

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности применения технологии гидравлического разрыва пласта на Южно- Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.66(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Ситников Андрей Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>гуманитарных и естественных наук</i> и использование их в профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)</i>
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий	<i>Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б5В	Ситникову Андрею Николаевичу

Тема работы:

Повышение эффективности применения технологии гидравлического разрыва пласта на Южно- Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-122/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020г
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геолого-технологической информации по Южно-Приобскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технологических отделов, фондовая, научная и периодическая литература.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения о Южно-Приобском месторождении, геолого-физическая изученность месторождения, методы интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов, свойства расклинивающих агентов, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Ситников Андрей Николаевич		

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 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 апреля	Общие сведения о Южно-Приобском месторождении	10
17 апреля	Геолого-физическая характеристика месторождения	10
2 мая	Анализ мероприятий методов интенсификации на Южно-Приобском месторождении (ХМАО), анализ видов ГРП, сравнение с другими методами ГТМ.	40
28 мая	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
5 июня	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	К.Г.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 86 страниц, 14 рисунков, 16 таблиц, 5 формул, 20 источников.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, дополнительная добыча нефти, скважина, методы интенсификации, горизонтальная скважина, боковой ствол, дебит скважины, пакер, проппант, трещина.

Объектом анализа в данной работе является Южно-Приобское нефтегазовое месторождение, которое состоит из следующих основных объектов разработки: нефтегазонасыщенные пластами АС10, АС11, АС12. Предоставлена краткая информация о структуре и основных характеристиках месторождения. Проведен анализ технологий интенсификации притока, применяемые на месторождении, выделено ГРП как наиболее эффективное и перспективное.

Целью данной работы является анализ эффективности проведения ГРП и сравнительный анализ с другими ГТМ, реализуемых на фонде Южно-Приобского нефтегазового месторождения (ХМАО).

Во время исполнения задания решались следующие задачи:

- обзор геолого-физических свойств и параметров Южно-Приобского нефтегазового месторождения;
- анализ ГТМ и технологии при помощи которых реализуются методы интенсификации;
- обзор и анализ эффективности ГРП по сравнению с прочими методами интенсификации на Южно-Приобском месторождении (ХМАО).

Оглавление

Введение	10
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	11
1.1. Общие сведения о месторождении	11
1.2. Стратиграфия месторождения	12
1.3. Тектоника месторождения	14
1.4. Характеристика водоносных комплексов	14
1.5. Нефтеносность	15
1.6 Характеристика продуктивных пластов	16
1.7 Физико-химические свойства пластовых флюидов	16
2. ГРП И ПРОЧИЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА	19
2.1. Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям	20
2.2. Способы усиления нефтеотдачи	24
2.2.1. Обработка призабойной зоны с помощью кислот	24
2.2.2. Гидравлический разрыв пласта	25
3. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ КИН ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ЮЖНО-ПРИБОБСКОМ-НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	29
3.1. Обзор методов интенсификации, применяемых на Южно-Приобском месторождении	29
3.1.1. ГРП при бурении скважин с горизонтальным окончанием	33
3.1.2. ГРП после зарезки боковых стволов на действующем фонде.	42
3.1.3. Анализ эффективности проведения традиционного ГРП	44
3.2.1. Анализ эффективности ОПЗ	48
3.2.2. Анализ эффективности операций по выравниванию профилей приемистости скважин ППД.	51
3.2.3. Эффективность мероприятий по оптимизации погружного оборудования	53
3.2.4. Эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР)	54
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	57
4.1. Обоснование показателей экономической эффективности	57

4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	59
4.3. Расчет экономических показателей проекта.....	67
4.4. Экономическая оценка проекта.....	69
5. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	74
5.2 Производственная безопасность	75
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов	76
5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов	79
5.3 Охрана окружающей среды	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	82
Заключение	84
Список использованных источников	85

Введение

В настоящее время идет очень бурное развитие технологий интенсификации добычи нефти. Многие методы, сравнительно недавно считающимися нормальными и достаточно эффективными в свете нынешней ситуации на рынке сырья становятся нерентабельными и экономически нецелесообразными. Поэтому на предприятиях приходится пересматривать подходы к добыче углеводородов и стимуляции пласта.

Определяющие факторы, при подборе технологии интенсификации, состоят из: глубины, на котором находится объект разработки, нефтенасыщенная мощность, степень неоднородности и связности, реологический состав флюида, насыщающего породу, PVT свойства пласта.

Основную часть по приросту добычи занимает гидравлический разрыв пласта, окончание скважины горизонтальным хвостовиком, как с обычной перфорацией, так и с муфтами ГРП, выравнивание профиля притока, обработка призабойной зоны пласта, зарезка боковых стволов при модернизации уже имеющихся материнских стволов.

По состоянию на конец 2017 года месторождение было осуществлено 3121 геолого-технологических мероприятий, за счёт которых дополнительно извлечено 11530,2 тыс. т нефти.

Целью данной работы является анализ эффективности проведения ГРП и сравнительный анализ с другими ГТМ, реализуемых на фонде Южно-Приобского нефтегазового месторождения (ХМАО).

В соответствии с поставленной целью решались следующие задачи:

- обзор геолого-физических свойств и параметров Южно-Приобского нефтегазового месторождения;
- анализ ГТМ и технологии при помощи которых реализуются методы интенсификации;
- обзор и анализ эффективности ГРП по сравнению с прочими методами интенсификации на Южно-Приобском месторождении (ХМАО).

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1. Общие сведения о месторождении

О Южно-Приобское месторождение как таковом стало известно в 1982 году, и уже через шесть лет его начали активно разрабатывать. Основная территория распространения - это пойменная часть Оби, которой оно и делится на две части, соответственно правую и левую.

Перспектива разработки правой части была сомнительна, в силу существовавших тогда технологий и поэтому она началась лишь в 1999 году, тогда еще компанией Сибнефть.

По административной принадлежности Южно-Приобское месторождение находится в ХМАО. По географическим координатам оно располагается на восток от города Ханты-Мансийска и на запад от города Нефтеюганска.

По соседству от Южно-Приобского месторождения располагается много значимых месторождений, находящихся сейчас в активной разработке, такие как: Приразломное, Салымское, Правдинское (рисунок 1.1).

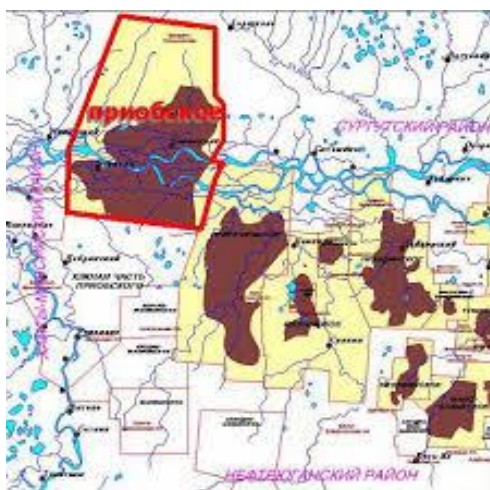


Рисунок 1.1 – географическое расположение месторождения

Климат на месторождении можно охарактеризовать как умеренно-холодный, его основные черты – это непродолжительное, но достаточно жаркое лето, и длинная зима с очень низкой средней температурой. Усредненная температура окружающей среды зимой $-17,8\text{ C}^0$, которая опускается до -62 C^0 . Температура в летние месяцы составляет $+16,8\text{ C}^0$, а

температурный рекорд +36 С°. В течении года выпадает около 546 мм осадков, с пиком в летние месяцы. Уже в начале октября ложится постоянный снег, и за зиму, которая длится до середины-конца мая набирает от 0,8 м до 2 м, а в некоторых местах и до 3м. Почвенный покров промерзает в среднем до полутора метров [1].

1.2. Стратиграфия месторождения

Для Южно-Приобского месторождения характерен геологический разрез с терригенными отложениями осадочного чехла большой мощности, относящиеся к мезо-кайнозойской эре расположенных на породах доюрского периода.

Доюрский комплекс на Южно-Приобском месторождении состоит из двух этажей. Первый представлен консолидированной корой, состоящей из графит-порфирита и метаморфизованного известняка. Второй состоит из эффузивно-осадочных отложений. Мощность этих слоев порядка 600-700 метров.

Юрская система здесь составлена из трех свит: тюменской, абалакской и баженовской.

Тюменская свита представлена песчаниками, в основе своей мелкозернистыми, а также глинистыми алевролитами, реже их переходными общностями, мощность очень сильно разнится и может отличаться в десятки раз, от 30-40 метров, до 450 метров.

Абалакская свита -это прибрежно-морские либо морские отложения, состоящие в основном из известковых участков с зернами глауконита. Мощность абалакской свиты порядка 15-30 метров.

Баженовская свита образовалась в результате морских отложений и представлена битуминозными аргиллитами и слабоалевритистыми аргиллитами, глиной. Мощность баженовской свиты двадцать тридцать метров.

Меловая система состоит из верхнего и нижнего отделов.

Нижний отдел в свою очередь состоит из четырех свит: ханты-мансийской, черкашинской, викуловской и ахской. Верхний отдел представлен так же четырьмя свитами: ганькинской, березовской, кузнецовской и уватской.

Ханты-Мансийская свита представлена несвязным перемежением песчаных и глинистых пород мощностью до 300 метров.

Черкашинская свита представлена алевролитами и чередованием песчаников с серой глиной, мощностью от 200 до 600 м.

Викуловская свита отличается очень сложным и неоднородным геологическим строением, она состоит из мелкозернистого песчаника с глинисто-алевролитовыми перемычками.

Ахская свита по строению представляет собой в основном аргиллиты. Мощность вырастает с 25-30 метров на востоке, до 400 метров на западе месторождения.

Ганькинская свита представлена глинами различных составов, чередующихся с мергелями и вкраплениями глауконита, мощностью от 50 до 80 метров.

Березовская свита состоит из двух слоев. Верхний слой из кремнистых глин и песчаников, переходящих во второй слой, представленный серой глиной, общей мощностью около 170 метров.

Кузнецовская свита так же состоит из двух слоев, сверху опоки и глины с прослойками глауконита, нижний же слой постепенно переходит в глинистый песчаник, общей мощностью от 80 до 200 метров.

Уватская свита по геологическому составу представлена смесью из неоднородных наслоений алевролитов, песков и песчаников, мощностью около 300 метров.

Палеогеновая система на территории месторождения представлена как морскими, так и континентальными отложениями. Она сложена из пяти свит : талицкой, люлинворской, алтымской, новомихайловской и тургасской.

Первые три свиты соответственно относятся к морским отложениям, последние две – к континентальным.

Антропогенная система представлена в нижних слоях песками и глинами, в верхних болотистыми и озерными равнинами [2].

1.3. Тектоника месторождения

Территория, на которой расположено Южно-Приобское месторождение, располагается на Западно-Сибирской плите, и представлена Ханты-Мансийской впадиной (относящейся к Фроловской мегавпадине), Ляминский мегапрогиб, Салымский меговал и Западно-Лемпинская группа.

Изучение структурного плана доюрского основания идет по отражающему горизонту «А». Составляется структурная карта, на основании которой по отражающему горизонту «А» проходят все структурные элементы (Западно-Сахалинское, Селияровское, Западно-Горшковское, Восточно-Селияровское, Южно-Горшковское).

Горизон «Д^б», проходит по кровле быстринской пачки, в нем отображаются Западно-Приобское малоамплитудное поднятие, Приобское куполовидное поднятие, Новообскаяи Западно-Сахалинская структуры. На западе отмечается Ханты-Манийское поднятие, на севере- Светлое локальное поднятие.

Восточно-Селияровская поднятие оконтуривается не замкнутой сейсмоизогипсой - 2280 м.

По Селияровскому поднятию составлен структурный план по отражающему горизонту «Б». На севере от Селияровского поднятия условно выделяют куполовидное безымянное поднятие [3].

1.4. Характеристика водоносных комплексов

Южно-приобское нефтегазовое месторождение входит в Западно – Сибирский артезианский бассейн. В основном здесь преобладают глинистые отложения олигоцен-турона. Толщина - до 750 м.

Верхний этаж составляют осадки турон-четвертичного возраста. Гидродинамика этого этажа – это водоносная толща, в которой все воды взаимосвязаны между собой.

Состав верхнего этажа:

- 1- водоносный горизонт четвертичных отложений;
- 2- водоносный горизонт новомихайловских отложений;
- 3- водоносный горизонт атлымских отложений.

На основе проведенных исследований, можно прийти к выводу, что атлымский водоносный горизонт может использоваться также как источник для организации хозяйственно-питьевого водоснабжения в этом районе.

Нижний гидрогеологический этаж состоит из отложений сеноман-юрского возраста и обводненных пород верхней части до юрского фундамента. В разрезе нижнего этажа выделяют 4 водоносных комплекса.

Для закачки воды в нефтяные пласты используют подземные воды апт-сеноманского комплекса [4].

1.5. Нефтеносность

На Южно-Приобском месторождении нефтеносные пласты находятся в отложениях осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста, толщина которых составляет более 2,5 км.

Для промышленной разработки пригодны неокомские пласты группы АС, где и находится почти 90% запасов нефти, которые были разведаны. Продуктивные залежи нефти находятся между пимской и быстринской пачками глин.

Как показали испытания, пластовой воды в залежах не имеется, тела пластов полностью заполнены нефтью.

В АС₇ имеются обнаружены притоки пластовой воды из песчаных линз.

В составе продуктивных неокомских отложений выделено 9 подсчетных объектов: АС₁₂³, АС₁₂², АС₁₁²⁻⁴, АС₁₁¹, АС₁₁⁰, АС₁₀¹⁻², АС₁₀⁰, АС₉, АС₇ [5].

1.6 Характеристика продуктивных пластов

В разрезе на Южно-приобском месторождения важными объектами являются АС10 и АС12.

Продуктивные горизонты имеют низкие фильтрационно-емкостные свойства.

Средняя нефтенасыщенность по ГИС пласта АС10 - 57%, пласта АС12 – 50%, средняя пористость пластов – 18,2%.

Средняя проницаемость пласта АС10 - $8,6 \cdot 10^{-3}$ мкм², пласта АС12 – $2,4 \cdot 10^{-3}$ мкм². Продуктивные горизонты разделены толстыми слоями глиняных пород. Это свидетельствует о том, что в слоях отсутствуют межпластовые перетоки.

По свойствам различие нефти заключается только лишь в плотности сырья в пластовых условиях. Однако, данное различие нельзя считать значительным. Нефти горизонтов имеют однотипное строение.

В залежах имеются мощные непроницаемые перемычки. Это позволяет обеспечивать их равномерную выработку [6].

Все нагнетательные скважины оснащены оборудованием для ОРЗ.

Такое состояние отмечается на конец 2017 г.

Для осуществления контроля за работой скважин используются специальные технологии непрерывной регистрации давления и температуры. Периодичность замеров как правило, составляет – не реже одного раза в неделю.

Анализ геологических характеристик пластов позволяет определить целесообразность объединения пластов в единый объект.

В связи с тем, что данные пласты по своему физико-химическому составу являются практически однородными, их объединение не будет затруднено.

1.7 Физико-химические свойства пластовых флюидов

По продуктивным свойствам АС₁₀ и АС₁₂ пласты не имеют значительных различий.

В пластовых условиях нефти средней газонасыщенности, давление насыщения в 1,5 -2 раза ниже пластового.

Проведенные исследования позволяют судить о том, что в данном месторождении нефть имеет практически однородное строение. Во всяком случае значительных различий в ходе экспериментального исследования обнаружено не было.

По пласту АС₁₀ диапазон изменения плотности нефти при стандартных условиях составляет 876,8-884,5 г/м³. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется от 16,84 до 28,47 мм²/с, а при 50 °С – от 7,16 мм²/с до 10,11 мм²/с. Содержание серы - от 1,25 % масс. до 1,72 % масс., парафинов – от 2,2 % масс. до 3,8 % масс., смол силикагелевых – от 10.52 % масс. до 15,15 % масс., асфальтенов – от 2,44 % масс. до 3,65 % масс.

Изменение температуры начала кипения- от 47,6 °С до 70,5 °С.

Выход легких фракций до 300°С – от 36,5 до 41,5 % об.

Нефть имеет незначительную вязкость, смолистость.

В соответствие с ГОСТ Р 51858-2002, нефть по плотности относится к 3-му типу, по массовой доле серы – ко 2-му классу [7].

- Результаты однократного разгазирования глубинных проб значения свойств пластовой нефти дали следующие результаты:
- давление насыщения при пластовой температуре - 8,26 МПа;
- плотность пластовой нефти - 834 кг/м³, сепарированной – 879 кг/м³,
- объемный коэффициент – 1,125,
- газосодержание – 55,4 м³/т (49,3 м³/м³). Динамическая вязкость - 1,77 мПа·с.

Ступенчатая сепарация дала следующие результаты - АС₁₀: плотность пластовой нефти составляет 834 кг/м³, сепарированной – 879 кг/м³, объемный коэффициент при начальных пластовых условиях - 1,098, газосодержание – 46 м³/т (40 м³/м³).

Было обнаружено, что пласту АС₁₂ диапазон плотности нефти изменяется при стандартных условиях. Изменение составляет - 862,3-882,9 г/м³. Изменение кинематической вязкости нефти при 20 °С происходит в диапазоне от 11,99 до 29,02 мм²/с, а при 50°С данный диапазон составляет от 5,27 мм²/с до 10,31 мм²/с.

Содержание серы - от 0,78 % масс. до 1,61 % масс., парафинов – от 2,5 % масс. до 3,0 % масс., смол силикагелевых – от 8,70 % масс. до 12.87 % масс., асфальтенов – от 1,16 % масс. до 4.17 % масс.

Температура начала кипения - от 46,62 °С до 71,5 °С,

Выход легких фракций до 300°С – от 36,3 до 43,5 % об.

Нефть, смолистая, среднепарафинистая, с незначительной вязкостью. Согласно ГОСТ Р 51858-2002, по плотности нефть относится к типу 3 (тяжелая), по массовой доле серы – к классу 2 (сернистая) [8].

По результатам стандартной сепарации нефть имеет следующие усредненные свойства:

- давление насыщения при пластовой температуре - 7,84 Мпа;
- плотность пластовой нефти - 818 кг/м³;
- сепарированной – 870 кг/м³.;
- объемный коэффициент – 1,144;
- газосодержание – 58 м³/т (51 м³/м³);
- динамическая вязкость пластовой нефти - 1,38 мПа·с.

Результаты ступенчатой сепарации свойств пласта АС₁₂ следующие:

- плотность - 818 кг/м³;
- объемный коэффициент при начальных пластовых условиях - 1.105;
- газосодержание – 49 м³/т (43 м³/м³).

2. ГРП И ПРОЧИЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА

Для того чтобы как можно больше увеличить общий объем нефтеотдачи из пласта, повысить качество сырья и оптимизировать работы, планируются и реализуются мероприятия, имеющие своей целью улучшить приток. Главной задачей здесь является недопущение ухудшения емкостно-фильтрационных свойств призабойной зоны, а также их улучшение, которое достигается, в основной своей части, за счет замедления обводнения продукции нефтяных скважин, а так же уменьшения вязкости флюида и улучшение проницаемости пород пласта; последний параметр поддерживается и даже улучшается за счёт выполняемых мероприятий по искусственному расширению каналов притока и увеличению трещиноватости, помимо прочего, нивелируются всякого рода отложения со стенок пор и трещин такие как парафиновые и разного рода грязевых примесей.

Все виды мероприятий по повышению проницаемости можно разделить на три большие группы:

- физические;
- химические;
- термические.

На выбор способа влияют конкретные параметры пласта, а часто бывает, что эти способы используются в различных сочетаниях и комбинациях, для обеспечения наиболее эффективного результата.

Химические обеспечивают эффективность воздействия в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью, например, в цементированных песчаниках с карбонатными элементами в составе.

Физические способы воздействия способствуют ликвидации остаточных вод и твёрдой мелкодисперсной взвеси из призабойной зоны; данные факторы непосредственным образом влияют на повышение характеристик проницаемости [9].

Из числа химических способов повышения проницаемости пород чаще других используются методы солянокислотной и глинокислотной обработки скважин.

Основой первого из указанных методов служит наличие у соляной кислоты способности к растворению карбонатов при глубоком проникновении в пласт; это обеспечивает достаточно широкое распространение сети увеличенных каналов вокруг скважинного ствола, благодаря чему проницаемость пласта повышается, как и эффективность функционирования скважин.

Что касается второго метода, то он наиболее результативен для песчаных коллекторов с глинистым цементом; в данном случае применяется смесь соляной кислоты с плавиковой. Когда на таких породах применяется глинокислотная обработка, указанный кислотный агент обеспечивает частичное растворение кварцевого песка и полное растворение глинистых прослоек; при этом глина теряет способность к разбуханию и пластичность, а водные глинистые растворы утрачивают коллоидные качества.

С целью ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений и осушения призабойной зоны используется обработка растворителями, такими, как широкая фракция лёгких углеводородов и ацетон.

В число физических способов воздействия входят следующие:

- влияние вибраций;
- влияние акустического характера;
- перестрел старых промежутков в сочетании с дополнительной перфорацией [10].

2.1. Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям

Большая часть разрабатываемых нефтегазодобывающим управлением нефтяных месторождений пребывают к настоящему моменту на поздних этапах разработки; вследствие этого они существенно обводнены, а залежи нефти в них в значительной степени выработаны. При продолжительном

функционировании скважин призабойная зона постепенно утрачивает коллекторские характеристики, возникают АСПО, в пласт в процессе глушения скважин проникает раствор солей и т.д.; таким образом, нефтяные запасы в таких МР относятся к категории трудноизвлекаемых.

К той же категории отнесены многие другие залежи – с воднонефтяными зонами, коллекторами низкой проницаемости и т.п.; в таких зонах в ходе эксплуатации скважин возникают такие затруднения, как существенный газовый фактор, низкая приёмистость, значительный уровень обводнённости, что, в целом, оказывает отрицательное влияние на эффективность функционирования скважин [11].

Повышение уровня эффективности нефтеразработок в связи с этим представляется весьма важным, как необходимое условие достижения плановых показателей нефтедобычи; в этих целях на МР осуществляется ряд мероприятий, направленных на повышение уровня производительности нефтяных скважин.

Имеющиеся на настоящий момент способы повышения нефтеотдачи пласта разделяются на следующие категории:

- физико-химические;
- гидродинамические;
- микробиологические, термические и т.д.

Наиболее активно в нефтегазодобывающем управлении используются физико-химические и гидродинамические способы, на которых следует остановиться более детально.

В число гидродинамических способов входят следующие:

- заводнение очагового и барьерного типа;
- усиленный забор жидкости;
- вовлечение в разработку запасов, не подлежащих дренажу;
- заводнение нестационарного характера.

Физико-химические методы повышения нефтеотдачи.

В комплексе мер разработки нефтяных МР такие методы представляют собой одно из самых многообещающих направлений; в рамках этого направления отраслевые научные учреждения разработали и ввели в эксплуатацию более шести десятков различных технологий.

Одну из таких технологий представляет собой ГРП или гидравлический разрыв пласта, который целесообразно использовать с целью воздействия на пласты с низкими показателями проницаемости; при его применении повышение нефтеотдачи обеспечивается, в частности, за счёт оказания глубокого воздействия на призабойную зону, связанного с формированием системы трещин глубинного проникновения, вследствие чего дренируемая скважиной площадь существенно расширяется, а производительность скважин, соответственно, увеличивается. Показатель эффективности данного метода достигает 85-ти процентов; эффект от его применения сохраняется до пяти лет [12].

В числе физико-химических методов особое место занимает метод заводнения пласта полимерного типа. Диапазон использования полимеров значительно увеличивается за счёт формирования полимерных композиций полимеров в сочетании с разного рода реагентами. В рассматриваемом случае главная роль полимеров состоит в том, чтобы обеспечить выравнивание продуктивных пластов с неоднородными характеристиками, а также расширить охват при заводнении пласта.

Применение полимеров подразумевает использование следующих технологий:

- закачка оторочки на пластах на первичном этапе разработки, с неоднородными характеристиками проницаемости и нефтяной жидкостью высокой вязкости;
- проводимое на поздних этапах разработки сочетанное воздействие гелеобразующих полимерных композиций и усиливающих реагентов, таких, как кислота, щёлочь и т.д.;

- выравнивание профиля приёмистости пласта, обеспечиваемое за счёт воздействия ВУС или вязкоупругих составов;
- применение полимерного заводнения циклического типа при воздействии на пласт раствора сшитого полиакриламида с содержанием поверхностно-активного вещества неионогенного типа;
- применение к продуктивному пласту воздействия циклического типа при использовании ПАВ с содержанием полимеров;
- заводнение пласта с применением полимеров и щёлочи;
- обеспечение воздействия на пласт посредством закачки углекислоты.

Способ, предполагающий применение вязкоупругих составов характеризуется особенно высокой степенью эффективности при использовании на неоднородных пластах с низким уровнем гидродинамических связей; проницаемость пласта в данном случае выравнивается, за счёт чего увеличивается его охват воздействием полимерных композиций, а скорость обводнения нефти при этом снижается.

Решающим значением на поздних этапах разработки обладает ограничение притока закачиваемой и пластовой воды; с этой целью используются различные ремонтно-изоляционные способы, следствием применения которых выступает не только снижение обводнённости пласта, но также увеличение его охвата процессом выработки. Чаще всего используется такой способ, как изоляция обводнённых пропластков цементом либо устранение циркуляции воды за колоннами. Если по отдельным пропласткам с высокими показателями проницаемости, которые от необводнённых промежутков практически не ограждают глинистые прослойки, возникает прорыв воды, то применяется метод выборочной или селективной изоляции, вариантами которого служат: использование кремнийорганических соединений, либо полимер- и волокнисто наполненных дисперсных систем, либо так называемого жидкого стекла, т.е. силиката натрия.

В рамках расширения использования для повышения нефтеотдачи пластов экологически чистых методов на текущем этапе развития технологий широко применяются микробиологические способы воздействия. Микроорганизмы, в отличие от химреагентов, которые при разбавлении пластовыми водами утрачивают активность, способны самостоятельно размножаться и, соответственно, повышать интенсивность воздействия в соответствии с динамикой средовых условий.

При повышении нефтеотдачи пластов в число наиболее технологичных и оптимальных методов входят методы термические, предполагающие тепловое воздействие на продуктивный пласт, что способствует повышению нефтеотдачи за счёт уменьшения показателей вязкости нефтяной жидкости. Подобные методы классифицируются следующим образом:

- методы с применением горения в толще пласта;
- методы с применением внедрения в пласт горячей воды и её агрегатных форм [13].

2.2. Способы усиления нефтеотдачи

2.2.1. Обработка призабойной зоны с помощью кислот

Воздействие кислоты используется для обработки складирующихся нефтеносный пласт карбонатов, что способствует повышению проницаемости пласта.

Данный метод на практике предполагает спуск гибкой трубы на глубину перфорации, с условием обеспечения постоянной гидроциркуляции, после чего через эту трубу в скважину закачивается расчетный объем кислоты, которая затем продавливается в глубину пласта. При закачивании кислотного раствора и его транспортировке вглубь пласта необходимо обеспечить закрытие выкидной задвижки на арматуре колонны лифтовых труб, благодаря чему реагент транспортируется в толщу пласта через перфорационные отверстия.

Указанные процессы осуществляются при подаче максимальных объёмов жидкости; при этом следует не допускать в зоне перфорационных

отверстий превышения давления, необходимого для осуществления разрыва пласта. После того, как скважина в течение временного периода, необходимого для осуществления реакции кислоты с породой нефтеносного пласта, выдерживается под давлением, выкидная задвижка открывается, а гибкая труба поднимается на поверхность, после чего выполняются мероприятия, направленные на вызов притока [14].

Как показывает практика применения койлтубингового оборудования, в данном случае обеспечивается значительная экономия времени, а также в ходе обработки скважины расход реагентов, в сравнении с традиционными методами, снижается на 25-30 процентов.

2.2.2. Гидравлический разрыв пласта

Чтобы усилить приток к забою скважины нефти или газа при вскрытии коллекторных пород с низкими показателями проницаемости, в призабойной зоне должна быть сформирована система трещин для лучшей фильтрации.

Для проведения гидроразрыва пласта необходимо при помощи жидкости разрыва создать давление, достаточное для разрыва породы, формирующую коллектор. Чтобы при этом обеспечить образование новых трещин и расширение уже имеющихся. При этом если продолжить подавать жидкость с нужной скоростью и давлением. Достичь этого можно посредством закачивания в пласт технологической жидкости с расходом, объём которого выше максимального объёма поглощаемой пластом жидкости. В породе начинает формироваться высокопроводящая трещина, при этом необходимо закачать расклинивающий агент (песок, проппант) различного характерного размера и прочности, для фиксации нужной геометрии трещины [15].

Так же в коллекторах, сложенных карбонатной породой, может использоваться жидкость разрыва, приготовленная на основе кислоты. Данная жидкость не только осуществляет разрыв породы, но и создает дополнительные каналы, продуцируя их в процессе ГРП за счет химической реакции, причем эти каналы не требуют фиксации при помощи расклинивающего агента.

В полученных трещинах наблюдается линейный режим течения флюида, соответственно это ведет к снижению потерь на сопротивление и, как следствие, к более быстрому и качественному отбору флюида из объекта разработки. Грамотно спланированное и вовремя проведенное ГРП может привести не только к ускоренному отбору флюида, но и в принципе к увеличению КИН и достижению более эффективных экономических показателей.

Гидроразрыв пласта зарекомендовал себя за время использования как универсальный метод интенсификация добычи который может быть проведен в коллекторах различной проницаемости, как низкой, так и достаточно высокой. Однако понятно, что наиболее часто его применяют для пластов или отдельных их зон с маленьким показателем проницаемости. Более того некоторые месторождения, такие как Южно-Приобское, вообще невозможно было бы ввести в эксплуатацию без современных технологий ГРП, где оно является обязательным мероприятием при введении скважины в эксплуатацию. Трещины, полученные в результате гидроразрыва, дают существенное увеличение взаимодействия с породой, порой вовлекая в добычу те участки пласта, которые вообще были изолированы до этого. Все это увеличивает как дебит скважины, так и экономические показатели рентабельности осуществления добычи на данных лицензионных участках.

Главные задачи, которые должно решать ГРП это:

- снижение и нивелирование темпа падения добычи
- возвращение на прежний уровень и интенсификация добычи флюида
- достижение оптимального режима работы скважины

При проведении ГРП на пласт с низкой проницаемостью требуется фиксации геометрии трещины при помощи расклинивающего агента, в этом качестве может быть использован:

- песок;
- проппант средней прочности (ISP);

- высокопрочный боксит (HSP).

Помимо типа проппанта для различных целей и условий, согласно дизайна ГРП, может использоваться его фракции, либо их смесь. В настоящее время активно используется два основных вида гранул проппанта 16/20 и 12/18 и, как второстепенные 16/30 и 20/40. Остальные фракции более экзотичны и реже применимы. Поскольку для расклинивающего агента предъявлены достаточно высокие требования разработан и введен ГОСТ [16].

Очень важное значение на успешность операции ГРП оказывает геометрия трещины, получившаяся в результате проведения мероприятия. Во время осуществления ГРП формируются трещины определенной направленности в пространстве: горизонтальные, вертикальные, направленные под углом. Направленность трещины зависит от нескольких основных параметров:

- линии стресса горных напряжений и их направленности;
- характеристики пород, формирующих коллектор.

Мероприятие по проведению гидроразрыва пласта обычно осуществляется при помощи флота ГРП рисунок (2.1).

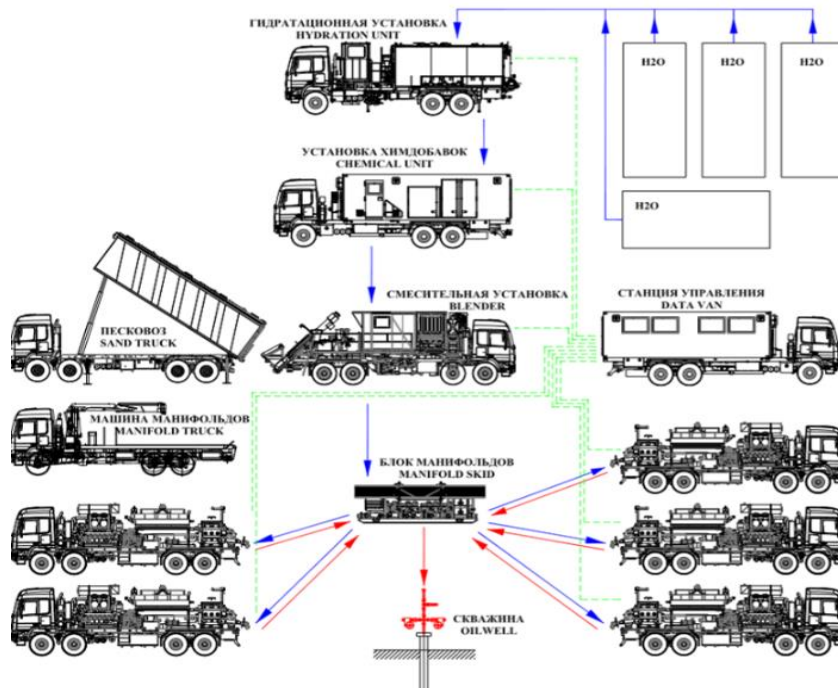


Рисунок 2.1 состав флота ГРП

В настоящее время начало приобретать популярность проведения ГРП при помощи флота койлтюбинга.

При применении койлтюбинговых установок ключевые принципы осуществления гидроразрыва пласта те же, что и при выполнении данных мероприятий в соответствии с традиционной технологией.

Однако койлтюбинговое оборудование обладает определёнными преимуществами, а именно:

- процесс может быть обеспечен при спуске техники в колонну подъёмных труб, благодаря чему эксплуатация скважины может быть начата непосредственно после применения указанного метода;

- время, необходимое для проведения работ, сокращается, т.к. в данном случае нет необходимости извлекать находящиеся в скважине колонны подъёмных труб, а также спускать колонну НКТ с пакером;

- нет необходимости также в глушении скважины и сопутствующей ей операции по вызову притока, предназначенных для обеспечения возможности подъёма оборудования [17].

3. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ КИН ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ЮЖНО-ПРИБОБСКОМ-НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1. Обзор методов интенсификации, применяемых на Южно-Приобском месторождении

Мероприятия по интенсификации притока и увеличению нефтеотдачи пластов на Южно-Приобском месторождении проводятся с 2001 года. Во время всей разработки и эксплуатации месторождения реализовывались несколько видов геолого-технологических мероприятий:

- гидроразрывы пласта:

- традиционный рефрак на наклонно-направленной скважине;
- бурение скважин с горизонтальным окончанием, как с традиционным исполнением, так и с применением муфт ГРП;
- зарезка боковых стволов, как с традиционным исполнением, так и с применением муфт ГРП;

- выравнивание профиля приемистости на скважинах ППД;

- оптимизации погружного оборудования, исходя из режима работы скважины;

- обработка призабойной зоны химическими реагентами;

- ремонтно-изоляционные работы (РИР).

Количественный анализ по числу операций, проведенных за весь период разработки, приведен на рисунке 3.1.

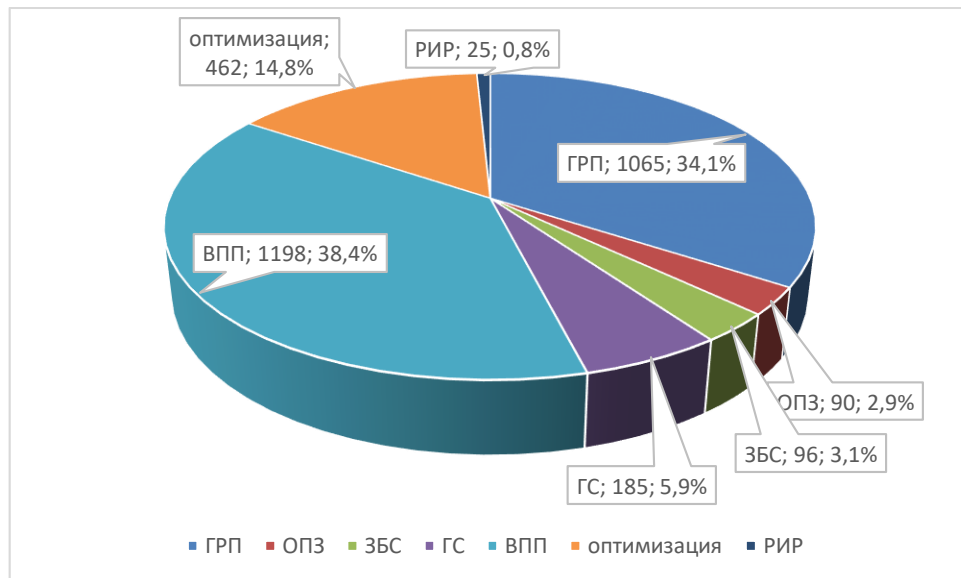


Рисунок 3.1 Количество операций по видам ГТМ.

Количественный анализ по эффекту, полученным от данных мероприятий в тысячах тонн можно увидеть в графическом виде на рисунке 3.2.

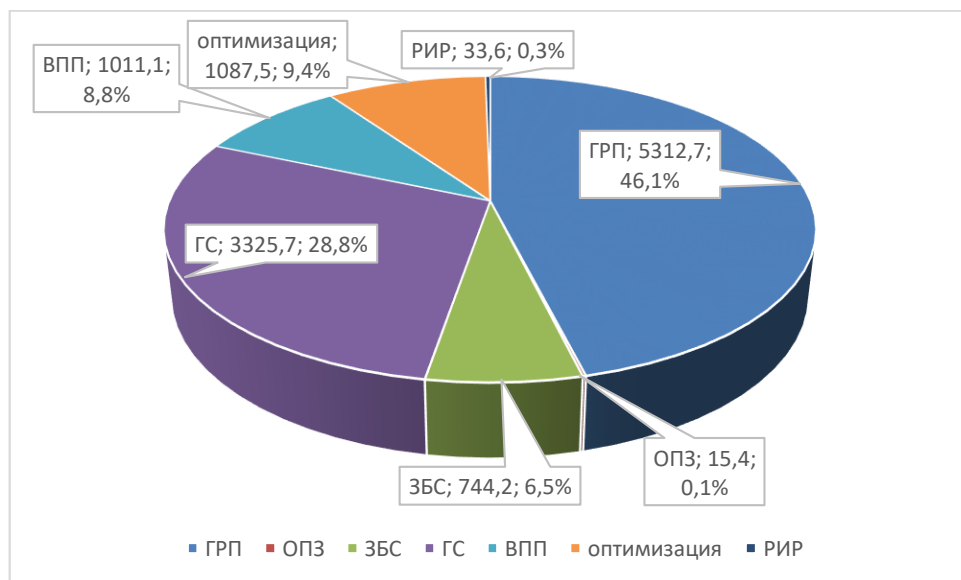


Рисунок 3.2 Эффект от полученных ГТМ.

Всего на Южно-приобском месторождение за отчетный период 2001-2017 гг., если не учитывать гидроразрывы пласта, проводимые в обязательном порядке, при освоении вновь вводимых скважин, в силу низкой проницаемости породы, было реализовано 3121 геолого-технологических мероприятий. В результате дополнительно было добыто 11530,2 тыс. т нефти.

Если брать количественный показатель, то в лидерах гидроразрыв пласта, выравнивание профиля приемистости и оптимизация погружного оборудования.

Если же мы сравним эффект по приросту добычи нефти, приходящийся на одну операцию, то наибольший показатель у ГС с показателем 18 тыс.т/операция, ЗБС -7,8 тыс.т/операция и ГРП с показателем 5,0 тыс.т/операция. Подробнее и в графическом виде это можно увидеть на рисунке 3.3.

Одним из самых первых и эффективных мероприятий в процессе разработки Южно-Приобского месторождения является гидроразрыв пласта, который начали активно внедрять и применять с 2001 года. По данным на начало 2019 года было выполнено 1065 рефрака (34,1% от общего количества ГТМ). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 5312,7 тыс.т. Количественная доля мероприятий этой разновидности в дополнительной добыче – 46,1%).

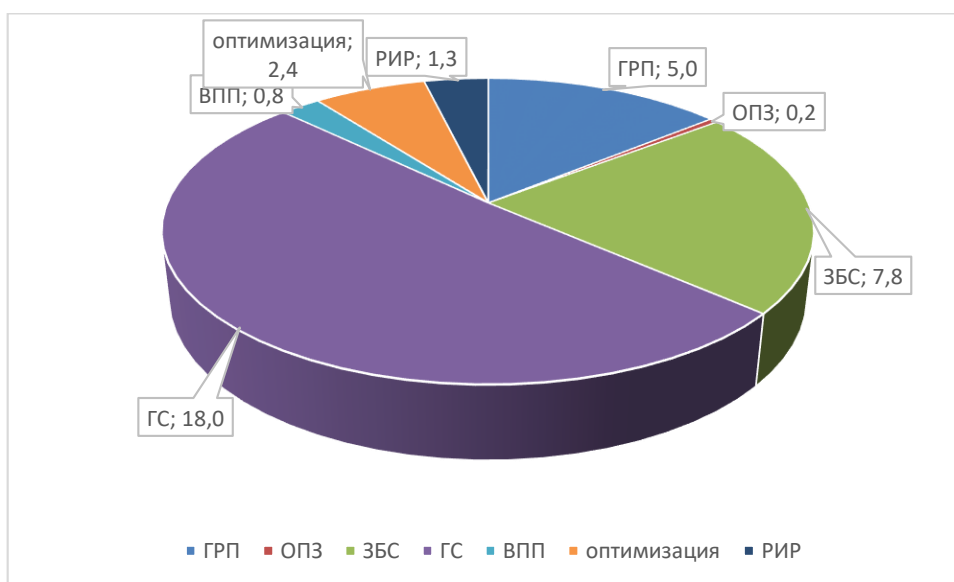


Рисунок 3.3. Эффективность мероприятий тыс.т/операция.

Бурение скважин с горизонтальным окончанием начали внедряться сравнительно недавно, с середины 2007 года. По данным на начало 2019 года было введено в эксплуатацию 185 горизонтальных скважин (5,9% от общего количества ГТМ). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода

– 3325,7 тыс.т. Количественная доля мероприятий этой разновидности в дополнительной добыче – 28,8 %.

Выравнивание профиля приемистости тоже сравнительно свежий метод. Все дело в том, что для эффективного выполнения ВПП необходимы трассерные исследования, которые делают этот метод на порядок действеннее, чем слепая закачка реагента исходя из окружения скважины. По данным на начало 2019 года было выполнено 1198 операций по выравниванию профиля приемистости на скважинах ППД (38,4% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 1011,1 тыс.т. Количественная доля мероприятий этой разновидности в дополнительной добыче – 8,8 %.

Мероприятия по зарезке боковых стволов, как в традиционном исполнении, так и с горизонтальным окончанием применяются с 2013 года. Всего за время разработки было пробурено 96 боковых стволов (3,1% от общего объема мероприятий). Плюс этого мероприятия, что оно позволяет спасти от ликвидации скважины в процессе ремонта либо эксплуатации получивших аварии, которые не удастся ликвидировать при помощи бригад КРС. Дополнительная добыча нефти от всех боковых стволов с начала применения метода – 744,2 тыс.т. Количественная доля мероприятий этой разновидности в дополнительной добыче – 6,5%.

Оптимизация погружного оборудования Южно-Приобского месторождения применяется с 2002 года. По данным на начало 2017 года было выполнено 462 операции оптимизации (14,8 % от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 1087,5 тыс.т. Количественная доля мероприятий этой разновидности в дополнительной добыче – 9,4 %.

РИР на скважинах месторождения выполняются с 2012 года. Сейчас от этого метода постепенно отходят как неэффективного. Герметизация колонны в большей части реализуется обычной заливкой цемента, который достаточно быстро разрушается. Как альтернатива практикуется спуск дополнительной

обсадной колонны меньшего диаметра от устья, до интервала негерметичности, но в силу сложности и дороговизны данного метода он реализуется лишь на высокодебитном фонде. По данным на начало 2019 года было выполнено 25 ремонтно-изоляционных работ (0,8% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 33,6 тыс.т. Количественная доля мероприятий этой разновидности в дополнительной добыче – 0,3%.

Обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин выполняются с 2012 года. По данным на начало 2019 года было выполнено 90 обработок (2,9% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 15,4 тыс.т. Доля данного метода ГТМ в дополнительной добыче – 0,1%.

Следовательно, самым массовым и широко используемым мероприятием на месторождении являются гидроразрыв пласта, горизонтальное окончание скважины и выравнивание профиля приемистости.

Далее представлен краткий обзор этих мероприятий в рамках внедрения на Южно-Приобском месторождении.

3.1.1. ГРП при бурении скважин с горизонтальным окончанием

История бурения скважин с горизонтальным окончанием на данном месторождении начинается с 2007 года. Была поставлена задача оптимизации и повышения эффективности отбора флюида на территории большей чем может вскрыть традиционная наклонно-направленная скважина. В качестве пилотного проекта было пробурено три скважины. Все это было сделано на один объект разработки для более корректного анализа.

В качестве опытного был выбран пласт АС10.1-3, в связи с его наиболее подходящими геологическими параметрами для данной задачи. Во-первых, этот пласт, по сравнению с другими, обладает наибольшим коэффициентом проницаемости, во-вторых, оптимальным коэффициентом литологической связанности.

Скважины были выполнены с цементируемым хвостовиком, была проведена традиционная ПВР и ГРП, в целом от ННС они отличались лишь мощностью вскрытия пласта.

За все свое время работы с помощью данных скважин было добыто

С момента введения в эксплуатацию данными скважинами извлечено 331,4 тыс.т нефти. Причем если проследить динамику, то пик добычи приходится на 2012 год (63,2 тыс.т), далее следует серьезный спад, обусловленный многими факторами: разрушение трещин ГРП, снижение пластового давления и т.д.

Таким образом, стандартные (обычные) ГС в условиях продуктивных пластов АС10 Южно-Приобского нефтегазового месторождения не показали преимуществ перед традиционными ННС. Основные причины такого результата – горизонтальные участки проводились без применения методов современной геонавигации. В 2007 г. эти технологии не были широко распространены; обычные ГС работают лишь в интервале, ограниченном местоположением точек ствола T_1 и T_3 ; во все скважины был спущен цементируемый хвостовик; во всех скважинах осуществлён один «слепой» ГРП.

Значительной части названных недостатков лишены ГС, усовершенствованные многостадийными ГРП на горизонтальном участке ствола, оборудованные муфтами ГРП.

Начиная с 2012 г. на Южно-Приобском нефтегазовом месторождении начали внедрять горизонтальные скважины с муфтами ГРП и разбухающими пакерами, которые фиксировали хвостовик в пробуренном участке, что давало определенное преимущество перед цементацией обсадной колонны в более качественной перфорации. Смысл этой технологии кроется в возможности проведения последовательных ГРП на горизонтальном участке скважины и значительном расширении площади фильтрации. На рисунке 3.4 показана принципиальная схема данной компоновки.

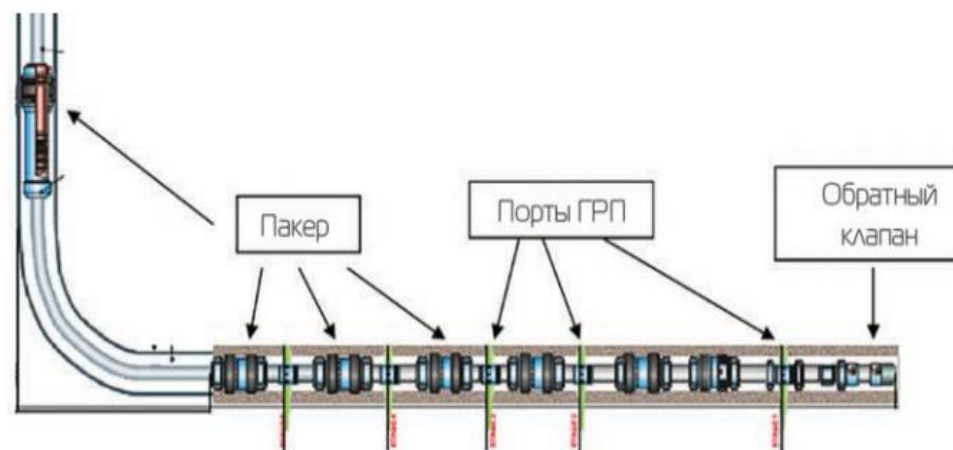


Рисунок 3.4 – Конструкция скважины с горизонтальным окончанием для МГРП.

С начала применения технологии пробурено 182 ГС МГРП, по итогу 2017 года ими было извлечено 999,3 тыс. т нефти, а накопленная добыча составила 3325,7 тыс.т. (Таблица 3.1), (Рисунок 3.5).

Таблица 3.1– Добыча нефти скважинами ГС МГРП

Год	Количество вводимых скважин ГС МГРП	Добыча нефти скважинами ГС МГРП всего, тыс.т	Удельная добыча нефти скважинами ГС МГРП, тыс.т/скв
2012	4	17,7	4,4
2013	15	252,4	16,8
2014	16	385,5	24,1
2015	47	683,5	14,5
2016	45	987,3	21,9
2017	55	999,3	18,2
Всего	182	3325,7	18,3

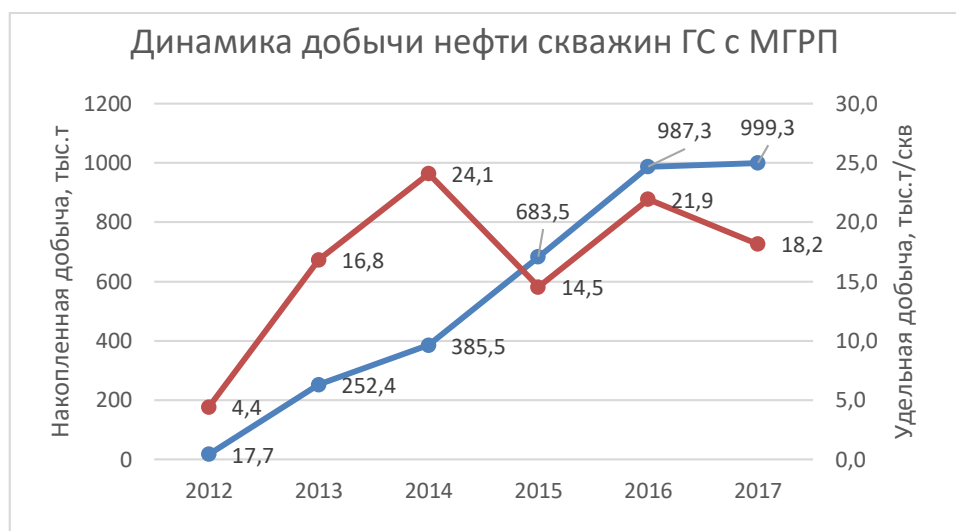


Рисунок 3.5 – Добыча нефти скважинами ГС МСГРП и динамика фонда ГС МСГРП

О том насколько оказалась эффективна технология с оборудованием хвостовика набухающими пакерами и муфтами ГРП можно увидеть на сравнительных графиках, представленных на рисунках 3.6-3.8, где сопоставлены отборы и стартовые дебиты с окружением наклонно-направленных скважин.

По стартовым дебитам нефти ГС МСГРП, превосходящее большинство (85,1%) находится в интервале 50-100 т/сут, в то время, как для окружающих наклонно-направленных скважин это значение находится в промежутке – 20-50 тонн/сут. Если же рассматривать накопленную добычу нефти, большая часть окружения скважин ННС (85,1%) накопили по отборам по 1-15 тыс.т. Стоит заметить, что 50% – это накопленная добыча в категории до 5 тыс.т. Процент скважин ГС МГРП с накопленным отбором нефти менее 5 тыс.т будет гораздо ниже, и составит всего лишь 36,4%, в то время как процент скважин с накопленной нефтью 15-50 тыс.т – 25,8% против 12,8% - по окружающим наклонно-направленным скважинам.

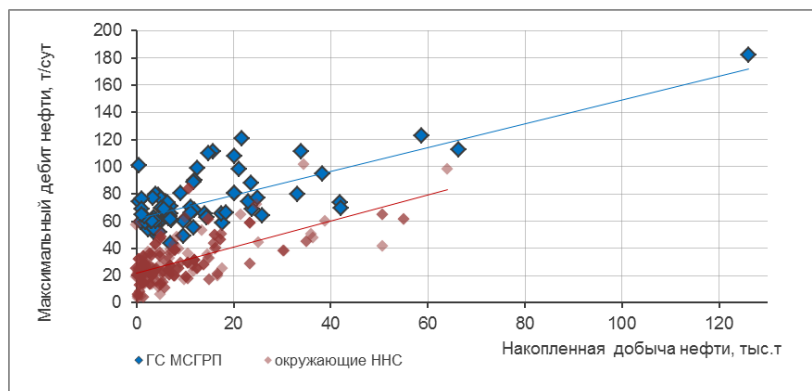


Рисунок 3.6 – Стартовые дебиты и накопленные отборы нефти по ГС МГРП и огибающих ННС

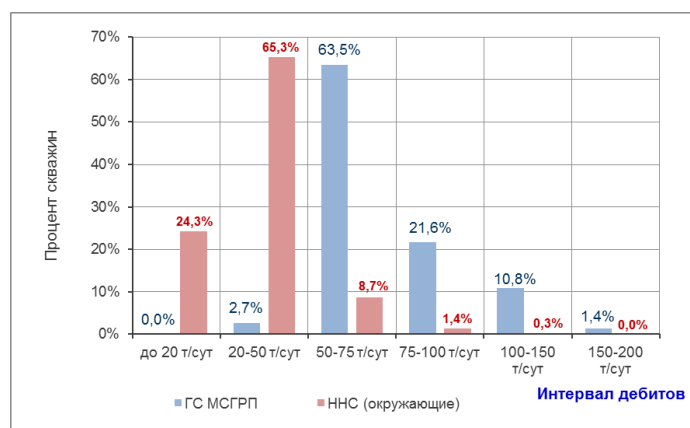


Рисунок 3.7 – Сравнение по дебитам нефти по ГС МГРП и огибающих ННС

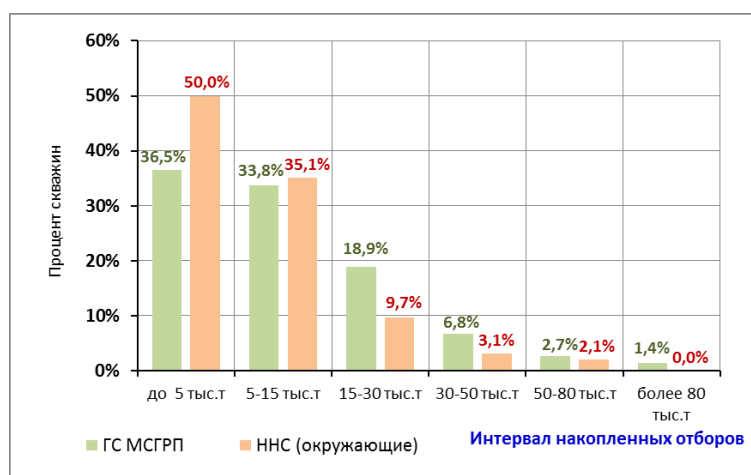


Рисунок 3.8 – Анализ накопленной добычи нефти по ГС МГРП и огибающих ННС

Таким образом, ГС МГРП по накопленной и стартовой добычи смотрится более эффективно скважин стандартного (традиционного) профиля ННС. По накопленным отборам нефти, за шесть лет с начала реализации

технологии, показатели ГС МГРП лучше, чем у окружающих наклонно-направленных скважин в среднем на 65%.

Об апробации технологии МГРП с использованием сдвижных муфт (бесшаровая технология).

При проведении МСГРП на горизонтальных скважинах апробирована технология с использованием бесшаровой технологии, основанной на использовании сдвижных муфт (Mongoose). Рассмотрим один из примеров.

Скважина № 22334Г

В скважине проведено МГРП по технологии сдвижных муфт. В начальной стадии выполнен спуск компоновки «Mongoose» на ГНКТ в интервале муфты №1 и отбивка муфты локатором. Далее, установлен пакер ГРП многократной установки. Под весом колонны клинья распираются внутри муфты, и пакер уплотняется, при увеличении давления муфта сдвигается и активируется. Проводится ГРП, жидкость разрыва закачивается по гибкой трубе/затрубному пространству, между ГНКТ и НКТ 114мм. После ГРП - срыв пакера, операция по активации следующей муфты и т.д.

Размещение стадий ГРП по стволу и схема компоновки указаны на рисунках ниже, на рисунке 3.9.

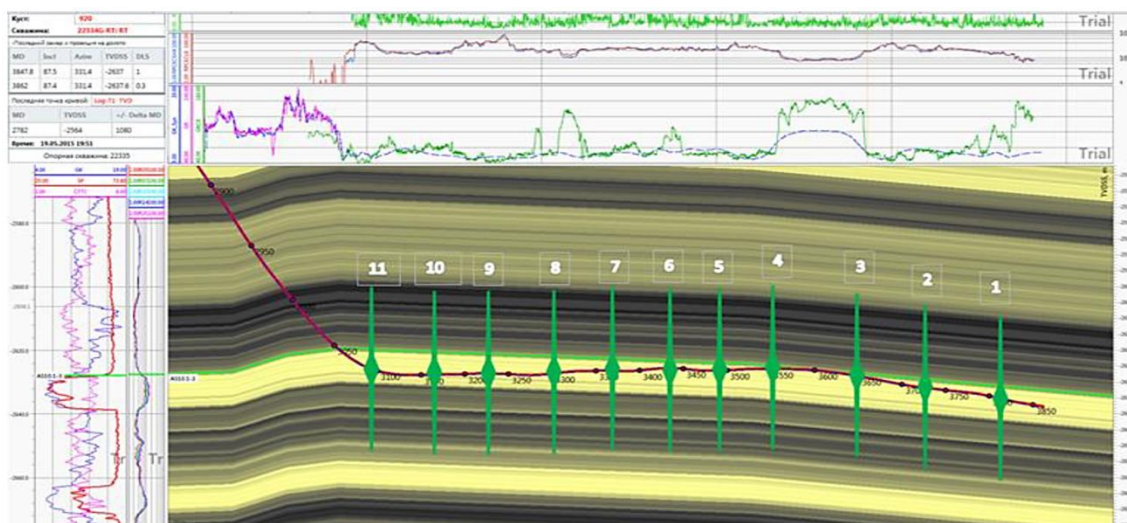


Рисунок 3.9 – Размещение стадий ГРП по стволу

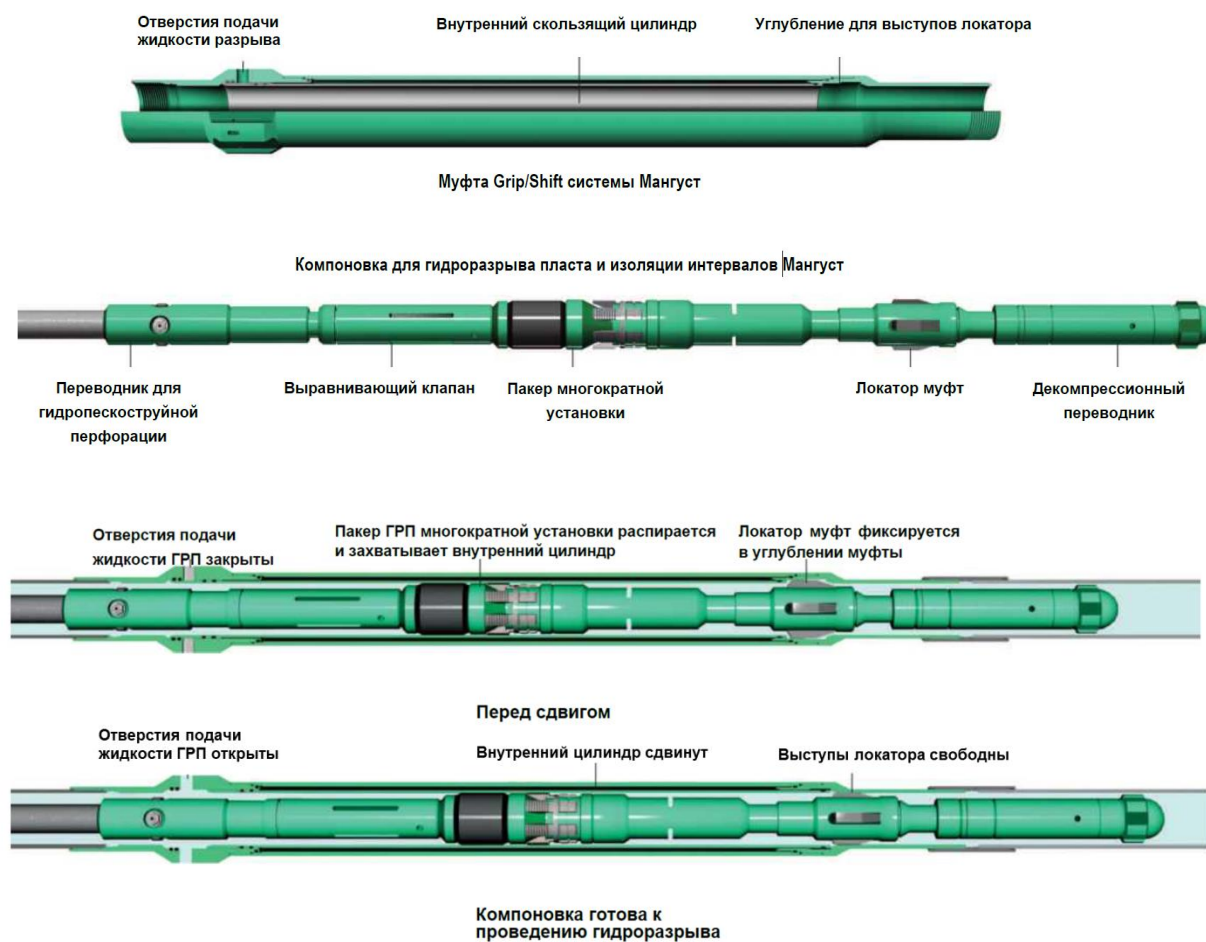


Рисунок 3.10 – Схема компоновки «Mongoose»

Также успешно выполнен 11-стадийный МГРП по технологии «Мангуст» на скважине 22334г Южно-Приобского месторождения. Активация муфт с помощью ГНКТ выполнена без затруднений, ГПП не проводились. Длина горизонтального участка 800м, цементированный хвостовик 114мм., порты - сдвижные муфты, от устья до забоя равнопроходной диаметр НКТ - 114мм.

Работы по ГРП выполнены успешно, плановые геометрии трещин достигнуты. Параметры трещин- полудлина 95-100м, высота 25-30м, ширина 3,5-4мм . Всего закачано 2110м³ жидкости, 535 тонн пропанта. Объем перепродавки пропанта в среднем составил 1,5-1,7м³, что соответствует требованиям технологии: для исключения аварийности при работе с компоновкой «Mongoose». После выхода на продавку подавался сшиватель в объеме 1м³.

Общее время проведения работ составило 10 сут. На ликвидацию прихвата КНК «Mongoose» и активацию муфты №2 затрачено 3 суток.

На графике, изображенном на рисунке 3.11, представлено сравнение эффективности стандартных МСГРП и ГРП с применением компоновки Mongoose. Как видно из рисунка, эффективность МСГРП с применением безшаровых технологий значительно выше стандартных мероприятий.

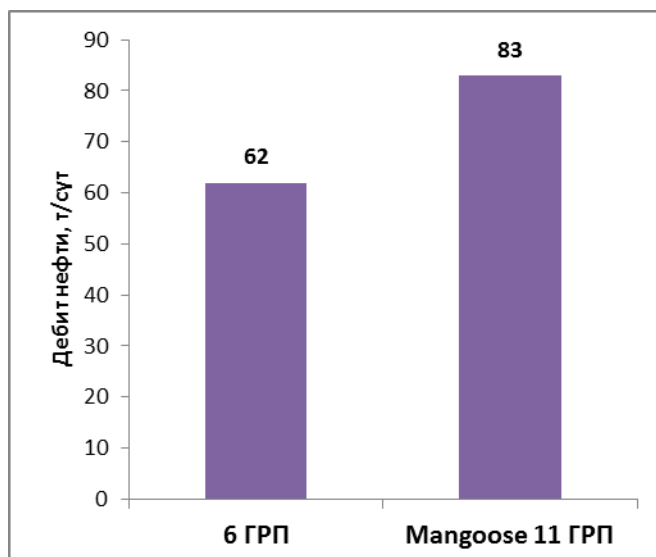


Рисунок 3.11 – Сравнение начальных дебитов нефти стандартного МГРП и Mongoose

Опыт применения технологии Хай-Вей при ГС МСГРП.

В 2014-2015 годах на месторождении проведены опытно-промышленные работы по применению новых технологий ГРП. На 8 скважинах (№№19407Г, 19409Г, 18280Г, 18181Г, 18572Г, 18233Г, 18226Г и 17661Г) применялась технология Хай-Вэй. Все работы осуществлены сервисной компанией Schlumberger. Данная технология заключается в проведении ГРП с закачкой проппанта с помощью кластеров, стабильность каналов достигается за счет использования волокна «Файбер».

Стандартный МГРП с объемом проппанта 120 т/стадия выполнена в трёх скважинах (№№ 18184Г, 18132Г и 18032Г); с объемом проппанта 90 т/стадия – в одной скважине (№18084Г).

МГРП по технологии Хай-Вэй выполнена в скважине 18280Г – объем проппанта на одну стадию 71,5 т.

Результат сравнения: скважина с ХайВей (масса проппанта 71т/ст) – удельная продуктивность выше на 15% по отношению к стандартным работам со средним тоннажем проппанта 112 т/ст, хотя для корректности необходимо сравнивать со стандартным ГРП в 130т/ст, но их нет в районе.

Едиличный опыт применения технологии ХайВей показал, пока, более высокую эффективность относительно скважины с МГРП по стандартной технологии. Для закрепления выводов о безоговорочной успешности данной технологии необходимо увеличение статистики применения.

Увеличение удельной производительности, по технологии Хай-Вей, при уменьшении массы проппанта (достигнутый факт -30%) объясняется получением более равномерной упаковки (без оседания проппанта в нижнюю часть) трещины по высоте при смыкании стенок трещины после ГРП.

Материалом, противодействующим оседанию, является основа технологии «ХайВей» – волокно Файбер (Fiber), которое подается при закачке проппанта. Технология FiberFrac (ГРП с волокном, но без пульсирующих закачек) - также запатентована Шлюмберже, но должна быть более дешевой и не менее эффективной.

Использование технологий с Файбером (HiWay, FiberFrac), рекомендуется продолжить.

Выводы по применению скважин ГС МГРП.

Применение технологи ГС МГРП в условиях Южно-Приобского месторождения показали себя очень эффективно, что нашло подтверждение сравнительно высокими стартовыми дебитами и накопленной добычей нефти. Стартовые дебиты нефти ГС МГРП в большей своей части превосходят дебиты наклонно-направленных скважин более чем в два с половиной раза, а накопленные отборы нефти за период 2012-2017 гг. больше, чем по окружающих их ННС в 1,65 раз.

Увеличение дебитов идет благодаря тому, что существенно вырастает длительность горизонтального участка и соответственно значение эффективной проходки, и, как следствие, число секций ГРП более ощутим и заметен при применении в зоне с плохими ФЕС. Здесь актуален технический вопрос по сопровождению и контролю прокладки ГС в условиях высоко расчлененного продуктивного пласта, с целью максимального приближения величины эффективной проходки к величине длины горизонтального участка.

Применение ГС МСГРП для выработки запасов Южно-Приобского нефтегазового месторождения рекомендуется продолжить.

Увеличение длины ГС с увеличением секций ГРП рекомендуется практиковать в зонах с низкой проницаемостью.

При проведении МСГРП на 11 горизонтальных скважинах апробирована технология с использованием безшаровой технологии, основанной на использовании сдвижных муфт (Mangoose). Эффективность МСГРП с применением безшаровых технологий выше стандартных мероприятий, рекомендуются к дальнейшей апробации для получения большей статистической информации.

Технология ГРП «Хай-Вей» показала более высокую эффективность относительно стандартной технологии. Использование технологий с Файбером (HiWay, FiberFrac) рекомендуется продолжить.

3.1.2. ГРП после зарезки боковых стволов на действующем фонде.

Зарезки боковых стволов в качестве одного из методов увеличения КИН Южно-Приобского месторождения начали широко применяться с 2013 года. Выполнены зарезки боковых стволов обычного профиля (БС) и боковые стволы с горизонтальным окончанием, усовершенствованные несколькими секциями ГРП на горизонтальном участке (БГС МСГРП). По состоянию на конец 2017 г. всего выполнено 68 зарезок боковых стволов, в том числе 12 обычных БС и 56 БГС МСГРП. Накопленная добыча нефти с начала применения метода – 512,2 тыс.т, в т.ч. обычными БС – 85,5 тыс.т, БГС

МСГРП – 426,7 тыс.т. (Таблица 3.2). Фонд боковых стволов продолжает увеличиваться, а добыча от них начинает падать, что можно связать с падением пластового давления в процессе разработки месторождения (Рисунок 3.12).

Таблица 3.2 – Динамика фонда и добычи нефти по БС и БГС МСГРП за период 2013-2017 гг.

Год	Ввод БС			Добыча жидкости, тыс.т			Добыча нефти, тыс.т		
	БС	БГС МСГРП	Всего	БС	БГС МСГРП	Всего	БС	БГС МСГРП	Всего
2013	4	9	13	19,8	19,9	39,7	16,8	15,5	32,3
2014	3	16	19	38,4	193,0	231,3	24,4	129,9	154,3
2015	5	31	36	73,6	443,5	517,2	39,2	215,0	254,2
2016	3	15	18	70,2	227,8	298,0	33,6	161,9	195,5
2017	2	8	10	20,5	177,4	197,9	17,1	90,8	107,9

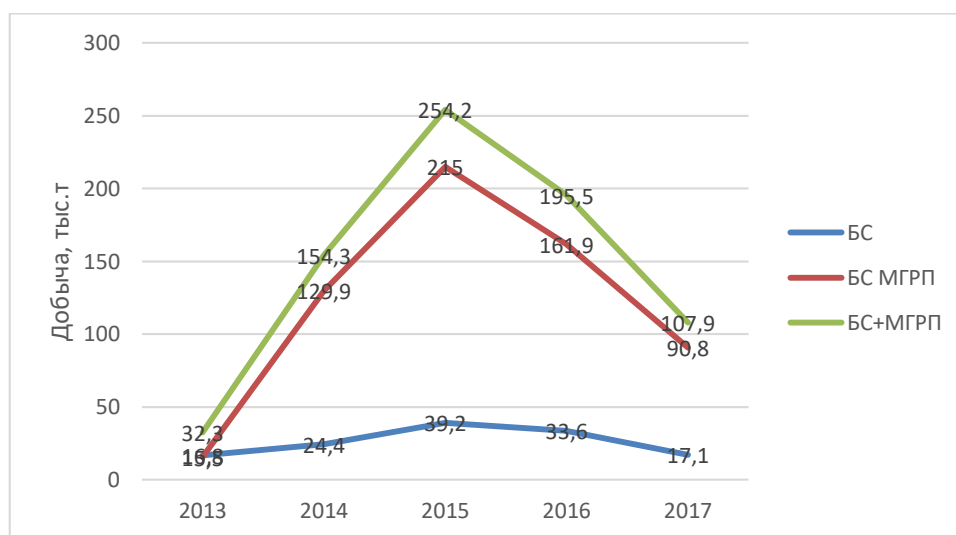


Рисунок 3.12 – Добыча нефти БС, БС МСГРП по годам

Выводы по применению боковых стволов на Южно-Приобском месторождении:

Зарезки боковых стволов в условиях месторождения эффективны, что обусловлено отсутствием на месторождении обширных водо-нефтяных зон, но осложнено текущей высокой выработкой запасов.

Показатели эксплуатации БГС МСГРП преимущественно выше показателей БС обычного профиля.

Фактическими данными подтверждена зависимость дебитов БС МГРП от длины эффективной проходки ГС. Более высокие значения эффективной проходки (ЭП) повышают вероятность получения более высоких дебитов. Получение высокой (ЭП) зависит от контроля прокладки горизонтального участка.

Рассмотрение БГС МСГРП, как одна из альтернатив новому бурению, рекомендуется для включения в проектные варианты разработки месторождения.

3.1.3. Анализ эффективности проведения традиционного ГРП

Сущность процесса ГРП сводится к закачке в проницаемый пласт специального раствора под давлением, в результате чего пласт начинает расщепляться. Расщепляется он по линии стресса, либо вдоль природных трещин. Для того, чтобы образовавшиеся трещины при прекращении воздействия давления не закрывались, туда же попутно совместно с раствором закачивается расклинивающий агент - проппант, сохраняющий геометрию и, как следствие, проницаемость полученных трещин, в несколько сотен раз превышающих проницаемость коллектора до воздействия.

Проведение операций ГРП на скважинах Южно-Приобского месторождения является неотъемлемой частью системы разработки, сложившейся на лицензионном участке. На Южно-Приобском месторождении сформирована рядная система заводнения, причем ориентация рядов направлена с северо-запада на юго-восток согласно с направлением предпочтительного развития техногенных трещин (трещины, полученные во время ГРП, в добывающих и трещины полученные в результате высокого давления на устье скважин ППД - «авто ГРП»). В результате формируются галереи добывающих и нагнетательных рядов.

На переходящем действующем фонде с 2001 г. проведено 1065 операций ГРП (рефраки), дополнительная добыча составила 5312,7 тыс. т. нефти, средняя эффективность с начала применения метода – 5,0 тыс.т нефти на одну

операцию ГРП. Средний прирост дебита нефти – 12,4 т/сут, средняя продолжительность эффекта – 4 месяца.

В 2010 году на месторождении проведены опытно – промышленные работы по применению новых технологий ГРП. На пяти скважинах (№№12173, 13974, 14946, 15854 и 23512) применялась технология пенного ГРП (FoamFRAC). Все работы осуществлены компанией Schlumberger.

В отличие от «стандартной» технологии при пенном ГРП снижается количество водного раствора (геля на полимерной основе) в жидкости разрыва и жидкости – песконосителе за счет использования смеси жидкости и газа. Использование водных растворов в качестве технологических жидкостей при первичном и вторичном вскрытии пластов приводит к снижению продуктивности низкопроницаемых полимиктовых коллекторов в результате гидрофилизации породы и появления дополнительного сопротивления фильтрации нефти по поровым каналам. Полимерные гели снижают проницаемость трещины ГРП за счет закупорки каналов фильтрации. При пенном ГРП большая часть гелированного водного раствора заменяется на сжатый газ, в результате чего возрастает проницаемость трещины. Кроме того, при использовании газа (пены) происходит более интенсивная очистка трещины от технологических жидкостей, возрастает ее эффективная («рабочая») площадь.

В качестве газовой фазы на месторождение использовался газ азот. Для проведения стимуляции были выбраны три новые и две скважины действующего фонда. Средняя масса проппанта составила 78,7 т. для пласта АС10.1-3 и 69,5 т. – для АС12.3-5. Жидкого азота закачано в среднем 45 т. на скважину. Ниже (Таблица) представлено сравнение средних показателей по пенному ГРП со стандартной технологией на соседних скважинах. Для пенного ГРП следует отметить:

1. Конечная концентрация проппанта меньше на 14 %;
2. В пласте размещено на 17 % проппанта меньше;

3. Масса загрузки гелевого агента на тонну проппанта меньше на 41 %;
4. Объем геля, закачанного в пласт меньше на 56 %.

Таблица 3.3 – Сравнение средних показателей по пенному ГРП со стандартной технологией на соседних скважинах

Параметры	Пенный ГРП (FoamFR AC)	ГРП на скв. окружения	Разница, %
Объем проппанта в пласте, т.	75	90	17%
Концентрация проппанта на последней стадии, кг/м ³	880	1022	14%
Всего геля закачано, м ³	125	284	56%
Масса геля на тонну проппанта, кг/т.	7,0	11,8	41%
Нефтенасыщенная мощность, м.	12,0	13,2	9%

Таким образом, технология пенного ГРП показала бóльшую эффективность в сравнении со стандартными технологиями для условий данного месторождения.

В 2015 году на Южно-Приобском месторождении проведены опытно-промышленные работы по применению новых технологий ГРП. На 2 скважинах (№№22483 и 641) применялась технология Хай-Вэй. Все работы велись сервисной компанией Schlumberger. Данная технология заключается в проведении ГРП с использованием нестандартного расклинивающего агента (кварцевый песок) для создания высокопроводящих каналов. Сжимаемость песков «Sibelco» 20/40 и 30/50 допустима и обеспечивает наличие открытых каналов, данные использованы для расчета концентраций закачки для условий данного месторождения.

Актуальность проведения ОПР обусловлена значительно более низкой стоимостью кварцевого песка по сравнению с керамическим проппантом

(песок дешевле в 2-3 раза), при сохранении проводимости трещины на пластах с невысокими забойными давлениями

Результат сравнения: После проведения ГРП в скв. 641 получен низкий приток. 24.09.2015 г. проведено ГДИС (КВУ). Результаты интерпретации – оценочные (недостаточная длительность КВУ): проницаемость от 0,25 мД до 5 мД, скин-фактор от -4.7 до 0.0. Последний замер на ВНР қж - 13м³/сут, қн - 7т/сут 13м³/7т. Принято решение выполнить рефрак. Повторный ГРП выполнен 14.10.2015 г. Закачено 100т проппанта (50т 16/20, 50 т 12/18). Скважина в работе: запускные параметры қж - 33м³/сут, қн - 21т/сут, текущие соответственно 19м³/сут и 15т/сут.

Результаты ОПР указывают на получение низкой продуктивности на одной из двух скважин. Наиболее вероятной причиной является отсутствие кластеров/каналов в песочной набивке или их недостаточное развитие в данных геологических условиях. При отсутствии сформированного кластера горное давление, по проведенным исследованиям, крошит песок до состояния отсутствия проводимости - очищение таких песочных набивок от продуктов распада геля затруднительно.

Полученные промежуточные итоги проведенных ОПР на выше представленных двух скважинах указывают о необходимости доработки технологии в части критериев подбора кандидатов и объемов эквивалентных величин закачиваемого проппанта.

Выводы по применению ГРП на Южно-Приобском месторождение:

ГРП выполняется во всех скважинах данного месторождения. Без ГРП эксплуатация скважин практически не возможна.

По причине постепенного снижения продуктивности скважин, требуется проведение повторных ГРП (рефраков).

Рефраки эффективны. По состоянию на конец 2017 г. дополнительная добыча нефти оценивается в 5312,7 тыс.т. Удельная эффективность мероприятия 5,0 тыс.т на одну операцию рефрака. Продолжительность эффекта около четырех месяцев.

Высокая эффективность ГРП объясняется благоприятными факторами для их проведения (наличие чисто нефтяной зона пласта, отсутствие водонасыщенных интервалов).

Выбор кандидатов для повторного ГРП должен учитывать энергетическую обстановку.

Испытаны новые технологии проведения ГРП - пенное ГРП, которое показали свою перспективность.

По технологии Хай-Вей получены неоднозначные результаты, требуется дальнейшая апробация данной технологии.

3.2 Анализ прочих ГТМ

3.2.1. Анализ эффективности ОПЗ

Обработку призабойной зоны скважин проводят на всех этапах разработки нефтяного месторождения для восстановления и повышения фильтрационных характеристик ПЗП с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. В настоящее время на месторождениях Западной Сибири для улучшения работы скважин применяются многочисленные технологии ОПЗ. Среди химических методов наиболее распространены обработки на основе соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислот, как в чистом виде, так и с различными добавками (растворители, гидрофобизаторы, ингибиторы коррозии, ПАВ, деэмульгаторы). Наиболее актуальна проблема выбора технологии ОПЗ для низкопроницаемых пластов. Например, закачка кислотных составов сопровождается не только растворением породообразующих минералов, но и образованием вторичных осадков, которые в условиях низкопроницаемого коллектора способны снизить его проницаемость или заблокировать поровое пространство.

С целью повышения продуктивности скважин проводятся работы по обработкам призабойных зон пласта (ОПЗ) растворами различных кислот и комбинированными составами (ГКО, СКО, ПАВ). Работы по ОПЗ проводятся

как на добывающем, так и на нагнетательном фонде скважин для повышения продуктивности и приемистости.

Значительный потенциал от применения данного вида ГТМ на месторождении имеется, прежде всего, на нефтяном фонде скважин и с каждым годом количество скважин, требующих снятия положительного скин-фактора, будет только увеличиваться.

В таблице (Таблица 3.4) приведено распределение обработок по видам ОПЗ, а так же дополнительная добыча нефти от проведенных обработок. В 2012 г проведено 2 обработки технологией СКО, эффективность составила 98 тонн дополнительно добытой нефти. В 2013 г обработки проведены технологиями СКО и ГКО, эффективность составила 608 и 822 тонны дополнительной нефти соответственно. В 2014 г проведено 7 обработок призабойной зоны технологией ГКО, эффективность составила 764 тонны нефти. В 2015 году проведено 44 обработки технологией ГКО, в результате которых получен технологический эффект по нефти 5,1 тыс. т.

Таблица 3.4 – Распределение количества и эффективности ОПЗ скважин Южно-Приобского месторождения по технологиям и годам

Наименование технологии	Объёмы применения				Дополнительная добыча, тонн				Уд. эффективность, т/скв.опер.			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
СКО	2	1			98,0	608,6			49	609		
ГКО		2	7	44		822,4	764,4	510,0		41,1	10,9	11,6
Итого:	2	3	7	44	98,0	1431,1	764,4	510,0	49	47,7	10,9	11,6

В таблице (Таблица 3.5) приведено распределение показателей по технологиям ОПЗ. Технологией СКО было проведено 3 обработки ПЗП, успешность данных обработок 67%, дополнительная добыча нефти составила 706 тонн. Средний прирост дебита нефти составил 2,3 т/сут, длительность

эффекта 4,3 месяца. Обработки технологией СКО характеризуются более низким приростом дебита нефти и длительностью эффекта.

Таблица 3.5 – Эффективность обработок ПЗП по технологиям

Технология	Кол-во скв./опер.	Кэф. успешно сти, д.ед.	Сред. продол жит. эффект а, мес	Доп. добы ча нефт и, тыс. т.	Удел. эффект по успешн ым, т./скв- опер.	Средн ий прирост дебит а нефти, т/сут	Кратно сть измене ния дебито в нефти
СКО	3	0,67	4,3	0,71	353	2,3	1,2
ГКО	53	0,91	5	6,69	139	3,1	1,4

Составом ГКО было проведено 53 обработки, дополнительная добыча нефти составила 6,7 тыс. тонн. Прирост дебита нефти в среднем составил 3,1 т/сут. Обработки технологией ГКО характеризуются наибольшим приростом дебита нефти и высокой длительностью эффекта (5 мес.).

Наибольший прирост дебита нефти после ОПЗ получен на объектах АС12.1, АС10.1-3 и АС10.1-3+АС10.4+АС12.3-5 – приросты составили 4,8, 3,9 и 3,5 т/сут. Низкие приросты дебита нефти отмечены на объектах АС12.1+АС12.3-5, АС12.3-5 и АС10.4 – 2,2, 2,2 и 2,3 т/сут соответственно.

На Южно-Приобском месторождении нашли широкое применение ОПЗ на основе соляной и плавиковой (фтористоводородной) кислот, как в чистом виде, так и с различными добавками (растворители, гидрофобизаторы, ингибиторы коррозии, ПАВ, деэмульгаторы).

Значительный потенциал от применения данного вида ГТМ на месторождении имеется, прежде всего, на нефтяном фонде скважин и с каждым годом количество скважин, требующих снятия положительного скин – фактора, будет только увеличиваться.

В связи с этим представляется целесообразным:

- более широкое применение методов ОПЗ с учетом условий работы добывающих скважин;

- проведение лабораторных исследований по подбору на керне оптимального и наиболее эффективного кислотного состава для ОПЗ;
- использовать комплексное проведение ОПЗ с обязательным извлечением продуктов реакции с целью качественного освоения скважины после ОПЗ;
- проведение обработок на нагнетательном фонде скважин с применением технологии селективных обработок и подключение не принимающих частей пласта.

Важную роль играет проведение освоения после ОПЗ методом свабирования, которое производится с целью выноса механических примесей из пласта и предотвращения тем самым коагуляции порового пространства нефтяного коллектора вторичным выпадением осадков при реагировании кислоты с карбонатной и глинистой составляющей породы (в особенности в скважинах с низкими фильтрационными свойствами пласта). Также, если после ОПЗ своевременно провести освоение, то обводненность продукции остается на базовом уровне или снижается за счет увеличения притока нефти. Это объясняется снижением поверхностных и капиллярных сил, и в целом водонасыщенности призабойной зоны под действием кратковременных и резких перепадов давлений, созданных при свабировании.

3.2.2. Анализ эффективности операций по выравниванию профилей приемистости скважин ППД.

Выравнивание профилей приемистости и притока на Южно-Приобском нефтегазовом месторождении начато в 2006 г. Цель метода – селективная изоляция высокопроницаемых обводненных каналов, подключение к фильтрации низкопроницаемых интервалов, и увеличение охвата продуктивного пласта вытеснением. Эффект проявляется стабилизацией, а в отдельных случаях, ростом дебитов нефти в добывающих скважинах окружения.

С 2009г. на данном месторождении проводятся работы по выравниванию профилей приемистости (ВПП). На объектах месторождения с целью повышения нефтеотдачи пластов на нагнетательном фонде за период 2009 – 2017 гг. проведено 908 обработок потокоотклоняющими технологиями, суммарная дополнительная добыча нефти за 7 лет составила 765,5 тыс. тонн, средняя удельная эффективность – 843 тонны/скв.-опер. Эффективность технологий приведена с учетом переходящего эффекта. Охват фонда эксплуатационных нагнетательных скважин технологиями ВПП – 28,5%.

Таким образом, подходы к выбору скважин для воздействия и приемы оценки эффективности традиционны.

На месторождении применялись множество технологий ВПП, которые можно классифицировать на четыре группы: термотропные, гелеобразующие, осадкообразующие и комплексные. Необходимо отметить, что некоторые технологии являются модификацией какой-либо основной технологии, например, ПС+ПАВ – это модификация технологии ПС и т.п.

В настоящее время продолжается подбор наиболее эффективных технологий. Замечена тенденция к стабилизации удельной эффективности в интервале 750-950 т/скв.-опер. с увеличением количества проведенных скважино-операций. При количестве скважино-операций менее 20, разброс удельной эффективности шестикратный (ДООС – 198 т/скв.-опер.; КТТД – 1199 т/скв.-опер.), а это означает, что для уверенного выбора эффективной технологии ВПП необходима достаточная статистика результатов их применения, согласно ниже представленному рисунку – не менее 40 скважино-операций.

Таким образом, на месторождение широко применены такие технологии как Темпоскрин, ДЩПК+ПАВ, ВУС+ПАВ, которые характеризуются удельной эффективностью 718-946 т/скв.-опер. Удельная эффективность с учетом всех применяемых технологий с начала применения метода составляет в среднем 843 т/скв.-опер.

Отметим, что практикой установленная длительность эффекта от ВПП составляет в среднем около семи месяцев, после чего требуется проведение повторных воздействий. Причиной снижения эффекта являются различные виды деструкции закачиваемых агентов ВПП – механическая, химическая и термическая.

В среднем, эффект от каждого последующего мероприятия ниже предыдущего на 1,5%.

В настоящее время на месторождении проходит апробацию широкий спектр технологий ВПП. Для надежного определения удельной эффективности технологии необходима статистика по не менее чем 40 скважино-операциям ВПП.

Мероприятия ВПП – эффективный метод увеличения КИН, который следует учесть при проектировании разработки Южно-Приобского нефтегазового месторождения.

3.2.3. Эффективность мероприятий по оптимизации погружного оборудования

Оптимизация режимов работы скважинного подразумевает смену насосов, изменение глубины их спуска и увеличения депрессии на пласт. При увеличении депрессии на пласт в работу дополнительно вовлекаются низкопроницаемые прослой продуктивных пластов. Месторождение в силу геологических особенностей залежей характеризуется высокими темпами падения дебитов за счет падения пластового давления. С другой стороны, в условиях динамично развивающейся системы ППД важным вопросом при разработке становится оптимизация работы ГНО.

Работы по оптимизации подземного оборудования осуществляются с 2002 г., всего проведена 341 операция. В 2017 году на месторождение было проведено 169 мероприятий по оптимизации оборудования, дополнительная добыча нефти составила 122,4 тыс. т. нефти (Таблица 3.6). Удельная эффективность – 800 т/скв.-опер.

Таблица 3.6 – Эффективность мероприятий по оптимизации скважинного оборудования

Показатели	Год								
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Количество скважино-операций, шт	52	44	35	67	55	30	58	121	169
Доп. добыча нефти, тыс.т	70,7	172,8	129,8	187,0	132,0	60,2	46,4	123,2	122,4

Проведение оптимизаций – следствие эффективной работы системы ППД.

Наиболее массово оптимизации проводятся на участках, где разработка ведется около трех лет, а осуществление закачки ведётся на протяжении двух лет. Степень выработки запасов на данном этапе разработке практически не влияет на результаты.

Выбор кандидатов возможен только исходя из энергетической обстановки (рост Рпл, Рзаб). Нет отрицательных результатов за исключением скважин в нагнетательных рядах.

3.2.4. Эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР)

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) в скважинах занимают особое место в комплексе геолого-технических мероприятий, направленных на стабилизацию процесса добычи углеводородов и увеличения нефтеотдачи пласта.

Ремонтно-изоляционные работы скважин проводят в тех случаях, когда требуется:

- изолирование продуктивных объектов от вод;
- создание стакана из цемента на забое скважины, или же в колонне цементного моста;
- перекрытие фильтра в случае перевода скважины на выше-, нижележащие горизонты;
- перекрытие дефектов в эксплуатационной колонне;

- изоляция горизонтов в интервале спуска экс. колонны или хвостовика, дополнительного ствола при зарезке и бурении.

Ремонтно-изоляционные работы ведутся с 2012 года. По причине относительно небольшого срока эксплуатации, техническое состояние скважин удовлетворительное, откуда следует небольшой объем работ по РИР. Всего проведено 25 скважино-операций. В 2017 году на месторождении было проведено 7 мероприятий, дополнительная добыча нефти составила 6,3 тыс.т. нефти Удельная эффективность – 1086 т/скв.-опер (

Таблица 3.7). Средняя удельная эффективность за всю историю применения данного вида ГТМ – 1730,8 т/скв.-опер.

Таблица 3.7 – Эффективность мероприятий по ремонтно-изоляционным работам

Показатели	Год					
	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Количество скважино-операций, шт	2	4		7	5	7
Доп. добыча нефти, тыс.т	5,9	9,0		7,6	4,8	6,3

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Ситникову Андрею Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормативные справочники. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности проведения ГРП
Перечень графического материала	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Ситников Андрей Николаевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Обоснование показателей экономической эффективности

Главная задача данных расчетов – финансовое обоснование и экономический анализ мероприятий по гидроразрыву пласта на Южно-Приобском нефтегазовом месторождении (ХМАО), выполняющая условия по получению максимального экономического эффекта от перспективы увеличения КИН и интенсификации добычи нефти для получения дополнительной прибыли при жестком соблюдении и контроле требований промышленной безопасности, сохранении окружающей среды.

Экономическая целесообразность любых мероприятий на нефтяном фонде может быть рассчитана на основе главных показателей. Этими показателями являются: прибыль, полученная от добычи, реализации и транспортировки дополнительной нефти, полученной в результате мероприятий, к конечному покупателю. Самая объемная получается та часть, которая зависит непосредственно от недропользователя, это подготовительные работы, материалы и организация самого гидроразрыва пласта, затраты на электроэнергию, налоги, отчисляемые государству.

Во время работы над данным проектом мы планируем получить добавочную нефтеотдачу в размере 105 737 тонн в течении трех лет разработки объекта.

Следовательно, задачей данной главы будет рассмотрение экономической целесообразности в реализации данного проекта, включающим в себя мероприятия по гидроразрыву пласта. Главным показателем жизнедеятельности любого предприятия есть извлечения максимальной выгоды. Поэтому нам предстоит рассчитать дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости и тогда мы уже сможем оценить экономическую составляющую предполагаемых мероприятий. Эти характеристики, выраженные численно дадут нам общее понимание об экономической эффективности

предполагаемых мероприятий, позволят увидеть превышение стоимостной оценки полученного эффекта над стоимостной суммой затрат, общая доходность предприятия за вычетом затрат на эксплуатацию, вычислить срок полной окупаемости проекта.

Главными характеристиками по утверждению проекта в работу считаются такие показатели как:

- чистая приведённая стоимость;
- прибыль от реализации;
- выручка от реализации;
- индекс доходности;
- период окупаемости.

Чистая приведённая стоимость (Net present value, NPV) – это сумма дисконтированных значений всех затрат, на текущий момент. Показатель NPV показывает превышение всех материальных затрат к полученной выручке на время оценки проекта. Он характеризует доход, который рассчитывает получить от реализации проекта инвестор, после того, как полученные средства перекроют первоначальные затраты и постоянные издержки в связи с претворением в жизнь проекта. Её также можно расценивать, как выгоду, приобретаемую инвестором.

Индекс доходности (PI) показывает эффективность инвестиции и рассчитывается как отношение чистого дохода инвестора к общему потоку средств, полученных в ходе реализации проекта. При этом если индекс доходности меньше единицы – проект экономически не целесообразен, если превышает единицу, то проект экономически эффективен.

Срок окупаемости (период окупаемости, PP от англ. Pay-Back Period) характеристика, показывающая в течении какого времени проект покрывает все расходы и начнет приносить прибыль. Соответственно, чем меньше этот показатель, тем более эффективен и интересен наш проект с финансовой точки зрения.

4.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Таблица 4.1 - Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество операций ГРП	шт.	10
Дополнительная нефтеотдача	тыс.т	105,7
Стоимость одной операции ГРП	тыс.руб.	3567,185
Цена реализации товарной нефти	руб/т	6500
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 4.2 - Данные для расчета экономической эффективности

Скважина	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, т	Добыча нефти после ГРП за 3 года, т	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, т
	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	2015г		2016г.		2017г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
15222	5,4	13,7	12,1	27,3	11,4	26,2	10,3	23,9	5863,9	13162,6	7298,7
15106	3,4	8,4	14,4	30,8	13,4	29,6	12,2	26,2	3742,9	10105,8	6362,9
13074	5,6	14,2	16,9	38,7	15,8	36,5	14,2	33,0	6113,4	14846,8	8733,4
13068	8,1	10,3	17,5	19,4	16,5	18,2	14,8	17,1	8858,2	20024,6	11166,4
41200	3,6	8,5	9,0	19,4	8,4	18,2	7,6	16,0	3992,4	14597,3	10604,9

15444	13,7	35,8	24,7	57,0	23,2	53,6	21,0	49,0	14971,6	33062,3	18090,7
13123	5,7	15,5	21,0	50,1	19,7	46,7	17,8	42,2	6238,2	13599,2	7361,0
15002	26,8	59,2	44,2	86,6	41,6	80,9	37,4	72,9	29319,4	45912,9	16593,5
15007	4,9	16,9	10,5	31,9	9,8	29,6	8,9	27,3	5364,8	12164,5	6799,7
42137	21,0	43,0	39,4	71,8	37,0	67,2	33,4	60,4	22956,8	35682,3	12725,8
Итого:									107421	213158,1	105737

Все подсчеты для мероприятий по гидроразрыву пласта сделаны из нормирования на одну скважину согласно сметы затрат и нормы времени и оплаты.

Для начал нужно вычислить денежный поток от реализации сырья (выручку).

В среднем уровень стоимости на российском рынке составляет 6500 рублей за тонну сырья. Таким образом выручку от реализации сырья можно вычислить, умножив цену за единицу на дополнительно извлеченное сырье в результате мероприятий по гидроразрыву пласта в течении года:

$$B_t = C_{n_t} * Q_{n_t} \quad (4.1),$$

где, C_{n_t} – цена реализации нефти га внутреннем рынке в t -ом году, руб./т;

Q_{n_t} – дополнительная добыча нефти за t –й год.

Используя формулу 4.1 подсчитаем дополнительную выручку за каждый год, полученную в результате выполнения мероприятий по гидроразрыву пласта:

$$B_1 = 40715 * 6500 = 264\ 647\ 500 \text{ рублей за 2015 год};$$

$$B_2 = 36123 * 6500 = 234\ 799\ 500 \text{ рублей за 2016 год};$$

$B_3=28930*6500=188\ 045\ 000$ рублей за 2017 год;

Суммарная выручка с 2015 по 2017 год составит:

$B_{общая}=B_1+B_2+B_3=687\ 492\ 000$ рублей.

Теперь посчитаем затраты, связанные с эксплуатацией объекта во время проведения мероприятий. Они определяются исходя из расходов, которые несет обслуживающая организация по всем пунктам и элементам затрат.

Все виды затрат приведены в таблице 4.3 согласно нормативным положениям и технологической необходимости.

Таблица 4.3 – Элементы затрат.

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,3
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	87,3
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	11,4
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	72,3
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	305,5
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,6
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,9

Средняя норма износа ОПФ	%	7
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т.	370,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	111,8
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	555,7
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	17,2

Самая первая статья расходов - это затраты на обслуживание добывающего фонда скважин, на которых будут производиться мероприятия:

$$Z_{об_1год} = 305\,500 * 10 = 3\,055\,000 \text{ рублей.}$$

$$Z_{об_3года} = 3\,055\,000 * 3 = 9\,165\,000 \text{ рублей, суммарно за три года.}$$

Необходимо учесть электроэнергию по подъему флюида на поверхность для каждого года, как произведение объема жидкости на расходы по электроэнергии:

$$Z_{эл.эн_1год} = 82\,419 * 5,3 = 436\,821 \text{ рублей за 2015 год;}$$

$$Z_{эл.эн_2год} = 73\,124 * 5,3 = 387\,557,2 \text{ рублей за 2016 год;}$$

$$Z_{эл.эн_3год} = 58\,563,2 * 5,3 = 310\,384,2 \text{ рублей за 2017 год.}$$

Суммарные затраты на электроэнергию составят:

$$Z_{эл.эн_сум} = Z_{эл.эн_1год} + Z_{эл.эн_2год} + Z_{эл.эн_3год} = 1\,134\,762,4 \text{ рублей за три отчетных}$$

года.

Вычислим вложения на закачку жидкости при стимуляции пласта:

$$Z_{закачка_1год} = 82\,419 * 87,3 = 7\,195\,182 \text{ рубля за 2015 год;}$$

$$Z_{закачка_2год} = 73\,124 * 87,3 = 6\,383\,726 \text{ рублей за 2016 год;}$$

$$Z_{закачка_3год} = 58\,563,2 * 87,3 = 5\,112\,565 \text{ рублей за 2017 год.}$$

Суммарные затраты на закачку жидкости составят:

$$Z_{\text{закачка_сум}} = Z_{\text{закачка_1год}} + Z_{\text{закачка_2год}} + Z_{\text{закачка_3год}} = 18\,691\,473 \text{ рубля за три}$$

отчетных года.

Рассчитаем издержки по транспортировке продукта к конечному потребителю:

$$Z_{\text{тран_1год}} = 82\,419 * 11,4 = 939\,577 \text{ рубля за 2015 год;}$$

$$Z_{\text{тран_2год}} = 73\,124 * 11,4 = 833\,613,7 \text{ рублей за 2016 год;}$$

$$Z_{\text{тран_3год}} = 58\,563,2 * 11,4 = 667\,620,2 \text{ рублей за 2017 год.}$$

Суммарные издержки по транспортировке продукта за отчетный период составят:

$$Z_{\text{тран_сум}} = Z_{\text{тран_1год}} + Z_{\text{тран_2год}} + Z_{\text{тран_3год}} = 2\,440\,810,9 \text{ рублей за три года.}$$

Рассчитаем издержки на подготовку продукта за отчетный период:

$$Z_{\text{под_1год}} = 82\,419 * 72,3 = 5\,958\,897 \text{ рублей за 2015 год;}$$

$$Z_{\text{под_2год}} = 73\,124 * 72,3 = 5\,286\,866 \text{ рублей за 2016 год;}$$

$$Z_{\text{под_3год}} = 58\,563,2 * 72,3 = 4\,234\,117 \text{ рублей за 2017 год.}$$

Суммарные издержки на технологическую подготовку продукта за три года:

$$Z_{\text{под_сум}} = Z_{\text{под_1год}} + Z_{\text{под_2год}} + Z_{\text{под_3год}} = 15\,479\,880 \text{ рублей.}$$

Рассчитаем издержки на содержание и использование арендованного оборудования ГРП и ТКРС:

$$Z_{\text{ТКРС_1год}} = 82\,419 * 370,4 = 30\,528\,012 \text{ рублей за 2015 год;}$$

$$Z_{\text{ТКРС_2год}} = 73\,124 * 370,4 = 27\,085\,133 \text{ рублей за 2016 год;}$$

$$Z_{\text{ТКРС_3год}} = 58\,563,2 * 370,4 = 21\,691\,799 \text{ рублей за 2017 год.}$$

Суммарные издержки на содержание и использование арендованного оборудования ГРП и ТКРС за отчетный период:

$$Z_{\text{ТКРС_сум}} = Z_{\text{ТКРС_1год}} + Z_{\text{ТКРС_2год}} + Z_{\text{ТКРС_3год}} = 79\,304\,944 \text{ рублей.}$$

Теперь подсчитаем все издержки по годам суммарно:

$$Z_{тек_1год} = Z_{об_1год} + Z_{эл.эн_1год} + Z_{закачка_1год} + Z_{тран_1год} + Z_{под_1год} + Z_{ТКРС_1год} = 48\,113\,489$$

рублей за 2015 год.

$$Z_{тек_2год} = Z_{об_2год} + Z_{эл.эн_2год} + Z_{закачка_2год} + Z_{тран_2год} + Z_{под_2год} + Z_{ТКРС_2год} = 43\,031\,895$$

рублей за 2016 год.

$$Z_{тек_3год} = Z_{об_3год} + Z_{эл.эн_3год} + Z_{закачка_3год} + Z_{тран_3год} + Z_{под_3год} + Z_{ТКРС_3год} = 35\,071\,486$$

рублей за 2017 год.

Суммарные текущие издержки за три года составят:

$$Z_{тек_сум} = Z_{тек_1год} + Z_{тек_2год} + Z_{тек_3год} = 126\,216\,870 \text{ рублей.}$$

Теперь необходимо рассчитать капитальные вложения. В рамках нашей задачи не будет учитываться необходимость реконструирования и обновления технологической оснащённости оборудованного на месторождении. В капитальные вложения у нас войдет непосредственно весь расходный материал, требуемый для реализации всех мероприятий в полном объеме, в том числе и наем укомплектованного своим вооружением флот ГРП, в который будет входить: блендер, транспорт для подвоза расклинивающего агента (песок либо проппант), манифольд, лабораторное оборудование, насосно-компрессорные трубы, колонная головка, пакер для многоразового использования, скрепер-перо шаблон, фонтанная арматура.

Обслуживающий персонал для планирования и реализации нужного дизайна гидроразрыва пласта: инженер –технолог, работник лаборатории.

Обслуживающий персонал, занятый непосредственно проведением гидроразрыва в полевых условиях: три оператора блендера, восемь операторов контролирующей работу агрегатов для нагнетания давления, два машиниста подъемного крана, водитель по подвозу расклинивающего агента.

Прайс-лист на оказание данных услуг предоставлен в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – прайс-лист на оказание услуг и стоимости материалов

Наименование	Необходимое количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	115 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	970 000
Пакер	1	85 000
Колонная головка	1	270 000
Трубы НКТ	до 1500 м	330 000
Скрепер-перо шаблон	1	65 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м ³	5800
Расклинивающий агент	руб./ т.	54545
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		532 000

Для проведения одной операции необходимо в среднем 80 тонн пропанта и 300 м3 жидкости разрыва:

$$C = 150 \cdot 115000 + 9 \cdot 97000 + 85000 + 270000 + 330000 + 65000 + 5800 \cdot 300 + 54545 \cdot 80 + 532000 = 3\,336\,560 \text{ рублей.}$$

Таким образом расчетная стоимость операции ГРП будет равняться 3 336 560 рублей.

Теперь необходимо посчитать денежный поток, полученный в результате реализации продукции, полученный от мероприятий. Это будет общий доход организации за вычетом расходов, связанных с эксплуатацией объекта и всевозможных отчислений. Необходимо так же произвести дисконтирование доходов первых годов, который производится по формуле 4.2:

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{Bt - \text{Э}t - Ht}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (4.2)$$

где, P_t – непосредственная прибыль от продажи нефти;

T - период, во время которого мы будем реализовывать наш проект;

Bt – выручка от продажи нефти;

$\text{Э}t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией;

Ht - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

Всего эксплуатационных затрат на добычу нефти на каждый год расчётного периода:

$$Z_{\text{экс.}} = Z_{\text{тек+н}} + A_{\text{скв.}}$$

$$Z_{\text{экс.}} = 91\,325\,535 \text{ рублей за 2015 год;}$$

$$Z_{\text{экс.}} = 81\,432\,950 \text{ рублей за 2016 год;}$$

$$Z_{\text{экс.}} = 65\,944\,223 \text{ рублей за 2017 год.}$$

$$\text{Итого за 3 года расчётного периода} - 238\,702\,708 \text{ рублей.}$$

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$P_t = B_t - (\text{Зэксп} + \text{Нндс} + \text{Накц} + \text{Ним})$$

$$P_1 = 111\,862\,073 \text{ рублей за 2015 год};$$

$$P_2 = 98\,841\,733 \text{ рубля за 2016 год};$$

$$P_3 = 78\,435\,642 \text{ рубля за 2017 год}.$$

Итого за 3 года расчётного периода – 289 139 449 рублей. Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$N_{пр.} = 111\,862\,073 \cdot 24\% = 26\,846\,897 \text{ руб.}, \text{ за 2015г.}$$

$$N_{пр.} = 98\,841\,733 \cdot 24\% = 23\,722\,016 \text{ руб.}, \text{ за 2016г.}$$

$$N_{пр.} = 78\,435\,642 \cdot 24\% = 18\,824\,554 \text{ руб.}, \text{ за 2017г.}$$

$$\text{Итого за 3 года расчётного периода} - 69\,393\,468 \text{ рублей.}$$

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$P_{пр.} = P_t - N_{пр.}$$

$$P_{пр.} = 85\,015\,175 \text{ рублей за 2015год};$$

$$P_{пр.} = 75\,119\,718 \text{ рублей за 2016год};$$

$$P_{пр.} = 59\,611\,088 \text{ рублей за 2017 год}.$$

$$\text{Итого за 3 года расчётного периода} - 219\,745\,981 \text{ руб.}$$

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$$P_{пр.диск.} = 73\,926\,239 \text{ рублей за 2015 год};$$

$$P_{пр.диск.} = 65\,321\,494 \text{ рублей за 2016 год};$$

$$P_{пр.диск.} = 51\,835\,729 \text{ рублей за 2017 год}.$$

$$\text{Итого за 3 года расчётного периода} - 191\,083\,461 \text{ рубль.}$$

4.3. Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (4.3.)$$

где, NPV - дисконтированный поток денежной наличности; P_t - прибыль от реализации в t -м году;

A_t – амортизационные отчисления в t -м году;

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

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

NPV1 = 53 735 968 рублей за 2015 год;

NPV2 = 46 242 455 рублей за 2016 год;

NPV3 = 34 505 324 рублей за 2017 год.

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 134 483 747 рублей.

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ($NPV > 0$) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала.

Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (P_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-p}} \quad (4.4).$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = (63\,872\,921 / 1,15) / (35\,671\,850 / 1,15) = 1,8$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть $PI > 1$, а это является критерием эффективности проекта.

Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) - это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + En)^{t-tp}} = 0, (4.5.)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$Пср = 219\,745\,981 / 36 = 6\,104\,055 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП: Пок = 35 671 850 / 6 104 055 = 5,8 мес. = 0,5 года.

Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,5 года, период за которым значение NPV и дальше положительно.

4.4. Экономическая оценка проекта

Экономическая оценка выполнена в соответствии с «Регламентом составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений», РД 153-39-007-96.

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при уществующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 219,745 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Южно-Приобского месторождения, приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	2015г.	2016г.	2009г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	40,7	36,1	28,9
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	264,6	234,8	188,0
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	91,3	81,4	65,9
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	115,3	102,2	81,7
Прибыль предприятия, млн.руб.	85,0	75,1	59,6
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб	53,7	46,2	34,5
Индекс доходности (PI), доли ед	1,8		
Срок окупаемости, год	0,5		

Вывод.

В результате расчетов получилось, что проект по реализации гидроразрыва пласта является экономически выгодным и целесообразным. Причем в результате инвестиций выгодоприобретатель получит дополнительный дисконтированный доход в размере 134,484 млн. рублей, индекс доходности предприятия 1,8, срок окупаемости полгода, что в условиях сроков проекта, три года, является очень привлекательным. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за три года составит 105,7 тыс. т нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Ситникову Андрею Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочим местом является Южно-Приобское нефтегазовое месторождение (ХМАО).</p> <p>Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении работ на рабочем месте могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: -повышенный уровень шума и вибрации; -неудовлетворительные метеоусловия; -тяжесть и напряженность физического труда. Опасные факторы: -опасность механических повреждений; -поражение электрическим током; -термическая опасность.</p>
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Воздействие на атмосферу: пары химических реагентов, выхлопные газы автомобилей. Воздействие на гидросферу: разливы жидкости разрыва, химических реагентов, подтеки горюче-смазочных материалов. Воздействие на литосферу: смыв загрязнения с поверхностей площадок дождевыми водами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации могут возникнуть по следующим причинам: -ошибочные действия персонала при производстве работ, -отказ приборов контроля и сигнализации, -отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии, -производство ремонтных работ без соблюдения необходимых технических мероприятий, коррозия оборудования</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Ситников Андрей Николаевич		

5. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Гидравлический разрыв пласта является одним из самых популярных методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождении. Он позволяет существенно увеличить добычу нефти, а также вовлечь в разработку изолированные пропластки. При этом процедура проведения мероприятия достаточно сложная с технологической точки зрения, что требует повышенного внимания к технике безопасности.

Для Южно-Приобского нефтегазового месторождения (ХМАО) важно обеспечивать безопасность сотрудников. Забота о жизни и здоровье своих работников является приоритетным направлением для компании. Все это требует внимательного изучения проектной литературы, составления свода правил по технике безопасности, обеспечение своих сотрудников необходимым инвентарем.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Т.к. контроль за бесперебойной работой оборудования необходимо проводить ежесекундно, работы организуются в две смены. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих, т.е. ст. инженера или его заместителя.

Работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся, поэтому для оных предусмотрены различные льготы и компенсации за причиненный ущерб. К таким относятся увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромышленным оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до

соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [18], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [19]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

5.2 Производственная безопасность

Проведен анализ вредных и опасных факторов, которым подвергается человек во время проведения гидравлического разрыва пласта - таблица 5.1.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении гидравлического разрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Гидравлический разрыв пласта.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Повышенный уровень электромагнитных излучений.	1. Движущиеся машины и механизмы. 2. Подвижные части производственного оборудования. 3. Уровень воздействия вредных	1. МР 2.2.7.2129-06. 2. СанПиН 2.2.4.3359-16. 3. СанПиН 2.2.4.1191-03. 4. ГН 2.2.5.2308 – 07. 5. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. 6. ГОСТ Р 22.3.03-94

		химических веществ. 4.Повышенная напряженность электрического поля.	7. ГОСТ 12.2.049-80. 8. ГОСТ Р ИСО 6385-2007. 9. ГОСТ 12.1.012-90.
--	--	--	--

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

На месторождении регулярно приходится проводить работы на открытом воздухе. Все это оказывает вредное воздействие на организм человека – переохлаждение может стать причиной ухудшение состояния здоровья человека. В следствии этого надо уделять внимание времени работы на открытом воздухе – таблицы 5.2.

Таблица 5.2 -Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат*

Температура воздуха, °С	Энергозатраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	-"-
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

* Учтена наиболее вероятная скорость ветра (3,6 м/с).

Помимо этого необходимо обеспечивать сотрудника специальной формой (рукавицы, обувь, головные уборы, которые имеют высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость), местами для отдыха, а также иметь поблизости

врачебный персонал, способной оказать первую медицинскую помощь.

Повышенный уровень вибрации

Сложные механизмы, используемые при проведении гидравлического разрыва пласта, становятся источником вибрационного воздействия на организм человека (Таблица 5.3). Необходимо тщательно контролировать уровень вибрационного воздействия, обеспечивать защиту работников от влияния вредных факторов, проводить регулярные проверки СИЗ (средства индивидуальной защиты), а именно: каска, очки, наушники, перчатки, спец обувь, спец костюм, предназначенных от механических и химических воздействий.

Таблица 5.3– Предельно допустимый уровень вибрации

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с ²				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o
0,8	0,70	0,22			117	107		
1,0	0,63	0,22	1,10	0,40	116	107	121	112
1,25	0,56	0,22			115	107		
1,6	0,50	0,22			114	107		
2,0	0,45	0,22	0,79	0,45	113	107	118	113
2,5	0,40	0,28			112	109		
3,15	0,35	0,35			111	111		
4,0	0,32	0,45	0,56	0,79	110	113	115	118
5,0	0,32	0,56			110	115		
6,3	0,32	0,70			110	117		
8,0	0,32	0,89	0,63	1,60	110	119	116	124
10,0	0,40	1,10			112	121		
12,5	0,50	1,40			114	123		
16,0	0,63	1,80	1,10	3,20	116	125	121	130
20,0	0,79	2,20			118	127		
25,0	1,00	2,80			120	129		
31,5	1,30	3,50	2,20	6,30	122	131	127	136
40,0	1,60	4,50			124	133		
50,0	2,00	5,60			126	135		
63,0	2,50	7,00	4,50	13,00	128	137	133	142
80,0	3,20	8,90			130	139		

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с ²				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни			0,56	0,40			115	112

В непосредственной близости от места проведения ГРП находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80 ДБА) согласно ГОСТ 12.1.003-83. При осуществлении гидравлического разрыва пласта создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости разрыва и жидкости песконосителя. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения ГРП составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Повышенный уровень электромагнитных излучений

Оборудование, создающее электромагнитные излучение, должно подвергаться тщательному контролю, поскольку может становиться причиной оказания вредного воздействия на человеческий организм.

Необходимо использовать защитное оборудование, проводить регулярный контроль за уровнями магнитного поля, иметь поблизости средства для оказания первой медицинской помощи.

Детальная информации об ограничениях при работе с приборами с постоянно действующим магнитным полем – таблица 5.4.

Таблица 5.4 - ПДУ постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	общее		локальное	
	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0 - 10	24	30	40	50
11 - 60	16	20	24	30
61 - 480	8	10	12	15

5.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При проведении гидравлического разрыва пласта приходится работать с крупногабаритным подвижным оборудованием, которое может причинить вред здоровью человека. Для его предотвращения необходим инструктаж с персоналом, оборудования опасных устройств защитными ограждениями, предупреждающими табличками. При этом люди не должны работать вблизи движущихся механизмов.

Химический уровень воздействия вредных веществ

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

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

Повышенная напряженность электрического поля

Электрический ток – источник вреда для здоровья человека, который, в случае несоблюдения техники безопасности может приводить к летальным исходам.

Для того чтобы этого избежать необходимо четко следовать

инструкциям ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ, проводить регулярный осмотр оборудования, проводов. К работам под напряжением может быть допущен только специально обученный персонал, прошедший все необходимые курсы по технике безопасности и оснащенные специальным инвентарем.

5.3 Охрана окружающей среды

Процесс проведения гидравлического разрыва пласта может оказать негативную роль на экологическую безопасность нашей земли. Наибольшую угрозу представляют аварии, которые возникают при проведении гидравлического разрыва пласта и могут привести к загрязнению окружающей среды.

Литосфера

При разработки месторождения (бурения скважин, добычи, проведения гидроразрыва пласта) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Гидросфера

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разнородных песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магнийевые с содержанием железа до 5.8 мг/л..

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

Атмосфера

При проведении операций возможен выброс опасных (токсичных) веществ в атмосферу. Необходимо тщательно проверять все оборудование, чтобы предотвратить возможные утечки. Работающий персонал должен четко знать правила труда на предприятии.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Площадка куста скважин относится к категории опасных производственных объектов. Технологические сооружения площадки куста скважин являются взрыво-пожароопасными: в аварийной ситуации возможна разгерметизация оборудования и трубопроводов с неконтролируемым выходом нефти и нефтяного газа в помещение замерной установки и на территорию площадки с последующим воспламенением и взрывом. Причинами аварии могут быть неполадки оборудования, ошибочные действия персонала, отступления от норм технологического регламента, внешние воздействия природного и техногенного характера.

Практика показывает, что наиболее вероятным является полное разрушение оборудования и трубопроводов, чем образование локальных повреждений. Поэтому для оценки воздействия объекта в случае аварийной ситуации рассматриваются сценарии аварий с максимальным выбросом опасных веществ (нефть, газ).

Негативное действие на окружающую среду в случае аварийной ситуации может проявиться в загрязнении атмосферного воздуха продуктами сгорания углеводородных газов, термическим воздействием.

Последствия аварий на человека выражаются в потере трудоспособности, здоровья.

Анализ работы аналогичных объектов в нормальном режиме и анализ чрезвычайных ситуаций, возникающих на них, показывает, что для кустовой площадки скважин наиболее вероятны следующего характера аварии:

- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации сепарационной емкости в ЗУ;
- разгерметизация выкидного трубопровода, приводящая к авариям по нескольким сценариям - ранний взрыв выделившегося газа из трубопровода, поздний взрыв с участием паров разлитой нефти, пожар пролива;
- взрыв парогазовой смеси при разгерметизации подземной емкости.

При проведении гидравлического разрыва пласта наибольшую опасность представляет потеря контроля за закачкой жидкости разрыва, а также работа с взрывоопасным флюидом.

Порядок действия в случае ЧС

В первую очередь необходимо удалиться на максимальное расстояние от предмета опасности. После этого следует сообщить о произошедшем ответственным людям, назвав им свои контактные данные.

Далее надо убедиться в сохранности окружающих, оказать всем, кому требуется первую помощь [20].

Заключение

Гидроразрыв пласта остается наиболее мощным инструментом при разработке месторождений с низкопроницаемым коллектором. В результате выполнения данной дипломной работы был произведен анализ и дана оценка методам ГРП и показана его эффективность по сравнению с другими видами ГТМ в условиях Южно-Приобского нефтегазового месторождения.

Наиболее перспективным направлением в развитии технологии выявлено ГРП, произведенное на скважинах с горизонтальным окончанием, оборудованных муфтами ГРП (как вновь вводимые, так и с боковым стволом, забуренным на материнский). Это можно объяснить тем, что Южно-Приобское нефтегазовое месторождение по своим параметрам предрасположено к проведению подобных мероприятий в силу наличия чисто нефтяной зоны пласта, отсутствием в объектах эксплуатации пропластков насыщенных водой.

Так же очень хорошо себя зарекомендовала технология проведения пенного ГРП, в данном направлении следует продолжить работу, но нужно более тщательно подойти к подбору кандидатов и опираться на опыт постепенно приобретаемый при выполнении подобного рода операций.

Список использованных источников

1. Г.А. Габриэляц «Геология нефтяных и газовых месторождений». М.:Недра, 1984 г.
2. Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов и др. «Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект». Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 252 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
4. Протокол заседания ГКЗ РФ от 16.05.1997 г. № 427. Рассмотрение материалов подсчета запасов нефти и растворенного газа ЮЛТ Приобского месторождения выполненных ОАО —Югранефть и Амоко Евразия Петролеум Компании.
5. Иламанов И.А. Нефтеносность Приобского нефтяного месторождения. // Международный научный журнал «Символ науки» №12-3/2016.
6. Гидрогеология СССР том 16. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра, 1970. 368 с.
7. Альтемиров, Д. В. Характеристика Приобского нефтяного месторождения / Д. В. Альтемиров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 3 (137). — С. 204-207.
8. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)
9. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Клещенко И.И..Перспективы использования физико-химических методов для увеличения продуктивности скважин // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №3. – С. 20–25.
10. Сургучев М.Л., Кузнецов О. Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое тепловое циклическое воздействие на пласт. М.: Недра. 1975. 195 с.

11. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В., Шуплецов В.А., Клещенко И.И. Состав для обработки призабойной зоны пласта // Патент России № 2276724. Опубл. 20.05.2006. – Бюл. №14.

12. Афанасьев И., Усманов Т., Муллагалин И., Абабков К. и др. Анализ влияния ГРП на нефтеотдачу пластов месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» // НТЖ Технологии ТЭК. 2005. № 5 (24). С. 48-55.

13. Мустаев Я. А., Илюков В. А., Мавлютова И. И. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта // Нефтепромысловое дело. 1979. № 8. С. 9-11.

14. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980. - 202 с.

15. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А. Прогноз геометрии трещины ГРП // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 62-66.

16. ГОСТ Р 51761-2013. Пропанты алюмосиликатные. Технические условия (с Поправкой).

17. Паршукова Л.А., Леонтьев Д.С. Ремонт скважин с использованием установки «Непрерывная труба» : учебное пособие / Л. А. Паршукова, Д.С. Леонтьев – Тюмень :ТюмГНГУ, 2015. – 143 с.

18. СанПиН 2.2.4.1191-03. "Электромагнитные поля в производственных условиях".

19. ГН 2.2.5.2308-07. Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

20. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.