к.э.н.		28.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шокуров Кирилл Петрович		28.04.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности ЗБС с семистадийным МГРП на бездействующей скважине №65910 с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Самым эффективным способом, позволяющим реализовать наиболее полный процесс доизвлечения остаточных запасов на Самотлорском месторождении на сегодняшний день является прокладка горизонтальных стволов скважин с МГРП. Так как технологии МГРП и рефраков МГРП были успешно испытаны на пластах АВ и БВ Самотлорского месторождения, то особое внимание в настоящее время уделяется поиску новых технологий МГРП и проведения последующих рефраков на пластах БВ16-22 и ЮВ1 Самотлорского месторождения.

Поскольку технология МГРП «Револьвер» - «Stage Completions» с применением активируемых муфт «SC Bowhead II» была успешно испытана на двух стадиях 11-стадийного МГРП на объекте ЮВ1, то принято решение об ее испытании на продуктивных нефтяных пластах группы БВ16-22 [17]. Поэтому с этой целью в данной работе была подобрана следующая скважина, находящаяся в бездействии на объекте БВ21-22 Самотлорского месторождения. Это скважина №65910 куста 1348, где будет произведена зарезка бокового горизонтального ствола с конструкцией для проведения 7-стадийного МГРП по технологии «Револьвер».

Существует большая потребность в данной технологии не только на Самотлорском месторождении, но и на практически на всех месторождениях Западной Сибири. Потому что технология «Револьвер» «Stage Completions» позволяет проводить рефраки (повторные МГРП) более технологично и ресурсоэффективно [17]. То есть за счет применения в конструкции хвостовика скважины муфт равнопроходного сечения исключается необходимость

проведения разбурки седел МГРП и фрезерования обсадной колонны в хвостовой части. Отказ от разбуривания седел хвостовика после первого МГРП, позволяет отказаться от бригады бурения в процессе проведения капитального ремонта скважины при повторном (рефраке) МГРП, что сокращает время проведения работ, а следовательно и капитальные затраты на оплату бригады бурения (бригады ЗБС).

В данном разделе будет приведена экономическая эффективность применения технологии МГРП «Револьвер» - «Stage Complitions» на объекте БВ21-22 Самотлорского месторождения [17].

Данный пласт, является одним из нижних объектов разработки, то есть пласт БВ21-22 и ЮВ₁ находятся на большей глубине залегания по абсолютным отметкам, по сравнению с верхней группой пластов Самотлорского месторождения таких как АВ и ПК.

Поэтому при доказанной эффективности применения технологии «Револьвер» - «Stage Complitions» на пласт БВ21-22 позволяет сделать вывод, что на верхнюю группу пластов затраты будут ниже, так как выше проектные глубины и требуется меньшее время на процесс проведения ЗБС, а также меньшее количество применяемых материалов в конструкции скважины.

Поэтому в основу расчета экономической эффективности данной технологии будет заложена рассчитанная прогнозная добыча нефти и жидкости по скважине 65910, которая была получена при расчетах в главе 3 (на основе геологических характеристик зоны проведения работ, режима работы скважины и анализа остаточных извлекаемых запасов на данном участке).

Цель расчета - рентабельная добыча запасов нефти пласта БВ21-22, 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 проведения работ, согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. В таблице 7 (приложение А) приведен календарный план реализации ЗБС на скважине 65910 куста 1348 Самотлорского месторождения с проведением на ней МГРП с количеством стадий 7 штук (7 трещин).

Процесс строительства горизонтального бокового ствола (ЗБС) с МГРП на кустовой площадке непрерывен, и все операции выполняются последовательно друг за другом, так как каждый простой оплачивается бригадам ЗБС и КРС.

Поэтому ответственные представители от недропользователя АО «Самотлорнефтегаз» в лице супервайзеров и координаторов бригад КРС и ЗБС (кураторы ремонтов КРС) следят за деятельностью бригад ЗБС и бригад КРС в течение 24-х часов в сутки, принимают трех-часовые сводки с кустовой площадки и согласовывают каждую операцию.

Поэтому время проведения данных работ по строительству бокового ствола ЗБС на скважине номер 65910 куста 1348 Самотлорского месторождения на продуктивный пласт БВ21-22 с применением технологии «Револьвер» - «Stage Completions» при МГРП будет складываться из суммы временных затрат всех операций (время ЗБС + время КРС) [17].

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 8 (приложение В).

4.3 Бюджет на строительство и эксплуатацию ЗБС с МГРП на скважину 65910 Самотлорского месторождения

Чтобы рассчитать бюджет данного проекта - строительство и дальнейшую эксплуатацию бокового ствола ЗБС с применением новой технологии МГРП «Револьвер» - «Stage Completions», будут учтены все затраты на:

- технологическое оборудование;
- оплату труда (в том числе отчисления во внебюджетные фонды);
- затраты на материалы для проведения ЗБС и ГРП;
- затраты на дальнейшую эксплуатацию скважины 65910 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 9 (приложение С).

Для ЗБС на скважине 65910 с МГРП потребуются материалы:

- 1) Для строительства второго ствола ЗБС с горизонтальным хвостовиком (колонна обсадных труб, тампонажный материал для цементирования скважины; буровой раствор на котором производится бурение скважины, жидкость глушения, промывочная жидкость).
- 2) Для проведения работ по капитальному ремонту скважин и заканчиванию посредством МГРП.
- 3) Для проведения семи стадий МГРП по технологии «Револьвер» (пропант, вода и химические реагенты для приготовления расклинивающей жидкости и смеси ГРП; равнопроходные муфты «Stage Completions» и растворимые шары SC Bowhead II.

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 спецтехника техника, представленная в таблице 10. А также потребуется, буровой насос, кислотный агрегат, технологические линии, жилые вагон-дома, приемные мостки и прочее.

Рассчитаем затраты на амортизацию данного оборудования (таблица 10 приложение D) с учетом требуемого количества для операций ЗБС, КРС и реализации семи стадий МГРП.

Расчет амортизационных отчислений для оборудования проведем на основании постановления 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

Оплата труда будет рассчитываться для сотрудников 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 в АО «Самотлорнефтегаз» коллективному договору, системе оплаты труда и ЛНД по начислению заработной платы;
- надбавки по районным коэффициентам, за то что персонал работает условиях, приравненных к крайнему крайнего Северу (так как Самотлорское месторождение находится в данном холодном регионе ХМАО-Югра)
- командировочные расходы персонала.

Расчет заработной платы и командировочных расходов приведены в таблице 11 (приложение Е).

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 12 приложение F).

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 связанные с техническим обслуживанием и ремонтом специальной нефтегазопромысловой техники и технологического оборудования (таблица 13), а также затраты на горюче-смазочные материалы (ГСМ) и прочие эксплуатационные жидкости (таблица 14).

А также будут учтены прочие затраты на сотовую связь, спутниковую связь, спецодежду и средства индивидуальной защиты персонала бригад ЗБС, КРС и флота МГРП (таблица 15).

4.3.1.6 Формирование бюджета затрат

Для того чтобы рассчитать капитальные затраты на бурение бокового ствола, проведение МГРП по технологии «Револьвер» и последующую эксплуатацию скважины 65910 куста 1348 Самотлорского месторождения после ее вывода на постоянный на режим надо учесть все затраты и найти их суммарное значение. В эти затраты будут входить затраты на материалы, затраты на технологическое оборудование, затраты на формирование фонда оплаты труда исполнителей, затраты связанные с накладными расходами (таблица 16).

Таблица 13 – Прочие расходы, связанные с ТО и ремонтом техники и оборудования

№	Статья расходов	Ед.изм.	Итого
1	Ремонт автотранспорта (услуги СТО)	руб.	423 440,20
2	Техосмотр ТС, услуги ТО	руб.	164 000,00
3	Запчасти для техники	руб.	180 723,56
4	Ремонт прочего оборудования	руб.	42 500,2
Итого затрат:			810 663,96

Таблица 14 – Прочие расходы на ГСМ и эксплуатационные жидкости спецтехники

Материалы	Ед.изм.	Расход на 1 кв.-опер ЗБС с МГРП	Цена, руб/ед.	Затраты, руб.
ГСМ (прямые расходы)	л	4867,36	42	235 899,00
Прочие материалы (масла и смазки)	л	85,95	285	20 522,72
Итого затрат:				256 421,70

Таблица 15 – Прочие расходы на персонал, связь, СИЗ

№	Статья расходов	Ед.изм.	Сумма, руб.
1	Прочие расходы на персонал (медосмотры, обучение и переподготовка кадров, страхование персонала)	руб	80 583,29
2	Связь сотовая, спутниковая связь, программные продукты, Глонасс	руб	3 361,941
3	Промышленная безопасность, водопотребление, дефектоскопия, диагностика, поверка оборудования, химчистка	руб	8 690,06
4	Спецодежда и средства индивидуальной защиты	руб	19 173,09
Итого затрат:			111 808,40

Таблица 16 – 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	УЭЦН	шт.	1	275 000
2	Насосно-компрессорные трубы	шт.	204	60 000
3	Кабель КБК (сечение 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	992 000
Добыча и перекачка жидкости, руб./м ³ .	30,48
Подготовка нефти, руб./т.	10,02
Подготовка ПНГ, руб./тыс. м ³	25,2
Закачка в пласт жидкости, руб./м ³	14,07

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	24 756 065,65	Пункт 4.3.1.1
Затраты на технологическое оборудование и спецтехнику (амортизационные отчисления)	3 127 808,17	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	810 663,96	Пункт 4.3.1.5
Накладные расходы на ГСМ и эксплуатационные жидкости спецтехники	256 421,70	Пункт 4.3.1.5
Прочие накладные расходы	111 808,00	Пункт 4.3.1.5
Итоговая величина затрат	33 565 674,54	Сумма пунктов 4.3.1.1-4.3.1.5
Затраты оборудование	350 000,00	Пункт 4.3.2.1
Эксплуатация скважины (эксплуатационные затраты)		
Содержание 1 скважины, руб./год	992 000,00	Пункт 4.3.2.2
Добыча и перекачка жидкости, руб./м ³ .	30,48	Пункт 4.3.2.2
Подготовка нефти, руб./т.	10,02	Пункт 4.3.2.2
Подготовка ПНГ, руб./тыс. м ³	25,20	Пункт 4.3.2.2
Закачка в пласт жидкости, руб./м ³	14,07	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 [20].

Таблица 20 – Исходные данные для расчета экономических показателей

№ п/п	Показатели	Значения
1	Добыча жидкости, тыс. м ³	110,65
	в т. ч. нефти, тыс. тонн	47,89
2	Цена на экспортную нефть, руб./т. без НДС	17361
3	Капитальные затраты:	
	Стоимость ЗБС, тыс. руб.	22 520
	Стоимость 7 стадий МГРП, тыс. руб.	7 264
	Стоимость КРС, тыс. руб.	3 781
	Стоимость комплекта ЭЦН, тыс. руб.	350
4	Эксплуатационные затраты на дополнительную добычу нефти:	
	Содержание 1 скважины, тыс. руб./год	992
	Добыча и перекачка жидкости, руб./м ³ .	30,48
	Подготовка нефти, руб./т.	10,02
	Подготовка ПНГ, руб./тыс. м ³	25,20
	Закачка в пласт жидкости, руб./м ³	14,07
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 ЗБС определяется на основе сметной стоимости 1 м проходки (согласно действующему договору АО «Самотлорнефтегаз»). 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, тыс. руб.;

$K_{\text{МГРП}}$ – затраты 7 стадий МГРП (флот ГРП), тыс. руб.;

$K_{\text{КРС}}$ – затраты на подготовительные работы КРС к ЗБС, установки цементных пробок и мостов перед зарезкой окна, зарезки окна. То есть те работы, которые выполняются силами бригады по капитальному ремонту скважин, тыс. руб.;

$K_{\text{ЭЦН}}$ – затраты на комплект ЭЦН-120, тыс. руб.

$$K_{\text{ГТМ}} = 22520 + 7264 + 3781 + 350 = 33\,915 \text{ тыс. руб.}$$

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;

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

$$T_{\text{доб } 2022} = 30,48 \cdot 26,05 = 794,007 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 21.

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.

$$T_{\text{тп} 2022} = 10,02 \cdot 26,05 = 521,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 21.

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;

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

$$T_{\text{пг} 2022} = 25,20 \cdot 1183,38 = 29,82 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 21.

Расходы по закачке жидкости в пласт – это затраты на нагнетание в пласт воды; стоимость подготовки воды для ППД, электроэнергии, химических реагентов и так далее.

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

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

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

$$T_{\text{ппд} 2022} = 14,05 \cdot 10,878 = 152,83 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 21.

Всего эксплуатационные затраты по скважине номер 65910 куста 1348 в 2022 году составят:

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

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

$$T_t = 794,01 + 521,5 + 29,82 + 152,84 + 992 = 2490,19 \text{ тыс. руб}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 21.

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

$$B_{tн} = C_n Q_n, \text{ [тыс. руб]} \quad (42)$$

где C_n – цена реализации нефти, руб./т.;

Q_n – добыча нефти, т.

Так, в 2022 году выручка от реализации составила:

$$B_{tн} = 17361 * 26,0501 = 263\,392,40 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 21 – Результаты расчета эксплуатационных затрат на скважину 65910 ЗБС с МГРП по пласту БВ₂₁₋₂₂

Годы	$T_{\text{доб.}}$, тыс. руб.	$T_{\text{тп}}$, тыс. руб.	$T_{\text{пг}}$, тыс. руб.	$T_{\text{ппд}}$, тыс. руб.	T_t , тыс. руб.
2022	794,01	521,5	29,82	152,84	2490,19
2023	750,05	492,7	24,14	173,14	2431,99
2024	691,55	454,2	18,55	186,16	2342,48
2025	616,92	405,2	13,24	189,73	2217,11
2026	520,19	341,7	29,82	179,92	2042,16

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:

$$B_{t \Gamma} = \text{Ц}_{\Gamma} Q_{\Gamma}, [\text{тыс. руб}] \quad (43)$$

где p – цена реализации попутного газа, руб/тыс. м³;

Q_H – добыча газа, м³.

Так, в 2022 году выручка от реализации составила:

$$B_{t \Gamma} = 1064 \cdot 1183,38 = 1\,259,12 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$B_t = B_{t \text{H}} + B_{t \Gamma} \quad (44)$$

$$B_t = 263\,392,40 + 1259,12 = 264\,652,52 \text{ тыс. руб.}$$

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

Амортизационный срок эксплуатации оборудования 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 2022 году, что составит:

$$A_{2022} = 33915 \cdot 0,083 \cdot 1 = 2814,95 \text{ тыс. руб.}$$

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):

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

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 $K_{в}$, 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 01.01.2022 накопленная добыча нефти составляет 71,3 % от НИЗ, а это значит, что $C_{в}$ меньше 0,8, тогда $K_{в}$ будет равно 1.

$$K_{ндпи} = 919K_{ц}K_{в} \quad (44)$$

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

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

$$H_{ндпи 2022} = 15,1715 \cdot 7554,07 = 114\,606,57 \text{ тыс. руб}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 22.

Рассчитаем налог на прибыль.

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

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

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

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

$$П_t = 264\,652,52 - (2490,19 + 114\,606,57) = 147\,554,77 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 22.

Подсчитаем налог на прибыль:

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

где a_6 – ставка налога на прибыль, 20%;

$П_t$ – балансовая прибыль.

Тогда сумма налога на прибыль в 2022г. будет равна:

$$H_{\text{пр}} = \frac{147\,554,77 * 20}{100} = 29\,510,95 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 22.

Экономический эффект от проведения ЗБС с МГРП по скважине 65910 куста 2348, остающийся в распоряжении предприятия, руб.:

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

где $П_t$ – балансовая прибыль;

$H_{\text{пр}}$ – налог на прибыль.

Экономический эффект (прибыль чистая $П_ч$), остающаяся в распоряжении АО «Самотлорнефтегаз» в 2022 году:

$$П_{ч\,2022} = 147\,554,77 - 29\,510,96 = 118\,043,81 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 22.

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

В 2022 году доход государства составит:

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

$$D_{2022} = 114\,606,573 + 29\,510,95 = 144\,117,52 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 22.

Таблица 22 – Расчет экономической эффективности от МГРП на скважине ЗБС.

Чистая прибыль и доход государства в период с 2021 по 2025 годы

Годы	$H_{\text{ндпи}}$, тыс. руб.	Выручка от реализ., V_t	Кап. влож. K_t , тыс.р.	Балансовая прибыль, Π_t , тыс.р.	$H_{\text{пр}}$, тыс. руб.	Чистая прибыль $\Pi_{\text{ч}}$, тыс. руб.	Доход РФ, тыс. руб.
2022	114606,573	264651,50	33915,00	147554,77	29510,95	118043,81	144117,52
2023	92796,4621	214287,20	-	119058,78	23811,76	95247,02	116608,21
2024	71298,3343	164643,40	-	91002,55	18200,51	72802,04	89498,84
2025	50883,4601	117 501,00	-	64400,42	12880,08	51520,34	63763,54
2026	32178,8274	74307,91	-	40086,93	8017,386	32069,54	40196,21

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:

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

где NPV – дисконтированный поток денежной наличности;

$\Pi_{\text{ч}}$ – чистая прибыль от реализации в t-м году;

K_t – капитальные вложения на разработку Самотлорского месторождения месторождения заложенные i-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.

$$NPV = \frac{(118\,043,81 + 2814,95) - 33914,5}{(1 + 0,2)^{2023-2022}} = 72\,453,14 \text{ тыс. руб.}$$

Для последующих годов с 2023 по 2026 годы проведем аналогичные расчеты и занесем в таблицу 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 по скважине 65910 от зарезки бокового ствола с проведением 7 стадий МГРП по новой технологии с 2022 по 2025 гг

Годы	Дисконтированный поток денежной наличности накопленным итогом, тыс. руб.
	$NPV = \sum ((\Pi_{чi} + A_i) - K_i)/(1+E_n)^{i-p}$
2022	72 453,14
2023	81 718,31
2024	63 014,16
2025	45 279,40
2026	29 070,41

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:

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

$$PI = \frac{\sum_1^{2022-2026} (118\,043,81 + 2814,95)/(1 + 0,2)^{2021-2022}}{\sum_1^{2022-2026} 33914,5/(1 + 0,2)^{2021-2022}} = 11,31$$

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:

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

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

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum_1^{2022-2026} (369682,75 + 2814,945) - 33914,5}{\sum_1^{2022-2026} (1 + 0,2)^{2022-2026}} = 0,9 \text{ лет} \approx 10,8 \text{ мес.}$$

Вывод

В данном разделе была произведена оценка экономической эффективности проведения МГРП при зарезке бокового ствола на скважине номер 65910 куста 1348 Самотлорского месторождения. А затраты была включена стоимость новых муфт равнопроходного сечения в комплекте с растворимыми шарами технологии «Револьвер».

По результатам расчет получили, что данная технология будет прибыльной, так как дисконтированный поток денежной наличности (NPV) положительный, а индекс доходности (PI) – больше единицы (составляет 11,31). Период окупаемости проекта составляет 10,8 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, принятых на 03.2022 года.

Данная технология позволит проводить эффективные рефракции на Самотлорского месторождения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б7Г2		ФИО Шокуров Кирилл Петрович	
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 применения и пути оптимизации технологии повторных многостадийных гидравлических разрывов пласта на месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

Объект исследования - технология рефраков МГРП
Область применения – нефтяные добывающие горизонтальные скважины ЗБС и ВНС
 Климатическая зона: работы выполняются в полевых условиях на кустовых площадках Самотлорского месторождения, которое расположено в холодных климатических условиях
 Количество и наименование оборудования рабочей зоны: мобильная буровая передвижная установка типа МБУ, флот-ГРП (состоящий из спецтехники, работающей при высоком давлении), подземный агрегат бригады по капитальному ремонту скважин
 Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:
При проведении работ МГРП на скважинах ЗБС и ВНС основными процессами являются операции:
 1. По заканчиванию скважин ЗБС и ВНС, которые в рабочей зоне сопровождаются сборкой и спуском внутрискважинного оборудования с равнопроходными муфтами МГРП (с целью установки его в горизонтальное окончание ствола скважины) при привлечении подъемника бригады КРС типа А-50.
 2. По креплению оборудования хвостовика, которые связаны в рабочей зоне с закачкой тампонажных составов через устье скважины
 3. По созданию трещин в продуктивной пласте, за счет того что в рабочей зоне производится закачка (нагнетание) под высоким давлением жидкостей и смесей ГРП силами спецтехники флота-МГРП (работают насосные агрегаты высокого давления).
Сопутствующие операции по капитальному ремонту скважин, которые связаны со спуском и подъемом внутрискважинного оборудования, и работой агрегатов под высоким давлением

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

1. Трудовой кодекс РФ.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 г. №534);
3. Федеральный закон «О недрах» №2395-1 от 21.02.1992 г. (с изменениями на 11.06.2021 г.);
4. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. №116-ФЗ (с изменениями на 11.06.2021 г.);
5. Правила ремонтных работ в скважинах (РД 153-39-023-97);
6. Положение о порядке организации одновременного ведения работ по бурению, освоению, вскрытию дополнительных продуктивных отложений, эксплуатации и ремонту скважин на кустовой площадке (РД 08-435-02);
7. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98 (Приказ Госгортехнадзора России №80 от 31.12.1998 г.);
9. Постановление Минтруда России, Минобразования России от 13.01.2003 № 1/29 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций»
9. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
13. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие

	<p>требования безопасности.</p> <p>14. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</p> <p>15. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.</p> <p>16. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003*.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) Превышение уровней шума и вибрации; 3) Повышенная запыленность/загазованность рабочей зоны; 4) Недостаточная освещенность; 5) Химические реагенты 6) Укусы насекомых/животных 7) Статические физические перегрузки 8) Монотонность труда <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 6) Высокое давление; 7) Движущиеся машины, механизмы; 8) Факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов; 9) Факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <p>Средства коллективной защиты: ограждения, вывески.</p> <p>Средства индивидуальной защиты: комплект спецодежды от общих производственных загрязнений в огнестойком исполнении, спецобувь с металлическим подноском, каска, защитные очки, перчатки, защитные крема на открытые части тела, средства защиты от насекомых</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: класс опасности производства III</p> <p>Воздействие на литосферу: утечки нефти и технологических жидкостей (розливы), бытовые и твердые отходы производства</p> <p>Воздействие на гидросферу: утечки нефти и технологических жидкостей (розливы), попадание пластовых флюидов в верхние нецелевые интервалы горных пород, в которых содержатся грунтовые воды в виду негерметичности обсадных колонн</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке, выхлопные газы при работе двигателей внутреннего сгорания спецтехники.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: <u>возникновение ГНВП (газонефтеводопроявлений) возникновение открытого фонтана; возникновение ГНВП с воспламенением; разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением; разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением</u></p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	
<p>21.03.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Шокуров Кирилл Петрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Все скважины добывающие скважины нефтяного фонда, в том числе и проектируемый второй ствол ЗБС на скважине номер 65910 Самотлорского месторождения являются опасными производственными объектами. Поэтому при выполнении работ на кустовых площадках где размещены скважины должны соблюдаться все требования, правила и нормы безопасного ведения работ и безопасности труда. Соблюдение правил безопасности труда и промышленной безопасности позволяет избежать возникновения несчастных случаев, аварий, возникновения чрезвычайных ситуаций и экологических катастроф.

Темой данной выпускной работы являются повторные операции по многостадийному разрыву пласта, которые проводятся на скважинах при бурении вторых стволов, то должны соблюдаться все требования промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды, которые регламентированы для работ по капитальному ремонту скважин и выполнении буровых работ.

Объект исследования - технология рефраков МГРП

Область применения – нефтяные добывающие горизонтальные скважины ЗБС и ВНС.

Климатическая зона: работы выполняются в полевых условиях на кустовых площадках Самотлорского месторождения, которое расположено в холодных климатических условиях

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: мобильная буровая передвижная установка типа МБУ, флот-ГРП (состоящий из спецтехники, работающей при высоком давлении), подъемный агрегат бригады по капитальному ремонту скважин

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:

При проведении работ МГРП на скважинах ЗБС и ВНС основными процессами являются операции:

1. По заканчиванию скважин ЗБС и ВНС, которые в рабочей зоне сопровождаются сборкой и спуском внутрискважинного оборудования с равнопроходными муфтами МГРП (с целью установки его в горизонтальное окончание ствола скважины) при привлечении подъемника бригады КРС типа А-50.

2. По креплению оборудования хвостовика, которые связаны в рабочей зоне с закачкой тампонажных составов через устье скважины

3. По созданию трещин в продуктивной пласте, за счет того, что в рабочей зоне производится закачка (нагнетание) под высоким давлением жидкостей и смесей ГРП силами спецтехники флота-МГРП (работают насосные агрегаты высокого давления),

Сопутствующие операции по капитальному ремонту скважин, которые связаны со спуском и подъемом внутрискважинного оборудования, и работой агрегатов под высоким давлением.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Описание обеспечения требований по охране труда и организации условий/режимов труда работников, которые будут участвовать в проведении рефрактов МГРП вахтовым методом регламентируются Трудовым кодексом РФ (Глава 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 достижению 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.

Весь персонал, задействованный в операциях с МГРП и ЗБС должен пройти обучение и проверку знаний по охране труда в соответствии с Постановлением Минтруда России, Минобразования России от 13.01.2003 № 1/29 «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» и быть аттестованным в области промышленной безопасности в соответствии с разделом 9 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [20]

5.2 Производственная безопасность

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 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при проведении ЗБС с МГР на добывающей скважине (кустовой площадке)

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей климата	требования к отклонению показателей климата устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21
Повышенный уровень шума	требования к шуму устанавливается ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ.
Превышение уровня вибрации	требования к вибрации устанавливается ГОСТ 12.1.012-2004.
Недостаточная освещенность	требования к освещению устанавливается СП 52.13330.2016
Укусы насекомых/животных	требования к укусам устанавливается ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ.
Физические нервно-психические перегрузки	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Вредные вещества(углеводороды)	требования к вредным веществам устанавливается ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.
Электробезопасность	требования к электробезопасности устанавливается ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ.
Короткое замыкание и статическое электричество	требования к статическому электричеству устанавливаются ГОСТ 12.1.018-93
Аппараты под давлением	требования к аппаратам, находящимся под давлением устанавливается НП-044-18.
Механические опасности	требования к механическим опасностям устанавливается ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ
Повышенная запыленность/загазованность рабочей зоны	ГОСТ 12.1.005-88 ОБЩИЕ САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ВОЗДУХУ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Работы МГРП 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 скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных

участков тела. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

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].

На месторождении применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

коллективной защиты:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Превышение уровней шума и вибрации. Так как процесс рефрактов МГРП на скважинах 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]: противошумные 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 при рефрах МГРП

На кустовых площадках скважин допускается последовательное освоение, ремонт, интенсификация притоков, дополнительное вскрытие продуктивных отложений, в том числе путем проводки горизонтальных ответвлений, ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, расположенных на расстоянии, обеспечивающем безопасный монтаж и

эксплуатацию установок (агрегатов) для освоения и ремонта скважин в соответствии с инструкциями завода – изготовителя, но не менее 10 м от устья бурящейся скважины.

Все одновременные работы на кустовой площадке (обустройство, бурение, освоение, ремонт, ГРП, эксплуатация скважин, обслуживание технологического оборудования, сооружений, трубопроводов и т.д.) должны выполняться по специально разработанному документу - совмещенному плану-графику (Приложение 1), который устанавливает оперативные и территориальные разграничения полномочий и ответственности между организациями, задействованными в производственном процессе.

Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и СИЗ, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса заказчика и (или) специализированных служб. Дислокация складов аварийного запаса должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на кустовую площадку.

Производство работ на кустовой площадке в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право выдавать и утверждать наряды-допуски, утверждаются техническим руководителем организации.

При открытом фонтанировании скважины все работы на кустовой площадке, включая добычу нефти и газа, должны быть прекращены до ликвидации аварии.

При производстве работ на кустовой площадке буровые и вышкомонтажные организации, организации по обустройству кустов скважин, а также организации по ремонту, освоению, ГРП должны быть обеспечены устойчивой двухсторонней радио или телефонной связью с центральным диспетчерским пунктом (ЦИТС, БПО и т.д.) и первичными средствами пожаротушения в соответствии с нормами оснащения.

Химические реагенты. Применение химических реагентов при проведении МГРП должно отвечать требованиям:

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.

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. 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.

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.

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 клапана отсекаателя 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.

При проведении опрессовок трубопроводов, манифольдов высокого давления, продувок скважин, работы по бурению, освоению и ремонту скважин должны быть прекращены (приостановлены), если они создают опасную ситуацию для проведения перечисленных видов работ и технологических операций. Сроки выполнения работ, которые могут привести к приостановке технологического процесса бурения скважины, должны быть согласованы с заказчиком и буровой подрядной организацией.

Механические опасности, связанные со спускоподъемными операциями на скважине при проведении МГРП.

Грузоподъемные операции, с применением буровых подъемников и подъемников КРС, лебедок, механических подъемных устройств, грузозахватных приспособлений, должны проводиться при соблюдении следующих условий:

1. Грузоподъемные механизмы и оборудование прошли техническое освидетельствование и допущены к эксплуатации.

2. Вес груза не превышает допустимой рабочей нагрузки грузоподъемного и грузозахватного оборудования.

3. Все приборы безопасности (ограничители, указатели, регистраторы) включены и исправны.

4. Перед выполнением каждой грузоподъемной операции проведен визуальный осмотр исправности грузоподъемных и грузозахватных механизмов и оборудования, правильности безопасной установки грузоподъемного механизма.

При передвижении вышечно-лебедочного блока, других блоков и оборудования на новую позицию, при испытании вышки, а также при ведении сложных аварийных работ, связанных с повышенными нагрузками на вышку, должны быть прекращены работы на соседних объектах, расположенных в опасной зоне. Из опасной зоны (в радиусе, равном высоте вышки плюс 10 м) должны быть удалены посторонние лица, кроме работников, непосредственно занятых в выполнении работ.

Демонтаж (монтаж) буровой установки, транспортирование ее блоков и узлов с кустовой площадки производится при остановке скважин, находящихся в опасной зоне. Люди из опасной зоны должны быть удалены, кроме работников, непосредственно занятых в этих работах. При этом устанавливаются следующие размеры и границы опасных зон:

- при подъеме-опускании вышки – граница опасной зоны определяется радиусом равным, высоте вышки плюс 10 м, при этом центром окружности является точка, относительно которой осуществляется подъём или опускания буровой вышки;

- снятие с точки и транспортирование вышечно-лебедочного блока – граница опасной зоны определяется радиусом равным, высоте вышки плюс 10 м от центра буровой вышки.

Факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов

Опасным фактором при бурении скважин могут явиться перепады напряжения, высокое напряжение и вероятность замыкания человеком электрической цепи. Воздействие на человека – поражение электрическим током, пребывание в шоковом состоянии, психические и эмоциональные расстройства. Проходя через тело человека, электрический ток оказывает на него сложное воздействие, являющееся совокупностью термического, электролитного, биологического воздействия. Факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов.

Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, нефтепроводы, элементы нагнетательной линии, буровая вышка, подъемник КРС расположенные вне помещений, должны быть подсоединены к заземляющему контуру.

Отдельно установленные технические устройства, аппараты и резервуары должны иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общему заземляющему контуру. Запрещается последовательное соединение заземляющим проводником нескольких аппаратов или резервуаров.

5.3 Экологическая безопасность при проведении МГРП

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.

5.3.1 Защита селитебной зоны

Воздействие на селитебную зону: класс опасности производства III. В административном отношении Самотлорское месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области, в 30 км севернее селитебной застройки города Нижневартовска.

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

Выбор размещения стационарных источников выбросов вредных веществ (котельной, ДВС, факельного блока и другого оборудования) с целью обеспечения санитарных норм в селитебной зоне осуществляется на стадии рабочего проектирования с учетом господствующего направления ветра в районе бурения.

Минимизация негативного воздействия на селитебную зону достигается:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- сокращение потерь газа;
- повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации отходов газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.
- граница зоны на графических материалах за пределами промышленной площадки обозначается специальными информационными знаками.

5.3.2 Защита литосферы

Сооружение скважин ВНС и вторых стволов сопровождается следующими негативными факторами, которые воздействуют на литосферу:

- утечки нефти и технологических жидкостей (розливы);
- бытовые и твердые отходы производства.

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 нагнетательными линиями должны устанавливаться специальные поддоны;
- контроль за герметичностью оборудования.

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

При авариях с разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кустовой площадке, включая добычу нефти и газа, должны быть прекращены. Работники, не задействованные в работах по ликвидации аварии, должны быть эвакуированы в безопасное место. Технологическое оборудование, механизмы, транспортные средства, не используемые для ликвидации аварии, должны быть удалены из опасной зоны.

5.3.3 Защита гидросферы

Сооружение скважин ВНС и вторых стволов сопровождается следующими негативными факторами:

- утечки нефти и технологических жидкостей (розливы);
- попадание пластовых флюидов в верхние нецелевые интервалы горных пород, в которых содержатся грунтовые воды в виду негерметичности обсадных колонн

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 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

5.3.4 Защита атмосферы

Сооружение скважин ВНС и вторых стволов сопровождается следующими негативными факторами, которые воздействуют на атмосферу:

- выброс газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке;
- выхлопные газы при работе двигателей внутреннего сгорания спецтехники.

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 CO₂, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС: возникновение ГНВП (газонефтеводопроявлений) возникновение открытого фонтана; возникновение ГНВП с воспламенением; разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под

высоким давлением; разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии

Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением

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.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009.

К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения.

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация - газонефтеводопроявления, в результате чего происходит выброс нефтепродуктов, промывочных жидкостей, буровых растворов.

Основные мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка автоматической газоконтрольной станции (АГКС);
- установка в КНБК клапана – отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана;

- учебные тревоги раз в месяц;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);
- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН;
- выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;
- снижение скорости спускоподъемных операций.
- обязательные инструктажи по пожарной безопасности на местах.

Ликвидация ГНВП проводится ступенчатой задавкой. На практике в зависимости от конкретных условий используются два варианта этого метода:

- непрерывная задавка скважины;
- двухстадийная задавка.

Выводы по разделу:

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 проведении рефрактов МГРП.

- Предельно допустимые уровни шума и вибрации соответствуют нормативные значения (уровень шума не превышает 75 дБА, вибрация не превышает 0,2 мм/сек)
 - По электробезопасности объект относится к особо опасным помещениям.
 - В электроустановках напряжением выше 1000 В, работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные работники в смене - группу не ниже III.

- По тяжести труда объект относится к четвертой категории тяжести.
- По взрывопожарной и пожарной опасности объект относится к категории повышенной взрывопожароопасности.
 - По пожарной опасности объект относится к категории, повышенной взрывопожароопасности(АН)
 - По негативному воздействию на окружающую среду объект относится к объектам I категории (Осуществление на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду, хозяйственной и (или) иной деятельности по добыче сырой нефти и природного газа).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был проведен анализ применяемых на сегодняшний день технологий МГРП на месторождениях Западной Сибири. Отмечены недостатки проведения с точки зрения технологии проведения повторных МГРП на скважинах, где ранее уже проводился МГРП. Выявлена причина снижения эффективности процесса проведения МГРП, которая связана с техническими ограничениями стандартных технологий МГРП, в которых применяются раздвижные муфты.

Поэтому в данной работе был предложен способ оптимизации и повышения эффективности МГРП, который позволит повысить технологическую эффективность проведения повторных МГРП. То есть предложена новая технология "Stage Completions" с применением муфт «SC Bowhead II» МГРП - равнопроходного сечения, что позволит отказаться от разбуривания седел муфт и фрезерования хвостовика колонны горизонтальной скважины.

В третьей главе была рассчитана технологическая эффективность от вывода из бездействия скважины номер 65910 (куст 1348) Самотлорского месторождения с проведением семистадийного ГРП по технологии «Револьвер» пласта составляет 45,48 т/сут. при дебите жидкости 78,10 м³/сут., что в абсолютном показателе даст за 5 лет 74,69 тысяч тонн нефти. Эта цифра является основой для экономических расчетов и определения срока окупаемости выполненной операции.

Экономическая оценка данного проекта доказала эффективность применения рекомендуемой технологии МГРП, так как она является прибыльной для пласта БВ21-22 Самотлорского месторождения, а индекс доходности (PI) – больше 1 (составляет 11,33), что говорит об экономической эффективности проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта / П.М. Усачев – М.: Недра, 1986г. - 168 с.
2. Horizontal well technology. S. D. Joshi, Ph. D. Joshi Technologies International, Inc. — Tulsa, OK, U.S.A. 1990 г.
3. Желтов Ю.П. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 98с.
4. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., «Недра», 1975г. – 216 с.
5. Дженнингс А. Применение гидравлического разрыва пласта/ Перевод с английского: Денис Малахов, Центр переподготовки специалистов нефтегазового дела - 2003. - 10-14 с.
6. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн ГРП / Перевод с английского. – М.: ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, 2004г. – 316 с.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. Технологический проект разработки Самотлорского месторождения: Отчет в 13 книгах. ООО "ТННЦ". г.Тюмень, 2017 г.- 880 с. (протокол ГКЗ от 20.12.2017г. №5268).

11. Invest Vitrina "Макроэкономический обзор: Гидроразрыв пласта - драйвер развития рынка нефтесервисных услуг России" URL: <https://investvitrina.ru/articles/makroekonomicheskii-obzor-gidrorazryv-plasta-draiver-razvitiya-rynka-nefteservisnyh-uslug-rossii/>(дата публикации статьи 4.09.2019 г.) - 7 с.
12. *Neftegas.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.
13. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин – М.: 2000г. - 286 с.
14. Дополнение к уточнённому проекту разработки Самотлорского месторождения. ООО «ТННЦ». Тюмень, 2012г. - 623 с.
15. Годовой отчет производственной деятельности АО «Самотлорнефтегаз» за 2015-2021 годы - 86 с.
16. *Нефтегазовая лента. Портал.* «Рекордные 600 операций ГРП в месяц проведено на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» URL: <https://nangs.org/news/upstream/recordnye-600-operatsiy-grp-v-mesyats-provedeno-na-mestorozhdeniyah-ooo-rn-yuganskneftegaz> 30.09.2012 г. (дата обращения: 08.12.2020 г.). - 4 с.
17. Обзорная презентация по МГРП с равнопроходными муфтами ООО "РН-ЦЭПиТР", 2021 г. - 18 с.
18. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов. – М.: Альянс, 2010. – 588 с.
19. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – Недра, 1964 г.
20. Годовой финансовый отчет АО "Самотлорнефтегаз", 2021 г. - 242 с.
21. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
26. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
29. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003*.
30. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. РД 153-39-026-97 «Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли.
32. Р 50-601-40-93 «Рекомендации. Входной контроль. Основные положения».

Приложение А

Таблица 7 – Календарный план-график выполнения ЗБС с МГРП на скважине 65910 куста 1348 Самотлорского месторождения

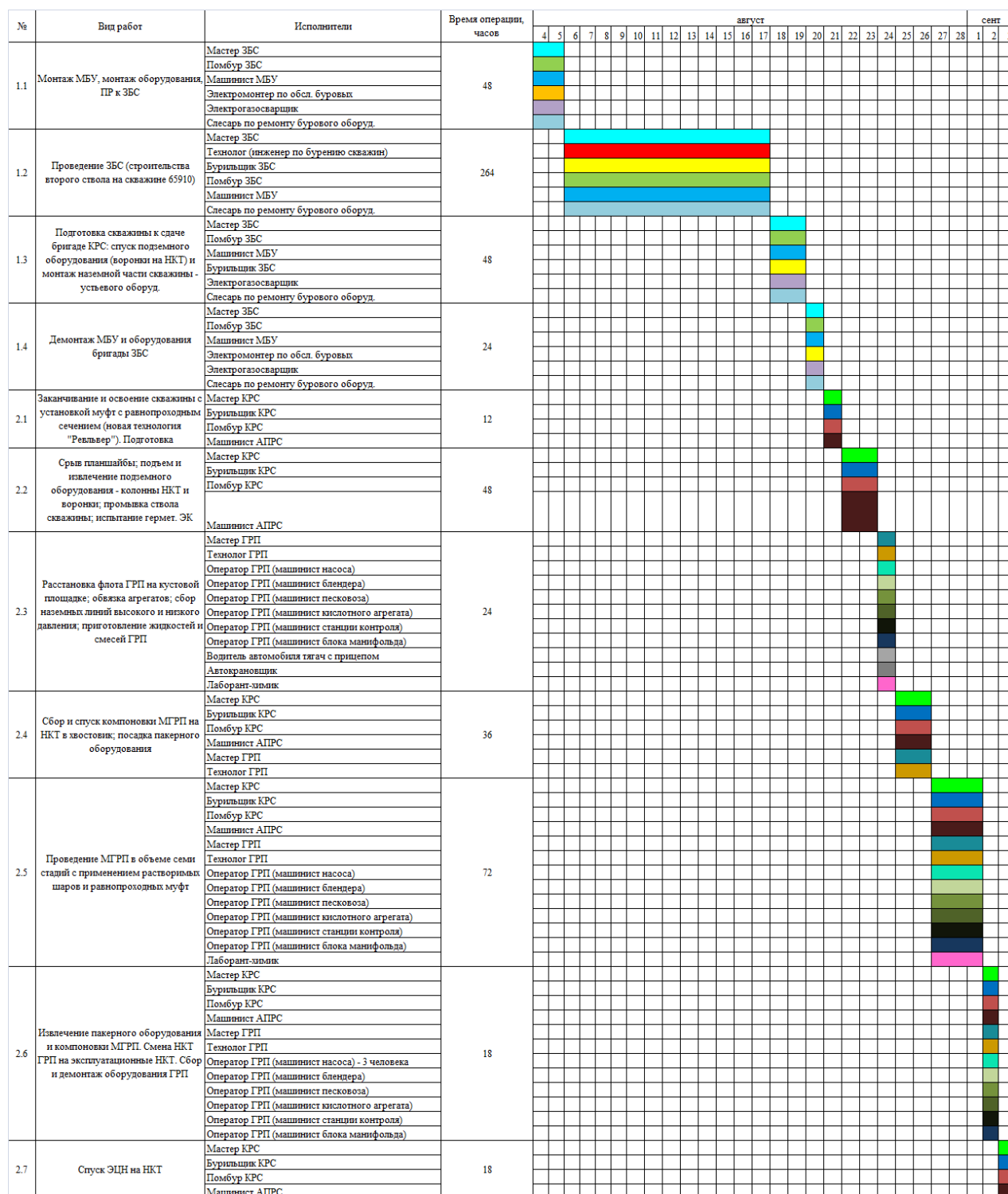
п/п	Операция	Общее время, часы	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ответственных исполнителей)
1	2	3	4	5	6
1	ЗБС (процесс бурения второго ствола через вырезанного окно на бездействующей скважине 65910 куст 1348)	384	04.08.2022	20.08.2022	Мастер ЗБС, технолог (инженер по бурению), бурильщик ЗБС, помбур ЗБС, машинист МБУ, электромонтер буровых, электрогазосварщик, слесарь по ремонту бур. об.
1.1	Монтаж МБУ, монтаж оборудования, ПР к ЗБС	48	04.08.2022	06.08.2022	Мастер ЗБС, технолог (инженер по бурению), бурильщик ЗБС, помбур ЗБС, машинист МБУ, электромонтер буровых, электрогазосварщик, слесарь по ремонту бур. об.
1.2	Проведение ЗБС (строительства второго ствола на скважине 65910)	264	06.08.2022	17.08.2022	Мастер ЗБС, технолог (инженер по бурению), бурильщик ЗБС, помбур ЗБС, машинист 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 оборуд.	48	17.08.2022	19.08.2022	Мастер ЗБС, бурильщик ЗБС, помбур ЗБС, машинист подъемника МБУ, слесарь по ремонту бурового оборудования, электрогазосварщик
1.4	Демонтаж МБУ и оборудования бригады ЗБС	24	19.08.2022	20.08.2022	Мастер ЗБС, помощник бурильщика ЗБС, машинист подъемника МБУ, электромонтер по обслуживанию буровых, электрогазосварщик, слесарь по ремонту бурового оборудования
2	Заканчивание и освоение скважины с установкой муфт с равнопроходным сечением (новая технология "Ревльвер")	228	20.08.2022	01.08.2022	Мастер КРС, бурильщик КРС, помбурт КРС, машинист АПРС, мастер ГРП, технолог ГРП, операторы ГРП в составе: (машинисты агрегата высокого давления), (машинист блендера), (машинист песковоза), (машинист кислотного агрегата), (машинист станции контроля), (машинист блока манифольда), водитель тягача с прицепом, автокрановщик, лаборант-химик

Продолжение табл. 7

1	2	3	4	5	6
2.1	Подготовительные работы на кустовой площадке	12	20.08.2022	21.08.2022	Мастер КРС, бурильщик КРС, помбура КРС, машинист АПРС
2.2	Срыв планшайбы; подъем и извлечение подземного оборудования - колонны НКТ и воронки; промывка ствола скважины; испытание гермет. ЭЖ	48	21.08.2022	23.08.2022	Мастер КРС, бурильщик КРС, помбур КРС, машинист АПРС
2.3	Расстановка флота ГРП на кустовой площадке; обвязка агрегатов; сбор наземных линий высокого и низкого давления; приготовление жидкостей и смесей ГРП	24	23.08.2022	24.08.2022	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	24.08.2022	26.08.2022	Мастер КРС, бурильщик КРС, помбур КРС, мастер ГРП, технолог ГРП
2.5	Проведение МГРП в объеме семи стадий с применением растворимых шаров и равнопроходных муфт	72	26.08.2022	01.09.2022	Мастер КРС, бурильщик КРС, помбур КРС, машинист АПРС, мастер ГРП, технолог ГРП, (машинисты агрегата высокого давления), (машинист блендера), (машинист песковоза), (машинист кислотного агрегата), (машинист станции контроля), (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	02.09.2022	02.09.2022	Мастер КРС, бурильщик КРС, помбура КРС, машинист АПРС, мастер ГРП, технолог ГРП, операторы ГРП в составе: (машинисты агрегата высокого давления), (машинист блендера), (машинист песковоза), (машинист кислотного агрегата), (машинист станции контроля), (машинист блока манифольда)
2.7	Спуск ЭЦН на НКТ	18	03.09.2022	03.09.2022	Мастер КРС, помощник бурильщика, бурильщик КРС, машинист подъемного агрегата АПРС
	Всего часов на ЗБС МГРП 7 стадий	612			

Приложение В

Таблица 8 - Диаграмма Ганта, разработанная для ЗБС с МГРП скв.65910



Машинист АПРС	[Color]	Мастер ЗБС	[Color]
Мастер ГРП	[Color]	Помбур ЗБС	[Color]
Технолог ГРП	[Color]	Машинист МБУ	[Color]
Оператор ГРП (машинист насоса) - 3 человека	[Color]	Электромонтер по обл. буровых	[Color]
Оператор ГРП (машинист блендера)	[Color]	Электрогазоварщик	[Color]
Оператор ГРП (машинист песковоза)	[Color]	Слесарь по ремонту бурового оборуд.	[Color]
Оператор ГРП (машинист кислотного агрегата)	[Color]	Технолог (инженер по бурению скважин)	[Color]
Оператор ГРП (машинист станции контроля)	[Color]	Буровщик ЗБС	[Color]
Оператор ГРП (машинист блока манифольда)	[Color]	Мастер КРС	[Color]
Водитель автомобиля тягач с прицепом	[Color]	Буровщик КРС	[Color]
Автокрановщик	[Color]	Помбур КРС	[Color]
Лаборант-химик	[Color]		

Приложение С

Таблица 9 – Затраты на материалы для проводки второго ствола с МГРП

Материалы ЗБС, КРС и МГРП	Ед. изм.	Кол-во	Цена руб/(ед., шт.)	Сумма, руб
1	2	3	4	5
Буровой раствор для проведения ЗБС	кг	1048140	3,25	3406455
Тампонажный раствор для цементирования обсадной колонны бокового ствола	кг	6280	336,12	2110833,6
Жидкость глушения	м3	3050	1520	4636000
Жидкость для промывки скважины	м3	280	14402,7	4032756
Труба обсадная	м	3480	1386,94	4826551,2
Пропант	т	15	18426,5	276397,5
Инкапсулированный брейкер (за кг)	кг	1462	81,3	118860,6
Сухой гель для смеси ГРП (за кг)	кг	324	420,85	136355,4
Жидкий сшиватель (за л)	л	220	160,4	35288
Деэмульгатор для смеси ГРП (за л)	л	156	160,4	25022,4
Стабилизатор глин для смеси ГРП (за л)	л	190	160,4	30476
Биоцид / Бактерицид для смеси ГРП (за кг)	кг	1600	3,25	5200
Вода (м3)	м3	2000	120	240000
НКТ 89 N80 (за метр)	м	224	140	31360
Комплект муфта равнопроходная SC Bowhead II + растворимый шар	шт.	7	420380	2942660
Подвесной патрубков	шт.	1	1668,08	1668,08
Аптечка первой помощи	шт.	2	120,4	240,8
Метизы	кг.	60	16,24	974,4
Быстроразъемное соединение 2"	шт.	4	340,31	1361,24
Быстроразъемное соединение 3"	шт.	4	1324,44	5297,76
Бумага наждачная	кв. м	14	38,2	534,8
Вентиль (кран шаровый)	шт.	24	5001,1	120026,4
Герметик	тюбик	14	72,4	1013,6
Диафрагма (НБТ-300)	шт.	4	990,6	3962,4
ДЗУ-250 (запорное устройство)	шт.	4	6308,7	25234,8
РВД - 250 Ø- 76 L-20 метров	шт.	2	5820,3	11640,6
Гидросъемник седел клапанов	шт.	2	846,7	1693,4
Буровой раствор для проведения ЗБС	кг	1048140	3,25	3406455

Продолжение табл. 9

1	2	3	4	5
Насос НМШ 5-25-2,5/6	шт.	1	4301,4	4301,4
Задвижка шиберная Ду - 100 мм	шт.	6	1050,4	6302,4
Задвижка шиберная Ду - 150 мм	шт.	6	1802,6	10815,6
Задвижка шиберная Ду - 250 мм	шт.	6	2602,6	15615,6
Зажим для каната D-18	шт.	24	14,56	349,44
Канат пеньковый 10 мм	метр	60	12,2	732
Канат стальной диаметр 12,5 мм	метр	90	8,04	723,6
Канат стальной диаметр 15 мм	метр	90	9,8	882
Канат стальной диаметр 18 мм	метр	80	12,2	976
Канат стальной диаметр 6 мм	метр	30	4,08	122,4
Круг стальной 10мм (на заземление)	тонн	1	502,4	502,4
Круг стальной 6,5мм (Катанка)	тонн	1	5200,2	5200,2
Рожковый ключ	шт.	12	9,2	110,4
Накидной ключ	шт.	12	16,4	196,8
Набор ключей 6 - 36 мм	к-т	2	120,8	241,6
Набор ключей 6 - 40 мм	к-т	2	142,6	285,2
Сменные головки 32 мм	к-т	2	82,94	165,88
Набор ударных ключей	к-т	2	140,08	280,16
Нагнетательный шприц (под тубу 400гр)	шт.	4	115,64	462,56
Паронит	кг.	60	136,06	8163,6
Пиломатериал	куб. м.	6	802,56	4815,36
Пленка п/э	м ²	240	5,88	1411,2
Пожарный рукав	шт.	4	188,4	753,6
Ремень клиновой 2800 В	шт.	24	84,24	2021,76
Рукав гофрированный (100,150, 250 мм)	метр	36	15,02	540,72
Рукав гофрированный (50,75 мм)	метр	12	18,2	218,4
Рукав дюритовый	метр	60	10,94	656,4
Рукав кислородный	метр	60	8,8	528
Рукав пар-2	метр	240	14,26	3422,4
Сальниковая набивка	кг.	6	82,75	496,5
Сварка холодная (150 гр)	упаковка	12	72,7	872,4
Набор сверл	шт.	36	40,38	1453,68
Круг шлифовальный (Ø 150, 230)	шт.	36	15,92	573,12
Строп Q-2.5 т., L-4,0 м	шт.	6	305,8	1834,8
Строп Q-6.0т., L-6 м	шт.	4	329,66	1318,64
Строп Q-0,5-1 т., L-1,0 м	шт.	12	338,84	4066,08
Труба для вертлюга	шт.	6	202,64	1215,84

Продолжение табл. 9

1	2	3	4	5
Уплотнение плашки Ø - 89 ПВО	шт.	6	774,2	4645,2
Уплотнение плашки Ø - 102 ПВО	шт.	2	901,84	1803,68
Уплотнение плашки Ø - 60 ПВО	шт.	2	814,28	1628,56
Уплотнение глухих плашек	шт.	6	908,24	5449,44
Уплотнение универсального превентора	шт.	2	9202,4	18404,8
Диафрагма на ПГА V - 2,35м ³	шт.	2	1986,24	3972,48
Хомут 10 - 60 мм	шт.	120	3,5	420
Пружина под вибрирующую раму (ЛВС-3МТ)	шт.	4	872,4	3489,6
Пружина натяжения сеток СВ1ЛМ-02	шт.	72	301,4	21700,8
Электрододержатель 500А	шт.	2	96,7	193,4
Конус с улиткой на илоотделитель	шт.	8	752	6016
Конус с улиткой на пескоотделитель	шт.	4	1491,44	5965,76
Конус ИГТ-1С	шт.	8	612,38	4899,04
Конус ГКЦР-30	шт.	4	972,9	3891,6
Конус ГКЦР-30	шт.	4	1488,46	5953,84
Сальник (ВБ-125)	шт.	72	38,57	2777,04
Втулка сальника (ВБ-125)	шт.	6	748,9	4493,4
Манжета (ВБ-125)	шт.	72	25,08	1805,76
Кольцо промежуточное (ВБ-125)	шт.	12	450,01	5400,12
Подпятник (ВБ-125)	шт.	24	302,5	7260
Хомут (ВБ-125)	шт.	6	198,64	1191,84
Манжета 1-110*90-3	шт.	12	28,62	343,44
Лента ФУМ	кг.	6	219,742	1318,452
Обтираторы Ø89	шт.	24	656,696	15760,704
Обтираторы Ø60	шт.	6	485,392	2912,352
Корпус клина обозначение 65622	шт.	4	926,5435	3706,174
Корпус клина обозначение 65624	шт.	4	926,5435	3706,174
Вкладыш 2 ³ / ₈ " на СПГ75	комп	6	84,686	508,116
Вкладыш 2 ⁷ / ₈ " на СПГ75	комп	6	84,686	508,116
Вкладыш 3 ¹ / ₂ " на СПГ75	комп	12	84,686	1016,232

Продолжение табл. 9

1	2	3	4	5
Вкладыш 4" на СПГ75	комп	2	171,6605	343,321
Вкладыш 4½" на СПГ75	комп	2	171,6605	343,321
Ручное стопорное устройство на ГКШ-1500МТ	шт.	4	998,3265	3993,306
Челюсть 3½" + втулка на ручное стопорное устр.	шт.	2	171,6605	343,321
Манжета (СИН-61)	шт.	36	39,1115	1408,014
Челюсть 2¾" ГКШ-1500МТ	шт.	4	667,4485	2669,794
Челюсть неподвижная 2¾" ГКШ-1500МТ	шт.	18	1027,87	18501,66
Плашка 2¾" ГКШ-1500МТ	шт.	18	42,343	762,174
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	36	14,2715	513,774
Челюсть 3½" ГКШ-1500МТ	шт.	6	668,1155	4008,693
Челюсть неподвижная 3½" ГКШ-1500МТ	шт.	6	1027,8815	6167,289
Плашка 3½"-4" ГКШ-1500МТ	шт.	72	33,695	2426,04
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	72	14,2715	1027,548
Челюсть 4" ГКШ-1500МТ	шт.	12	668,1155	8017,386
Челюсть неподвижная 4" ГКШ-1500МТ	шт.	12	1027,87	12334,44
Плашка 4" ГКШ-1500МТ	шт.	72	51,3935	3700,332
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	72	14,2715	1027,548
Челюсть 4½" ГКШ-1500МТ	шт.	6	668,1155	4008,693
Челюсть неподвижная 4½" ГКШ-1500МТ	шт.	6	1027,8815	6167,289
Плашка 4½" ГКШ-1500МТ	шт.	18	51,3935	925,083
Шплинт 5x30.06 ГКШ-1500МТ	шт.	36	14,2715	513,774
Кислород	куб. м.	480	7,1415	3427,92
Пропан	кг.	600	4,278	2566,8
Распираторы	шт.	4	8,579	34,316
Наушники	шт.	2	5,6925	11,385
Электроды	кг.	180	99,935	17988,3
Плашки (89)	шт.	48	114,2065	5481,912
Плашки (60)	шт.	16	171,2695	2740,312
Плашки (102)	шт.	16	99,912	1598,592
Плашки (114)	шт.	16	85,6405	1370,248
Секач	шт.	6	17,135	102,81
Кувалда	шт.	4	42,7915	171,166
Лом	шт.	18	42,826	770,868
Плунжер Ø 140 мм СИН 61	шт.	36	4311,3615	155209,014
Уплотнения плунжера Ø 140 мм	шт.	72	1370,501	98676,072
Плунжер Ø 125 мм СИН 61	шт.	36	2878,0475	103609,71

1	2	3	4	5
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
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 клапанная нагнетательная СИН 63.00.108.100(СИН-63)	шт.	6	561,91	3371,48
Крышка клапанная всасывающая СИН 63.00.108.005(СИН-63)	шт.	6	249,74	1498,43
Кольцо под крышку клапанную СИН 63.00.108.004(СИН-63)	шт.	72	11,93	859,26
Манжета под крышку клапанную 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

Продолжение табл. 9

1	2	3	4	5
Клапан СИН 61.00.108.600	шт.	72	760,5755	54761,436
Прокладка на клапан СИН 61.00.108.602	шт.	18	646,1965	11631,537
Седло клапан СИН 63.00.108.008	шт.	18	491,7975	8852,355
Кольцо на седло клапана СИН-63	шт.	18	13,7195	246,951
Опора СИН 63.00.108.300 (СИН-63)	шт.	72	760,5755	54761,436
Манжета СИН61 КУ 2096.003 (СИН-61)	шт.	36	39,1115	1408,014
Кольцо стопорное СИН 63.00.108.014	шт.	18	25,737	463,266
Уплотнения корпуса СИН 63.00.104.000	шт.	12	1115,1205	13381,446
Мембрана Д-20	шт.	6	1312,4145	7874,487
Масло М-14 В2 ГОСТ 12337-84 (СИН-63)	л.	720	43,4585	31290,12
ФТО системы смазка КШМ (СИН 61)	шт.	4	856,934	3427,736
ФТО системы смазка КШМ (СИН 63)	шт.	4	856,934	2980,62
Манометр на 400 атм	шт.	36	714,8285	25733,826
Манометр на 250 атм	шт.	36	657,639	23675,004
Манометр на 16 атм	шт.	24	457,4815	10979,556
Манометр на 8 атм	шт.	24	357,4085	8577,804
Масло ВМГЗ	л.	600	7,7165	4629,9
Масло трансмиссионное ТСП-15	л.	1 200	6,003	7203,6
Масло промышленное И-50	л.	1 200	6,1525	7383
Насос К20/30	шт.	1	201,756	201,756
КШЗ-86х35	шт.	2	3702,2065	7404,413
КШЗ-133х35	шт.	2	4983,7435	8667,37
ИТОГО затраты на материалы:				24756065,65

Приложение D

Таблица 10 – Расчет амортизационных отчислений технологического оборудования и спецтехники на базе автомобилей

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	443380512,4	10,00	44338051	4916,808	348	1711049
2	Подъемный агрегат АПРС	ед.	1	378271076,5	10,00	37827108	4194,7908	204	855737,3
3	Агрегат для установки якорей	ед.	1	13311604,91	2,70	359413,33	39,8616	80	3188,928
4	Насос высокого давления на шасси	ед.	4	139930538,2	10,00	13993054	1551,7362	114	176897,9
5	Блендер	ед.	1	30519480,31	10,00	3051948	338,4462	114	38582,87
6	Агрегат для подачи хим.реагентов	ед.	1	16461604,91	2,70	444463,33	49,2864	114	5618,65
7	Линия высокого давления	ед.	1	30221902,81	2,70	815991,38	90,4842	114	10315,2
8	Агрегат для нагрева воды	ед.	1	2943046,407	2,70	79462,253	8,8128	114	1004,659
9	Гидратационная установка	ед.	1	27352998,08	2,70	703362,81	80,29	114	9153,35
10	Станция контроля ГРП	ед.	1	5996374,01	2,70	154192,47	17,60	72	1267,34
11	Вакуумная установка	ед.	1	2362483,788	2,70	60749,58	6,93	114	790,58
12	Блок манифольдов на шасси	ед.	1	9365715,534	2,70	240832,69	27,49	72	1979,45
13	Агрегат для Р (атм) в затрубе	ед.	1	3621623,271	2,70	93127,46	10,63	72	765,43
14	Технологическая емкость (50м3)	ед.	5	3682875	1,80	63135,00	7,21	114	20540,50
15	ППДУ	ед.	1	2755404,362	1,80	47235,50	5,39	114	614,71
16	Песковоз	ед.	1	2896301,982	10,00	275838,28	31,49	114	3589,68
17	ВСП	ед.	1	150951706,5	1,20	1725162,36	196,94	114	22450,74
18	Приемные мостки	ед.	1	1028076	1,20	11749,44	1,34	612	820,85

Продолжение табл. 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	СБТ правая 3500 м на 1 бригаду	ед	1	28869750	1,2	329940	38,4132	384	14750,67
20	Квадрат 89*89	ед	1	819000	1,2	9360	1,0914	264	288,1296
21	ТБТ-300 м	ед	1	4271229,9	1,2	48814,06	5,6814	384	2181,658
22	Установка бурового ротора	ед	1	3264366	10	310892	36,1998	384	13900,72
23	Гидравлический ключ (со спайдером)	ед	1	683461,8	1,2	7810,99	0,9078	384	348,5952
24	Превентор трубный (гидравлический.)	ед	1	12558000	1,2	143520	16,7076	612	10225,05
25	Вертлюг ВБ-40,125	ед	1	948150	1,2	10836	1,2648	612	774,0576
26	ЦСГО	ед	1	40905637,5	1,2	467493	54,4374	612	33315,69
27	Блок дросселирования	ед	1	2866500	1,8	49140	5,7222	612	3501,986
28	Дегазатор	ед	1	720300	1,2	8232	0,9588	612	586,7856
29	Жилой вагон	ед	4	1011255	1,2	11557,2	1,3464	612	823,9968
30	Культбудка-мастера	ед	1	1004640	1,2	11481,6	1,3362	612	817,7544
31	Вагон-сушилка	ед	1	952560	1,2	10886,4	1,2648	612	774,0576
32	Вагон-столовая	ед	1	1031940	1,2	11793,6	1,377	612	842,724
33	Вагон-сауна	ед	1	1031940	1,2	11793,6	1,377	612	842,724
34	Насос СИН 63	ед	2	37720804,8	10	3592457,6	418,302	456	190745,7
35	Вагон склад	ед	1	1015350	1,2	11604	1,3464	612	823,9968
36	Котельная	ед	1	2096903,55	1,2	23964,61	2,7948	612	1710,418
37	Емкостной блок (нефть, ГСМ, тех.вода)	ед	4	298200	1,2	3408	0,3978	612	243,4536
38	Инструменталка	ед	1	397950	1,2	4548	0,5304	612	324,6048
39	Сварочный пост	ед	1	690900	2,7	17766	2,0706	612	1267,207
40	Компрессорный блок	ед	1	864358,95	2,7	22226,37	2,5908	612	1585,57
41	Стеллаж для труб	ед	1	231000	1,2	2640	0,306	612	187,272
42	Автокран	ед	1	5460000	10	520000	60,5472	24	1453,133
Всего									3 127 808,172

Приложение Е

Таблица 11 – Расчет затрат на оплату труда и командировочные расходы персонала бригад ЗБС, КРС и флота МГРП

№	Профессия	Кол-во, чел.	Разряд	Тарифная ставка, руб./час	Время 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	Помбур ЗБС 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 обл. 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	Помбур 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	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. 11

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

Приложение F

Таблица 12 – 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
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 АПРС	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

Продолжение табл. 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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