

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 ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ШИНГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.53:621.67-83(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Корнеев Павел Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Планируемые 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	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)
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	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)
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	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)
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)
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	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	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
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	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.

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	Корнеев Павел Олегович

Тема работы:

Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	132-40/с от 12.05.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

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	1. Характеристика Шингинского нефтяного месторождения 2. Анализ проведения многостадийного ГРП на Шингинском месторождении 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Характеристика Шингинского нефтяного месторождения	
Анализ проведения многостадийного ГРП на Шингинском месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Характеристика Шингинского месторождения	
Анализ проведения многостадийного ГРП на Шингинском месторождении	
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	Гладких Марина Алексеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Корнеев Павел Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 92 стр., 15 рис., 31 табл., 23 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, методы интенсификации притока, проппант, дебит, эффективность применения, безразмерная проводимость трещины.

Объектом исследования является пласты Шингинского месторождения, которые подходят под критерий проведения гидравлического разрыва.

Цель работы – анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва на Шингинском месторождения.

ГРП активно применяется в нефтегазовой отрасли, как один из методов увеличения нефтеотдачи и стимуляции притока в пласте.

ГРП активно применяется во множестве зарубежных и отечественных компаниях на протяжении длительного времени.

В результате исследования были выявлены, что многостадийный гидравлический разрыв пласта оказался эффективным методом, который позволил увеличить дебит и улучшить коллекторские свойства призабойной зоны соответствующих скважин, на которых он был проведен.

Ожидаемый экономический эффект от гидравлического разрыва пласта получился положительным, что говорит о рентабельности проекта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ШИНГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
1.1 Общие сведения о месторождении.....	11
1.2 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов.....	13
1.3 Свойства и состав пластовых флюидов.....	17
1.3.1 Состав и свойства нефти и растворенного газа в стандартных и пластовых условиях.....	17
2 АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП НА ШИНГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ.....	22
2.1 Гидравлический разрыв пласта.....	24
2.2 Оборудование для проведения ГРП.....	25
2.3 Материалы, применяемые при ГРП.....	29
2.4 Многостадийный гидравлический разрыв пласта.....	34
2.4.1 Технология МГРП с применением мостовых пробок.....	36
2.4.2 Технология МГРП с применением раздвижных муфт.....	37
2.4.3 Технология МГРП с применением разрывных муфт BPS.....	39
2.4.4 Технология МГРП с применением ГПП на ГНКТ.....	40
2.5 Бурение горизонтальных скважин.....	42
2.6 Проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на Шингинском месторождении.....	45
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	51
3.1.1 Цели и актуальность проекта.....	52
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	53
3.1.3 SWOT-анализ.....	54
3.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	57
3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	57

3.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	58
3.3.	Бюджет научно-технического исследования	61
3.3.1	Материальные затраты	61
3.3.2	Затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ	62
3.3.3	Основная заработная плата исполнителей	63
3.3.4	Дополнительная заработная плата	64
3.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды	65
3.3.6	Накладные расходы.....	66
3.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	67
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
4.2	Производственная безопасность	72
4.2.1	Анализ вредных факторов.....	74
4.2.2	Анализ опасных факторов.....	79
4.3	Экологическая безопасность.....	83
4.3.1	Влияние на литосферу	83
4.3.2	Влияние на гидросферу.....	84
4.3.3	Влияние на атмосферу	85
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	91

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ГРП – гидравлический разрыв пласта

МСГРП – многостадийный

гидравлический разрыв пласта

УВ - углеводород

МУН – метод увеличения

нефтеотдачи

ПАВ – поверхностно-активные

вещества

НКТ – насосно-компрессорные трубы

СИЗ – средства индивидуальной

защиты

ЧС – чрезвычайная ситуация

ГПП – гидropескоструйная

перфорация

ГНКТ – гибкие насосно-

компрессорные трубы

КРС – капитальный ремонт скважин

ПЗП – призабойная зона пласта

ГС - горизонтальная скважина

ВВЕДЕНИЕ

Технология гидравлического разрыва пласта – это один из методов стимуляции скважины (интенсификации притока), заключающийся в закачке под высоким давлением «жидкости гидроразрыва», в основном состоящую из воды, песка или других проппантов, загустителей в ствол скважины, создании проводимых трещин, через которые может продвигаться флюид. Данная технология является наиболее подходящей для скважин с маленькой и умеренной проницаемостью, которые являются экономически невыгодными, но также она может использоваться для пластов с большими показателями проницаемости, если это является экономически обоснованным решением. Помимо увеличения дебита флюида данная технология позволяет увеличить нефтеотдачу, так как образуемые трещины способны уйти глубоко в пласт и затронуть целиковые зоны, не охваченные другими методами разработки. Указанный метод интенсификации притока позволяет быстрее вырабатывать запасы и также получать больше флюида на последних этапах разработки, что может быть очень важно, особенно когда данные этапы затягиваются.[1]

ГРП – дорогостоящая операция и может достигать в стоимости до нескольких миллионов, но данные затраты являются обоснованными, если учитывать все плюсы данного метода. Также практически всегда он является рентабельным.

В данной работе рассмотрены такие основные составляющие метода гидравлического разрыва пласта, как сущность самого метода, состав «жидкости гидроразрыва», проппанта, оборудования для его проведения, принцип проведения ГРП.

Объектом исследования являются продуктивные пласты нефтяных месторождений, в которых на основе технолого-геологических особенностей и экономических параметров имело место быть применение ГРП.

Актуальность работы – гидравлический разрыв пласта является наиболее популярным, признанным и используемым в наше время методом интенсификации притока как на множестве месторождений России, так и всего

мира. На сегодняшний день, когда разработка месторождений в России стала очень дорогостоящей из-за климатических, геологических, технологических сложностей, то вопрос оптимизации и правильного применения такого рентабельного и высокоэффективного метода как ГРП стоит очень остро.

Задачи исследования:

- выделение основных особенностей, сложностей применения ГРП;
- обзор технологии и особенностей технологического процесса проведения ГРП;
- изучения опыта ГРП;
- расчет экономической эффективности применения ГРП;
- численный расчет эффективности от применения технологии;
- выделение основных факторов, которые пагубно влияют на организм человека в процессе реализации мероприятия ГРП. Также указать основные способы защиты окружающей среды от влияния последствия ГРП.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ШИНГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Шингинское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 440 км к северовостоку от г. Томск (рис.1.1).

Районный центр пос. Каргасок находится в 150 км от месторождения, а ближайшими населенными пунктами являются г. Кедровый и пос. Пудино, располагающиеся в 100 км к юго-востоку. Кроме этого, в 30 км юго-восточнее находится производственно-вахтовый поселок в пределах разрабатываемого Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Шоссейные и железная дорога в районе месторождения отсутствуют. От ближайшей железнодорожной станции в г. Томске до месторождения 440 км, от районного центра р. п. Каргасок – 150 км. Транспортировка бурового оборудования и других грузов осуществляется из г. Томска водным путем в период навигации, а зимой наземным транспортом.

Район работ экономически освоен слабо. Территория района малонаселенная.

Местное население занимается в основном лесозаготовками, животноводством, промысловой охотой, а в последнее десятилетие - работами на нефтепромыслах.

Территориально площадь работ приурочена к левобережью реки Чижапка, правому притоку р. Васюган. В орографическом отношении район относится к водораздельному слабовсхолмленному плато, расчленённому речными долинами с пойменными террасами. В 40 км от месторождения протекает река Чижапка, которая судоходна в начале навигации для маломерных судов.

Климат резко континентальный, зима – холодная, продолжительная (температура достигает -55°C), лето – короткое, теплое (до $+35^{\circ}\text{C}$ - в июле).

Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его достигает 80-100 см. Реки 15 и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоемах достигает 1 метр), причем некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму, в связи с чем возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов.

Преобладающими являются ветры северо-западного и юго-западного направлений. Средние скорости 4-5 м/сек, максимальные 18-20 м/сек. Самым ветренным периодом является весна.

Растительность района таежного и болотного типов. Территория более чем наполовину покрыта смешанным лесом. Из древесных пород преобладают сосна, береза, осина, кедр. Вдоль берегов рек и ручьев – заросли кустарников.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Преобладают подзолистый и болотный типы почв, которые неблагоприятны для развития земледелия. Территория работ относится к районам с избыточным увлажнением.

За год выпадает более 500 мм осадков, причем с осадками бывает половина дней в году. Наибольшее количество осадков выпадает в осеннезимний период. Уровень грунтовых вод находится на глубине от 5 до 25 метров.

Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

Специальные работы по поискам полезных ископаемых, кроме нефти и газа, не проводились. Из местных материалов для строительства используется только лес. [1]

1.2 Нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов

Основным нефтегазоносным объектом является пласт Ю1. Он имеет сложное строение, представлен разнофациальными песчано-глинистыми пропластками, в ряде разрезов скважин – с преобладанием песчаников.

Пласт Ю1 на месторождении вскрыт всеми скважинами. Несмотря на свою довольно резкую литологическую изменчивость по простиранию, в целом он хорошо выдержан и четко прослеживается по площади. В нем выделяют три толщи – *подугольную, межугольную и надугольную*.

Подугольная толща, залегающая в нижней части пласта Ю1, представлена песчаным пластом Ю1 3-4, который прослеживается в разрезах всех скважин, но резко изменчив по латерали. В фациальном отношении он представляет собой регрессивные покровные отложения морского мелководья и прибрежной зоны. Пласт сложен песчаниками серыми и светло-серыми, от мелко- до крупнозернистых, полимиктовыми, среднесцементированными и крепкими, известковистыми. Во всех скважинах пласт водонасыщен.

Выше залегает межугольная толща (пласт Ю1 М) мощностью 8-17 м, сложенная континентальными отложениями, которая также прослеживается по всей площади месторождения. Толща представлена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Толща залегает между песчаными пластами Ю1 3-4 и Ю1 2 и ограничена в подошве наиболее устойчивым по простиранию угольным пластом толщиной 2-3 м, вверху – пачкой углисто-глинистых пород, иногда с маломощным (1-

1,5м) угольным пластом. Песчаники имеют подчиненное значение, залегают в виде линзовидных прослоев толщиной 1-3 м, как правило - водоносные.

Надугольная толща, залегающая на межугольной, представляет собой неоднородную пачку песчано-глинистых пород общей толщиной 15-29 м, к которой приурочены пласты Ю1 2 и Ю1 1. [2]

Надугольная толща прослеживается повсеместно, но песчаные пласты по простиранию изменчивы, а в северо-восточной части Шингинского поднятия (скв.300) они полностью замещаются плотными алевроито-глинистыми породами.

Нижний пласт надугольной толщи Ю1 2 наиболее развит и выразителен как коллектор в сводовой части структуры. Общая толщина пласта составляет от 2.3-9.4м, эффективная - 0.8 до 7.1 м , т.е. пласт, как уже отмечалось, испытывает резкую изменчивость как по толщине, так и по литологическому составу. Это можно объяснить фаціальными условиями осадконакопления, когда пласт формировался в прибрежной зоне континента и может быть представлен прибрежно-морскими песчаными образованиями, а также отложениями прибрежной затопляемой равнины (скв. 299, 300). По характеру насыщения пласт повсеместно водоносный.

Вышезалегающий пласт Ю1 1 является основным объектом эксплуатации, отделяется от пласта Ю1 2 глинистым прослоем толщиной 1,6 – 7,8 м, сверху перекрыт мощной толщей битуминозных аргиллитов баженовской свиты или маломощными аргиллитами георгиевской свиты (0-2.8м).

По состоянию на 01.01.2017 года в границах залежи пробурено 197 скважин. Разбуривание осуществлялось по направлению от центра залежи к ее периферии. Большинство скважин вскрыли чисто нефтяную зону. Водонефтяную часть залежи вскрыли 15 скважин. [2]

Залежь, приуроченная к пласту Ю1 1 , нефтяная, пластовая сводовая, литологически экранированная. Размер залежи в пределах внешнего водонефтяного контакта (ВНК) 14.3×5.2 км, высота в различных частях залежи

колеблется от 53 до 80 м, площадь в пределах внешнего контура нефтеносности – 73.5 км².

Характеристика продуктивной залежи приведена в таблице 1.2.1

Таблица 1.2.1 – Характеристика продуктивной залежи пласта Ю1 1 Шингинского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, км	Площадь залежи, тыс.м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК (интервал изменения), м	Высота залежи, м
Ю1 1	Пластовая сводовая литологически экранированная	14.3 × 5.2	73522	2498-2566	2552-2581	53-80

Пласт Ю1 1 залегает на средней абсолютной глубине 2530 м, выдержан по площади. Пласт имеет сложное геологическое строение, изменчив литологически по латерали и разрезу, представлен переслаиванием песчаника буровато-серого, средне-мелкозернистого до мелкозернистого, нефтенасыщенного; аргиллита темно-серого алевроитистого до черного углистого; алевролита темно-серого и серого. Пласт более выдержан в своде поднятия, общая толщина его (от кровли до подошвы коллектора) в среднем составляет 14.0 м, изменяясь от 6.0 м до 22.0 м. Коллекторы вскрыты большинством скважин, за исключением некоторых, в разрезе которых отсутствует песчаный пласт. Обширные зоны отсутствия коллектора выделены по результатам сейсмики 3Д и подтверждены бурением на северо-востоке залежи, где на коротком расстоянии (700-800 м) происходит резкое снижение толщины коллектора от 10-9 м (скважины 425 и 105) до полного выклинивания (скважины 435 и 300Р). На юго-востоке зона глинизации вскрывается

скважинами 297П и 215. Небольшие зоны глинизации присутствуют в разрезах скважин 103 и 299П в северной части залежи.[2]

По скважинным данным эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем по залежи 9.7 м. Средневзвешенное значение эффективной нефтенасыщенной толщины в целом по пласту Ю1 1 составляет 8.4 м, изменяясь в интервале от 1.7 (скважина 153) до 18.8 м (скважина 302). Максимальные нефтенасыщенные толщины располагаются в центре залежи. Фациальные особенности формирования пласта в прибрежно-морских условиях 19 осадкообразования в период трансгрессии обусловили характеристики неоднородности пласта – от глинистого прерывистого до гидродинамически связанного непрерывного. Песчанистость по пласту в среднем составляет 0.8, изменяясь от 0.2 до 1. Расчлененность пласта изменяется от 1 до 12, составляя в среднем 5.4 (таблица 1.2.1). [2]

Таблица 1.2.1 – Характеристика продуктивных залежей по результатам интерпретации ГИС Шингинского месторождения, пласт Ю1

Параметр	Пласт Ю1 ¹
1 Общая толщина	
1.1 Количество скважин	197
1.2 Минимальное значение, м	1.7
1.3 Максимальное значение, м	22
1.4 Среднее значение, м	14
2 Эффективная толщина	
2.1 Количество скважин	197
2.2 Минимальное значение, м	1.7
2.3 Максимальное значение, м	18.8
2.4 Среднее значение, м	10.6
3 Эффективная нефтенасыщенная толщина	
3.1 Количество скважин	197
3.2 Минимальное значение, м	1.7
3.3 Максимальное значение, м	18.8
3.4 Среднее значение, м	9.7
4 Коэффициент песчанистости	
4.1 Количество скважин	197
4.2 Минимальное значение, единиц	0.2
4.3 Максимальное значение, единиц	1

Продолжение таблицы 1.2.1

4.4 Среднее значение, единиц	0.8
5 Коэффициент расчлененности	
5.1 Количество скважин	197
5.2 Минимальное значение, единиц	1
5.3 Максимальное значение, единиц	12
5.4 Среднее значение, единиц	5.4
6 Коэффициент проницаемости	
6.1 Количество скважин	195
6.2 Минимальное значение, 10^{-3} мкм ²	1.5
6.3 Максимальное значение, 10^{-3} мкм ²	15
6.4 Среднее значение, 10^{-3} мкм ²	6.6
Параметр	Пласт Ю11
7 Коэффициент пористости	
7.1 Количество скважин	195

1.3 Свойства и состав пластовых флюидов

По состоянию на 01.01.2019 года изученность месторождения глубинными и поверхностными пробами УВ флюидов выросла. В подсчете запасов 2008 года приводилась характеристика пластовых флюидов по результатам исследований в трех скважинах – 185, 295, 301. После подсчета запасов 2008 года были проведены исследования пластовых флюидов еще в 5 скважинах – 168, 204, 222, 175, 205. В настоящем разделе приводится обобщенная характеристика состава и свойств пластовых УВ смесей по всем имеющимся на 01.01.2011 года исследовательским данным.

1.3.1 Состав и свойства нефти и растворенного газа в стандартных и пластовых условиях

Поверхностные пробы нефти получены из 8 скважин. Осредненные значения свойств нефти следующие. Плотность нефти на Шингинском месторождении при ст. усл. равняется 833 кг/м³. Вязкость нефти (кинематическая) при 50 °С и 20 °С соответственно равна 2,21 мм²/с и 3,86 мм²/с. Содержание серы – 0,35 % мас., парафиносодержание – 1,52 %, смол

силикагелевых – 3.94 % мас., (рис. 2.9). [3]

Согласно ГОСТ Р 51858-2002, нефть малосернистая (класс 1), по плотности легкая (тип 1). Ввиду того, что нефть не содержит сероводород и меркаптанов, она имеет вид 1. Таким образом, классификация нефти 1.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002.

В табл. 1.3.1, 1.3.2 представлены результаты исследования физических свойств пластовой и сепарированной нефтей, полученные по данным изучения PV-зависимостей, стандартной и ступенчатой сепарации и экспериментов по измерению вязкости нефти.

Таблица 1.3.1 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти Шингинского месторождения[1]

Наименование параметра		Пласт Ю ₁ ¹⁻²			
		количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение по представительным пробам
		скважин	проб		
Плотность при 20 °С, кг/м ³		8	9	825-841	833
Вязкость динамическая, мПа·с					
при 20 °С		8	9	3.01-4.16	3.22
при 50 °С		5	5	1.64-2.12	1.79
Вязкость кинематическая, мм ² /с					
при 20 °С		8	9	3.43-4.95	3.86
при 50 °С		5	5	2.03-2.62	2.21
Молярная масса, г/моль		-	-	-	-
Температура застывания нефти, °С		6	7	-35 - -23	-31
Массовое содержание, %	Серы	8	9	0.32-0.45	0.35
	Смол силикагелевых	1	1	3.50-4.50	3.94
	Асфальтенов	1	1	0.14-1.36	0.48
	Парафинов	1	1	0.32-3.40	1.52
	Воды	1	1	0-0.06	0.02
	Мех. Примесей	-	-	-	-
Солей, мг/л		-	-	-	-
Температура плавления парафина, °С		8	9	46-60	55
Температура начала кипения, °С		8	9	39-61	49
Объёмный выход фракций, %	до 100 °С	7	8	8-13	10
	до 150 °С	8	9	21-27	24
	до 200 °С	8	9	33-40	37
	до 250 °С	8	9	44-52	47

Продолжение таблицы 1.3.1

	до 300 °С	8	9	55-63	59
	остаток	8	9	36-45	41
Классификация нефти		1.1.1.ГОСТ Р 51858-2002			

Таблица 1.3.2 – Свойства пластовой нефти Шингинского месторождения

Наименование параметра	Пласт Ю ₁ ¹⁻²			
	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение по представительным пробам
	скважин	проб		
Пластовое давление, МПа	7	8	26.1-26.7	26.3
Пластовая температура, °С	7	8	89-103	103
Давление насыщения газом при пластовой температуре, МПа	7	22	8.1-15.9	11.2
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	7	22	91-184	132
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, д.е.	7	22	1.262-1.528	1.363
Суммарное газосодержание при ступенчатом разгазировании по ступеням, м ³ /т	6	13	74-165	106
Объёмный коэффициент при ступенчатом разгазировании, д.е.	6	13	1.231-1.470	1.294
Плотность нефти при пласт. условиях, кг/м ³	7	22	675-756	723
Плотность разгазированной нефти при однократном разгазировании, кг/м ³	7	22	825-846	836
Плотность разгазированной нефти при стандартных условиях по данным ступенчатой сепарации, кг/м ³	6	13	824-831	828
Динамическая вязкость нефти при пластовых условиях, мПа*с	7	17	0.33-0.67	0.52
Коэф. объемной упругости, 1/МПа*10-4	7	16	11.4-24.0	15.3
Плотность нефтяного газа, кг/м ³ , при 20 С: - при однократном (стандартном) разгазировании	7	22	1.160-1.481	1.361
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	6	13	1.072-1.300	1.176

По результатам осреднения данных однократного разгазирования представительных глубинных проб пластовой нефти получены следующие характеристики: плотность пластовой нефти составляет 723 кг/м³, сепарированной – 836 кг/м³, объёмный коэффициент – 1,363, газосодержание –

132 м³/т. Давление насыщения при пластовой температуре – 11.2 МПа, динамическая вязкость пластовой нефти равна 0.52 мПа*с.

По результатам осреднения данных ступенчатой сепарации представительных глубинных проб пластовой нефти получены следующие характеристики: плотность сепарированной нефти составляет 828 кг/м³, объемный коэффициент – 1.294, газосодержание – 106 м³/т. [4]

В табл. 1.3.3 приведено сравнение ранее принятых и уточненных параметров по результатам всего имеющегося на 01.01.2016 г. объема исследований пластовых флюидов. Уточненные параметры несколько отличаются от утвержденных числящихся на балансе РФ, нуждаются в экспертизе и утверждении. В 2012 году планируется провести пересчет запасов с защитой в ГКЗ, в котором будет учтена вся имеющаяся информация. Но, в настоящей работе, при технологических расчетах использовались данные о свойствах и составе пластовых флюидов, утвержденные и числящиеся на балансе на 01.01.2009 года. [1]

Таблица 1.3.3 – Сравнение ранее принятых и уточненных параметров пластовых флюидов Шингинского месторождения

Параметры	Уточненные параметры на 01.01.2009г.	Утвержденные параметры (по форме 6-ГР)	Изменен ие, %
Давление насыщения, МПа	11.3	10.8	4.9
Динамическая вязкость, мПа*с	0.51	0.56	-8.7
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1.340	1.231	8.9
Газосодержание, м ³ /т	125	88	41.7
Плотность нефти в пов.усл., г/см ³	0.834	0.828	0.7
Плотность нефти в пл.усл., г/см ³	0.723	0.745	-3.0
Плотность воды в пл.усл., г/см ³	1.008	1.008	0.0
Динамическая вязкость воды, мПа*с	0.35	0.35	0.0

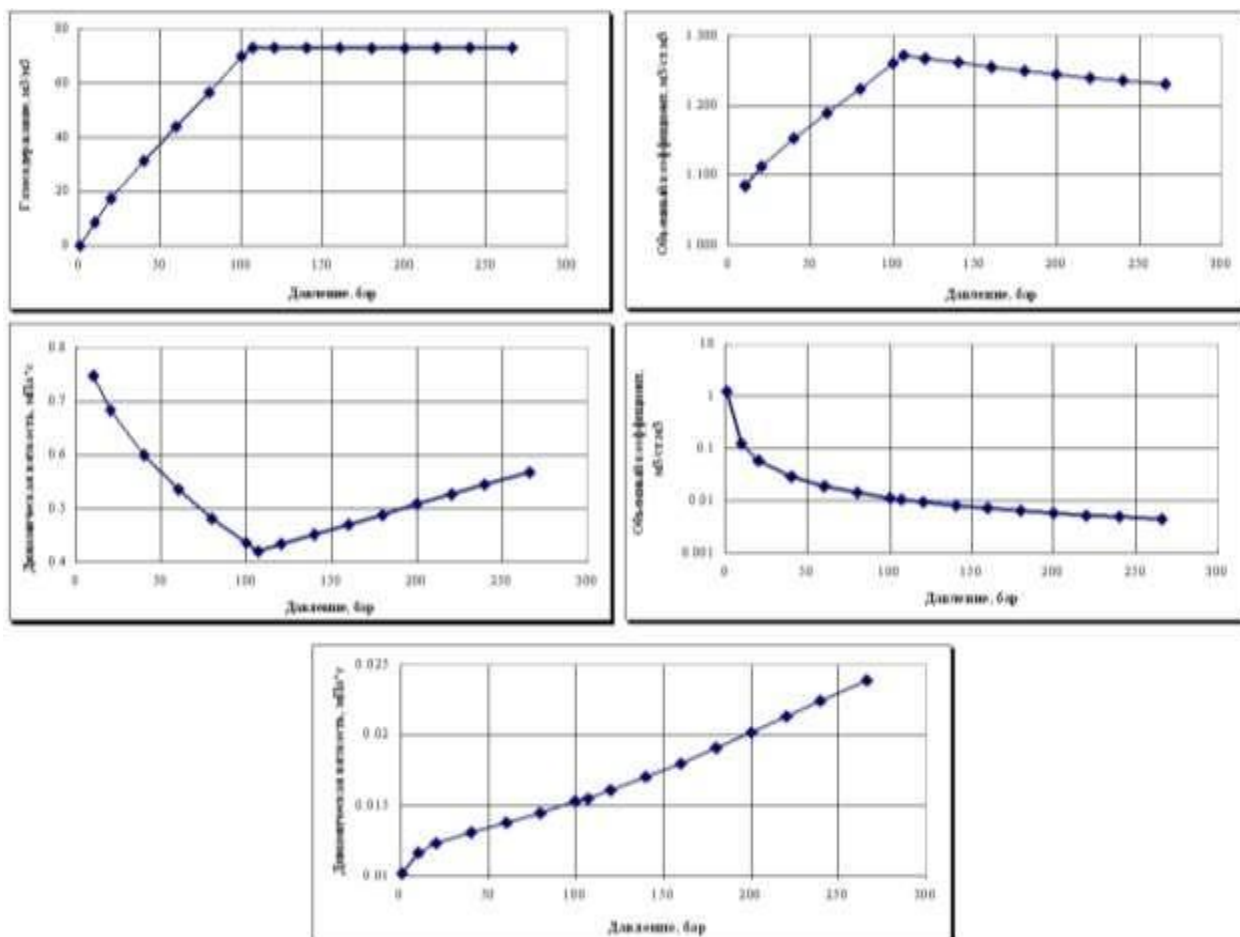


Рисунок 1.3.1 – Зависимости физических свойств пластовой нефти и растворенного газа от давления при пластовой температуре

2 АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП НА ШИНГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта имеет богатую историю, которая насчитывает более 130 лет, но проходила все большее и большее количество усовершенствований и только в ближайшие 50 лет смогло стать одним из самых эффективных методов интенсификации притока, данный метод имеет место как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов, только в одних мы делаем классическое удержание трещин при помощи проппанта, а в других используем кислоту, которая вступает во взаимодействие с карбонатом, не позволяя смыкаться трещинам. На основе множества испытаний было исследовано, что данный МУН проходит на больших глубинах, что свидетельствует о полной безопасности окружающей среды, отсутствии влияния на сточные и грунтовые воды, почву, следовательно, не влияют на здоровье людей, проживающих рядом. Но тем не менее, не смотря на все преимущества данного метода, данный метод не применяется настолько часто, насколько этого хотелось бы, так как является очень дорогостоящим, тяжелым в техническом плане, требующий большого количества подготовленного персонала и очень сложным в расчетах операцией, так как тяжело предугадать, куда пойдет трещина, в какой момент может произойти переток в другую зону, образование несовместимых условий эксплуатации, при которых флюид будет перетекать из одной зоны в другую, и будет стоять задача об установке множества пакеров, которые не всегда могут устранить проблему.[5]

Чаще всего такой метод интенсификации притока как гидравлический разрыв пласта используется именно на месторождениях, на которых идет поздний этап разработки, так как именно на этом этапе коэффициент продуктивности становится наименьшим, и необходимо вносить кардинальные меры по увеличению притока к стенкам скважины. Метод ГРП не является универсальным, и необходимо строго соблюдать критерии его применимости, к которым относятся показатель проницаемости скважины по

отношению к соседним, показатель обводнённости. Если идет речь про низкопроницаемые коллекторы, то критерии становятся еще более строгими и к вышесказанным критериям прибавляются такие уточнения, что должна соблюдаться необходимая минимальная эффективная толщина пласта, которая устанавливается индивидуально, в зависимости от разрабатываемого месторождения и условий в частности, отсутствия в полученном флюиде газа и газовой шапки, также недопустимо применение заводнения во всех его проявлениях, так как образование трещин может привести к резкому притоку воды, вследствие чего большая часть добываемого флюида будет вода, что является недопустимым. Также имеется множество других критериев, которые связаны с литологическими особенностями разработки и должны рассматриваться индивидуально в каждом случае. Данный метод является очень эффективным, о чем говорит статистика и анализ проведенных множеством крупных компаний, лидирующих в секторе нефтегазовой отрасли России, в данных которых наглядно прослеживается возможное увеличение притока флюида в 1,7 раза, что является выдающимся показателем, по сравнению с другими возможными методами.[6]

Технология ГРП не нашла такое широкое применение во всех странах мира как в США и России, так как несмотря на проведенные опыты по безопасности этого метода повышения нефтеотдачи, в некоторых странах Европы данный метод запрещен из-за возможных последствий, связанных с окружающей средой. Тем не менее ГРП является очень эффективным и смог, по некоторым подсчетам, способствовать увеличению добытой нефти в Северной Америке аж на 8 млрд. баррелей, что нельзя не отметить. Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что нужно всегда соотносить экономическую составляющую, риски и результат, полученных с проведенной операции, и только потом принимать окончательное решение о непосредственном использовании данного метода на том или ином месторождении, учитывая непосредственно условия, в которых добывается нефть и ее стоимость на рынке.[6]

2.1 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв пласта - это метод, используемый буровыми инженерами для стимулирования или улучшения потока жидкости из горных пород в недрах. Этот метод включает перекачку подготовленного раствора в скважину, до того момента, пока давление жидкости на глубине не приведет к разрушению породы. В результате разрыва породы коллектора по плоскостям, образованная трещина не только в несколько раз увеличивает проницаемость породы коллектора в месте образования самой трещины, но и создает связь с системой естественных трещин, тем самым увеличивая зону охвата месторождения разработкой. В перекачиваемую жидкость добавляют мелкие частицы, известные как проппант (часто богатый кварцем песок), которые служат для открытия трещин и удерживания их в открытом состоянии уже после снятия воздействия чрезмерным давлением.

Посредством гидравлического разрыва пласта можно добиться следующих изменений:

- Путем увеличения радиуса дренирования увеличить дебит нефти путем повышения продуктивности пласта
- Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Результаты проведения ГРП на скважине:

- Кратное увеличение проницаемости в зоне образования трещин, как следствие – увеличение дебита добывающей скважине или увеличение приемистости нагнетательной скважины. Данный эффект достигается за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения площади поверхности фильтрации скважины.
- Увеличение конечной нефтеотдачи за счет приобщения ранее не

дренируемых зон породы коллектора и пропластков. В данном случае ГРП будет расцениваться, как один из методов увеличения нефтеотдачи

(МУН).

За продолжительное время применения данной технологии на месторождениях всего мира появилось множество вариантов и технологических решений, обусловленных особенностями объекта разработки. Технологии в первую очередь различаются по объемам закачиваемого реагента, состава самого реагента и проппанта.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Разработка низкопроницаемых коллекторов (объекты которого характеризуются низкой проницаемостью) без применения ГРП является низкоэффективной, так как реализуются крайне низкие темпы отбора от начальных извлекаемых запасов и скважины эксплуатируются с дебитами на грани рентабельности.

2.2 Оборудование для проведения ГРП

Для проведения такого сложного процесса как гидравлический разрыв пласта используют целый комплекс оборудования, который включает в себя 2 основных составляющих (подземная и наземная части). Для обеспечения успеха проведения этой операции необходимо собрать надежную, эффективную систему, состоящую из насосов, смесителей, автомобилей, управляющего и другого оборудования. Более подробно распишем блоки наземного оборудования для системы ГРП.[6]

Система подачи и хранения воды включает в себя питающий манифольд, перекачивающий водяной насос и ёмкость ГРП.

Питающий манифольд обеспечивает забор воды из резервуара с водой (в случае если он используется). Представляет собой всасывающий коллектор,

который используется в случае поступления воды на смеситель напрямую из водяного резервуара или в случае использования перекачивающего водяного насоса, для поддержания ёмкости ГРП в наполненном состоянии.

Перекачивающий водяной насос представляет собой насос низкого давления, который является основной движущей силой при перекачке воды из резервуара в ёмкость ГРП или к смесителю. Необходимость в них напрямую зависит от расстояния между оборудованием и нужды в создание дополнительного давления для перекачки воды.

Ёмкость ГРП предназначена непосредственно для хранения жидкости разрыва на месте работ. Обычно представляют собой автономные емкости с объемом в районе 80 м³. Способны к передвижению за счет наличия колес, что значительно добавляет в их мобильности. Количество подобных емкостей напрямую зависит от масштаба зоны обработки. Если в составе флота ГРП имеется водяной резервуар и емкости одновременно, то их требуемое количество значительно снижается (обычно требуется в районе 4).

Система подачи пропанта состоит из системы подачи песка (стационарная или мобильная) и транспортера для песка.

Система подачи песка(стационарная) используется для подачи песка в блендер под действием силы тяжести самого песка, управляющая система представлена в виде задвижек гидравлического типа. Иногда для проведения масштабных операций требуется больше 1 бункера.

Система подачи песка(мобильная) используется для проведения ГРП меньшего масштаба чем предыдущая (стационарная) система. Ее особенностью является способность передвигаться на грузовом автомобиле. Функционал мобильной системы аналогичен стационарной, только в уменьшенных объемах. Иногда мобильная системы могут использоваться для подпитки больших стационарных система.

Транспортёр для песка также является составляющей системы подачи пропанта.

Система приготовления суспензии и смешения состоит из установки

гидратации и смешения химреагентов и блендера.

Установка гидратации и смешения химреагентов представляют собой специальные системы, в которых происходит смешение химических добавок, загустителей и сшивателей с водой. Предназначена для гидратации подготовки жидкости ГРП. Происходит контроль над гелем, который должен находиться в набухом состоянии достаточное количество времени перед подачей в блендер.

Блендер предназначен для соединения воды, геля, песка и другие добавки в однородную смесь. Производительность блендера определяется его возможность прокачивать проппант, то есть максимальном возможным расходом материала. Если имеется необходимость в проведении более масштабного ГРП, то необходимо использовать 2 блендера.[7]

Система закачки состоит из манифольда высокого и низкого давления, насосного агрегата ГРП, трубопровода высокого давления и гибких шлангов. *Манифольды высокого и низкого давления.* Система коллекторов, которая используется для соединения блендера с насосами. От смесителя к манифольду проходит целая система шлангов. Также манифольд соединяет обрабатываемую скважину с насосными агрегатами. В их строение включены контрольные и запорные клапаны, которые рассчитаны на высокое давление для контролирования процесса проведения ГРП.

Насосные агрегаты ГРП. Именно за счет этой системы происходит закачка жидкостей в пласт под давлением. Эти насосы под низким давлением забирают рабочую жидкость, в дальнейшем развивая на выходе давление в сотни атмосфер, под действием которого жидкость и уходит в пласт. Обычно насосные агрегаты монтируются на грузовом автомобиле или на прицепе. Также имеются кабели, по которым происходит возможное отключение системы на высоком давлении дистанционно.

Трубопроводы высокого давления и гибкие шланги. Нужны для соединения составляющих элементов системы ГРП. В частности, соединяют скважину, на которой проходит операция, манифольд и насосные агрегаты. В

совокупности с клапанами и патрубками составляют «трубную обвязку». Шланги используют для соединения источников водоснабжения со смесителем, а также смесителя с манифольдом, подачи рабочей жидкости к насосам.[7]

Мониторинг, контроль и обеспечение качества осуществляется в основном за счет специальных станций управления и различными системами. Основой мониторинга процесса проведения ГРП является станция управления. Основными параметрами, за которым ведется контроль, являются расход жидкости (притока флюида, закачиваемой жидкости разрыва, проппанта и т.д.), давления в различных пунктах системы, время, которое уже прошло с начала операции, концентрации проппанта. Также с этой станции ведется контроль за всем оборудованием в целом, его состоянием. Оператор

ГРП следит за данными показателями за пультом и контролирует их изменения, в случае чего, сообщая о неисправности вышестоящему начальству. В составе станции ГРП лежит сложная система из датчиков, дисплеев и системы обработки данных. В наше время подобные системы мониторинга стали оснащаться дистанционным управлением и дистанционным мониторингом, которые позволяют уменьшить количество операторов ГРП и сэкономив силы на другие вещи, вести лучший контроль над проведением операции.[7]

Также хочется упомянуть о станции контроля качества, которая является обязательной частью системы мониторинга, и которая позволяет путем получения и анализа полученных образцов как до начала проведения операции ГРП, так и во время непосредственного проведения операции. Происходит замер температуры, Рн показателя, анализ полученного проппантом при помощи сита, фильтры, различные принадлежности и т.д.

Для более наглядного представления оборудования, которое применяется для ГРП, его расположение у скважины, представим это графически. Представлена схема с непрерывным смешиванием и наличием системы манифольда низкого и высокого давления.

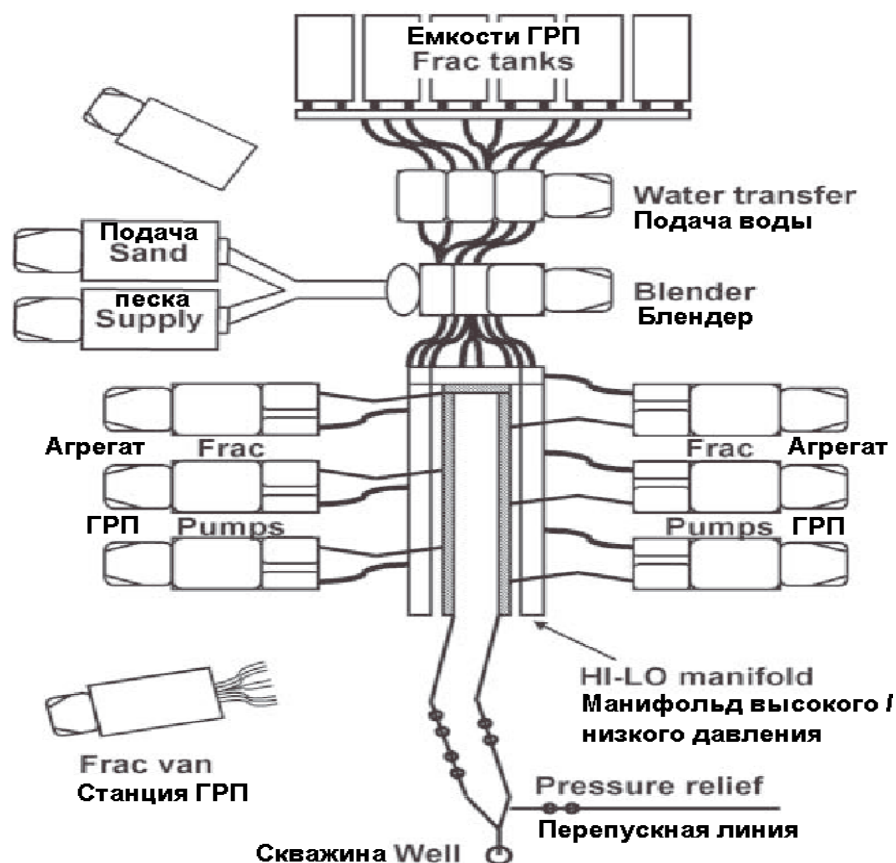


Рисунок 2.1 – Расположение оборудования ГРП [7]

Схема расположения оборудования и ее особенности зависят от таких факторов, как размер проводимого мероприятия, источник водоснабжения, особенности окружения и т.д. Для наглядного представления расположения оборудования ГРП изображено на рисунке 1.7.

Подбор правильного оборудования, его количество и расположение вблизи скважины являются важной составляющей проведения ГРП, ведь этот процесс автоматизирован лишь относительно, и необходимо участие большого количества людей, начиная от проектировщика и заканчивая оператором, который проверяет работу установки и показателей в режиме реального времени. Необходимо соблюдать все требования по безопасности и расстояния между оборудованием, чтобы не произошло непредвиденного происшествия и не пострадали люди, ведь так или иначе безопасность превыше всего.

2.3 Материалы, применяемые при ГРП

Для проведения гидравлического разрыва необходимо применение соответствующих материалов, к которым относятся жидкость разрыва, которая и будет оказывать необходимое давление для создания трещин в пласте, различные добавки к жидкостям, которые позволят учесть особенности проведения конкретного разрыва на конкретном пласте, а также проппант. Жидкость разрыва также носит и транспортирующий характер, который позволяет донести проппант до трещины. Проппант обеспечивает то самое смыкание трещины, которое позволяет удержаться установленным разрывом положение трещин. После того, как трещина зафиксировалась, добавки к жидкости (химреагенты) и жидкость разрыва разлагаются на месте или происходит их вымывание, вследствие чего очищается канал для дальнейшего течения флюида.[7]

Жидкость разрыва, которую также часто называют рабочей жидкостью, обеспечивает разрыв породы, после чего доставляет проппант в трещину. Выделяют жидкости на водной и нефтяной основах. Чаще всего принято использовать их смесь в различных соотношениях, что позволяет обеспечить необходимые свойства, а в частности плотность и вязкость. Также используются пенные системы на той же основе, где в качестве газа используется углекислый газ и азот. Самым главным показателем рабочего агента является вязкость, которую позволяют обеспечить так называемые загустители. Самым распространенным загустителем является гуаровая смола. Для образования конечного продукта необходимо произвести «сшивание» цепочек полимера в единую молекулу, что позволяет увеличить вязкость в десятки раз. В качестве сшивателей обычно выступают такие химические соединения, как соединения циркония, титана, сурьмы. Самым распространенным сшивателем принято считать бор. Применение пен нашло большое применение в коллекторах, в которых прослеживается устойчивость к воде или в коллекторах с низким пластовым давлением. [7]

Добавки к жидкостям представляют собой материалы, которые добавляют к массе, закачиваемой в пласт, для придания этой жидкости

специфического эффекта, которые являются не связанным с типами исходной массы. Рассмотрим основные из них:

1) Бактерициды (биоциды) – добавка к жидкости, которая позволяет бороться с бактериальным загрязнением. Обычно эти бактерии попадают из различных источников водоснабжения, которые подверглись загрязнению или из емкостей, в которых исходно хранилась жидкость. Но также злоупотребление данными веществами может привести к падению вязкости, что может пагубно сказаться на исходные показатели и повлиять на расчеты. Для борьбы с этим падением вязкости необходимо добавлять хлорные извести, либо применять биоциды широко спектра.

2) Тампонирующие материалы используются как индикатор утечек, которые срабатывают практически мгновенно и являются частью мониторинговой системы. Представляют собой частицы кварцевого песка малого размера (в районе 10 микрон). Данный пример является наиболее привлекательным, так как является дешевым. Также в качестве тампонирующих веществ можно использовать крахмалы, мыла и смолы. Необходимо отметить, что гуаровый полимер также может контролировать утечку по наличию специальной корки.

3) Деструкторы (от английского destruction – разрушение), которые созданы для понижения показателя вязкости исходной массы. Понижение вязкости в основном происходит за счет уменьшения размера частиц гуарового полимера (который является основным загустителем в массе разрыва). Благодаря этому добавлению жидкость разрыва обладает потенциалом значительного улучшения очистки и дебита скважины после проведения ГРП, что является очень важной составляющей этого метода интенсификации притока.

4) Поверхностно-активные вещества (ПАВ) – вещества, которые позволяют снизить поверхностное натяжение и сделать поверхность более гидрофильной, что способствует лучшей смачиваемости. Использование ПАВ позволяет обеспечить лучшее извлечение флюида.

5) Пенообразователь, который служит для стабилизации энергии

поверхностной активности, который позволяет обеспечить нахождение газа в пене. Газ постоянно остается в тонкодисперсной форме. Также эти пенообразователи выступают в качестве ПАВ и эмульгаторов.

б) Добавки для стабилизации глин позволяют обеспечить временную способность глин совмещаться с водой, обеспечивая стабильное взаимодействие. Обычно применяются раствор солей. Например 2% раствор KCl. Концентрация подбирается в зависимости от соли и целей.

Какие конкретно вещества и в каких концентрациях использовать для создания конечной жидкости разрыва зависит напрямую от термобарической характеристики пласта, особенностей пород, которые слагают данный коллектор, свойств пластового флюида и т.д. Обычно все эти параметриты рассчитывает химик, по заданным ему изначально вышеперечисленным условиям и предстоящей задачей.[7]

Пропант представляет собой маленькие частицы из твердого материала, которые представлены в большей части песком или керамическим материалом, бокситовый пропант, изготовленный человеком. Ключевое отличие между ними является глубина применения. Песок применяют на малых глубинах (меньше 2,5 км, желательно значительно меньше), а для больших глубин уже применяют искусственный пропант. Ключевым свойством, которым должен обладать пропант является прочность материала, так как ключевая задача пропанта состоит в удержании трещины в открытом состоянии, то есть противостояние огромному напряжению в земле, которое образуется после снятия давления гидравлического разрыва. Если пропант не сможет выдержать, и трещина начнет уменьшаться в размерах, то не получится обеспечить запланированный размер трещины, а следовательно, и приток флюида. Также может пострадать проницаемость пропанта, что является немаловажным фактором при проектировании ГРП.

Ключевыми факторами при выборе пропанта являются размер и форма зерен, состав и плотность. При необходимости, для образования трещины высокой проводимости на любой глубине используется высокопрочный

проппант, так как потери могут быть слишком большими, и это является нерациональным решением.[8]

Для увеличения проводимости трещины применяются в основном три основных направления:

- 1) Увеличение концентрации проппанта, которая позволяет создать трещину большего размера (в частности ширины);
- 2) Применение проппанта большего размера, что способствует созданию среды большей проницаемости;
- 3) Применить высокопрочный проппант, который способствует хорошей проводимости, путем уменьшения его дробления.

Для отображения этих зависимостей имеются специальные графики. Зависимость проводимости от напряжения смыкания трещины имеет вначале крутое изменение вниз, а в дальнейшем почти не происходит изменение, когда в качестве переменной выступает площадная концентрация проппанта и размер проппанта.

Для выбора конкретного проппанта существует соответствующая графическая зависимость. На данной зависимости отчетливо показано, как изменяется материал для проппанта, в зависимости от напряжения смыкания трещины. Зависимость представлена на рисунке 2.2. [8]

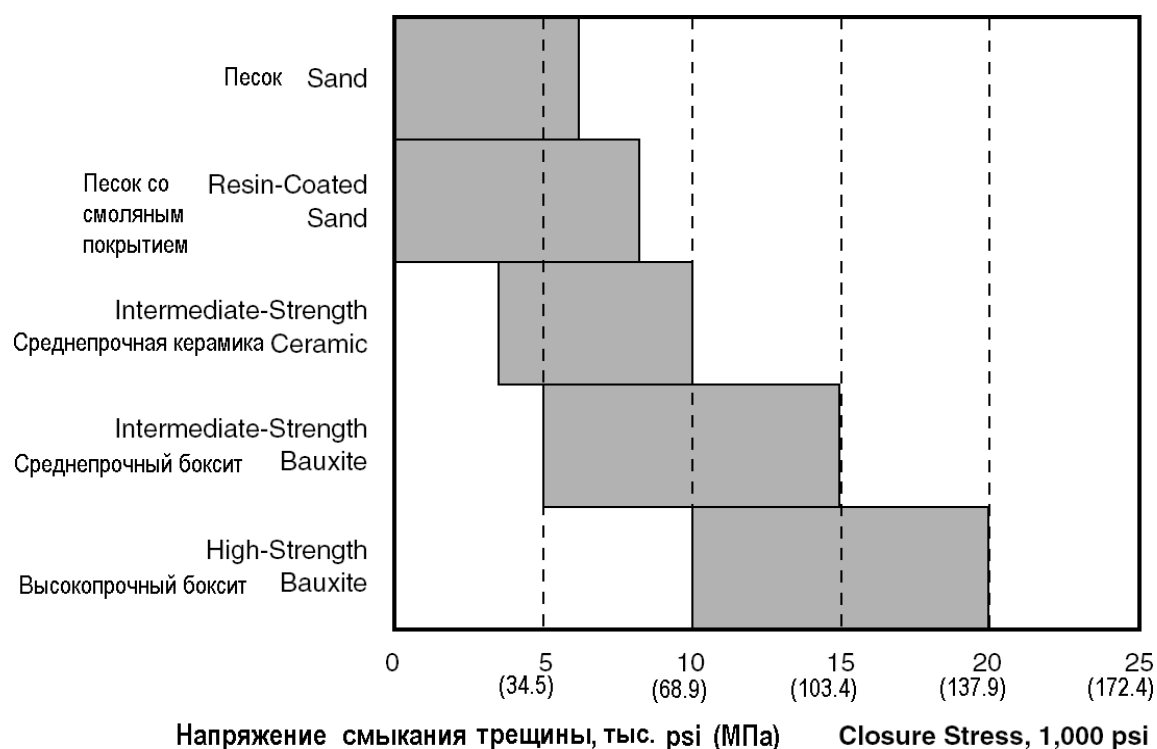


Рисунок 2.2 – Принцип выбора типа пропанта [8]

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что выбор пропанта является очень важным и напрямую влияет на качество проводимого гидравлического разрыва пласта, ведь из-за неправильного подбора химической добавки к жидкостям может привести к неподходящим для данных физико-геологических условий вязкости и плотности, неправильный выбор пропанта к образованию плохо проницаемой среды с недостаточным размером трещины, а ошибочный подбор жидкости разрыва может привести к смешению несовместимых флюидов, следовательно, может произойти большая потеря нефти, что является неприемлемым при проведении ГРП. То есть каждый из элементов является важным и незаменимым.

2.4. Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Многостадийный ГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине. Цель – повышение продуктивности скважины, увеличение площади дренирования, повышение коэффициента извлечения углеводородов и, как следствие, экономической эффективности разработки

месторождения.

Существует множество технологических возможностей проведения данной операции, и они постоянно совершенствуются, в связи с чем можно разделить их на три основных типа:

1) Слепой ГРП если скважина уже пробурена со стандартной компоновкой с щелевым хвостовиком; Стандартная операция МГРП на скважинах с запланированным МГРП и спущенной заранее компоновкой.

2) Технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров

Слепой ГРП проводится только в тех случаях, когда на скважине не была запланирована операция МГРП, основным недостатком данного метода является то что невозможно контролировать место проведение операции в стволе, но возможно использование технологии ГПП с МГРП достоинством которой является возможность контроля места проведения ГРП, а недостатком является то что эта технология позволяет проводить только малообъемные ГРП.

При проведении стандартной операции МГРП с заранее спущенной компоновкой можно выделить две отличительные особенности:

- Полная цементация ствола;
- Заколонные пакеры.

При полной цементации ствола проводят операции с мостовыми пробками, а с заколонными пакерами применяют раздвижные муфты и муфты BPS.

В настоящее время основной объем работ приходится на раздвижные муфты с технологией шаров, основными проблемами которой является осложнения КРС (разбуривание шаров, прихват ГНКТ и прочее), своевременный сброс шара и правильная их последовательность (короткий интервал времени на операцию, человеческий фактор при проведении ГРП), но возможно использование системы растворимых шаров, которая сократит сроки освоения и снимет риски по кольматации ПЗП.

При использовании системы неизвлекаемых пакеров существует дополнительная возможность продления срока службы скважины путем изоляции обводнившихся интервалов.

Технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров; к данной группе можно отнести точечную стимуляцию пласта с использованием инструмента HydraJet и использование так называемого «жидкого пакера» (геля повышенной вязкости, которым заполняется колонна для предотвращения циркуляции жидкости ГРП и направления её строго в выбранный интервал). Принцип стимуляции основан на создании направленной струи жидкости гидроразрыва с проппантом, благодаря чему инициируется и создаётся трещина ГРП.

2.4.1 Технология МГРП с применением мостовых пробок

Пакер спускается в зону нижнего стимулируемого интервала хвостовика (интервала перфорации) и производится 1 стадия МГРП, далее проводится очистка ствола после ГРП. Установкой мостовой пробки в хвостовике изолируется нижний стимулируемый интервал и производится перфорация следующего интервала и ГРП. После очистки забоя и разбуривания пробки операции повторяются.

К достоинствам данного метода можно отнести:

- Механическая простота;
- Отсутствие ограничений более сложных компоновок заканчивания (сложности доведения шара при раздвижных портах и др.);
- Возможность МГРП со значительным количеством стадий (в т.ч. в скважинах малого диаметра 102 мм.);
- Возможность гибкого изменения расположения точек инициации трещин.

К недостаткам данного метода относят:

- Необходимость нескольких операций ПВР;

- Осложнения КРС при проведении (преждевременная активация пробки, посадка мостовой пробки, несколько операций ПВР в горизонтальном стволе, разбуривание мостовых пробок и вымывание проппанта, нормализация забоя на скважинах с низким $R_{пл}$);
- Длительная последовательность работ КРС и ГРП.

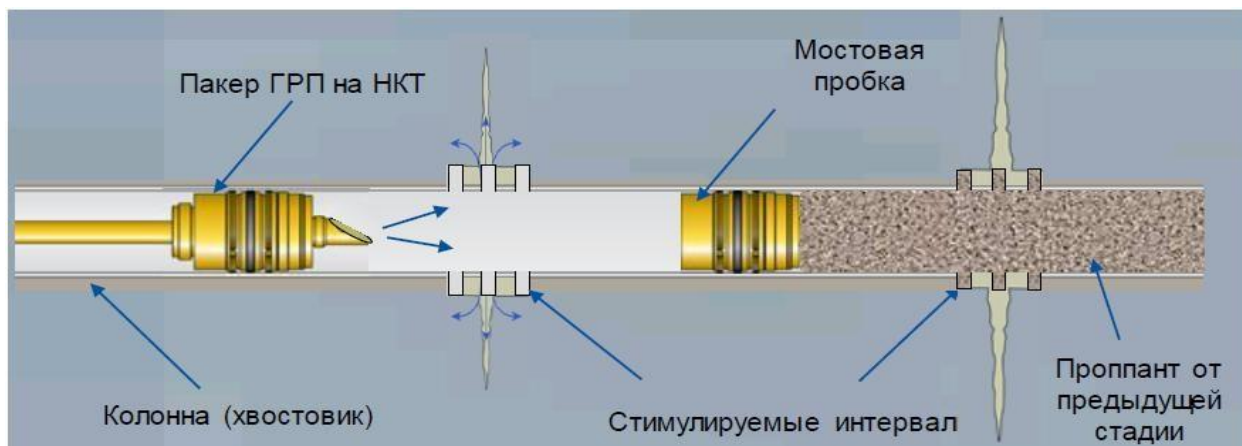


Рисунок 2.3 – Технология МГРП с применением мостовых пробок

2.4.2 Технология МГРП с применением раздвижных муфт

Производится спуск стингера (специальное пакерующее устройство) с посадкой и оперессовкой в голове хвостовик. ГРП проводится последующим сбросом шаров (от меньшего к большему) в зависимости от количества стадий. При сбросе, шар попадает в седло муфты ГРП в связи с чем происходит рост давления, срезаются установочные штифты и открываются окна муфты, через которые проводится ГРП. После проведения всех стадий необходимо выполнить нормализацию хвостовика от проппанта с фрезерованием муфт ГРП силами бригады КРС или ГНКТ. Так же существует технология растворимых шаров (растворение происходит за счет взаимодействия с пластовой жидкостью, время до выхода шара из седла составляет 8-20 часов, а полное растворение до 14 суток), которая позволяет запускать скважину без фрезерования муфт ГРП.

Преимущества данной технологии:

- Проведение до 12 стадий ГРП за один подход флота ГРП (ограничение по диапазону диаметра шаров);

- Нет ограничений по объему закачиваемого проппанта;
- Возможно применение растворимых шаров (сокращаются сроки освоения и снимаются риски по кольматации ПЗП);
- Нет ограничений по глубине спуска хвостовик;
- Потенциальная возможность изоляции обводненных интервалов закрытием портов;
- Контроль за развитием трещины ГРП (точка инициации трещины, объем продавки).

Недостатки данной технологии:

- Не открытие раздвижного порта в связи с недоходом шара;
- Поглощения при разбурировании раздвижных муфт (высокие риски прихвата инструмента и кольматация ПЗП);
- При получении «СТОПа» при ГРП необходима постановка флота ГНКТ, для промывки муфт;
- Дорогостоящая операция по разбурированию оснастки с применением ГНКТ;
- Сложность компоновки;
- Сложность проведения заканчивания скважины;
- Риск развития многотрещинности;
- Человеческий фактор, ошибки (подбор оборудования, сброс шаров);

На рисунке 2.4 изображена технология с применением раздвижных муфт, где:

1. Пакер–подвеска хвостовика «RSB–1»;
2. Пакер гидравлический заякоривающийся;
3. Пакер с разбухающим уплотнительным элементом с активацией на нефти;
4. Циркуляционная муфта для ГРП «ISO–Port», управляемая шарами;
5. Циркуляционная муфта для ГРП «Hydro–Port»,

управляемая гидравлическим давлением;

6. Башмак циркуляционный с клапаном–отсекателем, управляемым шаром.

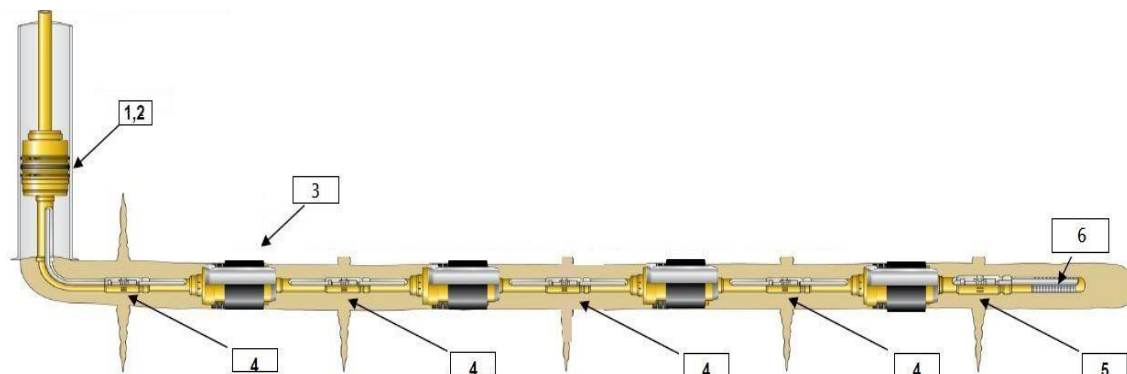


Рисунок 2.4 – Технология МГРП с применением раздвижных муфт

2.4.3 Технология МГРП с применением разрывных муфт BPS

Разрывные-порты устанавливаются в муфтах колонны или хвостовика при спуске в скважину. Порты при ГРП открываются с использованием специального селективного пакера давлением. После открытия каждого порта осуществляется закачка. Далее переход на следующий интервал.

К достоинствам данного метода можно отнести:

- Механическая простота;
- Являются частью обсадной колонны – упрощены спуск и заканчивание скважины;
- Могут применяться как для цементируемых, так и для нецементируемых колонн;
- Отсутствие потребности в промывке скважины после ГРП;
- Быстрая нормализация забоя после «СТОПа» без привлечения ГНКТ.

К недостаткам данного метода относят:

- Риск недостаточной герметичности установленных пакеров;
- Риск развития многотрещинности;
- Риск прорыва трещин между секциями и активация муфт или деформация хвостовика (при нецементируемом хвостовике);

- Риск наличия каверн с цементом напротив участка установки BPS;
- Риск активации муфт при срыве пакера во время ГРП;
- Риск неактивации муфт;
- Риск повышенных потерь давления на трение на муфтах;
- Частая потребность в замене чашечных пакеров;
- Сложность изоляции обводнившихся интервалов пласта;
- Дороговизна оборудования.



Рисунок 2.5 – Технология МГРП с применением разрывных муфт BPS

2.4.4 Технология МГРП с применением ГПП на ГНКТ

Данная технология применяется по следующему сценарию:

- Компоновка спускается в скважину. Осуществляется привязка перфоратора. Пакер-отсекатель «сажается» в заданном интервале, затем проводится его опрессовка;
- Через колонну гибких насосно-компрессорных труб начинается циркуляция жидкости, с подачей необходимой для проведения абразивной перфорации;
- Начинается закачка смеси с концентрацией абразивного материала 100 кг/м^3 для перфорации обсадной колонны. Перфорация занимает около 10–15 минут.;
- Проводится операция МГРП в соответствии с программой работ;
- Запись давления в ГНКТ позволяет контролировать забойное давление в реальном времени (в ГНКТ неподвижная колонна жидкости с известной плотностью);
- Путем механического натягивания открывается

уравновешивающий клапан и срывается пакер-отсекатель. Компоновка поднимается на следующий интервал;

- Пакер-отсекатель «сажается» в данном интервале и опрессовывается, процессы проведения перфорации и ГРП повторяются.

К достоинствам данного метода можно отнести:

- Быстрое проведение ГРП;
- Создание трещины в точно заданном интервале (по сравнению с вариантом открытого ствола);
- Контроль забойного давления во время проведения ГРП (неподвижный столб жидкости в ГНКТ);
- В случае «СТОПа» быстрая очистка ствола скважины от проппанта;
- Не требуются отсыпки, после ГРП в скважине не остаются пакера, порты с посадочными седлами;
- Экономия на проведении перфорации, спусках и посадках пакеров;
- Возможность применения в горизонтальных и вертикальных скважинах.

К недостаткам данного метода относят:

- ГРП через межтрубное пространство – эксплуатационную колонну должна выдерживать требуемые давления;
- Затраты на цементирование эксплуатационной колонны или хвостовика.

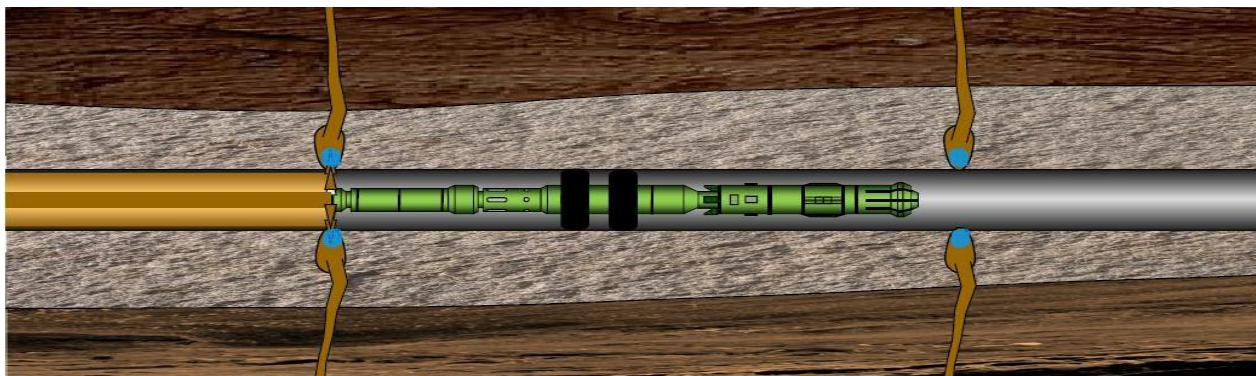


Рисунок 2.6 – Технология МГРП с применением ГПП на ГНКТ

Технологию ГПП с МГРП на данном месторождении применить невозможно в связи с тем, что данное месторождение обусловлено очень низкой проницаемостью, а она предназначена только для малообъемных операций и для получения положительного эффекта необходимо проводить больше объемные операции ГРП.

Полноценное цементирование ствола так же не представляется возможным в связи с тем, что обладает достаточно большими затратами, поэтому чаще всего используются технологии с заколонными пакерами.

Возможно использование водонабухающих пакеров которые настроены на химический состав пластовой воды, что исключает вероятность взаимодействия с буровым раствором и как следствие более быстрой реакции разбухания.

Применение разрывных муфт BPS невозможно в связи с тем, что имеет ограничение по глубине в 2030 м. по А.О.

2.5 Бурение горизонтальных скважин

Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи разных по геологическому строению пластов является бурение горизонтальных скважин. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу продуктивных отложений.

История возникновения идеи применения ГС для повышения нефтеотдачи пластов и темпов разработки месторождений насчитывает более 50 лет. Начиная с 70-х годов технологии разработки нефтегазовых месторождений с помощью ГС стали бурно развиваться как за рубежом, так и в России.

Новые технологии, основанные на применении ГС, коренным образом изменили практику и теорию мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большей протяженности, значительно

возросли. В результате есть возможность эксплуатировать месторождения раздельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин.

Доказано, что разработка залежей углеводородов системами горизонтальных скважин обладает преимуществом перед традиционной:

- планируется ориентация ствола, что обеспечивает возможность управления гидродинамикой потоков в пласте;
- происходит снижение объемов поступления в скважину нежелательных пластовых флюидов за счет проявления качественно нового эффекта «конусообразования» и снижения депрессии на пласт;
- значительно возрастает спектр применения вторичных и физико-химических методов воздействия на пласт.

Технология проектирования и разработки залежей углеводородов системами горизонтальных скважин позволяет:

- повысить коэффициент извлечения углеводородов из залежей;
- снизить экологическую напряженность в нефтегазодобывающих регионах;
- значительно повысить технико-экономические показатели разработки залежей углеводородов;
- вовлечь в разработку залежи с трудно извлекаемыми запасами углеводородов.

Горизонтальное бурение, как и любая новая технология довольно дорогостоящая (в среднем, горизонтальная скважина дороже наклонно-направленной в 1,5-2,5 раза). Но повышение продуктивности скважин и другие положительные аспекты разработки залежей углеводородов горизонтальными скважинами могут быть столь существенными, что экономическая эффективность значительно превысит затраты на строительство скважин.

Основной предпосылкой применению горизонтальных скважин на месторождении является крайне низкая проницаемость продуктивных объектов, при которой наклонно-направленные скважины с ГРП

характеризуются дебитами на грани рентабельности. В подобных условиях даже скважины с большой протяженностью горизонтальных участков могут характеризоваться не значительным увеличением дебитов по сравнению с наклонно-направленными скважинами с ГРП. Максимальной эффективности в этом случае можно достичь, совместив воедино два метода увеличения нефтеотдачи – бурение горизонтальных стволов и проведение ГРП.

Ключевыми вопросами при проведении ГРП на ГС являются, во-первых, взаимная ориентация горизонтального ствола и направления максимальных напряжений (которое определяет направление распространения трещины) и, во-вторых, определение оптимального количества трещин и расстояния между ними (в этом случае речь идёт об интерференции между трещинами). Множество авторов указывают на теоретически более высокий дебит системы поперечных трещин. Объяснением этого является более «выгодный» режим фильтрации, включающий в себя две стадии линейного течения жидкости, а также дренирование системой трещин большей площади месторождения.

Однако, в случае планирования поперечного распространения трещин, на одно из первых мест выходит вопрос о возможности формирования системы трещин между нагнетательными и добывающими скважинами, что приводит к преждевременному обводнению продукции добывающих скважин за счёт прорыва фронта нагнетаемой воды.

Основными задачами проведения ГРП на горизонтальных скважинах являются:

- снятие скин-фактора;
- создание гидродинамического контакта горизонтального ствола со всеми продуктивными интервалами (пластами);
- интенсификация притока, изменение режима течения жидкости.

Существует три технологии проведения ГРП на горизонтальных скважинах:

1. Слепой ГРП если скважина уже пробурена со стандартной компоновкой с щелевым хвостовиком;

2. Стандартная операция МГРП на скважинах с запланированным МГРП и спущенной заранее компоновкой;

3. Технологии, предусматривающие поинтервальную (точечную) стимуляцию выбранных интервалов без использования механических пакеров.

2.6 Проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на Шингинском месторождении

Компановка хвостовика:

- Основной ствол – диаметр эксплуатационной колонны 178мм;
- Для бурения горизонтального участка используется долото диаметром 155.6 мм.;
- Хвостовик (горизонтальный ствол) – 114 мм;
- Количество портов 5;
- Активация портов шарами;
- Порты –одноразового открытия, разбурываемые;
- Для разобщения зон используются 5 набухающих пакеров.

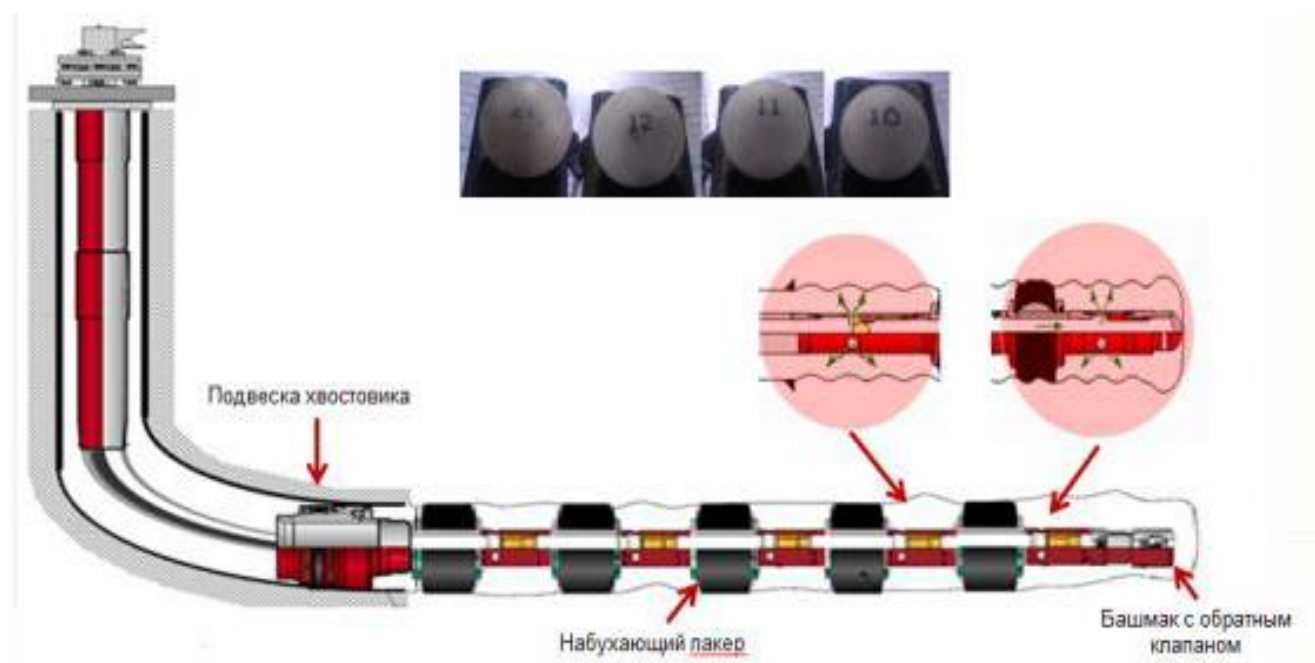


Рисунок 2.7 – Компановка хвостовика

Информация о выполненных МСГРП на скважинах № 125Г и № 124Г шингинское м/р 2014 г.:

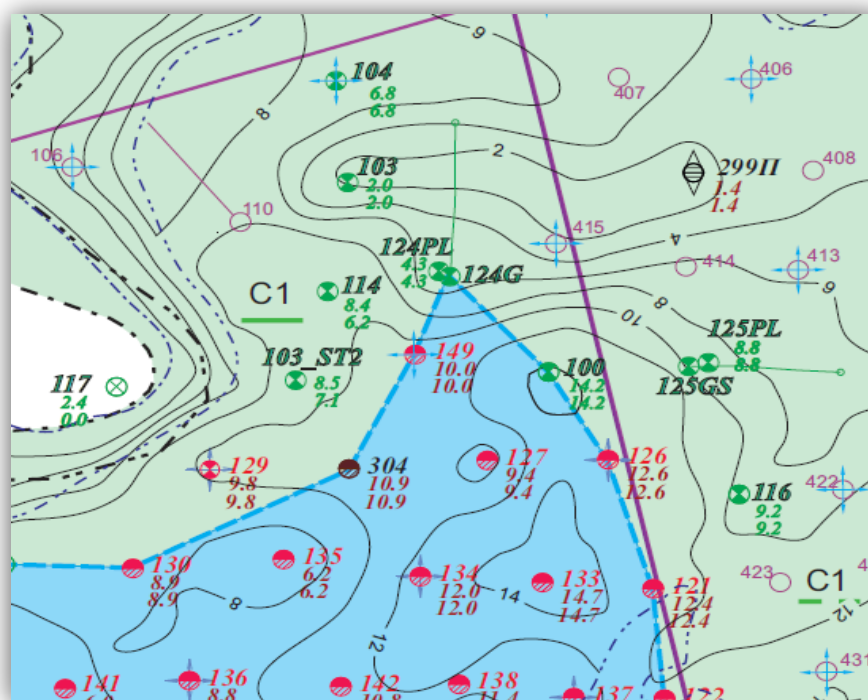


Рисунок 2.8 – Фрагмент структурной карты кровли пласта Ю1-1

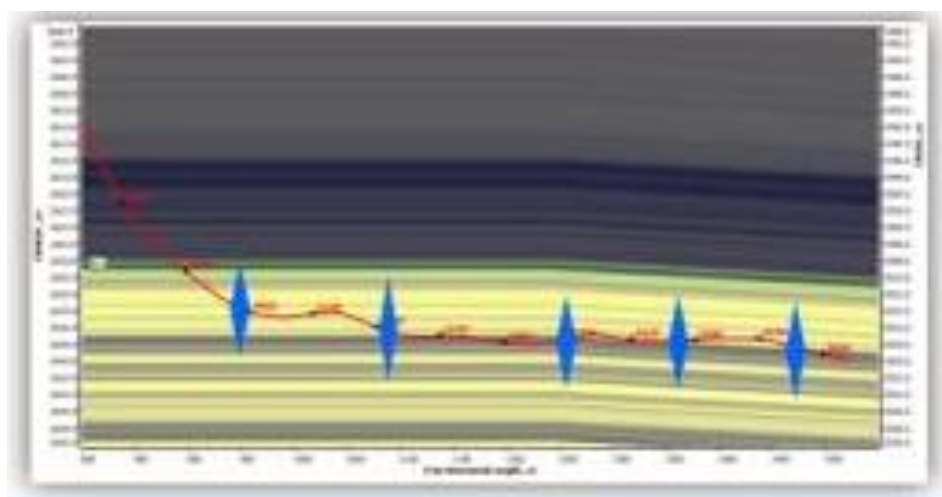


Рисунок 2.8 – Скважина 124Г

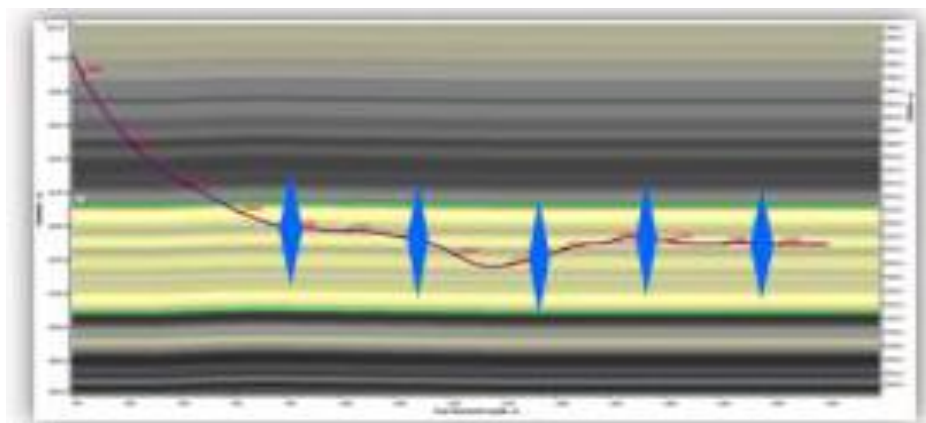


Рисунок 2.8 – Скважина 125г

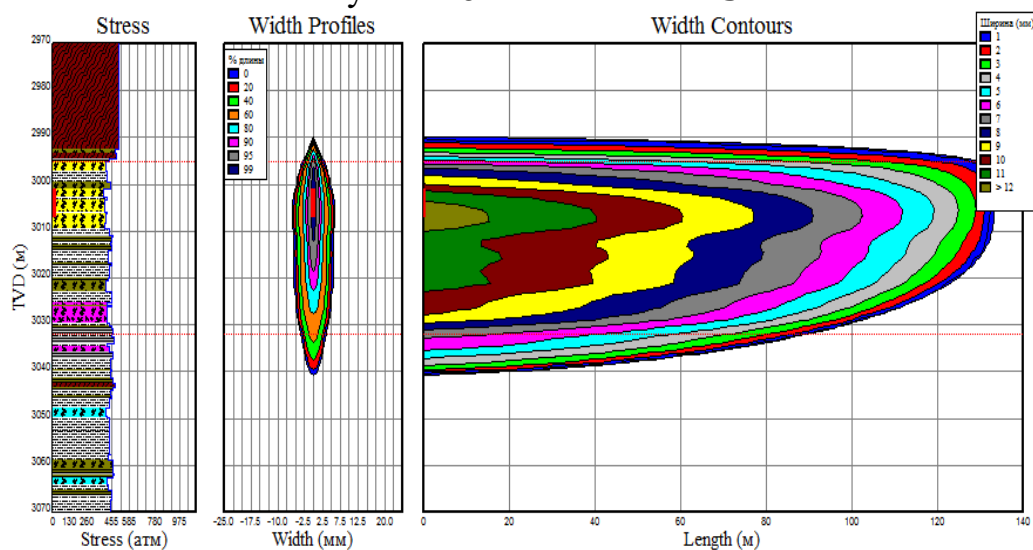


Рисунок 2.9 – Результаты проведения МСГРП на скважине 124г

Таблица 2.1 – Результаты проведения МСГРП на скважине 124г

Объем закаченной смеси	218,13	(м³)
Объем закаченной жидкости	200,68	(м³)
Чистое давление разрыва	66	(МПа)
Общая высота трещины	50,911	(м)
Максим. ширина трещины в зоне перфорации	10,688	(мм)
Средняя гидравлич. ширина трещины	6,4222	(мм)
Длина трещины - созданная	133,32	(м)
Длина трещины - закрепленная	130,15	(м)
Закрепленная высота (продукт. зона) - сред.	35,282	(м)
Закрепленная ширина (скважина) - сред.	2,9272	(мм)
Закрепленная ширина (продукт. зона) - сред.	2,6473	(мм)
Проводимость трещины (продукт. зона) - ср. знач.	887,8	(мД·м)
Безразм. проводимость трещины (продукт. зона)	4,5476	

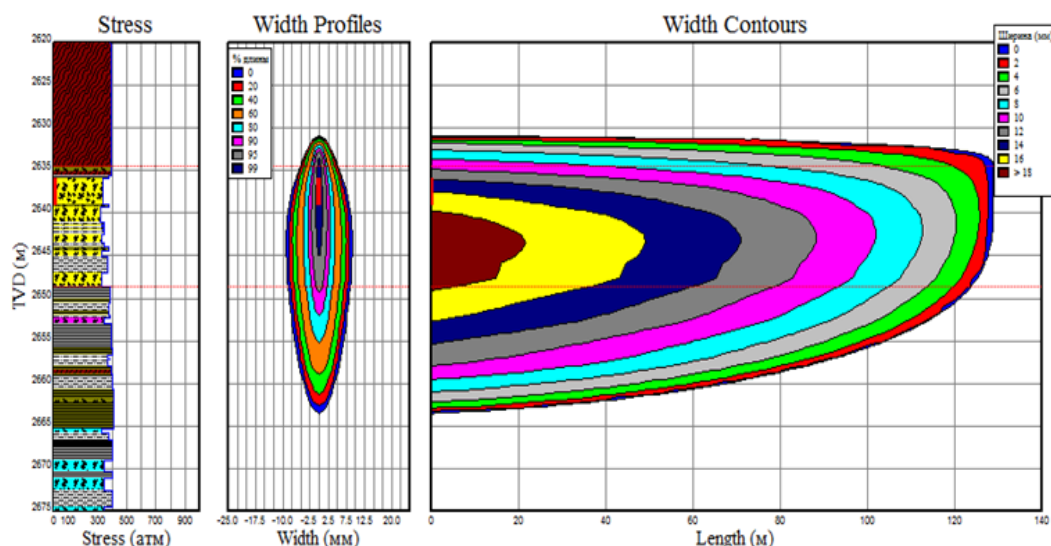


Рисунок 2.10 – Результаты проведения МСГРП на скважине 125г

Таблица 2.2 – Результаты проведения МСГРП на скважине 125г

Объем закаченной смеси	150,28	(м³)
Объем закаченной жидкости	133,03	(м³)
Чистое давление разрыва	101,37	(МПа)
Общая высота трещины	32,648	(м)
Максим. ширина трещины в зоне перфорации	13,421	(мм)
Средняя гидравлич. ширина трещины	9,6003	(мм)
Длина трещины - созданная	128,9	(м)
Длина трещины - закрепленная	127,14	(м)
Закрепленная высота (продукт. зона) - сред.	14,176	(м)
Закрепленная ширина (скважина) - сред.	5,4077	(мм)
Закрепленная ширина (продукт. зона) - сред.	4,9629	(мм)
Проводимость трещины (продукт. зона) - ср.знач.	1421,5	(мД·м)
Безразм. проводимость трещины (продукт. зона)	7,4533	

Технология многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах была впервые применена на Шингинском месторождении ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ВОСТОК». Результаты операций ГРП на 2 скважинах показали, что данный вид стимуляции пласта не только технически возможен, но и эффективен и рентабелен.

- Отсутствие осложнений и аварий из-за отказа оборудования или человеческого фактора;

- Контроль мест инициирования разрыва;
- Использование набухающих пакеров, позволяющих осуществлять изоляцию в условиях кавернозного ствола. Срок набухания – $10 \div 20$ суток;
- МСГРП на ГС обеспечивает пусковые дебиты превышающие дебиты наклонно-направленных скважин с ГРП в 2 раза;
- Накопленная добыча ГС с МСГРП превышает в 2,5 раза накопленную добычу ННС с ГРП;
- Значения показателей PI и NPV для ГС с МСГРП выше значений для ННС с ГРП в 2 и 3 раза соответственно;
- Технология эффективна и актуальна для дальнейшего применения.

Предложения:

- Увеличение количества стадий с 5-ти до 7-ми;
- Внедрение гидравлических пакеров, позволяющих проводить операцию ГРП сразу после спуска компоновки, не дожидаясь времени набухания;
- Увеличение тоннажа проппанта на стадию с 50 до 70 тн;
- Замена керамического проппанта мелкой фракции 16/30 на более крупную 16/20 для достижения максимально возможной проводимости трещины ГРП.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Корнеев Павел Олегович

Школа	ИШИТР	Отделение школы	ОИТ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 26927 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 203035 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 24364 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 68674 руб. Накладные расходы 13251 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Корнеев Павел Олегович		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

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

В данном разделе представляется описание расчета стоимости анализа эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область).

3.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в Таблице 3.1

Таблица 3.1 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Усовершенствование традиционной технологии многостадийного гидравлического разрыва, 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 3.2 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 3.2 – Цель и результаты проекта

<u>Цель проекта:</u>	Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере Шингинского нефтяного месторождения..
<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

3.1.2 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:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (3.1)$$

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 3.3, где b_{k1} – альтернативная технология, b_{k2} – текущая разработка.

Таблица 3.3 – Оценочная карта для сравнения разработок

Факторные признаки (Pj)	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.

3.1.3 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 3.4.

Таблица 3.4 – Первый этап SWOT-анализа

	Сильные стороны проекта:	Слабые стороны проекта:
	С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии;	Сл1. Отсутствие ссылок и материалов для соответствующих научных исследований;
	С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями;	Сл2. Большое количество конкурентов;
	С3. Экологичность технологии изготовления;	Сл3. Высокие требования к экспериментальному оборудованию;
	С4. Актуальность научного исследования.	Сл4. Вероятность получения брака.

Продолжение таблицы 3.4

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 3.5 – 3.8.

Таблица 3.5 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и возможности»

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	-	-	-	-
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	+
	B4	+	+	-	-

Таблица 3.6 – Интерактивная матрица «Слабые стороны и возможности»

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	+
	B2	-	-	-	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

Таблица 3.7 – Интерактивная матрица «Сильные стороны и угрозы»

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

Таблица 3.8 – 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 3.9.

Таблица 3.9 – 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	Направления развития В2С2С3. Высокая трещиностойкость и ударопрочность продукции позволяет расширить спрос, использование новейшей информации и технологий соответствует потенциальному	Сдерживающие факторы В1Сл3Сл4Сл5. Использование новейшего оборудования для удовлетворения требований исследований, также может уменьшить экспериментальную ошибку и предотвратить появление

В3. Повышение стоимости конкурентных разработок В4. Сокращение численности безработных	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 трещиностойкость и ударопрочность продукции являются основой для экспорта за рубеж и выхода на мировой рынок.	брака.
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.

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 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 3.10.

Таблица 3.10 – 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

3.2.2 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:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (3.2)$$

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

$t_{\text{мин}i}$ – 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3.3)$$

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:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (3.4)$$

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:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (3.5)$$

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 3.11.

Таблица 3.11 – 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		$t_{ож\ i}$, 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 3.1). График строится для максимального

по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.



Рисунок 3.1 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

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

3.3. 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.

3.3.1 Материальные затраты

Основной материальными затратами данного проекта являются затраты на работу с документацией. Результаты по материальным затратам представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – 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

3.3.2 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:

$$A = \frac{C_{\text{перв}} \cdot H_a \cdot t}{365 \cdot 100}, \quad (3.6)$$

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 3.13.

Таблица 3.13 – 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

3.3.3 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:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (3.7)$$

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:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\partial}}, \quad (3.8)$$

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_{∂} – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн. (Таблица 3.14).

Таблица 3.14 – 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 3.15.

Таблица 3.15 – Расчёт основной заработной платы за время проекта

Исполнители	$Z_{б,}$ руб.	k_p	$Z_{м,}$ руб.	$Z_{\partial н,}$ 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.						

3.3.4 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.).

$$Z_{\partialоп} = k_{\partialоп} \cdot Z_{осн}, \quad (3.9)$$

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

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

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

В таблице 4.16 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 3.16 – 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.		

3.3.5 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.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (3.10)$$

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 3.17.

Таблица 3.17 – 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.		

3.3.6 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 3.18 – 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:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей} 1 \div 5) \cdot k_{np}, \quad (3.11)$$

где k_{np} – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Сведем все затраты по статьям в таблицу 3.19.

Таблица 3.19 – 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.

3.4 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:

$$I_{фин}^{исп i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (3.12)$$

где $I_{фин}^{исп i}$ – 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:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot b_i, \quad (3.13)$$

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 3.20), Исп.1 – текущая разработка, Исп.2 – альтернативная технология.

Таблица 3.20 – Оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	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:

$$I_{Исп.i} = \frac{I_{p-Исп.i}}{I_{фин}}, \quad (3.14)$$

Таблица 3.21– 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 Корнеев Павел Олегович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Анализ эффективности проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<i>Объект исследования:</i> продуктивные пласты нефтяных месторождений на которых был проведен гидравлический разрыв пласта. <i>Область применения:</i> фонд скважин, в которых требуется увлечение продуктивности. <i>Рабочая зона (полевые условия):</i> открытая площадка (куст). <i>Климатическая зона:</i> таежная. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> насосные агрегаты, пескосмесительные агрегаты, автоцистерны с технологическими жидкостями; песковозы, блок манифольдов высокого давления, арматура устья, станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь). <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> приготовление рабочей жидкости разрыва, закачка жидкости разрыва, закачка пропана, все параметры ГРП выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	В процесс написания данной части в основе лежит рассмотрение норм трудового законодательства, касающиеся ненормативного рабочего дня и работ в ночное время. Трудовом кодексе РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). Рассмотрены организационные мероприятия по расположению объектов на рабочей зоне согласно правилам безопасности нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. ГОСТ 22269-76 Система «Человек-машина». ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (1997)
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	Вредные факторы: -производственный шум и вибрация; -загазованность воздушной среды газами выхлопных машин, которые используется как техника для ГРП; -неблагоприятные климатические условия; - недостаточная освещенность рабочей зоны

	- укусы клещей - физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования для ГРП; - напряжение электрического тока - возможная утечка токсичных веществ факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов Работа с оборудованием под давлением Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: звукоизолирующие наушники, противошумные вкладыши, пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы, в холодную погоду костюмы на утепляющей прокладке, костюмы меховые, тулупы, валенки, шапки-ушанки, рукавицы меховые, в теплую погоду кепки, противомоскитные сетки, очки, защитные маски, противогазы, защитные ограждения, изоляция токопроводящих частей.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	Воздействие на селитебную зону: выбросы. IV класс опасности, СЗЗ – 100 м Воздействие на литосферу: разлив жидкости при закачке в пласт, ТБО, утилизация элементов отработавшего оборудования Воздействие на гидросферу: загрязнение промышленными отходами поверхностных и подземных вод, продуктами жизнедеятельности персонала Воздействие на атмосферу: выбросы выхлопных газов машин и оборудования ГРП, вредных веществ в окружающую среду, пары нефти и газа.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	Возможные ЧС: - ЧС природного характера; - неуправляемое открытое фонтанирование скважины; - разрывы; - возгорание; - непредвиденные разливы. Наиболее типичная ЧС: неуправляемые потоки жидкости разрыва при разгерметизации высоконапорной линии (манифольд).
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	Корнеев Павел Олегович		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной главе ВКР будет идти речь о таких разделах социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах нефтедобычи при проведении операции гидравлического разрыва пласта. Основная проблема, которая может вызвать ЧС является именно большое давление, под которым находится практически все оборудование ГРП, вследствие чего риск их возникновения увеличивается в разы даже при правильном расчете и выполнении операции.

Пользователями разрабатываемого решения являются непосредственно нефтяные и газовые компании, которые могут как выступать в роли подрядчиков, выполняя данную операцию, так и в роли заказчиков, которые контролируют процесс проведения ГРП.

В качестве места выполнения работ рассматривается непосредственно, в области вблизи скважин, где проводится ГРП и установлено основное оборудование для его проведения.

Данная работа является актуальной, так как безопасность при проведении такого сложного процесса как ГРП стоит на 1 месте, так как возможны ЧС, при которых возможны не только большие экономические потери, но также и нанесение вреда здоровью работников при его проведении.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При возникновении правовых и организационных вопросов регулируется Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 25.02.2022), в котором и расписываются основные положения. Хочется отметить основные из них:

– режима рабочего времени, оплаты и нормирование труда;

– обеспечение важности и необходимости всех условий для сохранения здоровья и жизни сотрудников предприятия (что является наиболее приоритетным при выполнении такой опасной операции как ГРП);

– условие финансирования труда; – основные нормы по охране труда;

– координация деятельности в области охраны труда, окружающей среды и другие виды экономической и социальной деятельности;

– проведение плановых и внеочередных медицинских осмотров, основываясь на медицинских рекомендациях с сохранением рабочего места и среднего заработка во время прохождения данных мероприятий.

Обязательные гарантии и обеспечение необходимых компенсаций, в соответствии с Настоящим Кодексом, согласно заключенному коллективному договору между работником и предприятием, трудовым договором различными локальными актами, если работник участвует в операциях с опасными и вредными условиями труда.[9]

Обеспечение специальных и индивидуальных средств защиты работников при выполнении непосредственно операции за счет работодателя.

Также необходимо отметить такой документ как ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования, который непосредственно и описывает основные эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда, которые представлены в соответствующих нормативных документах. [10]

4.2 Производственная безопасность

Для определения и оценки потенциальные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при разработке, подготовки и непосредственного проведения операции ГРП используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные фак Классификация» и представим краткий результат в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Возможные опасные и вредные факторы[3]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Производственный шум и вибрация	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
Загазованность воздушной среды газами	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Неблагоприятные климатические условия	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СНиП 23-05-95*
Укусы насекомых (клещей)	ГОСТ 12.1.008-76 БИОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования

Продолжение таблицы 4.1

Физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Напряжение электрического тока	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Возможная утечка токсичных веществ	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования
Работа с оборудованием под давлением	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

4.2.1 Анализ вредных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации является одним из основных вредных производственных факторов. Шум – разновидность звуковых колебаний, находящаяся в диапазоне слышимых частот, имеющая возможность оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работников. Вибрация – разновидность механических колебаний машин и механизмов, которые могут оказывать вредное воздействие на здоровье работника. Максимально допустимые показатели шума должны соответствовать нормам и не превышать

95 дБ [4].

Превышения установленных норм может привести к потере внимания, повышению количеству ошибок при выполнении операций, влияет напрямую на центральную нервную систему, вызывает заболевания сердечно-сосудистой системы и других органов. Возможна потеря слуха, контузия и даже смерть и др.

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.

Для уменьшения влияния данного вредного фактора при проведении ГРП нефтегазовыми компаниями применяется целый комплекс мероприятий по защите работников, к которому относятся:

- частичная автоматизация процессов проведения ГРП;
- использование системы для снижения шума и вибраций в источниках его возникновения и на путях его распространения;
- рациональное планирование системы проведения ГРП(оборудование);
- введение рациональных режимов труда и отдыха;
- введение индивидуальных средств защиты работника. [11]

Обеспечение средствами индивидуальной защиты регламентируется отраслевыми правилами техники безопасности, а в частности «Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты работникам нефтяной и газовой промышленности».[12]

Загазованность воздушной среды газами является следующим немаловажным опасным фактором. В процессе проведения ГРП возможна утечка газа, что может являться причиной отравления рабочих. Загазованность обычно изменяются, используя газоанализатор СГГ-20, который используют в основном на всех нефтяных месторождениях. Утечки газа находят, используя любой раствор ПАВ (обычно используют раствор мыла). Обнаружив утечку газа необходимо сделать все возможные мероприятия по ее устранению, соблюдая все правила безопасности и охране окружающей среды. Если не имеется возможность устранить проблему, то вызвать бригаду по ликвидации аварии, которые имеют специализированное оборудование и квалификацию. В случае большой загазованности обеспечивать вентиляцию (как правило проводится в районе 20 минут). При выполнении работ использовать средства индивидуальной защиты как при проверке наличие газа и утечек, так и ликвидации уже случившейся аварии.

Контролировать содержание концентрацию вредных веществ в нефти и газе в соответствие с санитарными нормами согласно таблице 4.2.[13]

Таблица 4.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ[13]

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Бензин (растворитель топливный)	100	IV
Бензол	5	II
Керосин (в пересчете на С)	300	IV
Лигроин (в пересчете на С)	300	IV
Масла минеральные нефтяные	5	III
Нефрас С 150/200 (в пересчете на С)	100	IV
Нефть	10	III
Сероводород	10	II
С1 – С5	3	III
Тетраэтилсвинец	0,005	I

Продолжение таблицы 4.2

Толуол	50	III
Уайт-спирит (в пересчете на С)	300	IV
Хлор	1	II

Неблагоприятные климатические условия. ГРП применяется на открытом воздухе, соответственно на работника влияет ряд метеорологических условий (холодное и тепловое воздействие в сочетании с высокой скоростью ветра.

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.

Таблица 4.3 – Метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещены [14]

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

Недостаточная освещенность 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 [15]. В качестве дополнительных осветительных приборов необходимо применение прожекторов, а также фонарей. При соблюдении норм освещенности дополнительные мероприятия не требуются.

Укусы насекомых. Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор подвержен укусам, наносимыми насекомыми. 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.

Физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, 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, predisposing 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 [16].

4.2.2 Анализ опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы являются ключевым опасным фактором при проведении ГРП. Для безопасного проведения операции ГРП и подготовки к ней необходимо придерживаться основных правил безопасности, касающихся как самой операции, так и оборудования для избегания непосредственного контакта с движущимися механизмами и нанесения вреда здоровью сотрудников, и заключающиеся в следующем:

- ГРП должен проводиться специальной бригадой под руководством инженерно-технического мастера, утвержденного главным инженером с соблюдением всех норм и правил безопасности;

- между агрегатами должно быть расстояние не более 1 м и расстояние от насосных агрегатов до самого устья куда ведется закачка не менее 10 м;

- места установки оборудования должны быть подготовлено и очищено;

- необходимо остановить станок качалку (если скважина оборудована ШСНУ), расположить балансир в положение, которое не мешает проведению операции или демонтировать его;

- агрегат должен соединяться с трубами высокого давления, оборудован обратными клапанами, специальными манометрами и предохранительными устройствами;

- при отсутствии у машин нейтрализаторов выхлопных труб необходимо

вывести трубы на высоту не менее 2 метров от платформы агрегата;

–перед отсоединением оборудования снизить давления, чтобы не случился разрыв и преждевременный выброс;

–наличие исправного оборудования;

–знание персоналом строениям и принципов действия каждого агрегата, с которым ведется работа;

–проводить опрессовку труб давлением, которое превышает максимально расчетного при проведении ГРП в 1,5 раза;

–пускать агрегаты в ход только после удаления людей на безопасное расстояние;

–всегда следовать инструкциям руководящего проведением ГРП;

–в зимнее время проводить пробную прокачку жидкости после проведения, для убеждения, что пробки отсутствуют

–согласно безопасного производства работ при проведении ГРП на скважине необходимо предусматривать ограждение зоны производства работ, наличие сигнальных и информационных табличек. На насосных скважинах отключают привод, затормаживают редуктор и вывешивают плакат «Не включать! Работают люди» [17].

Напряжение электрического тока. 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 [18].

Для обеспечения безопасности жизни работника от ударов электрического тока необходимо устанавливать контур заземления используемого оборудования согласно ГОСТ 12.1.030-81 [19]. 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.

Рабочие перед проведением ГРП должны пройти инструктаж по электробезопасности.

Возможная утечка токсичных веществ при проведении ГРП. К вредным и токсичным веществам относятся те группы веществ, которые при контакте с организмом человека могут вызвать различные производственные травмы, развитие профессиональных заболеваний, отклонение в состоянии здоровья, если не будут выполняться все требования безопасности. Чаще всего на нефтегазовых месторождениях это происходит через дыхательные пути и кожу. При взаимодействии вредных и токсичных веществ с кровью могут возникать болезни и осложнения.

При проведении ГРП работникам приходится сталкиваться и входить в непосредственный контакт с различными химическими веществами (например, закачивают специальные вещества после его проведения чтобы определить зоны притоков и оттоков, и они являются опасными для человека). В основном все эти вещества находятся в нефти и газе, следовательно, необходимо строго следовать правилам безопасности и соблюдать осторожность. Самая опасная зона является непосредственно рядом с устьем скважины, где все находится под большим давлением и возможны утечки различных веществ.

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.

Оборудование и трубопроводы должны оснащаться приборами контроля (с выходом показаний на пульт управления), регулирующей и предохранительной аппаратурой и автоматическим управлением.

Исправность предохранительной, регулирующей и запорной арматуры, установленной на аппаратах и трубопроводах подлежит периодической

проверке в соответствии с утвержденным графиком. Результаты проверок заносятся в вахтовый журнал.

Аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня.

Датчики систем контроля и управления технологическим процессом должны быть во взрывозащищенном исполнении и рассчитываться на применение в условиях вибрации, отложений парафина, солей и других веществ, либо устанавливаться в условиях, исключающих прямой контакт с транспортируемой средой.

Факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов. 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 [20]. 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.).

Работа с оборудованием под 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».

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. [21].

4.3 Экологическая безопасность

Процесс проведения ГРП потенциально может принести вред на элементы окружающей природной среды - атмосферу, гидросферу, литосферу, а также селитебную зону, следовательно, необходимо учитывать это при планировании данного мероприятия.

Селитебная зона имеет IV класс опасности, санитарно-защитная зона составляет 100 м.

4.3.1 Влияние на литосферу

Отрицательное влияние на литосферу начинается еще с момента начала строительства планируемых объектов, которое сказывается на почвенном

покрове путем разрушения и замены естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадки.

Основные источники загрязнения литосферы является:

- проникновение жидкости ГРП в почву;
- горюче смазочные материалы;
- твердые отходы и продукты после проведения;
- загрязнения химическими реагентами почвы.

Для устранения вышесказанных проблем или хотя-бы уменьшения их влияния используют жидкости на основе нефти, которые имеют естественно природное происхождение, обрабатывают специальными составами, чтобы не было сильных последствий при попадании в почву, жидкости ГРП изготавливают из специальных технологий, которые не позволяют проникнуть им в почву, мероприятия проводят при полной герметизации оборудования, что не вызывает перетоков и контакт с природной составляющей.

Остатки жидкостей гидроразрыва из ёмкостей агрегатов и автоцистерн должны сливаться в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную ёмкость. Сливать их на землю запрещается. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ должны быть собраны и утилизированы либо сожжены, если утилизация невозможна. ТБО вывозятся в специально отведенные места для захоронения.

4.3.2 Влияние на гидросферу

Возможно отрицательное влияние на подземные и поверхностные воды, ливневую воду вследствие перетоков нефти и самой жидкости гидравлического разрыва, которая и загрязняет их. Хочется отметить, что данное влияние можно практически свести к 0, если выполнять условие, которые заключаются в соблюдение определённого расстояния между водоносным горизонтом и точкой гидравлического разрыва, что гарантирует отсутствие их взаимодействия и закономерного загрязнения. Данное расстояние вычисляется инженерами и геологами на основе множества данных, полученных при

изучении строения месторождения. Также необходимость правильно выполнения операции ГРП и соблюдение всех норм безопасности.

А также наиболее часто встречаемая причинами загрязнения гидросферы являются продукты жизнедеятельности персонала. Бытовой, промышленный мусор и продукты хранятся, складировются в отведенных местах, а потом вывозятся.

4.3.3 Влияние на атмосферу

Также имеется отрицательное влияние на атмосферу. При проведении операции ГРП возможны выбросы опасных(токсичных) веществ в атмосферу. Для уменьшения влияния данной проблемы тщательно проверять все оборудование. Весь персонал должен строго соблюдать правила труда на работе на предприятии.

Основным источником газов являются продукты сгорания топлива при постоянно работающий ДВС, испарение паров углеводородов и жидкостей, которые участвует в процессе. Лишний газ необходимо не сжигать, а утилизировать или отправлять на завод, где будет производится его переработка.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка, которая возникает вследствие аварии на объекте или определённой территории, а также вследствие другого природного или техногенного бедствия. По причине ЧС возможно нанесение большого вреда окружающей среде и хозяйству в целом, возможны даже человеческие жертвы, а также большие материальные потери. Отношение к какой-либо категории ЧС зависит от общего количества пострадавших, в целом- размера ущерба в материальном эквиваленте, от площади воздействия вредоносных факторов.[22]

В наших сложных условиях Западной Сибири может возникнуть

множество ЧС, к которым относятся:

Природного характера:

- различные наводнения;
- пожары;
- ураганы;
- морозы;
- метели.

Техногенного характера:

- неуправляемое открытое фонтанирование скважины;
- разрывы;
- возгорание;
- непредвиденные разливы;
- неуправляемые потоки жидкости при разгерметизации высоконапорной линии.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи при чрезвычайных ситуациях составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

- перечень возможных аварий на объекте;
- способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
- действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
- список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
- способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений;

- осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;
- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления;
- график и схему по отбору проб газовоздушной среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий. [22]

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

В данной работе был рассмотрен процесс проведения ГРП, оборудование для его проведения, его сущность и анализ его эффективности.

ГРП является одним из основных методов интенсификации притока, который нашел применения как на месторождениях России, так и за рубежом. Основные параметры, которые характеризуют эффективность трещины

ГРП являются безразмерный коэффициент проводимости трещины и степень вскрытия трещины, которые в основном характеризуются геометрическими размерами трещины. Расчет оптимальных параметров ведется, основываясь на количестве проппанта, закачиваемого в пласт и выделению соответствующих ему параметров, характеризующих эффективность.

На основе анализа эффективности применения ГРП было сделать вывод, что произошел значительный прирост дебита в основном нефти и в меньшей степени воды, что говорит о правильности выбора места проведения, расчетов и успешности самой операции по интенсификации притока.

В работе также были сделаны экономические расчеты проведения ГРП и сформулированы соответствующие выводы о том, что прослеживается хорошая динамика роста экономических показателей, вследствие чего очевидно, что данное мероприятие является эффективным не только в технологическом, но и в экономическом плане.

Ко всему вышеперечисленному были рассмотрены такие разделы социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах нефтедобычи при проведении операции гидравлического разрыва пласта, из которых следует, что необходимо соблюдать все правила и нормы при проведении такого потенциально опасного мероприятия, как ГРП.

В целом хочется отметить, что операция гидравлического разрыва пласта может применяться в большинстве случаев, если имеет место быть

рентабельность данного мероприятия, ведь всегда важно соотносить затраты и полученную прибыль.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения / ОАО «Тандем» - Тюмень 2011
2. Ситдикова С.Р. Применение химических реагентов для совершенствования подготовки нефти: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (07.00.10, 02.00.13) / Ситдикова Светлана Рафкатовна; УГНТУ. – Уфа, 2003. – 23 с.
3. Н.А. Небогина, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий // Нефтепереработка и нефтехимия. 2008. №1. С.
4. Р.З. Сафиева, Л.А. Магадова, Л.З. Климова, О.А. Борисова. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем. Под ред. проф. В.Н. Кошелева – М.: Изд. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001. - 60с.
5. Бестова С.Е. ГРП как один из методов интенсификации добычи [Электронный ресурс] // Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=32518738>.
6. Гидравлический разрыв пласта/ [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://portal.tpu.ru>.
7. Экономидес М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта– М.: Углов. М.– ПетроАльянс Сервисис Компании Лимитед. – Москва, 2004 г.
8. Михайлов С.А., Магадов В.Р. Исследование долговременной проводимости проппантов различных производителей. – М.: Базовый ВУЗ НК - России. – Москва, 2011 г. Дата обращения: 8.04.2020г
9. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).
10. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. – М.: Стандартинформ, 2001 год – 10 с.

11. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2017 год – 17с.
12. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартинформ, 2015 год – 28 с.
13. СП 51.13330.2011. Защита от шума. актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
14. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N1).
15. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
16. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
17. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда В ССБТ ГОСТ 12.1.004 – 91. ССБТ.
18. Экологическая безопасность при ГРП, [Электронный ресурс], Режим доступа: <http://vseonefti.ru>.
19. ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования.
20. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
21. ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования.
22. ГОСТ Р 54803-2011 Сосуды стальные сварные высокого давления. Общие технические требования.
23. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения. - М.: Стандартинформ, 2021 год – 28 с.