

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Методы интенсификации добычи нефти на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.6(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Сутурина Кристина Алексеевна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение 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, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (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), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
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)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
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)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обработать 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)
в области проектной деятельности		
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-е)

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Сутуриной Кристине Алексеевне

Тема работы:

Методы интенсификации добычи нефти на Первомайском нефтяном месторождении

Утверждена приказом директора (дата, номер)	
---	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Пакет технологической информации по Первомайскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.</p>
--	--

<p>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></p>	<p>Введение 1. Общие сведения о месторождении 2. Геологический раздел 3. Анализ состояния разработки Первомайского нефтяного месторождения 4. Методы интенсификации добычи нефти 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Карта – схема расположения Первомайского месторождения 2. Тектоническая карта Мезозойского – Кайнозойского чехла 3. Добыча нефти на Первомайском месторождении 4. Добыча жидкости на Первомайском месторождении 5. Динамика фонда скважин ЦДНГ-8 6. Распределение фонда скважин по способу эксплуатации 7. Схема расположения оборудования при проведении кислотной обработки 8. Зависимость обводненности после проведения СКО от обводненности до проведения СКО 9. Зависимость дебита нефти после проведения СКО от дебита нефти до проведения СКО 10. Применение ГРП 11. Схема расположения оборудования при ГРП 12. Устройство для ГРП 13. Доля отборов нефти после проведения ГРП 14. Кумулятивные перфораторы 15. Пулевые перфораторы 16. Гидропескоструйные перфораторы 17. Сравнение показателей работы скважин от проведения дополнительной перфорации
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Макашева Ю.С.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Абраменок Н.С.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Орлова Ю.Н.</p>	<p>к.ф.-м.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>3-2Б43Т</p>	<p>Сутурина Кристина Алексеевна</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.04.2018	Общие сведения о месторождении	15
24.04.2018	Геологический раздел	15
30.04.2018	Анализ состояния разработки Первомайского месторождения	20
24.05.2018	Методы интенсификации добычи нефти	30
18.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2018	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Сутуриной Кристине Алексеевне

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость реализованной нефти по отчетным данным предприятия; Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Средняя стоимость проведения ГРП
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль составляет 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет общего индекса доходности за 4 года; Расчет общего прироста потока денежной наличности от проведения ГРП за 4 года
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет бюджетной эффективности проекта за 4 года
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности от проведения ГРП

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Сутурина Кристина Алексеевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б43Т	ФИО Сутуриной Кристине Алексеевне
-------------------	--------------------------------------

Школа Уровень образования	ИШПР Бакалавр	Отделение Направление/специальность	ОНД Нефтегазовое дело
------------------------------	------------------	--	--------------------------

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Методы интенсификации добычи нефти на Первомайском нефтяном месторождении
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность:	<p>1.1 Анализ выявления вредных факторов при проведении ГРП: - вредные вещества; - повышенный уровень шума; - меры защиты рабочего персонала от вредных факторов</p> <p>1.2 Анализ выявления опасных факторов при проведении ГРП: - Электрический ток; - Меры защиты рабочего персонала от опасных факторов</p>
2. Экологическая безопасность:	<p>2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p> <p>2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</p> <p>2.3 Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы)</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>3.1 Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>3.2 Выбор наиболее типичной ЧС;</p> <p>3.3 Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>3.4 Разработка действия в результате ЧС и мер по ликвидации ее последствий</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	- специальные правовые трудовые нормы трудового законодательства

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Сутурина Кристина Алексеевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 82 страницы, 17 рисунков, 4 таблицы и 18 источников.

Ключевые слова: месторождение, нефть, гидравлический разрыв пласта, интенсификация, добыча, скважина.

Объектом исследования является Первомайское нефтяное месторождение.

Цель работы – анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти, применяемых на Первомайском нефтяном месторождении, и оценка их эффективности.

В работе приведены общие сведения о Первомайском месторождении, геологическая характеристика и анализ состояния месторождения. Также в работе приведено описание методов интенсификации добычи нефти, применяемое оборудование на месторождении и анализ эффективности этих методов.

В экономической части представлен расчет экономической эффективности проведения ГРП.

В работе имеется также охрана окружающей среды, уделено внимание изучению вредных и опасных факторов, влияющих на человека и окружающую среду.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Презентация создана в программа Microsoft Power Point.

В данной работе применены следующие сокращения:

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважины;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ШГН – штанговый глубинный насос;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗС – призабойная зона скважины;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества.

Содержание

Введение.....	12
1. Общие сведения о месторождении.....	13
2. Геологический раздел.....	16
2.1 Стратиграфия.....	16
2.2 Тектоника.....	18
2.3 Нефтегазность.....	21
2.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов.....	25
2.5 Физико-химические свойства и состав пластовой жидкости и газа.....	26
3. Анализ состояния разработки Первомайского нефтяного месторождения.....	31
4. Методы интенсификации добычи нефти.....	38
4.1 Кислотная обработка.....	39
4.2 Гидравлический разрыв пласта.....	44
4.3 Методы воздействия на пласт с использованием перфораторов.....	56
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	62
6. Социальная ответственность.....	70
Заключение.....	80
Список использованных источников.....	81

Введение

В данной работе рассматривается применение методов интенсификации добычи нефти на Первомайском месторождении. Для месторождений с высокой выработкой запасов эта тема является актуальной.

Во всем мире эффективность добычи нефти из нефтеносных пластов с нынешней промышленной разработкой считается неудовлетворительной. От первоначальных геологических запасов нефти в нефтенасыщенных пластах остается большой объем сырья – от 50 до 70%. Остаточные запасы нефти по нескольким разрабатываемым месторождениям изменяются в более широком диапазоне (40 – 90%) в зависимости от сложности по условиям и по строению разработки.

В последнее время все большее внимание уделяется методам интенсификации добычи нефти.

Целью данной работы является анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти на примере Первомайского нефтяного месторождения и оценка их эффективности.

Задачи выпускной квалификационной работы: изучить геологические характеристики месторождения, текущее состояние разработки, рассмотреть методы и оценку эффективности методов, применяемых на месторождении, и оценить экономическую эффективность проведения ГРП.

1. Общие сведения о месторождении

В административном отношении Первомайское нефтяное месторождение своей большей (южной) частью расположено в Каргасокском районе Томской области, его меньшая (северная), часть находится на территории Сургутского района Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа в 600 км к северу от города Томска (рис. 1). В геолого-тектоническом отношении месторождение относится к Каймысовскому своду. Каймысовский свод – один из крупных положительных структур юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Географически Первомайское месторождение находится на водоразделе левых притоков реки Оби: Большого и Малого Еганов, которые текут в северо-западном направлении, а также Васюгана, текущего на восток.

Если рассказывать о климате района, то он резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Среднегодовая температура составляет 25°C . Абсолютный минимум зимой достигает минус 55°C , а абсолютный максимум летом составляет 33°C . Местность представляет собой сильно заболоченную равнину, покрытую болотной, лесной и реже всего луговой растительностью. Отметки рельефа изменяются в пределах от 65 до 115 м. Территория относится к зоне избыточного увлажнения, так как количество осадков достигает 350 – 630 мм. Их распространения является неравномерным по месяцам. Максимум приходится на летний период: июль – август и зимний период: декабрь – январь. Во второй половине октября происходит на реках ледостав, в мае происходит его вскрытие. Из этого получается, что озера замерзают раньше, вскрываются позже.

Ближайшим к месторождению населенным пунктом является город Стрежевой. Город Стрежевой является центром нефтедобывающей промышленности Томской области. От Первомайского месторождения он расположен северо-восточнее, в 215-ом км от него. В городе имеется акционерное общество «Васюганнефть», «Томскнефть» и «Стрежевойнефть»,

ведущие разработку месторождения. В 20-ом км восточнее от Первомайского месторождения находится вахтовый поселок Пионерный. Через поселок Пионерный проходит насыпная грунтовая дорога с бетонным покрытием, соединяющая его с Игольско-Таловым месторождением и городом Стрежевым, а зимой действует зимник, соединяющий его с городом Томском. В поселке Пионерный имеется аэродром с взлетной полосой с бетонным покрытием, принимающий самолеты типа Ан-24, Ан-26. Доставка грузов осуществляется в основном в весенне-летний период речным транспортом по рекам Обь и Васюган. К Первомайскому месторождению подходит ЛЭП (линия электропередач). В поселке Пионерный расположены ремонтно-механические мастерские нефтегазодобывающего управления и база обслуживания бурения.

В 290-ом км к востоку, на берегу реки Оби находится районный центр – село Каргасок. Плотность населения низкая. Основное население составляют русские, в меньшей степени – украинцы и татары.

В западной части Каргасокского района, развиты лесная и нефтедобывающая промышленности. Здесь находятся газовые и нефтяные месторождения. Помимо Первомайского месторождения, в группу разрабатываемых месторождений входят: Западно – Катильгинское, Озерное, Катильгинское, Лонтынъ – Яхское и Оленье месторождения. Нефть из этих месторождений поступает по нефтепроводу Пионерный – Раскино в магистральный нефтепровод. Для обустройства буровых строительными материалами являются - гравий, глина, песок и лес. Источниками водоснабжения могут быть как естественные водоемы (реки, озера), так и водозаборные скважины, глубина которых составляет до 100 – 200 м (рис. 1).

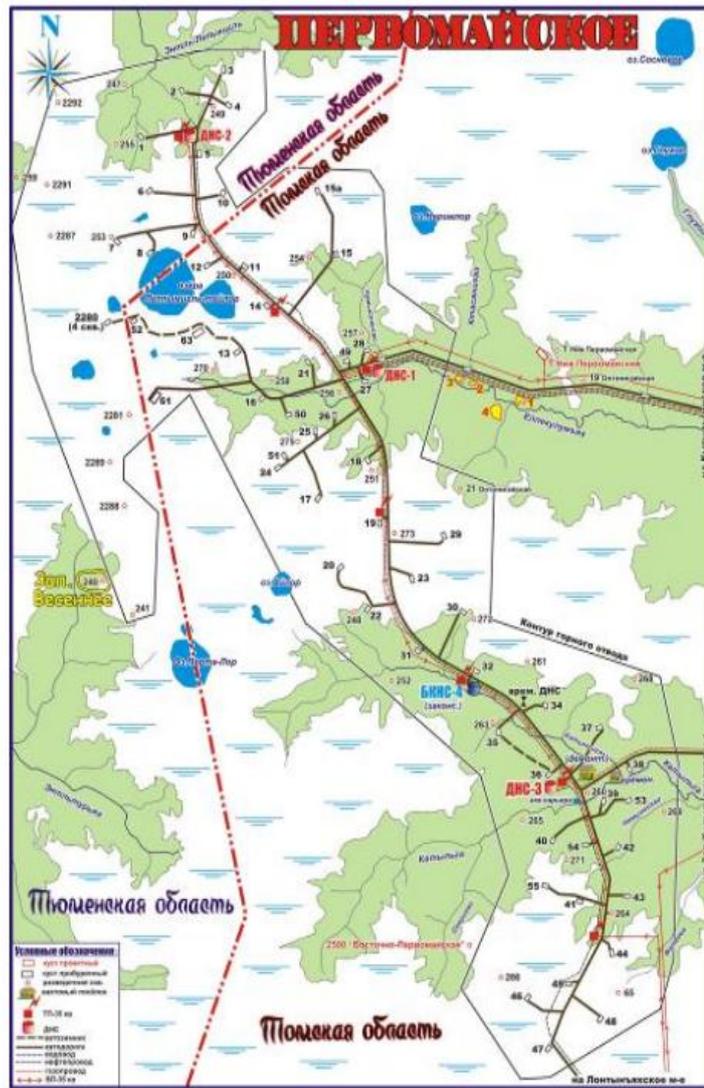


Рисунок 1 - Карта – схема расположения Первомайского месторождения.

2. Геологический раздел

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении района работ и Первомайского месторождения принимают участие отложения Палеозойского складчатого фундамента, которые перекрыты несогласно мезозойско-кайнозойскими отложениями осадочного платформенного чехла. Отложения осадочного чехла имеют мощность от 2500 до 3000 м в глубоко погруженных зонах. Продуктивные пласты находятся в юрской системе в васюганской свите. На основании глубокого бурения и корреляционных схем проведено стратиграфическое расчленение разреза (рис. 2). Корреляционные схемы утверждены Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1969 году.

Палеозойская группа (PZ)

На Первомайском месторождении рядом вскрыты палеозойские образования, которые находятся рядом с поисковыми и разведочными скважинами. Глубина вскрытия палеозойских образований составляет от 2530 до 2670 м, а толщина составляет от 45 до 245 м. Верхняя литологическая часть палеозоя сложена различными типами пород.

Эти породы являются метаморфизованными – песчаники, алевролиты и аргиллиты. Попадаются иногда наличия коры выветривания в кровле. Эта кровля представлена каолинизированными глинистыми породами. Один из сейсмических горизонтов Φ_2 приурочен к кровле палеозойских образований.

Мезозойская группа (MZ), Юрская система J

Отложения юрской системы разделяются на три свиты:

- 1) Васюганская,
- 2) Тюменская,
- 3) Баженовская.

Васюганская свита J₂₋₃ vs

Васюганская свита перекрывает тюменская свиту прибрежно-морскими отложениями. Васюганская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю, которая представлена тёмно-серыми аргиллитами, и верхнюю, которая сложена песчано-глинистыми породами. Песчано-алевролитовые пласты верхне-васюганской подсвиты слагают регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые. В кровле горизонта Ю₁ обычно залегают зеленовато-серые глауконитовые песчаники барабинской пачки. Эти песчаники плотные, крепкоцементированные, мощностью от десятков сантиметров до 1 - 2 м. Мощность верхне-васюганской подсвиты составляет 60 - 75 м. Нижне-васюганская подсвита представлена темно-серыми аргиллитами, участками крепкими алевролитистыми, плитчатыми. Мощность нижне-васюганской подсвиты составляет 15 – 25 м.

Тюменская свита (средняя+нижняя) J₁₋₂ tm

Отложения тюменской свиты занимают нижнее положение в составе платформенного чехла, а также залегают на выветренной и размывтой поверхности с резким стратиграфическим и угловым несогласием. Отложения этой свиты представлены неравномерным переслаиванием темно-серых и серых аргиллитов, а также серых, светло-серых песчаников, углистых и крепких алевролитов и др. Толщина свиты составляет 220 – 290 м.

Баженовская свита J₃ dg

Морские отложения баженовской свиты отвечают максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Четко прослеживаемые отложения представлены битуминозными темно-серыми аргиллитами с коричневым оттенком до черных, участки - тонкоплитчатые. Сейсмический горизонт Первомайского месторождения приурочен к подошве свиты. Именно он является одним из основных отражающих горизонтов по Томской области.

Мощность свиты составляет 10 – 15 м. Меловая система, в составе платформенных отложений, является очень значительной по полноте и мощности. Толщина составляет от 1800 до 1900 м. У баженовской свиты есть 2 яруса: верхний и нижний. В составе имеется 8 свит.

2.2 Тектоника

В тектоническом плане Первомайское месторождение расположено в пределах Каймысовского свода и приурочено к Весеннему и Первомайскому локальным поднятиям, которые осложняют центральную часть Нововасюганского вала.

С запада и юга к Каймысовскому своду примыкают Юганский прогиб и Нюрольская впадина, с востока – Колтогорский мегапрогиб. На севере Каймысовский свод узким прогибом отделяется от Нижневартовского свода.

Каймысовский свод является одной из крупных структур юго–восточной части плиты. Также Каймысовский свод является структурой унаследованного развития. Каймысовскому своду в фундаменте соответствует Верхне-Васюганский антиклинорий, выделяющийся четкими аномалиями в гравитационном и магнитном полях.

Этот свод имеет сложное строение, он разделен прогибами, небольшими впадинами, седловинами, также осложнен рядом положительных структур II-ого и III-его порядка. Структурами II-ого порядка в пределах мегавала являются: Моисеевский, Катыльгинский, Карандашовский, Нововасюганский и Ларломкинские валы. В пределах структур II-ого порядка и в депрессионных зонах развиты структуры III-его порядка. На структурном плане Каймысовский свод оконтуривается изогипсой – 2650 м по отражающему сейсмическому горизонту II-ого порядка (рис. 2). На структурах II-ого порядка абсолютные отметки сводовых тектонических элементов составляют 2300 - 2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, с оконтуривающей изогипсой 2600 - 2650 м. Размеры Каймысовского свода составляют 215*60 - 112 км,

амплитуда поднятия 350 м. Нововасюганский вал находится в центральной части Каймысовского свода, имеет субмеридиональное простирание.

Амплитуда поднятия – 200 м, размеры по длинной оси – 90 – 95 км, по короткой оси – 15 – 30 км. Вал осложнен локальными элементами – куполами, структурными мысами, поднятиями и т.д. По периферии II-ого порядка расположен ряд положительных структур III-его порядка. Южная периклиналь положе северной.

Западнее расположена небольшая Мало-Махнинская структура, к западу, обрамляя Первомайское поднятие с севера, Махнинская группа поднятий. Она также образована цепочкой из трех пологих поднятий, имеющих северо-западное направление. Амплитуда поднятий достигает 50 м при оконтуривающей изогипсе – 248 м (рис. 2).

Еллекулун-Яхская структура расположена северо-западнее Первомайского поднятия. Она имеет вид куполовидной складки, оконтуренная изогипсой – 2300 м с размерами 6*4,6 км, амплитудой 70 м. Простирание складки субмеридиональное. Еллекулун-Яхская структура утратила свое первоначальное название и включена в состав Весеннего локального поднятия.

Крайнее северо-западное положение занимает Весеннее локальное поднятие. Северо-западная часть Весеннего поднятия представляет собой обособленную структурную цепочку небольших поднятий с общим северо-восточным простиранием. Размеры этой поднятой зоны по оконтуривающей изогипсе - 2400м составляют 9,5*2 - 3,2 км, амплитуда составляет 50 м.

Ее южная часть осложнена структурным мысом субмеридионального простирания. Структурный мыс продолжает структурную гряду в южном направлении в зону сочленения с Западно-Весенним поднятием. Западно-Весеннее поднятие по горизонту II-ого порядка оконтуривается изогипсой - 2450 м, размеры его 7*1 - 2,4 км. Поднятие осложнено двумя небольшими куполами.

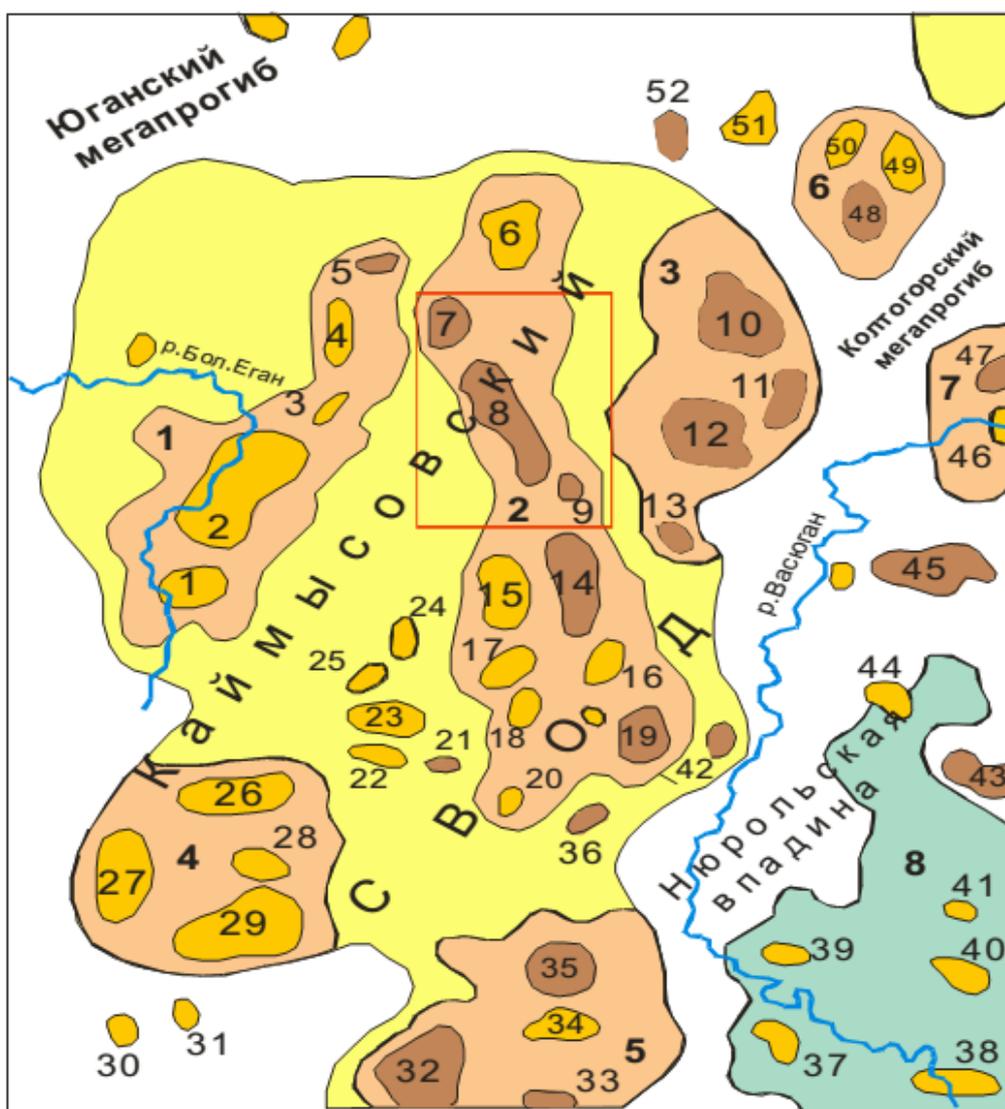
Следующая изогипса – 2470 м. Она объединяет Западно-Весеннее поднятие с северо-западной частью Весеннего поднятия. Подошва нефтенасыщенной части пласта отбивается на отметке – 2449 м.

В связи с этим в настоящей работе залежи Западно-Весенней и Первомайской площади представлены отдельно.

Элементы разрывной тектоники присутствуют в платформенном чехле и в палеозойском фундаменте. В палеозойском фундаменте выделяется ряд глубинных разломов. Эти разломы образуют собой ромбовидную сетку, ее основные направление – северо-восток и северо-запад.

Для этого района характерны узкие и мелкие грабены.

В платформенный чехол проникают малоамплитудные тектонические нарушения, затухая в большинстве случаев, в юрских отложениях.



- Положительные структуры I порядка
- Положительные структуры II порядка
- Положительные структуры III порядка
- Нефтяные месторождения
- Отрицательные структуры II порядка

Рисунок 2 – Тектоническая карта Мезозойского-Кайнозойского чехла.

2.3 Нефтегазоносность

В состав Каймысовского нефтегазоносного района Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции входит Каймысовский свод по нефтегеологическому районированию. Промышленная нефтеносность месторождения Каймысовского нефтеносного района стратиграфически связана исключительно с отложениями васюганской свиты (J_{2-3} vs), залегающими

непосредственно под региональной покрывкой — аргиллитами баженовской свиты.

Основная залежь в Первомайском месторождении является пластово-сводовой. Эта залежь растягивается с юго-востока на северо-запад и имеет небольшое литологическое ограничение в северо-западной части Весеннего поднятия.

Ее высота составляет от 80 до 100 м. Плоскость ВНК имеет общий региональный наклон с северо-востока на юго-запад. Вторая залежь, приуроченная к Западно-Весеннему локальному поднятию. Она относится к типу пластово-сводовых водоплавающих, а также имеет размеры 5,5*3,5 км и высоту 10 м.

Опробование пласта проведено в двадцати семи скважинах. Пласт вскрыт пробуренными скважинами на глубинах 2444,0 – 2547,2 м, абсолютная отметка 2346,6 - 2462,2 м. В восемнадцати скважинах получены промышленные притоки в чисто-нефтяной зоне. Дебиты нефти через 8 мм штуцер составили 25 - 88 м³/сут, газа 0,9 - 2,7 тыс. м³/сут. В приконтурной скважине №266 был получен приток нефти с пластовой водой дебитами на 4 мм штуцере соответственно 8,8 и 1,8 м³/сут. В скважине №254, которая вскрыла зону ВНК в пределах отдельного северо-восточного купола, дебит нефти через 6 мм штуцер составил 28,7 м³/сут, пластовой воды - 7,2 м³/сут.

В законтурных скважинах при опробовании продуктивного пласта получены притоки чистой пластовой воды и пластовой воды с пленкой нефти. Дебиты пластовой воды составляли от 5,3 м³/сут на динамическом уровне 163 м в скважине №247 до 2,2 м³/сут при переливе в скважине №272.

Аналогичные значения имеют дебиты нефти в поисково-разведочных скважинах в северо-западной части Весеннего участка Первомайского месторождения.

Максимальные фонтанирующие притоки чистой нефти дебитами 57 - 68 м³/сут на 8 мм штуцере (48,60 - 58 т/сут) были получены в скважинах №250, 258 и 256 Весеннего участка и в скважине №241 Западно-Весеннего

месторождения. Немного пониженные притоки (28 - 35 м³/сут на штуцерах 6 - 8мм) получены в скважинах №254 и 253, а в скважине №253 дебит нефти составил 6,7 м³/сут на 4 мм штуцере. Помимо основного пласта Ю₁₋₀, пласт Ю₁₋₁ интерпретируется по данным ГИС, как нефтесодержащий в четырнадцати скважинах. Из этих скважин: 8 скважин - нагнетательные, 4 скважины - добывающие, 1 скважина находится в консервации и 1 скважина - пьезометрическая. Пласт Ю₁₋₁ опробован в скважинах №35, 316 и 536. Положительные результаты получены в скважине №35, работающей на пласт Ю₁₋₁. Пластовые запасы являются непромышленными, и нет достаточного количества опробований, поэтому можно предложить при полном обводнении основного объекта в добывающих скважинах (№241, 314 и 772) произвести опробование пласта Ю₁₋₁ для того, чтобы уточнить его насыщения и в случае положительных результатов присовокупить его к работе.

На восточном склоне Первомайского месторождения плоскость ВНК подсечена в разрезе скважины № 63. По промыслово-геофизическим данным ВНК отбивается на глубине 2423 м. При опробовании пласта выше данной отметки получены притоки безводной нефти, получено 5,8 м³/сут нефти через 3мм штуцер, в процессе исследования на забое отмечено наличие пластовой воды, это свидетельствует о неоднородности насыщения пласта. Притоки пластовой воды с пленкой нефти получены при опробовании пласта в скважинах №251 и 269, где кровля эффективной части залегает на абсолютных отметках 2422,3 - 2422,5 м. Притоки пластовой воды получены в законтурных скважинах №272 и 268 с отметками 2427,3 - 2429,8 м.

Из этого следует что, для восточного склона ВНК, принятый на абсолютной отметке 2423 м, при опробовании пласта выше данной отметки получены притоки безводной нефти. На западном склоне Первомайского месторождения ВНК не подсечен разрезами приуроченных скважин. На западном склоне месторождения ВНК по результатам опробования уверенно устанавливается раздел вода - нефть в интервале отметок от 2440 до 2445 м. При опробовании скважины № 270 в интервале от 2535 до 2545 м получено

37 м³/сут нефти через 8 мм штуцер; в скважине №248 в интервале от 2530 до 2545 м получено 70 м³/сут нефти. В скважинах №265 и 252 наиболее высоко залегает кровля водоносного пласта на отметках 2445,3 м и 2447,4 м. В скважине № 265 при опробовании пласта в интервале от 2544 до 2550 м получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 0,2 м³/сут при переливе, в скважине №252 из интервала от 2548 до 2556 м получен приток пластовой воды 4,4 м³/сут с пленкой нефти. В периклинальных частях залежи ВНК принят на отметках 2423 – 2440 м. При опробовании в интервале от 2536 до 2545 м получено 5,4 м³/сут пластовой воды на динамическом уровне в 163 м. На южной периклинали пробурена скважина №266, вскрывшая пласт в интервале от 2543,3 до 2552,9 м. Данный пласт характеризуется как нефтеводонасыщенный по промыслово-геофизическим данным.

Пласт опробован поинтервально: при опробовании первого интервала 2540 -2548 м получено 7,6 м³/сут нефти и 0,2 м³/сут пластовой воды через 3 мм штуцер, после дострела пласта до глубины 2554 м дебит воды увеличился до 1,8 м³/сут на штуцере 4 мм.

Таким образом, в скважине №266 для выделения эффективной нефтенасыщенной мощности ВНК принят условно по подошве интервала перфорации 1-ого объекта на отметке 2434 м. В пределах залежи наклон плоскости ВНК обусловлен особенностями гидродинамического режима.

Наблюдение в пьезометрических скважинах за статическими уровнями показало значительные различия в величинах напоров краевых вод на восточном и западном погружениях структуры. В скважинах №251, 268 и 272, которые расположены в восточной части залежи, величины напоров составляют соответственно 2526,0, 2528,0 и 2528,7 м; в западной части залежи имеется одна пьезометрическая скважина №252, напор в ней составляет 2509,3 м, т.е. превышение в напорах, составляющее 18 - 20 м, обеспечивает установленную разницу в гипсометрии ВНК.

На Первомайском месторождении в процессе бурения и опробования скважин залежей нефти и газа в ниже- и вышезалегающих частях разреза не

выявлено. В разрезе Первомайского месторождения, кроме продуктивного пласта Ю₁₋₀, опробованы отложения палеозоя тюменской свиты (нижняя и средняя юра), куломзинской, алымской, тарской (нижний мел) и покурской свит (нижний и верхний мел). Отложения палеозоя были опробованы в пяти скважинах. Эти отложения представлены литологически плотными слабопроницаемыми породами.

В скважинах №256 и 257 при опробовании были получены незначительные притоки пластовой воды, в скважине №271 при опробовании в колонне получено 0,7 м³/сут пластовой воды на динамическом уровне в 504 м. В скважинах №263 и 269 при опробовании притока пластового флюида не получено. Аналогичные породы слагают образования фундамента и зону контакта мезозойского и палеозойского комплексов повсеместно в пределах Каймысовского свода. Отложения трещиноватой коры выветривания, служащие коллекторами для углеводородов, не встречены пробуренными скважинами, поэтому палеозойские отложения не представляют интереса в отношении нефтегазоносности. Опробованы пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₆ в отложениях тюменской свиты, получены притоки пластовой воды дебитами до 12 м³/сут при динамическом уровне 1512 м.

По промыслово-геофизическим данным и в результате опробования исследования керна песчаные пласты покурской (ПК₁₋₃), алымской (А₁), киялинской (Б₁₋₆), тарской (Б₇₋₉) и куломзинской (Б₁₂, Б₁₆₋₂₀) свит характеризуется как водоносные.

2.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Исследуемый разрез наунакской свиты, представлен терригенными отложениями континентального генезиса. Условно этот разрез разделяется на 3 пачки Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴, каждая из этих пачек представлена переслаиванием песчаников аргиллитов, алевролитов и углей. Между пачками границы проводятся

очень уверенно, особенно между пачками Ю₁¹ и Ю₁², где их разделяет пласт угля, который получил распространение по всей площади Первомайского месторождения. Корреляция песчаных тел возможна с определенной долей условности только в пределах пачки, и поэтому все песчаные пропластки в пачке называются Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁺⁴. Коллекторами являются, как правило, песчаники в основном, полимиктовые, реже мелкозернистые и кварцево-полевошпатовые, с небольшими прослоями среднезернистых разностей, крепко сцементированные, в различной степени сильно глинистые и известковистые.

По данным исследования керна и интерпретации геолого-геофизических исследований определялись коллекторские свойства продуктивных пластов (проницаемость, нефтенасыщенность и пористость) наунакской свиты Первомайского месторождения. В связи с тем, что продуктивные пласты имеют распространение по всей территории месторождения, керн анализировался и отбирался в разрезах всех скважин. Всего проанализировано 70 образцов, но при построении геологической модели месторождения и подсчете запасов использовались только результаты исследований керна по скважинам, которые находились в пределах залежей (№ 131, 132, 133 и 135), в которых оказалось 69 образцов.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполненных в лабораторных условиях на керновом материале, показывает незначительные вариации пористости в пределах разностей коллекторов при общем их низком значении, проницаемости 0,6 - 11 мд. Коллекторы данного типа по фильтрационно-емкостным свойствам можно назвать уплотненными. Установленный предел коллектора пласта Ю₁² составляет по пористости 10,5%, по проницаемости 0,64 мд.

2.5 Физико-химические свойства и состав пластовой жидкости и газа

На Первомайском месторождении нефть в пластовых условиях характеризуется низкой вязкостью и плотностью, высокой степенью пережатия.

Плотность пластовой нефти изменяется от 0,69 до 0,82 г/см³, в среднем 0,775г/см³. Плотность сепарированной нефти изменяется от 0,807 до 0,878 г/см³, среднее значение - 0,855 г/см³.

В результате дифференциального разгазирования установлено среднее значение плотности, которое составляет 0,85 г/см³. По мере возрастания глубины залегания пласта для залежи наблюдается увеличение среднего значения плотности. В среднем вязкость пластовой нефти составляет 1,12мПа*с, сепарированной нефти в среднем 5,3 мПа*с. Объемный коэффициент, который учитывает на поверхности степень уменьшения объема пластовой нефти, колеблется в пределах 1,20 - 1,45, среднее значение при контактном равно 1,207 и при дифференциальном разгазировании равно 1,17(таблицы 1 – 3).

По результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти в рабочих условиях приводится состав растворенного в нефти газа. Газ относится к жирным и содержит 65,67% метана, а также до 28,11% тяжелых углеводородов, небольшое количество азота, углекислого газа (1,23%) и редких компонентов 2,71%. Среднее значение абсолютной плотность газа равно 1,1г/см³, относительная 1,014 г/см³. Невысокое газосодержание составляет при контактном способе разгазирования 54,61 м³/т и при дифференциальном разгазировании равно 49,7 м³/т.

Закономерное уменьшение величины газосодержания отмечается с глубиной и к поверхности ВНК. В поверхностных условиях нефть характеризуется как легкая, плотность ее составляет в среднем 0,832 г/см³. Нефть сернистая (содержание серы 0,33%), маловязкая и парафинистая с содержанием парафинов 2,7%, имеет низкую температуру кипения 67,5°С и высокий выход легких фракций, которые выкипают до 300°С.

Нефть на Первомайском месторождении относится к нафтеново-метановому типу. По групповому составу нефть содержит ароматические углеводороды - 18,72%, нафтеновые углеводороды - 28,67% и метановые углеводороды - 38,86%. Содержание в нефти асфальтенов в среднем равно

2,31%, сернокислых смол – 18%, силикагелевых - 7,7%. Также нефть по ее химическому составу обладает высокими товарными качествами. Нефть на Первомайском месторождении согласно ГОСТ 11954-66 может быть рекомендована для получения вязких дорожных битумов.

Таблица 1 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти на Первомайском месторождении (пласт Ю₁₋₀)

Компоненты	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделившийся газ	нефть	выделившийся газ	нефть	
Углекислый газ	0,98	0,01	1,12	0,01	0,3
Азот + редкие	2,28	0	2,6	0	0,69
Метан	56,41	0,23	65,67	0,04	17,29
Этан	6,72	0,2	7,44	0,3	2,13
Пропан	15,45	1,82	13,16	3,38	5,96
Нормальный бутан	8,21	3,98	4,74	5,45	5,26
Изобутан	3,93	1,31	2,52	1,96	2,11
Нормальный пентан	2,18	3,75	1	4,08	3,27
Изопентан	2,25	2,91	1,07	3,29	2,71
Гексан					
Гептан	1,59	85,79	0,79	81,49	60,23
Остаток (C ₈₊)	-	-	-	-	-
Молекулярная масса	30,62	180	26,18	173,41	134,65
Плотность:					
- нефти, кг/м ³	-	855	-	850	775
- газа, кг/м ³	1,293	-	1,088	-	-

Продолжение таблицы 1

- газа (относительная по воздуху), кг/м ³	1,056	-	0,903	-	-
---	-------	---	-------	---	---

Таблица 2 - Среднее значение параметров нефти, определенные по поверхностным пробам поисково-разведочных и эксплуатационных скважин

Пласт			Ю ₁ ⁰
Количество проб			89
Плотность, г/см ³			855
Содержание, %	серы		0,33
	парафина		2,7
	асфальтенов		2,31
	смола	сернокислых	18
		силикагелевых	7,7
Вязкость при 20 ⁰ С, мПа*с			6,04
Фракционный состав, %	Н.к.		67,5
	100 ⁰ С		11,9
	150 ⁰ С		22,83
	200 ⁰ С		40,4
	250 ⁰ С		46,2
	300 ⁰ С		57,6

Таблица 3 - Среднее значение параметров нефти, определенные по глубинным приборам поисково-оценочных скважин

Пласт			Ю ₁ ⁰
Количество проб			67
Плотность нефти, г/см ³	пластовой		0,775
	сепарированной	однократное разгазирование	0,855

Продолжение таблицы 3

		дифференциальное разгазирование	0,85
Вязкость, мПа*с	пластовой нефти		1,12
	сепарированной нефти		5,3
Газосодержание, м ³ /т	однократное разгазирование		54,61
	дифференциальное разгазирование		49,7
Объемный коэффициент	однократное разгазирование		1,207
	дифференциальное разгазирование		1,17
Усадка, %			14,84
Давление насыщения, МПа			6,3
Плотность газа, г/см ³	однократное разгазирование		1,38
	дифференциальное разгазирование		1,1

3. Анализ состояния разработки Первомайского нефтяного месторождения

Технологическая схема разработки Первомайского месторождения составлена СибНИИНП и утверждена в 1978 г. Предусматривалось размещение 793 скважин основного фонда (554 добывающих и 239 нагнетательных) по трехрядной блоковой системе с поперечным разрезанием залежи на 17 блоков. Максимальный уровень добычи нефти – 2,7 млн. т/год, рассчитан на восьмилетний период (1985–1992 гг.). С начала разработки предусмотрена закачка воды и механизированный способ эксплуатации. По материалам эксплуатационного и разведочного бурения ЦКЗ РФ в 1992 г. рассмотрены и утверждены результаты пересчета запасов по месторождению.

Начальные балансовые и извлекаемые запасы при этом сократились и составили по категории В+С₁: балансовые –129,8млн.т., извлекаемые – 53,7млн.т. [14].

Проектные решения в течение первых семи лет (1981-1987 гг.) после ввода месторождения в разработку (проект 1978 г.), не выполнялись ввиду отставания по вводу скважин (ежегодно на 7,3 –22,0%). Фактический период реализации максимальной проектной добычи нефти продолжался в течение пяти лет (1988 – 1992 гг.) вместо восьми лет по проекту. При этом первые 4 года фактические уровни добычи превышали максимальный проектный на 272 - 475 тыс.т. (10,1–17,6%). Пик максимальной фактической добычи (3175 тыс.т) пришелся на 1990 г., а 1992 г. стал последним годом реализации проектной добычи (2702,1 тыс.т).

Реализация проектных уровней добычи стала возможной благодаря более высоким фактическим дебитам нефти. Проектные уровни добычи из-за необходимости стабилизации годовых отборов нефти на более длительный срок (согласно требованию РД 1976г.) были искусственно занижены в технологической схеме [14].

Превышение фактических дебитов обусловлено более широким использованием в эксплуатации производительных ЭЦН, вместо предполагавшихся в технологической схеме ШГН. Ежегодная (с 1984 г.) добыча жидкости ЭЦН в среднем в 3,3 раза превышала объем добычи жидкости ШГН. 1993 – 1995 гг. характеризуются ежегодным снижением добычи нефти. В 1993 году падение составило 15,8%, в 1994 и 1995 гг. скорость падения добычи снизилась до 10,2 и 9,7%, соответственно, благодаря массовому проведению на месторождении гидроразрыва. К концу 1995 года фактический дебит действующих скважин по нефти превышал проектный на 26,5%, по жидкости - на 25,1%, при меньшей фактической обводненности на 1,1%, чем по проекту.

В 1996 г. происходит дальнейшее снижение годовой добычи нефти (рис. 3), однако темп снижения теперь составляет 6,9% к уровню 1995 г. Наряду с тем, что фонд добывающих скважин на конец 1996 г. снизился по сравнению с 1995 г. на 5,3%, коэффициент использования скважин увеличился до 0,682 (в 1995 г. – 0,663). Указанные факторы в некоторой степени замедлили снижение фактических дебитов нефти действующих скважин. Так, в 1996 г. дебит действующих скважин по нефти снизился к уровню 1995 г. на 7,9% (1,3 т/сут) при увеличении обводненности на 5,1%. Это объясняется переводом обводнившихся скважин с механизированного способа эксплуатации на фонтанный. Количество скважин, работающих на ЭЦН, уменьшается на 13,6% (18 ед.), по сравнению с 1995 г, на ШГН – на 13,1% (30 ед.).



Рисунок 3 - Добыча нефти на Первомайском месторождении

В 1997 г. проектный уровень добычи нефти (1651,1 тыс.т.) реализован на 95,9% (1583,2 тыс.т.). Обводненность продукции (34,1%) практически соответствует проектной (34,0%). По отношению к проектному (15/22,8 т/сут.) фактический среднегодовой дебит нефти/жидкости за 1997 г. (15,5/23,4 т/сут.) был на 3,3/2,6% (0,5/0,6 т/сут.) выше. В 1997 г. удалось достигнуть проектный КИН (0,209). Одним из основных факторов, сдерживающих темп падения добычи нефти, является продолжающийся эффект от ГРП, выполненных в период с 1993 по 1996 г., который составляет 277 тыс.т. нефти.

1998 г. характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти к уровню 1997 г. Одним из факторов, сдерживающих темп падения добычи нефти в 1998 год, был продолжающийся эффект от ГРП периода 1993 - 1997 гг., выполненного на 77 скважинах, за счет чего дополнительно добыто 344,2 тыс.т. нефти. Коэффициент использования фонда добывающих скважин уменьшился до 0,73. Дебит нефти в 1998 году по действующим скважинам по сравнению с 1997 г незначительно снизился (0,5 т/сут) и составляет 15 т/сут. Обводненность продукции в течение 1998 г. снизилась на 1,6% и составила 32,5%, что объясняется уменьшением обводненности скважин, работающих на ШГН (на 6,2% по сравнению с 1997г.).

В 1999 г. увеличивается темп снижения добычи. Нефти добыто на 13,6% (198,6 тыс.т.) меньше чем в 1998 г. (122,4 тыс.т.). За счет ГРП периода 1993 - 1997 гг. получено дополнительно 285,3 тыс. т нефти, что составляет 22,6% от годовой добычи (1262,2 тыс.т.). В 1999 году значительно увеличилась обводненность скважин (на 7,3%) по сравнению с 1998 г., произошло уменьшение дебитов нефти/жидкости добывающих скважин (20,7/12,5 т/сут) на 6,8/16,7%, соответственно. Фактический среднегодовой дебит нефти по отношению к проектному (14,1/23,2 т/сут) за 1999 г. был на 11,3% (1,6 т/сут) ниже. Фактическая обводненность продукции скважин (39,8%) незначительно отличается от проектной (39%). При отставании фактического фонда добывающих скважин (365 ед.) от проектного (376 ед.) на 3,0%, а действующего на 7,9%, в 1999 г. проектный уровень добычи нефти (1567,6 тыс.т.) был реализован на 80,5%.

2000 г. характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти к уровню 1999 г. (на 162,5 тыс.т. – 12,9%), при этом темп снижения уменьшился на 22,2% (рис. 4). Уменьшение тенденции к снижению добычи обусловливается проведением восьми операций ГРП (дополнительно добыто 45,5 тыс.т. нефти).

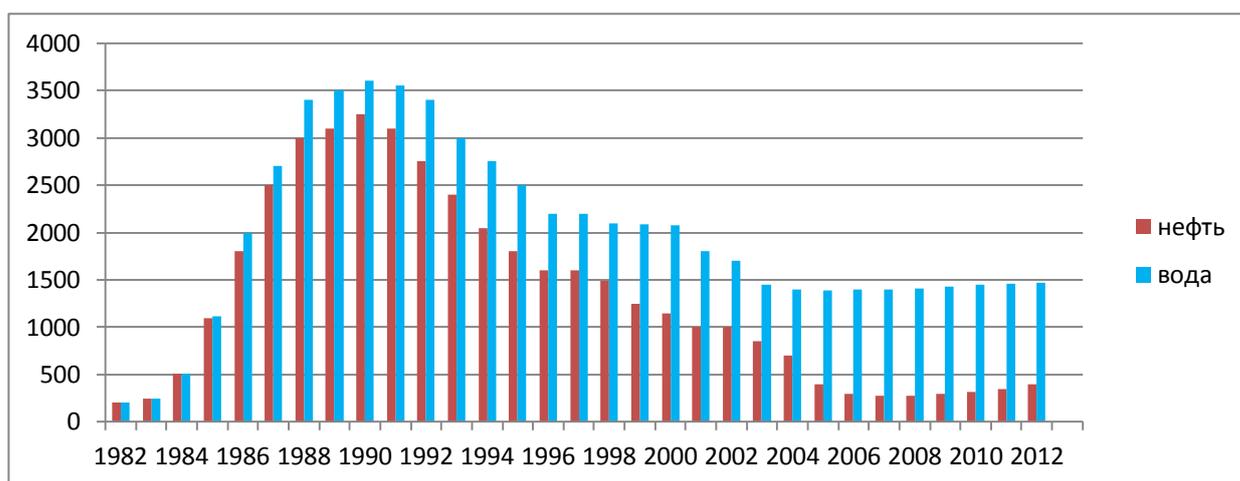


Рисунок 4 - Добыча жидкости на Первомайском месторождении

В 2001 г. значительно (до 0,658) снизился коэффициент использования фонда (2000 г. – 0,779), сократился фонд действующих скважин до 240 ед. Благодаря продолжающейся эффективности ГРП (1993 - 1997, 2000 - 2001 гг.),

дополнительная добыча составила 374,1 тыс.т. нефти, что составляет 37,5% от годовой добычи. Из новых добывающих скважин получено 9,3 тыс.т. нефти, из скважин, выведенных из бездействия (2000 - 2001 гг.) – 47,8 тыс.т. Дебит нефти действующих скважин повысился на 7,5% к уровню 2000 г., отставая при этом от проектного 2001 г. на 11,0%. Низкий коэффициент использования фонда, обводненность продукции (46,5%) выше проектной (43,6%), несоответствие ввода новых добывающих скважин (6 ед.) проекту (11ед.) обусловило в 2001 г. реализацию лишь 71,6% проектного уровня добычи нефти 1393 тыс.т.

Структура фонда скважин

Разбуривание основного проектного фонда скважин в соответствии с проектными решениями по реализации трехрядной блоковой системы, начато в 1982 г, а завершено в 1994 г.

Пробурено 730 скважин основного фонда (509 добывающих и 221 нагнетательных) и 54 уплотняющих (за счет резервного фонда) при реализации 95,7% проектного метража (2316 тыс.м.). По отношению к проекту пробурено 91,1% добывающих, 89,8% нагнетательных и 63,5% резервных скважин. Весь пробуренный на месторождении фонд (с учетом 32 разведочных и 26 водозаборных скважин) составил 842 скважины.

Месторождение введено в разработку без проведения пробной эксплуатации в 1981 г. (разведочные скважины № 256, 257, 258, 270 и 275). За истекший период (1981-2001г.) в эксплуатации залежи участвовало 709 скважин, обеспечивших на 1.01.2012 г. отбор 56,6 % (35608 тыс.т.) числящихся на госбалансе начальных извлекаемых запасов (62,9 млн. на 1.01.2012 г.) при текущем коэффициенте нефтеизвлечения 0,234 (конечный 0,41) [15].

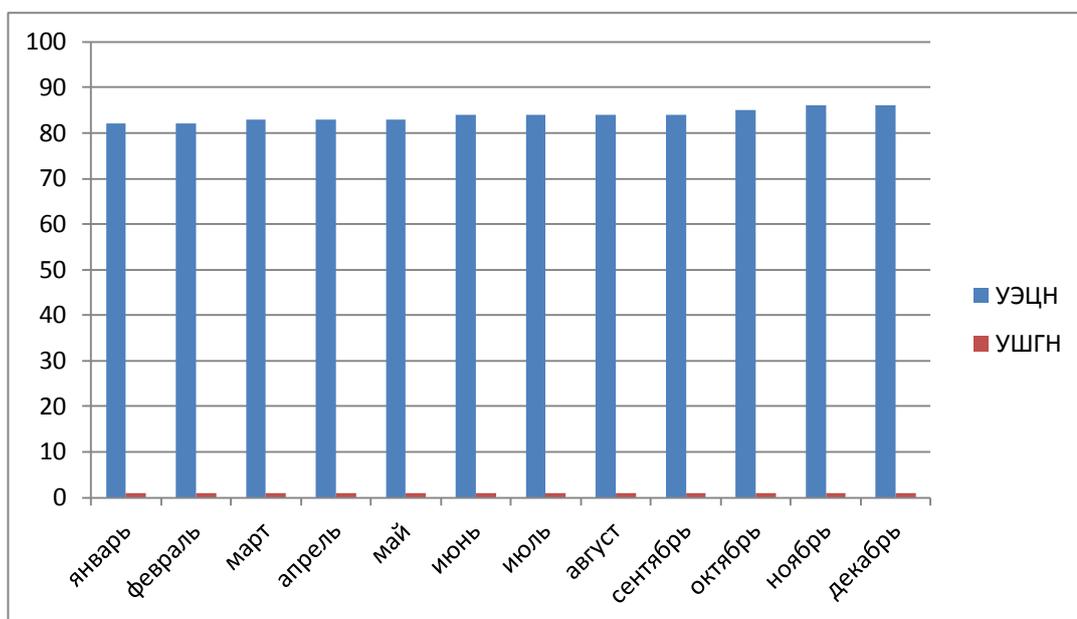


Рисунок 5 - Динамика фонда скважин ЦДНГ-8 за 2014г.

Одна скважина, оборудованная УЭЦН, была выведена в 2014 году за 3 месяца и после бурения были запущены две скважины. 112 т. составил суммарный суточный прирост добычи нефти. В дальнейшем планируется запустить после бурения 18 скважин и 5 скважин вывести из бездействующего фонда [13].

Фонд добывающих скважин на 1.12.2014 г. составил 163 ед., в том числе действующий - 119 ед. (73%), бездействующий - 44 ед. (27%).

Из 119-ти действующих скважин, 4 ед. (3%) являются фонтанными (рис. б), из них две скважины с обводненностью выше 90% фонтанируют через насос, скважин фонтанного фонда - малодобитные по нефти (0,1 - 1 т/сут.).

Фонтанирование скважин при столь высокой обводненности обусловлено интенсивностью закачки в близлежащие нагнетательные скважины.

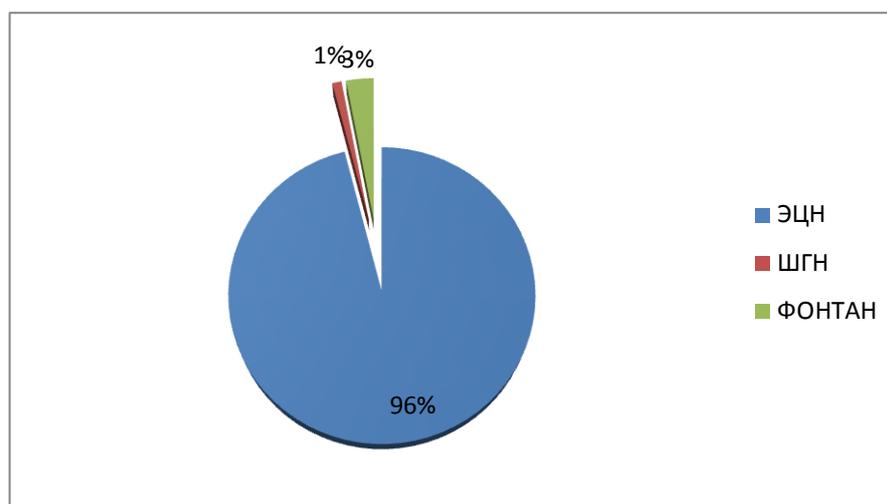


Рисунок 6 - Распределение фонда действующих скважин по способу эксплуатации на 01.12.2014 г.

96% действующего фонда (114 скважин) составляют скважины, эксплуатирующиеся ЭЦН, при этом 22 ед. являются относительно высокодебитными по нефти (20 т/сут. и выше).

74 участвовавших в 2014 г. в эксплуатации скважин с ЭЦН обеспечили 89% (887,8 тыс.т.) годовой добычи нефти по месторождению. Несколько скважин с ЭЦН (4 ед.) характеризуется обводненностью до 20%, у четырех скважин последняя скважина в пределах 40 - 50%, 4 скважины с обводненностью 51 - 60%, у пяти скважин обводненность 61 - 70% и 23 скважины эксплуатируются с высокой обводненностью в пределах 80 - 99%.

В целом по месторождению 48 скважин действующего фонда (40%) являются малодебитными по нефти, при этом 25 ед. (21%) обводнено свыше 90%.

Бездействующий фонд, составивший на 1.12.2014 г. 27% (44 скважины) от эксплуатационного, почти на 91% (40 скважин) представлен малодебитными по нефти (0,1 - 1 т/сут) скважинами с высокой обводненностью (95 - 99% и выше). Основные причины бездействия большинства скважин – высокая обводненность, низкая дебитность, техобрыв подземного оборудования, утечки в клапанах, отсутствие циркуляции, заклинивание плунжера и т.п.

4. Методы интенсификации добычи нефти

Одним из основных направлений повышения выработки запасов нефтяных залежей является интенсификация работы скважин. В основном это достигается за счет увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. В результате применения определенных технологических приемов ожидается рост дебита добывающих или приемистости нагнетательных скважин, а также в условиях обводненной залежи при увеличении проницаемости избирательно нефтенасыщенного прослоя снижение обводненности продукции.

В настоящее время разработано и применяется большое число технологий интенсификации добычи нефти, в основном для повышения продуктивности добывающих скважин. При интенсивном (термическом, химическом и др.) воздействии на ПЗП преимущественно обрабатываются высокопроницаемы прослой, насыщенные водой. Однако в условиях частично обводненной залежи такая интенсификация приводит к увеличению не только дебита скважины, но и, как правило, обводненности добываемой продукции [2].

Методы интенсификации добычи нефти разделяют на: механические, химические, тепловые, физические и вибрационные. Эти методы часто применяют в сочетании друг с другом или последовательно для получения лучших результатов.

На Первомайском месторождении в разное время разработки в целях увеличения добычи нефти производились геолого-технические мероприятия, направленные на увеличение нефтеизвлечения. Были применены следующие методы воздействия на призабойную зону: кислотные обработки, гидравлический разрыв пласта, а также методы интенсификации с использованием перфораторов.

4.1 Кислотная обработка

Кислотная обработка является одним из наиболее распространенных видов воздействия на призабойную зону пласта с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора. Неоднородность строения коллекторов осложняет доставку максимального количества кислотного состава в продуктивный пласт, поскольку жидкость движется по пути наименьшего сопротивления – в областях высокой проницаемости. Из-за больших потерь кислоты в промытых зонах эффективность обработки снижается [15].

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки призабойной зоны скважины, фильтров и НКТ от слоев, парафинистых отложений и продуктов коррозии. В призабойной зоне скважины с карбонатными коллекторами под воздействием СКО и ее модификаций образуются каналы растворения и каверны, вследствие чего проницаемость пород увеличивается, а, следовательно, увеличиваются приемистость нагнетательных скважин и производительность добывающих.

Кислотные обработки получили широкое применение на нагнетательных скважинах (111 скважино-операций - 82,2%), а на добывающих скважинах – ПАВ (93 скважино-операций – 87,7%).

На месторождении применяют следующие виды соляно-кислотной обработки: кислотные ванны, кислотные обработки под давлением, кислотоструйные (гидромониторные) обработки, пенокислотные, поинтервальные, простые кислотные обработки, термокислотные и термохимические обработки. Все эти виды кислотной обработки предназначены для освобождения прихваченного карбонатной пробкой подземного оборудования, очистки поверхности открытого интервала забоя и стенок скважины от глинистой и цементной корок, кальциевых отложений пластовых вод, продуктов коррозии, смолистых веществ, очистки забоя и

фильтровой части после ремонтных работ и очистки фильтра в интервале продуктивного пласта. Другие виды соляно-кислотной обработки применяются для воздействия на породы ПЗС с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведется с обязательным задавливанием кислоты в пласт [4].

Важный фактор повышения СКО – срок выдержки кислоты в пласте, который зависит от многих факторов. Установлено, что длительность СКО колеблется от 10 до 24 часов, не считая сроков экспериментального определенного времени реагирования для каждого конкретного эксплуатационного объекта. Получил распространение также СКО под давлением для увеличения фильтрационных свойств малопроницаемых пластов путем продавки кислоты в пласт. Процесс СКО под давлением проводят с применением пакера, при закрытом затрубном (кольцевом) пространстве [4].

Также одним из возможных способов повышения эффективности СКО является применение мицеллярных вязкоупругих кислотных систем, обеспечивающих большую селективность и глубину обработки пласта.

При определенном сочетании функциональных групп, компонентов и физико-химических параметров коллоидной системы ПАВ могут образовывать цилиндрические («червеобразного») мицеллы, длина которых достигает десятков микрон. Эти мицеллы формируют структурирующую сетку, и в результате раствор приобретает вязкоупругие свойства. Энергия межмолекулярных взаимодействий в этих соединениях невысокая, и при изменении условий происходит их деструктуризация с потерей вязкоупругих свойств раствора. Это дает возможность проводить различные обработки призабойной зоны пласта без ухудшения его коллекторских свойств [15].

Пеннокислотные обработки применяют при низких пластовых давлениях и значительной толщине продуктивного пласта. Аэрация происходит в аэраторе с неизменным образованием пены. В ПЗС вводят ПАВ в виде пены и аэрированный раствор кислоты.

Преимущества ПКО обусловлены следующими факторами:

1. Находящийся в пене газ при понижении давления после обработки расширяется в несколько раз. На границе контакта с нефть наличие в составе рабочего агента (пены) ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты.

2. Кислотная пена, обладающая повышенной вязкостью и меньшей плотностью ($400 - 800 \text{ кг/м}^3$), обеспечивает охват воздействием всей продуктивной толщины пласта, это особенно важно при низких пластовых давлениях.

3. Кислотная пена растворяет карбонатный материал намного медленнее, это приводит к увеличению проницаемости удаленных зон и их приобщению к дренированию, а также способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт.

Совокупность всех этих факторов способствует улучшению условий притока нефти в скважину. Поинтервальные обработки проводят с целью охвата отдельных продуктивных пропластков или целого пласта.

Гидромониторная обработка ПЗС приводит через сопла к механическому разрушению горной породы струей большого напора, вместе с этим одновременно очищаются стенки скважины от глинистой и цементной корок. Для данного сопла при этом должна обеспечиваться максимально возможная скорость выходящей струи.

Термохимические и термокислотные обработки, которые рассчитаны на комбинированное воздействие на ПЗС за счет теплового и процессов, описанных выше. Эти обработки предназначены для очистки ПЗС от солевых, парафиновых, асфальтено-смолистых и других отложений.

Эти методы очистки ПЗС имеют некоторые недостатки:

1. Вредное воздействие кислоты на прочностные характеристики подземного оборудования, и резкое снижение его коррозионной стойкости.
2. Высокая стоимость материалов и технологических процессов.
3. Длительность временного цикла производственного процесса.
4. Работа только в светлое время суток и вредные условия труда из-за использования кислоты.

5. Увеличение номенклатуры и транспортных расходов применяемых специальных устройств (нагревательные элементы, аэраторы и др.) и специальной техники [4].

Расположение оборудования при проведении кислотной обработки

Для кислотных обработок применяют специальный насосный агрегат «Азинмаш-30», а также иногда применяют цементированный агрегат 2АН-500 и ЦА-320 (рис. 7). Приготовление кислот и их приготовление осуществляют в гуммированных автоцистернах различных типов вместимостью 9 – 17 м³.

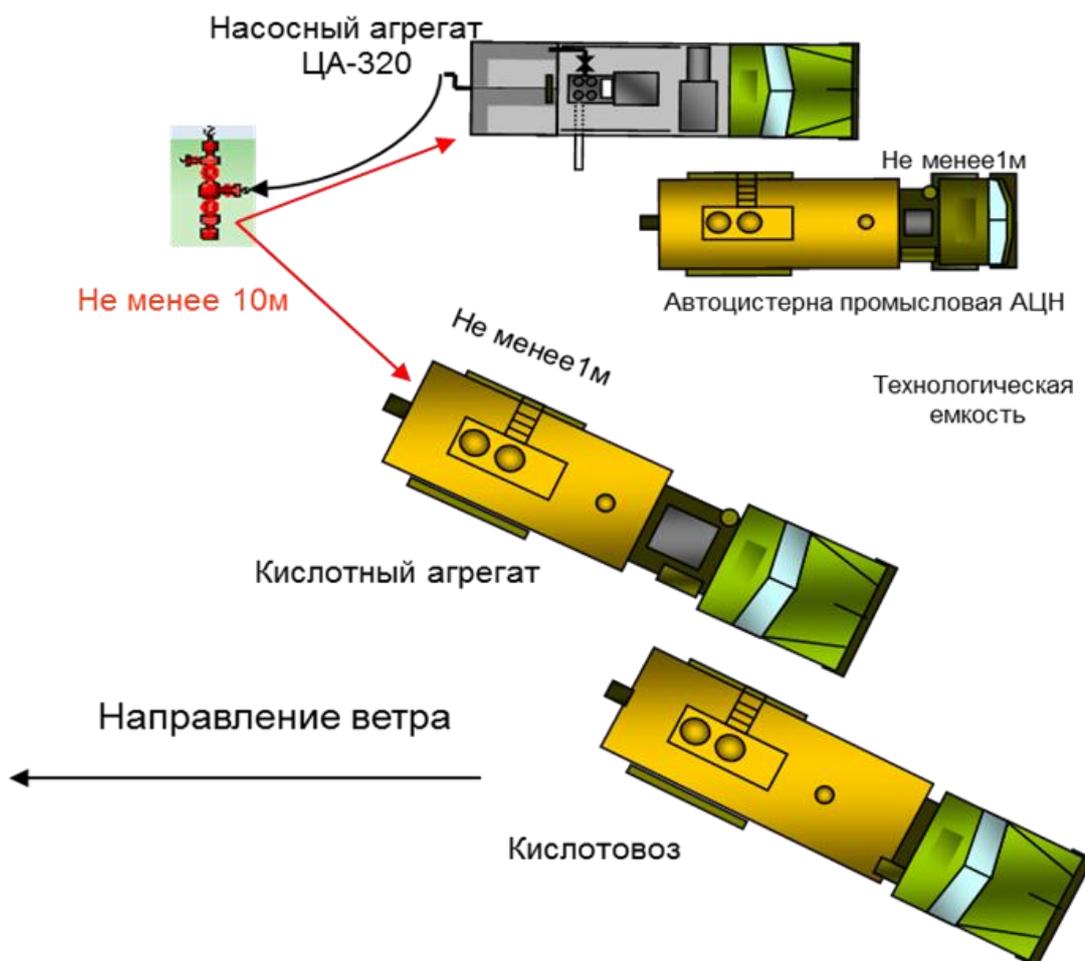


Рисунок 7 - Схема расположения оборудования при проведении кислотной обработки

При расстановке техники на устье скважины между оборудованием нужно оставлять свободные проходы шириной не меньше одного метра, так как нужно учитывать направление ветра [16].

Анализ эффективности проведения кислотных обработок

Для выбора наиболее эффективного метода воздействия на ПЗП Первомайского месторождения необходим анализ эффективности кислотных обработок. Этот анализ позволит снизить вероятность неудавшихся операций. Изменение обводненности скважины после проведения СКО по сравнению с обводненностью скважины до проведения СКО, а также увеличение дебита нефти после проведения СКО по сравнению с дебитом до проведения СКО показывают успешность проведения кислотных обработок (рис. 8 и 9).

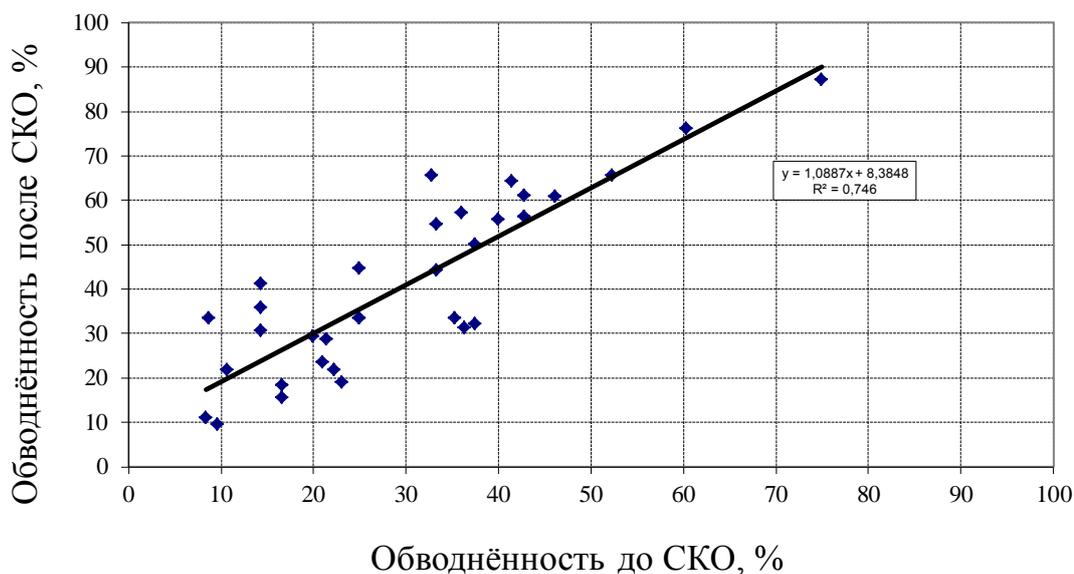


Рисунок 8 – Зависимость обводнённости после проведения СКО от обводнённости до проведения СКО

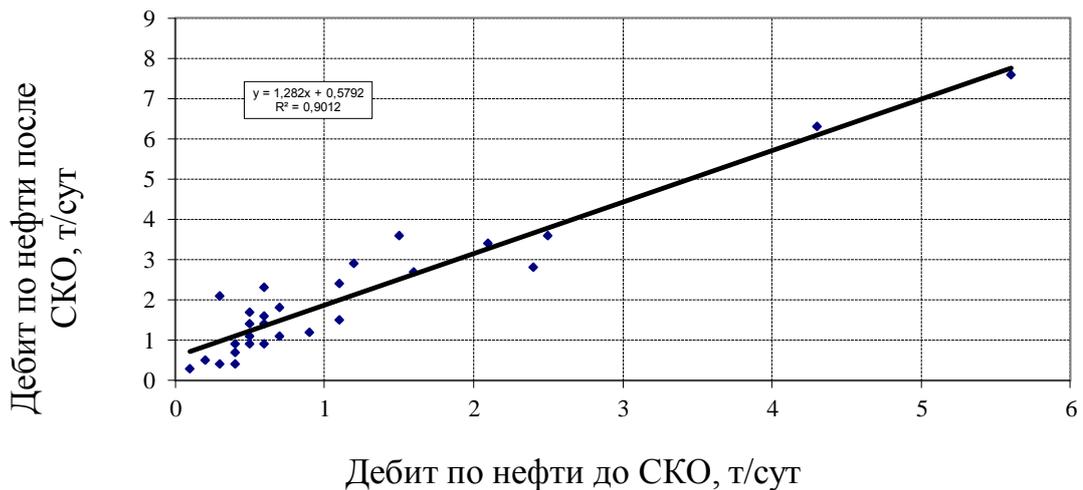


Рисунок 9 – Зависимости дебита нефти после проведения СКО от дебита нефти до проведения СКО

По рисункам можно сделать вывод, что проведение СКО приводит не только к росту дебита нефти, но и к увеличению обводненности. При значениях обводненности выше указанных пределов эффективность проведения СКО очень мала. Поэтому затраты на проведение СКО не покроются прибылью, которая была получена от продажи дополнительно добытой нефти за счет проведения СКО.

Положительный результат СКО это то, что в соляной кислоте карбонатные частицы легко растворяются, но эффективность при следующих обработках снижается из-за накопленных частиц, которые не растворились в пласте.

4.2 Гидравлический разрыв пласта

Из всех применявшихся методов повышения нефтеизвлечения на Первомайском месторождении, наиболее эффективным оказался гидроразрыв пласта. В разное время на Первомайском месторождении гидроразрывы пласта производили Краснодарский УПНП и КРС, АО «Васюган Сервисиз», фирмы «Schlumberger», «Микаминетфть», ВJ и ООО «Катобнефть».

Операции ГРП на Первомайском месторождении можно отнести к локальным гидродинамическим воздействиям на скважину. Количество скважин, подвергшихся гидроразрыву, по отношению к действующему фонду скважин составляет не более 12%, поэтому значительного воздействия на разработку месторождения и перераспределения фонда скважин по среднесуточному дебиту гидроразрыв не оказывает.

Сущность ГРП заключается в увеличении проницаемости ПЗП под высоким давлением, в результате чего образуются новые или расширяются существующие трещины в породах.

В пласт вместе с жидкостью закачивают проппант или кварцевый песок для предохранения от смыкания трещин после снятия давления. В процессе ГРП, как показывает практика, образуются трещины шириной 2 – 4 мм. Трещины в длину могут достигать несколько десятков метров (рис. 10).

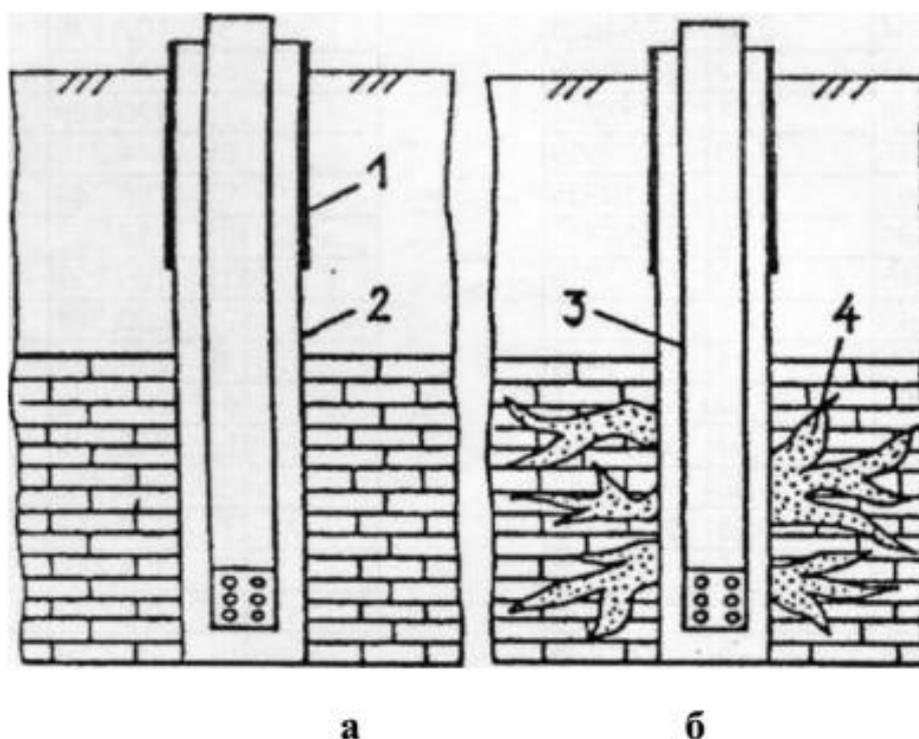


Рисунок 10 - Применение ГРП: а – пласт перед воздействием ГРП; б – пласт после воздействия ГРП. 1 – обсадная труба; 2 – ствол скважины; 3 – НКТ; 4 – трещины в пласте после проведения ГРП.

Трещины, заполненные пропантом или крупнозернистым песком, обладают значительной проницаемостью, вследствие чего после ГРП в 2 раза увеличивается производительность скважины. В промышленной практике имеются случаи, когда дебиты скважин увеличиваются в десятки раз после проведения ГРП. Это свидетельствует о том, что образованные трещины, соединяясь между собой и с другими трещинами, значительно увеличивают проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта.

Для проведения ГРП применяют 3 технологические схемы:

1. Однократный ГРП – все пласты или пропластки, эксплуатируемой скважиной, подвергаются воздействию закачиваемой жидкости ГРП;

2. Многократный ГРП – 2 или более пластов или пропластков, вскрытых скважиной, последовательно подвергаются гидроразрыву;

3. Направленный (поинтервальный) ГРП – один заранее определенный пласт или пропласток, вскрытых скважиной, преднамеренно подвергаются гидроразрыву [13].

ГРП состоит из нескольких проводимых последовательно операций:

- 1) закачка жидкости разрыва в пласт для образования трещин;
- 2) закачка жидкости-песконосителя с песком, который предназначен для заполнения трещин пласта;
- 3) закачка продавочной жидкости в трещины для продавливания песка.

Технология применения гидроразрыва в первую очередь основана на знании механизма возникновения и распространения трещин в горных породах, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры [5].

Механизм образования трещин в ГРП может быть представлен следующим образом.

Слагающие тот или иной пласт породы, имеют естественные микротрещины, которые сжаты под действием горного давления, т.е. давления,

которое создают вышележающие породы. У таких трещин небольшая проницаемость. Все породы обладают некоторой прочностью, поэтому нужно преодолеть прочность пород на разрыв для расширения в пласте существующих трещин и образования новых, а также необходимо снять напряжение в породах пласта, которое создается горным давлением.

Такое давление может получиться для малопроницаемых пород при закачке маловязких жидкостей разрыва в пласт с ограниченными скоростями закачки. Для высокопроницаемых пород требуется большая скорость нагнетания, и необходимо использовать жидкости повышенной вязкости при ограниченной скорости нагнетания. Для пород особенно высокой проницаемости для достижения давления разрыва нужно применять еще большие скорости закачки высоковязких жидкостей [9].

Жидкостями разрыва являются мазут, нефть повышенной вязкости, а также керосин и дизельное топливо. Процесс разрыва в большей степени зависит от физических свойств жидкости разрыва и, в частности, от фильтруемости, вязкости и способности удерживать зерна песка во взвешенном состоянии.

Степень эффективности ГРП зависит в основном от параметров образовавшихся трещин и продуктивности зон, вскрытых трещинами. Максимальный эффект от ГРП обеспечивается: диаметром и протяженностью созданных трещин в наиболее продуктивной зоне пласта, а также наибольшей шириной, создаваемых в пласте трещин, и распространением трещин по пласту на максимальное расстояние от забоя скважины, т.е. чем больше протяженность, диаметр, ширина и распространение трещин, тем выше эффективность обработки.

Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях, зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы.

Оборудование для ГРП

Схема расположения оборудования представлена на рисунке 9.

Основное оборудование для ГРП (рис. 11): блок манифольд 1БМ-700 (14); пескосмесительные агрегаты (12); арматура устья скважины (7); комплект внутрискважинного оборудования – пакер, якорь и НКТ; автоцистерны для перевозки жидкостей (буферной, гидроразрывной и жидкости-песконосителя) ЦР-20 (13); насосные агрегаты высокого давления для подачи жидкости-гидроразрыва; насосное оборудование для закачек смеси песка с жидкостью-песконосителем.

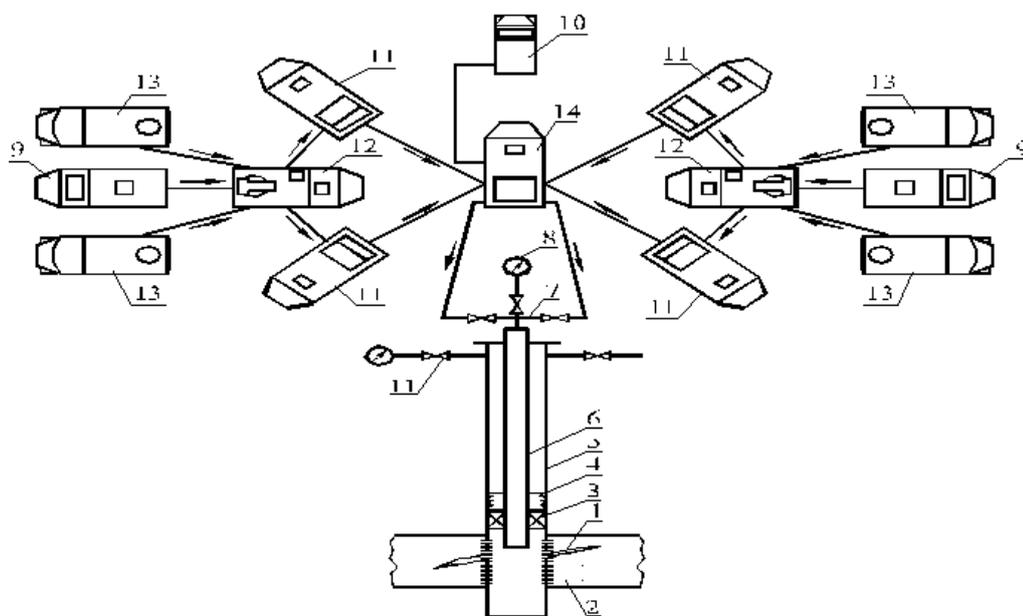


Рисунок 11 - Схема расположения оборудования при ГРП: 1 - трещина разрыва; 2 - продуктивный пласт; 3 - пакер; 4 - якорь; 5 - обсадная колонна; 6 - НКТ; 7 - арматура устья скважины 1АУ-700 или 2АУ-700; 8 - манометр; 9 - песковозы; 10 - станция управления и контроля процессом (манометры, радиосвязь и расходомеры); 11 - насосные агрегат 4АН-700 или 5АН-700; 12 - пескосмесительные агрегаты типа 3ПА или 4ПА; 13 – автоцистерны для перевозки жидкостей ЦР-20; 14 - блок манифольд 1БМ-700.

Напорный коллектор соединяется с арматурой устья скважины двумя трубопроводами, блок манифольда 1БМ-700 позволяет проводить весь комплекс работ при давлении до 70 МПа. Для распределения рабочих

жидкостей (воды, песчано-жидкостной смеси и продавочного раствора) к насосным и цементировочным агрегатам служит раздаточный коллектор. В раздающем коллекторе максимальное давление достигает 2,5 МПа.

Устройство для разрыва пласта

К средствам для добычи нефти относится устройство для разрыва пласта.

Предлагается устройство для ГРП (рис. 12), которое состоит из двух имплозионных камер (1), размещенных одна над другой и соединенных между собой соединительной муфтой (2) с радиальными сквозными щелями (3) и изолированных от окружающей среды двумя управляемыми клапанами (4). К нижнему концу имплозионной камеры присоединен термогазогенератор (5), в верхнюю часть которого помещают заряд из горючего материала, а снизу прикреплена камера догорания (6), с сопловидными отверстиями (7), число и площадь которых определяет скорость сгорания топлива, а форма - направление газовой струи.

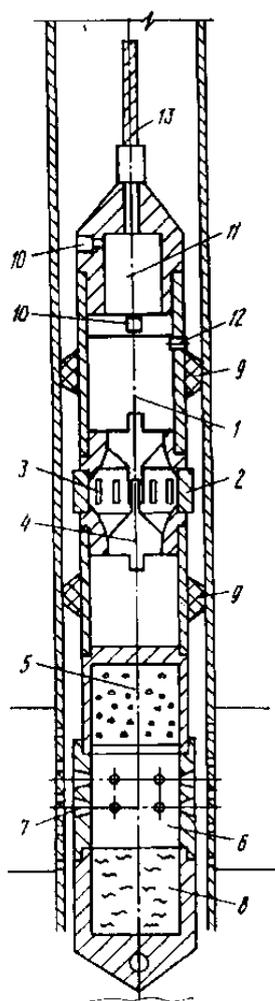


Рисунок 12 - Устройство для ГРП

Снизу к камере догорания прикреплен баллон с химическим реагентом (8), причем химический реагент испаряется в процессе сгорания топлива, а состав и количество реагента подбирают в зависимости от вещественного состава и типа обрабатываемого пласта коллектора. В качестве химического реагента могут быть выбраны кислоты, например соляная, серная, азотная, пенообразующие растворы, поверхностно-активные вещества, твердосплавные наполнители. Выше верхней имплозионной камеры устанавливают датчики давления и температуры (10) для измерения давления и температуры флюида как внутри, так и снаружи верхней имплозионной камеры, а результаты измерения обрабатываются и кодируются для передачи информации по каротажному кабелю (13) на поверхность электронным блоком (11), с помощью центраторов (9) устройство располагают строго по оси скважины для

обеспечения равномерного воздействия на пласт. Наверху верхней имплозионной камеры размещен стравливающий клапан (12) для стравливания избыточного давления.

Устройство работает следующим образом.

Устройство на каротажном кабеле (13) опускают в скважину и устанавливают термогазогенератор (5) против интервала пласта, подвергаемого обработке. По команде оператора, переданной по каротажному кабелю (13), запускают термогазогенератор (5), при горении топлива выделяется газ, который заполняет камеру догорания (6) и, после достижения давления, превышающего гидростатическое, начинает истекать в скважину через сопловидные отверстия (7) в радиальном направлении. Температура газа, заполняющего камеру догорания (6), позволяет активно испарять химический реагент, который находится в баллоне (8), причем интенсивность газообразования определяется скоростью горения топлива, которая в свою очередь зависит от давления газа в камере догорания (6), то есть суммарную площадь сопловидных отверстий (7) выбирают таким образом, чтобы давление газа в скважине превышало давление ГРП.

Образовавшийся в скважине газовый пузырь проникает через перфорационные отверстия обсадной колонны и оказывает термохимическое воздействие на обрабатываемый пласт и, когда давление в газовом пузыре достигает давления гидроразрыва пласта, в пласте образуются трещины, поверхность которых также подвергается термохимическому воздействию, что позволяет получить трещины достаточной раскрытости и протяженности. Режим работы термогазогенератора (5) контролируют измерением давления и температуры датчиками (10), показания которых с помощью электронного блока (11) по каротажному кабелю (13) передают на поверхность и по полученным показаниям определяют время работы термогазогенератора (5).

После окончания работы термогазогенератора (5) устройство опускают и устанавливают соединительную муфту (2) против интервала пласта, подвергаемого обработке, и по сигналу с поверхности открывают управляемые

клапана (4), после чего пластовый флюид с расплавленными и растворенными асфальтенами и обломками породы через радиальные сквозные щели (3) затягивается в имплозионные камеры (1). Оставшийся в камере воздух стравливают через стравливающий клапан (12).

В результате большого перепада давления между атмосферным в имплозионных камерах и давлением в пласте получается как бы резкий "хлопок", который способствует очищению пласта и перфорационных отверстий от продуктов термохимического воздействия, а вслед за этим действует гидродинамический удар всего столба жидкости на стенки скважины, в результате чего в пласте образуются новые и раскрываются ранее образованные трещины. В дальнейшем наблюдается затухающий колебательный процесс, и возникающие при этом перепады давления осуществляют дополнительную прочистку поровых каналов в пласте. Процесс, происходящий в имплозионных камерах и в скважине, фиксируют датчиками давления и температуры (10), по данным которых определяют эффективность воздействия и, в случае необходимости обработку пласта повторяют.

Устройство состоит из отдельных частей, сборку которых обеспечивают унифицированные соединительные узлы. Поэтому в случае необходимости можно использовать различные варианты этих частей. В тех случаях, когда обрабатываемый пласт расположен близко к забою скважины, нижнюю имплозионную камеру можно не использовать. При необходимости дополнительной очистки пласта можно убрать термогазогенератор (5). В случае очистки призабойной зоны и забоя скважины можно убрать нижнюю имплозионную камеру (1) и термогазогенератор (5).

Таким образом, предлагаемое устройство позволяет одновременно воздействовать на пласт и призабойную зону комбинацией нескольких методов воздействия, а именно, теплового, газового, химического и физического, что значительно повышает эффективность воздействия и расширяет круг решаемых задач. К достоинствам предлагаемого устройства относится то, что оно равномерно воздействует на пласт за счет плавного нарастания давления в

интервале обрабатываемого пласта, позволяет создавать в пласте горизонтальные трещины, дает возможность локального и мощного депрессионного удара по пласту, исключает смещение устройства по стволу скважины, обеспечивает высокую химическую агрессивность газа по отношению к пласту, позволяет производить экспресс-анализ эффективности воздействия и оптимизировать работы на скважине, а также обеспечить экологическую безопасность при использовании химических реагентов.

Выбор скважин-кандидатов для проведения ГРП

Подбирая скважины-кандидаты под ГРП на Первомайском месторождении, учитывали продуктивную толщину пласта, которая должна быть не менее 4 - 6 м при наличии надёжных пачек непроницаемых перекрывающих и подстилающих пород, исключающих распространение трещины в выше и нижележащие пласты, насыщенные газом или водой; обладать удовлетворительными емкостно-фильтрационными свойствами. Близость скважины-кандидата на ГРП к начальному ВНК или к фронту закачиваемой воды в большинстве случаев приводит к снижению эффективности ГРП.

Важным фактором подбора скважин под ГРП является нефтенасыщенность горизонта, пласта. По России считается месторождение рентабельным при нефтенасыщенности не менее 50%. Первомайское месторождение имеет нефтенасыщенность 0,738. Данные коэффициенты нефтенасыщенности позволяют сделать вывод, что весь пробуренный фонд скважин годен для проведения ГРП.

Желательным условием, при выборе скважин в кандидаты под ГРП, является длительность работы скважины с момента ввода её в эксплуатацию. Скважины с малым промежутком времени работы в кандидаты под ГРП не подходят, так как эффект от гидроразрыва в таких скважинах будет действовать короткое время.

Также для успешного проведения ГРП проверялось техническое состояние скважины: целостность эксплуатационной колонны, качественный цементаж заколонного пространства. Обязательным условием проведения ГРП является максимальное вскрытие пласта перфорацией. С этой целью во всех скважинах осуществлялась перфорация зарядами типа ПКС 105 с плотностью до 28 отверстий на погонный метр.

Можно отметить ещё один фактор, влияющий на выбор скважин — гидродинамическое совершенство скважины: вскрытие пласта бурением и перфорацией (достаточная плотность, диаметр и длина каналов) на полную мощность продуктивного пласта, отсутствие дополнительных сопротивлений притоку жидкости в скважину, а проницаемости призабойной и удалённой зон пласта имеют одинаковые значения.

Анализ эффективности проведения ГРП

Оценка технологической эффективности реализованного на скважине мероприятия проводилась по методическому приему, сущность которого сводиться к следующему: по каждой скважине проанализирована 6 – 12 месячная динамика дебитов до проведения ГРП и оценен среднесуточный дебит нефти с учетом отработанного времени. Это значение дебита принято постоянным на прогнозный период, и базовая добыча определялась умножением этого дебита на фактические дни работы скважины после ГРП. Положительная разница между базовой и фактической добычей нефти и является эффектом от проведения на скважине ГРП.

В 2003 году ГРП был проведен на шести скважинах, по всем скважинам получен положительный эффект. Среднесуточный дебит увеличился от 1,3 до 14,5 раз. Успешность ГРП – 100% [11].

В 2004 году выполнено 10 операций ГРП, работы проводились фирмой «Slumberger», а также по одному ГРП было выполнено фирмами «Микаминепть» и ВJ. Средний прирост дебита нефти составил 68,4 т/сут,

дополнительная годовая добыча нефти в 2004 г. – 133,2 тыс.т. Успешность ГРП – 90%.

В 2005 году ГРП был проведен на двух скважинах, по всем скважинам получен положительный эффект. Среднесуточный дебит увеличился в среднем в 1,6 раз. Успешность ГРП – 100%.

В целом по месторождению за период с 2006 по 2012 год было добыто 5494,7 тыс. тонн нефти. Из скважин, в которых был проведен ГРП, за этот же период добыто 2886,4 т. нефти. На рисунке 13 приведено соотношение годовой добычи в целом по месторождению и дебита нефти за год из скважин после ГРП.

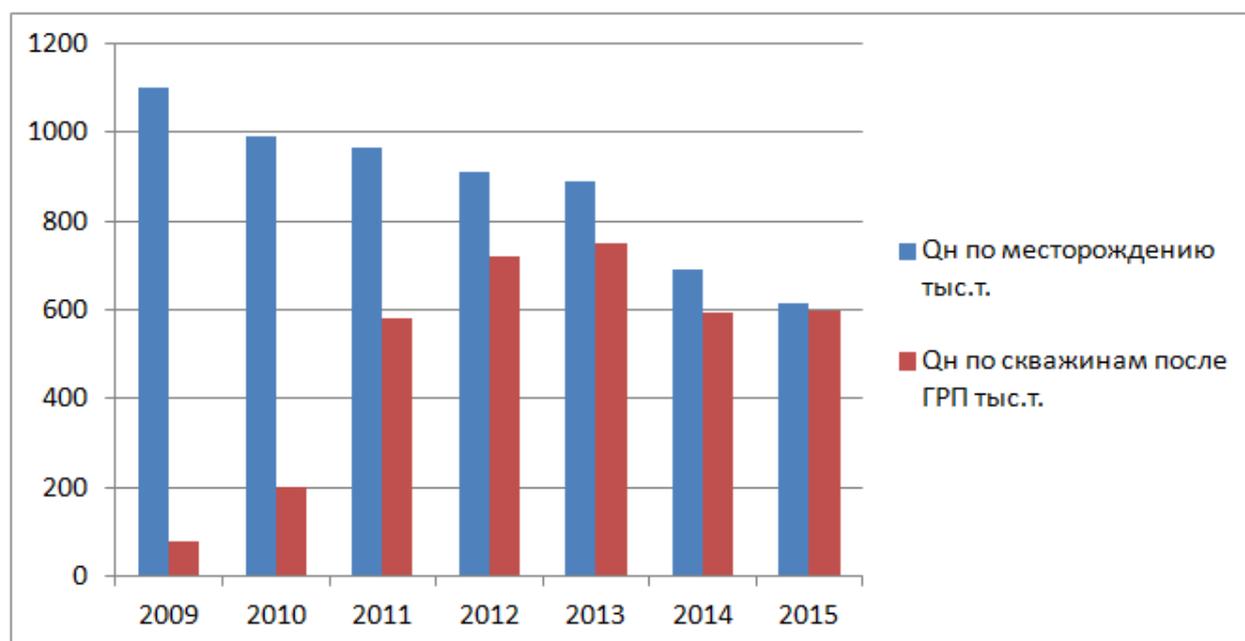


Рисунок 13 - Доля отборов нефти из скважин после проведения ГРП, проведенных в 2009 – 2015 годах в текущей добыче нефти в целом по месторождению

В целом за период с 2009 по 2015 гг. на фоне падения добычи нефти по Первомайскому месторождению наблюдается тенденция к увеличению доли отборов, добытых из скважин, в которых в указанном периоде проводились ГРП. Если в 2009 году доля нефти, добытой из скважин после ГРП, составляла лишь 7,19%, то в 2015 году она достигла 87,7%.

В 2015 году на Первомайском месторождении основное количество нефти (87,7 %) было получено из 54-ех скважин, в которых за 6 лет с 2003 по

2009 год был проведен ГРП (при общем добывающем фонде 120 скважин).
Дополнительная добыча нефти составила 301 тыс.т.

4.3 Методы воздействия на пласт с использованием перфораторов

От качества и эффективности вскрытия нефтяных пластов бурением зависят эксплуатация добывающей скважины и рациональная разработка месторождения. Технология вскрытия нефтяных пластов не всегда обеспечивают получение проектных дебитов вследствие отрицательного воздействия на ПЗП буровых и тампонажных растворов, жидкостей глушения, которое ухудшает фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов. Технологии воздействия на ПЗП в основном являются многокомпонентными, их эффективность определяется геолого-геофизическими характеристиками продуктивного пласта, техническими особенностями и конструкцией нефтяной скважины [8].

Исходя из опыта разработки и результатов анализа данных о проведении по вскрытию продуктивных пластов Первомайского нефтяного месторождения, можно сделать вывод, что одним из эффективных технологий является метод воздействия на пласт с использованием перфоратором.

В отечественной и мировой практике нефтегазодобывающей промышленности основные прострелочные перфорационные работы по видам и объемам применения разделяются следующим образом [1].

1. Кумулятивная перфорация – 90 – 95%;
2. Пулевая перфорация – 2 – 3%;
3. Гидропескоструйная перфорация – 1 – 2%.

Кумулятивная перфорация

Кумулятивная перфорация происходит за счет стреляющих перфораторов, которые спускаются в скважину на кабеле, также они не имеют

снарядов или пуль. Для перфорационных работ в скважине предназначен кумулятивный перфоратор, его действие основано на кумулятивном эффекте.

Основное назначение кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда создается канал в породе действием кумулятивной струи. Этот канал проходит через цементное кольцо и обсадную колонну и соединяет пласт со скважиной для притока флюидов в ствол скважины. Толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором может достигать 30 м, максимальная глубина перфорационного канала – 30,0 см, а максимальный диаметр – 1,4 см.

Кумулятивные перфораторы (рис. 14) бывают двух видов – корпусные и бескорпусные [7].

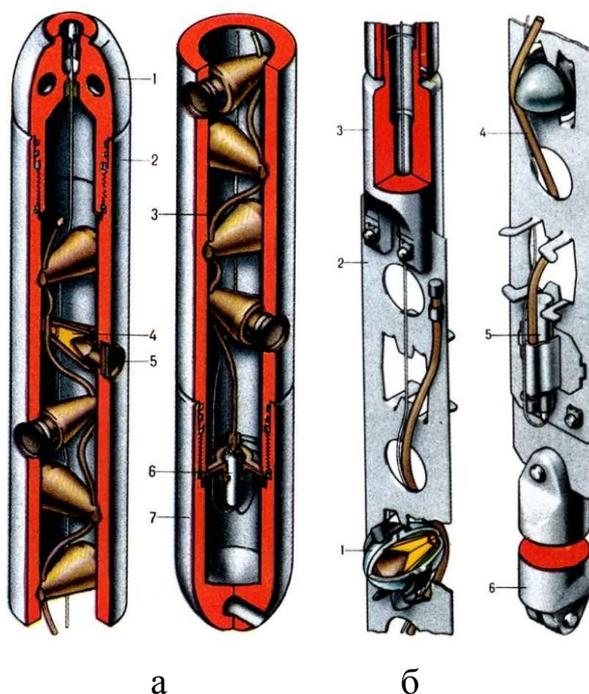


Рисунок 14 - Кумулятивные перфораторы. а - корпусный перфоратор: 1 - головка; 2 - корпус; 3 - детонирующий шнур; 4 - кумулятивный заряд; 5 - герметизирующее уплотнение; б - взрывной патрон; 7 – наконечник; б – бескорпусный перфоратор: 1 - кумулятивный заряд в стеклянной и ситалловой оболочках; 2 - лента; 3 - головка; 4 - детонирующий шнур; 5 - взрывной патрон; 6 - груз.

Пулевая перфорация

В скважину при пулевой перфорации на электрическом кабеле спускают стреляющий пулевой аппарат, он состоит из камер (около 10) - стволов, заряженных пулями, диаметром которых составляет 12,5 мм. Заряжаются камеры детонаторами и взрывчатим веществом. Выстрел происходит при подаче электрического импульса. Пули внедряются в породу, пробивая при этом цемент и колонну. Толщина вскрываемого интервала пулевым перфоратором может достигать 2,5 м.

Существует 2 вида пулевых перфораторов (рис. 15) - перфораторы с вертикальными и горизонтальными стволами [7].

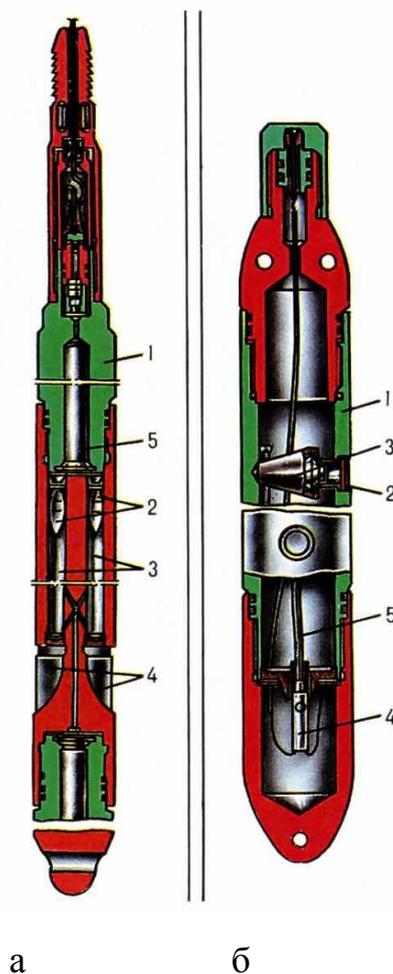


Рисунок 15 - Пулевые перфораторы. а – перфоратор с горизонтальным стволом: 1 - корпус; 2 - пробка; 3 - заряд; 4 - патрон предохранительного действия; 5 - детонирующий шнур; б – перфоратор с вертикальным стволом: 1 - корпус; 2 - пуля; 3 - канал перфоратора; 4 - отклоняющий участок; 5 - пороховой заряд

Гидропескоструйная перфорация

При гидропескоструйной перфорации в результате гидродинамического и абразивного воздействия высокоскоростных песчано-жидкостных струй происходит разрушение преграды. Песчано-жидкостная струя выходит из насадок пескоструйного перфоратора (рис. 16), который прикреплен к нижнему концу НКТ, и далее в горной породе, цементном камне и эксплуатационной колонне канал создается абразивной пульпой, которая под напором подается в скважину.

Применяются насадки различных диаметров в зависимости от вида работ: для перфорации обсадных колонн и других работ, при которых ограничен расход жидкости – 4,5 мм; для получения максимальной глубины каналов – 6 мм; для вырезки прихваченных в скважине труб – 3 мм.

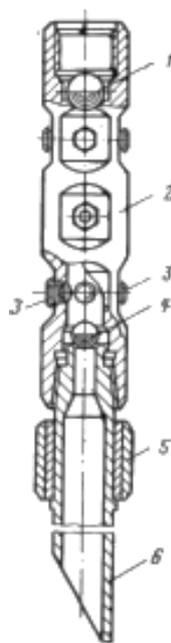


Рисунок 16 - Гидропескоструйный перфоратор: 1,4 – шариковые клапаны; 2 – корпус; 3 – узлы насадок; 5 – центратор; 6 – хвостовик, имеющий перо.

Для вскрытых пластов с высокопроницаемыми породами, а также для пластов, которые раньше подверглись гидравлическому разрыву и СКО, гидропескоструйная перфорация не дает высокого эффекта.

Анализ эффективности проведения перфорации

Проведено 139 скважино-операций (47,6% от всех обработок) на 110 скважинах. По результатам проведенных мероприятий, можно сделать вывод: положительный эффект получен по 31 скважино-операции и прирост нефти составил 11051,0 т. или 356,5 т. на одну скважино-операцию, в 75-и случаях оценить эффект не представляется возможным (37 скважин находились в бездействии до или после дополнительной перфорацией, в шести скважинах проведен ГРП). Дополнительная перфорация без проведения других методов повышения нефтеотдачи реализована в 30-ти скважинах и проведено 36 скважино-операций, из них по 28-ми операциям невозможно определить эффект от проведения метода по ряду причин: по шести скважинам проведено ГРП, смена способа эксплуатации проведена после дополнительной перфорации в восьми скважинах. Получен эффект от дополнительной перфорации в пяти скважинах, при этом, делать выводы об увеличении дебита нефти в среднем на одну скважино-операцию очень сложно, дополнительный объем добычи нефти составил 1473 т. и в среднем 295 т. нефти на одну скважино-операцию (рис. 17).

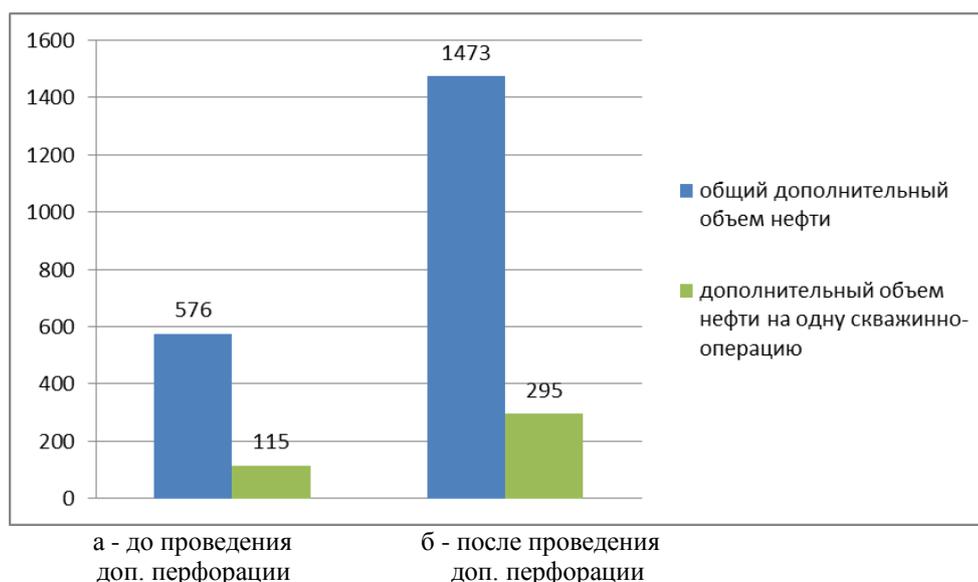


Рисунок 17 – Сравнение показателей работы скважин от проведения дополнительной перфорации

Таким образом, из представленных данных можно сделать вывод, что самым эффективным методом повышения нефтеотдачи является ГРП, так как в результате применения этого метода прослеживается значительное увеличение дебита нефти и коэффициента продуктивности скважин.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Методы интенсификации добычи нефти – методы, которые воздействуют на ПЗС для того, чтобы увеличить производительность скважин. Существует несколько методов: ГРП, кислотная обработка, перфорация скважин, тепловая обработка и т.д.

Самым распространенным методом является ГРП. Сущность ГРП заключается в увеличении проницаемости ПЗП под высоким давлением, в результате чего образуются новые или расширяются существующие трещины в породах.

Целью данной работы является оценка экономической эффективности от проведения ГРП. При этом порядок производства работ и используемое оборудование не рассматривается.

Оценка экономической эффективности от проведения ГРП.

Для оценки экономической эффективности от проведения ГРП используются следующие основные показатели:

- Индекс доходности – важный финансовый показатель, который определяет окупаемость инвестиций;
- Чистый дисконтный доход – чисто приведенная или текущая стоимость;
- Прирост потока денежной наличности - показывает, сколько дополнительных денежных средств накопится на расчетном счете предприятия от реализации технико-технологической инновации.

Технологию ГРП с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи путем улучшения фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП и удаленной зоны пласта предлагается провести на тринадцати скважинах ($N=13$), дебит которых колеблется от 5,2 до 12,7 т/сут. Продолжительность технологического эффекта

– 4 года с 2015 по 2018 гг., при условии, что скважины в 2015 году после проведения ГРП отработали (Т) 240 суток (с мая по декабрь). Среднегодовой темп уменьшения эффективности от ГРП равен 15%.

Коэффициент эксплуатации скважин (K_3) составляет 0,962.

Ежегодные потери по обводненности на тринадцати скважинах, на которых проводилось ГРП, составляет 265,85 т/год.

Цена реализованной нефти по отчетным данным предприятия составляет 14657,15 рублей за одну тонну нефти. Ставка налога на прибыль (Н) составляет 20%.

Условно-переменные затраты в себестоимости одной тонны нефти ($Z_{пер}$) составляют 996,06 руб./т.

Расчетный период дополнительной добычи нефти на одной скважине в 2015 году после проведения ГРП составил (q_n) 23,15 т/сут.

Средняя стоимость одного ГРП ($Z_{грп}$) составляет 6,2 млн. руб.

Проведем экономическое обоснование проведения ГРП.

1. Определим дополнительную добычу нефти, она рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q = q_n * N * K_3 * T, \quad (1)$$

где q_n – расчет прироста дебита нефти одной скважины, т/сут.;

N – количество скважин;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважины, доли единиц;

T – число суток работы скважины в году после проведения ГРП, сут.

1.1 Определим дополнительную добычу нефти за 2015 год.

$$\Delta Q_{2015} = 23,15 * 13 * 0,962 * 240 = 69483,336 \text{ т.}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим:

$$\Delta Q'_{2015} = 69483,336 - 265,85 = 69217,486 \text{ т.}$$

1.2 Определим дополнительную добычу нефти за 2016 год.

Анализ динамики прироста дебитов нефти после ГРП показал, что продолжительность технологического эффекта от проведения ГРП составляет в среднем 4 – 5 лет, но с последующим течением времени темп снижения эффективности ГРП составляет до 9 – 15% в год. То есть расчетное значение дебита в 2016 году после проведения ГРП составил:

$$q_{нт} = q_{нт-1} - \frac{q_{нт-1} * 15\%}{100\%}, \quad (2)$$

где $q_{нт-1}$ – расчетный прирост дополнительной добычи нефти на одной скважине в прошедшем году после проведения ГРП, т/сут.

$$q_{нт2016} = 23,15 - \frac{23,15 * 15\%}{100\%} = 19,677 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta Q_{2016} = 19,677 * 13 * 0,962 * 365 = 89819,405 \text{ т.}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим:

$$\Delta Q'_{2016} = 89819,405 - 265,85 = 89553,555 \text{ т.}$$

1.3 Определим дополнительную добычу нефти за 2017 год.

Расчетный прирост дополнительной добычи нефти в 2017 году после ГРП составит:

$$q_{нт2017} = 19,677 - \frac{19,677 * 15\%}{100\%} = 16,725 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta Q_{2017} = 16,725 * 13 * 0,962 * 365 = 76344,44 \text{ т.}$$

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим:

$$\Delta Q'_{2017} = 76344,44 - 265,85 = 76078,59 \text{ т.}$$

1.4 Определим добычу нефти за 2018 год.

$$q_{нт2018} = 16,725 - \frac{16,725 * 15\%}{100\%} = 14,216 \text{ т/сут.};$$

$$\Delta Q_{2018} = 14,216 * 13 * 0,962 * 365 = 64891,633 \text{ т.};$$

$$\Delta Q'_{2018} = 64891,633 - 265,85 = 64625,783 \text{ т.}$$

2. Определим прирост выручки от реализации дополнительной добычи нефти, она рассчитывается по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t^* \cdot C, \quad (3)$$

где C – цена одной тонны нефти, руб/т.

$$\Delta B_{2015} = 69217,486 * 14657,15 = 1014,531 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta B_{2016} = 89553,555 * 14657,15 = 1312,6 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta B_{2017} = 76078,59 * 14657,15 = 1115,095 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta B_{2018} = 64891,633 * 14657,15 = 951,126 \text{ млн.руб.}$$

3. Определим затраты на дополнительную добычу нефти.

$$Z_{\text{доп.t}} = \Delta Q_t^* \cdot Z_{\text{пер.}}, \quad (4)$$

где $Z_{\text{пер.}}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб/т.

$$Z_{\text{доп.2015}} = 69217,486 * 996,06 = 68,945 \text{ млн.руб.};$$

$$Z_{\text{доп.2016}} = 89553,555 * 996,06 = 89,201 \text{ млн.руб.};$$

$$Z_{\text{доп.2017}} = 76344,44 * 996,06 = 76,044 \text{ млн.руб.};$$

$$Z_{\text{доп.2018}} = 64625,783 * 996,06 = 64,371 \text{ млн.руб.}$$

4. Определим текущие затраты на проведение ГРП.

$$\Delta Z_{\text{тек.t}} = Z_{\text{грп}} + Z_{\text{доп.t}}, \quad (5)$$

где $Z_{\text{грп}}$ – стоимость проведения ГРП, руб.

$$\Delta Z_{\text{тек.2015}} = 6,2 + 68,945 = 75,145 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек.2016}} = Z_{\text{доп.2016}} = 89,201 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек.2017}} = Z_{\text{доп.2017}} = 76,044 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{тек.2018}} = Z_{\text{доп.2018}} = 64,371 \text{ млн.руб.}$$

5. Прирост прибыли от проведения ГРП определяется по формуле:

$$\Delta \Pi_t = \Delta B_t - \Delta Z_{\text{тек.t}} \quad (6)$$

$$\Delta \Pi_{2015} = 1014,531 - 75,145 = 939,386 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta \Pi_{2016} = 1312,6 - 89,201 = 1223,399 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta \Pi_{2017} = 1115,095 - 76,044 = 1039,051 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\Pi_{2018}=951,126-64,371=886,755 \text{ млн.руб.}$$

б. Налог на дополнительную прибыль определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{нпт}} = \frac{\Delta\Pi_t * H}{100\%}, \quad (7)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{\text{нпт}2015} = \frac{939,386 * 20\%}{100\%} = 187,877 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta H_{\text{нпт}2016} = \frac{1223,399 * 20\%}{100\%} = 244,68 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta H_{\text{нпт}2017} = \frac{1039,051 * 20\%}{100\%} = 207,81 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta H_{\text{нпт}2018} = \frac{886,755 * 20\%}{100\%} = 177,351 \text{ млн.руб.}$$

7. Прирост потока денежной наличности определяется по формуле:

$$\Delta\Pi\text{ДН}_t = \Delta\Pi_t - \Delta H_{\text{нпт}} \quad (8)$$

$$\Delta\Pi\text{ДН}_{2015} = 939,386 - 187,877 = 751,509 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\Pi\text{ДН}_{2016} = 1223,399 - 244,68 = 978,719 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\Pi\text{ДН}_{2017} = 1039,051 - 207,81 = 831,241 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\Pi\text{ДН}_{2018} = 886,755 - 177,351 = 709,404 \text{ млн.руб.}$$

8. Находим коэффициент дисконтирования, он рассчитывается по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (9)$$

где E – ставка дисконта, равная 12%;

t – расчетный год.

$$\alpha_{2015} = \frac{1}{(1+0,12)^{2015-2015}} = 1;$$

$$\alpha_{2016} = \frac{1}{(1+0,12)^{2016-2015}} = 0,893;$$

$$\alpha_{2017} = \frac{1}{(1+0,12)^{2017-2015}} = 0,797;$$

$$\alpha_{2018} = \frac{1}{(1+0,12)^{2018-2015}} = 0,712.$$

9. Находим дисконтированный прирост потока денежной наличности, он определяется по формуле:

$$\Delta\text{ДПДН}_t = \Delta\text{ПДН}_t * \alpha_t, \quad (10)$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2015} = 751,509 * 1 = 751,509 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2016} = 978,719 * 0,893 = 873,996 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2017} = 831,241 * 0,797 = 662,499 \text{ млн.руб.};$$

$$\Delta\text{ДПДН}_{2018} = 709,404 * 0,712 = 505,096 \text{ млн.руб.}$$

10. Находим чистый дисконтированный доход от проведения ГРП, он рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_t^T \Delta\text{ДПДН}_t, \quad (11)$$

$$\text{ЧДД} = 751,509 + 873,996 + 662,499 + 505,096 = 2793,1 \text{ млн.руб.}$$

11. Находим индекс доходности от проведения ГРП, он определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{z_{\text{грп}}}, \quad (12)$$

$$\text{ИД} = \frac{2793,1}{6,2} = 450,5 \text{ руб./руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов экономической эффективности от проведения ГРП

№п/п	Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.
1	Дополнительная добыча нефти, т.	69217,486	89553,555	76078,59	64625,783
2	Выручка от реализации дополнительной добычи нефти, млн.руб.	1014,531	1312,6	1115,095	951,126
3	Затраты на дополнительную добычу нефти, млн.руб.	68,945	89,201	76,044	64,371

Продолжение таблицы 4

4	Текущие затраты на проведение ГРП, млн.руб.	75,145	89,201	76,044	64,371
5	Прирост прибыли от проведения ГРП, млн.руб.	939,386	1223,399	1039,051	886,755
6	Налог на дополнительную прибыль, млн.руб.	187,877	244,68	207,81	177,351
7	Прирост потока денежной наличности, млн.руб.	751,509	978,719	831,241	709,404
8	Коэффициент дисконтирования	1	0,893	0,797	0,712
9	Дисконтированный прирост денежной наличности, млн.руб.	751,509	873,996	662,499	505,096
10	Чистый дисконтированный доход от проведения ГРП, млн.руб.	2793,1			
11	Индекс доходности от проведения ГРП, руб./руб.	450,5			

Вывод.

Рассчитав экономическую эффективность от проведения ГРП с 2015 по 2018 гг. по тринадцати скважинам, получим, что:

- 1) Общая дополнительная добыча нефти по тринадцати скважинам за 4 года составила 299475,414 т.
- 2) Бюджетная эффективность проекта (налог на дополнительную прибыль) за 4 года составила 817,718 млн.руб.
- 3) Общий прирост потока денежной наличности за 4 года составил 3270,873 млн.руб.
- 4) Общий чистый дисконтированный доход от проведения ГРП за 4 года составил 2793,1 млн.руб.
- 5) Общий индекс доходности за 4 года составил 450,5 руб./руб.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что проведение ГРП на тринадцати скважинах позволит повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, а также принести большой доход организации.

6. Социальная ответственность

На Первомайском нефтяном месторождении большое внимание уделяется экологическим проблемам и соблюдению техники безопасности при проведении работ по добыче нефти. На очистку окружающей среды и рекультивацию нефтезагрязненных земель ежегодно выделяется более 100 млн.руб.

Мощными инструментами, позволяющими сократить время разработки Первомайского месторождения, продлить эксплуатационный период имеющегося фонда скважин и повысить продуктивность ПЗП, являются методы интенсификации добычи нефти.

Самым распространенным методом является ГРП.

Сущность ГРП заключается в увеличении проницаемости ПЗП под высоким давлением, в результате чего образуются новые или расширяются существующие трещины в породах. Однако при малейшем несоблюдении правил проведения мероприятия или режима эксплуатации оборудования ГРП становится источником повышенного уровня опасности.

В качестве факторов воздействия на человека при проведении мероприятия данного вида, можно выделить:

6.1 Производственная безопасность

Все неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 подразделяют на:

1. вредные производственные факторы, т.е. факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;
2. опасные производственные факторы, т.е. факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

Вредные вещества.

При ГРП вредными веществами могут быть рабочие жидкости, которые разлиты в процессе ГРП из-за небрежного отношения или остались после окончания работы. Из-за нарушения процесса освоения скважины или из-за нарушения режимов глушения скважины возможны выбросы скважинной жидкости, которая негативно влияет на людей.

При небрежном отношении с активированными материалами, контейнерами и ампулами отравляющее воздействие на людей могут оказать радиоактивные изотопы, которые используются для контроля гидроразрыва.

Повышенный уровень шума.

Раздражающее влияние на человека оказывает шум на рабочем месте – повышает его утомляемость. Повышенный уровень шума на человека оказывает вредное воздействие, вызывая в его организме неблагоприятные изменения. Длительное воздействие повышенного шума может привести к появлению шумовой патологии, изменению в сердечнососудистой системе, изменению нервных процессов. Проявлением вредного действия повышенного шума при этом является тугоухость, она рассматривается как профессиональное заболевание. Для прерывистого и колеблющегося во времени по нормам максимальный уровень шума не должен превышать 110дБа.

Меры защиты работников от вредных факторов.

Работники оснащаются индивидуальными средствами защиты с целью создания безопасных условий труда: водонепростойкими рукавицами, специальными носками и обувью, а также респираторами.

Оснащается оборудование необходимыми средствами блокировки и регулирования, которые обеспечивают безопасную эксплуатацию.

Монтируется оборудование ГРП на автомобильных шасси повышенной проходимости, поэтому оно расположено от уровня земли на некоторой высоте. Возникает опасность падения при обслуживании.

Коллективные средства защиты-перила используют с целью защиты персонала высотой 1 м. Для привода насосных установок на машинах установлены двигатели мощности до 900 кВт. При работе такие мощные двигатели создают сильный шум. Для этого используют специальные средства защиты – звукоизоляционные перегородки, закрывающие двигатель со всех сторон. Также машинист, обслуживающий установку, использует специальные наушники.

Опасные факторы.

Электрический ток.

От электрического тока работают: блок манифольд, станция контроля и управления за ГРП, находящиеся в пределах рабочей площадке. Электрический ток, протекая через организм человека, может вызвать серьезные последствия для здоровья, оказывая биологическое, термическое (тепловое) и электролитическое воздействие. Серьезная электротравма нарушает функции дыхания и мозга до полной их остановки, что приводит к смерти рабочего. Ожоги «знаки тока» различной глубины возникают в местах контакта с электротоком. Обугливание тканей в области поражения становится больше с повышением напряжения. Усугубляется опасность поражения электрическим током тем, что при помощи наших органов чувств он не может быть обнаружен. Применяются следующие средства индивидуальной защиты: галоши, диэлектрические ковры и диэлектрические перчатки. Должно находиться на рабочем месте не меньше 2 – 3 пар перчаток большого и среднего размера. На проколы проверяются все перчатки.

6.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы.

Вредные примеси от нефтегазовых компонентов, выбрасываемые в атмосферу – углеводороды и кислые компоненты (оксиды азота, серы и углерода, сероводород). Выделяются вредные компоненты в атмосферу вследствие производственных отходов, подлежащих сжиганию на факельных установках.

В атмосферу способны выделять загрязняющие вещества некоторые технологические объекты: газокompрессорные станции, буровые установки, нефтегазопромыслы, различного уровня нефтепроводы, нефтеперерабатывающие заводы, станции хранения УВ, установки подготовки газа и нефти и др.

С целью снижения выбросов в атмосферу в процессе бурения применяются:

- обвязка и конструкция бурового оборудования (запорная арматура, шламовые и буровые насосы и т.д.);
- материалы и реагенты не ниже четвертого класса опасности, согласно «Критериям отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды» (приказ Министерства природных ресурсов РФ № 511 от 15 июня 2001 г.);
- высокая эффективность четырехступенчатой системы очистки шлама и бурового раствора.

С целью снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрены некоторые мероприятия на стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования:

- утилизация (использование) для выработки электроэнергии и для собственных нужд попутного нефтяного газа;
- использование сертифицированного оборудования;
- периодическое проведение испытаний трубопроводов на прочность;

- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров трубопроводов и оборудования, которые работают под давлением;
- при эксплуатации стационарных источников выбросов соблюдение нормативов выбросов;
- на трубопроводах установка арматуры класса «А», в которой отсутствуют утечки газа и видимые протечки жидкости, также при аварийной ситуации она обеспечивает отключение любого участка трубопровода;
- для фланцевых соединений установка специально подобранных прокладок.

Защита гидросферы.

При интенсификации добычи нефти основными загрязняющими веществами гидросферы являются нефть, органические соединения, отобранные растворы, ПАВ, остаточные воды, шлам и минеральные соли.

От загрязнения гидрологического режима поверхностных вод предусмотрены некоторые мероприятия:

1. Ежегодное диагностирование через водные преграды технического состояния переходов трубопроводов;
2. Для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров - выполнение строительно-монтажных работ в зимний период;
3. Для ликвидации свежих нефтяных загрязнений – использование бакпрепаратов;
4. Для защиты трубопроводов от коррозии обеспечение некоторых мер (применение труб с внутренним противокоррозионным покрытием и с наружной защитой изоляцией усиленного типа);
5. Строительство водопропускных труб (27 шт.);

6. На участках перехода через водные объекты увеличение надежности трубопроводов (диагностика и антикоррозионное покрытие);
7. Укрепление откосов площадок и линейных сооружений от ветровой и водной эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
8. На обоих берегах ручьев и рек установка запорной арматуры на отметках выше отметок ледохода согласно СНиП 2.05.06-85 и не ниже отметок ГВВ 10 %.

Защита литосферы.

По окончании ГРП остаются рабочие жидкости, и окружающая среда может быть загрязнена этими жидкостями. Ущерб может быть причинен техническим оборудованием, примыкающим к скважине: автоцистернами, пескосмесительными агрегатами и другой техникой, применяемой при ГРП, при нарушении маршрутов следования, при неудовлетворительном состоянии техники и в случае отсутствия подъездных путей к скважине.

При небрежном отношении с контейнерами и ампулами источниками загрязнения окружающей среды могут быть радиоактивные изотопы, используемые для контроля ГРП.

При ГРП для минимизации загрязнения окружающей среды проводятся следующие мероприятия:

1. Оказавшиеся на территории вокруг скважины углеводороды по окончании работ собираются и утилизируются или вывозятся, если невозможна утилизация;
2. Из емкостей автоцистерн и агрегатов остатки жидкости гидроразрыва сливаются в специальную емкость, нефтеловушку или промышленную канализацию. Запрещается сливать их на землю;
3. После промывки насосов и емкостей, подвергшихся воздействию изотопов, остатки жидкости и неиспользованных изотопов разбавляются

до безопасной концентрации водой и хранятся в специально отведенном месте;

4. Одежду работавших и территорию вокруг скважины проверяют по окончании работ, так как нужно убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. В соответствии с действующими нормами территория вокруг добывающей скважины благоустроена и ограждена земляным валом.

Таким образом, материалами данной работы предусмотрен комплекс мероприятий по охране природы, который позволяет свести к минимуму воздействие загрязняющих веществ на атмосферу, гидросферу и литосферу.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Угроза возникновения ЧС на месторождении возникает в случае неконтролируемого выброса нефтепродуктов из технологических систем, который возникает в случае нарушения технологического процесса интенсификации добычи нефти. Добывающие скважины и емкостное оборудование являются наиболее опасными источниками ЧС.

На территории Первомайского месторождения основными источниками ЧС являются:

1. Аварии в результате разгерметизации магистрального нефтепровода, выкидных линий и нефтесборных трубопроводов;
2. На территории ДНС – аварии в результате разгерметизации вертикального стального резервуара для нефти;
3. На кустовой площадке добывающих скважин – аварии в результате газонефтеводопроявления.

Предусмотрены некоторые технические решения для исключения разгерметизации оборудования, обеспечения максимального условия безопасности обслуживающего персонала и производства, предупреждения

аварийных разливов опасных веществ и выбросов, снижения вредности производства:

1. Оснащена емкостная аппаратура с нефтепродуктами сигнализаторами верхнего предельного уровня, арматурой с дистанционным и ручным приводами и предохранительными и дыхательными клапанами с огнепреградителями;
2. В соответствии с требованиями ПБ 03-585-03, СП 34-116-97, РД 39-132-94 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы» предусмотрены испытание и монтаж трубопроводов;
3. Защитное покрытие усиленного типа наносится на наружную поверхность подземных трубопроводов;
4. Полная герметизация технологического процесса перекачки и подачи нефтепродуктов;
5. Для очищения трубопроводов и технологического аппарата предусмотрены дренажные емкости;
6. Для защиты оборудования от превышения давления технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами;
7. В закрытых аппаратах ведутся технологические процессы, которые исключают возможность образования взрывоопасной смеси.

Согласно составленным графикам предусматриваются постоянный контроль и ревизия при эксплуатации запорной арматуры, трубопроводов и технологического оборудования.

Пожароопасность.

Одной из чрезвычайных ситуаций является возникновение пожара. При проведении ГРП требуется повышенное внимание, так как используется

жидкость разрыва на нефтяной основе, поэтому не исключаются возможности воспламенения оборудования.

На промысле одной из особенностей пожара при горении паровоздушных смесей углеводородов является образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут. Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Величина теплового импульса, а также время существования и размеры шара зависят от количества сгораемого вещества.

Помимо открытого пламени и повышенной температуры опасными факторами пожара являются токсические продукты термического разложения и горения и их вторичные проявления: взрыв, движущиеся части разрушившихся аппаратов, осколки и электрический ток.

Меры предотвращения рассчитываются на применение в условиях вибрации, отложений солей, парафинов и других веществ, или устанавливаются в условиях, которые исключают прямой контакт с транспортируемой средой, также направлены на использования датчиков систем управления и контроля технологическим процессом во взрывозащищенном исполнении. Несгораемой должна быть специальная одежда. В нефтяной промышленности согласно правилам безопасности антистатической термостойкой является ткань типа «NOMEX ША».

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На вахте время работы и отдыха регламентируется графиком работы, который с учетом мнения выбранного органа первичной профсоюзной организации утверждается в порядке, установленном для принятия локальных нормативных актов статьей 372 ТК РФ, и доводится до сведения персонала не позднее, чем за 2 месяца до введения регламентируемого графика в действие.

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее, чем за 2 месяца до введения его в действие.

Необходимое время для доставки работников на вахту и обратно предусматривается в данном графике. Сюда не включены дни заездов и выездов в рабочее время к месту работы и обратно.

Для рабочего персонала, который выезжает в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности предусмотрено следующее:

1. На условиях, которые предусмотрены для людей, постоянно работающих, предоставляется дополнительный ежегодный оплачиваемый отпуск:

- а) в приравненных к районам крайнего Севера местностях – 16 календарных дней;

- б) в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

2. Выплачиваются процентные надбавки к заработной плате и устанавливается районный коэффициент в размерах и порядке, которые предусмотрены для рабочего персонала, работающих постоянно в районах крайнего Севера и приравненных местностях к ним.

Заключение

В ходе выполненной выпускной квалификационной работы были проанализированы методы интенсификации добычи нефти, применяемые на Первомайском нефтяном месторождении.

В данной работе было подробно описано геологическое строение Первомайского месторождения, нефтегазоносность, физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов, физико-химические свойства и состав пластовой жидкости и газа. Также проанализировано состояние разработки месторождения.

В технологической части рассматривались основные мероприятия, направленные на увеличение добычи нефти: кислотная обработка, ГРП и перфорация. Также приведено описание используемого оборудования и проанализирована эффективность проведения методов, применяемых на месторождении.

Нужно отметить, что существует множество геолого-технологических мероприятий, которые направлены на увеличение нефтеотдачи пластов. По приведенным анализам и расчетам в экономической части можно сделать вывод, что существенный эффект повышения добычи нефти можно достигнуть с помощью проведения ГРП. Этот метод за короткие сроки позволяет существенно увеличить дебит скважин либо замедлить падение добычи нефти, если месторождение находится на поздней стадии разработки.

Целью нефтедобывающих предприятий является разумное применение методов интенсификации добычи нефти, особенно на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами на поздней стадии разработки. При этом выбор геолого-технологических мероприятий основываться должен, исходя из геолого-технологических условий и экономических соображений.

Список использованных источников

1. Басрыгин Ю.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 2000 г. – 579 с.
2. Беляев Ю.А. «Интенсификационная технологическая обработка призабойной зоны нагнетательной скважины» - Нефтяное хозяйство, 2007, №3 - 68 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1990 г. – 426 с.
4. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000 г. – 56 с.
5. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: Недра, 1999 г. – 10 с.
6. Карпеев Ю.С. Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах. – М.: Недра, 1988 г.
7. Козловский Е.А. Горная энциклопедия, 1984 – 1991 гг. [Электронный ресурс]: <http://bio.niv.ru/doc/encyclopedia/mining/index.htm>. Дата обращения 2.05.2018 г.
8. Крысин Н.И. «Совершенствование устройств щелевой гидropескоструйной перфорации в нефтяных скважинах» - Нефтяное хозяйство, 2016, №8 – 129 с.
9. Михайлов С.А. Магадов В.Р. Научно-технический отчет о выполнении научно-исследовательской работы по гранту компании «ВР» по теме: «Исследование долговременной проводимости проппантов различных производителей», 2017 г.
10. Научно-технический журнал «Теория. Практика. Инновации» №9 2016 г.
11. Нефондовые источники (Сводки, отчеты и технологические режимы)

12. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Первомайского месторождения. Отчет Томского ТГУ, Томск, 1976 г., 203 стр. Отчет о производственной деятельности НГДУ «Томскнефть ВНК» за 2010-2013 г.
13. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: Недра, 1986 г. – 99 с.
14. Уточненная технологическая схема разработки Первомайского месторождения Отчет ТомскНИПИнефть по НИР, Томск, 1995.- 320 с.
15. Чикин А.Е. «Кислотные обработки призабойной зоны пласта с применением бесполимерного отклонителя» - Нефтяное хозяйство, 2016, №8 – 119 с.
16. Хелпикс.Орг – Интернет помощник [Электронный ресурс]: <http://helpiks.org>. Дата обращения 30.04 2018 г.
17. ГОСТ 11954-66. Битумы нефтяные дорожные вязкие улучшенные. Технические требования
18. ГОСТ 12.03.003 – 2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация