

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)

УДК 622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы			

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 ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и 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>
P2	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>
P3	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>
P4	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>
P5	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>
P6	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>
P7	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>
P8	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>
P9	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
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-11/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	– Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта – Общие сведения – Обзор современных технологий – Проектирование гидравлического разрыва пласта – Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение – Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

(с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Общие сведения о месторождении	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Обзор современных технологий	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Проектирование гидравлического разрыва пласта	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта	
Общие сведения о месторождении	
Обзор современных технологий	
Проектирование гидравлического разрыва пласта	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

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
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич		

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:	31.05.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта	20
12.04.2022	Общие сведения о месторождении	20
5.05.2022	Обзор современных технологий	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 содержит 128 страниц, 26 рисунков, 33 таблиц, 40 литературных источников.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, Западно-Сургутское месторождения, проппант, кластерный ГРП, ПАО «Сургутнефтегаз».

Объектом исследования является гидроразрыв пласта.

Цель работы – анализ эффективности проведения ГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов на Западно-Сургутском месторождении.

В процессе исследования рассмотрены основные аспекты проведения гидроразрыва пласта, представлены геологические сведения Западно-Сургутского месторождения, приведены современные технологии, а также проведен расчет эффективности применения кластерного гидравлического разрыва пласта на Западно-Сургутском нефтяном месторождении.

В ходе проведенных исследований выявлен положительный эффект от применения кластерной технологии гидроразрыва пласта.

Область применения: низкопроницаемые и высоко расчлененные коллектора.

Обозначения и сокращения

ВНЗ – водонефтяные зоны;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ДНС – дожимная насосная станция;

ЗП – заработная плата;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МЭР – месячный эксплуатационный рапорт;

НГДУ – нефтегазодобывающее управление;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НПК – низкопроницаемый коллектор;

ОГ – отдел геологии;

ОПФ – основные производственные фонды;

ПБ и ОТ – промышленная безопасность и охраны труда;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ППД – поддержание пластового давления;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

УВ – углеводороды;

УПЗ – условно-постоянные затраты;

УПН – установка подготовки нефти;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЦКЗ – центральный комитет запасов;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О МЕТОДЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	10
1.1 Сущность метода гидроразрыва пласта	10
1.2 Технология проведения гидравлического разрыва пласта.....	12
1.3 Оборудование	18
1.4 Материалы	21
1.5 Заключительные работы.....	25
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	28
2.1 Геолого-физическая характеристика Западно-Сургутского месторождения	28
2.2 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород	30
2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов.....	31
2.4 Принцип разработки месторождения.....	35
2.5 Текущее состояние разработки месторождения и фонда скважин	39
2.6 Анализ эффективности ГРП.....	52
3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	63
3.1. Zipper Fracturing	63
3.2 Texas two-step	66
3.3 Кластерный ГРП.....	67
3.4 Slug-Frac	68
3.5 Бесшаровый ГРП.....	70
3.6 Проведение гидроразрыва с охлаждением призабойной зоны пласта.....	71
4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА	73
4.1 Параметры, влияющие на выбор скважин	73
4.2 Первые опыты проведения кластерного гидравлического разрыва пласта на Западно-Сургутском нефтяном месторождении	77
4.3 Увеличение объема обработки при кластерном гидравлическом разрыве пласта на Западно-Сургутском нефтяном месторождении	82
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ....	88
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	88
5.1.1 Цели и актуальность проекта.....	89
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	89
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	94
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	94
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	95
5.3. Бюджет научно-технического исследования.....	98
5.3.1 Материальные затраты	98
5.3.4 Дополнительная заработная плата.....	101
5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды	102
5.3.6 Накладные расходы.....	103
5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	104
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	108
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	108
6.2 Производственная безопасность.....	109
6.2.1 Анализ вредных факторов на производстве	111
6.2.2 Анализ опасных факторов	116
6.3 Экологическая безопасность	120
6.3.1 Защита атмосферы.....	120
6.3.2 Защита гидросферы.....	121
6.3.3 Защита литосферы.....	121
6.3.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	124
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	125

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным звеном в комплексе работ, направленных на интенсификацию объемов добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов.

В большинстве проведенных работ, данные МУН дают достаточно положительные результаты. Успешность проведения работ зависит от геологического строения, показателей разработки продуктивного пласта, наличия водонефтяных зон, удельных запасов углеводородов и ряда других факторов. Соответственно, рассмотрение метода ГРП как одного из более эффективных и часто применяемых методов увеличения нефтеотдачи является актуальным.

Для месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» метод гидроразрыва пласта является одним из эффективных методов увеличения нефтеотдачи. Только за счет применения ГРП начиная с 1993 г. добыча нефти составляет 15,2 млн. тонн, ожидаемая добыча к 2025 г. составит 23,7 млн. тонн нефти.

Целью дипломной работы является анализ эффективности проведения ГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов на Западно-Сургутском месторождении.

Актуальность работы обусловлена усовершенствованием традиционной технологии гидроразрыва пласта, поскольку непонимание физической структуры процесса приводит к трещинообразованию в нецелевых зонах, что ведет к неэффективности проведения МУН.

В соответствии с этим предлагается новая технология процесса ГРП – использование кластерного ГРП. Применение данной технологии способствует образованию устойчивых трещин внутри структуры проппанта.

1 ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ О МЕТОДЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

1.1 Сущность метода гидроразрыва пласта

В современном мире эффективная разработка углеводородов требует применения передовых технологий. Их внедрение позволяет иметь деятельность в новых регионах, осваивать месторождения, которые ещё недавно казались нерентабельными, повышать добычу зрелых активов. В эпоху трудноизвлекаемых запасов важность технологического развития – залог успешной разработки месторождения. Раньше толщина нефтяных пластов составляла 20-30 м, сейчас три 3-5 м, при этом их проницаемость снизилась в десятки раз. Это значительно сокращает скорость притока нефти в скважину. Чтобы сделать разработку таких залежей эффективными, необходимо бурить высокотехнологичные скважины (рисунок 1).

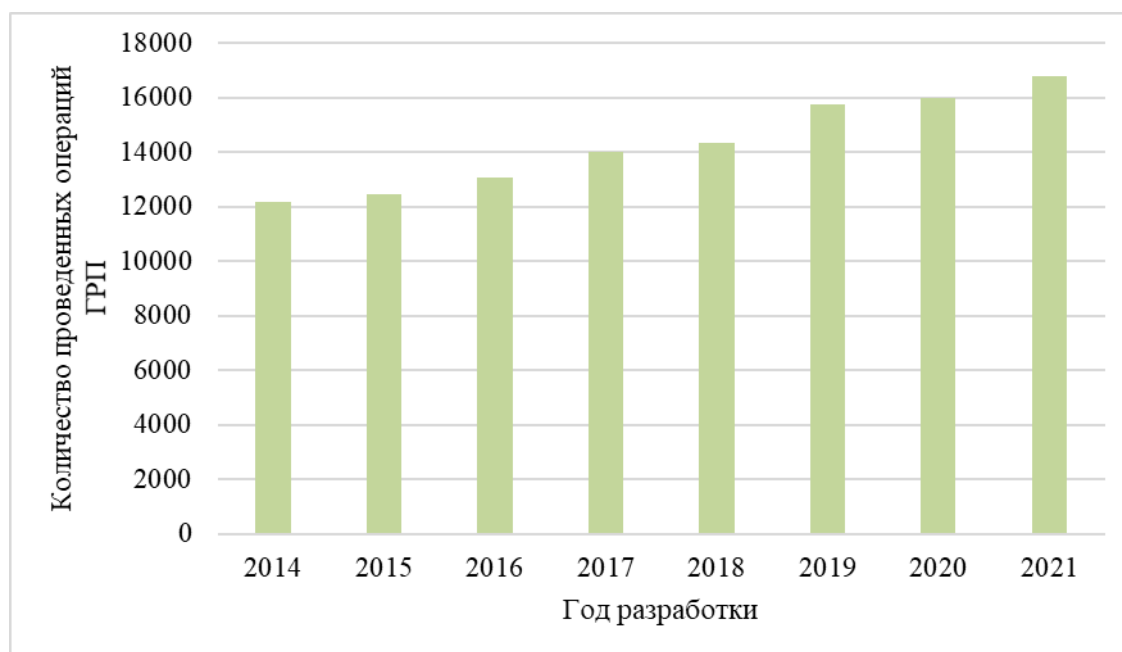


Рисунок 1 – Количество проведенных операций ГРП в России (2014-2021 г.)

Гидроразрыву пласта (ГРП) уже десятки лет. Данный процесс помогает добыть нефть, природный газ из глубоко залегающих пород. Сейчас эта технология зачастую применяется совместно с наклонно-направленным и горизонтальным бурением.

В начальной стадии ГРП, через множество пластов бурятся скважины. Во время бурения, скважины усаживают трубами и цементируют, чтобы изолировать её от малозалегающих подземных вод. Вода, которой мы пользуемся в обычной жизни, находится недалеко от поверхности земли, приблизительно в 10-100 метров. Продуктивные породы напротив, располагаются в 1000-3000 м от поверхности земли. В процессе бурения, при достижении проектной глубины, скважина уходит в бок пласта продуктивных пород и простирается на протяжении нескольких сотен или тысяч метров. Процесс добычи углеводородов контролируется государством и обеспечивает безопасность подземных вод, а также безопасную добычу углеводородов. Разработка углеводородов опирается на федеральные законы касающихся защиты окружающей среды и здравоохранения. После разбуривания скважины до определенных глубин, буровая установка убирается с кустовой площадки и начинается процесс гидроразрыва пласта. Для этого в нижнюю часть скважины устанавливаются заряды, которые создают небольшие отверстия в скважине. Затем приезжает флот ГРП и под давлением, жидкость закачивается в эти отверстия в пласте, тем самым создавая дополнительные длинные трещины. Это очень тонкие трещины, толщиной 2-3 мм и длиной не более нескольких сотен метров. Закачиваемая жидкость на 99 % состоит из воды и проппанта. Дополнительно в жидкость добавляют ГУАР и ПАВы, которые поддерживают вязкость жидкости. ГУАР-полимеры входят в состав обычного мороженого, а используемые поверхностно-активные вещества при ГРП, это широко распространенные средства для мытья посуды. Проппant не дает сомкнуться трещине, позволяя нефти и газу, заключённому в пласте поступать в скважину. После достижения необходимых показателей разработки (в свою очередь увеличения фильтрационно-емкостных свойств), углеводороды поступают на очистку. Добыча углеводородов может продолжаться многие годы после того как скважина запущена. Даже спустя десятилетия после остановки скважины небольшая часть производственной инфраструктуры остается, другую часть площади полностью облагораживают и восстанавливают [1].

1.2 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Технология проведения работ ГРП начинается с выполнения подготовительных работ и полевых тестирований (рисунок 2).

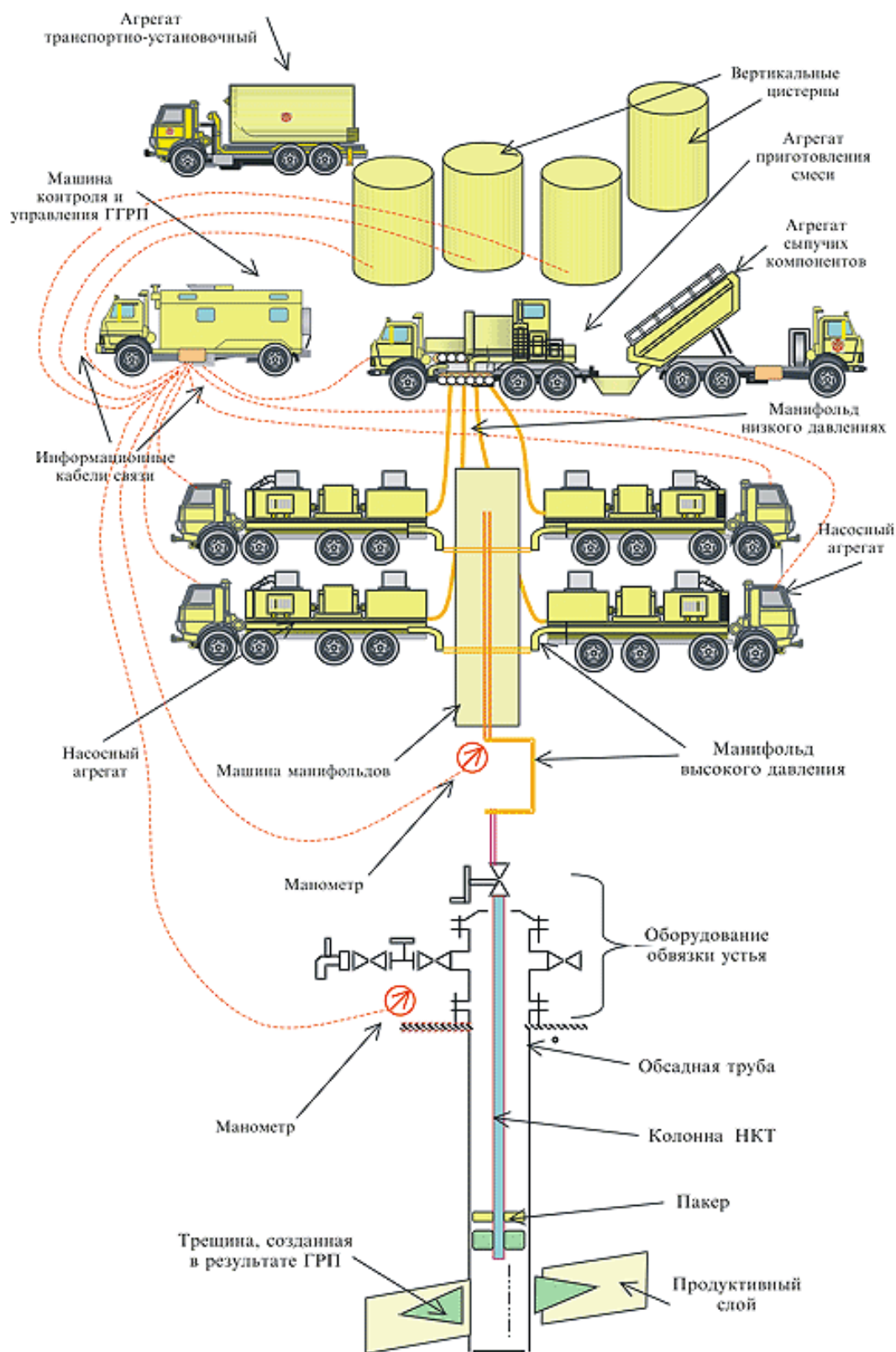


Рисунок 2 – Технологическая схема проведения гидроразрыва пласта

Полевое тестирование и подготовительные работы, прежде всего включают проведение тестирования всего оборудования, всех используемых единиц техники на предмет корректности работы.

В первую очередь необходимо провести проверку блендеров, технологических линий, насосных агрегатов и манифольдов. Необходимо визуально проверить имеющиеся оборудования перед монтажом, чтобы убедиться в том, что не осталось проппанта с предыдущих работ.

Все оборудование должно быть промыто и очищено в условиях базы. Это может являться ключевым и критическим фактором проведения работ при операции ГРП и возможным получением осложнений в процессе производства.

Для удаления остаточного проппанта из блендера и манифольда следует прокачать чистую воду в пустую емкость через всю технологическую линию. Рекомендуемый расход 2-3 м³/мин, объем прокачки 6-10 м³. Запрещается использовать насосные агрегаты высокого давления для прокачки любых линий, кроме технологической.

Для осуществления полного контроля расхода жидких добавок с помощью компьютера, установленного в станции управления или на блендере, расход подачи всех добавок должен проходить через расходомер магнитного или кориолисового типа, который установлен на всасывающей линии блендера. Турбинные расходомеры допускаются к применению только в качестве резервного средства измерения. Использование тахометров для расчета расхода при ГРП запрещено.

При использовании гидратационной установки, устанавливаемой в линии перед блендером, для регулирования расхода жидких добавок может применяться расходомер на гидратационной установке, однако все насосы подачи жидких добавок должны быть оснащены возможностью регулирования с компьютера.

В случае проведения кислотного ГРП или БОПЗ, расход подачи жидких реагентов, добавляемых в поток в процессе работы, допускается регулировать через расходомер, установленный на нагнетательной или на всасывающей

линии. Расход жидких добавок должен регулироваться с расходомера на всасывающей линии только в случае использования каменной соли или прочих отклонений, которые повлияют на расход чистой жидкости.

Для получения более точных показаний расхода и объема химических добавок рекомендуется полностью прокачать все выходные линии и манифольд перед замерами объемов химических добавок.

Для получения более точных показаний расхода и объема химических добавок, рекомендуется полностью прокачать все выходные линии и манифольд перед замерами уровня. Обеспечить подогрев всех добавок до 20° С. Выполнить и записать первоначальные показания замеров и объемов всех жидких реагентов. Установить рабочий расход насоса (согласно программе проведения ГРП). Отсоединить шланг от емкости блендера и присоединить к откалиброванной 20-литровой «ведерной» емкости. Последняя должна быть откалибрована и четко градуирована на 1, 2, 3, литра и так далее до 25 л. Приступить к закачке в емкость. Тест проводится в автоматическом режиме. С помощью секундомера засечь время, необходимое для заполнения емкости до уровня отмеченных давлений. Для предотвращения влияния первоначального скачка на результат теста, необходимо начинать время записи между делениями 1 и 2 литра. Погрешность, для измерений допустима в пределах 5 %. Если отклонения превышают 5 %, провести повторное испытание. Если больше 5 %, пересмотреть факторы калибровки и проверить исправность оборудования. Провести повторный тест. При превышении 5 %, провести настройку вручную для обеспечения правильной подачи добавки.

Расход можно настроить изменением калибровки или с помощью +/- коэффициента (количество импульсов на единицу объема). Предпочтительно тарировать расходомер с использованием данного коэффициента. Провести аналогичную процедуру с запасным насосом подачи химических добавок.

Для проведения процесса ГРП геологическим отделом формируется пакет информации, который включает в себя программу проведения работ на участке, используемую технику и технологию, закачиваемый материал, а также

проектные значения показателей на основе расчетных данных. По результатам рассчитанных значений составляется модель гидроразрыва пласта.

Составляется акт, наряд-допуск согласно установленной образца на проведение работ.

Мастером КРС подготавливается площадка для расположения техники, оборудования, материалов по проведению работ гидроразрыва пласта, а также устанавливается устьевое оборудование на скважине.

После выполнения всех подготовительных мероприятий на кустовую площадку заезжает флот ГРП.

Ответственный за исполнение работ (инженер) по гидроразрыву пласта располагает технику и необходимые оборудования согласно ранее сформированного акта.

Для достижения наибольшего результата, чаще всего перед ГРП применяют перфорацию в узком диапазоне интервала. Наилучшие показатели достигаются при применении гидropескоструйной, а также кумулятивной перфорации. Результатом проведения перфорации является снижение давления разрыва, а соответственно и достижение более высоких показателей работ.

Под пробным давлением в 700 атм. в течение 10 минут проводится испытание на герметичность манифольдов, задвижек, шпилек устьевого оборудования, а также подключаемых линий от агрегатов в скважину.

Герметичность эксплуатационной колонны и надежности крепления цементного кольца проверяется следующим образом. В скважину осуществляется спуск насосно-компрессорных труб максимально возможного большого диаметра вместе с якорем и пакером. Установку пакера производят на высоте ~7,5 м от выше эксплуатируемого пропластка напротив пород-покрышек. Чуть ниже пакера производится установка хвостовика. Хвостовик должен быть максимально длинным, чтобы песчаный материал в скважине перемещался к создаваемой трещине и не продвигался к зумпфу.

После успешной проверки элементов на герметичность, начинается продавка жидкости с гелем для осуществления разрывов микротрещин в

продуктивном пласте. При достижении необходимых показателей разрыва, увеличиваются фильтрационно-емкостные свойства (проницаемость), трещины которых наглядно представлены на экране монитора компьютера.

При успешном разрыве, согласно ранее утвержденной программе, в пласт начинается качаться основная жидкость разрыва, представленная жидкостью с гелем в объеме от 10 до 45 м³.

Далее в скважину нагнетается загеленная жидкость с проппантом от 150 до 890 кг/м³ при давлении свыше 350 атм. Для окончательного разобщения микротрещин и поддержания процесса не смыкания, в скважину дополнительно закачивается около 25 т проппанта.

После успешного разрыва и поступивших смесей в скважину, начинается процесс продавки жидкости в объеме до необходимой глубины кровли пласта.

В зависимости от геолого-промысловых данных, глубины и толщины продуктивного пласта, литологической характеристики слагающих пород, темп закачки смесей подбирается оптимальный и составляет в среднем 4-6 м³/мин.

Далее скважина оставляется на 24 часа. В это время происходит распад геля под остаточным давлением в пласте. Он регистрируется в виде графиков на экране монитора компьютера.

Процесс гидроразрыва пласта осуществляется при помощи пульта управления и непрерывной системы радиосвязи.

При проведении гидроразрыва пласта происходит бесперебойная подача информации осуществляемого процесса: темпы-скорости закачки смесей, затрубного, нагнетаемого давления жидкости, объем расходуемого проппанта, количество внедренных реагентов. В процессе ведется регистрация в виде графиков на экране мониторов, непрерывное записывание на жёсткие диски и распечатки диаграмм с периферийных устройств. Результатом выходных данных являются сводки и графики изменения показателей процесса ГРП (рисунок 3).

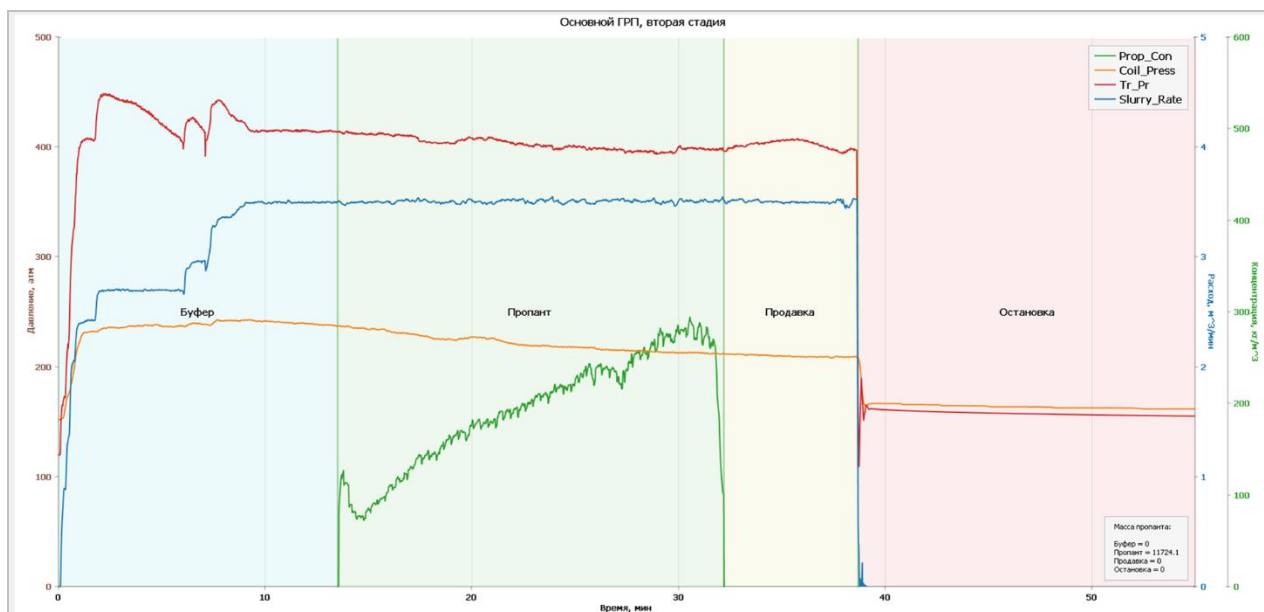


Рисунок 3 – График изменения показателей процесса ГРП

После заключительных работ необходимо извлечь подземный оборудования из скважины и замерить забойное давление. Если в процессе работ образовались песчаные пробки их необходимо устранить.

Если в процессе работ для контроля текущего местоположения и раскрытия трещин в пласт закачивался изотопный материал, то необходимо произвести повторный анализ гамм-каротажа. Результаты первичного и проведенного замера позволит выявить интервалы раскрытия трещин. Дальнейшее освоение, а также эксплуатация проводится таким же способом, как и до проведения процесса ГРП. В результате первых показателей отбора после его установления постоянства, необходимо замерить и провести гидродинамические исследования скважин (ГДИС), которые позволят оценить коэффициент продуктивности в добывающих скважинах, коэффициент приемистости – в нагнетательных, а также другие значимые параметры в призабойной зоне скважины. Для выявления других изменений в скважинах, также производятся и анализируются замеры текущих дебитов нефти и газа, количество вынесенного песка, обводненность в скважинах и так далее. Для выявления длительности эффекта ГРП в скважине, необходимо проводить ежеквартально ГДИС. При изменении режима работы фонтанных подъемников,

а также изменение режима работы насосов также необходимо проводить повторно гидродинамические исследования скважин.

1.3 Оборудование

Оборудование для ГРП это в первую очередь скважинное оборудование. Под скважинным оборудованием подразумевается пакер, лифт НКТ, устьевая арматура.

Пакер представляет собой специальный инструмент, спускаемый в скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ). Он предназначен для разобщения вышележащих и нижележащих пластов, а также для изоляции воздействия повышенного давления на эксплуатационную колонну. Пакера используемые в ГРП большей части имеют гидравлический якорь. Гидравлический якорь является необходимой и неотъемлемой частью по оборудованию пакера скважины. По своему назначению, необходимо чтобы пакер выдерживал создаваемые в процессе ГРП давления, то есть имел запас прочности на удержание в осажённом состоянии.

Следующее важное оборудование – подвеска НКТ или лифт-НКТ. Чаще всего в ГРП используют НКТ 89 мм. Большинство сервисных компаний используют свои насосно-компрессорные трубы. Практически все нефтяные компании перешли на использование НКТ сервисов подрядных компаний. Т.е. если в начале развития технологии ГРП, компании заказчиков покупали НКТ и использовали свои трубы для проведения данных операций, то сейчас, данный сервис полностью перешел в руки подрядных компаний, оказывающие услуги по проведению работ ГРП, либо смежные услуги по пакерному оборудованию. Чаще всего НКТ диаметром 89 мм используются из-за технической части. Большинство скважин имеет эксплуатационную колонну диаметром 168-178 мм, а использование диаметра НКТ 89 мм в данном случае экономически целесообразно. Поскольку труба имеет большой проходной диаметр (в сравнении с НКТ 73), и имеет более высокие давления для производства работ. То есть, таким образом, сравнивая с НКТ 73 мм, максимально избыточное

давление на внутреннюю поверхность составит – 450 атмосфер или 45 Мега паскалей, для трубы диаметром 89 мм это цифра значительно выше, примерно до 70-100 атмосфер. Количество проводимых работ на данный тип труб значительно выше. На ранних стадиях работ использовались НКТ диаметром 73 мм, наиболее меньшим распространением получили насосно-компрессорные трубы диаметром 104 мм. Тем не менее, они сейчас стали набирать популярность в связи с производством многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), и с необходимостью иметь более большой проходной диаметр для посадочных шаров либо для создания более высоких расходов и давлений [2].

Замыкающим звеном скважинного оборудования является устьевая арматура. Устьевая арматура состоит из двух элементов: 1) герметизатор устьевой (ГУМ) необходим для посадки пакера, герметизации трубного, затрубного пространства трубного пространства при наличии давления в затрубном пространстве. В технологии посадки пакера и срыва пакера обязательно для устьевой арматуры ГРП наличие ГУМ. Гум представляет собой проходную катушку, оборудованную специальным сальниковым резиновым уплотнением, которая позволяет производить подъем и спуск подземного оборудования НКТ, при наличии избыточного давления затрубного пространства. В устьевую арматуру помимо герметизатора, также входит центральная задвижка. Центральная задвижка должна быть рассчитана на максимальное ожидаемое рабочее давление. Чаще всего используется арматура на 69 МПа, поскольку при использовании НКТ диаметром 89 мм создается большее давление и тем самым увеличивается возможность срыва НКТ.

Типовая схема оборудования скважина для проведения ГРП выглядит следующим образом (рисунок 4).

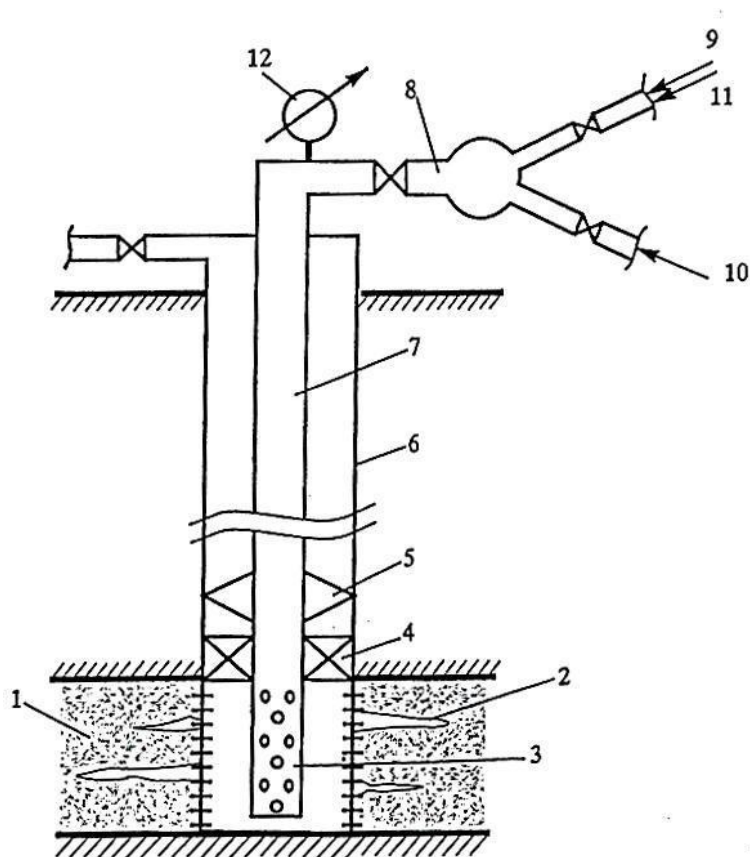


Рисунок 4 – Типовая схема оборудования скважина для проведения ГРП

1 – продуктивный пласт; 2 – образовавшиеся трещины; 3 – хвостовик с фильтром; 4 – пакер; 5 – гидравлический якорь; 6 – эксплуатационная колонна; 7 – насосно-компрессорная труба; 8 – устьевое оборудование; 9 – закачиваемая жидкости разрыва; 10 – это жидкость песконосителя; 11 – гель; 12 – манометр

Большой блок оборудования при использовании ГРП это наземное оборудование. Насос высокого давления необходим для создания избыточного давления путём нагнетания жидкости разрыва трещин ГРП. Насосы высокого давления бывают различного исполнения: самоходные, полуприцепы, стационарные. Чаще всего используются самоходное или полуприцепные насосы. Это обусловлено возможностями производителей, возможностями подрядных компаний по производству ГРП. Стационарные насосы чаще всего используются при перелётном варианте флота ГРП (перемещение с помощью вертолёт). Такие насосы стоят на порядок дешевле, у них нет своего шасси. При малом количестве, насосы устанавливаются на кустовой площадке в одно место и протягиваются до необходимой скважины. Это обусловлено

экономической составляющей, так как в данном случае нет никакого дополнительного оборудования и используется только гидравлическая мощность.

1.4 Материалы

В процессе выполнения работ по гидроразрыву пласта применяются различные технические жидкости и расклинивающие материалы.

Технические жидкости представляют собой жидкости, которые основаны на углеводородной, а также водной основе. Чаще всего на промысловых объектах применяются следующие разновидности. Нефть газированная, мазут, парафинистая нефть, керосин, нефть с загущением – эти продукты образованы на углеводородной основе. Вода, растворы соляной кислоты, сульфит спиртовые смеси, а также вода с различными загустителями соляной кислоты представляют собой технические жидкости, которые образованы на водной основе.

Материалы, используемые в процессе разрывов, включает в себя: жидкости разрывов, добавки к жидкости разрыва, расклинивающий агент (проппант).

Жидкости и добавки действуют совместно для вскрытия и образования инициации гидроразрыва, а также для внесения проппанта расклинивающего агента в образовавшийся разрыв (рисунок 5). Как только проппант попадает на место и захватывается горным давлением, начинается смыкании образовавшейся трещины, горное давление пытается выровняться. Добавки к жидкости разрушаются в полости и выносятся из пласта за счёт последующей обработки.

Проппант и химикаты составляют большую часть стоимости гидроразрыва скважины, относительно стоимости материалов разрыва и закачивания для обработок. Порядка 45 % приходится на закачиваемые материалы: стоимость насосов, затраты на потребление мощности. Около 25 %

составляет приходится на долю стоимости проппанта. 20 % – прочее, различные добавки, химия жидкости. При использовании кислотного ГРП 10 % приходится на стоимость закупки кислоты [3].



Рисунок 5 – Наиболее часто применяемые проппанты различных фракций

Жидкость разрыва переносит гидравлическое давление от насоса к пласту, в котором производится разрыв. Затем проникающие жидкости омываются из пласта, делая возможным приток углеводородов. Факторы, по которым оценивается флюид включает: доступность, безопасность, лёгкость очищения, смешивания, способность удаления из пласта, стоимость. Жидкости разрыва подразделяется на несколько категорий: жидкости на водной основе, жидкости на нефтяной основе, жидкости на спиртовой основе, жидкости на основе эмульсий.

Первые операции проводились на дизельном топливе, далее на нефтяной основе.

Вид жидкости на водной основе имеет ряд преимуществ по сравнению с жидкостями на нефтяной основе. Жидкости на водной основе более экономичны, потому что базовым компонентом является вода. Соответственно, в силу своей дешевизны, вода чаще всего применяется во всех процессах. Наоборот, нефть, конденсат, метан, дизельное топливо – это компоненты, для которых характерна высокая стоимость, трудная доставка.

При использовании жидкости на водной основе может применяться пластовая вода (сеноманский горизонт), поверхностная вода (водоемы, озёра, реки, болота), грунтовые и артезианские воды. Жидкость на водной основе является экономически рентабельной. Она дает больший гидростатический эффект по сравнению чем нефть, газ, метан. Это обусловлено тем что плотность воды выше, чем у нефти. В результате того что существует необходимость создания гидростатического давления, необходимо создать дополнительную мощность насоса. Соответственно, чтобы эта создаваемая мощность на поверхность было меньше, необходимо обладать достаточно гидростатическим давлением. Вода в данном случае является именно тем ключом, который позволяет создать избыточное давление с приложением минимальной мощности. Жидкости на водной основе не воспламеняемы, не являются взрывоопасными, безопасны в использовании, легкодоступны, а соответственно и снимается ряд рисков на месторождении. Системы азота и диоксида углерода жидкости на водной основе используются приблизительно в 25 % операций по улучшению притока при интенсификации.

Жидкости на основе нефти в основном применялись в начале развития технологий в 1950 годах. Жидкости на нефтяной основе являются самыми простыми гелями на нефтяной основе. Это продукты реакции фосфата алюминия и базовый типичный алюминат соды. Это реакции присоединения, которая преобразует в созданную соль, что дает вязкости в дизельных топливах сдерживать высоко гравитационную сырую систему. Гели на основе фосфат алюминия улучшают более сырую нефть и увеличивают термостабильность. Фосфат алюминия может быть использован при создании жидкости повышенной стабильности, обладающей способностью устойчивости к высоким температурам, с хорошей ёмкостью для транспортировки проппанта, для использования скважин с высокими температурами более 127 °C. Основным недостатком использования жидкости на нефтяной основе является пожароопасность. Использование углеводородного сырья в любые его проявлениях, в первую очередь влечёт за собой взрывопожароопасность.

Давления жидкости на нефтяной основе требует большего качества контроля [4].

Жидкости на спиртовой основе. Метанол и изопропанол использовались, как компоненты жидкости на водной основе и жидкости на кислотной основе, а также как и солевые жидкости разрыва в течение многих лет. Спирт, который уменьшает поверхностное натяжение воды, использовался для удаления водных препятствий. Тем не менее, в жидкостях разрыва на спиртовой основе широкое применение получил температурный стабилизатор, также он действует как удерживатель кислорода. Полимеры повысили возможность загустить чистый метанол, пропанол.

Эмульсионные жидкости разрыва. Этот вид жидкости разрыва использовался на протяжении многих лет. Первые жидкости разрыва были внешне схожими с нефтяными эмульсиями. У данных видов жидкостей существует много недостатков, и они используются в очень узком спектре. Крайне высокое давление трения – это результат присущих им вязкости из-за отсутствия снижения трения. При закачке эмульсионных систем всегда наблюдается повышенное давление, по причине того, что образуется высокое давление трения. Стоимость и эффективность эмульсионной жидкости подразумевает что закаченная нефть может быть добыта и заново продана. Эти жидкости были очень популярными, когда сырая нефть и конденсат стоит 20 – 30 \$ за баррель. Сейчас их использование на порядок сократилось с ростом цен на нефть.

Расклинивающие материалы представляют собой материалы, которые способны иметь свойство к разделению. Чаще всего используемый материал – кварцевый песок. Более 90 % расклинивающих жидкостей являются сшитыми системами на основе воды.

Необходимо соблюдать следующие требования к песку при проведении работ гидроразрыва пласта:

- гранулометрический состав фракции не должен варьировать в широком диапазоне. То есть состав фракции должен иметь мелкозернистую

либо среднее зернистую структуру. Не допускается применение крупнопсамитовых и мелко-псамитовых структур одновременно.

– механическая прочность песка должна быть надёжной, чтобы не произошло разрушения пород под тяжелым вышележащим комплексом.

Плотность укладки песка определяется углом укладки каждого песчаного зерна, степенью концентрирования песчаного материала в данной жидкости, а также его фильтруемостью.

Чаще всего на промыслах применяется хорошо отсортированной кварцевый песок, размеры зёрен которого составляют от 0,45-0,8 мм. Кварцевый песок является проппантом и хорошо показал свои технологические показатели во время проведения работ гидроразрыва пласта. Также применяются и другие варианты материалов – пластмассовые шарики, боксит, корунд.

1.5 Заключительные работы

По завершению закачки необходимо выполнить расчёт материального баланса закачки всех материалов. Данная операция должна выполняться совместно с представителем сервисной компании и с участием представителя заказчика, для фактического подтверждения расходования абсолютно всех участвующих в процессе реагентов, материалов в том числе и проппанта.

После этого необходимо заполнить форму материального баланса, которая может быть предусмотрена сервисной компанией либо быть стандартизированной в требованиях компании заказчика.

Необходимо по факту произвести материальный отчёт с представителем компании заказчика, таким образом получить подтверждение фактического расходования материалов. По результатам заполненной формы со стороны представителей и заказчиков, необходимо сравнить фактические объёмы жидкости, объёмы химических добавок и проппанта с показаниями расходомеров в станции контроля. Если расхождения превышают 5 %, то в

этом случае необходимо устранить возможные неполадки перед началом следующих операций перед ГРП. Данные расхождения обязательно должны быть отражены в полевом отчёте, в отчёте заказчика. Если же нет допущений, соответственно никаких дополнительных указаний не требуется. По опыту данное отклонение проявляется в связи с использованием сухих добавок, так как шнеки, используемые серьезными компаниями, имеют большой размер и поддерживать высокие расходы особенно на начальных стадиях не представляется возможным.

Определить точность показаний сумматоров можно следующим образом: вычесть значение показания чистой жидкости из общего прокачанного объема, вследствие получится объем закачанного проппанта в м³. Для подсчета тоннажа необходимо умножить полученный объем проппанта на удельный вес. Если сравнить полученные значение с фактической массой остатков проппанта и показания сумматоров, то мы можем увидеть существующую погрешность. Необходимо обязательно проследить за взвешивания остатков проппанта перед выездом бригады ГРП с кустовой площадки. Для взвешивания применять только специальные весы [5].

Весь проппант должен быть взвешен и указан в материалах отчёта по количеству не закачанной жидкости. Представители компании и представители заказчика должны обсудить фактические объемы добавок и расходы, а также разработать план корректирующих мероприятий, которые необходимо выполнить до проведения, следующего ГРП. По каждой фактически израсходованной добавки необходимо сравнить и обсудить соответствует ли она расчётным параметрам, либо она вышла за значения допускаемых параметров. Существуют возможные причины, которые могли повлиять на это: не своевременная подача, забивания шлангов подачи жидкой химией, накапливание сшивателя, отклонение по расходомеру.

Необходимо разработать корректирующие мероприятия, к примеру, как для того же сшивателя-активатора: произвести конструктивные изменения для подачи насоса, использовать шланги большего диаметра.

По результатам замера необходимо заполнить форму контроля качества. Эту форму необходимо включать в окончательный отчёт по обработке. Сервисная компания по результату выполненных работ включает лабораторные отчеты всех материалов; лабораторные отчёты предварительных испытаний; дизайн-проект, который был утверждён заказчиком для закачки. Итоговое значение данной формы вносится в базу данных к заказчику, а также вносится в базу данных сервисных предприятий.

Сервисной компании необходимо внести в базу данных информацию по месторождению. Формирование, накопления опыта по проведению работ на данном объекте на данном месторождении, и в дальнейшем применение возможных ранее известных изменений, рецептур, регистрации фактически израсходованных материалов облегчит проведение работ следующих операций на данном участке работ.

В процессе ГРП также необходимо отобрать пробу жидкости на выходе из блендера. Все пробы сшитого геля, которые отбирались в процессе, необходимо отправить в лабораторию сервисной компании. Если предусмотрено привлечение сторонних лабораторий, то необходимо опечатать пробы, промаркировать и отправить в стороннюю аккредитованную лабораторию, где можно провести тестирования жидкости с независимым заключением. Со стороны сервисной компании и со стороны компании заказчика данное тестирование необходимо в обязательном порядке проконтролировать с целью получения объективных верных значений без чужого вмешательства. Соответствующий дизайн ГРП, объемы, расходы, предусмотренные в ходе процесса операции или определённой по расчёту остатка веса по окончании операции, должны быть согласованы с представителем компании заказчика до вывоза оборудования со скважины и учтены до того, как оборудования будет использоваться в следующий операции.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

2.1 Геолого-физическая характеристика Западно-Сургутского месторождения

Западно-Сургутское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области. Ближайшим населенным пунктом, имеющим авиационное, автомобильное, речное и железнодорожное сообщение, является г. Сургут, находящийся в юго-восточной части одноименного лицензионного участка.

В физико-географическом отношении месторождение находится в пределах средней зоны тайги (Сургутская болотная провинция – северная часть месторождения) и южной тайги (Обско-Иртышская пойменная провинция – южная и юго-восточная части месторождения) Западно-Сибирской физико-географической страны (рисунок 6).

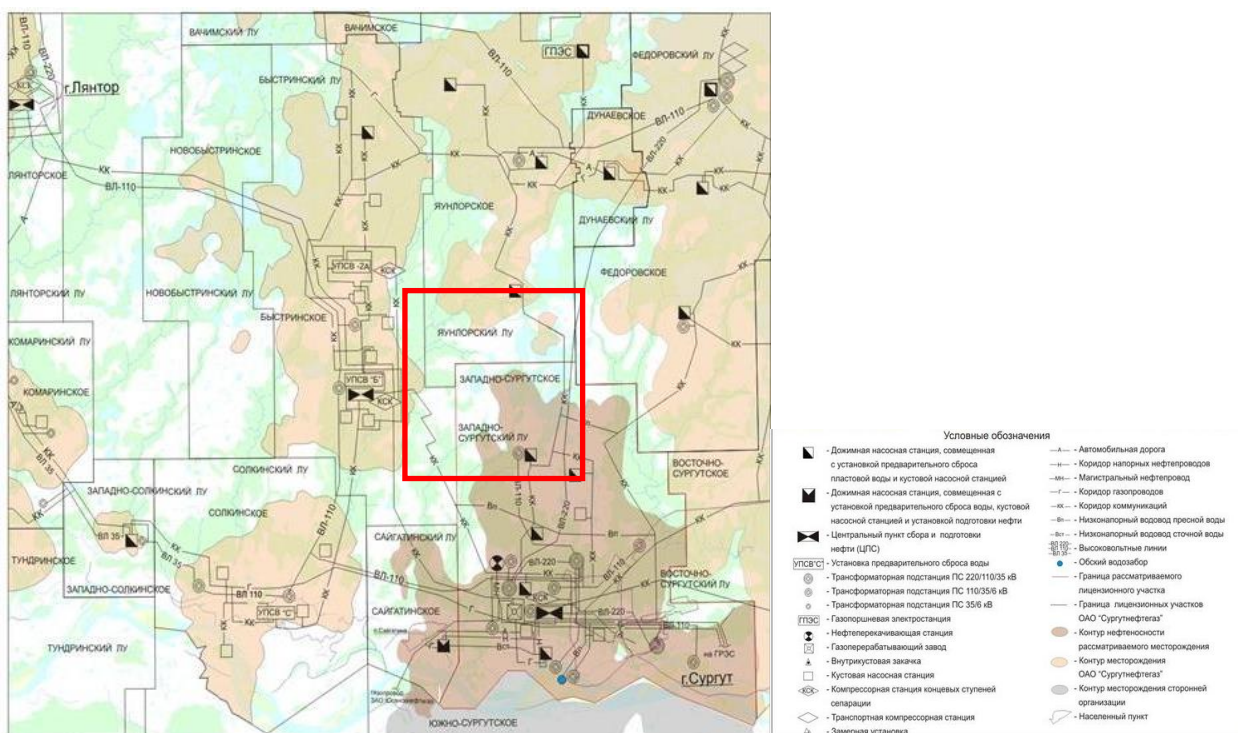


Рисунок 6 – Обзорная схема Западно-Сургутского месторождения

По состоянию на 01.01.2020 месторождение полностью обустроено.

Сбор углеводородного сырья с добывающих скважин осуществляется на пять дожимных насосных станций (ДНС). Все они совмещены с установками

предварительного сброса пластовой воды (УПСВ), на которых нефть проходит предварительную подготовку (разгазирование, предварительное обезвоживание) и транспортируется на Западно-Сургутский Центральный товарный парк, где проходит подготовку до товарных кондиций.

Суммарная установленная мощность ДНС по состоянию на 01.01.2020 составила 90 тыс. м³/сут, производительность УПСВ – 122 тыс. м³/сут. Фактическая загрузка мощностей по разгазированию жидкости на 01.01.2020 составляет: ДНС-1 – 88,3 %, ДНС-1А – 126,9 %, ДНС-2А – 52,8 %, ДНС-4А – 88,7 %, ДНС-5А – 74,8 %. Дефицит мощностей по предварительному обезвоживанию на месторождении не наблюдается, УПСВ загружены на 50-90 %.

На месторождении создана и действует система нефтегазосборных сетей протяжённостью порядка 308 км. Система напорных нефтепроводов суммарной протяжённостью порядка 39 км обеспечивает транспорт предварительно подготовленной нефти в направлении УПН.

Ближайшая нефтеперекачивающая станция системы ОАО «АК «Транснефть» расположена также на территории месторождения.

Достаточно развита система сбора и транспорта газа. На территории месторождения расположены установка переработки газа и завод стабилизации конденсата. Коэффициент использования газа на 01.01.2020 составил 99,65 %.

Поддержание пластового давления реализуется посредством восьми традиционных наземных кустовых насосных станций. Суммарная проектная производительность по установленному оборудованию составляет 115,7 тыс. м³/сут. Загрузка мощностей КНС колеблется в пределах 50-82 %. Кроме этого, действуют подземные кустовые насосные станции на 15 кустах, обеспечившие в 2017 году добычу сеноманской воды в объёме 1419,4 млн. м³. На месторождении в целях поддержания пластового давления используется два вида воды: сточная вода с УПСВ и ЦППН и сеноманская вода. Закачка воды в нагнетательные скважины осуществляется по системе высоконапорных водоводов протяжённостью 304 км [8].

2.2 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород

Пласт БС₁ складывается преимущественно песчаными коллекторами, в цементе преобладает каолинит, который распределяется по объему пород неравномерно. Пласт неоднороден, наблюдается много зон отсутствия (замещения) пород коллекторов. Средняя пористость – 26,1% (таблица 1).

Таблица 1 – Пределы измерения и средние значения коллекторских параметров пород продуктивных пластов Западно-Сургутского месторождения

Пласты	Пористость открытая, %				Газопроницаемость				Остаточная водонасыщаемость, %			
	Кол-во опред.	Мин.	Макс.	Средн.	Кол-во опред.	Мин.	Макс.	Средн.	Кол-во опред.	Мин.	Макс.	Средн.
АС ₉	24	26,4	30,3	28,6	23	22,0	1435,0	667,1	24	18,9	45,7	27,5
БС ₁	752	15,3	34,9	26,1	306	4,3	3314,6	693,9	232	13,2	58,4	25,1
БС ₂₊₃	940	19,0	32,8	27,7	350	2,1	1723,0	361,0	256	11,6	50,9	26,8
БС ₁₀	1385	10,8	27,5	23,2	592	0,47	948,0	97,3	440	17,3	93,9	40,97
ЮС ₁	23	6,7	19,6	15,6	18	0,01	59,0	22,3	19	29,3	95,7	53,8
ЮС ₂	200	3,3	22,2	13,4	182	0,1	116,0	6,3	180	18,6	93,7	64,8

В пласте БС₂₊₃ песчаники и алевролиты присутствуют в близких соотношениях; цемент представлен хлоритом, каолинитом, гидрослюдай. Пористость изменяется от 19,0 до 32,8%, гидропроницаемость – от 2,1 до 1723,0*10⁻³ мкм.

Пласт БС₁₀ представляет собой сложное сочетание трех типов пород-песчаников, алевролитов и глин, которое сочетается в их слоистом чередовании по разрезу и взаимном замещении по простиранию. Слоисто-зональная неоднородность этого пласта прежде всего подчеркивается изменчивостью литолого-коллекторских параметров пород, в частности гранулометрического

состава, пористости и проницаемости. Коллекторы характеризуются как мелкозернистые, глинистые. По вещественному составу относятся к классу полимиктовых, где наряду с кварцем и полевыми шпатами имеются обломки различных пород. Цементируется, в основном, каолинитом, гидрослюдой и хлоритом, реже – железисто-титанистыми и карбонатными образованиями. Средняя пористость 23,2% [10].

2.3 Свойства пластовых жидкостей и газов

Нефть, добываемая на Западно-Сургутском месторождении, является высокопарафинистой, смолистой, вязкой, сернистой.

Разгазированные нефти пластов АС₉ и БС₄ – тяжелые, БС₁, БС₁₀, ЮС₂ – средней плотности.

Содержание парафина колеблется в пределах от 3,4% (пласт БС₁), до 4,9% (пласт АС₉); асфальтенов от 1,8% до 3,5%, смол силикогелевых от 8,5 до 12,5%.

Нефть пластов АС₉, БС₁, БС₄, ЮС₂ – сернистая (содержание серы до 2%), а пласт БС₁₀ – высокосернистая (0,2% и более). Нефти всех пластов содержат не менее 45% фракций, выкипающих до 350 °С.

В пластовых условиях (таблица 2) нефть вязкая (3,56-7,95 МПа*с), характеризуется высокой степенью пережатия; в пластах БС₁, БС₂₊₃, БС₁₀ давление насыщения в два раза ниже пластового, в пластах АС₉ и ЮС₂ – более чем в три раза.

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти Западно-Сургутского месторождения

Параметры	Ед. изм.	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₁₀₊₁₁	ЮС ₂
Пластовое давление	МПа	19	20,1	20,2	22,7	24,9
Пластовая температура	°С	65	60	60	67	74,5
Давления насыщения	МПа	5,91	8,87	8,58	10	8,3
Газосодержание	м ³ /т	24,41	41,65	38,1	49,1	41,2
Газовый фактор при условии многократной сепарации	м ³ /т	22	36	37	38	38
Объемный коэффициент	д. ед.	1,048	1,107	1,092	1,113	1,108
Плотность нефти	кг/м ³	869	835	845	826	831
Объемный коэффициент при условии сепарации	д. ед.	1,041	1,088	1,081	1,103	1,107
Вязкость нефти	МПа*с	7,95	5,46	6,57	3,56	6,08

Газосодержание нефти низкое, газовый фактор при условии многократной сепарации составляет по пластам: АС₉ – 22 м³/т; БС₁ – 36м³/т; БС₂₊₃ – 37м³/т; БС₁₀ – 38м³/т; ЮС₂ – м³/т [11].

Нефтяной газ имеет высокое содержание метана (86%) соотношение «жирных» углеводородов типичное для газа нефтяных залежей (таблица 3).

Таблица 3 – Компонентный состав нефтяного газа однократного разгазирования

Наименование компонентов	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₁₀₊₁₁	ЮС ₂
Двуокись углерода	0,78	0,51	0,81	0,20	0,83
Азот	0,93	2,12	1,87	1,62	1,85
Метан	85,97	75,28	83,76	81,18	65,66
Этан	3,25	2,50	2,77	3,48	8,21
Пропан	2,63	5,98	3,36	6,07	12,92
Изобутан	1,28	2,28	1,29	1,39	2,62
Н-Бутан	2,34	5,82	2,84	3,23	5,75
Изопентан	1,02	1,72	1,27	1,00	1,52
Н-Пентан	1,01	2,08	0,94	1,02	1,32
Изогексан + Н-Гексан	0,79	1,67	1,09	0,81	1,22
Молекулярная масса	20,83	25,19	21,54	22,13	26,77
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,866	1,048	0,896	0,92	1,113

Анализ вод, полученных из различных частей разреза апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, показывает, что в сеноманской толще заключены хлоридные натриевые воды с общей минерализацией 15-21 г/л. Основными солевыми компонентами являются хлор и натрий, составляющие 164-360 и 237,2-333,8 мг/экв/л соответственно. Количество кальция не превышает 22,8 мг/экв/л. Железо практически отсутствует, сульфаты не обнаружены. Содержание брома изменяется от 43 до 57 мг/л, а йода – от 4,3 до 18,7 мг/л. Вода имеет слабощелочную среду (РН=6,2-8,9).

В состав растворенного в водах газа входят: метан – 91,4-99,6 %; этан, пропан, бутан + высшие – 0,08-0,9 %; азот – 1-8 %; углекислый газ – 0,5-12 %; сероводород в комплексе отсутствует. Воды сеноманских отложений имеют вязкость 0,85-0,65 СПз, альбских – 0,7 СПз, обских – 0,6-0,5 СПз.

Сжимаемость вод составляет $4,25 \cdot 10^{-6}$ м, плотность в пластовых

условиях – от 0,982 до 0,996 г/см³, в поверхностных – 1,012-1,014 г/см³.

Воды апт-альб-сеноманского комплекса характеризуется высокими фильтрационными свойствами, при смешивании с пластовыми водами осадков не дают.

Характеристика пластовой воды представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристика пластовой воды

Пласт	Вязкость	Плотность	Содержание анионов		Содержание катионов		
			Cl ⁻	CO ⁻	Na ⁺	Ca ⁺	Mg ⁺
БС ₁	0,6	1,01	9870,2	182,0	5955,4	353,2	62,9
БС ₂₊₃	0,6	1,007	9484,0	163,6	6051,0	300,9	34,4
БС ₄	0,5						
БС ₁₀	0,5	1,009	9212,1	780,0	5839,4	256,4	69,45
АС ₉	0,6	1,015					

В таблице 5 представлен состав пластовой воды Западно-Сургутского месторождения.

Таблица 5 – Состав пластовой воды

Пласт	Уд. вес, г/см ³	Кол-во иссл. ед. проб	Ионно-солевой состав, мл/л				Na ⁺ + K ⁺	J ⁻	Br ⁻	Минерализация, г/л	Характеристика по Сулину
			Cl ⁻ - ион	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺					
БС ₁	1,0112	70	9692,6	220,8	293,1	45,2	5995,2	21,5	50,8	16,1	Хлоркальциевого типа
БС ₂₊₃	1,0116	39	9802,9	162,7	295,6	36,2	6018,8	22,1	49,7	16,3	
БС ₁₀	1,0116	134	9129,4	681,4	233,3	42,5	5830,6	21,3	48,6	16,1	
БС ₁₊₁₀	1,0119	7	9792,3	201,3	333,7	48,6	5950,0	18,5	47,2	16,4	

2.4 Принцип разработки месторождения

Первым технологическим документом по Западно-Сургутскому месторождению была «Технологическая схема разработки пластов БС₁ и БС₂₋₃», составленная в 1966 году [12]. К этому времени на месторождении было пробурено 20 скважин, пробная эксплуатация разведочных скважин начата в 1965 году (таблица 6).

Таблица 6 – Технологические показатели разработки Западно-Сургутского месторождения

Показатели	Проект разработки				
Организация-проектировщик	ПАО «Гипротюмен-нефтегаз»		АО «СибНИИНП»		НИПИ «СургутНИП Инефть»
Кем принят, дата утверждения	ЦКР МНП, Апр. 1966 г.	ЦКР МНП, Апр. 1969 г.	ЦКР МНП, Май 1978 г.	ЦКР МНП, Ноябрь 1982г.	ЦКР МНП, Ноябрь 1991г.
Выделяемые объекты разработки	БС ₁ , БС ₂₋₃	БС ₁₀ , уточнение БС ₁ и БС ₂₋₃	БС ₁ , БС ₂₋₃ , БС ₁₀₋₁₁	БС ₁ , БС ₂₋₃ , БС ₁₀₋₁₁	АС ₉ , БС ₁ , БС ₂₋₃ , БС ₄ , БС ₁₀ , БС ₁₁ , ЮС ₂
Число скважин	286	348	1356	1347	2920
Система размещения скважин	Пятирядная	Трех-, пяти-рядная	Трех-, пятирядная, девятиточечная, очаги		
Закачка воды	Внутри- и законтурная				
Сетка скважин, м	700x700	700x700	700x700 – 500x500	Комбинированная	
Плотность сетки, га/скв	49	49	25,7	22,2	13,1
Максимальный проектный отбор нефти, млн т/год	3,5	4,95	5,4	5,7	6,17
Темп отбора,% НИЗ	4,4	4,4	3,11	3,1	3,4
Давление нагнетания (на устье), МПа	10-12	10-13	9,5-14,5	9,5-14,5	12,5-15-17,5
Способ эксплуатации	Механизированный				
Забойное давление доб. скв.,МПа	–	–	15,5-18	15,5-18	17-19,1
Дебит скв. по	69	80	85	85	33

жидкости, т/сут					
Приемистость нагнетат. скв, м ³ /сут	300	302	350	350	110
Проектный коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	Не оценивался		0,434	0,434	0,441

В принятом варианте разработки – из рассмотренных 10 вариантов предусматривалась одновременно-раздельная эксплуатация 2-х или 3-х пластов с оснащением скважин соответствующим оборудованием. Кроме проектируемых объектов рекомендовалось вскрытие залежи пласта БС₁₀, имеющего низкую степень разведанности, а часть скважин должна была вскрывать пласт БС₄ совместно с БС₁+БС₂₋₃. Весь фонд скважин делился по группам, которые вскрывали пласты БС₁+БС₂₋₃, БС₁+БС₁₀, БС₁+БС₂₋₃+БС₁₀, БС₂₋₃+БС₁₀.

Кроме того, предусматривалось:

- применение внутриконтурного (с двумя линиями разрезания) и законтурного заводнения;
- использование 5-и и 3-рядных систем разработки при плотности сетки 49 га/скв;
- максимальная добыча нефти 3,5млн т/год;
- фонд скважин 286, в том числе 134 добывающих, 52 нагнетательных и 100 резервных.

В 1969 году была рассмотрена «Технологическая схема разработки залежи пласта БС₁₀». Был принят вариант, основные принципиальные решения которого соответствовали решениям предыдущего проектного документа: разработка всех пластов одной сеткой скважин с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации. Уточнены некоторые позиции разработки всего месторождения:

- раздельная перфорация пласта БС₁₀ в 20% фонда;
- отказ от законтурного и переход к внутриконтурному заводнению;

- поперечное разрезание залежей с расстоянием между скважинами в разрезающем ряду 500м;
- фонд скважин 348 (в том числе 174 добывающих, 74 нагнетательных и 100 резервных);
- максимальная добыча нефти 4,95 млн т/год.

В течение 1972-1975 годов фактическая годовая добыча нефти превысила проектное значение (4,95 млн. т) и достигла 5,4 млн. т за счет бурения дополнительных добывающих скважин, размещенных внутри расширенного контура нефтеносности. Кроме того, эксплуатация оборудования для одновременно-раздельной добычи показала его низкую надежность и неэффективность. Поэтому в 1977 году было принято решение о разделении объекта разработки БС₁₋₃+ БС₁₀ на три.

В 1978 году был составлен «Проект разработки Западно-Сургутского месторождения», утвержденный вариант которого предусматривал:

- разукрупнение эксплуатационных объектов путем бурения самостоятельных скважин и организации системы заводнения на каждый пласт;
- дальнейшее развитие, системы воздействия по пластам. БС₁, БС₂₋₃ при 3-х рядном (600х600 м) и 5-ти рядном (700х700 м) размещении скважин путем организации очагового и приконтурного заводнения;
- разработку пластов БС₁₀ и БС₁₁ совместной сеткой скважин при площадной системе заводнения по сетке 350х700 м на разбуренных участках и по 9-точечной схеме 500х500 м на вновь вводимых участках;
- увеличение проектного фонда скважин до 1356 (824 добывающих, 379 нагнетательных, 126 резервных, 27 водозаборных и поглощающих).

Совершенствование системы разработки предусматривало в первую очередь уплотнение существующей сетки скважин.

В процессе реализации этого документа возникла необходимость уточнения технологических показателей разработки, что и было сделано в «Анализе разработки», который являлся действующим документом с 1981 г. по 1991 г. В нем был уточнен максимальный уровень добычи нефти (5,7 млн. т),

увеличен фонд скважин до 1547 (1044 добывающих, 382 нагнетательных, 116 резервных и 6 контрольных) [13].

В 1984 и 1985 году были составлены проекты опытно-промышленной эксплуатации вновь установленных залежей в пластах АС₉ и ЮС₂.

К 1991 году все основные положения последнего документа были реализованы и составлен «Проект разработки» действующий до настоящего времени.

Кроме того, утвержденный проект основывается на следующих принципиальных положениях:

- дальнейшее совершенствование реализуемых систем разработки по основным объектам БС₁, БС₂₋₃, БС₁₀ путем оптимизации плотности сетки скважин и вовлечения в разработку недренируемых запасов, разукрупнения объекта БС₁₀₋₁₁, применения нестационарного заводнения;
 - по объекту БС₁ — блоковые 3- и 5-рядные системы в сочетании с очаговым заводнением (проектные сетки 600х600 м и 700х700 м);
 - по объекту БС₂₋₃ — блоковая 5-рядная система в сочетании с законтурным заводнением (проектная сетка 500х500 м);
 - по объекту БС₁₀ — сочетание площадной 9-точечной системы (сетка 500х500 м), блоковой 3-рядной (сетка 600х600 м) и 5-рядной систем (сетка 700х700 м) с выделением пласта БС₁₁ в самостоятельный объект;
 - разработка небольших залежей пластов АС₉, БС₄ и ЮС₂ существующим фондом скважин, а также за счет возврата высокообводненных скважин нижележащих объектов (для пластов АС₉ и БС₄), с применением очагового (площадного) заводнения;
 - бурение 1484 скважин дополнительно, в том числе 760 добывающих, 220 нагнетательных, 400 резервных, 100 дублеров и 4 контрольных при общем проектном фонде 2920 скважин;
 - давление на устье нагнетательных скважин для объектов АС₉, БС₄, БС₁, БС₂₋₃, БС₁₀ — 12,5 МПа; для объекта БС₁₁ и северо-западного участка объекта БС₁₀ — 15 МПа; для объекта ЮС₂ — 17,5 МПа;

- испытание на опытных участках новых технологий: водогазового воздействия по объектам БС₁₀, БС₁₁, БС₂₋₃ и закачки серной кислоты в скважины объекта БС₁₀;
- механизированный способ эксплуатации скважин (ЭЦН, ШГН).

2.5 Текущее состояние разработки месторождения и фонда скважин

По состоянию на 01.01.2020 года на месторождении пробурено 1210 добывающих, 330 нагнетательных.

Наряду с бурением в ходе эксплуатации широко применялся перевод скважин с объекта на объект, в результате чего фонд скважин, перебивавших в работе на объекты, равен или выше проектного, за исключением объекта БС₁₀.

Особенностью Западно-Сургутского месторождения является поэтапное развитие системы разработки:

- выделение одного многопластового объекта;
- бурение самостоятельных сеток скважин;
- усиление систем воздействия и первый этап уплотнения;
- второй этап уплотнения сетки скважин.

Максимальный отбор нефти, полученный после разбуривания основного фонда, в 1973 году составил 5413 тыс. т/год. Уплотнение сетки скважин и усиление систем воздействия по объектам позволило довести отбор нефти в 1984 году до 6176 тыс. т и на уровне 6 млн. т удерживать в течение 1983-1985 гг.

Второй этап уплотнения проводился в 1993-1997 гг. и позволил несколько замедлить темпы роста обводненности и снижения уровней добычи нефти.

Довольно близки средние дебиты скважин и обводненность добываемой продукции. Однако дебиты новых скважин в период 1993-1996 гг. ниже проектных, что свидетельствует о значительной степени выработки запасов в зонах их бурения.

Эффективность бурения уплотняющих скважин с ростом степени выработки запасов снижается, о чем свидетельствует динамика дебитов новых скважин.

С начала разработки по месторождению отобрано 153147 тыс. т нефти, что составляет 33,5% от уточненных геологических запасов C_1 .

Практически выработаны запасы пластов AC_9 и BC_4 , основной объем остаточных запасов нефти приурочен к объектам BC_{10-11} , добыча по которым в 2003 году составила 48% от общей по месторождению.

Сравнение проектных и фактических показателей приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Текущее состояние разработки Западно-Сургутского месторождения

Показатели	ПРОЕКТНЫЕ										ФАКТИЧЕСКИЕ								
	Ед. изм.	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₄	БС ₁₀	БС ₁₁	ЮС ₁	ЮС ₂	Всего	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₄	БС ₁₀	БС ₁₁	ЮС ₁	ЮС ₂	Всего
Годовая добыча нефти	т. т.	1,1	402,0	189,5	5,1	1515,7	69,6	0	0	2183,0	1,690	623,6	429,6	18,6	2073,9	209,9	25,2	95,8	3478,6
Темп отбора от нач. извл. запасов	%	1,6	0,8	0,7	1,4	1,6	2,0	0	0	1,2	2,4	1,2	1,6	3,7	2,1	3,0	100	1,7	1,8
Темп отб. от текущ. извлеч. запасов	%	6,3	11,3	10,5	18,9	8,5	16,1	0	0	7,9	100	29,4	100	28,0	6,9	9,1	100	1,9	9,0
Добыча нефти из новых скважин	т. т.	0	8,4	0,0	0,0	57,0	0,0	0	0	65,4	0	0,008	0	0	35,766	0	0	5,712	41,4
Ввод новых скважин	скв.	0	6	0	0	45	0	0	0	51	0	1	0	0	11	0	0	2	14
Фонд добывающих скважин	скв.	2	255	129	15	1006	23	0	0	1430	1	181	118	6	800	167	2	44	1210
Фонд нагнетательных скважин	скв.	1	69	39	5	356	7	0	0	477	0	60	20	0	216	53	0	5	330
Обводненность продукции	%	96,4	93,2	94,0	92,8	76,0	84,8	0	0	86,3	98,0	92,2	92,5	93,8	68,4	52,0	15,4	27,1	83,6
Добыча жидкости	т. т.	32	5939	3175	72	6258	458	0	0	15934	83,897	7950,3	5747,017	298,927	6565,030	437,853	29,818	131,494	21244,355
Закачка воды	т.м ³	41	7012	3743	63	7715	546	0	0	19120	0	7677,382	3777,187	0	7707,341	552,112	0	53,596	19767,618
Компенсация текущая	%	130	117	117	87	119,0	115	0	0	117,0	0	94,8	64,6	0	108,5	112,1	0	34,3	89,3
Компенсация с нач. разработки	%	92,0	105,0	112,0	43,0	124,0	115,0	0	0	112,0	0	98,8	96,2	0	112,5	111,8	0	66,8	101,9
Падение	%	-4,3	-6,7	-15,2	-6,0	-8,7	-16,9	0	0	-8,5	-58,3	-4,3	-6,1	42,5	1,8	-6,0	128,2	29,3	0,1

На рисунке 7 представлены графики с основными текущими показателями по месторождению.

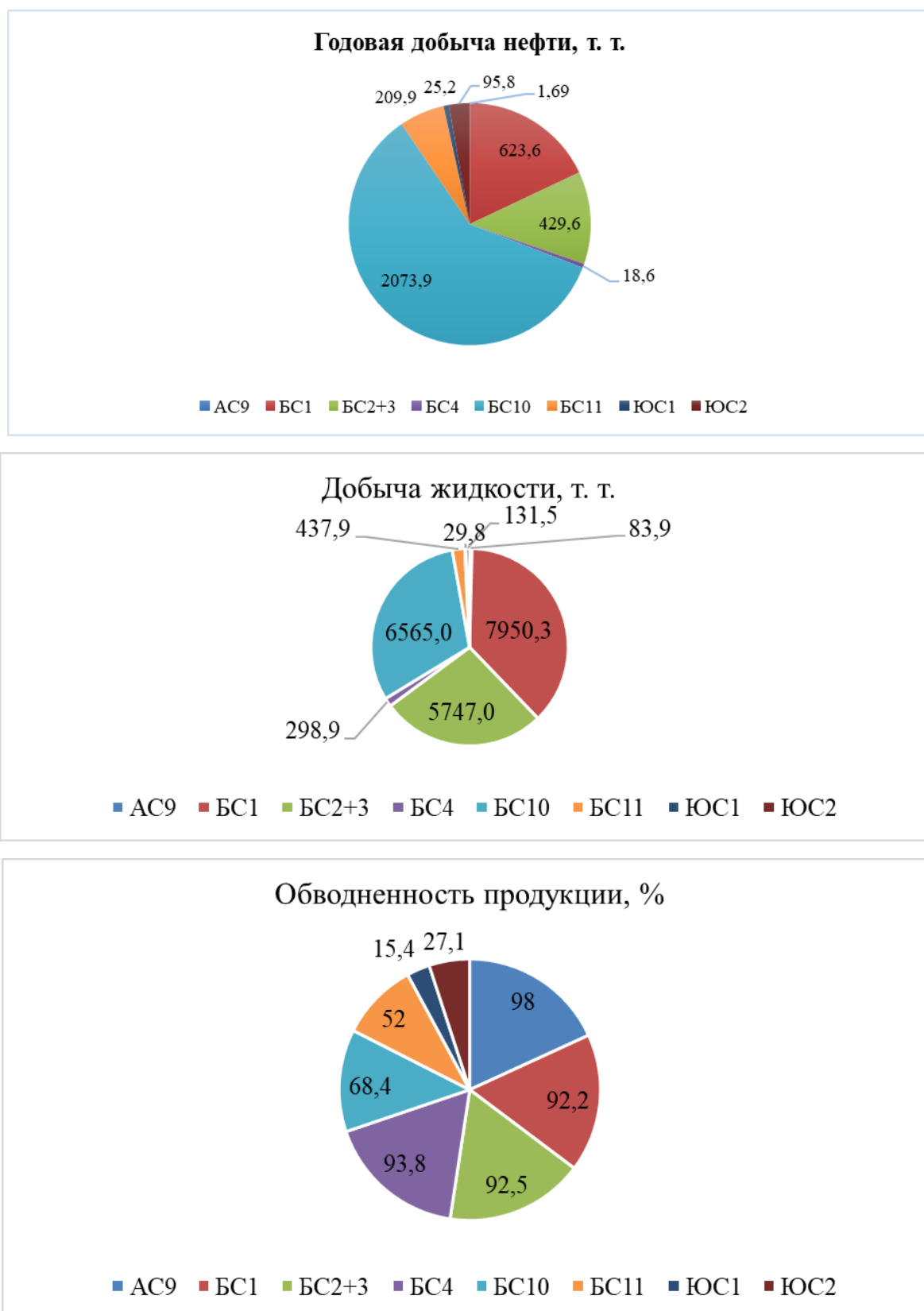


Рисунок 7 – Графики основных показателей разработки

Объект БС₁.

Залежь разделена на 5 блоков, блоки 1-4 с сеткой скважин 700х700м, и блоки 5-6 с сеткой скважин 600х600 м. Расстояние от линии нагнетания до первого ряда в центральных блоках 1000 м, в северных и южных – 700 м. Осуществлялось внутриконтурное заводнение в сочетании с приконтурным и очаговым.

Проектный фонд – 324 скважин, в том числе 255 добывающих, 69 нагнетательных

По состоянию на 01.01.2020 года в работе на пласт находилось 241 скважина, в том числе 181 добывающих, 60 нагнетательных.

Разбуривание залежи проходило в 3 этапа.

Бурение основного фонда, блоки 1-4 с 1965-1973 гг.

Добурирование залежи за пределами объекта БС₂₋₃ с 1978-1982 гг. блоки 5-6.

Уплотнение сетки и усиление системы воздействия 1980-1985 гг (очаговое).

Вторичное уплотнение сетки скважин 1993-1997 г.

Горизонт БС₁ введен в разработку в 1965 году. За 39 лет добыто 49280 тыс. т нефти. Текущий КИН равен 50,2% от запасов на балансе ГКЗ при проектном текущем КИН – 49,1%. Обводненность – 92,2% при проектной – 93,2%. Жидкости добыто 141224 тыс. т.

Воды закачано 3,2 м³ на тонну нефти, всего 157696 тыс. м³.

Максимальные отборы нефти в 1972-1973 гг. составляли 3089-3186 т/год, темп отбора 3-3,3%.

Бурение дополнительного фонда в 1978-1985 гг. и ввод новых площадей позволили поднять уровни добычи в 1980-1981 гг. до 2013 тыс. т/год, стабилизировать обводненность на уровне 60%.

Практически стабильная добыча на уровне 560-580 тыс. т/год в 1990-1997 гг. обеспечена:

– бурением уплотняющих скважин;

– интенсификацией отбора жидкости, дебит жидкости возрос до 95-107 т/сут (после 65-70 т/сут), темпы отбора жидкости после семилетнего снижения возросли до 5.6-5.8% в год.

В целом отборы нефти и жидкости идут в соответствии с проектными документами, при фондах скважин ниже проектных, добывающий – на 29%, нагнетательный – на 15% (за счет интенсификации отбор жидкости).

Для горизонта БС₁ характерна четкая зависимость интенсивности отбора нефти от темпов отбора жидкости.

Уплотнение сетки скважин по горизонту БС₁ проводилось в два этапа: 1981-1985 гг. и 1993-1997 гг. Максимальными начальными дебитами характеризуются скважины I и II очереди уплотнения, попавшие в зоны стягивания. Очень неустойчиво работают скважины в полосе между линией нагнетания и первым рядом, начальные дебиты нефти по ним равны 5-6 т/сут. Небольшие дебиты получены также по скважинам в приконтурных зонах.

За период 1977-2005 гг. по уплотняющим скважинам добыто 4861 тыс. т нефти или 10,7% накопленного отбора, в среднем на одну скважину – 31,8 тыс. т (по основному 176,2 тыс. т). По скважинам второй очереди уплотнения интенсивность работы выше 14,4 т/сут против 11,9 т/сут.

Эффективность бурения уплотняющих скважин по мере роста степени выработки запасов снижается. Дебиты нефти, полученные по вводимым скважинам 1993-2005 гг. находятся ниже или на грани рентабельных.

Остаточные извлекаемые запасы равны 1501 тыс. т.

Достижение утвержденной величины КИН составляет 53,1% планировалось при обводненности 99%. Оценка КИН по характеристикам вытеснения, то есть по фактической динамике добычи, показывает, что при такой обводненности это возможно. Однако, расчеты, проведенные с учетом экономических ограничений, показали, что рентабельная эксплуатация горизонта БС₁ возможна только до обводненности 95,2%. В этом случае КИН составляет 51,1%, что согласуется с оценкой по характеристикам вытеснения.

Объект БС₂₋₃.

Характер выработки запасов определяется наличием обширной ВИЗ и невысокой подвижностью нефти – 0.023 Д/спз ($K=177 \text{ мкм}^2$, $\mu_n=7,68 \text{ МПа}^\circ$).

Проектный фонд – 168 скважин, в том числе 129 добывающих и 39 нагнетательных. Плотность сетки составляет 23,8 га.

С начала разработки добыто 28790 тыс. т нефти. От НИЗ на балансе ВГФ отобрано 95,2% при обводненности 92,5% (от уточненных НИЗ отобрано 103,9%).

Воды закачано 2,7 м³ на тонну нефти, всего 78770 тыс. м³. Максимальный отбор нефти 1463 тыс. т был получен в 1976 году и составил 2,4% от балансовых и 5,1% от НИЗ (по ВГФ).

На уровне 2-2,5% от НБЗ отборы нефти поддерживались в течение 13 лет, с 1972 года по 1983 года, с двумя периодами максимальных отборов 1976 г. – 1463 тыс. т, 1981 г. – 1400 тыс. т.

Второй период стабилизации отборов нефти отмечается в 1991-1997 гг., ежегодно отбирается 1,7-1,8% от НИЗ и 8,6-12,8% жидкости.

Уплотняющие скважины вводились в три этапа: в 1981-1985 гг. введена 51 скважина, в 1987-1990 гг. – 9 скважин и в 1993-1997 гг. – 17 скважин. За период 1981-1997 гг. в приконтурных зонах пробурено 17 скважин. Весь уплотняющий фонд составил 92 скважины.

Скважины вступали в эксплуатацию, как правило, с водой, причем каждая третья с обводненностью более 50%.

За весь период по уплотняющим скважинам добыто 4739 тыс. т или 16% от общей добычи. Основная доля 3391 тыс. т или 13% от общей получена по скважинам 1981-1985 гг. Обводненность по скважинам этой группы в начальный период не превышала 30-40%. Годовой отбор по уплотняющим скважинам составляет 20-36%, в 1997 году – 33% дали скважины 1981-1985 гг. Из 93 скважин действующего фонда на 01.01.2008 года – 54 скважины (58%) приходится на уплотняющий фонд. Интенсивность работы уплотняющих скважин свидетельствует, что наиболее эффективно уплотнение, проводимое до обводненности в 50%.

Дебиты нефти, полученные в 1993-1997 гг. свидетельствует о низкой эффективности и нерентабельности бурения новых скважин (6 скв. по 2,4 т/сут и 7 скв. по 5,1 т/сут, 3 скв. по 4,5 т. сут).

По объекту БС₂₋₃ утвержденный КИН составлял 48%, конечная обводненность 99%.

Технико-экономическая оценка КИН – 51,3%, что выше утвержденной величины. В 2006 г. нефтеотдача по северной части залежи уже на уровне утвержденной – 48,1%.

Учитывая неточное распределение добычи между объектами, проведена суммарная оценка КИН для горизонтов БС₁ и БС₂₋₃

Общий утвержденный и расчетный КИН равен 51,2%, средний по характеристикам вытеснения 50,5%, что свидетельствует о достоверности проведенных расчетов.

Объект БС₁₀

Самый крупный эксплуатационный объект, содержащий 54,4% геологических запасов категории С₁, представлен пятью пластами – БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₀³, БС₁₀⁴ и БС₁₀⁵.

Литологическая изменчивость горизонта БС₁₀ является существенным фактором, осложняющим процесс выработки запасов, обуславливающим его неравномерность как по площади, так и по разрезу.

В связи со сложностью строения, горизонт БС₁₀ разрабатывается по комбинированной системе, сформировавшейся по мере уточнения размеров залежи с учетом особенностей геологического строения.

В настоящее время по рядной системе разрабатывается центральная и восточная части залежи, блоки 1-8, плотность сетки от 11 до 25 га/скв.

По площадной системе разбурена западная часть залежи, значительную часть площади которой занимает ВИЗ. Плотность сетки 17 га/скв.

Общая система воздействия представляет сочетание внутриконтурного и законтурного заводнения в сочетании с очаговым.

Проектный фонд утвержден в количестве 1437 скважины, в том числе 1006 добывающих, 356 нагнетательных, 5 контрольных и 70 скважин – дублеров.

Объект введен в эксплуатацию в 1965 году.

В 1967-1982 гг., в основном, завершено разбурирование части залежи, разрабатываемой по рядной системе. С 1981 года вводится в эксплуатацию западная часть залежи, где реализуется площадная система с сеткой скважин 500х500 м.

В период 1980-1985 гг. проводится бурение уплотняющих эксплуатационных и нагнетательных рядов, проводится реорганизация системы воздействия в 3 блоке и организация очагового заводнения.

В период 1993-1997 гг. проводится бурение уплотняющих скважин по всей площади.

В работе на объект БС₁₀ перебивалось 1364 скважины, в том числе в эксплуатации на нефть – 1291 скважина. Под нагнетание было освоено 324 скважины, на 01.01.2006 года в действующем фонде числится 985. Действующих добывающих – 785, на одну нагнетательную приходится 3,7 добывающих, при проектном соотношении 1:3. Общая плотность сетки – 20-га/скв.

Проектный фонд скважин освоен на 80%. Практически безводных скважин нет, в последние 8 лет 41-47% фонда дают более 50% воды. Средние дебиты нефти в 1995-1998 гг. составляли 7,2-6,3 т/сут.

На 01.01.2006 года по горизонту БС₁₀ отобрано 68738 тыс. т, что составляет 27,3% от балансовых запасов объекта при обводненности 68,4%.

Накопленная добыча жидкости равна 104265 тыс. т, с одной тонной нефти добыто 0,66 т воды.

На уровне 1,5% в год отборы держались еще 5 лет. Одновременно длительный ввод, то есть постепенное вовлечение запасов, способствовал медленному росту средней обводненности по залежи, которая в 1981 году (за 20 лет работы) составила 33,1%.

Выработка запасов по блокам идет неравномерно. Блоки 1, 3а и 7 характеризуются наибольшей степенью промывки и соответственно величинами КИН, равными 37,5-42,5%. По второй группе, блоки 2, 4, 3б, получена нефтеотдача 27,8-31,9% и блоки 5 и 6, имеющие при равной степени промывки нефтеотдачу 20-27%.

Разделение блоков по интенсивности выработки запасов обусловлено темпами отбора жидкости, которые по группе с максимальными КИН равны 3-4,5% в последние 10 лет, в группе с минимальными КИН – темп равен 1,2-2%.

Проектный отбор на одну скважину должен был составить 50,7 тыс. т, на 01.01.2006 года отобрано по 45,6 тыс. т. При проектном отборе на одну добывающую скважину 68,5 тыс. т получено 52,4 тыс. т, то есть 76,5%.

Остаточные извлекаемые запасы равны 27838 тыс. т, каждая из 785 действующих скважин должна добрать еще по 35,5 тыс. т. Из 800 добывающих скважин по 207 (25%) накопленные отборы не превышают 5 тыс. т, 44,2% фонда обводнено более чем на 50%, в этих условиях достижение запланированного КИН становится трудной задачей.

Бурение дополнительных скважин с целью вовлечения запасов слабодренлируемых зон проводится с 1991 года (до этого шло, в основном, преобразование системы разработки).

Уплотнение сетки скважин проведено в 1987-1988 гг. в зоне развития площадной системы и в 1991-1997 гг. в рядных частях блоков.

На обоих участках начальные дебиты нефти и обводненность свидетельствуют о низкой эффективности вводимых скважин и о нецелесообразности дальнейшего уплотнения на данной стадии эксплуатации.

В целом по горизонту БС₁₀ бурение уплотняющих скважин позволило в последние 6 лет получать ежегодно от 5 до 23% годового отбора нефти, всего по ним добыто 4,2% накопленной добычи, 2516 тыс. т.

Особенности процесса выработки запасов по данным ГИС исследованы по 162 уплотняющим, 330 добывающим и 230 нагнетательным скважинам.

Отмечено, что выработка запасов пласта BC_{10}^1 происходит по всей толщине пласта, охват выработки – 0,9, средний коэффициент вытеснения – 0,31. Менее эффективно вырабатываются запасы пласта BC_{10}^2 , охват выработки равен 0,72, работает 0,9 толщины, коэффициент вытеснения – 0,3. Минимальное вытеснение отмечено по BC_{10}^3 – 0,16.

Утвержденная величина КИН по горизонту BC_{10} – 40,4%, предельная обводненность – 98%. На 1.01. 04 года текущая нефтеотдача равна 26,5% при обводненности 68,4%.

Объект BC_{11} .

До 1991 года горизонт BC_{10} и пласт BC_{11} считались единым эксплуатационным объектом. Разделение технологических показателей за 1965-1991 гг. проведено с большой долей условности. И в последующие 1991-1997 гг. фонд совместных скважин составлял по пласту BC_{11} – 44%. Пласт BC_{11} представлен двумя гидродинамически изолированными залежами.

В эксплуатации пребывало 222 скважины, в том числе 63 нагнетательных, из них 50 были в отработке на нефть. В совместной эксплуатации с верхними пластами пребывало 109 добывающих и 32 нагнетательные.

За 34 года работы по пласту отобрано 4881 тыс. т нефти, или 14,2 тыс. т на одну скважину общего фонда, при проектном отборе – 24,3 тыс. т.

Максимальный отбор нефти был получен в 1982 году – 189 тыс. т, в 1997 году было добыто 240,5 тыс. т, значительная доля обеспечена эффективностью работ по ГРП.

Эксплуатация сопровождается небольшими отборами попутной воды. В 1997 году ВНФ составил 0,275 т/т, обводненность 22% при текущем КИН – 20,6. Доля обводненного фонда не превышает 40%.

На основной Южной залежи с 1987 года начинается бурение уплотняющих рядов и уплотнение существовавших. Начальная трехрядная система, сетка 700x700 м, преобразована в пятирядную, плотность сетки доведена до 20 га/скв. Одновременно организуется самостоятельная система

воздействия - осевой нагнетательный ряд и уплотняющие в ранее работавших рядах. Из уплотняющих скважин добыто 1080,8 тыс. т нефти или 32,8% всей добытой нефти, годовая добыча по ним с 50% в 1992 году возросла до 80% в 1997 году.

Утвержденная величина КИН объекта БС₁₁ равна 25,2%, расчетная с учетом экономических ограничений при обводненности 86,5% равна 21,9%. По данным характеристик вытеснения средняя величина колеблется в пределах 20,9-26,8%.

Небольшие залежи в пластах АС₉ и БС₄ разрабатываются на естественном режиме, фактические показатели добычи несколько выше проектных. По пласту АС₉ добыто 79 тыс. т нефти, текущий КИН – 34,5%, обводнённость – 98%. По пласту БС₄ отобрано 455 тыс. т нефти, текущий КИН равен 35,2% при обводненности 93,8%. Расчетный коэффициент нефтеотдачи по АС₉ составляет 37.2%, по БС₄ – 38.1%.

Дальнейшая их эксплуатация определяется экономической ситуацией на предприятии, рентабельностью работы высокообводненных скважин.

Пласт ЮС₁ с 1995 года эксплуатируется одной скважиной № 2014, а в 2001 году было пробурено еще три скважины, со средним дебитом 10 т/сут.

Анализ по горизонту ЮС₂ проведен с учетом распределения выделяемых типов коллекторов.

Регионально нефтеносен пласт ЮС₂₁, в котором выделяется три типа коллекторов, пласт ЮС₂₂ нефтеносен лишь на отдельных участках.

В эксплуатации находятся отдельные скважины и опытно-эксплуатационный участок, с коллекторами всех трех литотипов.

По состоянию на 01.01.06 г. в эксплуатации на нефть перебивало 43 скв., в том числе 7 нагнетательных скважин опытного участка. За весь период работы отобрано 873 тыс. т нефти. Анализ показал эффективность работы скважин, вскрывших зоны I и II литотипов. В 1996 году 7 скважин с I литотипом коллектора обеспечили 44.6% годового отбора нефти, 11 скважин со II типом разреза – 28.7% и 18 скважин с III типом строения дали 26,7%.

Параметры пластов Западно-Сургутского месторождения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Параметры пластов Западно-Сургутского месторождения

Пласт Параметры	Ед. изм.	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₄	БС ₁₀	БС ₁₁	ЮС ₂
Ср. глубина залегания	м	1920	2064	2064	2064	2350	2370	2850
Тип залежи		Литолаг. Экранирован.		Пластово-сводовая			Литол. экранир	Пластово-сводовая
Плотность сетки скважин	м	600*600 700*700		500*500		600*600 700*700	комбинир 400*500	
Общая мощность		12,5	6,14	16,7	7,3	13,5	25,2	
Ср. н-насыщ. толщ.		3,6	4,1	9,2	3,5	8,1	4,5	4,8
Отметка ВНК		1875	2014	2014	2014	2278		
Пористость	%	0,26	0,26	0,28	0,28	0,23	0,2	0,14
Нефтенасыщенность	Доли ед.	0,4	0,64	0,519	0,544	0,539		
Проницаемость	Д	0,341	0,552	0,442	0,265	0,114	0,061	0,012
Гидропроводность	д*см/сПз	-	119,3	113,5	1,18	22,79	22,79	5,01
Коеф. песчанистости	доли ед.	0,54	0,78	0,81	0,73	0,7	0,32	0,151
Коеф. расчленн.	доли ед.	3,4	1,6	3,8	3,8	4,9	4,4	2,1
Показ. неоднородн. (зон)		0,596	0,451	0,632	0,53	1,175	1,175	
Пласт. температура	град.	55	60	60	60	67	67	47,3
Пласт. давление нач.	атм.	190	201	202	203	227	227	243
Вязкость н.в пл.усл.	МПа*сек	7,9	5,4	6,57	6,57	3,53	3,56	3,08
Вязкость сепар.нефти	сПз	—	45,54	40,23		39,26		
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,83	0,83	0,843		0,826	0,26	
Плотн. сепар. нефти	г/см ³	0,83	0,83	0,887	0,887	0,884	0,884	0,885
Объемный коеф. пл. нефти	доли ед.	0,13	0,81	0,381	0,28	0,127	0,127	0,057
Пересч. коеф. ж.в пл. усл.		1,3	1,24	1,24	1,24	1,26	1,26	1,26
Содержание серы	%		1,63	1,88		1,89	1,89	
Содерж. асфальтенов	%		3,46	3		2,6		
Содержание смол	%		9,9	10,5		9,1		
Содерж. Парафина	%		4	4		4	4	
Давление насыщения	атм.	95	90,4	87		100	100	
Газосодержание нефти	м ³ /т	55	40	37	38	49	49	
Вязкость воды в пл. усл.	сПз	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	
Плотность газа	кг/м ³	0,766	0,838	0,796		0,823	0,823	0,929
Содерж. метана в газе	%	91,5	86,1	89,3		86,8	86,8	75,7
Содерж. азота в газе	%	1,01	1,7	1,9		1,7	1,7	2,1
Уд. коеф. продуктивности	г/сут*атм*м	2,9	1,33	2,3	1,015	0,77	0,77	0,3

В 2005 году по горизонту ЮС₂ добыто 95,815 тыс. т нефти. Средний дебит равен 6,8 т/сут нефти и 9,3 т/сут по жидкости. Обводненность – 27,1%.

Опытно-промышленная эксплуатация на участке начата в 1987 году, внедрена 9-ти точечная система, сетка 500х500 м.

Основные результаты:

- зоны пониженных давлений отдельных скважин прослеживаются даже при двухстороннем воздействии;
- низкая приемистость нагнетательных скважин;
- повышенное давление отмечается практически только в призабойной зоне пласта всех нагнетательных скважин;
- отмечается временная несогласованность динамики изменения давления в добывающих и нагнетательных скважинах.

Текущий КИН по скважинам с I литотипом – 21%, со II типом разреза – 7,5%, при III типе – 13,3%, в целом по горизонту – 5,5%.

КИН по характеристикам вытеснения предполагается равным 14-15%.

2.6 Анализ эффективности ГРП

Сегодня в ПАО «Сургутнефтегаз» около 75 новых скважин являются высокотехнологичными, по этому показателю компания является одним из лидеров в России. В каждой такой скважине проводится многостадийный гидроразрыв пласта. Это технологически сложная, но при этом самая популярная технология увеличения притока нефти. Бурить высокотехнологичные скважины гораздо сложнее традиционных. При переходе из вертикальной плоскости в горизонтальную добавляется множество технологических параметров, которые необходимо постоянно контролировать. При горизонтальном бурении десятки тонн веса бурового оборудования нужно толкать в внутрь скважины, преодолевая трение горных пород. Бурить целый километр внутри двухметрового нового пласта, не выходя за его границы – не тривиальная задача. Она требует тщательного управления траектории бурения на большой глубине. Для этого необходимо слаженная работа различных специалистов как на месторождении, так и в научно-техническом центре ПАО «Сургутнефтегаз».

В 1995-м году в Компании начали активно применять гидроразрыв пласта в горизонтальной скважине. Спустя два года, эта технология была поставлена под ТОП, а количество стадий ГРП в одном в горизонтальном стволе достигла десятка единиц. В 2011-м году был выполнен первый многостадийный ГРП. То, что пять лет назад считалось высокотехнологичным, сегодня уже типовая скважина. А то что сегодня кажется сложным, несколько лет назад было просто невозможно представить.

Для постоянного технологического контроля бурения на всех месторождениях компаний, в научно-техническом центре компании работает центр сопровождения бурения. В нём ведётся круглосуточный мониторинг бурения наиболее сложных скважин, и при этом принимаются оперативные решения корректировки с учётом постоянно поступающего с месторождения информации. Сегодня центр ежегодно может сопровождать 600 скважин любой сложности 24 часа в сутки.

В апреле 2011 г. ПАО «Сургутнефтегаз» провел первый многоповторный гидроразрыв пласта в горизонтальной скважине. Технология дает новые стимулы в разработке зрелых месторождений.

Впервые в российской нефтегазовой отрасли для эффективного проведения уникальной операции, специалисты научно-технического центра построили четырехмерную геологическую модель, которые учитывают факторы пространства и времени.

В 2025 г. более 48 % нефти будет добываться с применением новых технологий – это залог будущей эффективности.

Наличие крупных залежей газа осложняет использование стандартных методов стимулирования добычи нефти, к примеру, таких как гидроразрыв пласта. Поэтому для её извлечения ПАО «Сургутнефтегаз» пробурила многоствольные скважины необычным способом конструкции. Их особенностью является наличие многочисленных ответвлений. По форме скважина напоминает рыбий скелет, поэтому получила в отрасли название рыбью кость. Конструкция позволяет существенно увеличить охват нефти

насыщенных участков пласта по сравнению с традиционной горизонтальной скважиной. Все технологии внедряемый ПАО «Сургутнефтегаз» для повышения эффективности входят в технологическую стратегию. Сегодня в ней порядка 100 проектов по использованию новых технологий в нефтяной отрасли. Их внедрение создаст прочный фундамент для повышения добычи на зрелых месторождениях и развития в новых регионах.

Определяющую роль в стабилизации добычи нефти по ХМАО является применение методов увеличения нефтеотдачи пластов. В компании ПАО «Сургутнефтегаз» поддерживается технологическая и экономическая политика, направленная на увеличение извлечения углеводородов из залежей. За счёт применения ГРП ежегодно добывается около 45 % от плана добычи нефти. В компании идёт постоянное повышение эффективности скважиной операций.

На объекте БС₁₀₊₁₁ гидроразрыв пласта проводится с 1993 года. За период 2008-2013 гг. проведено 437 скважино-операций ГРП в 361 скважине, из них в добывающих скважинах – 411 скважино-операций, в нагнетательных скважинах – 26 скважино-операций (в том числе 11 в скважинах, находившихся в отработке на нефть).

В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин. Масса проппанта, характеризующая объём закрепленной трещины в добывающих скважинах, изменялась от 4,8 до 70,3 т, составляя в среднем 37,3 т; в нагнетательных скважинах – от 14,9 до 42,0 т, составляя в среднем 26 т и в нагнетательных, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, от 29 до 50,1 т, составляя в среднем 39,2 т [14].

Основное количество скважино-операций ГРП проведено по стандартной технологии – 215 или 49,2 % от общего количества, в боковых стволах – 164 или 37,5 % (в том числе с циклической закачкой – 69 скв. -опер.), селективных – 55 или 12,6 %, по технологии TSO – 2 или 0,5 %, пенный – 1 или 0,2 %.

За 2010-2020 гг. дополнительная добыча нефти от проведения 437

скважинных операций ГРП составила 2885,54 тыс. т при удельной эффективности 6,6 тыс. т/скважинную операцию.

Добывающие скважины.

Объект АС₉. В действующих скважинах проведено 277 скважинных операций, из них в наклонно-направленных скважинах – 217, в боковых стволах – 60. Повторный характер имело 49,8 % проведённых мероприятий.

В действующих наклонно-направленных скважинах проводился стандартный ГРП – 48 скважинную операцию., объемный ГРП – 144 скважинную операцию. (в том числе в одной скважине много объёмный) и многоступенчатый – 25 скважинную операцию.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 5,6 до 29,7 т (в среднем 24 т).

После проведения 48 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 2,9 (4,5) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15,4 (4.0) до 44,3 (18.1) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 14,8 % (с 73,9 до 59,1 %) (рисунок 8).

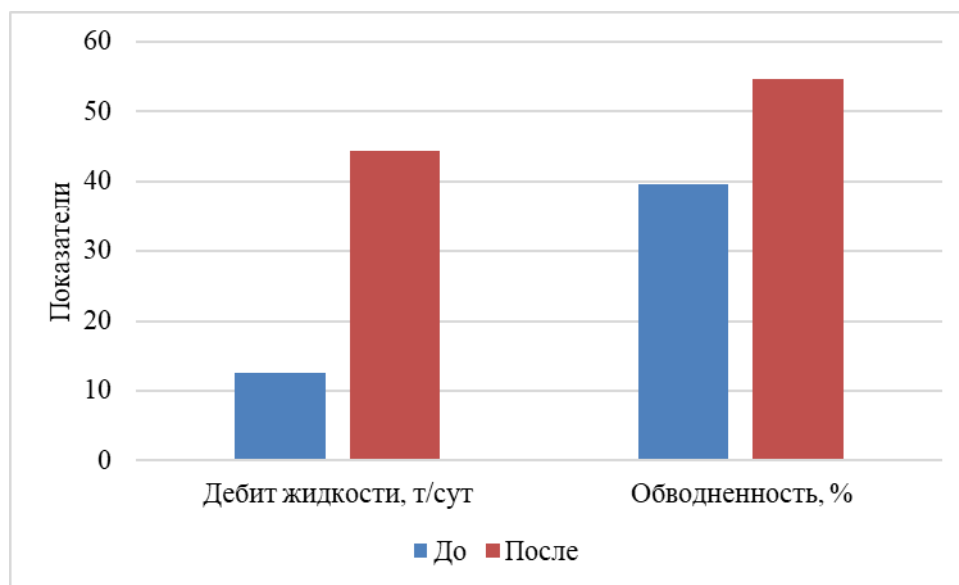


Рисунок 8 – До, после проведения ГРП

Объект БС₁. В пяти скважинах проведён повторный ГРП, в двух скважинах – зарезка бокового ствола, три скважины находятся в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил

29,3 (7,3) т/сут, что в 1,9 (1,8) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 75,3 %.

За счёт проведения 48 стандартных ГРП дополнительно добыто 273,39 тыс. т нефти, при текущей удельной эффективности 5,7 тыс. т/скважинную операцию. Прирост дебита нефти составил 5,4 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 10,47 тыс. т/скважинную операцию. Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30 до 62 т (в среднем 41,1 т) [15].

После проведения 144 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,0 (4,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15,5 (4,2) до 46,9 (20,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 15,8 % (с 73,1 до 57,3 %) (рисунок 9).

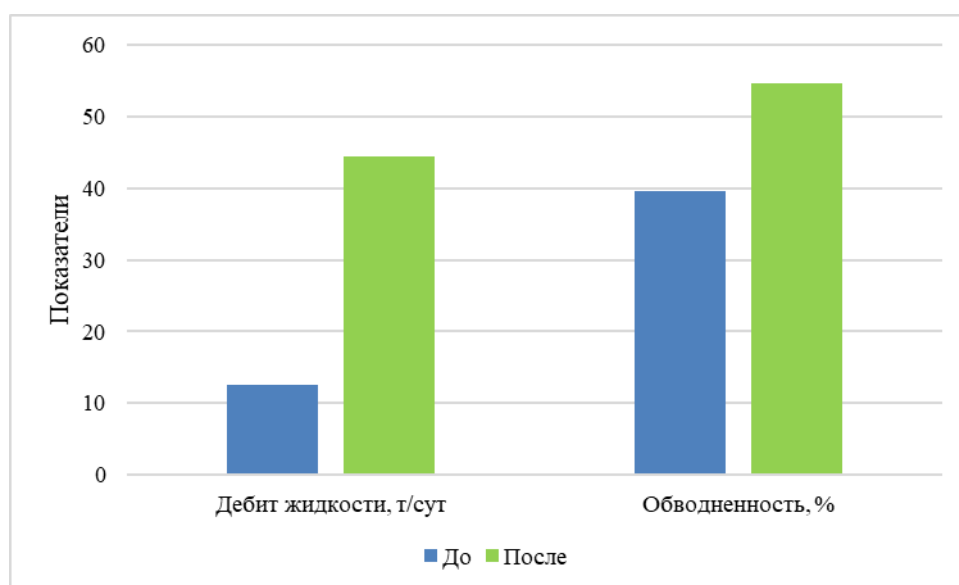


Рисунок 9 – До, после проведения ГРП

Объект БС₂. В 15 скважинах проведён повторный ГРП, в 15 скважинах – зарезка бокового ствола, 7 скважин находятся в бездействующем фонде, 1 скважина в ликвидации и 1 скважина переведена на объект ЮС₂. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 36,9 (7,8) т/сут, что в 2,4 (1,9) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 78,9 %.

За счёт проведения 144 объёмных ГРП дополнительно добыто

1240,16 тыс. т нефти, при текущей удельной эффективности 8,61 тыс. т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 6,2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12,43 тыс. т/скважинную операцию.

Многоэтапный ГРП проведен в 12 действующих наклонно-направленных скважинах (25 скважинную операцию.). Масса закачки проппанта составляла от 20 до 46 т на этап при среднем значении 32.9 т (68,6 т/скв.).

После проведения 25 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,4 (3,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12 (4,1) до 40,7 (15,4) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 3,3 % (с 65,6 до 62,3 %) (рисунок 10).

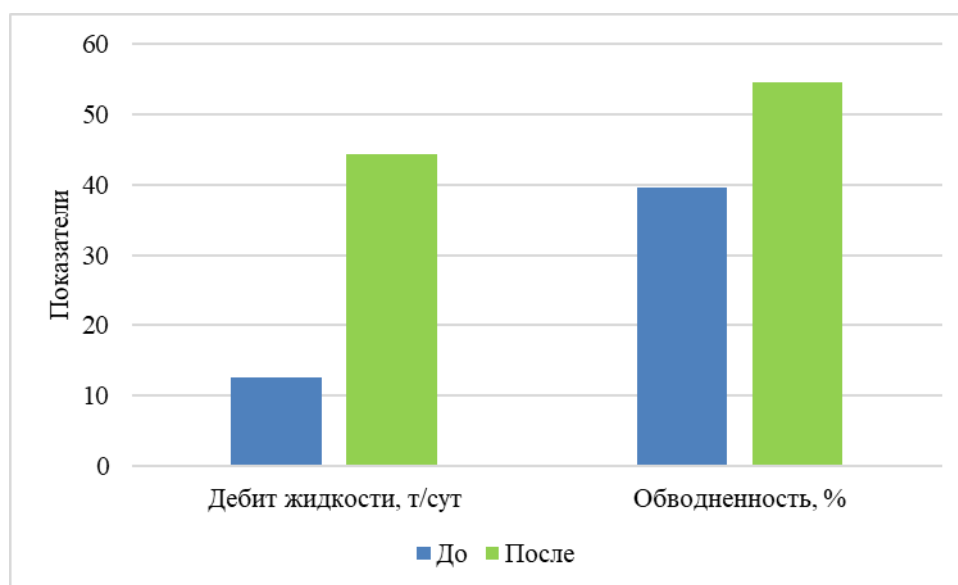


Рисунок 10 – До, после проведения ГРП

Объект БС₃. В трёх скважинах проведена зарезка бокового ствола (в том числе в одной скважине на объект ЮС₂). Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 43,4 (9,8) т/сут, что в 3,6 (2,4) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 77,4 %.

За счёт проведения многоэтапных ГРП дополнительно добыто 83,91 тыс. т. нефти при текущей удельной эффективности 3,36 тыс. т/скважинную операцию. (6,99 тыс. т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4,3 т/сут.

Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 5,88 тыс. т/скважинную операцию. (12,25 тыс. т/скв.).

В боковых стволах действующих добывающих скважин проведено 8 стандартных ГРП, 45 объёмных ГРП (в том числе в 2 скважинах многообъёмный ГРП) и в 3 скважинах (7скважинных операций) многоэтапный ГРП. Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 11 до 27,6 т (в среднем 22,7 т).

После проведения 8 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,2 (2,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15,8 (4,9) до 51,1 (13,6) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 4,5 % (с 69,0 до 73,5 %) (рисунок 11).

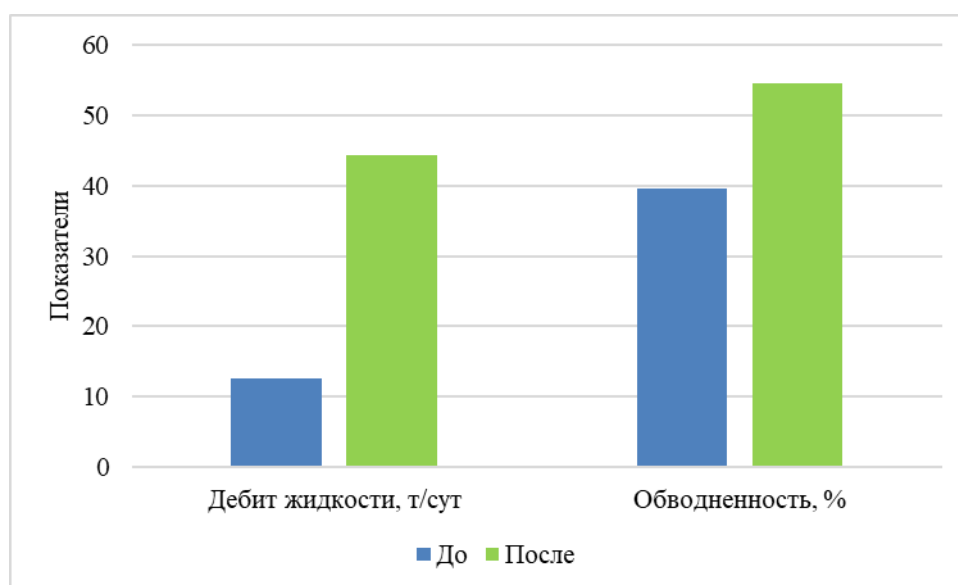


Рисунок 11 – До, после проведения ГРП

Объект БС₄. В одной скважине проведён повторный ГРП, одна скважина находится в бездействующем фонде. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) составил 36,2 (4,5) т/сут. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 87,4 % [16].

За счёт проведения в 8 скважинах стандартных ГРП в боковых стволах дополнительно добыто 24,40 тыс. т нефти при текущей удельной эффективности 3,05 тыс. т/скважинную операцию. Прирост дебита нефти

составил 2,4 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3,93 тыс. т/скважинную операцию. Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП в боковых стволах составляла от 30 до 70,3 т (в среднем 41,9 т).

После проведения 45 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,8 (3,8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12,4 (5,5) до 47,2 (21,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции незначительно снизилась на 0,2 % (с 55,5 до 55,3 %) (рисунок 12).

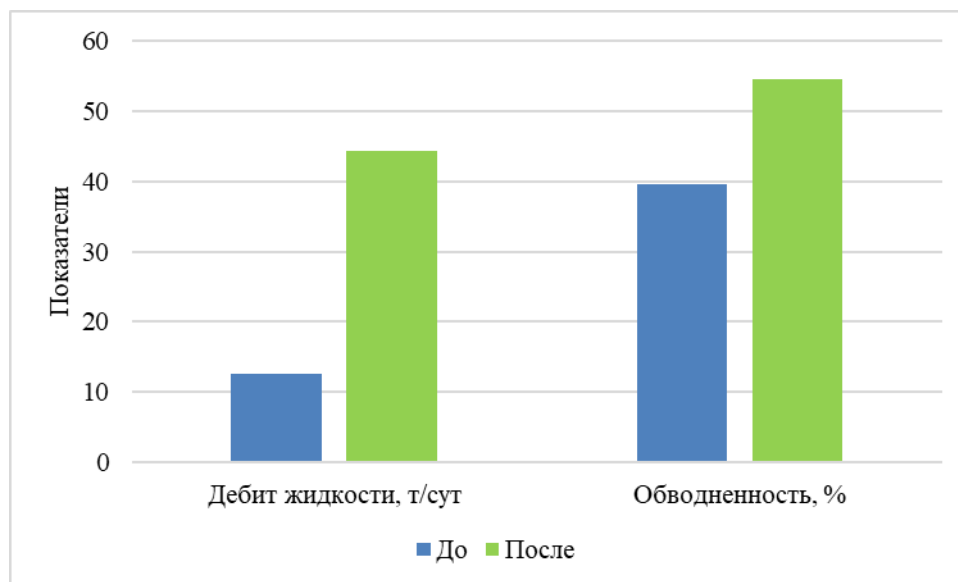


Рисунок 12 – До, после проведения ГРП

Объект БС₁₀. В двух скважинах проведён повторный ГРП, в одной скважине – зарезка бокового ствола, три скважины находятся в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37,9 (9,4) т/сут, что в 3,0 (1,7) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 75,1 %.

За счёт проведения 45 объёмных ГРП дополнительно добыто 310,35 тыс. т нефти, при текущей удельной эффективности 6,90 тыс. т/скважинную операцию. Прирост дебита нефти составил 5,2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12,99 тыс. т/скважинную операцию.

Многоэтапный ГРП проведён в трёх действующих наклонно-направленных скважинах (7 скв./опер.). Масса закачки проппанта составляла от

20,1 до 44,2 т на этап при среднем значении 34,2 т (79,9 т/скв.).

После проведения 7 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3,5 (2,7) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12,6 (7,6) до 44,4 (20,2) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 15,0 % (с 39,6 до 54,6 %) (рисунок 13).

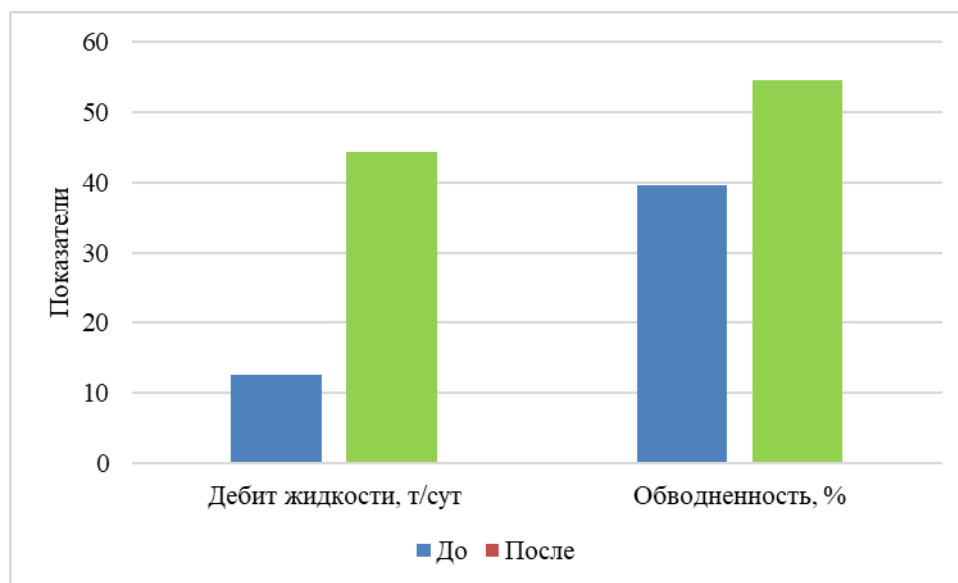


Рисунок 13 – До, после проведения ГРП

Объект БС₁₁. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) составил 31,0 (8,1) т/сут, что в 2,5 (1,1) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 73,8 %.

За счёт проведения многоэтапных ГРП дополнительно добыто 11,31 тыс. т нефти при текущей удельной эффективности 1,62 тыс. т/скважинную операцию. (3,77 тыс. т/скв.). Прирост дебита нефти составил 7,0 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3,39 тыс. т/скважинную операцию. (7,90 тыс. т/скв.).

При вводе в эксплуатацию в наклонно направленных скважинах проведено 22 скважино-операции ГРП, из них стандартных ГРП – 6 скважинную операцию., объёмных ГРП – 14 скважинную операцию. (в том числе в одной скважине много объёмный) и многоэтапных – 2 скважинную операцию. (в скважине №3501). Масса закачки пропантa при проведении стандартных ГРП составляла от 20,2 до 29,9 т (в среднем 25,8 т).

После проведения 6 воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 58,9 (16,1) т/сут при обводнённости добываемой продукции 72,7 %.

Объект ЮС₁. В одной скважине проведена зарезка бокового ствола, одна скважина находится в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37,4 (8,0) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78,6 %.

За счёт проведения 14 объёмных ГРП дополнительно добыто 143, 85 тыс. т нефти, при текущей удельной эффективности 10,28 тыс. т/скважинную операцию. Прирост дебита нефти составил 5,8 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 16,28 тыс. т/скважинную операцию.

В скважине №3501 проведён двухэтапный ГРП при переводе с объекта ЮС₂ с массой закачки проппанта 40,6 т и 46,0 т.

Средний дебит жидкости (нефти) после проведения этапов ГРП составил 51,7 (24,1) т/сут, при обводнённости добываемой продукции 53,5 %.

Объект ЮС₂. Дебит жидкости (нефти) скважины составил 34,2 (7,5) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78,1 %.

За счёт проведения двухэтапного ГРП дополнительно добыто 5,55 тыс. т нефти при текущей удельной эффективности 2,78 тыс. т/скважинную операцию. (5,55 тыс. т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4,6 т/сут. Эффект на дату анализа окончен.

При зарезке боковых стволов на стадии строительства скважин проведено 87 скважинных операций ГРП, из них стандартных – 7, объёмных – 59, многоэтапных – 21.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 4,8 до 29,1 т (в среднем 23,7 т).

После проведения семи воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 34,0 (22,0) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 35,3 %.

Нагнетательные скважины.

Объект АС₉. После проведения трёх воздействий в действующих нагнетательных скважинах кратность увеличения приёмистости составила 6,4

раза (с 32,3 до 206,7 м³/сут). Средняя приёмистость скважин снизилась до 76,2 м³/сут, накопленная закачка оценивается на уровне 2351,62 тыс. м³. В нагнетательных скважинах на стадии строительства, при переводе с других объектов, при зарезке бокового ствола проведено 12 скважино-операций ГРП. При вводе в эксплуатацию средняя приёмистость скважин составляла 198,6 м³/сут.

Объект БС₂₊₃. Скважина №800 не запущена в эксплуатацию (дата проведения ГРП – декабрь 2013 года, запуск – январь 2014 года). Средняя приёмистость снизилась до 130,8 м³/сут, накопленная закачка воды составила 614,78 тыс. м³. Гидроразрыв пласта проведён в трёх действующих скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД. После проведения воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 11,4 (5,2) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 4,1 (2,5) до 46,6 (13,1) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 33,0 % (с 39,0 до 72,0 %). При переводе в ППД средняя приёмистость скважин составляла 103,9 м³/сут.

Объект БС₁. Скважина №693 находится в пьезометрическом фонде. Средняя приёмистость снизилась до 69,6 м³/сут, накопленная закачка воды составила 82,42 м³/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 13,26 тыс. т. На стадии строительства 7 скважин, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, проведено 8 скважино-операций ГРП. В скважине №460 проведён двухэтапный гидроразрыв.

При вводе в эксплуатацию после проведения воздействий дебит жидкости (нефти) скважин составлял 60,3 (11,6) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 80,8 %. Средняя приёмистость при переводе в систему ППД составила 156,0 м³/сут.

3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) зарекомендовал себя с лучшей стороны, поскольку является одним из перспективных методов, который направлен на добычу нефти в условиях низкопроницаемых коллекторов, а также месторождений, которые имеют сложные геологические строения. В результате применения МГРП в разработку вовлекаются те запасы, которые ранее оставались неохваченными. Как результат, применение МГРП позволяет увеличить отбор жидкости, уменьшить обводненность продукции скважины, а соответственно и увеличить показатели нефтедобычи. Эффективность данной технологии заключается в том, что увеличивается площадь дренирования нефтяных скважин, за счет уменьшается скин-фактора.

Ежегодно, в связи с увеличением обводненности добываемых скважин, уменьшением добычи углеводородов, сложностью геологического строения залежей и низкими значениями фильтрационно-емкостных свойства внедряются все более новые геолого-технологические мероприятия. Рассмотрим подробнее новых технологии гидроразрыва пласта.

3.1. Zipper Fracturing

Zipper Fracturing (молниеносный, цепной разрыв) – это широко известная схема разрыва пласта для двух параллельных горизонтальных скважин, расположенных на малом расстоянии друг от друга и стимулируемых одновременно. В этом методе созданные трещины в каждом кластере распространяются навстречу друг другу, чтобы вызвать напряжения и создать искусственный коллектор. Данная технология может проводиться либо на одной скважине, либо на двух одновременно.

Первый этап ГРП осуществляется в один цикл. Под одним циклом подразумеваются работы, который осуществляются на первом интервале

скважины, затем на втором интервале, либо осуществление происходит одновременно (рисунок 14). В результате проведения данной операции создаются искусственные коллектора с трещинами между скважинами.

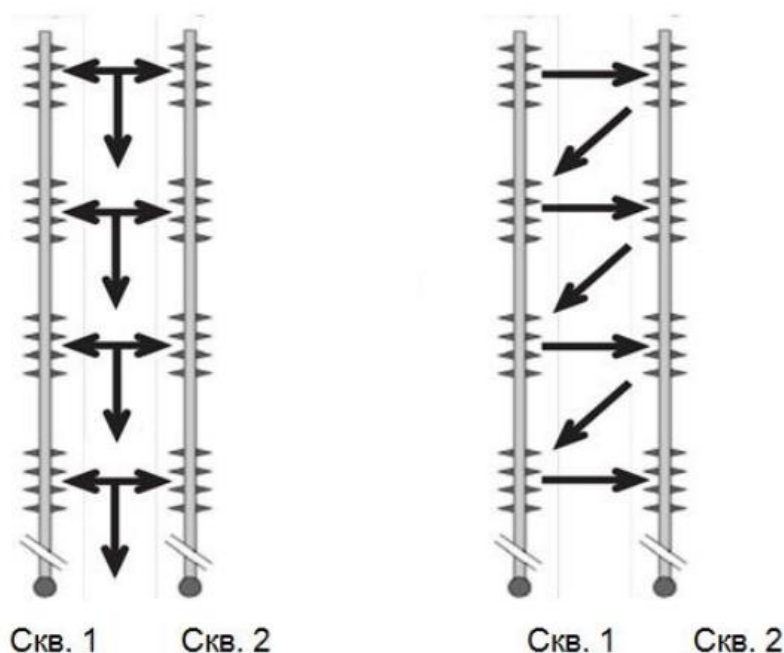


Рисунок 14 – Одновременное и последовательное проведение МГРП

Модифицированный Zipper Fracturing. Данная технология очень схожа с технологии Zipper Fracturing. Она также направлена на создание искусственных трещин. Тем не менее особенностью его проведения является создание более длинных трещин. Также различия состоят в смещении портов и их вовлеченности в работу. Так к примеру, между портами №1 и №2 расположен порт №3, между портом №2 и №4 расположен порт №5 (рисунок 15). Их разработка осуществляется с порта №1, затем перемещается и вовлекается разработка порта №3, далее к порту №2, №5 и т.д. Тем самым разработка портов осуществляется в шахматном порядке.

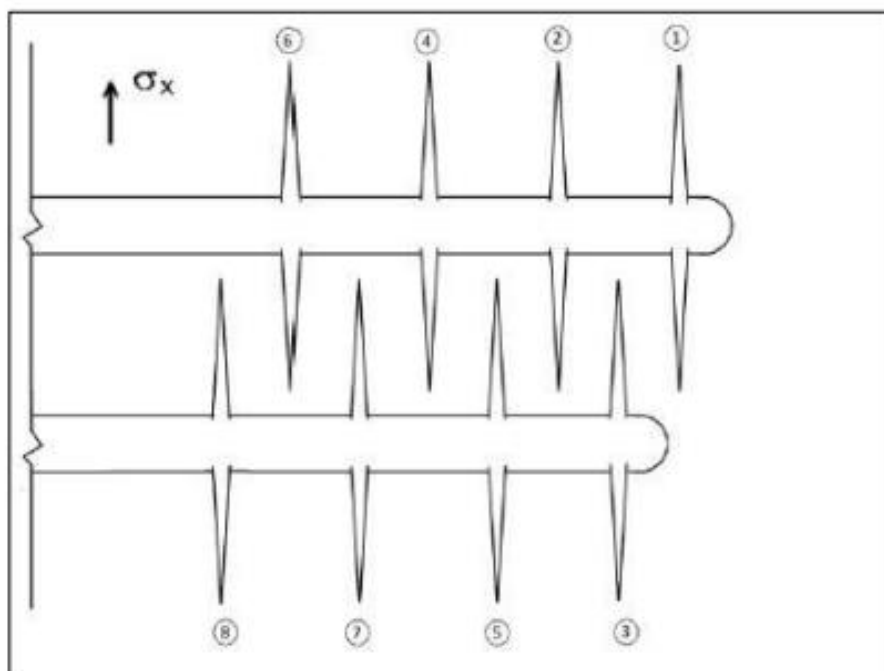


Рисунок 15 – Размещение портов в модифицированной конструкции

Очевидно, что Zipper Fracturing технология обеспечивает преимущество. Однако, в отличие от попеременного разрыва пласта, модифицированный метод прост в применении, в полевых условиях нет необходимости использования специальных скважинных инструментов.

При использовании данного вида ГРП необходимо соблюдать следующие рекомендации:

- расход закачки не должен превышать 5 м/мин.;
- освоение скважины после ГРП должно производиться на основе гибких насосных компрессорных труб (ГНКТ) с применением азота;
- необходимо использовать жидкость разрыва и жидкость песконосителя вязкостью до 500 сПз:
- количество стадий проведения ГРП не должно превышать 5-и единиц;
- в обязательном порядке должен иметься дополнительный манифольд (для переключения между скважинами).

3.2 Texas two-step

Одной из широко применяемых методов гидроразрыва является Texas Two Step (TTS). Данный метод основан на попеременном разрыве пласта. В пласте создается дополнительный эффект трещиноватости, из-за изменения вектора напряжения в пространстве. При использовании метода применяют механические муфты, которые могут переходить из положения «открыто-закрыто» при помощи гибких насосно-компрессорных труб, в результате применения инструментального ключа. В результате применения данной технологии, впоследствии, также можно производить повторное ГРП на желаемом интервале участке работ.

Особенностью технологии является создание более коротких трещин, отсутствие дополнительной укомплектованности флота ГРП, возможность применения данной технологии на одной из скважин, отсутствие точного позиционирования портов ГРП относительно друг друга.

Проведение ГРП данным методом подразумевает под собой применение работ в изменённой последовательности 1-3-2-5-4. Процесс проведения представлен на рисунке 16.

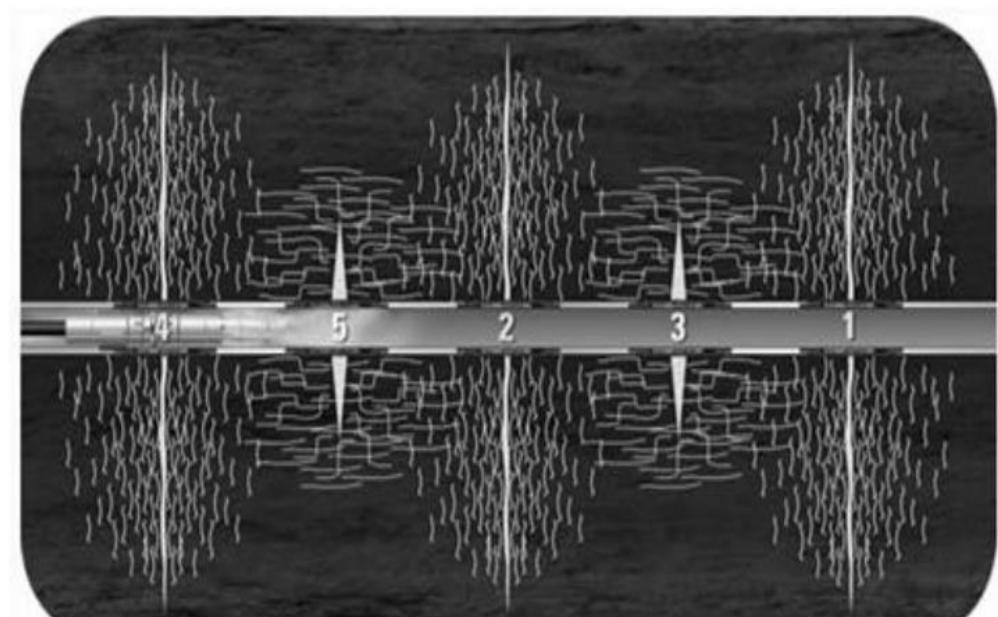


Рисунок 16 – Проведение гидроразрыва по технологии Texas Two Step

Данная технология успешно себя зарекомендовала на Имилорском лицензионном участке (ЛУ). Имилорский ЛУ расположен в 70 км от города Ноябрьск (ЯМАО). Особенностью Имилорского ЛУ являются низкопроницаемые коллектора, сложность геологического строения пород, в соответствии с этим низкая продуктивность, запасы отнесены к трудноизвлекаемым. Результатом применения стало увеличение дебита нефти в 1,7 раз что позволило в дальнейшем разрабатывать низкопроницаемые коллектора, вовлекать в разработку запасы, которые ранее не были охвачены разработкой. Внедрение и применение данной технологии позволило увеличить дебит на 42 % и повысить технико-экономические показатели разработки.

Особенностью применения данной технологии является:

- использование жидкости разрыва до 500 сПз;
- необходимость установки гибких труб на протяжении всей работы;
- расход закачки должен не превышать 7 м в минуту;
- возможно проведение более 6 стадий гидроразрыва.

3.3 Кластерный ГРП

Отличительной особенностью применения данной технологии является циклическая закачка проппанта в разрабатываемый пласт. В результате образуются высокопроводящие каналы внутри трещины, которые способны обеспечивать более высокие показатели проводимости. Создание таких каналов применимо в результате внедрения специальной техники закачивания смеси, которая способна разделять кластер на две составляющие: чистый раствор и проппант с раствором.

Применение данной технологии подразумевает под собой использование материалов из волокна, в результате которых проппант эффективно удерживается и меньше осаждается в кровли трещины. После всхлapyвания трещины, волокна способны растворяться и выноситься на поверхность, а также не мешают дальнейшим путям миграции углеводородов (рисунок 17).

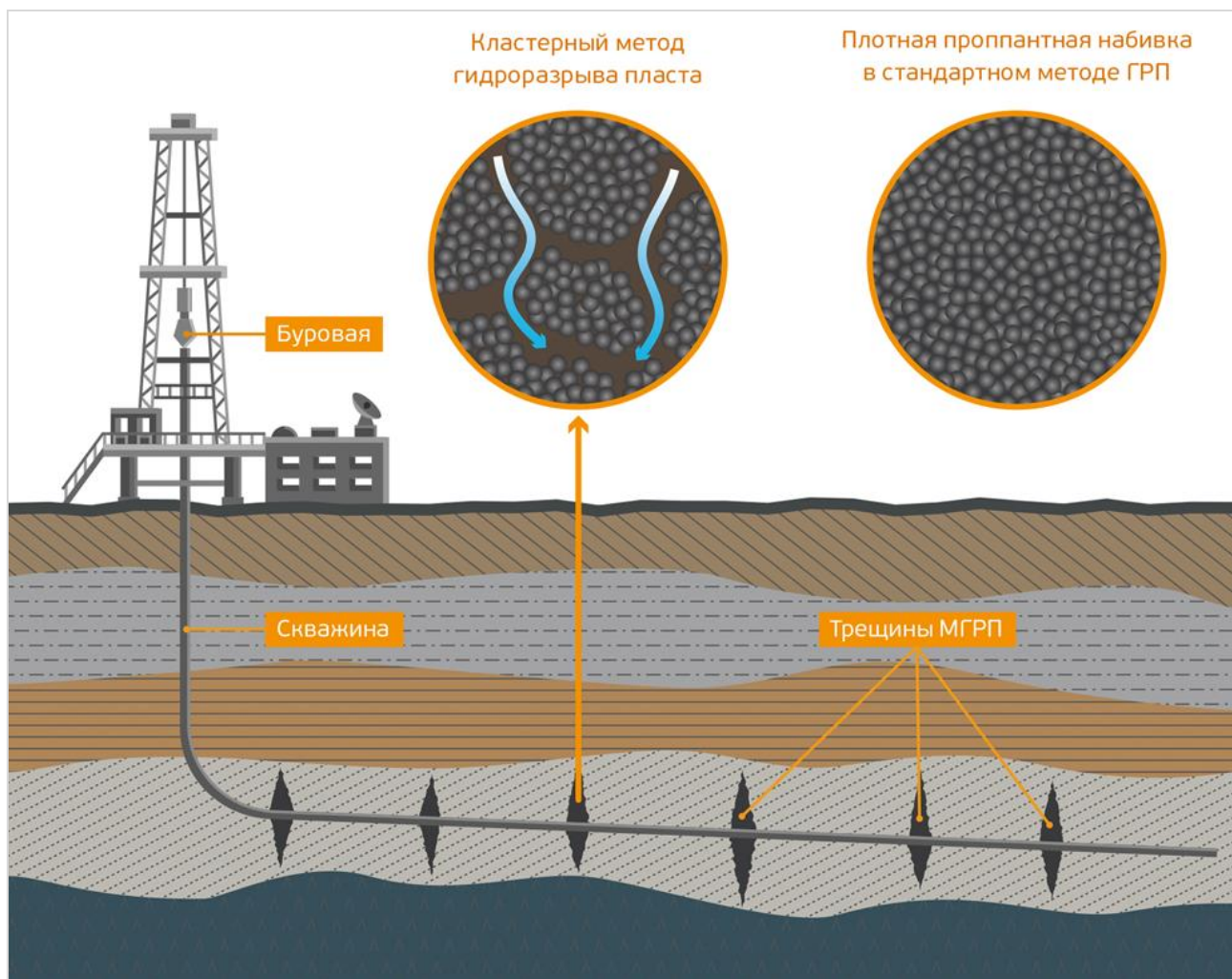


Рисунок 17 – Технология гидроразрыва пласта HiWay

На территории России, наиболее успешное применение показали волокна J659. Деградация происходит дольше, а соответственно увеличивается закреплённая полудлина трещин. Данный продукт максимально применим для температур и геологических нюансов характерных месторождениям России.

3.4 Slug-Frac

Новым методам гидроразрыва пласта является технология Slug-Frac. Данная технология основана на процессе образования дюн. Основным моментом успешного применения данной технологии является его постепенная закачка отдельными порциями путем внедрения линейного геля. В результате, постепенно внедрения геля в пласт, происходит оседание первичного объема жидкости. Данный процесс способствует форсированному отклонению

реагента путём создания дюн (иначе трещин барьера), что приводит к увеличению полудлины трещины гидроразрыва. Успешность данной технологии также играет существенную роль в процессе риска образования обводненности в скважинах после применения МУН и обеспечивает глубокое размещение пропанта (рисунок 18).



Рисунок 18 – Распространение смеси в системе трещин

Также, немаловажным результатом являются низкие затраты на полимеры, наилучший контроль осуществления утечек смеси, низкая работы насоса, малая ширина трещин. Особенно данная технология показала успешное применение на пластах Нивагальского месторождения (рисунок 19). Образование дюн в системе пластов позволила иметь надёжное представление об вертикальном распространение трещин, что сказывается на эффективности проведения процедуры ГРП.

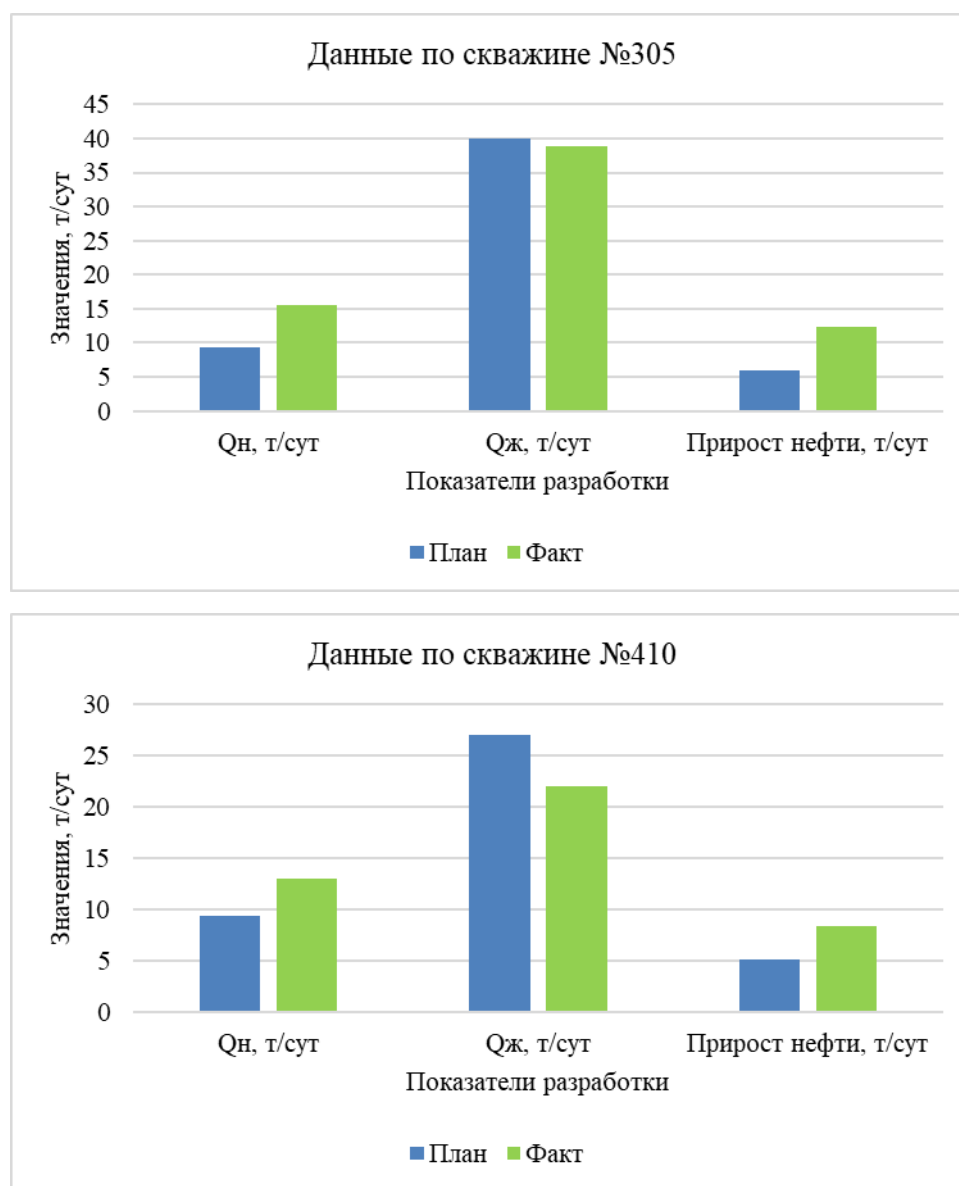


Рисунок 19 – Значения показателей разработки до и после ГРП

3.5 Бесшаровый ГРП

Одним из новых методов гидроразрыва пласта является применение гидроразрыва бесшаровым методом. Традиционное применение шаровой технологии подразумевает под собой удаление зон трещин с помощью металлических шаров. В случае бесшарового метода, в качестве удаляющих материалов применяются не шары, а пакерные устройства. Пакер спускается в скважину на гибких трубах. При этом он увеличивается и разветвляет необходимые участки, параллельно расширяясь и открывая новые участки для проведения разрыва (рисунок 20).

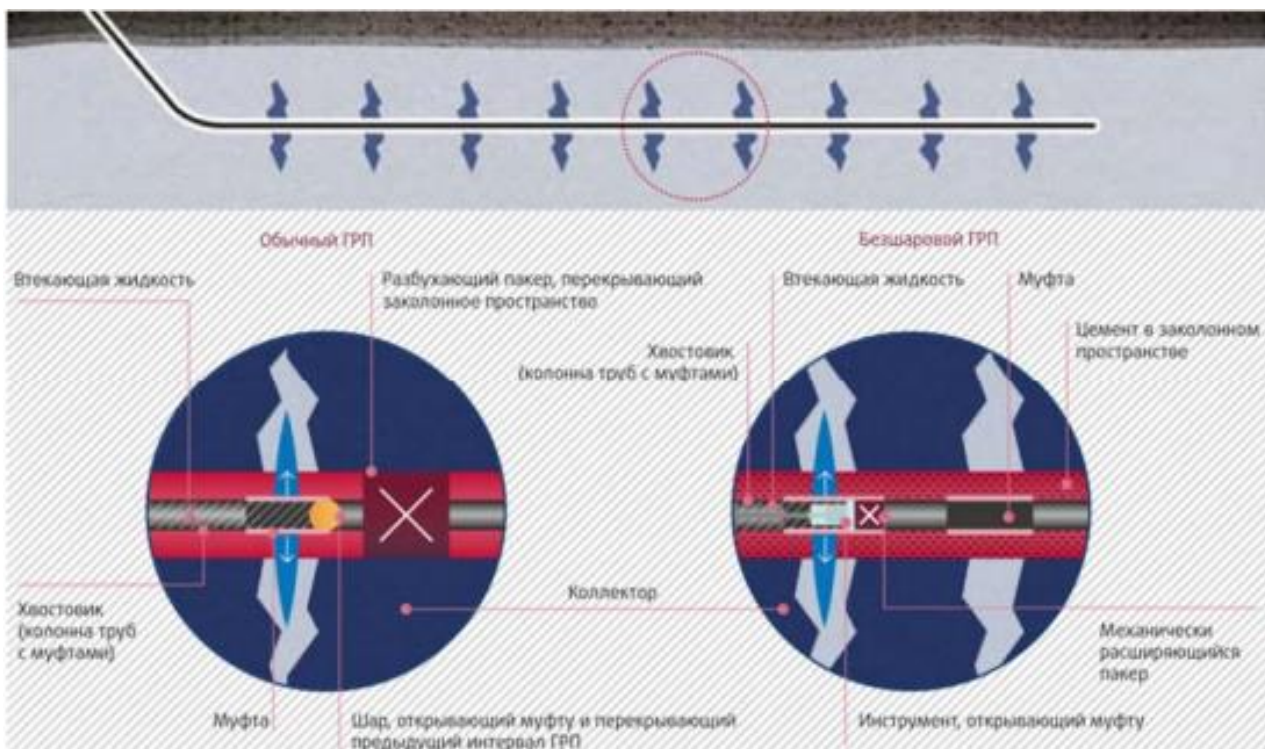


Рисунок 20 – Сравнение бесшарового и шарового метода

После проведения операции пакер возвращается к первоначальному размеру и переносится на следующий порт в скважине для проведения последующих операций. Внедрение бесшаровой технологии позволяет увеличивать количество стадий гидроразрыва, тем самым увеличивая шанс притока скважине.

3.6 Проведение гидроразрыва с охлаждением призабойной зоны пласта

Новые виды гидроразрыва пласта применялись на Поточном месторождении. Так к примеру, для увеличения эффективности применения гидроразрыва пласта, в залежь помещается технология, которая направлена на предварительные охлаждения участков призабойной зоны пласта. Данный метод нацелен на установление прочности гелия и положительно сказывается на его удалении из искусственно созданной трещины впоследствии окончания гидроразрыва пласта. Данное мероприятие имеет положительную тенденцию, в

основе которой лежит зависимость вязкости от температуры. Как известно, чем меньше температура агента, тем выше его вязкость и наоборот (рисунок 21).

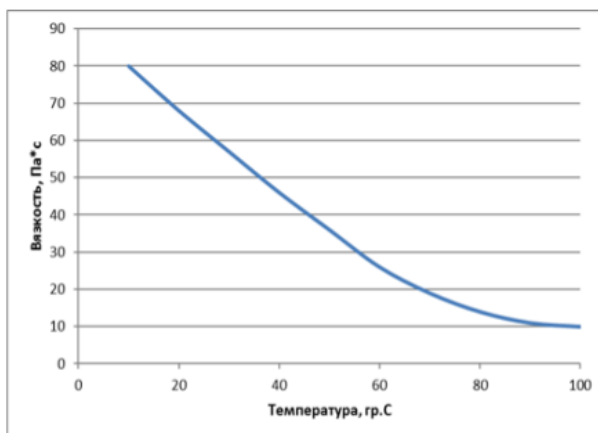


Рисунок 21 – Зависимость значения вязкости от температурных характеристик

Данное явление способствовало установлению зависимости вязкости гели от температуры в условиях гидроразрыва пласта.

Итогом данного мероприятия явилось охлаждение внедряемой жидкости в пласт, результате увеличения температуры, впоследствии которой гель становится прочным с наименьшей концентрацией. При повышении температуры наблюдается уменьшение вязкости геля. Интенсивность разрушения геля зависит от его температурных характеристик, внедряемых в пласт, в результате которой происходит интенсивное уменьшение вязкости. Таким образом, гидроразрыв пласта, направленного на охлаждение призабойной зоны, имеет положительную тенденцию, поскольку можно провести закачку пропанта жидкостью с уменьшенной нагрузкой геланта. При применении данного метода в конечном итоге получаем уменьшение загрязнений порового пространства, а соответственно и высокие значения остаточной проницаемости и проводимости, что положительным образом сказывается на приток пластового флюида.

В современном мире, традиционные методы гидроразрыва пласта не являются столь эффективными. Соответственно необходимо применение новых методов и внедрение новых технологий в истощенных низкопроницаемых пластах. В соответствии с этим рассмотрим проведение кластерного ГРП.

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

По мере расширения охвата разработки трудноизвлекаемых залежей, внедряются новые технологии и методы стимуляции в поисках оптимального и эффективного подхода к повышению нефтеотдачи пластов.

4.1 Параметры, влияющие на выбор скважин

Скважины для проведения гидроразрыва пласта должны выбираться службами НГДУ, на основе данных компьютерного моделирования, а также утверждены техническим советом ПАО «Сургутнефтегаз». За выбор кандидата скважины несёт ответственность геологическая служба НГДУ.

Эффективное проведение гидроразрыва пласта обусловлено учитываем таких параметров как наличие и качественное цементирование кольца в колонне, состояние ПЗ эксплуатационный колонны, герметичность устья скважины, а также дальность расположения ВНК [17].

Опыт применения ГРП, показывает, что наибольший эффект при применении гидроразрыва пласта достигается в низкопроницаемых коллекторах.

Необходимо избегать гидроразрыва пласта в добывающих скважинах, которые расположены рядом с линии нагнетания или ВНК, поскольку может произойти прорыв закачиваемой жидкости.

Для эффективного проведения гидроразрыва пласта необходимо изучить данные ГИС (электрокаротажные данные), анализы кернового материала, историю эксплуатации скважины, данные эксплуатации соседних месторождений [18].

ГРП необходимо осуществлять в скважинах, которые технически исправны. В скважинах, в которых наблюдается техническая неисправность или неудовлетворительная цементировка колонны, необходимо произвести цементирование, и только после проводить работы.

Для проведения работ в условиях Западно-Сибирской провинции, необходимо ориентироваться на показатели гидропроводности и дебитов скважин:

- показатель гидропроводности $\leq 5 \cdot 10^{-2}$ мкм²*м/Па, и дебит эксплуатируемой скважины ≤ 3 т/сут., соответственно эти объекты должны быть включены в резерв. Поскольку разработка затруднена в связи с малыми эффективными толщинами, а также высокими показателями вязкости углеводородов [19];

- показатель гидропроводности варьирует в диапазоне от $5,0-10,0 \cdot 10^{-2}$ мкм²*м/Па, дебит эксплуатируемой скважины варьирует в диапазоне от 3-5 т/сут., соответственно разработка данных пластов-кандидатов осуществляется только с применением гидроразрыва;

- показатель гидропроводности $\geq 10,0 \cdot 10^{-2}$ мкм²*м/Па, дебит эксплуатируемой скважины превышает 5 т/сут., соответственно пласты-кандидаты являются первоочередными к применению гидроразрыва пласта, поскольку охватывается не дренируемая часть запасов углеводородов.

Подбор скважин-кандидатов на проведение ГРП включает четыре этапа:

- анализ геологии и текущего состояния разработки;
- анализ технического состояния скважины и подбор оборудования для проведения ГРП;
- расчет потенциала, уточнение текущих параметров работы скважин, расчет эффекта от ГРП;
- проработка дизайнов ГРП.

Результатом подбора скважин-кандидатов на проведение ГРП является список скважин-кандидатов на проведение ГРП с расчетными запускными параметрами, удовлетворяющий критериям отдела геологии (ОГ).

Этап I. Анализ геологии и текущего состояния разработки.

Основные инструменты – принятые в Компании ПО для анализа разработки.

Порядок выполнения работ:

- проводится анализ состояния ОИЗ, приходящихся на скважину с учетом сложившейся системы разработки. ОИЗ нефти по скважине-кандидату должны быть достаточными для обеспечения экономической рентабельности мероприятия ГРП;

- проводится оценка пластового давления в районе скважины-кандидата на ГРП (утвержденные карты пластового давления, карты компенсации по ячейкам; анализ выполненных ГДИС по определению текущего пластового давления по скважине-кандидату на ГРП или на скважинах окружения, данные глушения и т.д.). В случае, если текущая компенсация в районе скважины-кандидата (в ячейке/в блоке/месторождения) менее текущей компенсации по последнему утвержденному ПТД, то ОГ необходимо предусмотреть мероприятия по оптимизации системы ППД в районе предполагаемого проведения ГРП (увеличение закачки, перевод скважин в ППД и т.д.). При невозможности или не целесообразности достижения плановых уровней компенсации ОГ необходимо предоставить экономические расчеты по скважине (группе скважин), подтверждающие эффективность (положительный NPV) мероприятия ГРП, выполненные в соответствии с локальными-нормативными документами Компании в области оценки экономической эффективности ГТМ [20];

- проводится анализ геологии. Выполняется оценка возможных геологических рисков (риск прорыва в водо- или газонасыщенный горизонт, текущее положение контура ВНК/ГНК, близость нагнетательной скважины (оценка положения фронта нагнетаемых вод) и т.д.) по каждой скважине-кандидату;

- по результатам анализа разработки, геологии и запасов формируется список скважин на проведение ГРП с указанием и обоснованием рисков по каждой скважине.

Этап II. Анализ технического состояния скважины и подбор ГНО с учетом планируемых параметров работы скважины после ГРП.

Оценку технического состояния скважины работники ОГ должны выполнять самостоятельно исходя из комплекса всех доступных данных и, на основании этого массива данных принимать решение о спектре мероприятий и исследований, необходимых для выполнения оценки технического состояния скважины, а также определять периодичность их проведения.

Подбор оборудования выполняется с целью достижения целевого забойного давления (минимально возможное забойное давление, обеспечивающее максимальный дебит жидкости при стабильной работе оборудования). Расчет целевого забойного давления проводится в соответствии с Методическими указаниями Компании «По расчету целевого забойного давления добывающих скважин» № П1-01 С-009 М-002.

Этап III. Расчет потенциала, уточнение текущих параметров работы скважин, расчет эффекта от ГРП.

Основной источник исходных данных – технологический режим работы скважин по состоянию на текущий месяц, МЭР, суточные данные добычи («шахматка»).

Порядок выполнения работ:

- проверяются текущие параметры работы, представленные в технологическом режиме работы скважин по состоянию на текущий месяц;
- определяется целевое забойное давление. Расчет целевого забойного давления осуществляется согласно Методическим указаниям по расчету целевого забойного давления добывающих скважин» № П1-01 С-009 М-002;
- производится расчет технологической эффективности проведения ГРП. В качестве исходных данных принимаются уточненные (в том числе, на основе интерпретации результатов ГДИС) текущие параметры работы скважины и целевое забойное давление.

Этап IV. Проработка дизайнов ГРП.

Определение оптимальной массы проппанта базируется на дизайне ГРП, выполненном в специализированном ПО. Главным критерием является

достижение максимальной экономической эффективности с учетом геологических ограничений и технических возможностей. Контроль за составленным подрядной организацией дизайном ГРП, выбор, согласование и утверждение дизайна ГРП находится в компетенции ОГ [21].

4.2 Первые опыты проведения кластерного гидравлического разрыва пласта на Западно-Сургутском нефтяном месторождении

Анализ особенностей пластов (механических свойств) был осуществлен за счет расширенного каротажа скважины перед началом процесса испытания трещинообразования с применением корреляции между особенностями динамического и статического характера, сформированных в процессе исследований керна.

Высокой значимостью обладает показатель, который необходим с целью идентификации наиболее оптимальных кандидатов на проведение испытаний данного метода в полевых условиях. В качестве этого показателя выступает безразмерное соотношение между модулем Юнга и напряжением, которое возникает в пласте. Необходимо, чтобы данное соотношение составляло более 277 для пластовых условий по причине имеющихся ограничений указанного метода. Данный показатель находится в тесной взаимосвязи с обеспечением устойчивости, в рамках которой стенки трещины, обязаны отличаться повышенной жесткостью, для того чтобы они смогли претерпевать напряжение, возникающее при закрытии. Специальный программный софт, предназначенный для формирования моделей, применялся с целью оптимизирования размещения проппанта. Что касательно численного моделирования, то оно применялось с целью оценивания проводимости обработки на базе встроенных моделей механического, а также гидродинамического характера.

На рисунках 22 и 23 продемонстрирована комбинация модели литологического характера, где также приведены геомеханические треки в центре.

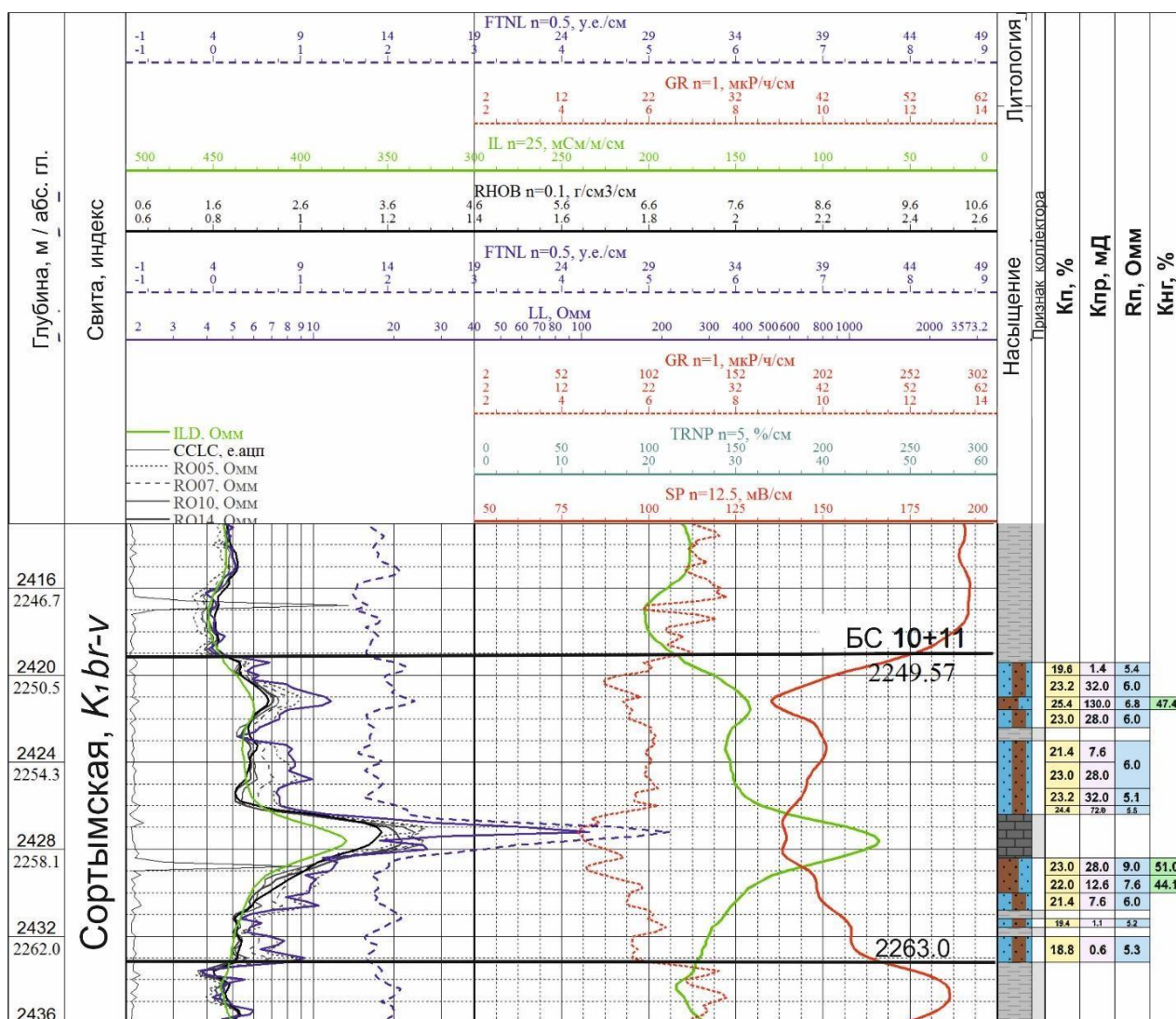


Рисунок 22 – Геомеханические и литологические свойства пласта БС₁₀₋₁₁

Данная модель представляет данные для коэффициента Пуассона, а также модуля Юнга для скважины Х, которая в свою очередь являлась первым кандидатом на ГРП.

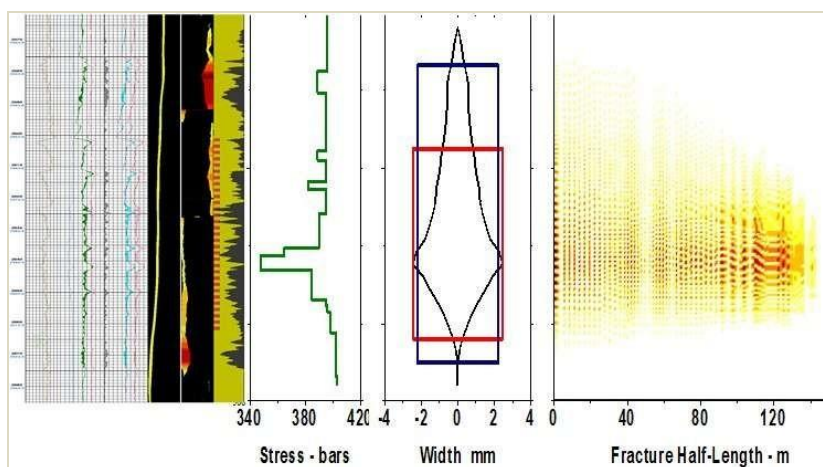


Рисунок 23 – Геометрия ГРП в скважине Х

С довольно высоким успехом был осуществлен гидроразрыв с 50-ю тоннами проппанта, который в свою очередь имело покрытие смолой 20/40 типа RCP, транспортировка которого осуществлялась с довольно высоким объемом жидкости сшитого характера. На рисунке 13 продемонстрирована интерпретация высоты, которой характеризуется трещина, базирующаяся на анизотропии акустического характера (слева). Кроме того, справа приведена визуализация профиля ширины трещины, а также ее геометрии. Проведение измерений независимого типа, в ходе которых анализировалась высота трещины, продемонстрировало то, что существенное увеличение высоты трещины имеет место за рамками интервала, являющегося полезным. Проведение вычисления таких параметров трещины, как ширина и полудлина, с относительно большой точностью, стало возможным за счет корреляции истории давления с применением прибора, который в свою очередь осуществлял запись показания, получаемых на забое скважины. Данный метод формирования моделей трещин, опирается на кросс-дипольный анализ ультразвукового типа.

В ходе осуществления начальных обработок при помощи покрытия применялся исключительно проппант, отличающийся покрытием на основе полимеров. Это было обусловлено необходимостью максимально снизить имеющийся риск эрозии кластеров и проппанта, а также его оседания, которые существенно повысили расходы на процесс обработки скважины. С целью снижения оседания в процессе осуществления закачки применялась фракция проппанта 20/40, которая являлась наименьшей из всех имеющихся.

В следующих ГРП как на территории нашей страны, так и во всем мире, в настоящее время осуществляется закачивание проппанта с покрытием, состоящим из полимера исключительно на последнем этапе. В результате этого, было подтверждено, что достаточным является присутствие волокон, которые являются разлагаемыми, с той целью, чтобы обеспечить удержание проппантовых частиц всех вместе в ходе размещения. Также стоит отметить, что напряжение, в процессе смыкания трещины, препятствует осуществлению

оседания, а также эрозии проппантовых кластеров.

По той причине, что размещение проппанта осуществляется неоднородно, то его необходимо примерно половина от всего объема, который применяется в процессе классической обработки ГРП. А по той причине, что количество жидкости остается прежним, трещины характеризуются наличием относительно похожей между собой геометрией. Сниженное количество проппанта заменяется пустотами внутри трещины, которые сначала содержит жидкость, а также волокнами и заменяется углеводородными соединениями в процессе осуществления добычи. Каналы, оказывают воздействие на особенности трещин, повышая проводимость на несколько порядков. Кроме того, стоит отметить, что результативная очистка трещин осуществляется за счет каналов открытого характера. Преимущественно трещины очищаются от полимеров, а также от жидкости. Эти каналы способствуют обеспечению довольно повышенной полудлины, что имеет особое значение для пластов, характеризующихся пониженным показателем проницаемости.

Исследование показателя результативности опирается на расчет коэффициента продуктивности, который приводится к эффективной толщине пласта. С этой целью, расчет коэффициента осуществлялся на основе информации по каждодневному дебиту с применением Вогельской корреляции на фоне давления, которое по своему показателю не превышает давления насыщения. Полная добыча может быть представлена уравнением:

$$Q = Q_b + (Q_{max} - Q_b) * (1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 * (\frac{P_{wf}}{P_b})^2), \quad (1)$$

где P_{wf} – это забойное динамическое давление в атм;

P_b – давление насыщения, атм;

Q_b – дебит скважины при давлении $P_{wf} = P_b$, м³/сут;

Q_{max} – это теоретический максимальный дебит при P_{wf} , м³/сут.

Далее зная, что:

$$Q_b = J_d * (P_r - P_b), \quad (2)$$

$$Q_{max} = Q_b + \frac{J_d + P_b}{1.8}, \quad (3)$$

Мы можем выразить уравнение через коэффициент продуктивности:
где P_r это среднее давление в пласте.

Время выхода на радиальный приток рассчитывается по формуле (9):

$$t_{pss} = \frac{t_{pDa} * m * \mu * c_t * A}{0.00864 * k}, \quad (4)$$

t_{pDa} – безразмерное время;

m – пористость, д.е.;

μ – вязкость нефти, Спз;

c_t – это сжимаемость нефти; 1/Па;

A – размер дренируемой области, м;

k – это проницаемость, мД.

Применяя сведения, характеристики продуктивного пласта X, а также учитывая, что $A=210$ м, средний показатель, отражающий временной период, в течении которого осуществлялся выход на псевдо-радиальный приток составляет 119 дней.

На рисунке 24 приводится сравнительная характеристика безразмерной продуктивности (J_d), возникающей между кластерным ГРП (синий), а также классическими способами обработки (оранжевый).

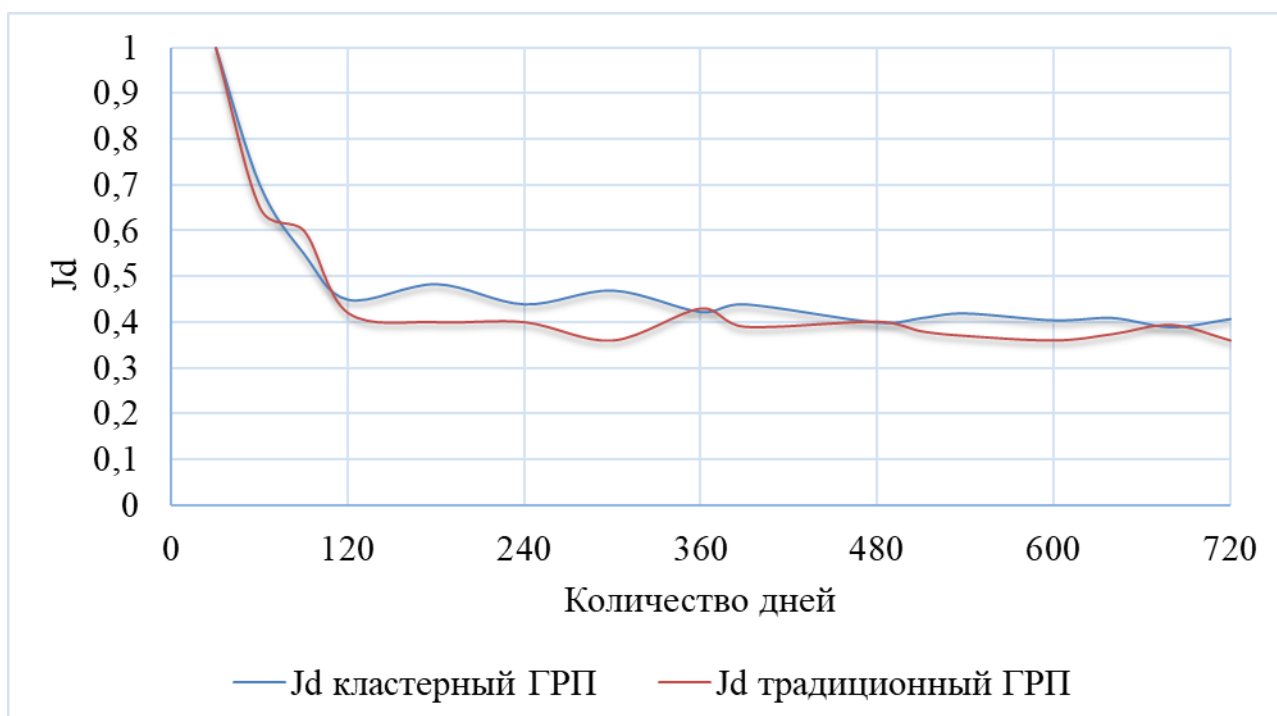


Рисунок 24 – График безразмерной продуктивности

J_d это полезный инструмент для сравнения нефтяных скважин, добывающих из пластов с разной проницаемостью и чистой продуктивностью при разных значениях депрессии, что имело место для большинства скважин в изучаемых районах из-за неоднородности пластов и искусственного подъема как механизма обеспечения добычи.

На основе рисунка 24, имеется возможность сделать вывод, что ГРП кластерного типа стал причиной стабилизации добычи скважин на протяжении двух лет. Тенденция добычи являлась довольно схожей с динамикой скважин, являющихся близлежащими. Указанные результаты стали подтверждением того, что имеются каналы, так как предполагалось, что распределение проппанта равномерным способом станет причиной существенных потерь при добыче. В скважинах, являющихся близлежащими, использовался проппант 12/18 в соответствии с традиционной технологией, показатель массы которого практически в двое выше в сравнении с ГРП кластерного типа.

По истечению трех лет, в 2020 году, первые скважины также осуществляют свою деятельность в соответствии с дебитами стабильного характера за счет стабилизации канала и сохранения давления в пластах. Геология залежи, находящаяся поблизости к кандидатам, характеризовалась высокой неоднородностью, что в конечном счете стало причиной формирования неопределенности в проведении измерений проницаемости, которой характеризуются скважины. Это существенно создавало препятствия в осуществлении сравнения производственного процесса.

На данной стадии анализ не завершен. Принято решение о начале поиска инновационных идей, а также будущая оптимизация ГРП кластерного характера.

4.3 Увеличение объема обработки при кластерном гидравлическом разрыве пласта на Западно-Сургутском нефтяном месторождении

Пробные кампании по кластерному ГРП в 2017 г. осуществлены в

довольно трудных участках Западно-Сургутского месторождения. Анализ скважин пробного характера предоставил возможность получить вспомогательные данные для осуществления оптимизации ГРП кластерного характера в будущем.

Один из полученных выводов в ходе исследований, выражается в формировании довольно повышенной концентрации проппанта, а также применения пониженной доли закачки чистой жидкости, с целью формирования трещин с более высоким показателем ширины. ГРП кластерного типа позволил сформировать высокий показатель надежности, а также гибкости в процессе составления проекта, согласно которому ГРП осуществляет свою деятельность, а также обладает коэффициентом нулевого типа «Стопов» в сравнении с классическим гидроразрывом, характеризующийся 18% коэффициентом «стопов» по причине довольно сложной геологии. Пропускная способность надежного характера в канале, обусловлена закачиванием чистых импульсов, а также волокон, который обеспечивали поддержку проппантового потока, имеющегося внутри трещины.

На территории Сибири, используемый проппант, характеризующийся наличием довольно крупных ячеек, применяется с целью повышения показателя, отражающего проводимость набивки, но отличается существенным риском формирования «стопа». ГРП кластерного типа имеет существенное преимущество в форме применения проппанта, характеризующегося низкой размерностью по причине устранения связей, возникающих между размером проппанта, а также проводимостью трещины. По той причине, что скопления проппанта не оказывают особого влияния на общий поток углеводородных соединений через трещину, размер проппанта может быть изменен. По этой причине, все дальнейшие мероприятия ГРП кластерного типа осуществлялись с проппантом 16/20.

На территории Западно-Сургутского нефтяного месторождения процесс добычи осуществляется на основе песчаной формации BS4-5, которая характеризуется высокой слоистостью, а проницаемость находится в пределах

2-3 мД. На отдельных областях, к примеру, там, где был реализован ГРП с каналами, имеет место возникновения довольно повышенных градиентов парового давления, что становится причиной естественного потока, происходящего в скважинах, но при этом отсутствует тенденция к распространению трещин за рамки отмеченных зон.

За счет этого, ширина трещины, довольно нередко оказывается недостаточной, а также не способна обеспечить стабильное проникновение проппанта классических ГРП, несмотря на тот факт, что проппант, ячейки которого меньшего размера не применялся, а коэффициент «Стопов» примерно равен 18% на указанной территории. ГРП кластерного типа позволил избавиться от данного риска, по той причине, что все обработки осуществлялись согласно составленному проекту. С целью повышения ширины трещины было принято решение о повышении размера зоны, где осуществлялась обработка. На территории Западно-Сургутского месторождения, показатель массы проппанта для гидроразрыва в каналах был равен примерно 75% в сравнении с классическими ГРП. Кроме того, был повышен общий объем жидкости гидроразрыва пласта, применяемого для деятельности, что стало причиной роста, как ширины, так и длины каналов.

В соответствии с указанными выше обработками было принято решение о повышении объема работ, с целью обеспечения соответствия объема проппанта, который уже закачан, с объемом проппанта, применяющегося в классическом ГРП. По причине ряда характерных черт конструкции ГРП с каналом, рост числа, применяемого проппанта стал причиной роста объема жидкости, который необходим для осуществления обработки. Данный рост объема жидкости существенно повысил геометрию трещины. Данный проект именуется как СРЕ-100. На рисунке 25 приведены основные результаты формирования классической модели трещин, через которые обеспечивается связь между пластом и скважиной. В общей сложности было сформировано примерно 17 моделей, характеризующиеся различным показателем массы проппанта, опираясь на особенности пласта и геологических строений пласта.

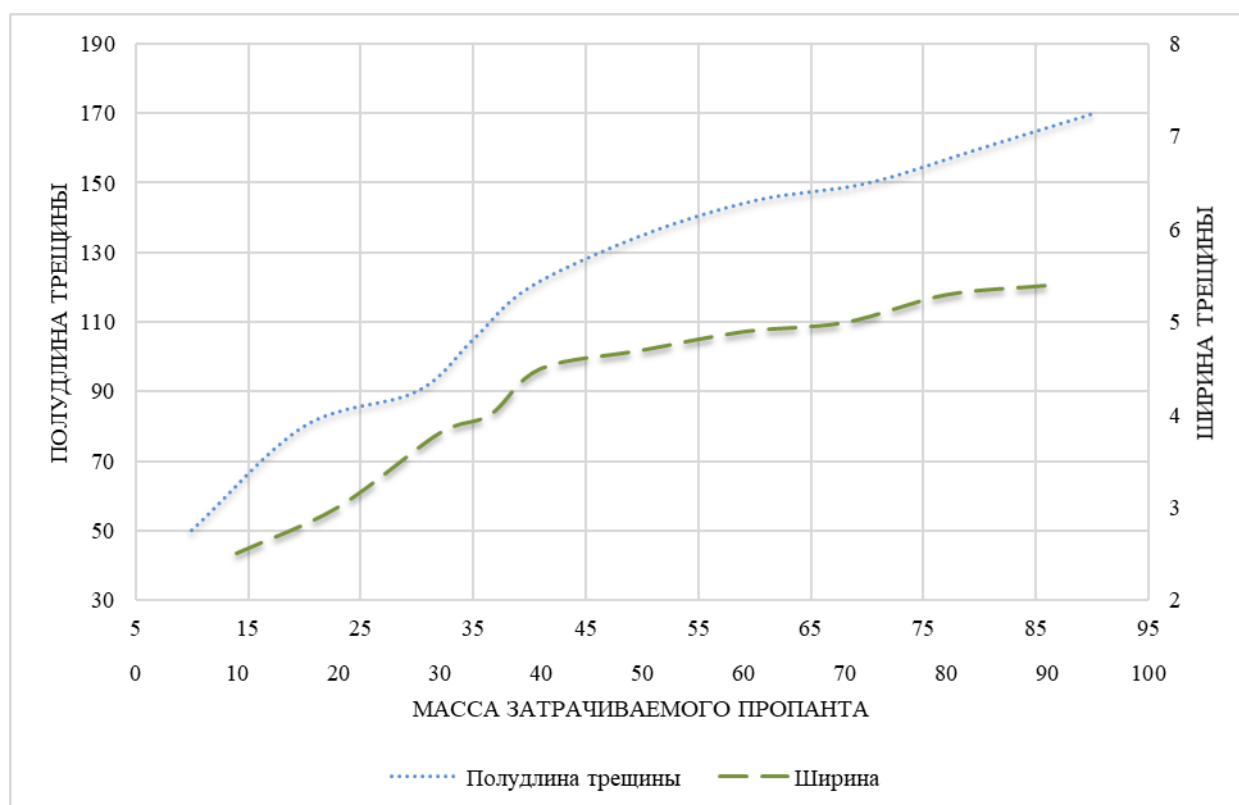


Рисунок 25 – Зависимость показателей протяженности трещин от закачиваемой массы пропанта

Изменение дизайна гидроразрыва было осуществлено пропорциональным образом для того, чтобы максимально обеспечить условия для развития приемлемой геометрии трещины относительно роста количества суспензии, а также пропанта. Опираясь на сведения, указанные на рисунке 14, показатели полудлины, а также ширины гидравлических трещин существенно повышаются в соответствии с ростом размера обработки.

Особое место имело, два довольно существенных фактора, которые в конечном счете способствовали формированию проекта ГРП кластерного характера с каналом с повышенным размером обработки:

– каналы способствуют повышенной очистке трещин от различных полимерных соединений, а повышение размера обработки станет основанием для роста результативной длины трещины. Рост размера трещины в случае классической обработки станет причиной уменьшения результативности очистки, а длина являющаяся дополнительной для подпорки не окажет

результативного воздействия на процесс добычи, по той причине, что существенные повреждения сохранились в более отдаленных областях проппантной пачки;

– подтверждено, что ГРП кластерного типа отличается довольно пониженным исом возникновения «Стопов», как отмечается в ходе реализации компании в полевых условиях. По мере того, как размер трещины классических методов осуществления ГРП превышает наиболее рациональный показатель, увеличивается риск возникновения «Стопов», а также находящихся с ним в тесной взаимосвязи работы ремонтного характера.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение суммарных затрат на проведение мероприятия по кластерному ГРП
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала:

1. Расчетные формулы
2. Таблицы

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич		

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;

- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;

- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В данном разделе представляется описание расчета стоимости анализа эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере западно-сургутского нефтяного месторождения (ХМАО).

5.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Усовершенствование традиционной технологии гидроразрыва пласта, поскольку непонимание физической структуры процесса приводит к трещинообразованию в нецелевых зонах, что ведет к неэффективности проведения МУН.
	Образование устойчивых трещин внутри структуры проппанта

В таблице 10 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 10 – Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере западно-сургутского нефтяного месторождения (ХМАО).
<u>Ожидаемые результаты проекта:</u>	Применение данной технологии способствует образованию устойчивых трещин внутри структуры проппанта
<u>Критерии приемки результата проекта:</u>	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	<u>Требование:</u>
<u>Требования к результату проекта:</u>	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Данный раздел посвящен конкурентоспособности исследования. Позиция разработки и конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, с

шагом 1 балл, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Где вес показателя – это важность фактора (по пятибалльной шкале), деленная на сумму важностей всех факторов.

Для проведения оценки конкурентоспособности исследования будет использована оценочная карта, представленная в таблице 3, где $b_{к1}$ – альтернативная технология, $b_{к2}$ – текущая разработка.

Таблица 11 – Оценочная карта для сравнения разработок

Факторные признаки (P _j)	Вес критерия, w _j	Баллы		Конкурентоспособность	
		b _{ip}	b _{i1}	B _{jp}	B _{j1}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки					
1. Помехоустойчивость	0,1	9	9	0,9	0,9
2. Трещиностойкость	0,2	9	8	1,8	1,6
3. Мобильность	0,2	10	7	2	1,4
4. Эффективность работы	0,05	2	2	0,1	0,1
5. Наличие дорогостоящего оборудования	0,1	8	9	0,8	0,9
6. Простота эксплуатации	0,1	10	9	1	0,9
Экономические критерии оценки					
1. Цена	0,05	8	7	0,4	0,35
2. Финансирование научной разработки	0,1	8	8	0,8	0,8
3. Трудоемкость	0,1	8	9	0,8	0,9
Итого	1	-	-	8,6	7,85

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

5.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT-анализ заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Первый этап SWOT-анализа

	Сильные стороны проекта: С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии; С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями; С3. Экологичность технологии изготовления; С4. Актуальность научного исследования.	Слабые стороны проекта: Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований; Сл2. Большое количество конкурентов; Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию; Сл4. Вероятность получения брака.
Возможности: В1. Создание новых технологий получения целевого продукта; В2. Развивающиеся конкурентные отношения; В3. Повышение стоимости конкурентных разработок;		

В4. Сокращение численности безработных.		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Развитая конкуренция технологий производства.		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «–» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения «+» или «–». Интерактивные матрицы представлены в таблицах 13 – 16.

Таблица 13 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	-	-	-	-
	В2	-	+	+	-
	В3	-	+	-	+
	В4	+	+	-	-

Таблица 14 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	-	-	+	+
	В2	-	-	-	-
	В3	-	-	-	-
	В4	-	-	-	-

Таблица 15 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	+	-	-
	У2	-	+	-	-

Таблица 16 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и угрозы»

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	-	+
	У2	-	-	-	-

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, которая представлена в таблице 17.

Таблица 17 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями. С3. Экологичность технологии изготовления С4. Актуальность научного исследования.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований. Сл2. Большое количество конкурентов Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию. Сл4. Вероятность получения брака.
Возможности В1. Создание новых технологий получения целевого продукта В2. Развивающиеся конкурентные отношения В3. Повышение стоимости конкурентных разработок В4. Сокращение численности безработных	Направления развития В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному спросу на новые разработки. В3С2С4. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции и экологичность технологии являются хорошим основанием для внедрения технологии в аэрокосмической области. В4С1С2. Низкая цена исходного сырья и высокая	Сдерживающие факторы В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление брака.

	трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.	
Угрозы У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства У2. Развитая конкуренция технологий производства	Угрозы развития У1С2. Повышение конкурентоспособности из-за низкой стоимости материалов. У2С2. Бюджетное производство и актуальность могли бы устранить экономические трудности продвижения проекта.	Уязвимости: У1Сл4Сл5. Введение систем совершенствования производственных процессов для снижения погрешности и неопределенности.

Благодаря проведенному SWOT-анализу можно сделать вывод о том, что в основном трудности и проблемы в реализации проекта можно решить за счет имеющихся сильных сторон и возможностей. Однако, имеется необходимость в дополнительном финансировании.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение количества исполнителей для каждой из работ;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{max}i}}{5},$$

где $t_{\text{ож}i}$ — ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

t_{mini} — минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где $T_{кал}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – общее количество праздничных дней в году (2022 год).

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 19.

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож\bar{i}}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 1). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 26 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

5.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением.

В этой работе использовалась группировка затрат по следующим статьям:

- 1) материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- 2) затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- 3) основная заработная плата исполнителей темы;
- 4) дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- 5) отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- 6) накладные расходы НИР.

5.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей	340	4	1 200
Картридж для лазерного принтера	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

5.3.2 Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по данной теме.

Какое-либо специальное оборудование для работы дополнительно не закупалось. В данном разделе будет осуществляться расчет амортизации оборудования, которое было приобретено еще до начала выполнения работ.

К специальному оборудованию, необходимому для проведения экспериментальных работ, относится персональный компьютер фирмы ASUS.

Ежегодную сумму амортизационных отчислений рассчитывают следующим образом:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100},$$

где A – ежегодная сумма амортизационных отчислений;

$C_{\text{перв}}$ – первоначальная стоимость объекта;

$H_a = 100/T_{\text{сл}}$ – норма амортизационных отчислений;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы;

t – время использования оборудования

Все расчеты по приобретению оборудования, имеющегося в организации, но используемого для исполнения данных экспериментов, сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы ASUS	55	8	141	26927,1
Итого:					26927,1

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей

В данном разделе рассчитывается заработная плата работников, которые напрямую связаны с реализацией исследования. Статья включает заработную плату по окладу, дополнительную заработную плату, а также премии и доплаты.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя) среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 раб.дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (Таблица 22).

Таблица 22 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней – выходные дни	52	52
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени – отпуск	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 23.

Таблица 23 –Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_{б},$ руб.	k_p	$Z_{м},$ руб.	$Z_{дн},$ руб.	$T_p,$ раб.дн.	$Z_{осн},$ руб.
Руководитель	44400	1,3	57200	2360,6	33	77900
Инженер	23800	1,3	30940	982,2	98	125135,1
Итого: 203035,1 руб.						

5.3.4 Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн},$$

где $Z_{дон}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{дон}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12;

$Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

В таблице 24 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 24 – Заработная плата исполнителей проекта

Заработная плата	Руководитель	Студент (инженер)
Основная зарплата	77900	125135,1
Дополнительная зарплата	9348	15016,2
Зарплата исполнителя	87248	140151,3
Итого по статье: 227399,3руб.		

5.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.), равный 0,302.

Результаты отчислений во внебюджетные фонды представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Студент (инженер)
Основная заработная плата, руб.	77900	125135,1
Дополнительная заработная плата, руб.	9348	15016,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого	26348,9	42325,7
Итого по статье: 68674,6 руб.		

5.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 26 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления во внебюджетные фонды	Итого без накладных расходов
26927,1	8290	203035,1	24364,2	68674,6	331291

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 27.

Таблица 27– Бюджет затрат проекта

№ п/п	Наименование статьи	Сумма, руб.
1	Материальные затраты	8290
2	Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных работ)	26927,1
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	203035,1
4	Затраты на дополнительной заработной плате исполнителей темы	24364,2
5	Отчисления во внебюджетные фонды	68674,6
6	Контрагентские расходы	300,00
7	Накладные расходы	13251,64
Бюджет затрат проекта: 344843руб.		

Таким образом, плановая себестоимость проекта составляет 344843 рублей. Основные затраты приходятся на заработную плату исполнителей проекта.

5.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{фин}^{испi} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где $I_{фин}^{испi}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет два исполнения, то:

$$I_{фин}^{Исп1} = \frac{344843}{500000} = 0,69$$

$$I_{фин}^{Исп2} = \frac{403500}{500000} = 0,81$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы (таблица 28), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – альтернативная технология.

Таблица 28 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Оценка Исп. 1	Оценка Исп. 2
Трудоемкость изготовления	0,3	5	3
Удобство в эксплуатации	0,15	4	4
Универсальность	0,1	4	3
Надежность	0,2	4	4
Материалоемкость	0,25	5	2

$$I_{p-Исп.1} = 5 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 = 4,55$$

$$I_{p-Исп.2} = 3 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,2 + 2 \cdot 0,25 = 3,1$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{Исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин.и}},$$

Таблица 29 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель разработки	0,58	0,83
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,55	3,1
Интегральный показатель эффективности	7,8	3,7

Как видно из расчетов, использование данной разработки является наиболее оптимальным и целесообразным решением.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б7Г1		ФИО Николаев Александр Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ЗАПАДНО-СУРГУТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	Объект исследования: добывающая скважина; Область применения: кустовая площадка, нефтескважинные объекты; Рабочая зона: полевые условия; Размеры рабочей зоны: 60*120 м; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура, агрегат; Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: гидравлический разрыв пласта
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	- ГОСТ Р 58869-2020 Горное дело. Метод направленного гидроразрыва кровли горных пород в угольных шахтах; № 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации от 1 марта 2002 года; - ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; - ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования; - ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия
Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:	Вредные факторы: – аномальные климатические параметры воздушной среды; – загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; – шум; – вибрация; – освещенность; – монотонность труда; – укусы животных; Опасные факторы: – движущиеся части механизмов; – работа с сосудами под давлением;

	– химические вещества. – производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; – производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства; – неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов; – радиация. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески
Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения	Воздействие на селитебную зону: химическое загрязнение 150 м Воздействие на литосферу: радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия ГРП, утилизация отработавшего оборудования Воздействие на гидросферу: ухудшение качества подземных вод при утечке материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха утечкой углеводородов через сальниковые уплотнения
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	Возможные ЧС Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо; Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение; Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия; Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик Наиболее типичная ЧС: взрыв и пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич		

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Мероприятия по безопасному ведению работ, при введении скважины в пробную эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 Закона «О недрах» [24] и обеспечить выполнение требований «Правил охраны недр» по безопасному ведению работ, связанных с использованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль за состоянием окружающей среды и за выполнением природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Непосредственную ответственность за обеспечение безопасных условий работ, связанных с использованием недрами, несут руководители предприятий. Органы государственного горного надзора в пределах своей компетенции обеспечивают государственное нормативное регулирование вопросов безопасности работ, связанных с использованием недрами, а также выполняют контрольные функции.

Все работы на скважине допускаются только при обеспечении безопасности жизни и здоровья работников и населения в зоне влияния работ, связанных с использованием недрами.

Основными мероприятиями по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с использованием недрами, являются следующие:

Допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование).

Организация и порядок обучения, инструктажей, проверки знаний и

допуска персонала к самостоятельной работе должны проводиться в соответствии с требованиями.

Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения и проверки знаний в соответствии с требованиями Постановления «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» [25], стажировки на рабочем месте, проверки практических навыков, проведения необходимого инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства [26].

Работодатель за счет своих средств обязан в соответствии с установленными нормами обеспечивать своевременную выдачу специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену. Выдача спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ) регламентирована Приказом №290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

6.2 Производственная безопасность

При производстве гидроразрывных работ на кустовых площадках имеются опасные и вредные производственные факторы (таблица 30) [27].

Разработка и проведение мероприятий, обеспечивающих охрану

работников подрядных организаций, ведущих работы, связанные с использованием недр, и населения в зоне влияния указанных работ от вредного влияния этих работ в их нормальном режиме и при возникновении аварийных ситуаций.

Таблица 30 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Нормативные документы
1. Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
2. Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
3. Превышение уровня вибрации и шума	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ; ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
5. Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
6. Укусы животных	ГОСТ Р 58436-2019 Экспертиза механических повреждений у непродуктивных животных. Общие требования
7. Движущиеся части механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
8. Химические реагенты	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

9. Работа с сосудами под высоким давлением	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
10. Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
11. Образование электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
12. Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования. ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий.
13. Радиация	ГОСТ Р 55776-2013 Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения

6.2.1 Анализ вредных факторов на производстве

6.2.1.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды

ГРП применяется на открытом воздухе, соответственно на работника влияет ряд метеорологических условий (холодное и тепловое воздействие в сочетании с высокой скоростью ветра; ультрафиолетовое голодание; кровососущие насекомые (мошки и комары)).

При работах на открытой местности согласно коллективному договору ПАО «Сургутнефтегаз» и правил безопасности (ГОСТ 12.4.011-89 [28]), работниками применяется ношение средств индивидуальной защиты. Помимо этого, за счет уменьшения вредного действия неблагоприятных факторов производственной среды и трудового процесса на работающих за счет снижения времени их действия.

Также график труда и отдыха составляется в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018) _

Воздействие неблагоприятных температур на организм человека является причиной несчастных случаев. К примеру, при высокой температуре окружающей среды у человека наблюдается снижение внимательности, появление тошнотворных признаков, раздражительность, неосмотрительность и т.д. Низкие температуры окружающей среды также негативно влияют на

организм человека и приводят к обморожению, вследствие уменьшения подвижности конечностей. Для предотвращения данного фактора на кустовой площадке расположено место обогрева сотрудников.

В таблице 31 представлены метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещаются.

Таблица 31 – Метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещены [29]

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

6.2.1.2 Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C_1-C_{10}) и сероводорода (H_2S) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 32 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [30].

Таблица 32 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO_2	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO_2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных невротических – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограничение использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

6.2.1.3 Превышение уровня вибрации и шума

Вибрация возникает в самых разнообразных технических устройствах вследствие несовершенства их конструкции, неправильной эксплуатации, внешних условий (например, рельеф дорожного полотна для автомобилей), а также специально генерируемая вибрация возникает в результате механических колебаний. Особенность действия вибрации состоит в том, что механические колебания распространяются по грунту (воде) и оказывают воздействие на основания сооружений, вызывая звуковые колебания в виде шума. Воздействие вибрации может привести к ощущениям сотрясения и изменениям нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системы.

На кустовой площадке расположен один источник шума – агрегат (100дБ).

Согласно нормам [31], представленным в таблице 33, источник шума

превышает максимальный уровень.

Таблица 33 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в лаборатории можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка агрегата, противοшумные наушники, вкладыши [32].

6.2.1.4 Освещение рабочей зоны

Работы в темное время суток должны проводиться с соблюдением норм освещенности, во избежание случаев получения травматизма работником.

Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности при ТРС и КРС составляет более 25 люксов [33]. В качестве дополнительных осветительных приборов необходимо применение прожекторов, а также фонарей. При соблюдении норм освещенности дополнительные мероприятия не требуются.

6.2.1.5 Монотонность труда

Монотонность – это однообразное повторение рабочих операций. Опасность монотонности заключается в быстрой утомляемости, снижении внимания к процессу производства и снижении интереса к трудовому процессу, что влияет на безопасность труда. Одной из форм, предрасполагающей к формированию монотонности, является автоматизм. Он может сформироваться в результате нескольких факторов: рутинности работы, многолетнего опыта, отсутствия вовлеченности в трудовой процесс, творческого подхода, физических перегрузок. Особое значение это имеет на сложных производствах

и производствах с вредными условиями труда, где аккуратность и внимание имеют решающее значение. Монотонность также сопровождается апатией к выполнению трудовой деятельности, скукой.

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности. При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии. Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции [34].

6.2.1.6 Укусы животных

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор подвержен укусам, наносимыми насекомыми и животными. Наибольшую опасность представляет медведь. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

6.2.2 Анализ опасных факторов

6.2.2.1 Движущиеся части механизмов

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора [35]. Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны. Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов.

6.2.2.2 Химические реагенты

При выполнении работы на полигоне используются химические реагенты. Основными средствами безопасности при работе с веществами являются:

- средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы, само спасатели, изготовленные из подручных средств, противопыльные тканевые маски и марлевые повязки),
- средства защиты кожного покрова (защитные костюмы, резиновые

сапоги и др.),

– средства медицинской защиты (индивидуальная аптечка АИ-2, индивидуальный противохимический пакет, пакет перевязочный индивидуальный).

Также все сотрудники при работе с химическими реагентами должны проходить инструктаж по технике безопасности.

С целью избежание негативного воздействия на организм человека, необходимо придерживаться прописанных требований безопасности в ГОСТ 12.1.007-76.

6.2.2.3 Работа с сосудами под высоким давлением

Оснащение предохранительными клапанами всех аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, должно проводиться с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Опасность может возникнуть вследствие взрывной волны (за счет превышения избыточного давления), результатом которого может произойти распространение остроережущих предметов и осколков, что в дальнейшем может привести к травмированию и летальному исходу [36].

Разгерметизация сосудов, работающих под давлением, может произойти в результате коррозии, неправильной транспортировки и хранения. Для устранения причин и разгерметизации, ежегодно проводятся целевые комиссии в лице механиков.

Для минимизации возникновения данного фактора для всех работников, обслуживающих оборудование под давлением. проводится обязательное обучение по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

6.2.2.4 Образование электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства

Для предупреждения возможности возникновения опасных искровых

разрядов с поверхности оборудования, перерабатываемых веществ и материалов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенности производства, обеспечивающие стекание возникающего заряда: снижение интенсивности генерации заряда статического электричества [37]. Это достигается регламентированием параметров производственных процессов (влажность, давление и температуры и др.); отвод заряда путем заземления оборудования и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта с заземлением тела человека. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества. Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом; отвод заряда путем уменьшения удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления. Для уменьшения удельного поверхностного сопротивления диэлектриков рекомендуется повышать относительную влажность воздуха до 55-80 %; нейтрализация заряда путем использования средств защиты от статического электричества. Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

6.2.2.5 Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов

Одним из опасных факторов на кустовых площадках является электрический ток. Объекты, находящиеся под высоким напряжением, являются источником поражения жизненных органов.

Воздействие электрического тока на работника проявляется в виде полученных электрических травм и ударов [37].

Для обеспечения безопасности жизни работника от ударов электрического тока необходимо устанавливать контур заземления используемого оборудования согласно ГОСТ 12.1.030-81 [38]. Факт заземления фиксируется в паспорте заземляющего оборудования и ведется механиком.

Во избежание чрезвычайных ситуаций необходимо пользоваться правилами безопасности и носить средства индивидуальной защиты: каски, спецодежда, спецобувь, перчатки и т.д.

6.2.2.6 Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента – перед началом работы оператор обязан осматривать инструмент, оборудование, фланцевые соединения скважин. Неисправный инструмент отбраковывается и изымается. Работать неисправным инструментом запрещается [39].

6.2.2.7 Радиация

При добыче нефти и газа на работников отрасли воздействуют следующие радиационные факторы:

- внешнее гамма-облучение, связанное с радиоактивным распадом природного урана-238 и тория-232;
- внутреннее облучение альфа- и бета-частицами при ингаляционном пути их попадания в организм;
- облучение кожных покровов и органов зрения персонала бета-частицами.

Перед строительством площадки для нефтеобъекта проводят дозиметрические мероприятия. При многократном превышении норм, строительство данной площадки переносится, либо выбирается меньшая глубина разрыва.

Для контроля превышения данного фактора проводят дозиметрическое

исследование, где рассчитывает плотность потока радона на площадке. При повышении норм, рекомендуется использовать респираторы, так как данные вещества являются газами.

При облучении ингаляционных путей проводят медицинское лечение, направленное на ускоренное выведение, альфа и бета-частиц.

6.3 Экологическая безопасность

Эксплуатация и разработка нефтяных месторождений, на которых имеется высокий газовый фактор всегда влияет на окружающую среду. К антропогенным факторам относятся:

1. Разлив углеводородов на кустовых площадках вблизи устья и эстакад добывающих скважин;
2. Загрязнение бытовыми отходами и промышленным мусором;
3. Оставление бесхозным материалов на территории и вблизи кустовой площадки.

Основными мерами по охране окружающей среды является увеличение численности объектов с герметичным резьбовым соединением, надежности узлов нефтепромысловых объектов, снижения сокращений выбросов за счет установления более современных и экологичных систем.

6.3.1 Защита атмосферы

В результате не плотного зажима фланцевых соединений, шпилек, резьбовых соединений и т.д. происходит выброс углеводородов в окружающую среду.

В результате аварий и разливов на опасном производственном объекте происходит наибольший ущерб окружающей среде. Наиболее часто встречаемыми факторами являются коррозия металлов, механические повреждения объектов, неплотное соединение оборудования, а также неграмотное и некачественное строительство нефтяных объектов.

Во избежание выбросов от загрязнений и охраны атмосферной среды необходимо устанавливать тотальный контроль швов соединений

трубопроводных транспортов, внедрять коррозионные мероприятия, применять нефтепромысловые объекты заводского исполнения согласно технического эксплуатационного паспорта.

Согласно документации предприятий нефтегазовой промышленности, необходимо придерживаться четкого комплекса действий на случай аварий на опасном производственном объекте согласно плану мероприятий локализации аварий. Ликвидация аварий проводится отрядами ДПФ и аварийными службами.

6.3.2 Защита гидросферы

Выброс различного рода нефтяных веществ, эмульсий, а также растворов может происходить и в гидросферу окружающей среды. Наиболее уязвимые грунтовые воды, пластовые воды, прилегающие реки, озера. Наиболее часто встречаемыми причинами загрязнения гидросферы являются:

- розлив нефтяных эмульсий, химреагентов и углеводородов, как вблизи устья, так и в зоне прилегающей территории кустовых площадок;
- нарушение герметичности соединений, в результате которых появляются перетоки водонефтяных эмульсий в заколонном пространстве;
- бытовой, промышленной мусор.

При переводе скважину из ППД в нагнетательную и закачке жидкости в пласт, необходимо промывать скважину инертной эмульсией. Сброс эмульсии осуществлять в дренажную емкость на кустовой площадке с отбором пробы и составлением акта. Согласно ПМЛА, при возникновении аварий, необходимо завезти и влить адсорбционные материалы на разлитые вещества, запретить отбор вод в целях питьевого водоснабжения персонала цехов.

6.3.3 Защита литосферы

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за следующих факторов:

- розливов химических реагентов непосредственно у устья скважины;
- утечке пропантов, эмульсий при транспортировке флота ГРП или в результате корродирования нефтепромысловых объектов.

Если произошел розлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель.

Во избежание розливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

6.3.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.07-95 [40], при проведении кластерного вида ГРП на ОПО может возникнуть ряд происшествий:

- разрыв нефтесборных элементов, которым обычно приурочено высокие показатели давления;
- разрушение нефтесборных коллекторов и трубопроводов, которые подают химреагенты в эксплуатируемую скважину;
- замыкание в электрической сети;
- пожары, взрывы.

Во избежание несчастных случаев, работниками бригад должны быть пройдены правила безопасности при ведении работ. Персонал должен быть ознакомлен со своей должностной инструкцией, со всеми видами инструктажей (вводный, первичный, внеплановый, целевой, повторный). При проведении работ на кустовых площадках, непосредственно у специалиста по ПБ и ОТ бригад ГРП необходимо получить акт-допуск на проведение работ по ГРП.

Чаще всего ЧС возникает в результате разрыва элементов, которые находятся под высоким давлением. Негерметичность соединений швов может привести к взрыву и пожару, в результате которого работник может получить

травмы и даже летальный исход.

При возникновении ЧС, ответственному за проведение работ по ГРП необходимо приостановить работы, оградить опасный участок, сообщить руководителю о ситуации, предпринять действия по эвакуации и спасению людей, удостоверившись в собственной безопасности.

Выводы:

Таким образом, были представлены и рассмотрены основные опасные и вредные производственные факторы, которые могут проявиться при проведении гидроразрывных работ на кустовых площадках.

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Установки на кустовой площадке относятся к категории повышенной взрывопожароопасности АН.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

Как показывает практика, во избежание несчастных случаев на производстве, необходимо придерживаться установленных правил безопасности. Ведь безопасность работника стоит на первом месте и является существенным и определяющим звеном в цепочке всего производственного процесса.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Запасам углеводородов Западно-Сургутского месторождения характерна низкая проницаемость и высокая расчлененность, что предопределяет их как трудноизвлекаемая нефть.

Западно-Сургутское нефтяное месторождение является перспективным и высокотехнологичным предприятием разработки ПАО «Сургутнефтегаз». Эффективная эксплуатация месторождения невозможна без применения дополнительного комплекса мер по интенсификации добычи. Применяемый гидроразрыв пласта является действенным мероприятием, который охватывает ранее недренируемые зоны разработки. Проведен анализ эффективности применения кластерного ГРП на Западно-Сургутском месторождении. В результате применения данной технологии добыча нефти увеличилась на 51 %. Внедрение нового вида ГРП на Западно-Сургутском месторождении привело к увеличению продолжительности технологического эффекта от мероприятия.

В настоящее время на месторождении проводится постоянный мониторинг качества жидкостей разрыва и расклинивающих агентов для производства ГРП. Для этого в ПАО «Сургутнефтегаз» создана контрольно-аналитическая лаборатория.

Проведение ГРП по кластерной технологии позволило получить дополнительный прирост углеводородов в тыс. тонн. Полученные показатели позволили сделать вывод об экономической целесообразности проведения мероприятия на низкопроницаемых коллекторах Западно-Сургутского нефтяного месторождения.

Проанализированы опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта на Западно-Сургутском месторождении. Обоснованы методы и средства ограничения, работающих от действия опасных или вредных производственных факторов и решены вопросы обеспечения предотвращения от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абдуллин Р. Н. Контроль качества ГРП (гидроразрыва пласта) / Р. Н. Абдуллин. – М.: Недра, 2019. – 89 с.
2. Волохин А. В. Ведение процесса гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации (1-е изд.) учебник / А. В. Волохин. – М.: Недра, 2017. – 197 с.
3. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. Наведение мостов между теорией и практикой. / М. Экономидес. – М.: Недра, 2004. – 202 с.
4. Гилаев Г. Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г. Г. Гилаев. – М.: Недра, 2020. – 304 с.
5. Янин А. Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири / А. Н. Янин. – Т.: Зауралье, 2021. – 615 с.
6. Ахмедшин Т. Р. Разработка месторождений на поздних стадиях. Краткий курс. – Т. Р. Ахмедшин. – Т.: Зауралье, 2019. – 326 с.
7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Серия 08. Выпуск 4. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 310 с.
8. Отдел разработки НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз». Информация по Западно-Сургутскому нефтегазовому месторождению, 2014. – 314 с.
9. Кузьмин Ю. А. «Построение числовой геолого-технологической модели и подсчет запасов Западно-Сургутского месторождения» / Ю. А. Кузьмин. – Тюмень, 2005. – 101 с.
10. Мегидиник З. М. Материалы изменения запасов углеводородов Западно-Сургутского месторождения ПАО «Сургутнефтегаз / З. М. Мегидиник. – С.: Аэтерна, 2014. – 174 с.
11. Акт лабораторных испытаний кислотных составов для объектов ГРП Западно-Сургутского месторождения ПАО «Сургутнефтегаз», 2010. – 301

с.

12. Регламент по проведению химических методов обработки призабойной зоны пласта на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз». – С.: Аэтерна, 2014. – 57 с.

13. Особенности геологического строения и разработки месторождений Западно-Сургутского нефтегазоносного района: сб. науч. ст., посвященный добыче 200-миллионной тонны нефти на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз». – С.: Аэтерна, 2004. – 674 с.

14. Анализ эффективности методов восстановления проводимости трещин ГРП в скважинах месторождений ПАО «Сургутнефтегаз». Промежуточный отчет. – С.: Аэтерна, 2001. – 101 с.

15. Годовые отчеты НГДУ «Сургутнефть» по Западно-Сургутскому месторождению за 2000-2014 гг. – С.: Аэтерна, 2004. – 128 с.

16. Исследование эффективности ГРП на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» и обоснование перспектив его применения. – С.: Аэтерна, 2012. – 57 с.

17. Матвеев С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков. – Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», 2002. – 364 с.

18. Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии технике нефтедобычи/ И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольский. – М: Недра, 1970. – 783 с.

19. Муравьев И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений / И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматулинов и др. – М.: Недра, 1970. – 598 с.

20. Сулейманов А.Б. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин – М: Недра, 1970. – 63 с.

21. Технологическая схема разработки Западно-Сургутского месторождения. – С.: Сиб НИИНП, 1992. – 937 с.

22. Технология применения кислотосодержащих составов для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. РД 39-02691126-001-95. – Т.: СибНИИНП, 1995. – 674 с.
23. Прищепа О.М. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России / О.М Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.А Ильинский, Д. Морариу. – СПб: ФГУП «ВНИИГРИ», 2014. – 323 с.
24. Закон РФ №2395-1 О недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 1 апреля 2022 года). – 1992. – 823 с.
25. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.
26. Приказ Минздравсоцразвития России «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» №290н. – 2009. – 218 с.
27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
28. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
29. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
30. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N1).
31. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.
32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП23-05-95*.
33. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке,

факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

34. ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия.

35. ГОСТ Р 57701-2017 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Программы в области обращения с твердыми коммунальными отходами.

36. ГОСТ Р 54803-2011 Сосуды стальные сварные высокого давления. Общие технические требования.

37. ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования.

38. ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования.

39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

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