

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 210301 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности применения геолого-технологических мероприятий на примере Первомайского нефтяного месторождения (Томская область).

УДК 622.276.6-047.44 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Лозко Ростислав Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С	к.г.-м.н		

Томск – 2017 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

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-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
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)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с	Требования ФГОС ВО (ПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
Р11	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»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Чернова О.С.
(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
3-2Б2С1	Лозко Ростиславу Владимировичу

Тема работы:

Анализ эффективности применения геолого-технологических мероприятий на примере Первомайского нефтяного месторождения (Томская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.02.2017 № 1019/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Фондовые материалы ОАО «ТОМСКНЕФТЬ», Фондовые источники «ТомскНИПИнефть»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Краткая геолого-физическая и промысловая характеристика месторождения. 2. Состояние разработки Первомайского месторождения. 3. Проведенные мероприятия по повышению притока жидкости к скважине на первомайском месторождении.

	<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>5. Социальная ответственность.</p> <p>6. Заключение</p>
Перечень графического материала	<p>1. Обзорная карта Первомайского месторождения.</p> <p>2. Геологический разрез по линии скважин № 2291 -241Р.</p> <p>3. График разработки Первомайского месторождения.</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Организационно-экономическая часть» «Профессиональная социальная ответственность»	Глызина Татьяна Святославовна Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15 декабря 2016 года
---	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Лозко Ростислав Владимирович		

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 210301 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2017
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.01.2016	Геолого-физическая характеристика	15
24.02.2016	Состояние Разработки	15
22.03.2016	Проведенные мероприятия по повышению притока жидкости к скважине на первомайском месторождении	30
02.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
17.05.2016	Социальная ответственность	15
01.06.2016	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	к. г.-м. н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б2С1	Лозко Ростиславу Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтегазовых месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с изготовлением внедряемого оборудования
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Расчет экономической эффективности применения ГРП для повышения интенсификации притока жидкости к скважине.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б2С1	Лозко Ростислав Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3 – 2Б2С1	Лозко Ростиславу Владимировичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление / специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (технология, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Мероприятия по интенсификации притока жидкости к скважине на Первомайском нефтяном месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность:	1.1 Анализ вредных факторов при ГРП: -вредные вещества; -повышенный уровень шума; 1.2 Анализ опасных факторов при ГРП: -высокое давление; -электрический ток. -пожароопасность 1.3 Обоснование мероприятий по защите персонала от действия опасных и вредных факторов
2. Экологическая безопасность:	2.1. Источники загрязнения и виды воздействия. 2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	3.1 Анализ вероятных ЧС на объекте 3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	4.1 Правовые нормы трудового законодательства 4.2 Организационные вопросы обеспечения безопасности.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Лозко Ростислав Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 3 рис., 17 табл., 18 источников, 1 прил.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ЗАЛЕЖЬ, НЕФТЬ, КОЛЛЕКТОР, БОКОВЫЕ СТВОЛЫ, ПЛАСТ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА.

Объектом исследования является Первомайское месторождение, представленное тремя продуктивными пластами Ю₁^{1л}, Ю₁¹, Ю₁⁰.

Цель работы – рассмотрение существующих основных геолого-технических мероприятий по интенсификации притока жидкости к скважине и определение их эффективности.

В ВКР приводятся общие сведения о геологическом строении и геолого-физической характеристике месторождения, анализ разработки месторождения, и освещаются методы интенсификации и технологии воздействия на работу скважин.

В экономической части представлен расчет рентабельности проведения в действие методов интенсификации, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на реализацию операций согласно «Единым нормам времени».

ВКР выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

СОДЕРЖАНИЕ.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	12
ВВЕДЕНИЕ	14
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	15
1.1 Физико-химические свойства нефти и газа	25
1.2 Запасы нефти и растворенного газа	26
2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ	28
2.1 Анализ графика разработки месторождения	29
2.2 Сравнение фактических и проектных показателей разработки.....	33
2.3 Энергетическое состояние залежи.....	36
3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ	39
3.1 Увеличение депрессии на пласт.....	42
3.2 Физико-химические методы.....	44
3.3 Эффективность применения ГРП на Первомайском месторождении.....	46
3.4 Зарезка боковых стволов.....	48
3.5 Применение кислотных обработок ПЗП на Первомайском месторождении.....	54
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	65
4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП	65
4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования	66
4.3 Затраты на амортизационные отчисления	66
4.4 Затраты на материалы	67
4.5 Расчет заработной платы бригады	68
4.6 Затраты на страховые взносы.....	69
4.7 Затраты на проведение мероприятия.....	70
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.1. Производственная безопасность	72
5.1.1 Вредные факторы	72
5.1.2 Опасные факторы	74
5.1.3 Обоснование мероприятий по защите персонала от действия опасных и вредных факторов.....	76
5.2. Экологическая безопасность	78
5.2.1. Источники загрязнения и виды воздействия на окружающую среду:.....	78
5.2.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	79
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
5.3.1 Вероятные ЧС на объекте	81
5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС	81
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
5.4.1. Правовые нормы трудового законодательства.....	82
5.4.2 Организационные вопросы обеспечения безопасности.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А	90

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей пояснительной записке применяют следующие термины с соответствующими определениями.

ВНК – водонефтяной контакт

ГДВ – гидровоздействие

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ГИС – геофизические исследования скважин

ГКЗ – государственный комитет по запасам

ГКО – глинокислотная обработка

ГНК – газонефтяной контакт

ГПП – гидropескоструйная перфорация

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ДП – дополнительная перфорация

ИХН – композиция института химии нефти

КИВ – кавитационно-имплозивное воздействие

КИН – коэффициент извлечения нефти

КО – кислотная обработка

МГД – метод глубоких депрессий

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НДС – налог на добавленную стоимость

НКТ – насосно-компрессорная труба

ОПЗ – очистка призабойной зоны

ПАВ – поверхностное активное вещество

ПГД БК – пороховой генератор давления

ПДК – предельно-допустимая концентрация

ПДС – полимерно-дисперсные смеси

ПЗП – призабойная зона пласта

ПКО – пенокислотная обработка

ПД – поддержание пластового давления

СКО – соляно-кислотная обработка

УВ – углеводороды

УОС – установка освоения скважин

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ВВЕДЕНИЕ

Тема является актуальной для месторождений с высокой выработкой запасов. В данной работе рассматривается применение геолого-технологических мероприятий на Первомайском месторождении.

Эффективность добычи нефти из нефтенасыщенных пластов нынешней, промышленно освоенной методикой разработки во всех нефтедобывающих точках мира считается неудовлетворительной. Достаточно большой объем сырья остается в нефтеносных пластах в среднем от 55 до 75 % от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. В зависимости от сложности по строению и условиям разработки остаточные запасы нефти по некоторым разрабатываемым месторождениям изменяются в более широком диапазоне (от 30 до 90 %).

В современных условиях все больше внимания уделяется интенсификации добычи нефти.

Целью ВКР является анализ эффективности применения геолого-технических мероприятий на примере Первомайского нефтяного месторождения.

1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

В административном отношении Первомайское нефтяное месторождение своей большей (южной) частью (172,6 тыс. км²) расположено в Каргасокском районе Томской области, его меньшая (северная) часть (61,9 тыс. км²) находится на территории Сургутского района Тюменской области Ханты-Мансийского автономного округа в 600 км к северу от г. Томск (рисунок 1.1).



Условные обозначения:

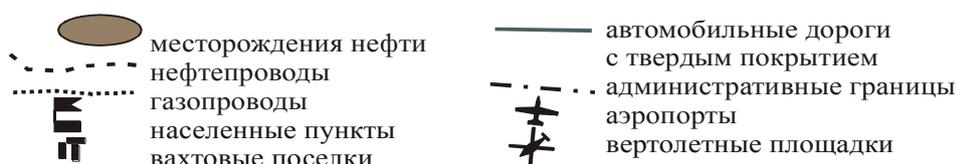


Рисунок 1.1-Обзорная карта района работ

По географическому положению месторождение находится в междуречье левых притоков Оби (Малого Югана, Большого Югана), текущих в северо-западном направлении, и Васюгана, текущего на восток. Территория месторождения представляет собой заболоченную равнину, покрытую лесом, болотной и луговой растительностью. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 70 до 116 м. Гидрографическая сеть района представлена реками

Еллекулун-Ях, Катыльга и их притоками, имеющими сильно меандрирующие русла и большую площадь водосбора.

Первомайское нефтяное месторождение приурочено к одноименной и Западно-Весенней структурам. Открыто в 1969 году Томским геологическим управлением.

В 1976 году по данным 28 поисково-разведочных скважин были оценены запасы УВ и утверждены ГКЗ СССР в количестве по категории В+С1 146130/66490 тыс. т и категории С2 – 7060/3210 тыс. т (протокол № 7720 от 03.11.76 г.). Месторождение было признано подготовительным к промышленному освоению с отличным качеством разведочных работ.

В 1981 году согласно технологической схеме разработки, составленной СибНИИНП и утвержденной ЦКР (протокол № 625 от 19.05.1978 г.) начато эксплуатационное разбуривание месторождения.

В период с 1976 по 2002 г. неоднократно проводились сейсморазведочные работы, выявившие и подготовившиеся под глубокое бурение Северо-Весенне, Западно-Весенне и Южно-Первомайское локальные поднятия.

В 1997 г. на основе обобщения геолого-геофизических материалов по Каймысовскому своду и прилегающим территориям ОМП 12/96-97 гг. составлена структурная карта масштаба 1:50000 по отражающему горизонту Па. С 1976 г. по 2013 г. в пределах месторождения пробурено 19 разведочных и 234 эксплуатационных скважин.

Первомайское нефтяное месторождение расположено в Каймысовском нефтеносном районе. В непосредственной близости от него эксплуатируются Западно-Катыльгинское и Катыльгинское нефтяные месторождения. Нефтеносность района связана с отложениями васюганской свиты, залегающими непосредственно под региональной покрывкой – аргиллитами баженовской свиты.

Согласно новой корреляции и переинтерпретации геофизического материала, анализа данных опробования разведочных и эксплуатационных скважин, а также материалов промыслово-геофизических исследований, промышленная нефтеносность на Первомайском месторождении связана с надугольной подсвитой васюганской свиты, представленной тремя продуктивными пластами $Ю_1^{1л}$, $Ю_1^1$, $Ю_1^0$. Пласты предыдущими исследователями объединялись в один подсчетный объект $Ю_1^0$.

Промышленно нефтеносный горизонт $Ю_1^{0+1+1л}$ представлен мелкозернистыми полевошпатово-кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, имеет почти повсеместное распространение по площади месторождения, кроме его северо-западной части, где песчаные пласты выклиниваются. По классификации А. А. Ханина коллекторы относятся к III, IV, V классам, из них доминирующим является IV класс коллекторов (63,2 %) [4].

Керн отобран из 47 скважин, (из пласта $Ю_1$ – 306,5 м керна, в том числе из нефтенасыщенной части 195,1 м).

По ГИС значения открытой пористости изменяются от 14,3 до 19,1 % (средняя – 18,5 %), проницаемость – от 2,0 до $83,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² (средняя – $45 \cdot 10^{-3}$), нефтенасыщенность – от 40,0 до 88,0 % (средняя – 67,6).

Гидродинамические исследования проведены в 321 скважине. Физико-химические свойства флюидов изучены по 85 глубинным (31 скважина) и 109 поверхностным пробам (85 скважин). Геолого-физические характеристики залежи приведены в таблице 1.1.

Пласт $Ю_1^0$ имеет площадное развитие в пределах Первомайского, южной части Весеннего и Западно-Весеннего локальных поднятий. В пласте $Ю_1^0$ выделяются две самостоятельные залежи: восточная и западная.

Восточная, основная, залежь приурочена к Весеннему и Первомайскому локальным поднятиям, где пласт вскрыт в интервале глубин от 2441,0 до 2553,0 (абсолютная отметка – от минус 2341,0 до минус 2453,0 м). Литологически

представлен песчаником мелкозернистым, средне слабосцементированным, известковистым. Общая толщина пласта Ю₁⁰ изменяется от 0,6 до 15,1 м, эффективная нефтенасыщенная толщина песчаников изменяется от 0,6 до 11,3 м (в среднем по нефтяной зоне – 5,2 м, водонефтяной – 4,4 м, в целом по залежи – 5,1 м).

Таблица 1.1- Геолого-физические характеристики залежи

Параметры	Пласты					
	Пласт Ю ₁ ⁰			Пласт Ю ₁ ¹	Пласт Ю ₁ ^{1Л}	По месторождению
	Восточная залежь	Западная залежь	Итого по пласту Ю ₁ ⁰			
Средняя глубина залегания, м	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Тип залежи	пластовый, сводовый, литологически экранированный					
Тип коллектора	п о р о в ы й					
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	152329	6896	159225	215758	31896	300867
Средняя общая толщина, м	6,2	2,3	6,2	5,3	6,0	8,7
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	5,1	2,3	5,0	4,1	3,5	6,0
Пористость, доли ед.	0,173	0,186	0,173	0,175	0,172	0,175
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,688	0,651	0,660	0,649	0,658	0,654
Проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³	49,0	82,0	49,0	42,0	41,0	45,0
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,90	1,00	0,90	0,89	0,86	0,89
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,7	1,0	1,7	1,6	2,0	2,3
Начальная пластовая температура, °С	90	90	90	90	90	90
Начальное пластовое давление, МПа	26	26	26	26	26	26
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,86	0,86	0,86	1,22	0,88	1,00
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,762	0,762	0,762	0,780	0,765	0,770
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,155	1,155	1,155	1,118	1,127	1,137
Содержание серы в нефти, %	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,7
Содержание парафина в нефти, %	2,8	2,8	2,8	2,5	2,4	2,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,1	6,1	6,1	6,0	6,4	6,2
Газосодержание нефти, м ³ /т	40	40	40	35	39	39,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42

Продолжение таблицы 1.1

Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001
Средняя продуктивность, м ³ /сут МПа	7,0	-	7,0	5,5	9,0	7,2

Водонефтяной контакт залежи принят на отметках минус 2422 м на восточном склоне (скважины № 251Р, 269Р, 65Р) и минус 2445 м на западном склоне (скважины № 265, 252Р). Практически все скважины вскрыли ЧНЗ.

На восточном склоне ВНК принимается по кровле пласта в скважинах № 251К, 269, где кровля эффективной части пласта залегает на абсолютной отметке минус 2422,4 и минус 2422,3 м. При испытании пласта в скважинах получена пленка нефти (таблица 1.2).

Таблица 1.2- Обоснование ВНК по продуктивным пластам Первомайского месторождения

№ скважины	Глубина, м Абс. отм, м			Результат испытания, м ³ /сут	Принятое положение ВНК, м
	Подшвы последнего нефтенасыщенного пропластка	Кровли первого водоносного пропластка	Интервал перфорации		
Пласт Ю ₁ ¹ + Ю ₁ ^{1л} западный склон					
252К	-	<u>2559,9</u> 2458,0	-	-	-
2287	<u>2555,7</u> 2448,9		<u>2543,0-2562,0</u> 2434,9-2453,9	“сухо”	-2449
2289Р		<u>2559,8</u> 2448,1	<u>2551,5-2558,0</u> 2439,8-2446,3	Q _н – 4,6 В- 9%	-
2281Р	<u>2519,2</u> 2425,5		<u>2518,0-2537,2</u> 2406,3-2425,3	Q _н ⁸ – 29,4 В – 7%	-
Пласт Ю ₁ ¹ восточный склон					
2292Р	<u>2523,6</u> 2420,7		<u>2520,5-2524,0</u> 2417,6-2421,1	Q _н ² – 1,14 В – 29%	2421
254		<u>2515,0</u> 2410,8	<u>2511,0-2515,0</u> 2406,8-2410,8	Q _н ⁶ – 28,6 В – 19,9%	-
257	<u>2511,0</u> 2412,2		<u>2509,0-2512,0</u> 2410,2-2413,2	Q _н ⁸ – 62,0	2412
272К		<u>2528,6</u> 2426,9	<u>2526,0-2534,0</u> 2424,3-2432,3	Q _в – 2,2 (перелив)	-

Продолжение таблицы 1.2

Пласт Ю ₁ ⁰ восточный склон					
65	<u>2529,8</u> 2422,9		<u>2522,0-2528,0</u> 2415,1-2421,1	Q _H ² – 3,8	2423
251К		<u>2526,0</u> 2422,4	<u>2521,0-2528,0</u> 2417,4-2424,4	Пл. нефти Q _B – 10,6	2422
269		<u>2522,6</u> 2422,2	<u>2521,0-2526,0</u> 2420,6-2425,6	Пл. нефти Q _B – 0,3 (перелив)	2422
647	<u>2510,2</u> 2415,9		<u>2503,0-2507,0</u> 2408,7-2412,7	Q _H ⁴ – 8,4	-
Пласт Ю ₁ ⁰ западный склон					
265		<u>2546,0</u> 2444,9	<u>2544,0-2550,0</u> 2442,9-2448,9	Пл. нефти Q _B – 0,2 (перелив)	2445
252К		<u>2548,8</u> 2446,9	<u>2548,0-2556,0</u> 2446,1-2454,1	Пл. нефти Q _B – 4,6	-
266	<u>2552,8</u> 2438,9		<u>2540,0-2553,0</u> 2426,1-2439,1	Q _H ² – 5,8 B – 13%	-

В разрезе скважины № 65 ВНК отбивается на глубине 2529,8 м (абсолютная отметка минус 2422,9 м). При опробовании пласта получен приток нефти дебитом 3,8 м³/сут на 2 мм штуцере, в процессе исследования на забое отмечено наличие пластовой воды. При опробовании пласта выше отметки минус 2422,0 м получены безводные притоки нефти.

На западном склоне ВНК принят по кровле пласта в скважине № 265, где при испытании получена пленка нефти. Пленка нефти, также получена в скважине № 252К, но здесь кровля пласта залегает на 2 м ниже принятого ВНК. При опробовании разведочных и эксплуатационных скважин в контуре нефтеносности получены притоки нефти (таблица 1.2).

В границах принятого контура нефтеносности - залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная, размерами 28,0х7,0 км и высотой 104 м.

Западная залежь приурочена к южной части Западно-Весеннего поднятия. Имеет небольшие размеры 5,6х2,0 и высоту 8 м. Пласт вскрыт двумя скважинами № 241Р и № 2289Р.

На восточном склоне ВНК принимается по подошве нефтяного пласта в скважине № 257. При испытании пласта на фонтане получено 16,6 м³/сут безводной нефти. В скважине № 254 получен приток нефти дебитом 28,6 м³/сут и воды – 19,9 % на 6 мм штуцере. Приток нефти с небольшим количеством пластовой воды получен в приконтурной скважине № 2292Р. Скважина № 272К вскрыла водоносную часть пласта.

На западном склоне ВНК принят условно по подошве нефтяного пласта в скважине № 2287Р, по ГИС пласт нефтенасыщен. Несмотря на то, что при испытании пласта Ю₁¹ в скважине № 2287Р пластового флюида не получено, это можно объяснить небольшой мощностью (1,2 м) и плохими коллекторскими свойствами пласта (вблизи проходит линия замещения коллектора). В скважинах № 2281Р, 2289Р пласт вскрыт выше отметки ВНК, при испытании пласта были получены притоки нефти (таблица 1.2). В скважине № 252К кровля пласта Ю₁¹ вскрыта ниже принятой отметки ВНК на 9 м. Пласт в скважине не опробовался, по данным ГИС водонасыщен.

В пределах принятого контура нефтеносности залежь имеет размеры 28,0х15,6 км, высоту 129 м. По типу залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Водонефтяная зона шириной от 50 до 750 м занимает незначительную часть площади (7,8 %) и составляет 16908 тыс. м².

Коэффициент расчлененности равен 1,6, песчанистости – 0,89.

Коллекторские свойства пласта охарактеризованы лабораторными исследованиями керна, ГИС и ГДИС.

По керну выполнено 516 определений пористости, 386 определений проницаемости и 304 определения нефтенасыщенности, из них учтено 476 определений пористости, 354 проницаемости, 272 нефтенасыщенности.

Открытая пористость по керну изменяется от 14,0 до 30,3 %. Проницаемость варьирует в пределах от 2,0 до 343,0·10⁻³ мкм². Величина нефтенасыщенности изменяется от 39,0 до 88,8 %.

Средневзвешенные значения параметров по пласту Ю₁⁰ составляют: открытая пористость – 17,9 %, проницаемость – 22,0·10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность – 71,2 %.

По ГИС значения открытой пористости изменяются от 14,3 до 19,1 %. Проницаемость варьируется в пределах от 2,0 до 83,0·10⁻³ мкм². Величина нефтенасыщенности изменяется от 41,0 до 86,0 %.

Средневзвешенные значения параметров по пласту Ю₁¹ составляют: открытая пористость – 18,4 %, проницаемость – 42,0·10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность – 66,5 %.

По результатам гидродинамических исследований (ГДИС) (131 определение) проницаемость колеблется от 1,0 до 97·10⁻³ мкм² при среднем значении 22,0·10⁻³ мкм²

Пласт Ю₁^{1л} распространен в пределах северо-западной части месторождения и представляет собой песчаное тело “шнуркового” типа, образовавшееся в результате деятельности внутрилагунных течений. От вышележащего пласта Ю₁¹ отделяется глинистым пропластком или плотным прослоем карбонатизированного песчаника от 0,5 до 1,5 м и гидродинамически связан с ним. Пласт вскрыт 2 разведочными (скважины № 2281Р и 2289Р) и 37 эксплуатационными скважинами в интервале глубин от 2490,0 до 2549,0 (абсолютная отметка от минус 2390,0 до минус 2449,0) м, представлен песчаниками светло-серыми с буроватым оттенком, среднезернистыми, слабосцементированными. Общая толщина изменяется от 2,0 до 10,4 м (среднее значение – 6,0 м), эффективная толщина – от 1,8 до 9,1 м (среднее значение – 5,2 м), эффективная нефтенасыщенная толщина – от 0,8 до 9,1 м (среднее значение – 3,5 м).

В скважине № 2281Р, пласт испытан совместно с вышележащим пластом Ю₁¹ в интервале от 2518,0 до 2537,2 м (абсолютная отметка от минус 2406,3 до минус 2425,5 м) получен приток нефти дебитом 27,9 м³/сут и воды – 7 % на 6 мм штуцере. В скважине № 2289Р пласт не испытан, по ГИС в

интервале от 2558,0 до 2558,8 (абсолютная отметка от минус 2446,3 до минус 2447,1 м) нефтенасыщен, в интервале от 2559,8 до 2561,8 (абсолютная отметка от минус 2448,1 до минус 2450,2 м) водонасыщен.

Залежь пласта Ю₁^{1л} небольшая по площади, имеет размеры 15,5х3,0 км, высоту 59 м. Водонефтяная зона шириной от 50 до 750 м занимает незначительную часть площади (7,4 %) и составляет 2358 тыс. м². Западная и восточная границы залежи контролируются зоной отсутствия коллектора, северная граница – водонефтяным контактом, принятым условно на отметке минус 2421 м южная – минус 2449 м. Данные для обоснования ВНК приведены в таблице 1.2.

Коэффициент расчлененности для данного пласта равен 2,0, песчаности – 0,86.

По пласту Ю₁^{1л} коллекторские свойства по керну изучены только в одной скважине. Было выполнено 14 определений пористости, 14 определений проницаемости и 3 определения нефтенасыщенности, из них учтено по 3 определения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Пористость по данным керна изменяется от 17,4 до 18,1 %, среднее значение – 17,8 %, проницаемость колеблется от 24,0 до 26,0·10⁻³ мкм², среднее значение – 25,0·10⁻³ мкм², нефтенасыщенность изменяется от 62,3 до 64,8 %, среднее значение – 64,0 %.

По ГИС значения открытой пористости колеблется от 14,7 до 19,1 %. Проницаемость варьируется в пределах от 2,0 до 83,0·10⁻³ мкм². Величина нефтенасыщенности изменяется от 40 до 83 %.

Средневзвешенные значения параметров по пласту Ю₁^{1л} составляют: открытая пористость – 18,4 %, проницаемость – 41,0·10⁻³ мкм², начальная нефтенасыщенность – 65,9 %. На рисунке 1.2 приведен геологический разрез по линии скважин № 2291-241Р.

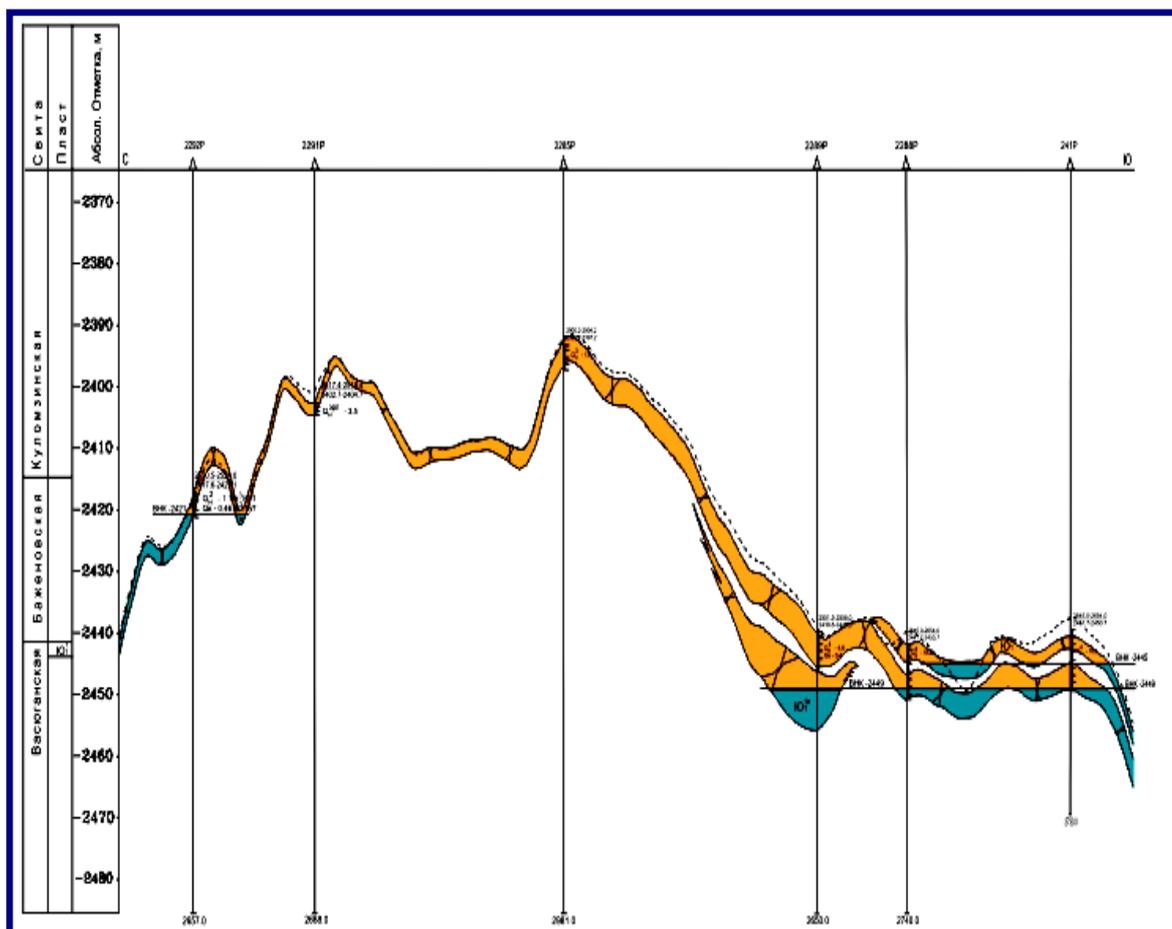


Рисунок 1.2- Геологический разрез по линии скважин № 2291-241P

Наклон плоскости ВНК в пределах залежей обусловлен особенностями гидродинамического режима. Наблюдение за статическими уровнями в пьезометрических скважинах свидетельствуют о значительном различии в величинах напоров краевых вод на восточном и западном погружениях структуры.

В скважинах № 251, 268, 272 расположенных в восточной части залежи величины напоров составляют, соответственно 2526,0; 2528,0; 2528,6 м; в западной части залежи имеется одна пьезометрическая скважина № 252, значение напора в ней равно 2509,2 м [8]. Превышение в напорах обеспечивает установленную разницу в ВНК.

В региональном плане данное явление связано, по-видимому, с общим напором вод верхнеюрского комплекса со стороны Колтогорского мегапрогиба, непосредственно примыкающего с востока к Каймысовскому своду.

Других нефтегазоносных пластов в разрезе месторождения не установлено. На стадии поисково-разведочных работ были опробованы отложения контакта палеозоя и мезозоя, тюменской свиты (Ю2, Ю3, Ю6), нижнего и среднего мела (Б16-20, Б12, Б9, Б7, Б5-6, Б1-4, А2, А1 и ПК1-3). Все они оказались водоносными, либо практически “сухими”.

1.1 Физико-химические свойства нефти и газа

Физико-химические свойства нефти и газа по продуктивным пластам Первомайского месторождения изучались по данным исследований 86 глубинных и 700 поверхностных проб нефти.

Нефть пластов Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁^{1л} в пластовых условиях характеризуется низкой плотностью и вязкостью, высокой степенью пережата (давление насыщения 6,3 МПа) при пластовом давлении 26,0 МПа. Плотность нефти в пластовых условиях от 762 (Ю₁⁰) до 780 кг/м³ (Ю₁¹), при дифференциальном разгазировании от 839 (Ю₁⁰) до 845 кг/м³ (Ю₁¹ и Ю₁^{1л}). Вязкость нефти в пластовых условиях от 0,86 (Ю₁⁰) до 1,22 мПа·с (Ю₁¹), сепарированной от 5,4 (Ю₁⁰) до 6,0 мПа·с (Ю₁¹ и Ю₁^{1л}).

Газосодержание при дифференциальном разгазировании составило от 35,0 (Ю₁¹) до 47,0 м³/т (Ю₁⁰⁺¹), объемный коэффициент от 1,118 (Ю₁¹) до 1,155 (Ю₁⁰).

Дегазированная нефть легкая, маловязкая, малосмолистая, сернистая (содержание серы 0,70 %) и парафинистая (содержание парафина 2,6 %), с низкой температурой начала кипения (плюс 59,2 °С) и высоким выходом фракций, выкипающих до 300 °С (56,4 %).

Газ относится к жирным: содержание метана колеблется от 59,9 % (Ю₁⁰) до 74,3 % (Ю₁¹). Сумма тяжелых углеводородов (от этана до гексана) изменяется от 21,2 % до 36,1 %. Азот присутствует в количестве от 1,94 до 2,90

%, углекислый газ от 1,35 до 1,99 %. Абсолютная плотность газа составляет в среднем 1,026 кг/м³.

Тип пластовых вод – хлоридно-натриевый со средней минерализацией 38,9 г/л. Для месторождения характерен неактивный упруговодонапорный режим, поэтому поддержание пластового давления осуществляется закачкой воды из отложений покурской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. Воды по составу хлоридно-натриевые, бессульфатные с минерализацией 17,9 г/л.

1.2 Запасы нефти и растворенного газа

Первый подсчет запасов нефти Первомайского месторождения выполнен в 1976 году по данным 28 поисково-разведочных скважин [2]..

Запасы нефти и растворенного газа на Первомайском месторождении подсчитывались и утверждались дважды:

в ГКЗ СССР (протокол № 7720 от 3.11.76 г.) в количестве:

начальные балансовые/извлекаемые запасы нефти:

- категории В + С1 - 146130/66490 тыс. т, КИН – 0,455;
- категории С2 – 7060/3210 тыс. т, КИН – 0,455;
- всего (В + С1 + С2) – 153190/69700 тыс. т, КИН – 0,455.

Результаты пересчета запасов нефти показали, что начальные балансовые запасы промышленных категорий В + С1 по сравнению с утвержденными ГКЗ, увеличились в целом по месторождению на 5599 тыс. т или 3,5% за счет увеличения площади нефтеносности на 28,0 % и пересчетного коэффициента на 6,0 %. Запасы категории С2 уменьшились на 5326 тыс. т (75 %), в основном, за счет перевода запасов категории С2 в С1 [3]..

По состоянию на 1.01.2013 г. на балансе Росгеолфонда числятся начальные запасы нефти по Первомайскому месторождению в следующих количествах:

Балансовые/ извлекаемые запасы нефти:

категории В + С1: 151945/62860 тыс. т, КИН – 0,414 (таблица 1.2.1).

Таблица 1.2.1-Состояние запасов нефти на 01.01.2013 г.

Объект	Начальные запасы нефти, тыс. т										Рекомендуемые запасы, тыс. т				
	Утвержденные ГКЗ СССР Протокол № 7720 от 03.11.1976 г.					Числящиеся на государственном балансе									
	Балансовые		Извлекаемы		КИ Н	Балансовые		Извлекаем		КИ Н	Балансовые		Извлекаем		КИ Н
	е		е			е		ые	ые		е		ые	ые	
В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂		В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂		В+С ₁	С ₂	В+С ₁	С ₂		
Ю ₁	14613 0	7060	6649 0	3210	0,45 5	15194 5	-	6286 0	-	0,41 4	15122 0	1734	73443	789	0,48 5

2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Основные положения дополнения к технологической схеме Первомайского месторождения.

В настоящее время действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Первомайского месторождения», принятым в 2009 году.

Основные положения «Дополнения к технологической схеме разработки Первомайского месторождения» следующие:

- выделение одного объекта разработки – $Ю_1^{0+1+1Л}$;
- трехрядная блоковая система заводнения с элементами приконтурной и очаговой (месторождение разрезано на 17 блоков, из которых краевые блоки из-за особенностей геологического строения, ограничены одним разрезающим рядом нагнетательных скважин);
- равномерная сетка скважин, с плотностью – 21,7 га/скв, с разрезанием на блоки;
- общий запроектированный фонд скважин – 1082, в том числе добывающих – 767 ед. (из них 16 горизонтальных), нагнетательных – 289 ед., водозаборных – 26 ед.;
- запроектированная величина КИН – 0,486.

Таблица 2.1 – Основные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта

Пласт	$Ю_1^0$	$Ю_1^1$	$Ю_1^{1Л}$
Вязкость μ , мПа*с	0,86	1,22	0,88
$K_{песч}$, д.ед.	0,90	0,89	0,86
$K_{пр}$, мкм ²	0,0185	0,0155	0,0159
Подвижность нефти α , мкм ² /мПа*с	0,022	0,013	0,018

Проектная система разработки Первомайского месторождения соответствует геологическому строению, так как блоковое трехрядное

заводнение с элементами приконтурного и очагового применяется для залежей с низкой проницаемостью, с разной степенью неоднородности и малопродуктивным коллектором при большой площади нефтеносности (Таблица 2.1).

2.1 Анализ графика разработки месторождения

Первомайское месторождение открыто в 1969 году, введено в разработку в 1981 году. Анализируя график разработки Первомайского месторождения (рисунок 2.1.1), можно выделить с 1981 года по 1991 год первую стадию разработки месторождения.

В данный период происходит рост добычи нефти и жидкости в связи с тем, что разбуривают основной фонд скважин. В результате резкого роста среднегодовых отборов жидкости и недокомпенсации их закачкой интенсивно снижалось пластовое давление до 1985 года. После проявления влияния системы ППД в 1987 году происходит стабилизация пластового давления на уровне 24-25 МПа. Обводненность продукции залежи увеличивается незначительно, достигая в 1990 году 11%, при интенсивном росте объёма закачиваемой воды (до 5500 тыс. м³). Фонд добывающих и нагнетательных скважин увеличивается на протяжении первой стадии, так как происходит разбуривание месторождения и ввод системы ППД с начала разработки. В результате этого увеличивается средний дебит скважин после падения в первый год (с 31 т/сут до 23 т/сут).

С 1991 года по 1995 год – вторая стадия разработки. В этот период наблюдаются максимальные уровни добычи нефти и жидкости (до 3000 тыс.т. и 3500 тыс.т., соответственно). Это обусловлено активным эксплуатационным разбуриванием месторождения в этот период, а также высокими фактическими дебитами нефти. Изменения пластового давления в зоне отбора не наблюдаются, так как компенсация закачкой стабильна в данный период.

Обводненность продукции залежи также мало изменяется (11-12%). Это связано с уменьшением количества добывающих скважин, их ликвидацией из-за обводненности или аварийности. Рост закачки жидкости достиг максимального значения (до 7000 тыс. м³) в 1990 году, затем произошло его снижение. До 1995 года продолжался рост основного фонда нагнетательных скважин до максимального значения (205 скважин).

Постепенное падение уровня добычи нефти характеризует третью стадию разработки. Данная стадия наблюдается с 1996 года и продолжается в настоящее время. За данный период снижение уровня добычи нефти связано с тем, что не происходило разбуривание новых скважин. В 2005-2008 году после проведения ГТМ (геолого-технологических мероприятий), в частности ГРП, удалось замедлить темпы падения уровня добычи. Но в 2007-2008 году падение уровня добычи нефти продолжилось. Это связано с тем, что закачка жидкости превышала над отбором (4000 тыс. м³ и 2000 тыс. т., соответственно).

Пластовое давление в данный период находилось выше начального в 1998 (на 0,1 МПа) и 2003-2006 гг (до 0,4 МПа). Прослеживается достаточно явная зависимость между средним давлением в зоне отбора и уровнем компенсации закачкой, особенно в период с 1998 года. Так уменьшение текущей компенсации в 1999 – 2000 гг. привело к снижению пластового давления, а последующее увеличение текущей компенсации сопровождалось ростом пластового давления до начального.

Обводненность с начала III стадии разработки увеличивается с 17% до 34% к 2000 году. В 2001 году значение обводненности уменьшилось на 1% и возросло до 47% к 2003 году. В 2005 году после снижения значения обводненности происходит его резкий рост с 40% до 76% к 2011 году.

Уровень закачки воды с начала III стадии уменьшился с 4600 тыс. м³ до 3200 тыс. м³ к 2001 году. В 2002 году происходит небольшой рост (на 500 тыс. м³) и затем снижение до 2006 года. Это снижение обусловлено уменьшением

количества нагнетательных скважин. С 2008 по 2012 год уровень закачки удерживается на отметке 3000 тыс. м³ и в 2013 происходит его рост.

С 1993 года уменьшается фонд добывающих скважин и нагнетательных скважин (с 378 до 240 ед. и с 170 до 118 ед., соответственно). После 2000 года фонд добывающих скважин уменьшился с 240 до 119 ед. Такое снижение количества добывающих скважин обусловлено их ликвидацией из-за обводненности или аварийности.

Средний дебит нефти снижается с начала III стадии к 2004 году с 18,3 до 11,4 т/сут. Затем происходит рост до 29,3 т/сут к 2007, так как были произведены ГРП во многих добывающих скважинах и вырос средний дебит жидкости. После 2007 года дебит нефти незначительно снижается и удерживается до 2012 года на отметке 20 т/сут при росте дебита жидкости до 77 т/сут.

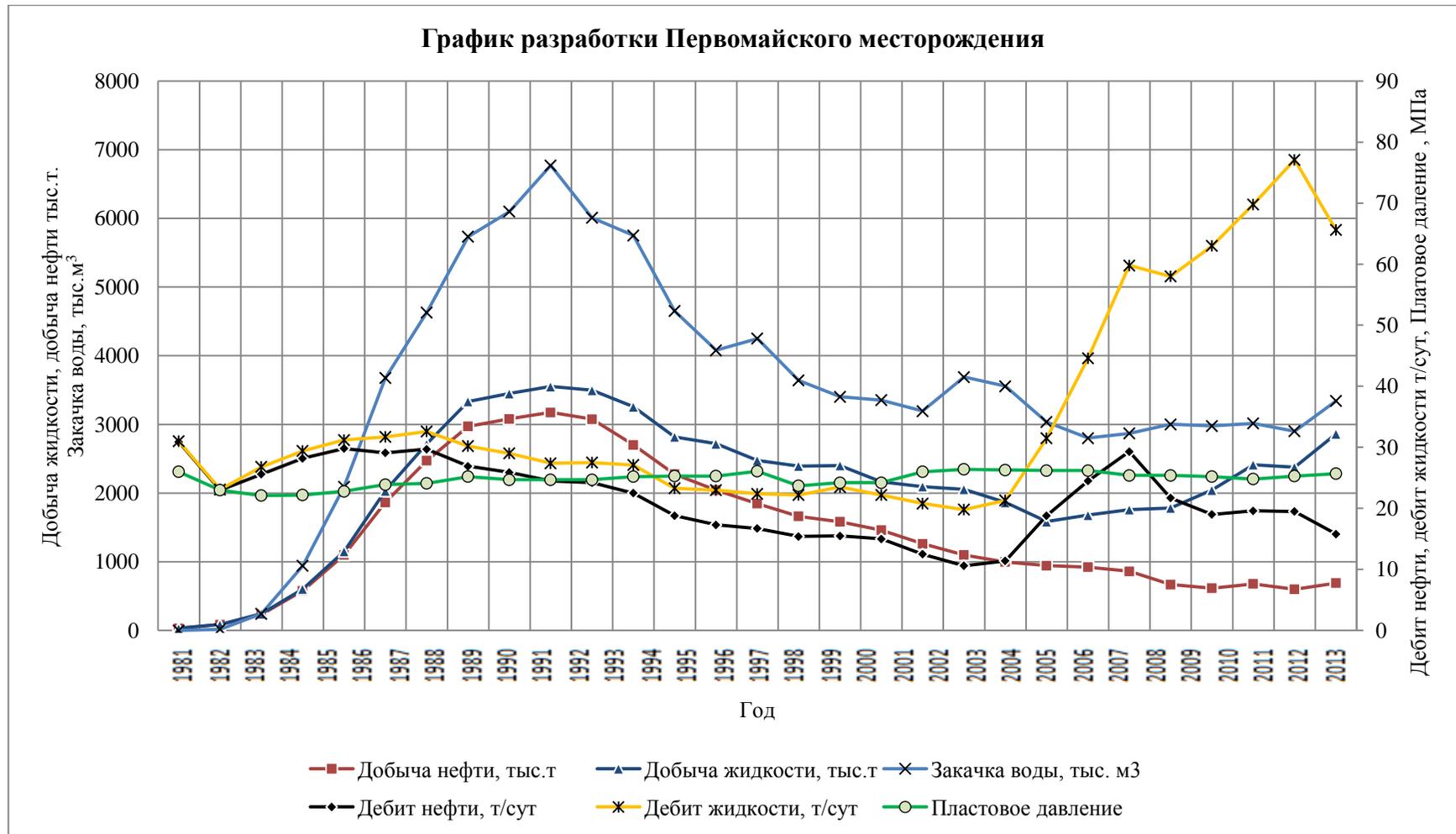


Рисунок 2.1.1 – График разработки Первомайского месторождения

2.2 Сравнение фактических и проектных показателей разработки

Анализ показателей разработки Первомайского месторождения показал, что запроектированные уровни добычи нефти и жидкости до 2011 года не были реализованы. Основной причиной этого явилось полное отсутствие эксплуатационного бурения и ввода новых скважин. Причинами значительного превышения фактической обводненности над проектной являются излишняя закачка и нехватка новых скважин.

В 2011 году был принят проектный документ «Анализ разработки Первомайского месторождения» на период 2011-2014 гг. Фактические и проектные показатели разработки с 2011 по 2013 год представлены в таблице 2.2.1.

В 2011 г. фактическая добыча нефти составила 616,4 тыс. т, что составляет 91,3 % проектного значения. Отклонение составило -58,8 тыс.т. Даже после ввода добывающих скважин выше проектного количества фактические показатели добычи нефти не превышают проектных. Это связано с тем, что средний дебит новых скважин наполовину ниже проекта и фактические показатели средней обводненности продукции выше, чем по проекту. Влияние действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин на добычу незначительно, так как отклонение составляет -4 и -5 скважин, соответственно [14].

В 2012 году отклонение показателей добычи нефти от проекта составило -34,6 тыс.т., что ниже предыдущего года, так как было введено в эксплуатацию большое число новых скважин и проведение в них ГРП.

В 2013 году отклонение фактических показателей добычи нефти от проектных составляет -333,5 тыс. т. Такая разница связана с тем, что происходит недостижение показателей по вводу новых добывающих скважин.

Таблица 2.2.1 – Сопоставление основных проектных и фактических показателей разработки Первомайского месторождения за 2011-2013 гг.

Показатели	2011			2012			2013		
	проект	факт	Откл.	проект	факт	Откл.	проект	факт	Откл.
Добыча нефти всего, тыс. т	675,2	616,4	-58,8	713	678,4	-34,6	933,7	600,2	-333,5
Ввод нов. доб. скв., всего, шт.	10	12	2	13	1	-12	21	4	-17
Дейст. фонд доб. скв. на кон. г., шт.	140	136	-4	156	127	-29	175	119	-56
Дейст. фонд нагн. скв. на кон. г., шт.	93	88	-5	93	80	-13	100	74	-26
Ср. деб. жид. дейст. скв., т/сут.	58,1	62,5	4,4	53,4	69,8	16,4	52,8	77,1	24,3
Ср. обв. продукц. дейст. скв., %	65,5	69,9	4,4	67,3	71,9	4,6	66,4	74,8	8,4
Ср. деб. неф. дейст. скв., т/сут.	20	18,8	-1,2	17,5	19,6	2,1	17,7	19,5	1,8
Ср. прием. нагн. скв., м ³ /сут.	102,6	98	-4,6	82,1	105	22,9	99,2	106,7	7,5
Доб. жидкости, всего, тыс. т	1958,9	2045,5	86,6	2177,3	2413,4	236,1	2779,1	2377,7	-401,4
Кэф. нефтеизвлеч., доли ед.	0,259	0,259	0	0,264	0,263	-0,001	0,27	0,267	-0,003
Зак. раб. агента, тыс. м ³ /год	3082	2979	-103	2508,1	3016	507,9	3081,4	2902	-179,4
Компен. отбора – текущая, %	137,2	133,3	-3,9	101,1	116,1	15	100	114,5	14,5

За данный период времени фактический коэффициент нефтеизвлечения соответствовал проектному, кроме 2013 года.

Накопленная добыча нефти на 1.01.2014 г. на месторождении составила 40901,0 тыс. т, 99,0 % - проектного значения. Отбор от начальных извлекаемых запасов и текущий КИН ниже проектных показателей. КИН – 0,267 при 0,270 – по проекту.

Вместе с тем, наблюдается увеличение дебитов нефти и жидкости добывающих скважин. Средний дебит действующих скважин по жидкости, в 2011 - 2013 гг. равный 62,5, 69,8 и 77,1 т/сут, соответственно, превысил проектные значения на 7,6 %, 30,7 % и 46 %.

Дебит действующих скважин по нефти составил в 2011 - 2013 гг. 18,8, 19,6 и 19,5 т/сут, при проектных значениях 20, 17,5 и 17,7 т/сут, соответственно.

Динамика обводненности скважин на месторождении за весь период разработки имеет плавный характер. Фактические показатели в 2013 году выше проектных на 8,4%.

Фактическая закачка воды в пласт в период 2011 – 2013 гг. составила 2979, 3016 и 2902 тыс. м³, что определилось, как 97 %, 120 % и 94 % от проектного уровня годовой закачки, соответственно.

И хотя в вышеуказанные годы, проектный нагнетательный фонд превышает проектные значения, фактический действующий нагнетательный фонд не достигает проектных значений, и составляет 88 ед.- 94 %, 80 ед. - 86 %, 74 ед. - 74 % последнего.

В 2012 - 2013 гг. текущая компенсация отбора жидкости закачкой составляет 116,1 и 114,5 %, что превышает проектные значения на 15 и 14,5 %, соответственно (таблица 3.2.1).

2.3 Энергетическое состояние залежи

На начало 2014 года пробуренный фонд Первомайского месторождения составляет 868 скважин. В таблице 2.3.1 приведена характеристика всего фактического пробуренного фонда скважин Первомайского месторождения по состоянию на 01.01.2014 года.

Из 868 скважин - 404 ед. (46,5 %) находятся в эксплуатационном фонде, 92 скважины (10,6 %) находятся в консервации, 76 ед. (8,8 %) в пьезометрическом и 16 ед. (1,8 %) в наблюдательном фонде скважин, ликвидировано 67 скважин (7,7 %) и еще 213 скважин (24,5 %) находятся в ожидание ликвидации.

На 01.01.2014 г. пробуренный фонд добывающих скважин составил 500 ед. Эксплуатационный добывающий фонд скважин равен 163 ед., из которых 119 скважин – действующих (113 скважин дают продукцию, 6 скважин - находятся в простое) и 44 ед. находятся в бездействии, т. е. фактически работает 69 % эксплуатационного добывающего фонда.

В консервации находится 60 скважин, пьезометрическом фонде - 53 скважины, еще 5 ед. в наблюдательном фонде. Ликвидировано - 38 скважин и 181 ед. находится в ожидании ликвидации.

Таблица 2.3.1 - Характеристика пробуренного фонда скважин

на 1.01.2014 г.

Наименование	ВСЕГО:
Общий пробуренный фонд скважин	868
Фонд добывающих скважин	500
Эксплуатационный фонд добывающих скважин	163
Действующий фонд добывающих скважин	119
в т.ч.: дающие продукцию	113
простаивающие	6
Бездействующий фонд добывающих скважин	44
В освоении и ожидании освоения	0
В консервации	60
Пьезометрические	53
Наблюдательные	5
В ликвидации	38
В ожидании ликвидации	181
Фонд нагнетательных скважин	337
Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	213
Действующий фонд нагнетательных скважин	74
в т.ч.: под закачкой	65
простаивающие	9
Бездействующий фонд нагнетательных скважин	136
В освоении и ожидании освоения	3
В консервации	32
Пьезометрические	23
Наблюдательные	11
В ликвидации	26
В ожидании ликвидации	32
Фонд водозаборных скважин	29
Эксплуатационный фонд водозаборных скважин	26
Действующий фонд водозаборных скважин	6
Бездействующий фонд водозаборных скважин	20
В освоении и ожидании освоения	0
В консервации	0
Пьезометрические	0
Наблюдательные	0
В ликвидации	3
В ожидании ликвидации	0
Фонд поглощающих скважин	2
Эксплуатационный фонд поглощающих скважин	2
Действующий фонд поглощающих скважин	1
Бездействующий фонд поглощающих скважин	1
В освоении и ожидании освоения	0
В консервации	0
Пьезометрические	0
Наблюдательные	0
В ликвидации	0
В ожидании ликвидации	0

Согласно проекту, месторождение разрезано на 17 блоков, из которых краевые блоки (I и XVII) из-за особенностей геологического строения, ограничены одним разрезающим рядом нагнетательных скважин. В процессе разбуривания часть проектных добывающих скважин оказалась в приконтурной или законтурной зоне, что ускорило их перевод под нагнетание, тем самым были сформированы еще 2 ряда нагнетания, а также частично в блоках переключены под закачку добывающие скважины для приконтурного и очагового воздействия.

Начальное пластовое давление составляет 26,0 МПа, текущее пластовое давление в среднем по залежи – 26,0 МПа, давление насыщения – 6,1 МПа, пластовое давление в зоне отбора составляет 24,6 МПа.

$\Delta P_1 = 19,9$ МПа – разница между начальным пластовым давлением и давлением насыщения

$$\Delta P_2^{\text{общ}} = 26,0 - 26,0 = 0 \text{ МПа}$$

$\Delta P_{2853,354} = 26,0 - 11,0 = 15,0$ МПа; $\Delta P_{2809} = 26,0 - 13,0 = 13,0$ МПа;

$\Delta P_{2547} = 226,0 - 14,0 = 12,0$ МПа; $\Delta P_{2810,900,583} = 26,0 - 15,0 = 11,0$ МПа

– глубины локальных воронок депрессии.

$$\Delta P_{216} = 35,0 - 26,0 = 9,0 \text{ МПа}; \Delta P_{258} = 36,5 - 26,0 = 10,5 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2416} = 34,5 - 26,0 = 8,5 \text{ МПа}; \Delta P_{2503} = 36,0 - 26,0 = 10,0 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_{2541} = 36,2 - 26,0 = 10,2 \text{ МПа} - \text{высоты локальных воронок}$$

репрессии

$$P_{\text{пл.в з.отб.}} = 24,6 \text{ МПа}, P_{\text{пл.в з.нагн.}} = 32,5 \text{ МПа}$$

$\Delta P_3 = 32,5 - 24,6 = 7,9$ МПа – перепад P в зонах нагнетания и отбора.

В целом же существующая на месторождении система ППД находится в удовлетворительном состоянии. Сформированная система разработки оказалась достаточно эффективной и позволила бы поддерживать стабильные уровни добычи жидкости на месторождении в случае сохранения запроектированного фонда скважин.

3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ К СКВАЖИНЕ

Выбор метода воздействия на пласт осуществляется с учетом особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств, состава пластовых пород и насыщающих их флюидов.

Для геолого-физических условий продуктивных пластов Первомайского месторождения перспективным представляется применение следующих ГТМ:

- метод увеличения депрессии на пласт за счет увеличения глубины спуска насосов (форсированный отбор пластовой жидкости);
- использование физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов и дополнительная перфорация продуктивных горизонтов скважин;
- закачка воды для поддержания необходимого пластового давления и вытеснения нефти;
- кислотные обработки призабойной зоны пласта (ПЗП);
- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- зарезка боковых стволов;

В таблице 3.1 приведен анализ применявшихся методов увеличения нефтеотдачи на Первомайском месторождении.

За период разработки, начиная с 1983 года, на Первомайском месторождении воздействию на призабойную зону пласта с целью увеличения приемистости и интенсификации притока было подвергнуто 483 нагнетательных (96 % от числа участвовавших в закачке) и 388 добывающих (около 30 % от числа участвовавших в добыче) скважин. Всего было проведено 863 скважино-операций: 487 ед. на нагнетательных и 276 ед. на добывающих скважинах.

Таблица 3.1 Сводная таблица применявшихся методов увеличения нефтеотдачи на Первомайском месторождении

Кол-во скв.-операций	Вид обработок	Кол-во скв.-операций	Вид обработок	Кол-во скв.-операций	Вид обработок
Дополнительная перфорация		Физические и физико-химические методы		Химические и физико-химические методы	
Нагнетательные скважины					
16	ДП	2	ГДВ	65	ГКО
2	ДП + ГКО	5	МГД	25	ГКО + ГДВ
2	ДП + КИВ	3	МГД + ГКО	5	КО
1	ДП + МГД	1	МГД + ИХН	1	КО + ПГД БК
1	ДП + МГД + ИХН	1	МГД + ИХН + ГКО + ГДВ	7	ПАВ
1	ДП + ПАВ + ГДВ	1	МГД + ПАВ + ИХН	4	ПАВ + ГДВ
1	ДП + ПАВ + ГКО + ГДВ	75	ПГД БК	4	ПАВ + ГКО + ГДВ
160	ДП + ПГД БК	1	ПГД БК + БСК	1	ПАВ + ИХН + ГДВ
5	ДП + ПГД БК + ГДВ	1	ПГД БК + ГДВ	12	СКО
4	ДП + ПГД БК + ГКО	1	ПГД БК + ГКО	2	СКО + БСК
1	ДП + ПГД БК + ИХЛ	1	ПГД БК + ГКО + ГДВ	1	СКО + ГДВ
1	ДП + ПГД БК + МГД + ИХЛ	1	ПГД БК + ИХН	3	ИХН
1	ДП + ПГД БК + ПАВ + ГДВ	10	ПГД БК + ПАВ	5	КИВ
6	ДП + ПГД БК + СКО	4	ПГД БК + ПАВ + ГДВ		
1	ДП + ПГД БК + УОС + БСК + СКО	1	ПГД БК + УОС		
3	ДП + ПГД БК + УОС + СКО	1	ПГД БК + УОС + БСК		
2	ДП + СКО	3	ПГД БК + УОС + СКО		
9	ДП + УОС	1	УОС + ГКО		
1	ДП + УОС + ГКО	8	УОС		
2	ДП + УОС + СКО	6	УОС + СКО		
1	ДП + УОС + СКО + ГДВ	1	УОС + СКО + "КРОТ"		
1	ГПП				
2	ГПП (ГКО + ГДВ)				
224		128		135	

Продолжение таблицы 3.1

Добывающие скважины					
52	ДП	10	МГД	3	ГКО
5	ДП + ПАВ	2	ПГД БК	1	КИВ + ПКО
4	ДП + КИВ	2	ПГД БК + УОС	1	ГОС-2
3	ДП + СИВ	1	ПГД БК + УОС + СКО	1	СКО + ВДС
1	ДП + СКО + СИВ	6	УОС	1	ПАВ + ИХН
1	ДП + СКО + ГДВ	1	УОС + СКО	3	ИХН
1	ДП + ПГД БК + ВРК	12	ОПЗ	93	ПАВ
1	ДП + ПГД БК + ПАВ			1	СКО + ГДВ + ПАВ + ВДС
1	ДП + ПГД БК + ПДС			2	Системные обработки
1	ДП + ПДС				
4	ДП + УОС + СКО + "КРОТ"				
1	ДП + ПГД БК + УОС + СКО				
7	ДП + ПГД БК + УОС				
11	ДП + УОС + СКО				
25	ДП + ПГД БК				
19	ДП + УОС				
136		34		106	

ДП - дополнительная перфорация	ПАВ - поверхностно-активные вещества
ГПП - гидрорескоструйная перфорация	ИХН - композиция института химии нефти
ГДВ - гидровоздействие	ГКО - глинокислотная обработка
МГД - метод глубоких депрессий	ПКО - пенокислотная обработка
ПГД БК - пороховой генератор давления	КО - кислотная обработка
УОС - установка освоения скважин	КИВ - кавитационно-импловзивное воздействие
ПДС - полимерно-дисперсные системы	СКО - соляно-кислотная обработка

В период с 2003 по 2009 гг., совместным предприятием «Васюган Сервисиз» по технологии канадской фирмы «Канадиэн фракмастер» на 77 эксплуатационных скважинах выполнен гидравлический разрыв пласта, а в 2010–2013 гг. аналогичные операции были проведены в 43 скважинах

фирмой «Schlumberger». Всего по месторождению ГРП реализовано в 111 скважинах, в том числе в 10 скважинах – повторно.

Рассмотрим более подробно проводимые на Первомайском месторождении геолого – технические мероприятия.

3.1 Увеличение депрессии на пласт.

Поскольку основным способом эксплуатации добывающих скважин является механизированный, то наиболее очевидным методом увеличения дебита добывающих скважин, является увеличение депрессии на пласт за счет увеличения глубины спуска насосов. Низкое давление насыщения (6,3 МПа) и низкое газосодержание (49,6 м³/т) позволяют прогнозировать устойчивую работу насосного оборудования при низких забойных давлениях на добывающих скважинах вплоть до давления насыщения. Низкие забойные давления в сочетании со 100 % компенсацией отбора закачкой позволят максимальным образом использовать потенциал каждой добывающей скважины [5].

Результаты перевода скважин Первомайского месторождения на режим максимальных депрессий показывают (таблица 3.1.1), что увеличение депрессии на 30 добывающих скважинах позволило получить дополнительную добычу 107,8 тыс.т – 2011 год, 110,6 тыс.т – 2012 год, увеличение депрессии на 34 скважинах в 2013 году позволило получить дополнительную добычу нефти 82,9 тыс.т.

Использование метода увеличения депрессии для коллекторов юрских и меловых отложений позволяет сделать вывод о том, что увеличение депрессии на пласт позволяет прежде всего увеличить темп отбора, текущий и конечный КИН.

Таблица 3.1.1-Оценка эффективности МУН, проведенных в 2011-2013 г.г.

мероприятия, проведенные в 2011-2012 году						
Мероприятие	Количество во скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс.т		Суммарная суточная добыча нефти по скважинам, т		
		в 2011 г.	в 2012 г.	до мероприятия	после мероприятия в 2011 г.	после мероприятия в 2012 г.
Вывод скважин из бездействия	27	18,2	14,9	0	70,17	49,03
ГРП 2011 года	8	131,1	45,5	194,3	549,3	398,2
Увеличение депрессии на добывающих скважинах в 2011 г.	30	107,8	110,6	1090,8	1490,8	1526,8
в т.ч. с положительным результатом	20	145,2	181,1			
в т.ч. с отрицательным результатом	10	-37,4	-70,4			
мероприятия, проведенные в 2013 году						
Мероприятие	Количество во скважин	Дополнительная добыча нефти, тыс.т в 2013 г.	Дополнительная добыча нефти на 1 скважино/операцию, тыс.т	Суммарная суточная добыча нефти по скважинам, т		
				до мероприятия	после мероприятия	
Вывод скважин из бездействия	16	32,9	2,1	0	149,8	
ГРП 2013 года	4	35,6	8,9	110,2	262,2	
Увеличение депрессии на добывающих скважинах в 2013 г.	34	82,9	3	1081,2	1271,9	
в т.ч. с положительным результатом	27	99,3				
в т.ч. с отрицательным результатом	7	-16,4				

3.2 Физико-химические методы.

Одним из способов решения проблемы эффективной разработки Первомайского месторождения является использование гелеобразующих композиций. Применение органических водорастворимых полимеров для получения гелеобразных составов неэффективно по причине низкой термостабильности исходных реагентов и значительных затрат на внедрение технологии. Более предпочтительно использование неорганических гелей (термотропных полимеров), образующихся непосредственно в пластовых условиях.

Технология воздействия на пласт осадкообразующим составом на основе силиката натрия и хлористого кальция (ОС).

Технология закачки осадкообразующего состава в пласт реализуется методом одновременной закачки технологических растворов в пласт при приемистости скважин не менее 300 м³/сут определенной при 100 атм, по двум нагнетательным линиям, соединенным перед устьем скважины тройником, в котором происходит соединение и перемешивание раствора. Раздельная закачка последовательно чередующимися оторочками технологических растворов силиката натрия и хлористого кальция осуществляется при приемистости менее 300 м³/сут или переводится на этот метод закачки при снижении приемистости в процессе закачки. Концентрации реагентов подобраны таким образом, что при взаимодействии электролитов – хлорида натрия и хлорида кальция с раствором силиката натрия порог коагуляции достигается мгновенно и происходит выпадение осадка в виде плотных конгломератов частиц окиси кремния - SiO₂. Обильный осадок кольматирует промытые зоны порово-трещиноватого пространства пласта. Для приготовления

осадкообразующего состава рекомендуется использовать рабочие растворы электролитов и силиката натрия (жидкого стекла) в следующих концентрациях:

- хлорида натрия – 6,6 %;
- хлорида кальция – 2 %;
- силиката натрия (жидкого стекла) – 8,5 %.

Технология воздействия на пласт осадкообразующим составом на основе сернокислого натрия и хлористого кальция (ОС).

Технология предусматривает последовательную закачку в пласт через нагнетательные скважины водных растворов сернокислого натрия, и хлорида кальция или реагента, образующего его в пластовых условиях. Между оторочками растворов сернокислого натрия и хлористого кальция прокачивается вода в качестве буфера.

Оторочка сернокислого натрия, проникая в пласт, создает условия для осадкообразования при последующей закачке в пласт водного раствора хлорида кальция. При этом, образуется нерастворимый в воде гипс в виде мелкодисперсного осадка, частично заполняющего поровое пространство промытого интервала пласта. За счет такого воздействия на пласт происходит перераспределение фильтрационных потоков в пласте и подключение в разработку недренируемых интервалов пласта.

В качестве сернокислого натрия можно использовать товарные продукты данного реагента различного вида и составы его содержащие, такие как сульфатно-содовая смесь (ССС) и т.д.

По результатам лабораторных исследований определены необходимые и достаточные концентрации реагентов.

При расчете расхода хлористого кальция необходимо учитывать, что при реагировании сернокислого натрия и хлористого кальция в

соотношении 10 % масс. 8 % масс. образуется 96 кг осадка (гипса) в 1м³ состава. Весовое соотношение реагентов – сернокислого натрия и хлористого кальция (сухого) должно соответствовать 0,8, т.е на 1 тонну сернокислого натрия необходимо брать 0,8 тонн хлористого кальция в пересчете на сухое вещество.

Для приготовления раствора сернокислого натрия используют пресную воду. Рекомендуется провести лабораторные исследования на возможность получения осадка при взаимодействии сернокислого натрия заданной концентрации с пластовой воды. При этом должен быть выход осадка в количестве 15 – 250 кг/м³, что соответствует результату взаимодействия реагентов двухкомпонентного составу, когда вместе с силикатом натрия закачивается раствор хлористого кальция. С целью предупреждения резкого повышения давления на устье скважины перед закачкой раствора сернокислого натрия необходимо закачать пресную воду в объеме не менее двух объемов НКТ и объема скважины от низа НКТ до интервала перфорации.

После окончания закачки технологических растворов хлористого кальция и сернокислого натрия необходимо продавить растворы из НКТ в пласт и запустить скважину в работу.

3.3 Эффективность применения ГРП на Первомайском месторождении.

Практика разработки показывает, что среди методов повышения интенсивности разработки и коэффициента нефтеизвлечения для месторождений с юрскими коллекторами одним из наиболее успешных ГТМ является гидроразрыв пласта.

С 2003 по 2009 гг., совместным предприятием «Васюган Сервисиз» по технологии канадской фирмы «Канадиэн фракмастер» на 77 эксплуатационных скважинах выполнен гидравлический разрыв пласта.

Аналогичные операции в 2010 – 2013 гг. были проведены в 43 скважинах фирмой «Schlumberger».

Резкое обводнение после ГРП отмечено по 11 скважинам или в 14 % от общего количества проведенных ГРП. Переведены в бездействующий фонд после непродолжительной эксплуатации – 9 скважин (из них 5 с отрицательным эффектом), что вызвано в основном высокой обводненностью и низкими дебитами по нефти. Основная причина затухания эффективности ГРП – рост обводненности, снижение дебитов нефти ниже базовых.

Положительный эффект непосредственно после гидроразрыва отмечен по 66 скважинам, т.е. в целом успешность ГРП определилась в 86 %. По 5 скважинам (№ 46, 72, 94, 535, 1107) эффект от ГРП не получен.

Продолжительность эффекта от ГРП (2003–2009 гг.) по скважинам (72 ед.) меняется от нескольких месяцев до 8 лет, в среднем составляет около 5 лет, менее двух лет эффект прослеживается в 21 скважине (29 %).

В условиях Первомайского месторождения за счет проведения 89 операций ГРП на добывающих скважинах дополнительная добыча нефти на 1.01.2013г. составила 2174 тыс.т., т.е. величина дополнительной добычи нефти на каждую операцию ГРП составила более 24 тыс.т.

В период 2010-2013 гг. фирмой «Schlumberger» проведен гидроразрыв пласта в 43 скважинах. Рост дебита по нефти был получен в 40 скважинах (90 %), в скважине № 88 дебит по нефти остался прежним – около 2 т/сут, однако произошло резкое обводнение скважины до 96,7 %. В скважине № 104 был проведен повторный гидроразрыв, в результате произошло снижение дебита скважины по нефти из-за роста обводненности до 63,6 %. За счет ГРП 2010-2013 гг. дополнительно добыто 852,1 тыс. т нефти за период 2010-2013 гг., в среднем на 1 скважину приходится 19,8 тыс. т. В целом по данным скважинам отмечен рост дебита по нефти в 2,2 раза (с 39,1 до 86,0 т/сут), по жидкости в 2,4

раза (с 48,2 до 116,6 т/сут). Результаты ГРП по скважинам Первомайского месторождения за 2010-2013 гг. приведены в приложении А (таблице 3.3).

На 01.01.2013 г. 16 единиц (20,8 % из скважин с ГРП периода 1996-2000 гг.) эксплуатируются с превышением базового дебита нефти. Общая дополнительная добыча нефти на 1.01.2013 г. за счет ГРП периода 1996-2000 гг. составляет 2104,2 тыс. т, т.е. 13 % от общей накопленной добычи за этот же период (16091,5 тыс. т). Прирост нефти на 1 скважино-операцию составил 27 тыс.т.

Проведено освоение с ГРП скважин № 845, 846, при этом дебит нефти/жидкости в скважине № 845 составил 71,4 т/сут и 82,9 т/сут соответственно, в скважине № 846 получен дебит нефти 4,5 т/сут при обводненности 95 %, в связи с чем скважина переведена под нагнетание.

Всего на месторождении ГРП проведено в 110 скважинах, в том числе в 10 из них повторно (успешность повторных ГРП – 80 %, дебит по нефти увеличился в 1,6 раза). Дополнительно добыто 2956,3 тыс. т нефти, что составляет 7,9 % от накопленного отбора нефти на 1.01.2013 г. Средний прирост добычи на 1 скважино-операцию составил 24,6 тыс. т.

На 1.01.2013 года действующий фонд на 51,2 % (61 скважина) состоит из скважин, подвергнутых операции ГРП, данными скважинами добыто около 87 % годового объема добычи по месторождению в 2012 году, в том числе за счет эффекта от ГРП – 363,6 тыс. т, что составляет 39 % от годовой добычи.

3.4 Зарезка боковых стволов.

Эффективность эксплуатации боковых стволов в первую очередь определяется выбором участков и зон залежей с повышенными остаточными запасами нефти и выявлением структуры распределения этих запасов в объеме залежи.

Теоретические исследования, практический опыт зарезки и эксплуатации, боковых стволов за рубежом и в нашей стране показал, что наиболее эффективно их использовать в следующих условиях:

продуктивные пласты обладают малой толщиной (менее 10 м), имеют низкую проницаемость (менее 0,050 мкм²) и чрезвычайно неоднородны по площади;

пласты с развитой системой вертикальной трещинности;

водонефтяные и подгазовые зоны нефтяных пластов;

залежи вязких и высоковязких нефтей и прородных битумов;

нефтяные залежи в зонах континентального шельфа морей;

нефтяные залежи под природоохранными зонами (заповедники, водоохранные районы, памятники культуры и др.) [10].

Успешность применения боковых стволов решающим образом зависит от удачности проводки горизонтального участка ствола скважины в пределах продуктивного пласта. При удачном проведении горизонтального участка ствола внутри продуктивного пласта применение горизонтальных скважин позволит достигнуть:

сокращения числа скважин, снижения объема капитальных вложений в разработку нефтяных месторождений;

увеличение дебитов нефти в добывающих скважинах и приемистости нагнетательных скважин за счет повышения степени вскрытия пласта;

вовлечение в разработку сложнопостроенных залежей с низкопродуктивными и неоднородными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами;

повышения эффективности разработки нефтегазовых и водоплавающих залежей нефти за счет снижения депрессии на пласт;

повышения конечной нефтеотдачи пластов за счет увеличения коэффициента охвата пластов воздействием [15].

При принятии решения о применении боковых стволов в каждом конкретном случае следует учитывать, что ввиду отсутствия достаточного опыта эксплуатации боковых стволов проектные (расчетные) показатели их применения рассчитаны на высокую точность попадания горизонтального участка ствола скважины в продуктивный пласт, на полное сохранение природных свойств пласта в горизонтальном стволе после бурения, на отсутствие пескопроявления, обвалов глин, разрушения целостности колонны труб в пределах пласта, на возможность безаварийной эксплуатации оборудования для подъема жидкости из скважин. Только достаточно длительный опыт практической эксплуатации боковых стволов позволит определить точность прогноза показателей разработки залежей с применением боковых стволов при проектировании [10].

Эффективность применения боковых стволов зависит от геолого-физических свойств пласта и технико-экономических условий разработки данного объекта.

Выбор участков и зон залежей, эффективных для бурения боковых стволов, в основном проводится обычным аналитическим способом с использованием всего геологического материала и результатов разработки залежей и исследований скважин по следующей схеме:

- выявление фонда аварийных, высокообводненных и низкодебитных скважин, реабилитация которых возможна только с бурением бокового ствола;

- оценка характера выработки запасов на участках, прилегающих к выделенным скважинам – кандидатам;

- обоснование выбора точки вскрытия пласта и направления проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола;

- обоснование оптимальных интервалов вторичного вскрытия пласта и требований по величине максимально допустимой депрессии;

-обоснование перспектив методов воздействия на пласт, включая ГРП;

-оценка влияния ввода бокового ствола на показатели эксплуатации участка;

-техничко – экономическая оценка бурения и эксплуатации бокового ствола.

Оценка характера выработки запасов нефти методами ГИС, на участках предполагаемого бурения боковых стволов, основывается на имеющейся геофизической информации и анализе результатов исследования добывающих, нагнетательных и контрольных скважин. По результатам анализа выявляется механизм выработки запасов нефти, распределение текущей нефтенасыщенности по пропласткам в пределах участка залежи, устанавливается текущее положение водонефтяного и газонефтяного контактов, а также уточняются характеристики скважины - кандидата: наличие заколонных перетоков, техническое состояние эксплуатационных колонн, и т.д.

Во всех скважинах с повторным вскрытием боковым стволом ранее дренируемого ею пласта необходимо провести дополнительные исследования, если они ранее не проводились, по определению профиля притока, установлению источника обводнения и технического состояния эксплуатационной колонны (термометрией, термокондуктивной расходомерией, плотнометрией, резистивиметрией, стационарным нейтронным методом при остановке скважины с задавкой солевого раствора САТ).

При наличии в районе предполагаемого бурения второго ствола транзитных скважин УДНГ организует проведение дополнительных исследований по определению текущей нефтенасыщенности в неперфорированной колонне в интервале пласта методом СО или АКШ.

Рекомендации по проводке бокового ствола делаются на основании геологического строения пласта на участке залежи и по результатам оценки характера выработки запасов нефти. Предполагается три типа проводки бокового ствола по пласту: вертикально-наклонная, пологая (зенитный угол более 60°) и горизонтальная [11].

В первую очередь рассматривается возможность вертикально-наклонного бурения с зенитным углом проходки пласта менее 60° . Вертикально-наклонная проводка ствола экономически предпочтительнее в слабозаводненных, чисто нефтяных монолитных зонах залежей с проницаемостью коллекторов более 30 мкм².

В водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах наиболее эффективной является горизонтальная проходка по продуктивному пласту с длиной горизонтальной части при стандартной сетке скважин 100-200 м на расстоянии не менее 3-4 м от плоскостей ГНК и ВНК.

В чисто нефтяных высоко заводненных зонах предпочтение также отдается горизонтальной проходке по слабо выработанному интервалу пласта. В комплекс исследований входят: стандартный каротаж АМ-0.5 и ПС, индукционный каротаж, боковой каротаж, кавернометрия, гамма-каротаж, компенсационный нейтронный каротаж, инклинометрия, резистометрия. По результатам геофизических и гидродинамических исследований делается заключение о необходимости поинтервального цементировании заколонного пространства. При толщине пласта менее 4 м более эффективным является пологая (более 60°) проходка с пересечением всей нефтенасыщенной толщины пласта.

В низко продуктивных чисто нефтяных зонах залежей предпочтение отдается пологой проходке по пласту с учетом в последующем проведения направленного ГРП, с отходом от забоя основного ствола на 150-300 м при стандартной плотности сетки скважин,

при возможности с сохранением основного ствола. При условии не проведения в последующем направленного ГРП и низкой выработкой запасов более эффективным является горизонтальная проходка по пласту с длиной горизонтальной части до 300 м. Для сохранения фильтрационных свойств коллекторов в ПЗП рекомендуется первичное вскрытие проводить на депрессии или равновесии, а интервал пласта не цементировать, а обсаживать щелевым фильтром, т. к. цементирование заколонного пространства в интервале низко проницаемого неоднородного пласта, как правило, ведет к снижению продуктивности скважины в 1.5-5 раз[1].

Для сведения к минимуму влияния интерференции точка вскрытия пласта при стандартной плотности сетки скважин должна быть по радиусу не ближе чем в 50 м от основного ствола. Направление проводки горизонтальной или пологой частей бокового ствола между окружающими добывающими скважинами и должно предусматривать в последующем бурение боковых стволов из других скважин. Азимутальное направление и тип профиля горизонтального участка определяются зональной и послонной выработкой запасов нефти, учитывающей продуктивность скважин и текущий КИН в их зонах дренирования [15].

В низко продуктивных слабо заводненных зонах залежей конструкция забоя должна позволять проведение ГРП. Гидроразрыв пласта проводится только при пологой и вертикально-наклонной проходке пласта. При выборе боковых стволов для проведения ГРП используются геолого-физические критерии, применяемые для обычных скважин с учетом конструкции забоя.

При оценке показателей эксплуатации участков с боковыми стволами обосновываются как показатели работы бокового ствола, так и показатели эксплуатации участка. При этом также делается обоснование оптимальной депрессии на пласт не только для боковых стволов в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах, но и для высоко

заводненных участков залежей, так как они представляют собой недонасыщенные нефтью водонефтяные зоны.

3.5 Применение кислотных обработок ПЗП на Первомайском месторождении.

Призабойная зона скважины (ПЗП) – участок пласта, непосредственно прилегающий к забою скважины. Здесь скорость движения жидкости, перепады давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. Даже небольшое загрязнение ПЗП существенно снижает производительность скважины. Поэтому вопрос использования кислотной обработки (КО) продуктивных пластов Первомайского месторождения представляется достаточно актуальным.

Назначение кислотного воздействия следующее:

- обработка призабойной зоны в нефтедобывающих скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработка призабойной зоны в нефтедобывающих скважинах для повышения (интенсификации) их производительности;
- очистка фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти;
- очистка фильтра в призабойной зоне скважин от образований, вызванных процессами ремонта скважин;
- удаление образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин.

Расчет необходимого количества кислоты для проведения КО.

Произведем расчет необходимого количества кислоты для проведения КО на примере Первомайского месторождения.

Потребность кислотного состава определяется из соотношения:

$$V_{\text{кк}}^1 = \left(\pi \cdot \frac{D_{\text{ск}}^2}{4} \right) \cdot H, \quad (1)$$

где $V_{\text{кк}}^1$ - потребный объем кислотного состава, м³;

$D_{\text{ск}}$ - диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной трубы, м;

H - толщина интервала обработки, м.

Пусть расстояние от кровли перфорированного интервала до забоя (толщина интервала обработки) H составляет 50 метров.

Внутренний диаметр обсадной трубы $D = 0,126$ м (диаметр колонны – 0,146 м)

Необходимый объем состава будет равен:

$$V_{\text{кк}}^1 = \left(\pi \cdot \frac{D_{\text{ск}}^2}{4} \right) \cdot H = \left(3,14 \cdot \frac{0,126^2}{4} \right) \cdot 50 = 0,623 \text{ м}^3.$$

Удельный расход товарной кислоты для приготовления 1 м³ раствора определяется безразмерной формулой:

$$V_T = \frac{A}{A_T}, \quad (2)$$

где V_T – объем товарной кислоты, м³

A – содержание в килограммах 100 % HCl в 1 литре кислоты с заданной концентрацией 15 % (принимается из таблицы 3.5.1 $A = 0,163$).

A_T – содержание в килограммах 100 % соляной кислоты в 1 литре товарной соляной кислоты с концентрацией, замеренной при температуре в 15⁰С.

Традиционно, концентрация товарной кислоты, поставляемой в ОАО «ЮНГ» составляет 24 – 28 %.

По таблице 4.3 $A_T = 0,328$ при замеренной концентрации товарной кислоты 28 %.

$$V_T = \frac{A}{A_T} = \frac{0,163}{0,328} = 0,497 \text{ м}^3.$$

Таблица 3.5.1-Плотность растворов соляной кислоты различных концентраций при 15°С

Плотность, г/см ³	Концентрация НCl, %	Содержание НCl в 1 л, кг	Плотность г/см ³	Концентрация НCl, %	Содержание НCl в 1 л, кг
1,003	5,15	0,063	1,105	20,97	0,232
1,035	7,15	0,074	1,110	21,92	0,243
1,040	8,16	0,084	1,115	22,85	0,255
1,045	9,16	0,096	1,120	23,82	0,267
1,050	10,17	0,107	1,125	24,78	0,279
1,055	11,18	0,118	1,130	25,75	0,291
1,060	12,19	0,129	1,135	26,70	0,302
1,065	13,19	0,140	1,140	27,66	0,315
1,070	14,17	0,152	1,145	28,61	0,328
1,075	15,16	0,163	1,150	29,57	0,340
1,080	16,15	0,174	1,155	30,55	0,353
1,085	17,13	0,186	1,160	31,52	0,366
1,090	18,11	0,197	1,165	32,49	0,379
1,095	19,06	0,209	1,170	33,46	0,391
1,100	20,01	0,220	1,180	35,39	0,418

Для приготовления 0,623 м³ раствора потребуется: $V_T = 0,623 \cdot 0,497 = 310$ л товарной кислоты.

Расчет объема товарной уксусной кислоты проводится по таблице 3.5.2 и по формуле:

$$V_{TV} = \frac{10 \cdot n \cdot \rho}{A_{TV}}, \quad (3)$$

где V_{TV} – объем товарной уксусной кислоты в литрах;

n – количество уксусной кислоты в рабочем растворе в % (3 %);

ρ – заданная плотность раствора соляной кислоты (1,075 г/см³);

A_{TV} – содержание 100 % уксусной кислоты в килограммах в 1 литре товарной уксусной кислоты (при 80 % товарной кислоты $A_{TV} = 0,860$).

$$V_{TV} = \frac{10 \cdot n \cdot \rho}{A_{TV}} = \frac{10 \cdot 3 \cdot 1,075}{0,860} = 37,5 \text{ л.}$$

Таблица 3.5.2-Плотность раствора уксусной кислоты различных концентраций при 15°C

Плотность, г/см ³	Концентрация СН ₃ СООН, %	Содержание СН ₃ СООН в 1 л, кг	Плотность г/см ³	Концентрация СН ₃ СООН, %	Содержание СН ₃ СООН в 1 л, кг
1,0559	47	0,507	1,0700	80	0,860
1,0575	48	0,529	1,0699	81	0,867
1,0582	50	0,540	1,0698	82	0,877
1,0590	51	0,551	1,0696	83	0,888
1,0597	52	0,562	1,0693	84	0,898
1,0604	53	0,573	1,0689	85	0,909
1,0611	54	0,584	1,0685	86	0,919
1,0618	55	0,595	1,0680	87	0,929
1,0631	58	0,617	1,0675	88	0,939
1,0642	60	0,639	1,0668	89	0,950
1,0653	62	0,661	1,0661	90	0,960
1,0693	73	0,781	1,0524	99	1,042
1,0694	74	0,791	1,0498	100	1,050

Далее производим расчет объема ингибитора коррозии. Рекомендации по дозировкам ингибиторов коррозии обычно даются по товарной форме реагента. Добавка традиционно применяемого ингибитора Додикор составляет 0,5 %.

$$V_{ИК} = 10 \cdot K \cdot V_{кк}, \quad (4)$$

где $V_{ИК}$ – объем ингибитора коррозии в литрах;

K – рекомендуемая концентрация ингибитора %;

$V_{\text{кc}}$ – расчетный объем кислотного состава м^3 .

$$V_{\text{ик}} = 10 \cdot K \cdot V_{\text{кc}} = 10 \cdot 0,5 \cdot 0,623 = 3,1 \text{ л.}$$

Для расчета объема воды для приготовления раствора используем объем кислотного состава в литрах (623 литра).

$$V_{\text{в}} = V_{\text{кc}} - V_{\text{т}} - V_{\text{ту}} - V_{\text{ик}}, \quad (5)$$

где $V_{\text{в}}$ – объем воды в литрах;

$V_{\text{кc}}$ – объем кислотного состава в литрах (623 л);

$V_{\text{т}}$ – объем товарной соляной кислоты в литрах (497 л);

$V_{\text{ту}}$ – объем товарной уксусной кислоты в литрах (37,5 л);

$V_{\text{ик}}$ – объем товарного ПАВ-ингибитора коррозии в литрах (3,1 л).

$$V_{\text{в}} = 623 - 497 - 37,5 - 3,1 = 85,4 \text{ л.}$$

Примеры проведения кислотных обработок ПЗП на Первомайском месторождении.

Оценка эффективности кислотных обработок на Первомайском месторождении проводилась до момента снижения приемистости скважин, до первоначального уровня или до завершения эффекта по приросту дебита жидкости.

В качестве примера наиболее эффективной обработки можно привести обработки скважин № 358, 437 и 438, дебит нефти по участку вырос с 34 до 50 т/сут, при этом произошло некоторое снижение обводненности. Кроме того, необходимо отметить, что по участку отмечается стабильная работа добывающих скважин окружения, что также способствует более высоким показателям по сравнению с другими участками.

В целом по месторождению на 1.01.2013 г. дополнительно добыто 321,6 тыс. т нефти. Удельная эффективность – 3,3 тыс. т/скв., средняя продолжительность эффекта – 10 месяцев, успешность – 70 %.

Наибольшее влияние на эффективность работ оказывает стабильность работы скважин по участку. При проведении работ следует учитывать сезонные осложнения в работе добывающих скважин.

Прогнозный удельный технологический эффект с коэффициентом риска составит 1 тыс.т нефти на скважино-операцию со снижением по годам на 3 – 5 %. В таблице 3.5.3 приведена оценка эффективности кислотного воздействия на ПЗП 2 скважин (добывающая скважина № 941 и нагнетательная скважина № 58) Первомайского месторождения, проведенное в 2013 году.

Таблица 3.5.3- Применение кислотной обработки на Первомайском месторождении

Месторождение	Регион	№ скв.	Куст	Пласт	Категория скв.	Дата обработки	Месяц закрытия	Технология	Объём химии в чистом виде	Объём закачки фактически, т	Общая стоимость, руб.	Q до обработки при Р	Q после обработки при Р
Первомайское	ВН	941	6	негерметичная	добывающая	23.07.13	7	2-х раствор ГКО	4,591	34,7	111151,52	150/150	305/100
Первомайское	ВН	58	5	Ю ¹ ₀	нагнетательная	16.03.13	3	2-х раствор ГКО	7,343	74,4	150027,01	48/170	148/160

Полученный эффект от проведения Геолого-Технологических мероприятий на нагнетательных скважинах.

Воздействию на призабойную зону пласта подвергнуты 290 нагнетательных скважин, всего 487 скважино-операций. Оценить эффективность проведенных мероприятий возможно лишь в 45 % случаев. По остальным операциям сделать выводы не удастся из-за отсутствия базовых показателей (скважины переводятся под нагнетание из бурения (новые), после отработки на нефть, из бездействующего фонда).

Метод дополнительной перфорации применялся в 224 скважино-операциях, оценить эффективность возможно только в 56 случаях. Положительный эффект проявляется в комбинации ДП с последующим воздействием порохового генератора давления (ДП + ПГД БК) (в 23 из 31 оцененных мероприятий) – рост приемистости в среднем составил 56 м³/сут, по 8 скважинам снижение приемистости составило в среднем 9,3 м³/сут. Метод ДП + ПГД БК + СКО показал отрицательный эффект, по всем 6 скважино-операциям наблюдалось снижение приёмистости (в среднем на 7,2 м³/сут). В целом мероприятие ДП в сочетании с другими видами воздействия показало положительный результат в 59 %, приемистость в указанных скважинах выросла в среднем на 54 м³/сут.

Из гидродинамических методов на нагнетательных скважинах применялись пороховой генератор давления, метод глубоких депрессий, гидровоздействие и установка освоения скважин. По методу ПГД БК получен положительный эффект в 14 случаях (66,7 %) из 21 – приемистость выросла в среднем на 78,1 м³/сут при средней продолжительности 2,6 месяца. Также отмечен положительный эффект при комбинации ПГД БК с ПАВ, из 4-х операций с определяемым эффектом на всех получено увеличение приемистости в среднем на 97 м³/сут при средней продолжительности 5 месяцев. Также 100 % положительный эффект получен по комбинации УОС с

СКО – приемистость выросла в среднем на 76,9 м³/сут при продолжительности 1,5 месяца. Применение установки освоения скважин в «чистом» виде привело к увеличению приёмистости в среднем на 48,5 м³/сут при продолжительности в 5,3 месяца в 4-х операциях. В целом гидродинамические методы имели положительный эффект в 65 % случаев (33 скважины) из 51-ой, принимающая способность скважин возросла в среднем на 32,3 м³/сут при средней продолжительности эффекта 3 месяца.

Из химических методов воздействия использовались: кислотные обработки, поверхностно-активные вещества (ПАВ), композиции ИХН, кавитационно-импловзивное воздействие (КИВ), а также их комбинации. Всего было проведено 135 скважино–операций, по 112 из которых можно оценить эффективность. Наибольшее количество скважино–операций – 65ед. (48,1 %) выполнено методом глинокислотной обработки (ГКО). Положительный эффект по методу ГКО составил 50,8 %, прирост приемистости составил в среднем 36,5 м³/сут, продолжительность эффекта 3,1 месяца. Снижение принимающей способности наблюдалось в 21 случае (32,3 %) в среднем на 23,6 м³/сут. Метод КИВ (кавитационно-импловзивное воздействие) показал 100 % эффективность – по всем скважинам получено увеличение приемистости в среднем на 45,6 м³/сут при продолжительности эффекта 2,7 месяца. При обработке призабойной зоны композицией ИХН, методом СКО, а также ГКО + ГДВ эффект не получен. В целом химические методы обработки дали положительный результат в 58 % случаев (65 скважин из 112), приемистость скважин возросла в среднем на 8,1 м³/сут, при средней продолжительности эффекта 2,9 месяца.

Полученный эффект от проведения Геолого-Технологических мероприятий на добывающих скважинах.

Различным видам воздействия на призабойную зону подверглись 211 добывающих скважин – всего реализовано 276 скважино-операций.

Из 276 скважино-операций на 157 (58 %) объективно оценить эффективность невозможно по двум основным причинам: после проведения операции изменен способ эксплуатации, хотя, именно применение методов увеличения нефтеотдачи позволяет использовать более мощное добывающее оборудование; во-вторых – нет базовых показателей для сравнения до и после проведения мероприятия.

Дополнительная перфорация (ДП) - проведено 136 скважино-операций на 118 скважинах. Положительный эффект получен по 27 скважино-операциям, прирост дебита по нефти составил 1,9 т/сут, дополнительный отбор на 1 скважино-операцию составил 0,3 тыс. т нефти, в 75 случаях оценить эффект не удается (скважины находились в бездействии до или после ДП, в 6 скважинах проведен ГРП). Дополнительная перфорация (ДП) без проведения других методов повышения нефтеотдачи реализована в 52 скважинах, из них по 28 операциям невозможно определить эффект: по 6 скважинам проведено ГРП, в 8 скважинах после ДП изменен способ эксплуатации. Остальные 91 скважино-операция ДП проведены в комплексе с другими методами. С физическими методами - ПГД БК, УОС. С химическими методами - солянокислотная обработка (СКО), полимерно-дисперсными смесями (ПДС), растворами ПАВ. Наибольшее применение нашли совместные методы ДП + УОС (20 ед.), ДП + ПГД БК (26 ед.).

Химические и физико-химические методы получили широкое применение при обработке призабойных зон. Предпочтение отдается обработке поверхностно-активными веществами (ПАВ), проведено 93 скважино-операции (34,8 % от всех обработок). Проводятся комбинированные методы воздействия, обработка поверхностно-активными веществами (ПАВ) в сочетании с

солянокислотными обработками (СКО), волокнисто-дисперсными системами (ВДС), глинокислотными обработками, а также совмещают ПАВ с гидродинамическим воздействием на призабойную зону. Эффективность этих методов определить невозможно из-за их совмещения во времени, большинство обработок проводятся на фоне смены способа эксплуатации.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью расчетов является анализ эффективности проведения ГРП на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП

На сегодняшний день в разработку широко вовлекаются трудно извлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низко проницаемым, слабо дренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.

Одним из эффективных методов повышения дебита скважин по жидкости можно достигнуть за счет проведения ГРП, этот метод позволяет за короткие сроки существенно увеличить добычу нефти либо замедлить падение добычи при нахождении разработки на третьей стадии, что является экономически выгодно для любой организации

Определим нормы времени для проведения ГРП на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производится сам ГРП.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы (доставка продавочной жидкости, пропанта и техники)	70
Расстановка оборудования	4
Монтаж оборудования и проведение работ	5
Итого:	79

Общее время на производство ГРП будет равно 79 ч.

4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуются следующая техника:

Насосные установки высокой производительности, гидратационная установка, установка подачи химреагентов, блендеры, манифольд высокого и низкого давления, станции контроля, вспомогательное оборудование для ГРП.

4.3 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства рф от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 4.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Насосные установки высокой производительности	10500000	12,5	1312500	151,9	24	79	288020,8
гидратационная установка	9800000	12	1176000	136,1	2	79	21505,6
установка подачи химреагентов	12400000	20	2480000	287,0	1	79	22675,9
блендеры	9500000	12,5	1187500	137,4	1	79	10857,9
манифольд высокого и низкого давления	5600000	10	560000	64,8	2	79	10240,7
станции контроля	14300000	15	2145000	248,3	1	79	19612,8
Пакер Seit 15000 PSI	210000	20	42000	4,9	1	79	384,0
Колонная головка Cameron 15000 PSI	700000	20	140000	16,2	1	79	1280,1
Скрепер	150000	20	30000	3,5	1	79	274,3
Итого	374852,3 руб.						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при проведении ГРП составляет 374852,3 руб.

4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия ГРП подрядной организацией А, подрядной организацией Б и компанией ОАО «Томскнефть» приведена в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Стоимость материалов на проведение ГРП

Наименование материалов		Компания X		
		Кол-во, т/м ³ .	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Жидкость разрыва на нефтяной основе	1000	5500	5500000
2	Проппант ULTRA PROP 20/40	180	54545	9818100
3	Проппант Боровичи 20/40	150	22600	3390000
Итого:				18708100

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией X составят 18708100 руб.

4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 4.5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организация X	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг.Х			Организация. X	Организация. X	Организация.Х
Технолог	8	1	350	79	27650	30415	58065
Мастер	7	1	300	79	23700	26070	49770
Оператор ГРП	5	1	250	79	19750	21725	41475
Оператор станции контроля	4	1	180	79	14220	15642	29862
Водители	4	27	200	79	426600	469260	895860
Супервайзер	5	1	400	9	3600	3960	7560
Инженер	4	1	170	9	1530	1683	3213
Итого		33			517050	568755	1085805

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 1085805 руб.

4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 1.7 -1.8.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов при проведении ГРП организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Оператор ГРП	Оператор станции контроля	Водитель	Супервайзер	Инженер
Количество работников	1	1	1	1	27	1	1
ЗП, руб.	58065,0	49770,0	41475,0	29862,0	895860,0	7560,0	3213,0
ФСС (2,9%)	1683,9	1443,3	1202,8	866,0	25979,9	219,2	93,2
ФОМС (5,1%)	2961,3	2538,3	2115,2	1523,0	45688,9	385,6	163,9
ПФР (22%)	12774,3	10949,4	9124,5	6569,6	197089,2	1663,2	706,9
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	696,8	597,2	497,7	358,3	10750,3	90,7	38,6
Всего, руб.	18116,3	15528,2	12940,2	9316,9	279508,3	2358,7	1002,5
Общая сумма, руб.	338771,1						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 338771,1 руб.

4.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 4,7).

Таблица 4.7 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	374852,3
Затраты на материалы	18708100
Оплата труда	1085805
Страховые взносы	338771,1
Накладные расходы (10%)	2000000
Всего затрат:	22507528

Таким образом, затраты на проведение ГРП организацией X составляют 22507528 руб.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Гидравлический разрыв пласта это один из видов мероприятий направленных на повышение нефтеотдачи пласта путем воздействия на призабойную зону пласта являющийся одним из самых перспективных и самых действенных, однако в свою очередь ГРП является источником повышенного уровня опасности при малейшем несоблюдении технологического режима эксплуатации оборудования либо правил проведения мероприятия. Это говорит о том, что необходимо рассмотреть токсичность, высокое давление, шум, вибрацию, электрический ток, которые возникают при проведении ГРП.

5.1. Производственная безопасность

5.1.1 Вредные факторы

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

Вредные вещества.

Существует опасность воздействия вредных веществ на рабочий и обслуживающий персонал, в силу разрушения линии высокого давления от избыточно развиваемого агрегатами давления, а так же при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то, что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники. Можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества.

При проведении ГРП химические вредные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм

человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Разрушение линии высокого давления может привести к утечке жидкости разрыва, которая в свою очередь в силу того, что она является токсичным веществом, может оказать отравляющее воздействие на рабочего. Что именно входит в состав раствора - тайна компаний, но кое-какие элементы все же разглашены и есть в открытых публичных источниках. Примером конкретных добавок являются например: Ammonium persulfate, Hydrochloric acid, Muriatic acid, Ethylene glycol. ПДК Ammonium persulfate по другому персульфат аммония составляет 0,1 мг/м³ в воздухе рабочей зоне. ПДК Hydrochloric acid по другому соляная кислота составляет 5 мг/м³. Muriatic acid в переводе плавиковая кислота, предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны составляет 0,5 мг/м³. ПДК последнего компонента Ethylene glycol то есть этиленгликоля составляет 5 мг/м³ [17].

Повышенный уровень шума.

В пределах рабочей площадки находятся насосные агрегаты, их работа сопровождается повышенным уровнем шума. Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомления, изменениям в сердечнососудистой системе и появлению шумовой патологии. Шум мешает нормальному отдыху и восстановлению сил, нарушает сон. Систематическое недосыпание и бессонница ведут к тяжёлым нервным расстройствам. Поэтому защите сна от всякого рода раздражителей должно уделяться большое внимание. Шум оказывает вредное влияние на зрительный и вестибулярный анализаторы, снижает устойчивость ясного видения и рефлекторной деятельности. Шум способствует увеличению числа всевозможных заболеваний ещё и потому, что он угнетающе действует на психику, способствует значительному расходованию нервной энергии. По нормам для

колеблющегося во времени и прерывистого шума максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА [16].

5.1.2 Опасные факторы

Высокое давление.

При проведении ГРП источниками повышенного давления могут быть: - агрегаты высокого давления (компрессоры); - линии высокого давления (задвижки, трубы, устьевая арматура); Разрыв компрессорной установки может привести к разрушению дорогостоящего оборудования и травмам оператора следящего за процессом ГРП. В ОАО Томскнефть, заинтересованы, как в качестве проведения ГРП, так и в качестве оборудования на котором процесс осуществляется. Поэтому можно сказать, что путем постоянного контроля за исправностью оборудования и соблюдения правил его использования можно снизить до минимума риск воздействия избыточного давления на человека (рабочего) и увеличить качество проведения мероприятия по гидравлическому разрыву пласта. Так же внимание уделяется средствам индивидуальной защиты к ним относятся каска, спецобувь, спецодежда, рукавицы, очки [18].

Электрический ток.

Оборудование: Станция контроля за ГРП, блок манифольда, находящиеся в пределах рабочей площадки, работает от электрического тока. Как следствие, существует вероятность поражения электрическим током рабочего. Проходя через человека электрический ток воздействует на организм следующим образом: Электрический ток, протекая через организм человека и оказывая тепловое (термическое), электролитическое и биологическое воздействие, может вызывать серьезные последствия для здоровья. Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. В местах контакта с

электротоком возникают ожоги «знаки тока» различной глубины. Чем больше напряжение, тем больше обугливание тканей в области поражения. Действие на организм человека электрического тока одних и тех же параметров зависит от окружающей обстановки и состояния самого организма. Опасность поражения электрическим током усугубляется еще и тем, что он не может быть обнаружен при помощи наших органов чувств. Для предотвращения электротравм применяются следующие СИЗ: диэлектрические перчатки, диэлектрические ковры, галоши. На рабочем месте должно находиться не менее 2-3 пар перчаток среднего и большого размера. Все проверяется на проколы.

Пожароопасность

Возникновение пожара на промысле, является одним из опасных факторов производства. Это связано с тем, что при проведении ГРП, используется, как правило, жидкость разрыва на нефтяной основе, а так же не исключены возможность воспламенения оборудования (автотранспортных средств, цистерн и т.п.), поэтому этот метод воздействия на ПЗП требует большого внимания. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- осколки;
- движущиеся части разрушившихся аппаратов;
- электрический ток;
- взрыв.

Меры предотвращения направлены на использования датчиков систем контроля и управления технологическим процессом во взрывозащищенном исполнении и рассчитываются на применение в условиях вибрации, отложений парафина, солей и других веществ, либо устанавливаются в

условиях, исключающих прямой контакт с транспортируемой средой.

Специальная одежда должна быть не сгораема. Согласно правилам безопасности в нефтегазовой промышленности, ткань типа «NOMEX IIIA» термостойкая антистатическая.

5.1.3 Обоснование мероприятий по защите персонала от действия опасных и вредных факторов.

Методы защиты работников классифицируются по определенным принципам, и один и тот же метод может служить для защиты работников одновременно от нескольких вредных и опасных факторов производственной среды и трудового процесса.

Нормализация условий труда. Сущность этого метода состоит в проведении организационных, технических и иных мероприятий, направленных на снижение уровня факторов, вызывающих риск повреждения здоровья, и приведение значений вредных и опасных производственных факторов к нормированным величинам. На основе идентификации опасностей и вредностей намечается и реализуется план мероприятий по охране труда, в который, в частности, включается:

- совершенствование технологических процессов с целью уменьшения вредных выбросов, шума, вибрации и т.п.;
- модернизация или замена оборудования, не удовлетворяющего современным требованиям безопасности труда и санитарно-гигиенических нормативов;
- оснащение оборудования и рабочих мест необходимыми средствами коллективной защиты (вентиляцией, приборами освещения, ограждениями и др.);
- проведение ремонтных и профилактических работ на тех средствах коллективной защиты, которые имеются в организации, но не выполняют частично или в полной мере своих защитных функций.

Защита расстоянием. Данный метод защиты заключается в том, чтобы по возможности устранить зоны пересечения пространства, в котором действует человек и пространства, в котором возможно проявление опасных и вредных производственных факторов. Достигается это путем:

- ограждения опасных зон с целью создания физической преграды, предотвращающей приближение человека к источнику опасности, устраняющей возможность захвата одежды или частей тела движущимися элементами оборудования, ожога от нагретых поверхностей и т.п.;

- удаления работников буровой бригады из опасных зон с помощью автоматизации работы оборудования, применения дистанционного управления, роботов и манипуляторов;

- нормирования минимально допустимых расстояний между работником буровой бригады и источником повышенной опасности и др.

Защита временем. Метод используется в тех случаях, когда первые 2 метода невозможно применить по техническим причинам или их реализация не дает удовлетворительного результата. В таком случае нормативно устанавливается допустимое время пребывания человека в зоне повышенной опасности или вредности (например, в условиях воздействия ионизирующего излучения, вблизи мощных источников электромагнитного излучения и др.). Работнику могут устанавливаться сокращенная рабочая неделя или уменьшенная длительность рабочей смены, наибольшее время непрерывной работы в условиях действия вредных производственных факторов, время и периодичность дополнительных перерывов в течение смены.

Адаптация работников к повышенному риску. Реализация данного метода осуществляется по нескольким направлениям, а именно:

- профессиональный отбор работников для выполнения работ в условиях повышенной опасности;

- специальное обучение работников определенных профессий и проведение инструктажей;
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров работников для установленных профессий;
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, защитными очками, масками, противогазами и др.).

Наиболее радикальными признаны методы борьбы с вредными и опасными производственными факторами в источнике их образования, а также методы, направленные на устранение непосредственного контакта с ними работника. Эти методы реализуются самыми разными путями, имеющими свою специфику в зависимости от характера опасности или вредности.

Важным методом защиты работающих от воздействия опасных и вредных производственных факторов является борьба с ними на пути их распространения. Эти методы также реализуются различными способами, суть которых состоит в создании преграды, ослаблении интенсивности, поглощении энергии и т.п.

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1. Источники загрязнения и виды воздействия на окружающую среду:

а). Основные источники загрязнения окружающей среды при ГРП:

- жидкости для проведения ГРП;
- горюче смазочные материалы (ГСМ);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

- загрязненные ливневые воды.

б). Виды возможного воздействия на природную среду при ГРП: загрязнение жидкостями ГРП и химреагентами, используемыми в составе жидкостей для проведения ГРП, ГСМ: земли, поверхностных водоемов, атмосферного воздуха.

в). Возможные объекты воздействия:

- земли;
- недра;
- поверхностные водоемы;
- атмосферный воздух;
- растительный и животный мир.

5.2.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для исключения разливов нефти на огромную, по площади, территорию вокруг каждого «куста» организуют песчаную или торфяную обваловку высотой не менее 1,5 м. Так же на промысле осуществляются профилактические работы, с целью предупреждения порывов внутри промысловых трубопроводов и утечки нефтяного и газового сырья. Замена изношенных деталей оборудования, замена труб и применение антикоррозионных покрытий, закачка химических реагентов, препятствующих коррозии, в нефтяные трубопроводы.

Выявление потенциально опасных участков производится с помощью дефектоскопии. Выполняют планово-предупредительные ремонты этих участков, трубопроводов, с целью создания оптимального режима движения водонефтяной эмульсии в трубопроводе.

В случае порывов, внезапных выбросов нефти на промысле активизируются специальные схемы по сбору и утилизации загрязнённого

грунта, загрязнённой воды. В случае попадания нефтепродуктов на почву либо на поверхность воды (реки, озера, протоки и т.п.) производится локализация загрязненного участка путём обваловки песком, гравием либо местным грунтом, а на водной поверхности загрязнённый участок (нефтяное пятно) удерживается бонами. Затем проводится сбор нефтепродуктов вакуумными насосами, скиммерами и ручным методом. Очистка загрязнённой породы или воды от остаточных нефтепродуктов производится: биологическими способами – применение препарата «Деградоил»; - механическими способами - отсыпка(захоронение) местным грунтом (песком или торфом), утилизация;

Своевременный ремонт и качественный контроль во время строительства и последующей эксплуатации нефтепромыслового оборудования, позволяют достигать минимальное негативное воздействие на окружающую среду. Для обеспечения охраны среды и недр в процессе реализации мероприятий по увеличению нефтеотдачи, нужно обеспечить выполнение последующих требований:

- предотвращение ущерба другим объектам (помимо объекта воздействия), исключение способности попадания реагентов в другие пласты;
- защита водоносных горизонтов от вероятного попадания реагентов, кропотливый контроль технического состояния эксплуатационных колонн и цементного камня в нагнетательных и добывающих скважинах;
- исключение способности межпластовых перетоков нефти, воды, газа и химреагентов в процессе проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи и последующей эксплуатации участков воздействия.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Вероятные ЧС на объекте

При проведении различных работ на скважине велика вероятность выброса пластовых флюидов, которые характеризуются пожаро- и взрывоопасностью. При проведении спуско-подъемных работ, возможно газопроявление. При определённой концентрации и возникновении искрения в неисправных электрических приборах, газоздушная смесь взрывается. Взрывоопасная концентрация возникает в результате выделения большого количества газа и отсутствии смены воздушной массы в этой области.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС

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

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

предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами;

- список и местонахождение аварийной спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструмента;
- список пожарного инвентаря, находящегося на объекте;
- акты испытания СИЗ, связи, заземления
- график и схему по отбору проб газовой среды;
- технологическая схема объекта;
- годовой график проведения учебных занятий для предотвращения возможных аварий;

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.4.1. Правовые нормы трудового законодательства

Основная часть персонала - это сотрудники, работающие вахтовым методом.

По Трудовому кодексу РФ (статья 297), вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Данный метод применяется с целью сокращения срока ремонта, строительства либо реконструкции объектов производственного назначения в необустроенных, отдаленных районах с особыми природными условиями.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на месторождении проживают в специально созданном работодателем вахтовом поселке, представляющем собой комплекс зданий и

сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности персонала на время выполнения ими работ и междуменного отдыха.

К выполнению работ вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие медицинские противопоказания (статья 298 Трудового кодекса РФ).

Продолжительность одной вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем (статья 301 Трудового кодекса РФ).

Важной составляющей частью образования в современных условиях является знание правовых основ регулирования отношений между работником и работодателем в области охраны труда.

5.4.2 Организационные вопросы обеспечения безопасности.

К работам по ГРП допускаются лица, прошедшие обучение и проверку знаний по технике безопасности по проводимой работе. Перед началом работ участникам операции производится инструктаж на рабочем месте; общее руководство процессом ГРП осуществляет ответственный руководитель — представитель подрядчика, в соответствии с планом и регламентом принимает решения о проведении работ, не предусмотренных этим планом и несет ответственность за их выполнение; руководитель должен спланировать размещение оборудования таким образом, чтобы свести к минимуму возможное воздействие вредных производственных факторов от силовых установок, агрегатов, химреагентов, нефти на рабочий персонал, а так же взрыва и пожара; имеющиеся в наличии трубы, шланги и инструмент должны быть уложены в штабель с противораскатными стойками на рабочих мостках. Рабочая площадка должна быть освобождена от посторонних предметов; руководитель и его помощники оборудуются портативными средствами связи;

опасная зона с трубопроводами и линиями высокого давления обозначаются специальными сигнальными знаками с надписями; работы по ГРП, включая подготовительные работы, должны проводиться рабочими в специальной одежде и касках; в темное время суток ГРП разрешается проводить только в случае если обеспечивается освещенность устья скважины и зоны высокого давления не менее 26 лк. и шкал контрольно-измерительных приборов — 50 лк. все транспортные средства не задействованные в проведении ГРП должны быть удалены на безопасное расстояние — не менее 50 метров от зоны линий высокого давления; все оборудование должно соответствовать техническим и технологическим требованиям норм и правил, находиться в исправном, рабочем состоянии и использоваться только по назначению; при проведении ГРП рабочий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны; при работе с химреагентами персонал должен быть экипирован в спецодежду и обязан пользоваться средствами индивидуальной защиты: резиновые перчатки, кирзовые или резиновые сапоги, очки для химической защиты слизистой оболочки глаз, респиратор либо многослойная марлевая повязка.

Перед началом операции:

- Спланировать площадку для расстановки техники - в радиусе 50 метров уклон не более 1,5 м
- Расстояние между агрегатами - не менее 2-х метров, а между буллитами - не менее 1 м.
- Расстояние от скважины до агрегатов - не менее 10 м, агрегаты располагать с наветренной стороны скважины кабинами от устья скважин.
- Гидравлические части насосных установок должны иметь щиты или защитные кожухи.
- На линии закачки установить обратный клапан.
- Проверить работоспособности предохранительного клапана (должна быть прикреплена табличка со сроком освидетельствования РГТИ).

- Во избежание аварийной ситуации запрещается размещать агрегаты под силовыми линиями ЛЭП, находящимися под напряжением.

- Спец. техника должна быть оборудована искрогасителями и заземлена.

Для предотвращения поражения рабочих парами кислоты или травмирования струей рабочей жидкости под давлением собранная нагнетательная линия опрессовывается 1,5 кратным рабочим давлением.

Действия при обнаружении утечки:

- Снять давление;

- слить жидкость в амбар, убрать разлившуюся жидкость;

- промыть трубопровод нейтральной жидкостью (тех. вода);

- устранить неполадки;

- повторить опрессовку.

Для предотвращения падения рабочих с агрегатов - проверить состояния перил, лестниц и ограждений. При необходимости произвести ремонт.

- Очистить пути движения по мосткам от посторонних предметов.

- При проведении ОПЗ:

- Запретить присутствие посторонних лиц в зоне проведения работ (в радиусе 50 м от скважины).

- Все команды подавать с помощью мегафона (в перспективе - желательно снабдить всех участников процесса малогабаритными переносными радиостанциями).

Ознакомить работников с:

схемой передвижения - маршрутной картой; схемой расстановки и обвязки оборудования; порядком проведения опрессовки; правилами пользования СИЗ; правилами оказания первой помощи пострадавшим; планом по ликвидации возможных аварий (см. ниже); спец. звуковым сигналом, подаваемым в случае возникновения опасности.

Вывесить таблички, запрещающие курение и разведение открытого огня.

Персоналу работать в следующих СИЗ: фильтрующий противогаз марки БКФ; резиновые сапоги; резиновые перчатки; спец. одежда из ткани Кк; защитные очки; прорезиненные фартуки.

Газоанализаторщику - производить непрерывный контроль за содержанием паров кислоты в воздухе (ПДК - 5 мг/м³). При превышении ПДК - сообщить старшему.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Анализ эффективности применения геолого – технологических мероприятий на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)». Проанализированы основные методы и технологии, направленные на увеличение добычи нефти, применяемые на месторождении.

В специальной части рассматриваются основные геолого-технические мероприятия: увеличение депрессии на пласт, физико-химические методы, гидроразрыв пласта, зарезка боковых стволов, кислотные обработки, проводящиеся на месторождениях и представлены основные показатели по которым проводится оценка эффективности этих мероприятий. Необходимо отметить, что существует большое количество технологий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов, но как видно из приведенных данных, по добывающим скважинам существенный эффект повышения дебита скважин можно достигнуть при проведении ГРП. Этот метод позволяет за короткие сроки существенно увеличить добычу нефти либо замедлить падение добычи, когда месторождение находится на поздней стадии разработки. По нагнетательным скважинам Первомайского месторождения наибольший эффект получен от проведения дополнительной перфорации.

Целью нефтедобывающих предприятий является грамотное применение разработанных методов, особенно на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами в условиях поздней стадии разработки, характеризующейся увеличением числа скважин с малым дебитом и их повышенной обводненностью. При этом выбор тех или иных геолого – технологических мероприятий должен основываться исходя из экономических соображений и геолого-технических условий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Биджаков В. И., Волков В. И. Проект доразведки северо-западной части Первомайского месторождения нефти Томской области. ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Томск, 1996.
2. Шишкин В. Я., Муратова А. Ш., Резниченко В. А. и др. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Первомайского месторождения Томской области. ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Томск, 1991.
3. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Первомайского месторождения. Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Томск, 1995.
4. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. М.: Недра, 1973.
5. Донцов К. М. Разработка нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1977. – 255 с.
6. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1986. - 308 с.
7. Крец Э. С., Суржанская Л. А., Яппаров Р. А. и др. Оценка балансовых запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Первомайского нефтяного месторождения на основе геологического и динамического моделирования.
8. Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Томск, 2003.
9. ТЭО КИН Первомайского месторождения. Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». Томск, 2010.
10. Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. “Эксплуатация нефтяных и газовых скважин”, М.,Недра, 1989г.
11. ”Canadian Frakmaster LTD.”, fracturing school#2, fracturing school#1, 1993г.
12. ”Canadian Frakmaster LTD.”, Fundamentals of fracturing, 1996 г.
13. Фондовые источники “ТомскНИПИнефть”
14. Фондовые источники УДНГ ОАО “Томскнефть” ВНК.

15. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин, 1989 г.
16. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 857-95. Кислота соляная синтетическая техническая
18. ГОСТ Р 54522-2011. Сосуды и аппараты высокого давления

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Таблица 3.3. Результаты ГРП по скважинам Первомайского месторождения за 2010-2013г.г.

№№	№ Скважины	Дата гидроразрыва	Базовые показатели				Показатели первого года после ГРП				Дополнительная добыча нефти, т				Дополнительная добыча, т	Показатели на 01.01.2013				Примечание
			Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Способ эксплуатации	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Способ эксплуатации	2010	2011	2012	2013		Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Способ эксплуатации	
1	583	08.03.07	73,0	74,4	2,0	ЭЦН	126,0	135,3	6,9	ЭЦН	14125	30920	23154	18256	86454	123,4	135,9	9,2	ЭЦН	
2	145	13.03.07	56,0	59,2	5,0	ЭЦН	92,5	120,9	23,5	ЭЦН	7318	24456	25748	4121	61643	88,8	107,2	17,2	ЭЦН	
3	723	24.08.07	18,3	20,3	10,0	ЭЦН	199,0	209,9	5,2	ЭЦН	20515	26638	16741	15235	79129	50,4	102,9	51,0	ЭЦН	
4	547	09.10.07	8,0	8,5	10,0	ЭЦН	48,1	51,9	7,3	ЭЦН	2799	10311	4175	4851	22136	21,1	22,6	6,3	ЭЦН	
5	107	09.11.07	9,0	11,0	18,0	ШГН	29,1	55,4	47,5	ЭЦН	352	3712	2	-410	4066					
6	521	18.11.07	17,0	24,5	30,0	ШГН	в б/д				0	20871	15506	6127	42504	37,5	99,6	62,3	ЭЦН	
7	544повт.	10.12.07	11,0	11,8	7,0	ШГН	52,6	68,2	22,8	ЭЦН	395	14260	11919	7049	33623	37,4	38,6	3,0	ЭЦН	
8	88 повт.	09.12.07	1,5	1,6	7,0	ШГН	2,0	60,0	96,7	ЭЦН	0	-86	-86	-76	-162					в б/д с 03.2011г.
Средний дебит			24,2	26,4			78,5	100,2												
Дополнительная добыча за год, т											45503	131168	97331	55715	329717					
1	153	03.01.08	59,1	61,3	3,5	ЭЦН	93,9	105,3	10,9	ЭЦН		3898	-3026	-7401	3898	29,2	50,3	42,1	ЭЦН	
2	95	11.02.08	7,0	8,3	15,7	ШГН	44,9	53,9	16,6	ЭЦН		11806	8184	-6	19989					
3	24	05.03.08	9,1	9,6	5,2	ЭЦН	40,2	102,1	60,6	ЭЦН		8537	7969	8962	25468	37,3	79,1	52,9	ЭЦН	
4	93	01.04.08	35,0	37,7	7,1	ЭЦН	83,2	90,2	7,8	ЭЦН		11399	9482	2084	22965	32,7	64,4	49,2	ЭЦН	
Средний дебит			27,6	29,2			65,6	87,9												
Дополнительная добыча за год, т												35640	25635	11046	72321					
1	845	26.01.09					71,4	82,9	13,9	ЭЦН						45,5	52,3	13,0	ЭЦН	Из освоения ГРП
2	860	03.02.09	7,1	7,3	3,0	ЭЦН	60,6	68,6	11,7	ЭЦН			12568	8124	20692	49,3	59,6	17,2	ЭЦН	
3	853	24.02.09	37,1	37,9	1,9	ЭЦН	54,9	65,0	15,5	ЭЦН			4396	290	4686	40,9	48,3	15,4	ЭЦН	
4	854	06.03.09	10,5	94,0	88,8	ЭЦН	14,6	29,7	51,3	ЭЦН			880	-1246	880					
5	861	19.03.09	74	76,7	3,5	ЭЦН	93,8	99,0	5,2	ЭЦН			5512	1098	6610	68,6	71,9	4,7	ЭЦН	
6	868	25.03.09	37,2	39,5	5,8	ЭЦН	107,4	116,4	7,7	ЭЦН			14820	8746	23566	44,8	55,3	19,0	ЭЦН	
7	810	25.04.09	151,2	154,8	2,4	ЭЦН	202,7	216,7	6,5	ЭЦН			11952	13759	25710	179,2	189,2	5,3	ЭЦН	
8	617	21.05.09	57,2	76,3	25,0	ЭЦН	117,2	172,7	32,2	ЭЦН			9622	14052	23674	68,7	135,7	49,4	ЭЦН	
9	543 повт	25.05.09	63,2	68,9	8,2	ЭЦН	123,1	131,9	6,6	ЭЦН			8865	9002	17867	90,0	98,1	8,3	ЭЦН	