

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ методов интенсификации добычи нефти на нефтяном месторождении "N" (ХМАО)

УДК 622.276.6(574.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Сагимбаев Амиржан Кайратович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18)

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

Форма задания на выполнение выпускной квалификационной работы

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов _____
Направление подготовки (специальность) _____
Отделение нефтегазового дела _____

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию 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
32Б4Г	Сагимбаеву Амиржану Кайратовичу

Тема работы:

Анализ методов интенсификации добычи нефти на нефтяном месторождении "N" (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1677/с от 04.03.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Пакет технологической информации по „N” месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-физическая изученность месторождения 3. Методы интенсификации притока 4. Методы интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов 5. Финансовый менеджмент 6. Социальная ответственность
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная схема района работ 2. Распределение количества геолого-технических мероприятий по видам 3. Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ на „N” месторождение 4. Размещение стадий ГРП по стволу 5. Схема компоновки ГРП
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Криницина Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, к.ф.-м.н.	Орлова Юлия Николаевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б4Г	Сагимбаев Амиржан Кайратович		

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 бакалавр
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 2018 /2019 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)
15.04.2019	<i>Общие сведения о Приобском месторождении</i>	10
17.04.2019	<i>Геолого-физическая характеристика месторождения</i>	10
02.05.2019	<i>Анализ мероприятий методов интенсификации на „N” месторождении (ХМАО)</i>	40
28.05.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	20
02.06.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа 94с., 17рис., 12табл., 14 источников.

Дополнительная добыча нефти, гидравлический разрыв пласта, скважина, методы интенсификации, горизонтальная скважина, дебит скважины, гидродинамические исследования, поддержание пластового давления, эксплуатационный объект, пакер, приток жидкости.

Объектом исследования является „N” месторождение, представленное продуктивными пластами АС10, АС11, АС12. Приведены общие сведения о месторождении, геолого-физической характеристике, анализ разработки, и методы интенсификации, проводимые на месторождении. Целью работы является анализ эффективности проведения мероприятий по методам интенсификации, проводимых на скважинах „N” нефтяного месторождения (ХМАО).

При выполнении работы были поставлены следующие задачи:

- изучить геолого-физическую характеристику „N” месторождения;
- провести обзор технологий, применяемых в методах интенсификации;
- провести обзор методов оценки эффективности геолого-технических мероприятий;
- провести анализ эффективности методов интенсификации на „N” месторождении (ХМАО).

Оглавление

Введение.....	11
1 Общие сведения о месторождении.....	12
2 Геолого-физическая изученность месторождения	14
2.1 Литостратиграфический разрез	14
2.2 Тектоническое строение	15
2.3 Характеристика водоносных комплексов	16
2.4 Нефтеносность.....	17
2.5 Характеристика продуктивных пластов	17
2.6 Физико-химические свойства пластовых флюидов	18
3. Методы интенсификации притока	21
3.1 Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям.....	22
3.2 Новые технологии усиления нефтеотдачи.....	26
3.2.1 Обработка призабойной зоны с помощью кислот	26
3.2.2 Гидравлический разрыв пласта	27
4. Методы интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов.....	29
4.1 Анализ эффективности применяемых методов на „N” месторождение ...	29
4.1.1 Бурение горизонтальных скважин.....	32
4.1.2 Горизонтальные скважины с многостадийными ГРП (ГС с МСГРП) ...	34
4.1.3 Боковые стволы	42
4.1.4 Анализ эффективности проведения ГРП	43
4.1.5 Анализ эффективности ОПЗ	47
4.1.6 Анализ эффективности выравнивания профилей приемистости (ВПП) ...	53
4.1.7 Эффективность оптимизации режимов работы глубинно-насосного оборудования (ГНО)	58
4.1.8 Эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР)	59
5 Финансовый менеджмент	63
5.1. Обоснование показателей экономической эффективности	63
5.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	64

5.3. Расчет экономических показателей проекта.....	73
5.4. Экономическая оценка проекта	74
5.5. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП	75
6 Социальная ответственность	80
Производственная безопасность	80
6.1 Анализ выявленных вредных факторов	81
6.2 Анализ выявленных опасных факторов	84
6.3 Охрана окружающей среды	85
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	87
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	88
Заключение	91
Список литературы.....	93

Введение

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно–освоенными методами разработки на сегодняшний день считается неудовлетворительной. Поэтому актуальными являются задачи применения технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Важными параметрами для выбора технологии интенсификации притока являются глубина залегания объекта разработки и его толщина, степень неоднородности, химические и физические свойства насыщенных жидкостей, теплофизические характеристики пласта. Не менее важно при выборе метода интенсификации состояние разработки пласта на момент внедрения метода.

Всего на „N” месторождение было осуществлено 2336 геолого-технических мероприятий (ГТМ), за счёт которых дополнительно извлечено 7969,8 тыс. т нефти.

Наибольшая доля в общем объеме дополнительной добычи нефти принадлежит таким методам как ГРП, ГС, в т.ч. ГС МСГРП, ВПП и зарезки боковых стволов.

1 Общие сведения о месторождении

1982 год – это год открытия „N” месторождения, которое уже в 1988 году было введено разработку. Большая часть месторождения расположено в пойме реки Обь и разделено на левую часть и правую.

В 1988 году начато освоение левого берега, а в 1999 году правого.

Ханты-Мансийский автономный округ Тюменской области – это административное расположение „N” месторождения. Находится от г. Ханты-Мансийска на востоке и от г. Нефтеюганска на западе.

В близости от „N” месторождения находятся крупные, находящиеся в эксплуатации в данное время месторождения: Приразломное, Салымское, Правдинское (рисунок 1).



Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Району месторождения присущ резко континентальный климат с коротким, но теплым летом и характерной для данной зоны продолжительной холодной зимой. Средняя температура в зимний период составляет -18 градусов С, а самая низкая отметка достигает -51 градус С.

Среднемесячная температура в летний период составляет +17 градусов С, а самая высокая отметка достигает +34 градуса С. За год в среднем выпадает примерно 500-550 мм осадков, большая часть из которых приходится на летний период. С октября до конца мая выпадает основной снежный покров, мощность которого от 0,7 м до 1,5-2 м, местами может достигать 3м. Почва промерзает от 1 до 1,5 м. [1]

2 Геолого-физическая изученность месторождения

2.1 Литостратиграфический разрез

„N” месторождение имеет геологический разрез с мощной толщей терригенных отложений осадочного чехла, принадлежащий мезо-кайнозойской эре на породах доюрского образования.

Доюрский комплекс (Pz)

Данное месторождение имеет 2 этажа. Нижний - консолидированная кора, состоящая из графит-порфирита и метаморфизованного известняка. Верхний - эффузивно-осадочные отложения. Толщина слоев - до 650м.

Юрская система (J)

В юрскую систему входят тюменская (J1+2), абалакская и баженовская (J3) свиты.

Основной состав тюменской свиты - осадочные чехлы и песчано-глинисто-алевролитые породы. Толщина от 40 до 455м.

Абалакская свита состоит преимущественно из известковых участков, глауконитового аргиллита. Толщина –17 - 32 м.

Баженовская свита состоит из битуминозных аргиллитов и слабоалевритистых аргиллитов, глины. Толщина - 26 - 38 м.

Меловая система (K).

Нижний отдел - ханты-мансийская, черкашинская, викуловская и ахская свиты. Верхний - ганькинская, березовская, кузнецовская, уватская и ханты-мансийская.

Ахская свита (K1g).

Нижняя часть - это ачимовская толща сложенная преимущественно одними аргиллитами. Верхняя состоит темно-серых глин. Толщина - от 35 до 420м. Более толстые слои находятся в западной части.

Черкашинская свита (K1g-br) состоит из алевролитами и алевритистов, песчаников серой глины. Толщина - от 285 до 600 м.

Ханты-Мансийская свита (K1a-2s) сложена неравномерным чередованием песчано-глинистых пород.

Уватская свита (K2s) состоит из неравномерных перекрестий алевролитов, песков и песчаников.

Толщина - 282-300 м.

Березовская свита (K2k-st-km).

Для нижней части характерны серые глины толщиной от 45 до 95 м.

Верхнюю часть составляют серые, темно-серые, кремнистые и песчанистые глины. Толщина слоев - 87 - 133 м.

Ганькинская свита (K2mP1d) – породы серых и зеленовато-серых глин, которые сменяются сидеритами и мергелями с зернами глауконита. Толщина - от 54 до 83м.

Палеогеновая система (P2)

Палеогеновая система состоит из морских и континентальных отложений. К морским относятся талицкая, люлинворская и атлымская свиты, к континентальным новомихайловская и туртасская свиты.

Четвертичная система (Q)

Нижняя часть – пески и глины.

Верхняя – болотные и озерные местности.

Толщина - 70-102 м.

2.2 Тектоническое строение

Зона, в которой находятся Ханты-Мансийская впадина, Ляминский мегапрогиб, Салымская и Западно-Лемпинская группа – это место, где находится Приобская структура.

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, Новообская 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. [2]

2.3 Характеристика водоносных комплексов

„N” 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 исследования, 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. [5]

2.4 Нефтеносность

На „N” месторождении нефтеносные пласты находятся в отложениях осадочного чехла от среднеюрского до аптского возраста, толщина которых составляет более 2,5км.

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.

2.5 Характеристика продуктивных пластов

В разрезе „N” 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. [3]

Все нагнетательные скважины оснащены оборудованием для ОРЗ.

Такое состояние отмечается на 1.01.2013 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.

2.6 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.

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).

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).

3. Методы интенсификации притока

Чтобы максимально повысить общий объем нефтеотдачи из пласта, улучшить качество продукта и сохранить скорость работ, осуществляются мероприятия, направленные на усиление притока; целью воздействия является в данном случае восстановление фильтрационных качеств призабойной зоны, а также их совершенствование, обеспечиваемое, в основном, посредством замедления обводнения нефтяных скважин, а уменьшения вязкости жидкости и повышения проницаемости пород; последняя характеристика повышается за счёт производимого искусственным путём расширения каналов оттока и повышения трещиноватости, кроме того, ликвидируются парафиновые и грязевые отложения со стенок каналов.

Способы повышения проницаемости могут классифицироваться следующим образом: физические, химические и термические способы; их выбор обуславливается конкретными характеристиками пласта, зачастую данные способы используются в том или ином сочетании, чтобы обеспечить более высокую эффективность.

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. [6]

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.

3.1 Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям

Большая часть разрабатываемых нефтегазодобывающим управлением нефтяных МР 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. [7]

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. [8]

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 волокнистонаполненных 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.

3.2 Новые технологии усиления нефтеотдачи

3.2.1 Обработка призабойной зоны с помощью кислот

Воздействие кислоты используется для обработки складывающихся 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. [9]

Как показывает практика применения колтюбингового 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.

3.2.2 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. Чтобы при этом обеспечить образование новых трещин и расширение уже имеющихся, в материале, образующем призабойную зону должно быть создано давление, превышающее его собственные показатели прочности. Достичь этого можно посредством закачивания в пласт технологической жидкости с расходом, объём которого выше максимального объёма поглощаемой пластом жидкости. Гидравлическое сопротивление призабойной зоны после того, как возникшие трещины фиксируются при помощи закачки песка, значительно сокращается, следовательно, повышается нефтеотдача скважины.

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

Однако колюбинговое 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.

4. Методы интенсификации добычи углеводородов и повышения коэффициента извлечения УВС пластов

4.1 Анализ эффективности применяемых методов на „N” месторождение

Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на „N” месторождение проводятся с 2001 года. За фактический период разработки проводились следующие мероприятия по МУН и ГТМ:

- гидравлические разрывы пластов (ГРП);
- бурение горизонтальных скважин, в том числе горизонтальных скважин с МСГРП;
- зарезки боковых стволов (обычных и с горизонтальным окончанием);
- физико-химические обработки ПЗП (ОПЗ);
- оптимизации режимов работы подземного оборудования;
- ремонтно-изоляционные работы (РИР);
- выравнивание профиля приемистости на нагнетательных скважинах.

Объемы применения по количеству, видам проведенных ГТМ, МУН, технологической эффективности и дополнительной добычи нефти за счет их проведения представлены в графическом виде (Рисунок , Рисунок).

Всего на „N” месторождение за период 2001-2015 гг., без учёта обязательных ГРП на новых скважинах, было осуществлено 2336 геолого-технических мероприятий (ГТМ), за счёт которых дополнительно извлечено 7969,8 тыс. т нефти. Наибольшим количеством мероприятий характеризуются такие методы, как, выравнивание профилей приемистости с применением потокоотклоняющих технологий (ВПП), ГРП и оптимизация режимов работы скважин (оптимизация).

Наибольшая доля в общем объеме дополнительной добычи нефти принадлежит таким методам как ГРП, ГС, в т.ч. ГС МСГРП, ВПП и зарезки боковых стволов.

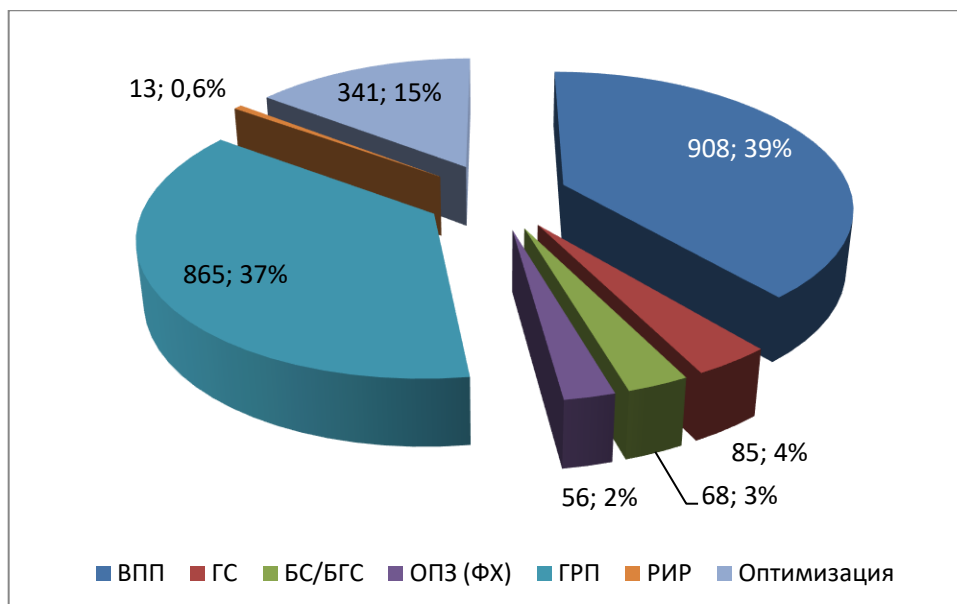


Рисунок 2 – Распределение количества геолого-технических мероприятий по видам (2001-2015 гг.)

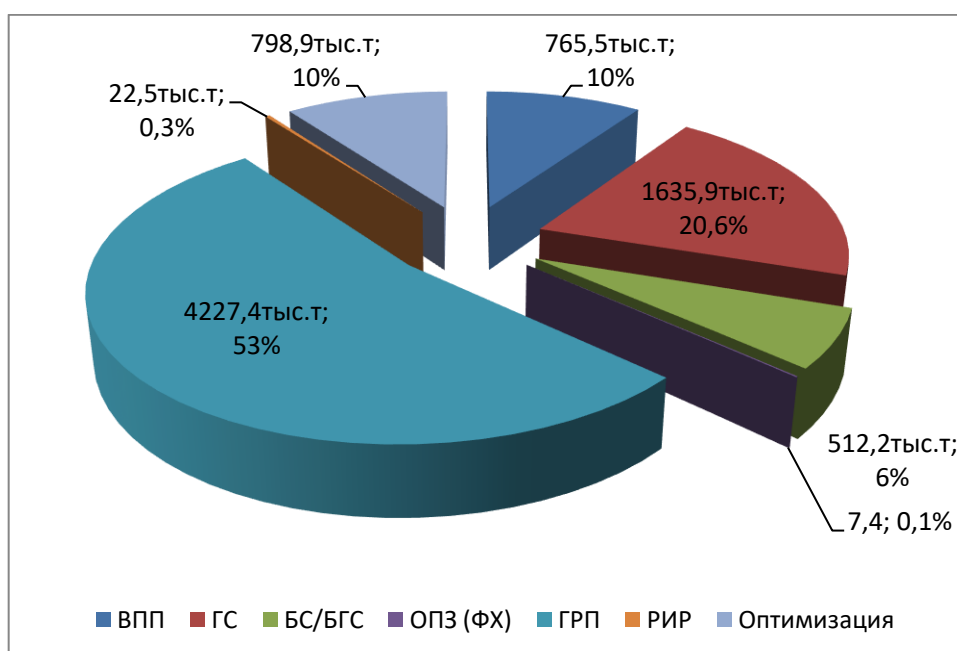


Рисунок 3 – Распределение дополнительной добычи нефти по видам ГТМ на „N” месторождение

ГРП при разработке „N” месторождения применяется с 2001 года. Всего повторных ГРП (рефраков), по состоянию на 01.01.2016 г. выполнено 865 (37% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 4227,4 тыс.т. Доля данного вида ГТМ в дополнительной добыче - 53%).

Скважины ГС на „N” месторождение применяется с 2007 года. По состоянию на 01.01.2016 г., всего пробурено 85 ГС (3,6% от общего количества мероприятий), в т.ч. 82 ГС МСГРП. Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 1635,9 тыс.т. Доля в дополнительной добыче – 20,5%.

ВПП при разработке „N” месторождения применяется с 2006 года. Всего мероприятий ВПП, по состоянию на 01.01.2016 г. выполнено 908 (38,9% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 765,5 тыс.т. Доля в дополнительной добыче – 9,6%.

Зарезки боковых стволов, как обычных (БС), так и с горизонтальным окончанием применяются с 2013 года. Всего пробурено 68 боковых стволов (2,9% от общего объема мероприятий), в том числе 56 БГС. Дополнительная добыча нефти от всех боковых стволов с начала применения метода – 765,5 тыс.т. Доля в дополнительной добыче – 6,4%.

Оптимизация режимов работы скважин на „N” месторождения применяется с 2002 года. Общее количество мероприятий по данному виду ГТМ, по состоянию на 01.01.2016 г., составляет 341 (14,6% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 789,9 тыс.т. Доля метода в общей дополнительной добыче от ГТМ и МУН – 10%.

РИР на скважинах „N” месторождения выполняются с 2012 года. Всего, по состоянию на 01.01.2016 г. выполнено 13 ремонтно-изоляционных работ (0,6% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала применения метода – 22,5 тыс.т. Доля в дополнительной добыче – 0,3%.

Обработки призабойных зон (ОПЗ) скважин выполняются с 2012 года. Всего, по состоянию на 01.01.2016 г. выполнено 56 обработок (2,4% от общего объема мероприятий). Дополнительная добыча нефти с начала

применения метода – 7,4 тыс.т. Доля метода ГТМ в дополнительной добыче – 0,1%.

Таким образом, наибольшим количеством мероприятий характеризуются ВПП и ГРП, а наибольшей дополнительной добычей, также ГРП и бурение ГС МСГРП.

Ниже приведен анализ внедрения и эффективности каждого вида ГТМ и МУН.

4.1.1 Бурение горизонтальных скважин

Скважины с горизонтальными стволами (ГС) впервые пробурены в 2007 г., с целью более эффективной выработки запасов нефти и улучшения технико-экономических показателей на залежах в пределах действия лицензии „N” месторождения. Были пробурены и введены в эксплуатацию три скважины – 15214ГС, 15867ГС, 501ГС (Рисунок , **Error! Reference source not found.**).

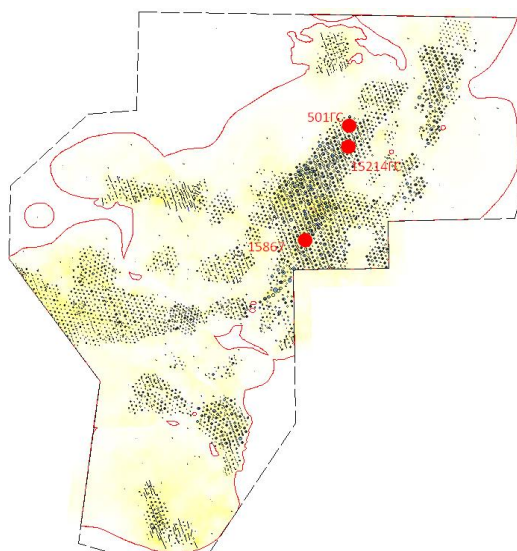


Рисунок 4 – Местоположение ГС на „N” месторождения

Бурение выше упомянутых скважин осуществлено на пласт АС10.1-3, который характеризуется относительно более благоприятными геолого-физическими условиями и лучшими ФЕС: меньшей расчлененностью, более

высокой проницаемостью, в каждой из скважин осуществлены традиционные ГРП.

С момента введения в эксплуатацию данными скважинами извлечено 296,8 тыс.т нефти. Суммарная годовая добыча скважинами 15214ГС, 15867ГС, 501ГС достигла максимума в 63,2 тыс.т в 2012 г. после чего начала снижаться. В 2015 г. ими извлечено лишь 10,4 тыс.т нефти (Рисунок 5). Сопоставим показатели эксплуатации ГС со скважинами окружения обычного профиля (ННС) (**Error! Reference source not found.**), (**Error! Reference source not found.**).

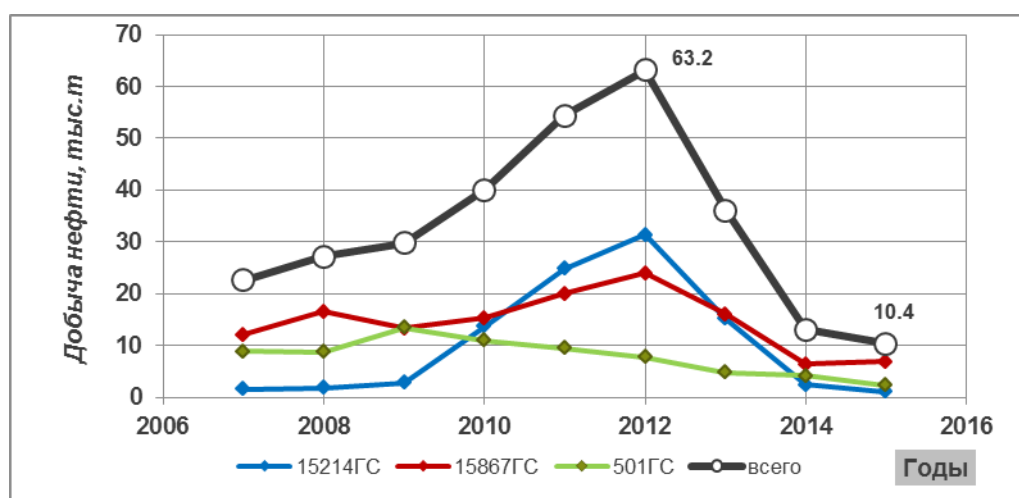


Рисунок 5 – Графики добычи нефти по скважинам ГС

Таким образом, стандартные (обычные) ГС в условиях продуктивных пластов АС10 „N” нефтяного 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 распространенными; 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 – ГС МСГРП.

4.1.2 Горизонтальные скважины с многостадийными ГРП (ГС с МСГРП)

С 2012 г. на „N” нефтяном месторождении начато успешное применение ГС, усовершенствованных многостадийными ГРП на горизонтальном участке. Суть технологии заключается в проведении посекционных ГРП на горизонтальном участке ГС и увеличении площади фильтрации. Для примера показана одна из компоновок для выполнения посекционных ГРП на горизонтальном участке ствола (Рисунок 6).

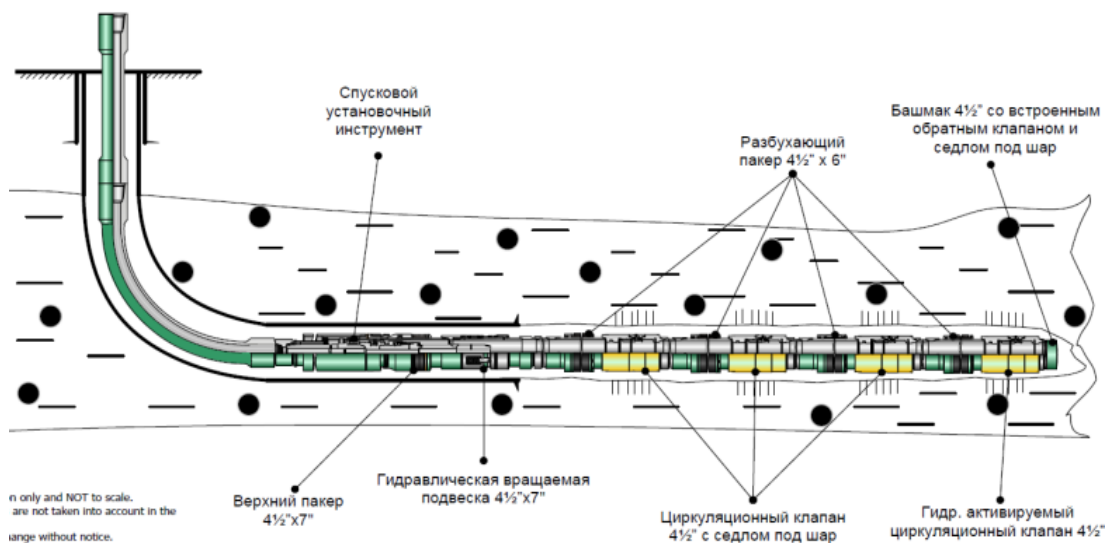


Рисунок 6 – Конструкция ГС МСГРП (один из вариантов компоновки)

С начала применения технологии пробурено 82 ГС МСГРП. Данными скважинами за 2015 год добыто 683,5 тыс. т нефти, а всего с начала внедрения технологии извлечено 1339,1 тыс.т (Таблица 1), (Рисунок 7).

Таблица 0– Добыча нефти скважинами ГС МСГРП

Годы	Ввод ГС МСГРП	Добыча нефти в год ввода, тыс.т	Добыча нефти скважинами ГС МСГРП всего, тыс.т
2012	4	17,7	17,7
2013	15	171,8	252,4
2014	16	124,3	385,5
2015	47	289,4	683,5
Всего	82		1339,1

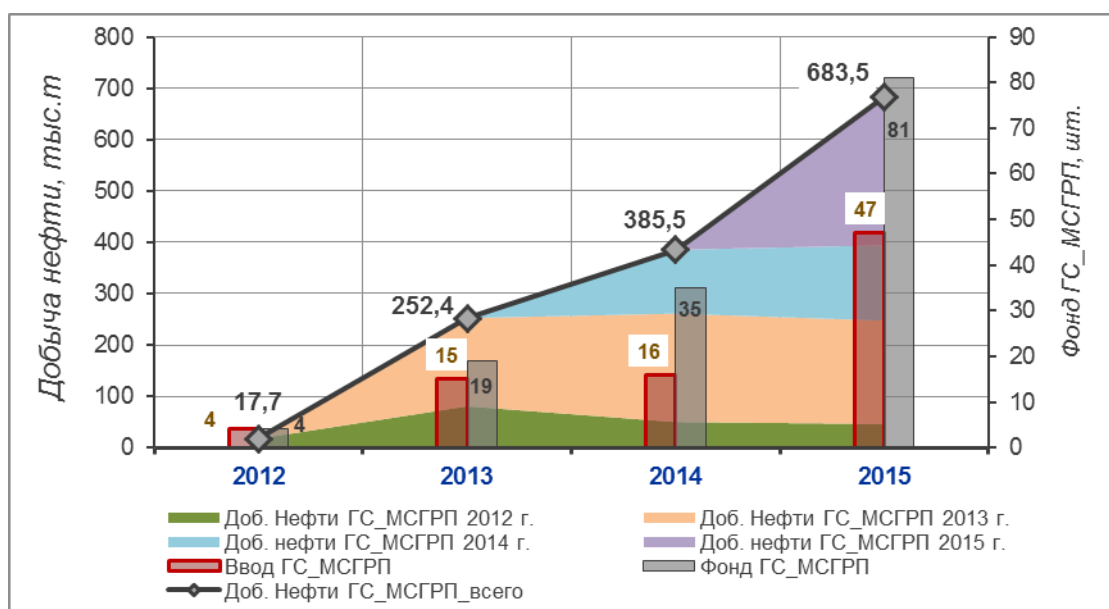


Рисунок 7 – Добыча нефти скважинами ГС МСГРП и динамика фонда ГС МСГРП

О более эффективной работе ГС МСГРП можно судить из рисунков, представленных ниже, где показано сопоставление дебитов и накопленных отборов нефти, достигнутых скважинами ГС МСГРП и окружающими скважинами обычного профиля. По начальным дебитам нефти ГС МСГРП, абсолютное большинство (85,1%) находится в интервале 50-100 т/сут, тогда как для окружающих ННС этот интервал – 20-50 т/сут. По накопленным отборам нефти, основная доля окружающих скважин ННС (85,1%) отобрали по 1-15 тыс.т. Отметим, что 50% – это накопленные отборы в интервале до 5 тыс.т. По ГС МСГРП доля скважин с накопленной добычей нефти менее 5 тыс.т существенно ниже, и составляет лишь 36,5%, тогда как доля скважин с накопленной нефтью 15-50 тыс.т – 25,7% против 12,8% - по окружающим ННС.

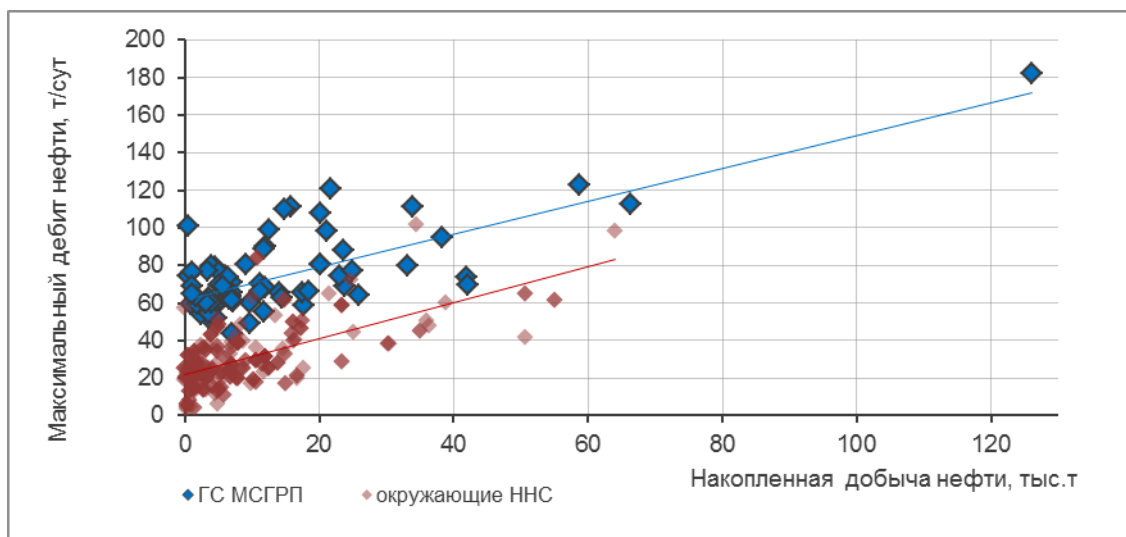


Рисунок 8 – Максимальные дебиты и накопленные отборы нефти по ГС МСГРП и окружающим ННС

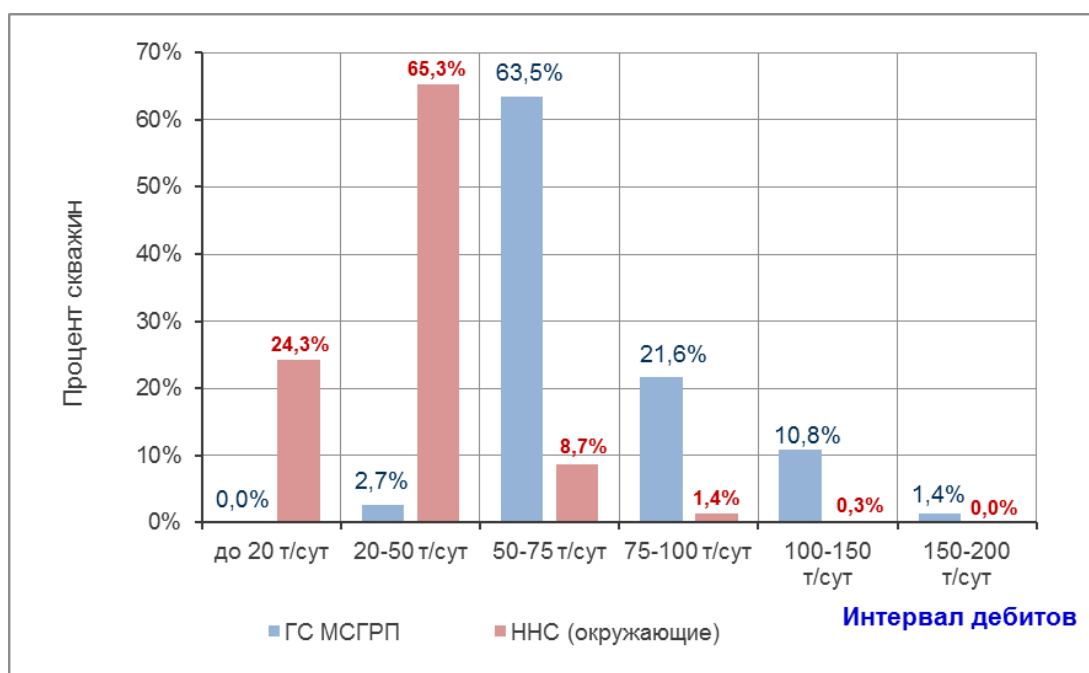


Рисунок 9 – Распределение максимальных дебитов нефти по ГС МСГРП и окружающим ННС по интервалам

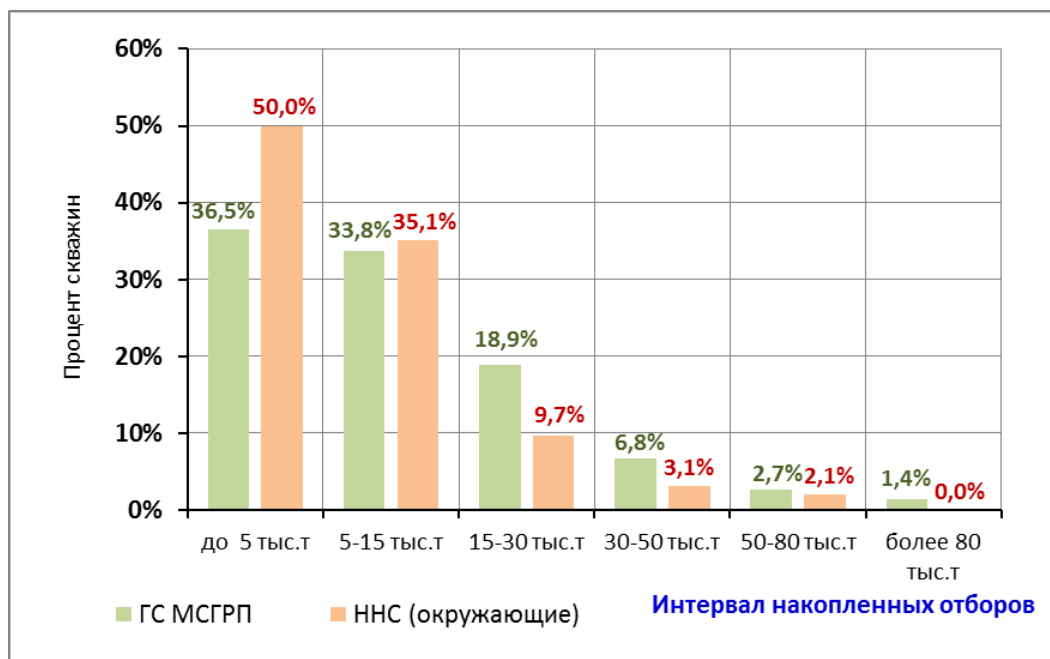


Рисунок 10 – Распределение накопленных отборов нефти по ГС МСГРП и окружающих ННС по интервалам

Таким образом, ГС МСГРП по дебитам выглядят существенно эффективнее скважин обычного (традиционного) профиля ННС. По накопленной добыче нефти, за четыре года с начала внедрения технологии, показатели ГС МСГРП выше, чем у окружающих ННС в среднем на 65%.

Об апробации технологии МСГРП 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 МСГРП по технологии сдвижных муфт. В начальной стадии выполнен спуск КНК «Mongoose» 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 (Рисунок 11, Рисунок).

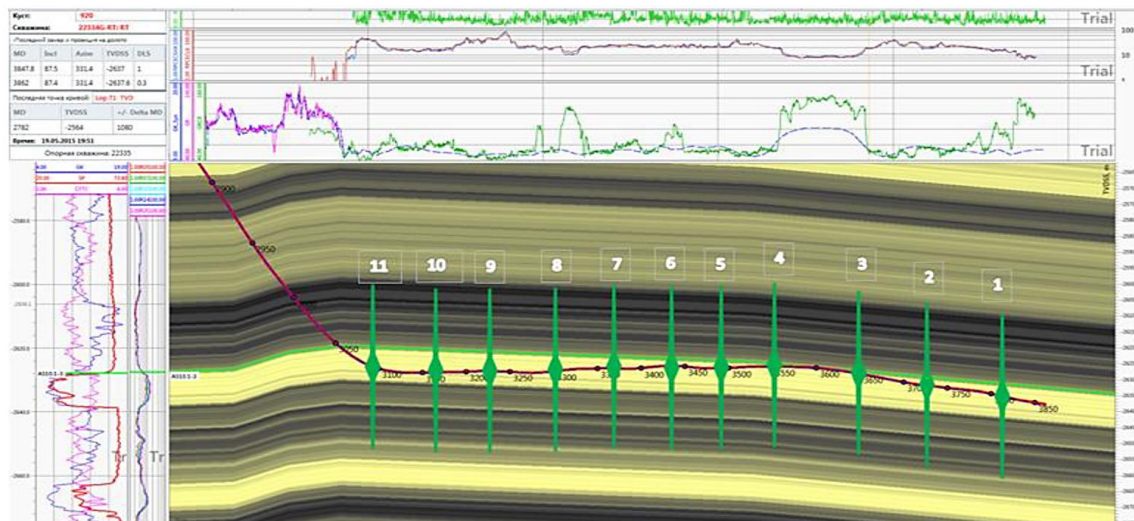


Рисунок 11 – Размещение стадий ГРП по стволу

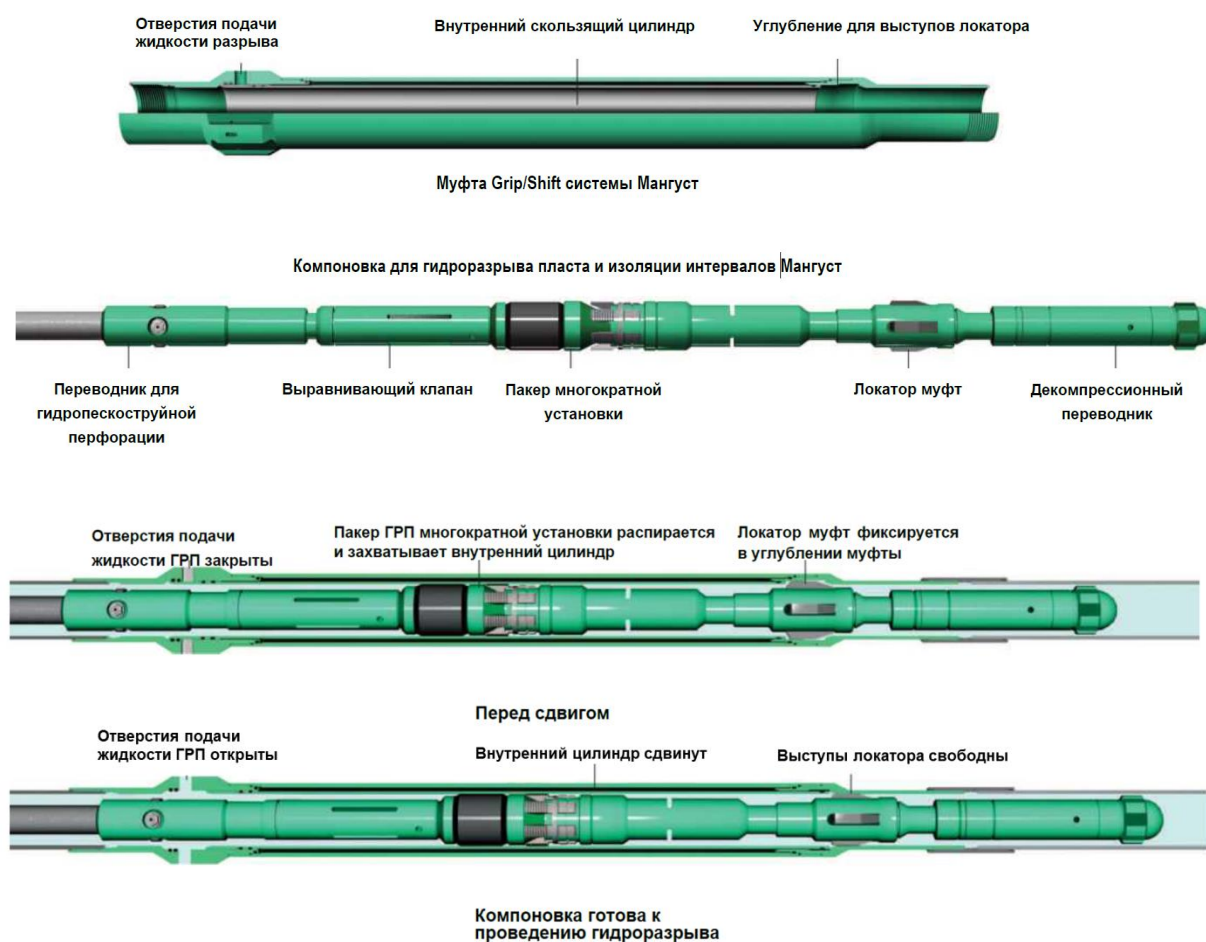


Рисунок 12 – Схема компоновки «Mongoose»

Также успешно выполнен 11-стадийный МГРП по технологии «Мангуст» на скважине 22334г „N” 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 проппанта. Объем перепродавки проппанта 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 (Рисунок) 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.

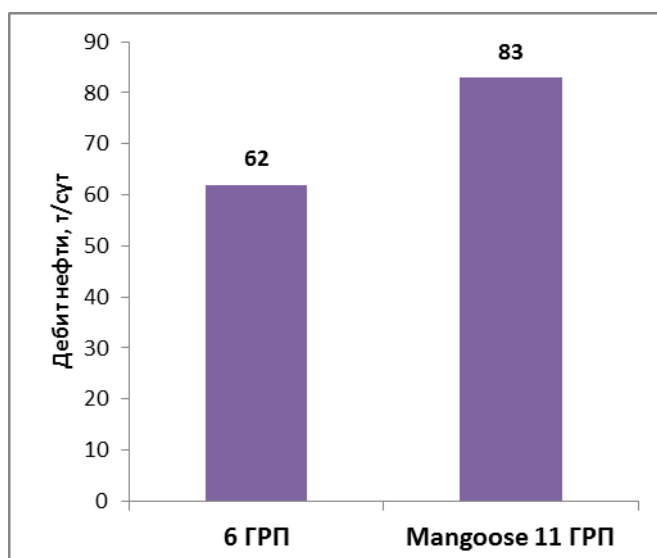


Рисунок 2 – Сравнение начальных дебитов нефти стандартного МГРП и Mongoose

Опыт применения технологии Хай-Вей при ГС МСГРП.

В 2014-2015 годах на „N” 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.

Единичный 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 МСГРП.

Применение ГС МСГРП в условиях „N” месторождения с технологической точки зрения эффективно, что подтверждается фактическими высокими начальными дебитами и накопленными отборами нефти. Начальные дебиты нефти ГС МСГРП в среднем превышают дебиты ННС в 2,5 раза, а накопленная добыча нефти за период 2012-2015 гг. выше, чем по окружающим ННС в 1,7 раз.

Прирост дебитов за счет увеличения длины горизонтального участка и величины эффективной проходки, а значит и количества секций ГРП более значим и заметен при применении в зонах с худшими 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 „N” нефтяного 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.

4.1.3 Боковые стволы

Зарезки боковых стволов в качестве одного из методов увеличения КИН „N” 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 01.01.2016 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). Фонд боковых стволов и добыча от них продолжает увеличиваться (Рисунок).

Таблица 3 – Динамика фонда и добычи нефти по БС и БГС МСГРП за период 2013-2015 гг.

Годы	Ввод боковых стволов			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	28,4	144,9	173,3
2015	5	31	36	73,6	443,5	517,2	40,3	266,3	306,6

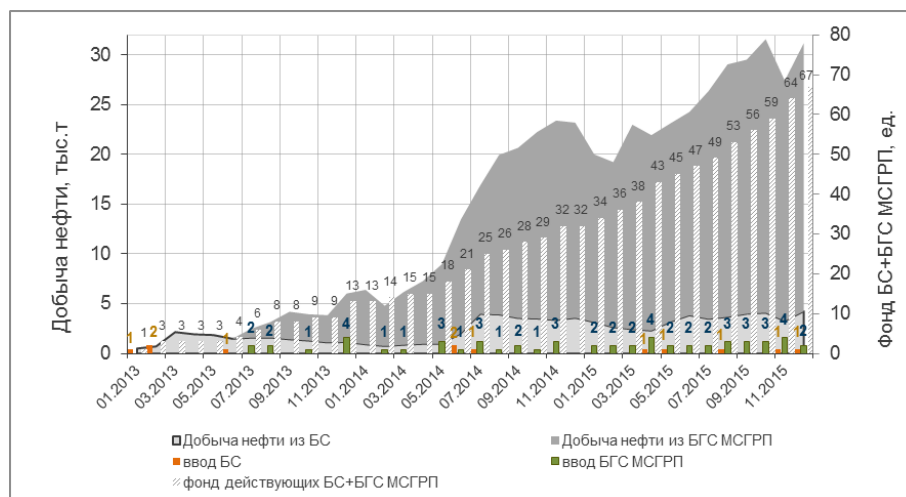


Рисунок 13 – Добыча нефти и фонд БС, БГС МСГРП по месяцам
Выводы по применению боковых стволов на „N” месторождение:

Зарезки боковых стволов в условиях „N” месторождения эффективны, что обусловлено отсутствием на месторождении обширных водо-нефтяных зон и текущей низкой выработкой запасов.

Показатели эксплуатации БГС МСГРП преимущественно выше показателей БС обычного профиля.

Фактическими данными подтверждена зависимость дебитов БГС МСГРП 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 „N” месторождения.

4.1.4 Анализ эффективности проведения ГРП

Сущность процесса ГРП заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскости напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с

жидкостью закачивается крупный песок - проппант, сохраняющий проницаемость этих трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Проведение операций ГРП на скважинах „N” месторождения является неотъемлемой частью системы разработки, сложившейся на лицензионном участке. На месторождении формируется рядная система разработки, с ориентацией рядов с северо-запада на юго-восток в соответствии с направлением преимущественного развития техногенных трещин (трещины ГРП и в добывающих и «авто ГРП» в нагнетательных скважинах). Образуются галереи добывающих и нагнетательных рядов.

На переходящем действующем фонде с 2001 г. проведено 865 операций ГРП (рефраки), дополнительная добыча составила 4227,4 тыс. т. нефти, средняя эффективность с начала применения метода – 4,9 тыс.т нефти на одну операцию ГРП. Средний прирост дебита нефти – 12,4 т/сут, средняя продолжительность эффекта – 5 месяца.

В 2010 году на „N” 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 проводимость 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 „N” 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 4 – Сравнение средних показателей по пенному ГРП со стандартной технологией на соседних скважинах

Параметры	Пенный ГРП (FoamFRA C)	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 „N” месторождения.

В 2015 году на „N” месторождение 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 „N” 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 „N” месторождение:

ГРП выполняется во всех скважинах „N” месторождения. Без ГРП эксплуатация скважин практически не возможна.

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

Рефраки эффективны. По состоянию на 01.01.2016 г. дополнительная добыча нефти оценивается в 4227,4 тыс.т. Удельная эффективность мероприятия 4,9 тыс.т на одну операцию рефрака. Продолжительность эффекта около пяти 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.

4.1.5 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.

Результаты и объемы воздействия методов ОПЗ

Обработки призабойной зоны пласта начаты в 2012 году. За период времени (2012-2015 гг.) на „N” месторождении проведено 56 обработок призабойной зоны пласта, дополнительная добыча от ОПЗ составила 7,4 тыс. т, удельная эффективность 132 тонны на 1 скважино-операцию.

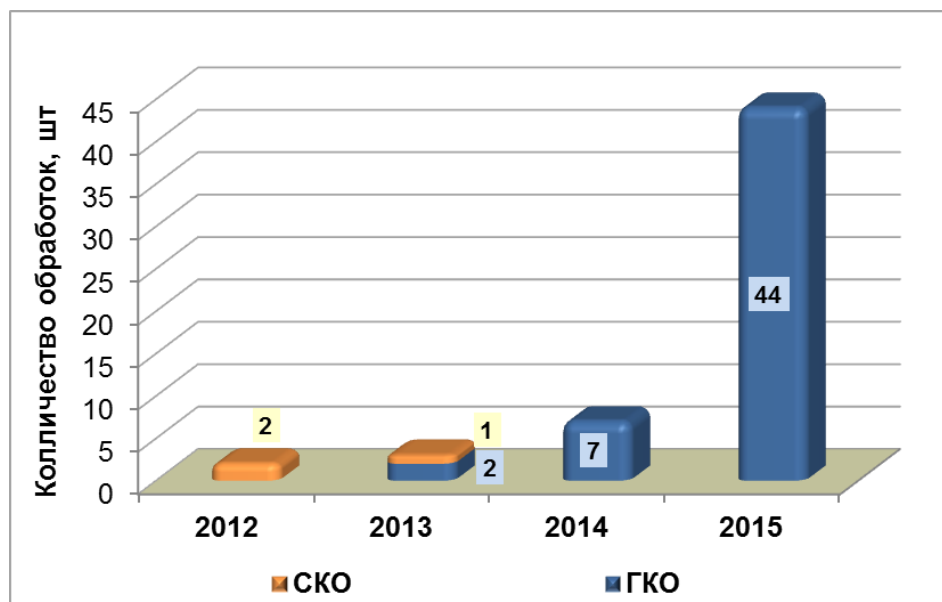


Рисунок 14 – Динамика изменения количества мероприятий с применением ОПЗ, выполненных на „Н” месторождении за период 2012-2015 гг.

Как видно из выше представленного графика (Рисунок), в период 2012-2015 гг. наблюдается рост количества обработок ПЗП: 2012 г. – 2013 г. – 3, в 2014г. – 7 ОПЗ. В 2015 году отмечается резкое увеличение объемов ОПЗ до 44 обработок в год.

На рисунке (Рисунок 0) отображено распределение обработок ПЗП по продуктивным пластам. Как видно из рисунка, основной объем обработок – 59% (33 из 56) выполнен по пластам АС10.1-3, АС10.1-3+АС12.3-5 и АС12.3-5.

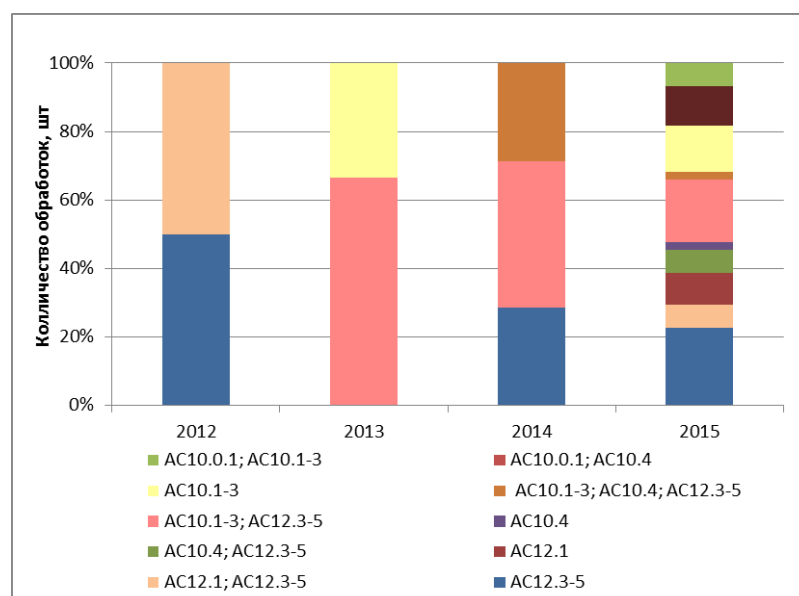


Рисунок 05 – Распределение обработок ОПЗ по объектам разработки на „N” месторождении за период 2012-2015 гг.

Дополнительная добыча нефти по годам распределилась следующим образом: 2012 г. – доп. добыча нефти 0,1 тыс. тонн (49т нефти на 1 скв.-опер.), 2013 г. – доп. добыча нефти 1,4 тыс. тонн (477т нефти на 1 скв.-опер.), 2014 г. – доп. добыча нефти 0,8 тыс. тонн (114т нефти на 1 скв.-опер.). Добыча нефти в 2015 году составила 5,1 тыс. т (116т нефти на 1 скв.-опер.), (Рисунок).

Высокая удельная эффективность в 2013 году обусловлена высоким эффектом проведенной обработки технологией ГКО на скважине №19750, дополнительная добыча нефти от которой составила 822 т нефти.



Рисунок 16 – Динамика дополнительной добычи нефти за счет проведенных мероприятий с применением ОПЗ, выполненных на „N” месторождении за период 2012-2015 гг.

В таблице (Таблица 5) 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 5 – Распределение количества и эффективности ОПЗ скважин „N” 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	5102,0		411	109	116
Итого:	2	3	7	44	98,0	1431,1	764,4	5102,0	49	477	109	116

В таблице (Таблица 6) 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 6 – Эффективность обработок ПЗП по технологиям

Технология	Кол-во скв./опер.	Коэф. успешности, д.ед.	Сред. продолжит. эффекта, мес	Доп. добыча нефти, тыс.т.	Удел. эффект по успешным, т./скв-опер.	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Кратность изменения дебитов 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.

Выводы и рекомендации:

На „N” 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 когматации 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.

4.1.6 Анализ эффективности выравнивания профилей приемистости (ВПП)

Выравнивание профилей приемистости и притока на „N” нефтяного месторождения 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 „N” месторождении проводятся работы по выравниванию профилей приемистости (ВПП). На объектах „N” месторождения с целью повышения нефтеотдачи пластов на нагнетательном фонде за период 2009 – 2015 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% **(Error! Reference source not found.)**.

В 2009 г. было проведено 14 обработок нагнетательных скважин. Продолжительность эффекта составила 5-6 месяцев, дополнительно добыто 21,1 тыс. т. нефти, получен средний эффект на скважину - обработку 1,5 тыс. т. нефти. Применялись технологии ЭС+ВУС (подрядчик Химеко-Ганг) и CL-system (подрядчик Сервис-ТЭК).

Теми же подрядчиками в июне - августе 2010 г. были выполнены работы по ВПП в объеме 47 скважин-обработок. Эффект в 2010 году составил 26,3 тыс. т. нефти, получено снижение объемов попутно-добываемой воды на 11,7 тыс. м³. Эффект длился от 1 до 6 месяцев. Удельная технологическая эффективность в 2010 году составила 560 т. нефти на обработку.

В 2011 г. было проведено 95 обработок нагнетательных скважин. Продолжительность эффекта составила 7 месяцев, дополнительно добыто 52,1 тыс. т. нефти, получен средний эффект на скважину - обработку 549 т. нефти.

В 2012 г. было проведено 79 обработок нагнетательных скважин. Продолжительность эффекта в среднем составила 9 месяцев, дополнительно в 2012 году добыто 49,7 тыс. т. нефти, получен средний эффект на скважину - обработку 629 т. нефти.

В 2013 г. было проведено 139 обработок нагнетательных скважин. Дополнительная добыча нефти составила 146,8 тыс. т. нефти, средний эффект на скважино-обработку - 1056 т. нефти. В 2014 г. было проведено 246 обработок по выравниванию профиля притока. Дополнительная добыча нефти составила 237,6 тыс. т. нефти, средний эффект на скважино-обработку – 966 т. нефти.

В 2015 году проведено 288 обработок нагнетательных скважин, (**Error! Reference source not found.**). Дополнительная добыча нефти составила 231,8 тыс. т. нефти, средний эффект на скважино-обработку – 805 т. нефти.

Скважины-кандидаты для ВПП подбираются по результатам блочно-факторного анализа разработки участков месторождения. Выявленное интенсивное продвижение закачиваемой воды в определенном направлении обуславливает необходимость регулирования заводнения в данной области, и принятия мер для выравнивания фронта вытеснения, с целью увеличения охвата, в том числе и методом ВПП.

Для качественной оценки успешности проведения операции по ВПП, в каждой скважине-кандидате проводят ПГИ (профиль приемистости) (Рисунок 0.1) до и после воздействия. Каждая операция выполняется под строгим геолого-технологическим контролем квалифицированными сервисными компаниями. Количественная оценка эффекта оценивается по изменению показателей эксплуатации добывающих скважин окружения с применением утвержденной в компании методики [М-01.05.04.04.01-04], которая учитывает результаты расчетов по 20 видам характеристик вытеснения (Рисунок 0.2).

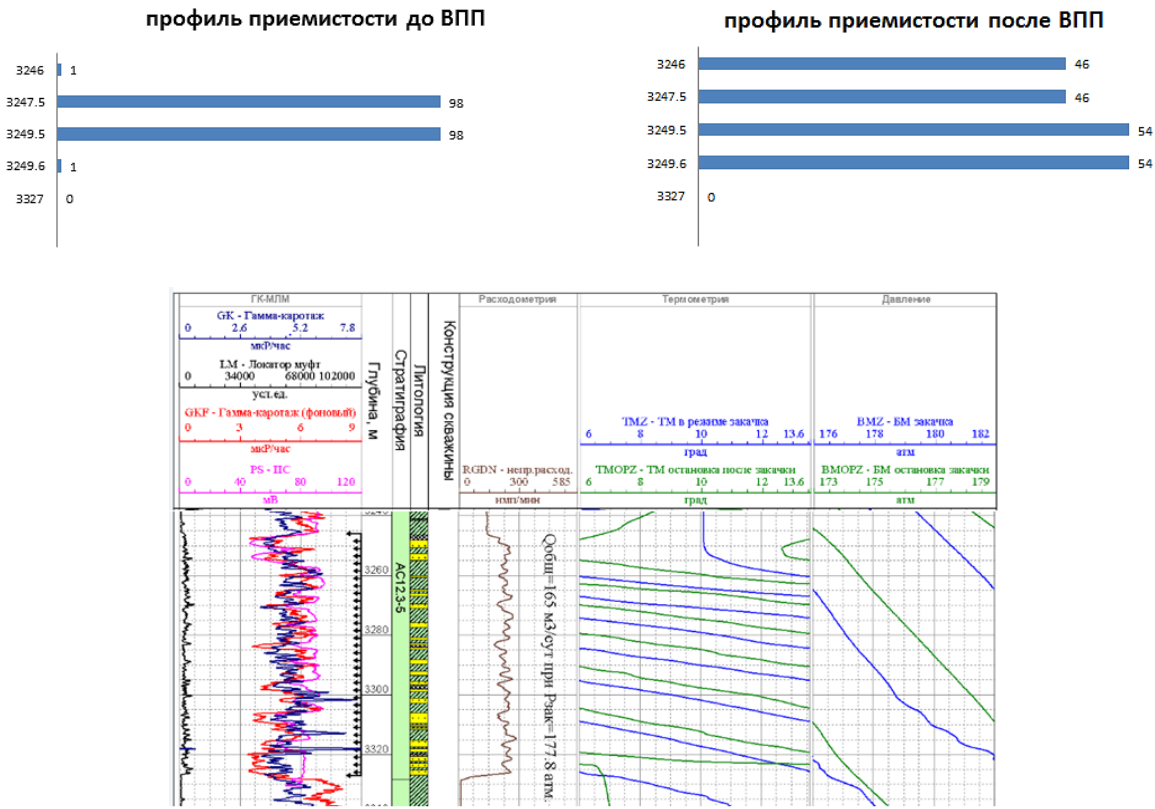


Рисунок 0.1 – Пример изменения профиля приемистости после ВПП по скважине 13773

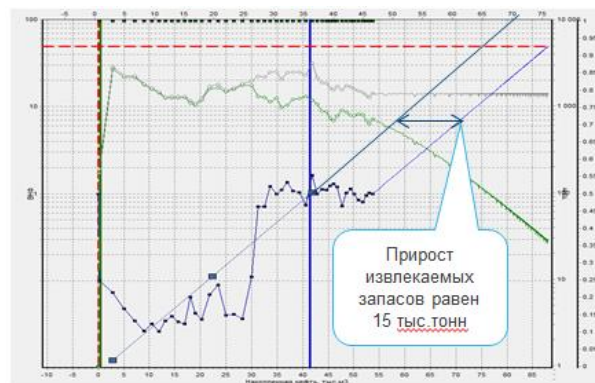
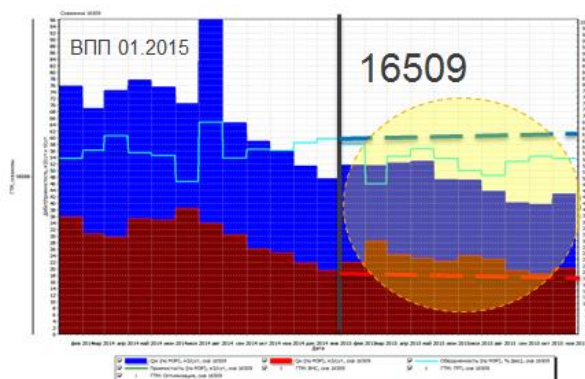


Рисунок 0.2 – Пример оценки дополнительной добычи нефти по одной из добывающих скважин окружения (скв.16509) очага закачки (скв. 16558)

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

На месторождении применялись порядка 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 (**Error! Reference source not found.**). 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 „N” 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%.

Выводы по применению ВПП:

Применение ВПП на „N” нефтяном месторождении начато с 2006 г.

Практически все мероприятия проводятся в центральной части лицензионного участка, который характеризуется лучшими ФЕС (фациальная зона мелководного шельфа), где наблюдается более интенсивное обводнение и выработка запасов.

Эффект от ВПП подтверждается ПГИ и изменением показателей эксплуатации окружающих добывающих скважин.

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

Средняя удельная эффективность ВПП на „N” месторождении за весь период применения составляет в среднем 843 т/скв.-опер.

Средняя продолжительность эффекта – около семи месяцев.

Повторные мероприятия ВПП эффективны, эффективность каждого последующего мероприятия снижается в среднем на 1,5%.

Мероприятия ВПП – эффективный метод увеличения КИН, который следует учесть при проектировании разработки „N” нефтяного месторождения.

4.1.7 Эффективность оптимизации режимов работы глубинно-насосного оборудования (ГНО)

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 прослойки продуктивных пластов. „N” 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 2015 году на „N” месторождение было проведено 58 мероприятий по оптимизации оборудования, дополнительная добыча нефти составила 46,4 тыс. т. нефти (Таблица). Удельная эффективность – 800 т/скв.-опер.

Таблица 6 – Эффективность мероприятий по оптимизации скважинного оборудования

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

Выводы по оптимизации режимов работы глубинно-насосного оборудования:

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.

4.1.8 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 13 скважино-операций. В 2015 году на „N” месторождении было проведено 7 мероприятий, дополнительная добыча нефти составила 7,6 тыс.т. нефти Удельная эффективность – 1086 т/скв.-опер (Таблица). Средняя удельная эффективность за всю историю применения данного вида ГТМ – 1730,8 т/скв.-опер.

Таблица 7 – Эффективность мероприятий по ремонтно-изоляционным работам

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Г	Сагимбаеву Амиржану Кайратовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических и человеческих	Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость проведения ГРП.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Экономическая эффективность от реализации метода
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и	Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате

экономической эффективности исследования	проведения операций и от курса цен на нефть.
Перечень графического материала	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Г	Сагимбаев Амиржан Кайратович		

5 Финансовый менеджмент

5.1. Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого проекта по ГРП на „N” месторождении (ХМАО), отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного извлечения нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все статьи затрат: затраты на подготовительные работы, проведение ГРП, эксплуатационные затраты, затраты на электроэнергию, налоговые исчисления.

При реализации этого проекта мы предполагаем получить дополнительную добычу нефти в объеме 92 828 тыс.т (таб.) за три года эксплуатации.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т.к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности,

прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения, расчет NPV дает ответ об эффективности варианта в целом.

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений, его значение интерпретируется следующим образом: если $PI > 1$, проект эффективен, если $PI < 1$ – проект не рентабелен.

Показатель – период окупаемости, устанавливаемый временем возмещения первоначальных затрат, так же, как и два предыдущих, чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

5.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Таблица 8 - Экономические условия расчета

Показатели	Ед.изм.	Значение
Количество проведенных ГРП	шт.	10
Дополнительная добыча нефти	тыс.т	92,8
Стоимость одного ГРП, тыс.руб.	тыс.руб.	3244,056
Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб/т	6000
Норма дисконта	%	15
Расчетный период	год	3

Таблица 9 - Данные для расчета экономической эффективности

Сква жи- на	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	2007г.		2008г.		2009г.				
			Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут			
4006	4,7	12,0	10,6	24	10,0	23	9,0	21	5146,5	11552,3	6405,8
4025	3,0	7,4	12,6	27	11,8	26	10,7	23	3285,0	8869,5	5584,5
2806	4,9	12,5	14,8	34	13,9	32	12,5	29	5365,5	13030,5	7665,0
4002	7,1	9,0	15,4	17	14,5	16	13,0	15	7774,5	17574,8	9800,3
2805	3,2	7,5	7,9	17	7,4	16	6,7	14	3504,0	12811,5	9307,5
2792	12,0	31,4	21,7	50	20,4	47	18,4	43	13140,0	29017,5	15877,5
2758	5,0	13,6	18,4	44	17,3	41	15,6	37	5475,0	11935,5	6460,5
2814	23,5	52,0	38,8	76	36,5	71	32,8	64	25732,5	40296,0	14563,5
3786	4,3	14,8	9,2	28	8,6	26	7,8	24	4708,5	10676,3	5967,8
2817	18,4	37,7	34,6	63	32,5	59	29,3	53	20148,0	31317,0	11169,0
ИТОГО по скважинам:									94280	187081	92828

Расчет затрат на процесс проведения ГРП на одну скважину сделан на основании сметы затрат и нормативов.

Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 6000 руб/т. Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

$$V_t = (C_n \cdot Q_n), (5.1.)$$

где, C_n – цена реализации в t -ом году, руб./т; Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

$$V_1 = 35\,734 \cdot 6\,000 = 214\,404\,000 \text{ руб., за 2007 год}$$

$$V_2 = 31\,704 \cdot 6\,000 = 190\,224\,000 \text{ руб., за 2008 год}$$

$$V_3 = 25\,391 \cdot 6\,000 = 152\,346\,000 \text{ руб., за 2009 год}$$

Прирост выручки за 3 года составил 556 974 000 рублей.

Эксплуатационные затраты

При оценке вариантов разработки эксплуатационные затраты могут быть определены по видам расходов – статьям затрат или элементам затрат. Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей.

Таблица 17 - Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,05
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	10,3
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	71,5
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	306,8
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,4
Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./т.	360,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./т.	108,7
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	544,8
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	15,1

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

$$З_{об} = 306\,790 \cdot 10 = 3\,067\,900 \text{ руб. за 1 год.}$$

$$З_{об} = 3\,067\,900 \cdot 3 = 9\,203\,700 \text{ руб. за 3 расчётных года.}$$

Затраты на энергию по извлечению дополнительной жидкости после ГРП на каждый год расчётного периода:

$$З_{эл/эн} = 72\,336,1 \cdot 5,05 = 365\,297,3 \text{ руб., за 2007г.}$$

$$З_{эл/эн} = 64\,178,2 \cdot 5,05 = 324\,099,9 \text{ руб., за 2008г.}$$

$$З_{эл/эн} = 51\,398,7 \cdot 5,05 = 259\,563,4 \text{ руб., за 2009г.}$$

Итого энергетические затраты за 3 года – 948 960,6 руб.

Затраты по искусственному воздействию на пласт(закачка воды) на каждый год расчётного периода:

$$З_{зак} = 72\,336,1 \cdot 76,9 = 5\,562\,646,1 \text{ руб., за 2007г.}$$

$$З_{зак} = 64\,178,2 \cdot 76,9 = 4\,935\,303,6 \text{ руб., за 2008г.}$$

$$З_{зак} = 51\,398,7 \cdot 76,9 = 3\,952\,560,1 \text{ руб., за 2009г.}$$

Итого затраты по закачке воды за 3 года – 14 450 509,7 руб.

Затраты на сбор и транспорт нефти на каждый год расчётного периода:

$$З_{сб.} = 72\,336,1 \cdot 10,3 = 745\,061,8 \text{ руб., за 2007г.}$$

$$З_{сб.} = 64\,178,2 \cdot 10,3 = 661\,035,4 \text{ руб., за 2008г.}$$

$$З_{сб.} = 51\,398,7 \cdot 10,3 = 529\,406,6 \text{ руб., за 2009г.}$$

Итого затраты на сбор и транспорт нефти за 3 года – 1 935 503,8 руб.

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

$$З_{\text{подг}} = 72\,336,1 \cdot 71,5 = 5\,172\,031,1 \text{ руб., за 2007г.}$$

$$З_{\text{подг}} = 64\,178,2 \cdot 71,5 = 4\,588\,741,3 \text{ руб., за 2008г.}$$

$$З_{\text{подг}} = 51\,398,7 \cdot 71,5 = 3\,435\,779,4 \text{ руб., за 2009г.}$$

Итого затраты на подготовку нефти за 3 года – 13 435 779,4 руб.

Затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) на каждый год расчётного периода:

$$З_{\text{ПРС}} = 72\,336,1 \cdot 360,4 = 26\,069\,930,4 \text{ руб., за 2007г.}$$

$$З_{\text{ПРС}} = 64\,178,2 \cdot 360,4 = 23\,129\,823,3 \text{ руб., за 2008г.}$$

$$З_{\text{ПРС}} = 51\,398,7 \cdot 360,4 = 18\,524\,091,5 \text{ руб., за 2009г.}$$

Итого затраты на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС) за 3 года – 67 723 845,2 руб.

Текущие затраты в целом:

$$З_{\text{тек.}} = З_{\text{об}} + З_{\text{эл/эн}} + З_{\text{зак}} + З_{\text{сб}} + З_{\text{подг}} + З_{\text{ПРС}}$$

$$З_{\text{тек}} = 40\,982\,866,7 \text{ руб., за 2007г.; } З_{\text{тек}} = 36\,706\,903,5 \text{ руб., за 2008г.; } З_{\text{тек}} = 30\,008\,528,7 \text{ руб., за 2009г.}$$

Итого текущие затраты в целом за 3 года – 107 698 298,9 руб.

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных

мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

В том числе, оборудование, предлагаемое подрядчиком, для выполнения операций ГРП: 4 насосных агрегата; блендер; песковоз; манифольд; станция управления и контроля; лаборатория; комплект трубы НКТ; колонная головка; извлекаемый пакер; скрепер.

Персонал для проведения необходимого проектирования: инженер - геолог ГО; лаборант.

Персонал для проведения фрак-операции, состав группы ГРП: руководитель работ по ГРП; 2 оператора блендера; 8 операторов насосных агрегатов; оператор станции управления и контроля; 2 машиниста автогидроподъёмника; оператор песковоза.

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в табл. 10.

Таблица 10 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000

Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м³	5500
Проппант	руб./ т.	54545
Проппант Боровичи	руб./ т.	22600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

Итого стоимость одного гидроразрыва пласта равна 3 244 056 рублей и внесена в таблицу экономические условия.

Прибыль от реализации

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому в расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения:

$$P_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - H_t}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (5.2.)$$

где, P_t - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия; B_t – выручка от реализации продукции;

$\mathcal{E}_t$ - эксплуатационные затраты с амортизацией; H_t - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tr – соответственно текущий и расчетный год.

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

$$З_{\text{эсп.}} = З_{\text{тек}+n} + А_{\text{скв.}}$$

$З_{\text{эсп}} = 80\,152\,997,2$ руб., за 2007г.; $З_{\text{эсп}} = 71\,470\,646,5$ руб., за 2008г.;
 $З_{\text{эсп}} = 57\,876\,772,2$ руб., за 2009г.

Итого за 3 года расчётного периода – 209 500 415,9 руб.

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$P_t = B_t - (З_{\text{эсп}} + Н_{\text{ндс}} + Н_{\text{акц}} + Н_{\text{им}})$$

$P_1 = 98\,177\,146,8$ руб., за 2007г.; $P_2 = 86\,749\,683,3$ руб., за 2008г.; $P_3 = 68\,840\,022$ руб., за 2009г.

Итого за 3 года расчётного периода – 253 766 852,1 руб. Налог на прибыль на каждый год расчётного периода: $Н_{\text{пр}} = 98\,177\,146,8 \cdot 24/100 = 23\,562\,515,2$ руб., за 2007г. $Н_{\text{пр}} = 86\,749\,683,3 \cdot 24/100 = 20\,819\,923,9$ руб., за 2008г. $Н_{\text{пр}} = 68\,840\,022 \cdot 24/100 = 16\,521\,605,3$ руб., за 2009г. Итого за 3 года расчётного периода – 60 904 044,4 руб. Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$P_{\text{пр}} = P_t - Н_{\text{пр}}$$

$P_{\text{пр}} = 74\,614\,631,6$ руб., за 2007г.; $P_{\text{пр}} = 65\,929\,759,4$ руб., за 2008г.;
 $P_{\text{пр}} = 52\,318\,416,7$ руб.

Итого за 3 года расчётного периода – 192 862 807,7 руб.

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

$P_{\text{пр.диск.}} = 64\,882\,288,3$ руб., за 2007г.; $P_{\text{пр.диск.}} = 57\,330\,225,5$ руб., за 2008г.;

$P_{\text{пр.диск.}} = 45\,494\,275,4$ руб.

Итого за 3 года расчётного периода – 167 706 789,2 руб.

5.3. Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

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

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (5.3.)$$

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

At – амортизационные отчисления в t-м году;

Kt - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;
Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на каждый год расчётного периода:

NPV1 = 47 162 043,6 руб., за 2007г.; NPV2 = 40 585 269,1 руб.; NPV3 = 30 284 029,2 руб.

Итого NPV за 3 года расчётного периода – 118 031 341,9 руб.
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:

$$\sum_{t=1}^T (Pt + At) / (1 + E_n)^{t-tp}$$

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^{t=1} K_t / (1 + E_H)^{t-tp}}{T}. \quad (5.4.)$$

Определим индекс доходности (PI) :

$$PI = (56\,058\,867,7 / 1,15) / (32\,440\,560 / 1,15) = 1,7$$

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:

$$\sum_{t=1}^{t=tp} \frac{(It + At) - Kt}{(1 + E_H)^{t-tp}} = 0, \quad (5.5.)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$Пср = 192\,862\,807,7 / 36 = 5\,357\,300,2$ руб/мес. Определим период окупаемости проведённого ГРП: $Пок = 32\,440\,560 / 5\,357\,300,2 = 6$ мес. = 0,5 года.

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

5.4. 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 ущемляющих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах „N” месторождения, приведена в табл. 11.

Таблица 11 - Экономическая оценка эффективности проекта

Показатели	2007г.	2008г.	2009г.
Прирост добычи нефти, тыс.т	35,7	31,7	25,4
Прирост выручки от реализации, млн.руб.	214,4	190,2	152,3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	80,1	71,4	57,8
Сумма налогов и платежей, млн.руб.	101,2	89,7	71,7
Прибыль предприятия, млн.руб.	74,6	65,9	52,3
Поток денежной наличности (NPV), млн.руб	47,1	40,5	30,2
Индекс доходности (PI), доли ед	1,7		
Срок окупаемости, год	0,5		

5.5. Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), период окупаемости вложенных средств (смотри таблицу 12). Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной табл. 12.

Таблица 12- Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

Показатели	Ед. изм.	Варианты	
		без ГРП	с ГРП
Проектная добыча нефти	тыс.т	94,3	187,1
Проектный срок разработки	годы	3	3
Накопленная закачка воды	тыс.м ³	420,4	420,4
Эксплуатационные затраты с учетом амортизационных отчислений	млн. руб.	198,9	408,4
Дисконтированный поток наличности	млн. руб.	106,4	224,5
Индекс доходности	ед.	-	1,7
Срок окупаемости	годы	-	0,5

Вывод:

По результатам расчётов эффективным по основным экономическим параметрам является вариант с применением ГРП, при котором инвестор получает дополнительный дисконтированный доход в размере 118,031 млн. руб., дисконтированный доход государства составит 195,8 млн.руб. за 3 года. При осуществлении гидравлического разрыва пласта дополнительная добыча за 3 года составит 92,8 тыс. т нефти.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4Г	Сагимбаеву Амиржану Кайратовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

4. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочим местом является „N” месторождение (ХМАО). 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. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

4. 1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: физико-химическая природа вредности, ее связь с разрабатываемой темой; действие фактора на организм человека; предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации	Вредные факторы: -повышенный уровень шума и вибрации; -неудовлетворительные метеоусловия; -тяжесть и напряженность физического труда. Опасные факторы:
--	--

проектируемого решения в следующей последовательности: механические опасности (источники, средства защиты; термические опасности (источники, средства защиты); электробезопасность	-опасность механических повреждений; -поражение электрическим током; -термическая опасность.
5. Экологическая безопасность: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).	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.
6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий.	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
7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий).
Перечень графического материала	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Г	Сагимбаев Амиржан Кайратович		

6 Социальная ответственность

ВВЕДЕНИЕ

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 „N” (ХМАО) месторождения важно обеспечивать безопасность сотрудников. Забота о жизни и здоровье своих работников является приоритетным направлением для компании. Все это требуется внимательного изучения проектной литературы, составления свода правил по технике безопасности, обеспечение своих сотрудников необходимым инвентарем

Производственная безопасность

Проведен анализ вредных и опасных факторов, которым подвергается человек во время проведения гидравлического разрыва пласта - таблица 11.

Таблица 11 – 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	1.Движущиеся машины и механизмы. 2.Подвижные части производственного	1. МР 2.2.7.2129-06. 2. СанПиН 2.2.4.3359-16. 3. СанПиН 2.2.4.1191-03.

	уровень вибрации. 3.Повышенный уровень электромагнитных излучений.	оборудования. 3.Уровень воздействия вредных химических веществ. 4.Повышенная напряженность электрического поля.	4. ГН 2.2.5.2308 – 07. 5. ГОСТ Р 12.1.019- 2009 ССБТ. 6. ГОСТ Р 22.3.03-94 7. ГОСТ 12.2.049-80. 8. ГОСТ Р ИСО 6385- 2007. 9. ГОСТ 12.1.012-90.
--	--	--	---

6.1 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 12.

Таблица 12 -Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории в условиях крайнего севера в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат*

Температура воздуха, °С	Энерготраты, 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, воздухонепроницаемости, 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 13). 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 13– 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		

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
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		
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 14.

Таблица 14 - 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

6.2 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.

6.3 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-магнмвые 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.

6.4 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. Причиной 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.

6.5 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 нефтегазовым 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, которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с. 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.

Вывод

Целью гидроразрыва пласта является интенсификация текущей нефтедобычи при разработке низкопроницаемых залежей и повышения в конечном итоге коэффициента нефтеотдачи по месторождению.

Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;

- использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи

с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;

- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;

- недостаточная геологическая изученность месторождений; - сложное геологическое строение объектов разработки;

Разработка нерентабельных и низкорентабельных залежей — основная задача гидроразрыва пласта.

На месторождении „N” (ХМАО) технология гидроразрыва пласта стала внедряться с 2001 года и в настоящий момент имеет стабильный эффект.

Применение гидроразрыва пласта на „N” месторождении (ХМАО) имеет наиболее значительные перспективы: ввиду высокой доли запасов низкопродуктивных залежей, так как высокопродуктивные залежи в достаточной степени выработаны.

Заключение

В данной дипломной работе были проанализированы методы интенсификации нефтеотдачи на „N” месторождении (ХМАО). Приведены общие сведения о месторождении, геолого-физической характеристике, анализ разработки.

Наибольшей накопленной дополнительной добычей нефти характеризуются мероприятия по ГРП, что объясняется благоприятными факторами для их проведения (наличие чисто нефтяной зона пласта, отсутствие водонасыщенных интервалов).

Новые технологии проведения ГРП, в частности пенное ГРП, показало свою перспективность.

Скважины ГС МСГРП характеризуются значительно более высокими показателями эксплуатации в сравнении с традиционными ГС. При бурении ГС МСГРП применяются методы современной геонавигации. Работы выполняются при строжайшем контроле на каждом этапе. Процесс создания трещин на участках ГС контролируемый.

Наибольшей удельной дополнительной добычей характеризуются методы ГС МСГРП и БГС МСГРП – 19,2 тыс.т/скв и 7,6 тыс.т/БС соответственно.

Эффект от работы по оптимизации режимов работы скважин высокий и свидетельствует об эффективной работе системы ППД. Наиболее массово оптимизации проводятся на участках, где разработка ведется около трех лет, а осуществление закачки ведётся на протяжении двух лет.

Наблюдается повышение эффективности (с 2013 года) от применения методов выравнивания профилей приемистости и притока за счёт подбора оптимального размера оторочки, а также за счёт корректного подбора участков, характеризующихся высокой степенью выработки запасов и обводненностью добываемой продукции более 50%.

Остальные методы на „N” месторождении широко не распространены и имеют второстепенный характер.

На перспективу требуются МУН и ГТМ, направленные на:

- увеличение продуктивности скважин в условиях низкопроницаемого коллектора – ГРП, ГС МСГРП;
- реализацию эффекта от ППД – оптимизация работы глубинно-насосного оборудования;
- увеличение охвата вытеснением, путем селективного отключения высоко проницаемых, обводнённых интервалов и вовлечение низко проницаемых – ВПП;
- апробацию новых технологий.

Список литературы

1. Г.А. Габриэляц «Геология нефтяных и газовых месторождений». М.:Недра, 1984 г.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
3. Гидрогеология СССР том 16. Западно-Сибирская равнина. М.: Недра, 1970. 368 с.
4. Геологический отчёт по Приобскому месторождению за 1998 г.
5. 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.
6. 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.
7. Паникаровский В.В., Паникаровский Е.В., Шуплецов В.А., Клещенко И.И. Состав для обработки призабойной зоны пласта // Патент России № 2276724. Оpubл. 20.05.2006. — Бюл. №14.
8. Аширов К.Б., Выжигин Г.Б. Оценка эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах, Нефтяное хозяйство, 1992 -№7.-С. 28.
9. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980. - 202 с.
10. Амиян В. А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин, М.: Недра. 1970. — 279 с.
11. Сургучев М.Л., Калганов В. И., Гавура А. В. и др. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра. 1987. — 230 с.

12. Мартос В.Н. Новая технология интенсификации притока жидкости в глубоких скважинах //ВНИИОЭНГ, РНТС Серия «Нефтепромысловое дело». 1972. № 2. С. 30-32.

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

14. Сургучев М.Л., Кузнецов О. Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое тепловое циклическое воздействие на пласт. М.: Недра. 1975. 195 с.