

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА
ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СУРГУТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)**
УДК 622.276.66-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Очиров Биликто Бадмажапович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Орлова Юлия Николаевна	Кандидат физико-математических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

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

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь использовать новые знания при обучении сотрудников
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P10	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись)

(Дата)

О.С. Чернова
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Очирову Биликто Бадмажаповичу

Тема работы:

Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта на примере Западно-Сургутского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 22.03.2017 г. № 1960/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Объектом исследования является Западно-Сургутское нефтяное месторождение.</i> <i>Исходные данные к работе:</i> -Пакет геологической и геофизической информации по Западно-Сургутскому месторождению; -Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ; -Фондовая и периодическая литература; -Материалы исследовательских институтов.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	-Общие сведения о месторождении; -Геологическая часть; -Общая характеристика разработки месторождения; -Анализ эффективности гидроразрыва пласта; -Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; -Социальная ответственность; -Заключение.

Перечень графического материала	- Обзорная схема района; - Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП; - Графические материалы обзорной литературы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Вазим Андрей Александрович
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	Кандидат физико-математических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Очиров Биликто Бадмажапович		

Задания для раздела
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»
Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Очиров Биликто Бадмажапович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Количество проводимых операций; Сложность проводимых операций.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость проведения ГРП.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Амортизация, энергоресурсы, заработная плата.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты эффективности проведения ГРП на месторождении.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявлено, что эффективность проведения ГРП зависит от прироста дебита в результате проведения операций и от курса цен на нефть.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	Кандидат экономических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Очиров Биликто Бадмажапович		

**Задание для раздела
«Социальная ответственность»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Очиров Биликто Бадмажапович

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения:	Объектом исследования является Западно-Сургутское месторождение. Рабочая зона Оператора ДНГ располагается на специально оборудованных кустовых площадках, где работник занимается непосредственно своими обязанностями. Область применения объекта – любое нефтегазовое производство.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1. Производственная безопасность 1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека токсических веществ; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - движущиеся машины и механизмы; - подвижные части производственного оборудования; - сосуды и аппараты под давлением; - пожаробезопасность; - электробезопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород). - решение по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС на объекте;	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях - анализ возможных ЧС при разработке и

– выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2017 г.
---	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Очиров Биликто Бадмажапович		

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Кафедра: Геологии и разработки нефтяных месторождений

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2017 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.11.2016	Геологические и географические сведения Западно-Сургутского нефтяного месторождения.	18
10.02.2017	Анализ разработки Западно-Сургутского нефтяного месторождения. Сравнение текущих и проектных показателей.	25
15.03.2017	Анализ эффективности гидроразрыва пласта на Западно-Сургутском нефтяном месторождении.	25
25.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	14
01.06.2017	Социальная ответственность.	12
05.06.2017	Оформление работы.	6

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	Кандидат физико-математических наук		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	Кандидат геолого-минералогических наук		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 121 страница, 3 рисунка, 17 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: Месторождение, пласт, ГРП, дебит, проппант, технология проведения.

Объектом исследования является Западно-Сургутское нефтяное месторождение.

Цель работы – анализ эффективности проведения ГРП на Западно-Сургутском месторождении.

В процессе исследования проводились геологическая характеристика месторождения, сравнение проектных и текущих показателей разработки, рассмотрение технологических особенностей гидравлического разрыва пласта, а также анализ эффективности его применения.

Геологическая часть включает в себя сведения о расположении месторождения и его структуре, нефтеносных горизонтах, запасах нефти, сведения о свойствах пластовых жидкостей и газов. В специальной части рассмотрен принцип разработки Западно-Сургутского месторождения. В технологической части рассмотрены понятие о гидроразрыве пласта, технология проведения ГРП, анализ проведения ГРП. Выполнены расчеты ГРП. В разделе безопасности и экологичности обеспечения приводится оценка эффективности мероприятий по гидроразрыву пласта.

Обозначения и сокращения:

ВНК – водонефтяной контакт;
ЦКЗ – центральный комитет запасов;
ДНС – дожимная насосная станция;
КИН – коэффициент извлечения нефти;
ППД – поддержание пластового давления;
УПСВ – установка предварительного сброса воды;
ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти
НПК – низкопроницаемый коллектор;
ВНЗ – водонефтяные зоны;
ПЗС – призабойная зона скважины;
НКТ – насосно-компрессорные трубы;
УПН – установка подготовки нефти;
УВ – углеводороды;
(К)ГРП – (кислотный) гидравлический разрыв пласта;
УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
НГДУ – нефтегазодобывающее управление;
ЗП – заработная плата;
ПДК – предельно допустимая концентрация;
СИЗ – средства индивидуальной защиты;
ЧС – чрезвычайная ситуация.

Содержание

Введение.....	13
1. Общие сведения о месторождении.....	15
2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	19
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	19
2.2 Тектоническое строение.....	23
2.3 Нефтегазоносность.....	24
2.4 Характеристика продуктивных пластов.....	25
2.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных пластов по керну.....	26
2.6 Свойства пластовых жидкостей и газов.....	29
3. Анализ разработки месторождения	35
3.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения	35
3.2 Характеристика состояния разработки	41
3.2.1 Основные технологические показатели разработки.....	41
3.2.2 Характеристика фонда скважин на дату проектирования	43
3.2.3 Сравнение проектных и фактических показателей разработки	45
3.2.4 Энергетическое состояние объекта	46
3.2.5 Анализ выработки запасов нефти.....	47
3.2.6 Эффективность реализуемой системы разработки и основные направления её совершенствования	50
4. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта.....	55
4.1. Проектирование гидравлического разрыва пласта	55
4.2. Расчет параметров гидравлического разрыва пласта.....	59
4.3 Техника для гидравлического разрыва пласта.....	63
4.4 Материалы применяемые при ГРП.....	68
4.5 Технология проведения гидравлического разрыва пласта.....	69
4.6 Заключительные работы.....	75
4.7 Анализ эффективности ГРП	76
5. Финансовый менеджмент.....	85

5.1 Обоснование показателей экономической эффективности	85
5.2 Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта.....	86
5.3 Расчет экономических показателей проекта.....	93
5.4 Экономическая оценка проекта	95
5.5 Сравнение технико-экономических показателей базового варианта без проведения ГРП и варианта с проведением ГРП.....	95
6. Социальная ответственность.....	97
6.1 Производственная безопасность.....	97
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	98
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	106
6.2 Экологическая безопасность.....	110
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	114
6.4 Правовые и организационные вопросы.....	117
Заключение.....	120
Список литературы.....	121

Введение

Гидравлический разрыв пласта - довольно эффективный в настоящее время, метод интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов (НПК), получивший массовое применение в Западной Сибири. Чаще всего гидроразрывы дают положительные результаты, однако эффективность зависит от геолого-физических характеристик пластов.. Одним из наиболее серьезных факторов снижающих успешность проведения, является наличие обширных водонефтяных зон (ВНЗ), особенно в залежах, представленных НПК. В этом случае возникает вопрос, что предпочтительнее – продлить эксплуатацию скважин (без ГРП) с невысоким дебитом нефти или, сделав ГРП, повысить обводненность.

В ОАО «Сургутнефтегаз» внедрение ГРП было организовано с учетом известного негативного опыта на основе принципа выполнения всех работ по реализации ГРП собственными силами с максимальным привлечением передового отечественного и мирового опыта.

В условиях месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные залежи. Общая фактическая дополнительная добыча нефти за счет применения ГРП начиная с 1993 года составляет 10,16 млн. тонн, ожидаемая потенциальная дополнительная добыча составляет 19,81 млн. тонн нефти. Среднее фактическое удельное значение дополнительной добычи нефти в результате ГРП на одну скважину превышает 6,14 тыс. тонн, а ожидаемое потенциальное - более 12,04 тыс. тонн.

Эффективность этого метода, в основном, зависит от правильности выбора технологических параметров процесса, геологических особенностей строения пласта и удельных запасов нефти. Поэтому рассмотрение возможности применения ГРП, как одного из основных методов интенсификации добычи нефти из залежей пластов Западно-Сургутского месторождения является необходимым.

Целью дипломной работы является анализ эффективности проведения ГРП на Западно-Сургутском месторождении. В работе рассмотрен материал на эту тему, а также проведен его анализ.

Актуальность выбранной темы заключается в том, что ГРП является наиболее распространенным методом повышения нефтеотдачи, который применяется практически на каждом месторождении.

1. Общие сведения о месторождении

Западно-Сургутское месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области. Ближайшим населенным пунктом, имеющим авиационное, автомобильное, речное и железнодорожное сообщение, является г.Сургут, находящийся в юго-восточной части одноименного лицензионного участка.

В физико-географическом отношении месторождение находится в пределах средней зоны тайги (Сургутская болотная провинция – северная часть месторождения) и южной тайги (Обско-Иртышская пойменная провинция – южная и юго-восточная части месторождения) Западно-Сибирской физико-географической страны.

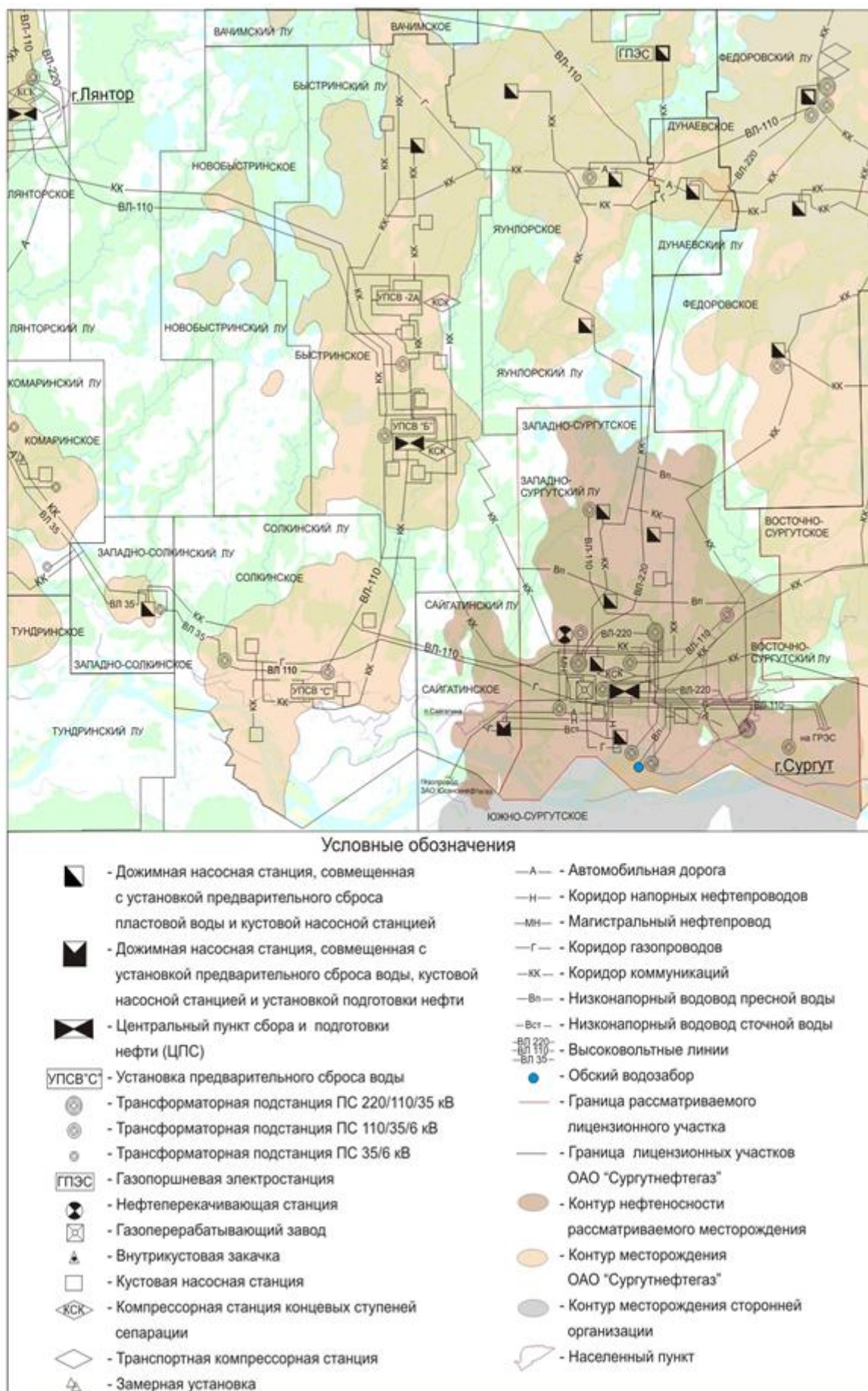


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ. Западно-Сургутское месторождение

По состоянию на 01.01.2014 месторождение полностью обустроено.

Сбор углеводородного сырья с добывающих скважин осуществляется на пять дожимных насосных станций (ДНС). Все они совмещены с установками предварительного сброса пластовой воды (УПСВ), на которых нефть проходит предварительную подготовку (разгазирование, предварительное обезвоживание) и транспортируется на Западно-Сургутский Центральный товарный парк, где проходит подготовку до товарных кондиций.

Суммарная установленная мощность ДНС по состоянию на 01.01.2014 составила 90 тыс.м³/сут, производительность УПСВ – 122 тыс.м³/сут. Фактическая загрузка мощностей по разгазированию жидкости на 01.01.2014 составляет: ДНС-1 – 88.3 %, ДНС-1А – 126.9 %, ДНС-2А – 52.8 %, ДНС-4А – 88.7 %, ДНС-5А – 74.8 %. Дефицит мощностей по предварительному обезвоживанию на месторождении не наблюдается, УПСВ загружены на 50–90 %.

На месторождении создана и действует система нефтегазосборных сетей протяжённостью порядка 308 км. Система напорных нефтепроводов суммарной протяжённостью порядка 39 км обеспечивает транспорт предварительно подготовленной нефти в направлении УПН.

Ближайшая нефтеперекачивающая станция системы ОАО «АК «Транснефть» расположена также на территории месторождения.

Достаточно развита система сбора и транспорта газа. На территории месторождения расположены установка переработки газа и завод стабилизации конденсата. Коэффициент использования газа на 01.01.2014 составил 99.65 %.

Поддержание пластового давления реализуется посредством восьми традиционных наземных кустовых насосных станций. Суммарная проектная производительность по установленному оборудованию составляет 115.7 тыс.м³/сут. Загрузка мощностей КНС колеблется в пределах 50–82 %. Кроме этого, действуют подземные кустовые насосные станции на 15 кустах, обеспечившие в 2013 году добычу сеноманской воды в объёме 1419.4 млн.м³. На месторождении в целях поддержания пластового давления используется два

вида воды: сточная вода с УПСВ и ЦППН и сеноманская вода. Закачка воды в нагнетательные скважины осуществляется по системе высоконапорных водоводов протяжённостью 304 км.

2. Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое описание разреза Западно-Сургутского месторождения проведено в соответствии с «Региональными стратиграфическими схемами мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины», утверждёнными МСК 30.01.1991. Литолого-стратиграфический разрез представлен породами двух структурных комплексов: доюрских образований и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Доюрские отложения (Pz+T)

В пределах месторождения породы фундамента не вскрыты. На сопредельных с месторождением территориях породы туринской серии вскрыты в скважине №131Р Фёдоровского месторождения. Породы охарактеризованы керном и представлены базальтами тёмно-зелёного, чёрного и коричневатого-кирпичного цвета, миндалевидными, брекчированными. Возраст пород классифицируется как триас. Толщина отложений не установлена, вскрытая скважиной №131Р толщина базальтов составляет 1200 м.

Мезозойская группа (Mz)

Юрская система (J) в пределах изучаемой территории состоит из трёх отделов: нижний, средний, верхний. *Нижний отдел (J₁)* представлен отложениями *горелой свиты*, которая залегает с угловым и стратиграфическим несогласием на породах доюрского основания. Отложения представлены четырьмя пачками пород: песчано-алевритовый пласт ЮС11 (скв. №202Р-Фёдоровская, 203Р-Родникова), перекрывающийся *тогурской* пачкой и песчано-алевритовый пласт ЮС10 с *радомской* пачкой в кровле отложений свиты. На наиболее приподнятых участках доюрского основания (скв. №61Р, 131Р Фёдоровского месторождения) отложения горелой свиты выклиниваются (толщина изменяется от 180 до 0 м). Возраст отложений горелой свиты – плинсбах-тоарский.

Отложения *среднего отдела* (J_2) согласно залегают на породах горелой свиты (только на наиболее приподнятых выступах фундамента с несогласием лежат на доюрском основании) и представлены нижней, средней и верхней подсвитами *тюменской свиты*. Нижняя подсвита представляет собой переслаивание песчаников и алевролитов серых с аргиллитами, реже углями (пласты ЮС7–ЮС9). Характерен растительный детрит, встречаются ядра двустворок (возраст ааленский). Отложения средней подсвиты (пласты ЮС5–ЮС6) представлены неравномерным чередованием уплотнённых серых глин и в различной степени глинистых, иногда слабокарбонатных песчаников, возраст – байосский. Верхняя подсвита состоит из аргиллитов от серых до тёмно-серых, чередующихся с глинистыми песчаниками (пласты ЮС2–ЮС4), алевролитами с обильным включением растительного детрита и пирита батский-ранне-келловейского возраста. В кровле отложений тюменской свиты залегают пласт ЮС2, являющийся регионально нефтеносным. Пласт характеризуется резкими фациальными изменениями, литологически представлен переслаиванием песчаников тёмно-серых, плотных, тонко- и мелкозернистых, крепко сцементированных.

Верхний отдел (J_3) представлен отложениями *васюганской, георгиевской и баженовской свит*. *Васюганская свита* (возраст верхне-келловей-оксфордский, толщина – 41–90 м) представлена нижней и верхней подсвитами: нижняя, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами тёмно-серыми, плотными, тонкослоистыми, известковистыми с включениями глауконита; верхняя – песчаниками и алевролитами тёмно-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабоизвестковистыми. Песчаники свиты регионально нефтеносны – к ним приурочен пласт ЮС1. *Георгиевская свита* представляет собой почти чёрные, битуминозные аргиллиты, с прослоями серых, кварцево-палевошпатовых и кварцево-глауконитовых песчаников. Толщина изменяется от 2 до 7 м, возраст кимериджский. Отложения *баженовской свиты* представлены в различной степени битуминозными аргиллитоподобными глинами (пласт ЮС0) от тёмно-серого до чёрного цветов

с прослоями известняков (толщина – 25–30 м). К отложениям свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт «Б».

Меловая система (K)

Система представлена двумя отделами – нижним и верхним, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. В составе *нижнего отдела (K₁)* выделяются *сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская* и нижняя часть *покурской* свиты.

Сортымская свита представлена глинистыми осадками с прослоями песчаников и алевроитов, которые группируются в крупные пачки и толщи. В нижней части свита представлена глинистой подачимовской пачкой (толщина – 20–30 м). Выше залегает ачимовская толща, представленная переслаиванием песчаников и алевроитов с аргиллитами. Верхняя часть сортымской свиты преимущественно глинистая, с редкими линзообразными пропластками песчаников и алевролитов. Время формирования отложений сортымской свиты – берриас-валанжин, толщина – около 400 м. К кровле отложений свиты приурочена песчано-глинистая пачка, в составе которой выделяются песчаные нефтенасыщенные пласты БС10–БС12, которые перекрываются чеускинской пачкой глин (толщина пачки – более 30 м).

Усть-балыкская свита представлена комплексом пород прибрежно-морского генезиса валанжин-готеривского возраста толщиной около 200 м. В составе отложений свиты выделяются песчаные пласты БС1–БС9, представленные песчаниками серыми, часто с прослоями аргиллитов и алевроитов; на месторождении пласты БС1, БС2+3, БС4 промышленно нефтеносны. В средней части отложений свиты выделяется сармановская пачка глин, перекрывающая песчаный пласт БС8. В верхней части свиты залегает пимская пачка, которая представлена тёмно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами.

Сангопайская свита подразделяется на две подсвиты – верхнюю и нижнюю, отложения которых формировались в условиях мелководья или замкнутых континентальных бассейнах. Литологически свита представлена

чередованием песчаников, алевролитов и глин, встречаются редкие прослои буровато-серого глинистого сидерита. К отложениям свиты относят песчаные пласты АС4–АС12 (пласт АС9 – промышленно нефтеносен) готерив-барремского возраста толщиной 136–154 м. Отложения *алымской свиты* представлены чередованием пачек глин тёмно-серых, почти чёрных с прослоями серых алевролитов и мелкозернистых песчаников. В верхней части свиты выделяется *кошайская пачка* глин, представленная аргиллитами тёмно-серыми аптского возраста, толщина достигает 105–111 м. *Покурская свита* (нижняя и средняя подсвиты) завершает разрез нижнего мела, в основном представлена алевролитами с прослоями песчаников.

Верхний отдел (K₂). Верхняя часть *покурской свиты* сложена переслаиванием слабоуплотнённых песков, светло-серых песчаников, серых до тёмно-серых глин и алевролитов с редкими прослоями глинистых известняков; апт-сеноманского возраста и толщиной до 804 м. *Кузнецовская свита* сложена толщей (до 22 м) морских глин туронского возраста от серых до тёмно-серых, однородных с небольшим содержанием алевроитового материала, обогащённых фауной фораминифер. Отложения *берёзовской свиты* (136–153 м) подразделяются на две подсвиты: нижнюю опоковидную и верхнюю глинистую. Опоки местами переходят в глины опоковидные, светло-серые и серые с аморфной структурой. Глины серые, с голубоватым оттенком, однородные с мелко раковистым изломом. На поверхностях напластования нитевидные остатки водорослей. Отложения *ганькинской свиты* толщиной 55 м завершают разрез меловой системы, состоят из глин тёмно-серых, чёрных, переходящих в мергели.

Кайнозойская группа (Kz)

Палеогеновая система (P) подразделяется на три отдела: палеоценовый, эоценовый и олигоценовый. *Талицкая свита* представлена глинами тёмно-серыми, местами алевроитистыми датского возраста толщиной до 100 м. *Люлинворская свита* (толщина до 200 м) сложена глинами серыми и тёмно-серыми, мелкозернистыми ниже-среднеэоценового возраста. *Тавдинская*

свита (170 м) представлена глинами серыми, тонкослоистыми до листоватыми, иногда алевроитистыми, с линзовидными включениями алевролита. *Атлымская свита* (толщина до 100 м) сложена преимущественно песками светло-серыми, кварцево-полевошпатовыми, мелко- и среднезернистыми, с включениями обугленных растительных остатков. Глины серые, зеленовато-серые, алевроитистые, с прослоями песков и бурых углей. *Новомихайловская свита* (100 м) представляет собой чередование глин (коричневато-серых, песчанистых и алевроитистых) и песков (серых, мелкозернистых, с включениями растительных остатков); встречаются прослои углей. Туртасская свита представлена алевролитами серыми, сильно глинистыми, слабослюдистыми; толщина свиты достигает 40 м.

Четвертичная система (Q)

Отложения системы толщиной до 40 м несогласно залегают на породах верхнего олигоцена. Литологически представлены аллювиальными и озёрно-аллювиальными песками серыми, зеленовато-серыми, коричневато-серыми, полосчатыми с растительным детритом, глинами, суглинками, супесями.

2.2 Тектоническое строение

Геолого-геофизические исследования, проводившиеся в районе Западно-Сургутского месторождения в период с 1947 по 1957 годы, носили региональный характер; в результате работ были выявлены крупные тектонические элементы I–II порядка: Нижневартовский и Сургутский своды, Юганская мегавпадина и ряд других структур. За период 1958–1965 годы на территории Сургутского свода были выявлены структуры II–III порядка: Минчимкинский, Пимский и Федоровский малые валы и осложняющие их Быстринское, Ватинское, Конитлорское, Яунлорское, Солкинское, Сургутское, Западно-Сургутское, Северо-Сургутское, Федоровское, Русскинское, Вершинное и другие локальные поднятия.

Месторождение расположено в юго-восточной части Сургутского свода. В тектоническом отношении приурочено к Восточно-Сургутской террасе, которая на северо-западе граничит с Федоровской вершиной, а на востоке – с Ярсомовским крупным прогибом.

Месторождение приурочено к Западно-Сургутскому I и Западно-Сургутскому II локальным поднятиям, осложняющим южную часть Федоровского малого вала. Локальные поднятия представляют собой пологие брахиантиклинальные поднятия типично платформенного типа.

2.3 Нефтегазоносность

Западно-Сургутское нефтяное месторождение расположено в юго-восточной части Сургутского свода, по своему геологическому строению является многопластовым и сложным, по величине извлекаемых запасов – крупным.

Промышленно нефтеносными в пределах месторождения являются терригенные отложения сангопайской свиты (пласт АС9), усть-балыкской свиты (пласты БС1, БС2+3, БС4), сортымской свиты нижнемелового возраста (пласты БС10+11, БС12), васюганской свиты верхнеюрского возраста (пласт ЮС1) и тюменской свиты среднеюрского возраста (пласт ЮС2). На месторождении в восьми продуктивных пластах выявлено 15 залежей нефти, которые в различной степени совпадают в плане. Этаж нефтегазоносности на месторождении составляет 988 м: изменяется от 1863.7 м (кровля нефтенасыщенного коллектора пласта АС9) до 2851.3 м (подошва нефтенасыщенного коллектора пласта ЮС2).

2.4 Характеристика продуктивных пластов

Основные промышленные запасы нефти на Западно-Сургутском месторождении сосредоточены в пластах БС₁, БС₂₊₃, БС₁₀, существенно отличающихся коллекторскими свойствами пород, физико-химическими свойствами флюидов.

БС₁ сложен тремя типами пород: песчаниками, аргелитами, алевролитами. Пористость пород-коллекторов до 33,2%, проницаемость – $0,708 \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

БС₂₊₃ представлен песчаником, аргелитами, алевролитами. Пористость изменяется от 19 до 30,4%, проницаемость - $0,36 \times 10^{-12} \text{ м}^2$.

Горизонт БС₁₀ является одним из основных нефтеносных горизонтов. Он расчленяется на три – плана - БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₀³, которые в ряде скважин сливаются, сложены песчаниками, алевролитами, неотсортированными глинистыми и карбонатными породами.

Пласт БС₁₀¹ наиболее распространен, характеризуется единой гидродинамической системой. Абсолютная отметка ВНК по пласту БС₁₀ - 2280-2340 не одинакова по площади. В южной части площади одинакова для всех пластов горизонта БС₁₀ (2340м). тип коллектора поровый. Средняя эффективная толщина – 10,6м. БС₁₀ сложен очень пестро. Подошва кровли горизонта БС₁₀ замещается аргелитами и глинистыми алевролитами, что придает ему полосообразность и линзовидный характер. Пористость пород-коллекторов от 15 до 26%, проницаемость - $0,094 \times 10^{-12} \text{ м}^2$. Породы коллекторы отделяются друг от друга глинистыми перемычками мощностью от 1 до 6м. для всех пластов БС₁₀ характерно полное замещение коллекторов глинистыми породами. Пласт неоднороден, не выдержан по площади.

Нефть горизонта БС₁₀ Западно-Сургутского месторождения коричневая, маслянистая с запахом ароматических углеводородов, тяжелая и вязкая,

сернистая с незначительным содержанием растворенного газа. Газ метановый. Удельный вес в пластовых условиях – 830 кг/м³, в поверхностных – 887 кг/м³. Газосодержание – 49 м³/т, давление насыщения – 9,6 МПа, содержание асфальтенов – 2,11%, смол – 14,75%, серы – 2,14%, парафина – 3,22% с температурой плавления - 56°C. Наиболее легкая нефть приурочена к локальным поднятиям на структуре. Наиболее тяжелая – в скважинах, расположенных вблизи зон замещения. Примерно такой же закономерности подчиняется вязкость, наименее вязкая нефть – в локальных поднятиях, наиболее вязкая к зонам замещения.

Годовой фактор – наибольший в пределах северного поднятия – 54 м³/т. Резкое снижение его происходит в направлении зон отсутствия коллекторов – 38-40 м³/т. Пластовая температура БС₁₀ - 67°C. Первоначальное пластовое давление – 232 атм. Режим горизонта БС₁₀ является упруго-водонапорным.

2.5 Характеристика фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных пластов по керну

Пласт БС₁ складывается преимущественно песчаными коллекторами, в цементе преобладает каолинит, который распределяется по объему пород неравномерно. Пласт неоднороден, наблюдается много зон отсутствия (замещения) пород коллекторов. Средняя пористость – 26,1% (табл.2.5.1.).

В пласте БС₂₊₃ песчаники и алевролиты присутствуют в близких соотношениях; цемент представлен хлоритом, каолинитом, гидрослюдой. Пористость изменяется от 19,0 до 32,8%, гидропроницаемость – от 2,1 до $1723,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ (табл.2.5.1.).

Пласт БС₁₀ представляет собой сложное сочетание трех типов пород-песчаников, алевролитов и глин, которое сочетается в их слоистом чередовании по разрезу и взаимном замещении по простиранию. Слоисто-зональная неоднородность этого пласта прежде всего подчеркивается изменчивостью

литолого-коллекторских параметров пород, в частности гранулометрического состава, пористости и проницаемости. Коллекторы характеризуются как мелкозернистые, глинистые. По вещественному составу относятся к классу полимиктовых, где наряду с кварцем и полевыми шпатами имеются обломки различных пород. Цементируется, в основном, каолинитом, гидрослюдой и хлоритом, реже – железисто-титанистыми и карбонатными образованиями.

Средняя	пористость	23,2%	(табл.	1.).
---------	------------	-------	--------	------

Таблица 1.

Пределы измерения и средние значения коллекторских параметров пород продуктивных пластов Западно-Сургутского месторождения

Пласты	Пористость открытая, %				Газопроницаемость, мкм ² х10 ⁻³				Остаточная водонасыщаемость, %			
	Кол-во опред.	Мин.	Макс.	Средн.	Кол-во опред.	Мин.	Макс.	Средн.	Кол-во опред.	Мин.	Макс.	Средн.
АС ₉	24	26,4	30,3	28,6	23	22,0	1435,0	667,1	24	18,9	45,7	27,5
БС ₁	752	15,3	34,9	26,1	306	4,3	3314,6	693,9	232	13,2	58,4	25,1
БС ₂₊₃	940	19,0	32,8	27,7	350	2,1	1723,0	361,0	256	11,6	50,9	26,8
БС ₁₀	1385	10,8	27,5	23,2	592	0,47	948,0	97,3	440	17,3	93,9	40,97
ЮС ₁	23	6,7	19,6	15,6	18	0,01	59,0	22,3	19	29,3	95,7	53,8
ЮС ₂	200	3,3	22,2	13,4	182	0,1	116,0	6,3	180	18,6	93,7	64,8

2.6 Свойства пластовых жидкостей и газов

Нефть добываемая на Западно-Сургутском месторождении является высокопарафинистой, смолистой, вязкой, сернистой.

Разгазированные нефти пластов АС₉ и БС₄ - тяжелые, БС₁, БС₁₀, ЮС₂ - средней плотности.

Содержание парафина колеблется в пределах от 3,4% (пласт БС₁), до 4,9% (пласт АС₉); асфальтенов от 1,8% до 3,5%, смол селикогелевых от 8,5 до 12,5%.

Нефть пластов АС₉, БС₁, БС₄, ЮС₂ - сернистая (содержание серы до 2%), а пласт БС₁₀ - высокосернистая (0,2% и более). Нефти всех пластов содержат не менее 45% фракций, выкипающих до 350°C.

В пластовых условиях (табл.2.) нефть вязкая (3,56-7,95МПа*с), характеризуется высокой степенью пережатия; в пластах БС₁, БС₂₊₃, БС₁₀ давление насыщения в два раза ниже пластового, в пластах АС₉ и ЮС₂ - более чем в три раза.

Газосодержание нефти низкое, газовый фактор при условии многократной сепарации составляет по пластам: АС₉ - 22м³/т; БС₁ - 36м³/т; БС₂₊₃ - 37м³/т; БС₁₀ - 38м³/т; ЮС₂м³/т.

Нефтяной газ имеет высокое содержание метана (86%) соотношение «жирных» углеводородов типичное для газа нефтяных залежей (табл.3.).

Анализ вод, полученных из различных частей разреза ант-альб-сеноманского водонасосного комплекса, показывает, что в сеноманской толще заключены хлоридные натриевые воды с общей минерализацией 15-21 г/л. Основными солевыми компонентами являются хлор и натрий, составляющие 164-360 и 237,2-333,8 мг/экв/л соответственно. Количество кальция не превышает 22,8 мл/экв/л. Железо практически отсутствует, сульфаты не обнаружены. Содержание брома изменяется от 43 до 57 мг/л, а йода – от 4,3 до 18,7 мг/л. Вода имеет слабощелочную среду (РН=6,2-8,9).

В состав растворенного в водах газа входят: метан – 91,4-99,6%; этан, пропан, бутан + высшие – 0,08-0,9%; азот – 1-8%; углекислый газ – 0,5-12%; сероводород в комплексе отсутствует.

Воды сеноманских отложений имеют вязкость 0,85-0,65 СПз, альбских – 0,7 СПз, обских – 0,6-0,5СПз.

Сжимаемость вод составляет $4,25 \times 10^{-6}$ м, плотность в пластовых условиях – от 0,982 до 0,996 г/см³, в поверхностных – 1,012-1,014 г/см³.

Воды ант-альб-сеноманского комплекса характеризуется высокими фильтрационными свойствами, при смешивании с пластовыми водами осадков не дают.

Характеристика и состав пластовой воды представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 2.

Свойства пластовой нефти Западно-Сургутского месторождения

Параметры	Ед. изм.	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₁₀₊₁₁	ЮС ₂
Пластовое давление	МПа	19	20,1	20,2	22,7	24,9
Пластовая температура	°С	65	60	60	67	74,5
Давления насыщения	МПа	5,91	8,87	8,58	10	8,3
Газосодержание	м3/т	24,41	41,65	38,1	49,1	41,2
Газовый фактор при условии многократной сепарации	м3/т	22	36	37	38	38
Объемный коэффициент	д.ед.	1,048	1,107	1,092	1,113	1,108
Плотность нефти	кг/м3	869	835	845	826	831
Объемный коэффициент при условии сепарации	д.ед.	1,041	1,088	1,081	1,103	1,107
Вязкость нефти	МПа*с	7,95	5,46	6,57	3,56	6,08

Таблица 3

Компонентный состав нефтяного газа однократного разгазирования
Западно-Сургутского месторождения (молярная концентрация, %)

Наименование компонентов	АС ₉	БС ₁	БС ₂₊₃	БС ₁₀₊₁₁	ЮС ₂
Двуокись углерода	0,78	0,51	0,81	0,20	0,83
Азот	0,93	2,12	1,87	1,62	1,85
Метан	85,97	75,28	83,76	81,18	65,66
Этан	3,25	2,50	2,77	3,48	8,21
Пропан	2,63	5,98	3,36	6,07	12,92
Изобутан	1,28	2,28	1,29	1,39	2,62
Н-Бутан	2,34	5,82	2,84	3,23	5,75
Изопентан	1,02	1,72	1,27	1,00	1,52
Н-Пентан	1,01	2,08	0,94	1,02	1,32
Изогексан + Н-Гексан	0,79	1,67	1,09	0,81	1,22
Молекулярная масса	20,83	25,19	21,54	22,13	26,77
Плотность при стандартных условиях, кг/м ³	0,866	1,048	0,896	0,92	1,113

Таблица 4.

Характеристика пластовой воды

Пласт	Вязкость	Плотность	Содержание анионов		Содержание катионов		
			Cl ⁻	CO ⁻	Na ⁺	Ca ⁺	Mg ⁺
БС ₁	0,6	1,01	9870,2	182,0	5955,4	353,2	62,9
БС ₂₊₃	0,6	1,007	9484,0	163,6	6051,0	300,9	34,4
БС ₄	0,5						
БС ₁₀	0,5	1,009	9212,1	780,0	5839,4	256,4	69,45
АС ₉	0,6	1,015					

Таблица 5.

Состав пластовой воды

Пла ст	Уд.в ес, г/см 3	Кол- во иссл ед. проб	Ионно-солевой состав, мл/л				Na ⁺ + K ⁺	J ⁻	Br -	Минерали зация, г/л	Характери стика по Сулину
			Cl ⁻ - ион	НС О ₃ ⁻	Ca ⁺ +	Mg ++					
БС ₁	1,01 12	70	969 2,6	220, 8	293 ,1	45, 2	599 5,2	21 ,5	50 ,8	16,1	Хлор- кальциево го типа
БС ₂ +3	1,01 16	39	980 2,9	162, 7	295 ,6	36, 2	601 8,8	22 ,1	49 ,7	16,3	Хлор- кальциево го типа
БС ₁ о	1,01 16	134	912 9,4	681, 4	233 ,3	42, 5	583 0,6	21 ,3	48 ,6	16,1	Хлор- кальциево го типа
БС ₁ +10	1,01 19	7	979 2,3	201, 3	333 ,7	48, 6	595 0,0	18 ,5	47 ,2	16,4	Хлор- кальциево го типа

3. Анализ разработки месторождения

Страницы 35-50 исключены, так как содержат коммерческую тайну.

4. Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта

4.1. Проектирование гидравлического разрыва пласта

Подбор кандидатов является, вероятно, наиболее критичным этапом всего проекта ГРП. Успех ГРП в очень большой степени зависит от подбора скважины. Например, эффект от ГРП истощенного коллектора может оказаться весьма краткосрочным и неутешительным. Наоборот, такой ГРП на скважине с сильно поврежденной призабойной зоной, в коллекторе с большими запасами может привести к значительному и устойчивому приросту добычи.

Параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП: для корректной оценки скважины-кандидата ГРП требуется минимальный объем данных. Ниже приведен перечень параметров и данных, необходимых для проведения такую оценку.

1. Карта месторождения с указанием:

- 1) расположения скважины-кандидата;
- 2) расположения соседних скважин, включая нагнетательные;
- 3) расположения скважин с выполненными ГРП;
- 4) легендой, дающей возможность рассчитать расстояния до соседних

скважин.

2. Данные по добыче прошлых лет:

- 1) графики работы скважины по нефти, воде и газу, динамика давления на устье, данные по всем внутрискважинным работам;
- 2) текущий режим эксплуатации;
- 3) сведения по скважинам после ГРП в районе работ, в т.ч. данные ГИС.

3. Данные (диаграммы) ГИС в открытом стволе:

- 1) ГК, ПС, пористость, сопротивление и/или данные акустического

каротажа;

2) содержать сведения об интервале как минимум на 50м выше и 50м ниже интересующей зоны;

3) на диаграммах должны быть показаны зоны ПВР (в прошлом, настоящие и планируемые в будущем);

4) текущий и планируемый искусственный забой;

5) должна быть показана кровля всех зон.

4. Данные по целевому интересующему и соседним пластам:

1) пластовое давление;

2) пластовая температура;

3) пористость;

4) литология;

5) местонахождение разломов;

6) естественная трещиноватость коллектора.

5. Данные по фильтрационным свойствам пласта, полученные при бурении:

1) модуль Юнга;

2) данные, свидетельствующие о том, будут ли прилегающие зоны являться барьером на пути развития трещины в высоту, или нет;

3) проектные кровля и подошва трещины;

4) требуется изоляция перфорационных отверстий для обеспечения развития трещины в целевой зоне?;

5) представляет ли проблему близкорасположенный водоносный горизонт?

6. Представляет ли проблему вынос проппанта?

7. АКЦ с данными по 50м выше и ниже целевого интервала.

8. Схемы конструкции скважин с указанием расположения интервалов перфорации, высоты подъема цемента, интервалов посадки и диаметров, цементных мостов-пробок, мест выполнения ловильных работ.

9. Сведения по обсадным и НКТ колоннам:

- 1) диаметры, марки стали, интервалы спуска;
- 2) наличие хвостовика в скважине?;
- 3) диаметр планируемой колонны ГРП?;
- 4) выдержит ли колонна ГРП преждевременный «Стоп»?;
- 5) выдержит ли затруб ожидаемые давления?;
- 6) достаточно ли качество цементирование над предполагаемой высотой трещины?;
- 7) достаточно ли сцепление цементного камня (качество и количество) чтобы избежать смятия обсадной колонны над пакером?;
- 8) можно ли выполнить исследование с применением тетраборнокислого натрия или импульсный нейтронный каротаж для выявления воды в каналах цементного камня?

10. Данные о перфорации:

- 1) тип перфоратора;
- 2) плотность перфорации (отв. на м);
- 3) диаметр и глубина отверстий (мм);
- 4) фазирование (град);
- 5) отношение диаметра к макс. размеру частиц проппанта (меш).

11. Искривление ствола:

- 1) глубина максимальной кривизны ствола;
- 2) отклонение от вертикале на кровле интервала перфорации.

12. Полные данные по эксплуатации скважины.

13. Наземные сооружения.

14. Поддержка проекта со стороны ППД:

- 1) в состоянии ли нагнетательные скважины обеспечить повышенные объемы нагнетания в связи с возросшим отбором нефти?;
- 2) требуется карта (схема) заводнения.

При выполнении ГРП колонна подвергается экстремальным нагрузкам:

Аномальные давления. При выполнении ГРП давление на устье может превышать 680 атм. Очень важно, чтобы ФА была пригодна для работы с такими

давлениями

Абразивные составы. Важно защитить ФА от чрезмерной эрозии.

Высокие нагрузки на НКТ и пакер

Высокие нагрузки на обсадную колонну. Обсадная колонна должна выдерживать давления в затрубе, необходимые для выравнивания давлений ГРП в колонне ГРП.

Высокие нагрузки на хвостовик. Хвостовики должны выдерживать высокие забойные давления ГРП.

Жидкости – всегда следует проверять жидкости до начала КРС: качество, плотность, процент содержания соли, кальция и магния в воде, общее содержание взвешенных частиц и pH. В качестве основных жидкостей рекомендуется отфильтрованная до 10 микрон вода с 3% содержанием хлористого калия. «Чистую» нефть необходимо проверить на содержание воды и частиц песка. Для глушения скважин и КРС должна применяться только нефть с содержанием частиц песка $< 0.003\%$. Все емкости для хранения нефти должны быть очищены паром. Для транспортировки разрешается использование только очищенных емкостей. Перед применением все жидкости подлежат обязательной проверке.

Посадка пакера. Запрещается спуск скребков и пакеров ниже интервала перфорации. Обычно пакер устанавливается на расстоянии 35 мм над перфорационными отверстиями. В случае надежного цементированного пакера может устанавливаться на высоте до 50 метров над верхними перфорационными отверстиями. Одно соединение НКТ устанавливается ниже пакера. В ежедневный отчет по КРС должны включаться данные по глубине посадки пакера и весу лифтовой колонны до и после установки. Отклонения от заданных параметров должны также фиксироваться в отчете.

Интервал проработки обсадной колонны скребком. Проработка обсадной колонны скребком должна производиться на расстоянии от 40 метров над пакером до 5 метров над перфорационными отверстиями. При отсутствии

перфорационных отверстий проработка скребком производится до планируемой нижней перфорации.

Размер шаблонов. Рекомендуется максимально возможный для заданной колонны размер шаблонов. Таким образом, шаблон должен быть больше диаметра пакера и иметь достаточную длину и наружный диаметр для установки скважинного насоса.

4.2. Расчет параметров гидравлического разрыва пласта

Расчёт параметров закачки производится инженерной службой организации, которая производит гидроразрыв, после получения исходных параметров по скважине от геологической службы НГДУ.

Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{гв} = \rho_n * g * L, \quad (4.1)$$

Горизонтальная составляющая горного давления

$$P_{гг} = P_{гв} * \nu / (1 - \nu), \quad (4.2)$$

Давление на забое

$$\frac{P_{заб}}{P_{г}} * \left(\frac{P_{заб}}{P_{г}} - 1 \right)^3 = 5,25 * E^2 * Q * \mu / ((1 - \nu^2)^2 * P_{г} * \nu_{ж}), \quad (4.3)$$

Длина трещины

$$l = \frac{V_{ж} * E}{5,6 * (1 - \nu^2) * h * (P_{заб} - P_{г})}, \quad (4.4)$$

Раскрытость трещины

$$W = 4 * (1 - \nu^2) * l * (P_{заб} - P_{г}) / E, \quad (4.5)$$

Объемная доля проппанта в смеси

$$\eta_0 = \frac{G / \rho_{пр}}{G / \rho_{пр} + 1}, \quad (4.6)$$

Вязкость жидкости - песконосителя

$$\mu_{ж} = \mu * \exp(3,18 * n_0), \quad (4.7)$$

Остаточная ширина трещины

$$W_1 = W * n_0 / (1 - m), \quad (4.8)$$

Проницаемость трещины

$$K_T = \frac{W_1^2}{12}, (4.9)$$

Средняя проницаемость в призабойной зоне при вертикальной трещине

$$K_1 = ((\pi * D - W_1) * k + W_1 * k_T) / \pi * D, (4.10)$$

Плотность жидкости-песконосителя

$$P_{ж} = P_n * (1 - n_0) + P_{пр} * n_0, (4.11)$$

Число Рейнольдса

$$Re = \frac{4Q\rho_{ж}}{\pi * d * \mu_{ж}}, (4.12)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 64 / Re, (4.13)$$

Потери давления на трение при $Re > 200$

$$P_{тр} = 1,52 * \lambda * \frac{16Q * 2L}{2\pi^2 * d^5} * \rho_{ж}, (4.14)$$

Устьевое давление при гидроразрыве

$$P_y = P_{заб} - \rho * g * h * L + P_{тр}, (4.15)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y * Q}{P_a * Q_a * K_{тс} + 1}, (4.16)$$

Объем жидкости для продавки

$$V_n = 0,785 d^2 L, (4.17)$$

Коэффициент, учитывающий вязкость жидкости разрыва

$$C_v = 0,174 * \frac{\sqrt{K_{пл} \Delta P * m}}{\mu_{см}}, (4.18)$$

Коэффициент, учитывающий сжимаемость пластовой жидкости

$$C_c = 0,137 * \frac{\sqrt{K_{пл} * \beta_n * m}}{\mu_n}, (4.19)$$

Кальматизирующие свойства жидкости разрыва

$$C_w = 0,0022 * \sqrt{K_{пл}}, (4.20)$$

$$S_p = 0,032 * \sqrt{K_{пл}}, (4.21)$$

Приведенный коэффициент фильтрационных утечек

$$\frac{1}{C_B} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w}, (4.22)$$

$$W = 0,454 * 10^{-2} * \left(\frac{Q_w * \mu_{cm}}{H_{пл} * E} \right)^{1/4} * \sqrt{L}, (2.23)$$

$$Q_w = Q * \frac{h_{пл}}{P_T}, (4.24)$$

$$W_5 = \frac{a * C_v * Q}{2 * h_T * L}, (4.24)$$

Расчет устьевого давления

1. Забойное давление разрыва

$$P_p = P_r + \delta_p (4.25)$$

$\delta_p \approx 3$ МПа - прочность породы на разрыв

2. Устьеное давление разрыва

$$P_{тр} = \frac{\lambda * \rho * V^2 * H_{пл}}{2 * g * d_{вн}}, (4.26)$$

$$\text{где } V = \frac{Q}{60 * 0.785 * d_{вн}^2}, \lambda \approx 0,016 - 0,020.$$

Расчет на блендере

1. Плотность смеси

$$\rho_{см} = \frac{\rho_n + G}{\frac{G}{1 + \rho_{пр}} * 1000}, (4.27)$$

2. Подача проппанта

$$G_{\text{calc}} = \left(\frac{1-G}{\rho_{\text{пр}}} \right) * (Q * (G + G^3 * 10^{-7})), \quad (4.28)$$

3. Расход жидкости по стадиям

$$V'_{\text{ж}} = V''_{\text{см}} - \frac{V'_{\text{см}} - V_{\text{см}}}{Q} * \frac{G_{\text{calc}}}{\rho_{\text{пр}}}, \quad (4.29)$$

3. Объем стадии

$$V'_{\text{ж}} = V'_{\text{см}} - V'_{\text{см}}, \quad (4.30)$$

4. Всего проппанта по стадиям

$$G_{\text{3стад}} = \left(\frac{G_3 + G_4}{2} \right) * (V_4 - V_3), \quad (4.31)$$

(за исключением 2 и 3 стадий)

$$G_{2(5)\text{стад}} = G_{2(5)} * (V_{3(4)} - V_{2(5)}), \quad (4.32)$$

5. Всего проппанта $G_{\Sigma} = G_1 + G_2 + G_3 + G_4 + G_5$ (4.33)

Условные обозначения:

$\rho_{\text{п}}$ - плотность пород;

g - ускорение свободного падения;

L - глубина скважины;

ν - коэффициент Пуассона;

E - модуль упругости пород;

Q - темп закачки;

μ - динамическая вязкость;

$Q_{\text{ж}}$ - объем жидкости;

G - масса проппанта на 1 м^3 жидкости;

$\rho_{\text{пр}}$ - плотность проппанта;

m - пористость трещин после закрытия;

k - коэффициент проницаемости пород;

D - диаметр скважины;

$\rho_{\text{ж}}$ - плотность жидкости;

$\rho_{\text{н}}$ - плотность жидкости-носителя проппанта;

d - внутренний диаметр НКТ;

$P_{\text{г}}$ - рабочее давление агрегата;

$Q_{\text{а}}$ - подача агрегата при рабочем давлении;

$K_{\text{тс}}$ - коэффициент технического состояния агрегата. /3/.

4.3 Техника для гидравлического разрыва пласта

Смеситель (блендер):

Смеситель монтируется на грузовом автомобиле типа "Kenworth" T800 6х6 рассчитана на эксплуатацию в диапазоне температур окружающего воздуха от -40°С до +40°С.

Смесительная установка характеризуется следующими техническими данными:

- расход жидкости – 7,9 м³/мин.;
- максимальное давление на выходе – 5,3 атм.;
- максимальная плотность на выходе – 2,4 кг песка на 1 литр;
- максимальный расход сухих химических веществ – 0,074 м³/мин.;
- максимальный расход жидких химических веществ - 57 л/мин.;
- максимальная подача расклинивающего агента - 7260 кг/мин.

Привод смесительной установки - гидравлический. Привод насоса - от многоступенчатой коробки передач с гидроприводом от силовой установки на шасси автомобиля. Насос питает гидродвигатели, которые приводят в действие следующие агрегаты:

- всасывающий центробежный насос;
- нагнетательный центробежный насос;
- две системы сухих добавок;
- две системы жидких добавок;
- два шнека для подачи расклинивающего агента;
- один перемешиватель растворов;

- систему шнекового подъема расклинивающего агента.

Смесительная система:

Смесительный бак:

Смесительная система "Stewart & Stevenson" содержит цилиндрический смеситель, построенный на принципе "бак в баке" для обеспечения полного и равномерного смешивания растворов. Чистая жидкость поступает в смесительный бак через всасывающий коллектор и далее проходит в радиальном направлении внутри наружной жидкостной камеры.

Циркулируя в наружной камере, жидкость перетекает через верхнюю радиальную кромку наружной стенки внутренней камеры, во внутреннюю смесительную камеру, смешиваясь с подаваемыми в нее расклинивающими агентами.

Благодаря большой поверхностной зоне наклонных стенок внутренней камеры проппант тщательно увлажняется, не вызывая при этом ненужной аэрации раствора. В нижней части камеры установлен миксер с регулируемой скоростью вращения лопаток, который обеспечивает полное и равномерное смешивание раствора.

Смеситель содержит также систему автоматического регулирования уровня жидкости. В камеру смешивания также подаются химические добавки из соответствующих систем сухих и жидких добавок.

Шнеки для загрузки расклинивающего агента:

В задней части установки монтируются два шнека диаметром 30,5 см с переменной частотой вращения. У основания шнековых транспортеров установлен стальной бункер для загрузки проппанта.

На шнеках смонтированы электрические датчики для регистрации объема и скорости подачи проппанта.

Шнековый транспортер поднимается и опускается в транспортное или рабочее положение. Имеется также механическое блокировочное устройство для фиксации шнеков в установленном гидромеханизмами положении.

Всасывающий насос и коллекторы:

Всасывающий центробежный насос "Mission Magnum" обеспечивает перекачивание жидкостей с интенсивностью $11 \text{ м}^3/\text{мин}$, из емкостей в смесительный бак или к насосным установкам. На всасывающем коллекторе смонтировано девять входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным затвором в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой. Нагнетательная линия соединяется трубопроводами со смесительным баком.

Нагнетательный насос:

Нагнетательный центробежный насос "Mission Magnum" обеспечивает перекачивание жидкостей с интенсивностью $11 \text{ м}^3/\text{мин}$, из смесительного бака, насыщенные пропаном смеси. На нагнетательном коллекторе смонтировано шесть входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным клапаном в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой.

Контрольные приборы (расходомеры и плотномеры):

Между всасывающим коллектором и смесительным баком устанавливается расходомер турбинного типа. Такой же расходомер устанавливается и в нагнетательной магистрали. Там же смонтирован плотномер нуклонного типа 200MCI. Эти приборы оборудуются соответствующими датчиками и электрическими кабелями для соединения этих приборов с суммирующими цифровыми приборами.

Система сухих добавок:

Смеситель оснащен двумя системами сухих добавок с изменяемой частотой вращения. Для подачи сыпучих химикатов используются шнековые транспортеры с производительностью $0.037 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Система жидких химических добавок:

Смесительная установка оснащена двумя насосными системами жидких добавок с изменяемой частотой вращения каждая из них оборудована расходомерами в нагнетательной линии с датчиками и кабелями для соединения с сумматорами расхода добавок, которые смонтированы в кабине управления установкой.

Системы жидких добавок подают соответствующие химикаты с указанной ниже производительностью при давлении выше 5 кг/см²:

- система 1: 19 л/мин;
- система 2: 38 л/мин.

Блок манифольдов:

Установка смонтирована на грузовом а/м "Mersedes Bens 2629" и предназначена для работы в диапазоне температур от - 40°C до +40°C.

На шасси смонтирован гидравлический кран "MFG" с поворотной стрелой, который используется для снятия и установки сетчатого короба с гибкими соединениями, а также для других погрузочно-разгрузочных работ.

Блок манифольдов состоит из двух частей: манифольда низкого давления и манифольда высокого давления. Манифольд низкого давления представляет собой сварную конструкцию из стальных труб диаметром 10". Манифольд имеет 8 точек ввода, соединяемых шлангами с нагнетательной линией смесителя и по 6 выводов диаметром 4" с каждой стороны манифольда для подсоединения всасывающих линий насосных установок. Каждое соединение имеет дроссельный клапан.

Манифольд высокого давления представляет собой конструкцию, собранную из стальных труб диаметром 3", жестко закрепленную на салазках и служит для подключения до шести насосных установок. На каждом из вводов установлен обратный клапан, что исключает перетек жидкости из линии высокого давления в насос и задвижка поворотного типа.

Снятие показаний давления в манифольде производится через датчик, соединенный при помощи кабеля с аналого-цифровым преобразователем, установленным в станции управления.

Блок манифольдов оснащен комплектом труб диаметром 3" и гибких соединений диаметром 3" различной длины. Демонтаж и монтаж блока производится при помощи гидравлической лебедки, смонтированной на шасси автомобиля.

Насосная установка (4 ед.) Модель FC-2251:

Установка может нагнетать ингибированную кислоту и прочие расклинивающие растворы; управляется на расстоянии либо с пульта дистанционного управления, либо с помощью станции управления.

Установка рассчитана на эксплуатацию в длительном режиме нагнетания. Силовая установка - 2-х тактный дизельный двигатель "DETROIT DIESEL" 16У-149ТІВ". Двигатель установки развивает мощность на маховике (по условиям SAE) до 2250 л.с. при 2050 об/мин в прерывистом и непрерывном режиме эксплуатации.

Трехплунжерный насос SPM TWS 2000 развивает гидравлическую мощность не менее 2000 л.с.

Основные характеристики:

- диаметр плунжеров - 127 мм;
- ход плунжера – 203,2 мм;
- передаточное число – 6,353 : 1;
- максимальное рабочее давление - 802 кг/см² при расходе 772 л/мин;
- максимальная производительность - 2547 л/мин.
- корпус насосной установки и выкидная линия выдерживают давление до 1050 кг/см².

Передвижная автоматизированная установка:

Сбора данных и управления Модель ЕС-22АСD

Это установка с программным и техническим обеспечением, она включает вспомогательный пульт управления ГРП и компьютерные устройства для сбора и регистрации данных, обработки полученных результатов и т.д. Станция снабжена шестью катушками с кабелем (40 м каждый), предназначенными для подключения следующих потребителей и контроллеров:

- линии для ввода данных о темпе закачки жидкости;
- линии для ввода данных о давлении в НКТ;
- линии для ввода данных о давлении в затрубном пространстве;
- линии для ввода данных о плотности смеси рабочей жидкости и расклинивающего агента;

- линии для ввода данных о скорости оборотов шнеков;
- линии для ввода данных о скорости подачи жидких химреагентов.

Сигналы от внешних устройств поступают на стойку аналогово-цифрового преобразователя. Преобразованные сигналы поступают на 2 компьютера, где регистрируются в режиме реального времени.

Контроль за производством ГРП в режиме реального времени производится при помощи программы, регистрирующей сигналы от любых выше перечисленных внешних устройств что позволяет оперативно вносить необходимые коррективы в процесс ГРП.

Питание всех систем производится от генератора мощностью 6,4 кВт при частоте вращения 1500 об/мин. Привод генератора - дизельный двигатель "Generac Series".

Прочее оборудование:

Кроме того, в состав комплекта спецтехники для производства ГРП входят:

- а/м для транспортировки расклинивающего агента, смонтированный на базе "Mercedes Bens", грузоподъемностью 18 т;
- насосный агрегат ЦА-320;
- а/м для транспортировки химреагентов;
- вакуумная машина;
- вахтовая машина К-40.

4.4 Материалы применяемые при ГРП

Технические жидкости:

Рабочие жидкости для ГРП представляют собой эмульсии и жидкости на углеводородной или водной основах.

Наиболее часто в процессе ГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости. На углеводородной основе - дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами. На водной

основе - сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты. Эмульсии – гидрофобная водо-нефтяная, гидродфильная водо-нефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

Расклинивающие материалы:

Песок для ГРП. К песку для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушиться под весом вышележащих пород); отсутствие широкого разброса по фракционному составу.

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости.

Для ГРП чаще всего применяют отсортированный кварцевый песок (проппант) фракции 0,5-0,8 мм. Кроме того применяются и более прочные материалы: стеклянные и пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит.

4.5 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

- 1) Геологической службой управления составляется информация установленной формы для расчета ГРП.
- 2) Составляется программа проведения ГРП по результатам расчета на ЭВМ.
- 3) На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по ГРП.
- 4) Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.
- 5) Мастер КРС передает скважину ответственному по ГРП соответственно акта для проведения ГРП установленной формы.
- 6) Размещение агрегата и оборудования производится инженером ГРП согласно приложенной схеме.

7) Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течении 10 мин.

8) При установлении герметичности соединений в скважину подается чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления ГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости скважины по диаграмме на компьютере.

9) После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается от 10 до 40 м³ чистой загеленной жидкости разрыва.

10) За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы проппанта от 100 до 900 кг/м³ до определенной стадии объема закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 4-30 т проппанта.

11) Непосредственно за смесью проппанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объеме до кровли пласта. Управление процессом ГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.

12) Темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 3-7 м³/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.

13) Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.

14) В процессе ГРП ведется непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведется одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по ГРП с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП. /4/.

Гидравлический разрыв пласта - в скважине, выбранной для ГРП, определяется дебит (приемистость), забойное и пластовое давление,

содержание воды в добываемой продукции и газовый фактор. Осуществляются мероприятия по очистке забоя и ПЗП.

Хорошие результаты дает предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для ГРП. Для этих целей применяется кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию. Такие мероприятия снижают давление разрыва и повышают его эффективность.

Проверяется герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем. Пакер устанавливается на 5-10м выше разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит, алевролит). Ниже пакера устанавливаются НКТ (хвостовик). Длину хвостовика выбирают максимальной возможной для того, чтобы песок двигался к трещине и не выпадал в зумпф скважины.

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетаемой водой - в нагнетательных скважинах. После посадки пакера, опрессовку его производят путем закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере его срывают и производят повторную посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность пакера, то его заменяют или изменяют место посадки.

Оборудование, необходимое для ГРП, расставляется персоналом бригады ГРП на площадке перед скважиной согласно технологической схемы, производится обвязка оборудования трубопроводами (для низкого давления мягкими рукавами, для высокого давления - стальными трубами) между собой, емкостями и скважиной. После закрепления всех трубопроводов производится их опрессовка на давление ожидаемое рабочее плюс коэффициент запаса, зависящий от величины ожидаемого рабочего (например, при ожидаемом рабочем давлении более 650 атм, коэффициент запаса будет равен 1,25). Производится приготовление рабочей жидкости разрыва путем перемешивания технологической жидкости, находящейся в емкостях, с химическими

реагентами, повышающими вязкость. Продолжительность подготовки жидкости разрыва зависит от ее объема, качества и температуры.

Процесс ГРП начинается с закачки жидкости разрыва в скважину с расходами и давлением, соответствующим рабочему проекту. Разрыв пласта отмечается падением давления закачки и увеличением приемистости скважины

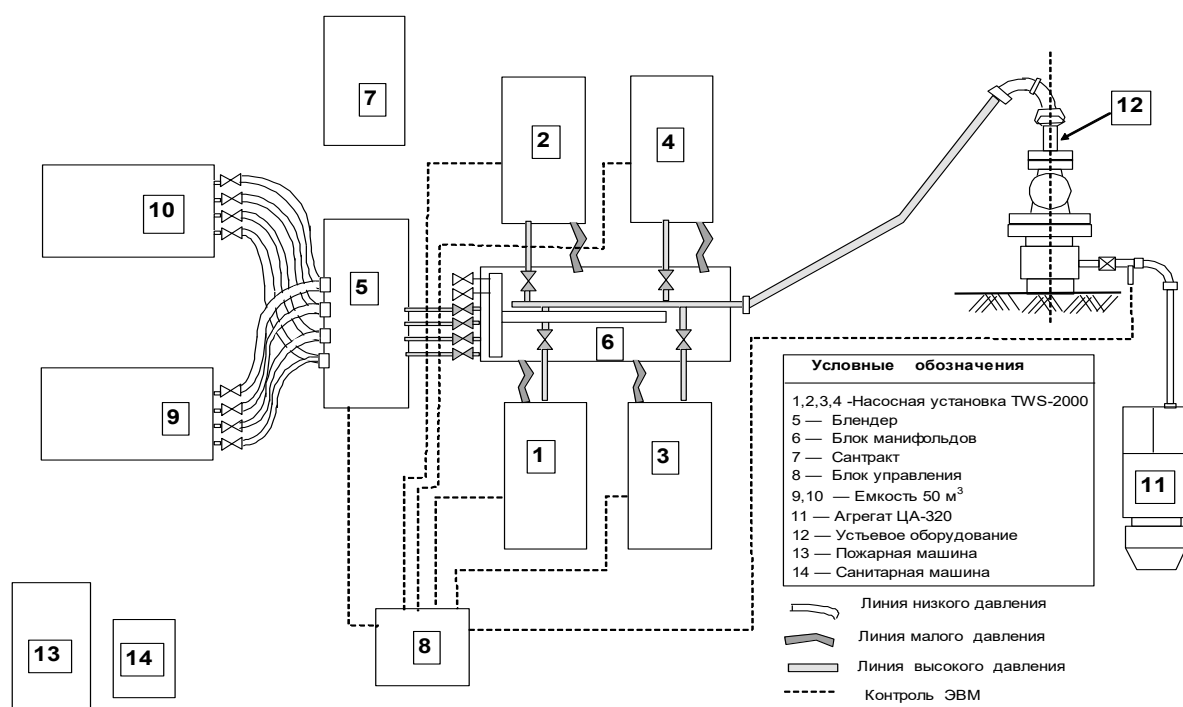
После разрыва пласта для увеличения приемистости скважины увеличивают расход жидкости и поднимают давление разрыва. При получении величины трещины, соответствующей проектной, начинается закачка расклинивающего материала в трещину для ее закрепления. Эта стадия проходит при максимальных давлениях и производительности для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин. .

Непосредственно после закачки расклинивающего материала без снижения темпов производится его продавка в пласт чистой жидкостью в объеме, равном объему труб; затем останавливаются все агрегаты, закрывается устьевая задвижка и скважина не менее суток находится на распределении давления и распаде геля.

Во время процесса ГРП в затрубном пространстве скважины поддерживается давление от 80 до 130 МПа с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер.

Все параметры ГРП (давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси) выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров. В процессе ГРП используется следующая техника: специальные насосные агрегаты высокого давления; смеситель(блендер); станция контроля и управления процессом; песковоз; пожарный автомобиль; блок манифольдов; автомобиль для перевозки химреагентов; вакуумная установка.

Рисунок 4.1 - Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП



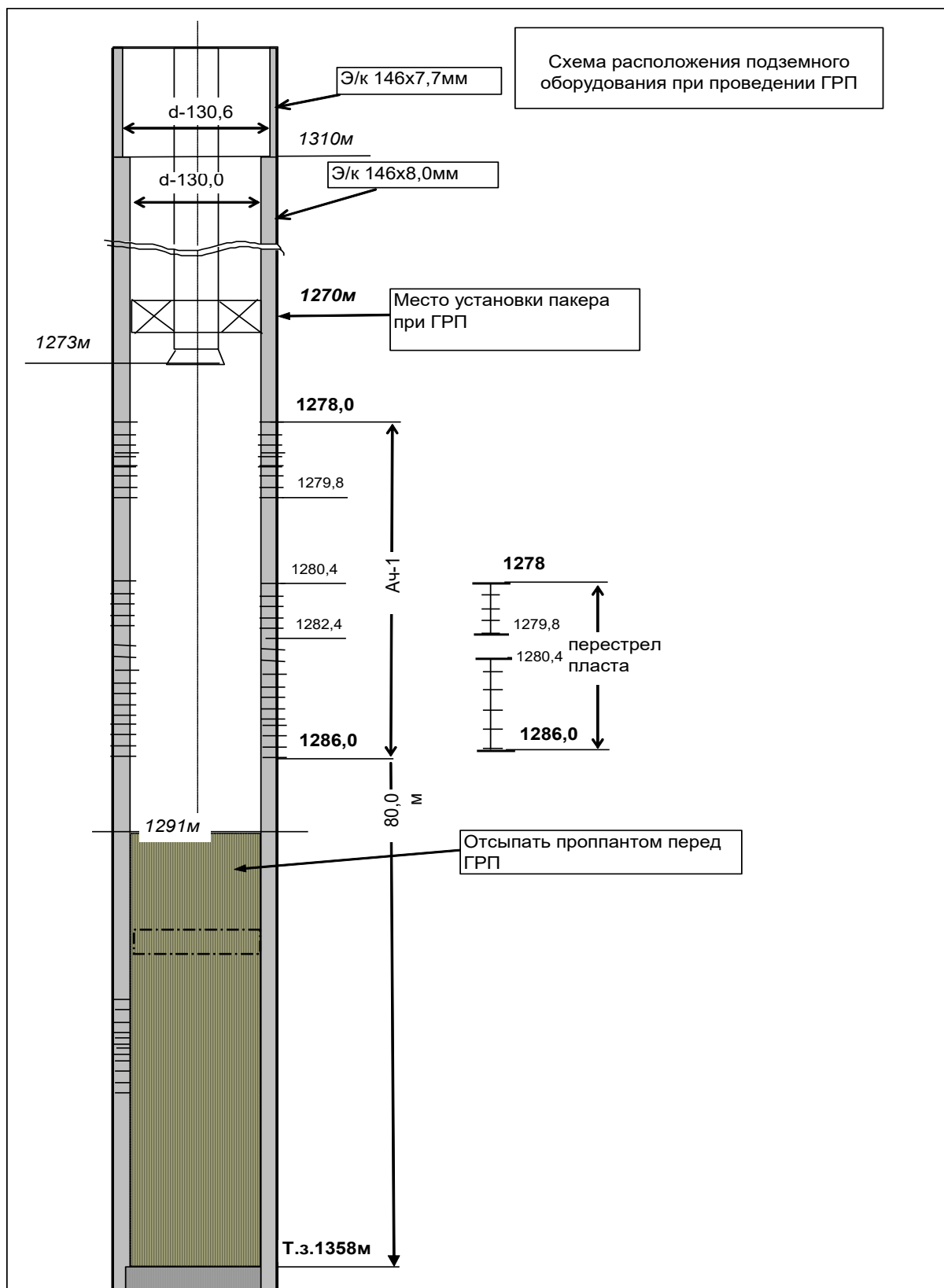


Рисунок 4.2 – Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП

4.6 Заключительные работы

После проведенного гидроразрыва и спада давления из скважины извлекается подземное оборудование и замеряется забой. При наличии песчаной пробки производится промывка ее.

В том случае, если для контроля местоположения трещин и оценки их раскрытия закачивался меченый изотопами материал, производится повторный замер гамма-каротажа. Сопоставление контрольного и проведенного замеров гамма-каротажа позволяет установить интервалы разрыва, а по величине зернистого «меченого» материала оценивают раскрытие трещин.

Освоение и эксплуатация скважины после процесса в большинстве случаев производятся тем же способом, как и до гидроразрыва.

После установления постоянного отбора жидкости из скважины производится исследование методами установившегося и неуставившегося отбора для определения коэффициента продуктивности по добывающим или коэффициента приемистости по нагнетательным скважинам и других параметров пласта, призабойной зоны скважины. Для выявления качественных изменений, происшедших в скважине после гидроразрыва, следует производить замеры дебита нефти и газа, процента обводненности, количества выносимого песка и т.д.

Для более полного представления о длительности эффекта в скважине при последующей эксплуатации ее, помимо замеров дебита нефти и газа, необходимо периодически (один раз в квартал) производить исследования по изучению динамики коэффициента продуктивности. Особенно такие исследования необходимы при значительных изменениях режима работы насосной установки (длины хода, числа качаний, глубины подвески и диаметра насоса) или режимов работы фонтанного или газлифтного подъемников.

4.7 Анализ эффективности ГРП

На объекте БС10+11 гидроразрыв пласта проводится с 1993 года. За период 2008–2013 гг. проведено 437 скважиноопераций ГРП в 361 скважине, из них в добывающих скважинах – 411 скважиноопераций, в нагнетательных скважинах – 26 скважиноопераций (в том числе 11 в скважинах, находившихся в отработке на нефть).

В процессе проведения работ использовались различные технологии ГРП с широким диапазоном изменения геометрических параметров трещин. Масса проппанта, характеризующая объём закрепленной трещины в добывающих скважинах, изменялась от 4.8 до 70.3 т, составляя в среднем 37.3 т; в нагнетательных скважинах – от 14.9 до 42.0 т, составляя в среднем 26 т и в нагнетательных, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, от 29 до 50.1 т, составляя в среднем 39.2 т.

Основное количество скважиноопераций ГРП проведено по стандартной технологии – 215 или 49.2 % от общего количества, в боковых стволах – 164 или 37.5 % (в том числе с циклической закачкой – 69 скв.-опер.), селективных – 55 или 12.6 %, по технологии TSO – 2 или 0.5 %, пенный – 1 или 0.2 %.

За 2010–2013 гг. дополнительная добыча нефти от проведения 437 скважиноопераций ГРП составила 2885.54 тыс.т при удельной эффективности 6.6 тыс.т/скв.-опер.

Добывающие скважины. В действующих скважинах проведено 277 скважиноопераций, из них в наклонно-направленных скважинах – 217, в боковых стволах – 60. Повторный характер имело 49.8 % проведённых мероприятий.

В действующих наклонно-направленных скважинах проводился стандартный ГРП – 48 скв.-опер., объемный ГРП – 144 скв.-опер. (в том числе в одной скважине многообъемный) и многоэтапный – 25 скв.-опер.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 5.6 до 29.7 т (в среднем 24 т).

После проведения 48 воздействий кратность увеличения дебита жидкости

(нефти) составила 2.9 (4.5) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15.4 (4.0) до 44.3 (18.1) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 14.8 % (с 73.9 до 59.1 %).

По состоянию на 01.01.2014 в пяти скважинах проведён повторный ГРП, в двух скважинах – зарезка бокового ствола, три скважины находятся в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 29.3 (7.3) т/сут, что в 1.9 (1.8) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 75.3 %.

За счёт проведения 48 стандартных ГРП дополнительно добыто 273.39 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 5.7 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 5.4 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 10.47 тыс.т/скв.-опер. Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30 до 62 т (в среднем 41.1 т).

После проведения 144 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.0 (4.8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15.5 (4.2) до 46.9 (20.1) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 15.8 % (с 73.1 до 57.3 %).

По состоянию на 01.01.2014 в 15 скважинах проведён повторный ГРП, в 15 скважинах – зарезка бокового ствола, 7 скважин находятся в бездействующем фонде, 1 скважина в ликвидации и 1 скважина переведена на объект ЮС2. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 36.9 (7.8) т/сут, что в 2.4 (1.9) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 78.9 %.

За счёт проведения 144 объёмных ГРП дополнительно добыто 1240.16 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 8.61 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 6.2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12.43 тыс.т/скв.-опер.

Многоэтапный ГРП проведен в 12 действующих наклонно-направленных скважинах (25 скв.-опер.). Масса закачки проппанта составляла от 20 до 46 т на этап при среднем значении 32.9 т (68.6 т/скв.).

После проведения 25 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.4 (3.8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12 (4.1) до 40.7 (15.4) т/сут, обводнённость добываемой продукции снизилась на 3.3 % (с 65.6 до 62.3 %).

По состоянию на 01.01.2014 в трёх скважинах проведена зарезка бокового ствола (в том числе в одной скважине на объект ЮС2). Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 43.4 (9.8) т/сут, что в 3.6 (2.4) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 77.4 %.

За счёт проведения многоэтапных ГРП дополнительно добыто 83.91 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 3.36 тыс.т/скв.-опер. (6.99 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4.3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 5.88 тыс.т/скв.-опер. (12.25 тыс.т/скв.).

В боковых стволах действующих добывающих скважин проведено 8 стандартных ГРП, 45 объёмных ГРП (в том числе в 2 скважинах многообъёмный ГРП) и в 3 скважинах (7скважиноопераций) многоэтапный ГРП. Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 11 до 27.6 т (в среднем 22.7 т).

После проведения 8 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.2 (2.8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 15.8 (4.9) до 51.1 (13.6) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 4.5 % (с 69.0 до 73.5 %).

По состоянию на 01.01.2014 в одной скважине проведён повторный ГРП, одна скважина находится в бездействующем фонде. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) составил 36.2 (4.5) т/сут. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 87.4 %.

За счёт проведения в 8 скважинах стандартных ГРП в боковых стволах дополнительно добыто 24.40 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 3.05 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 2.4 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3.93 тыс.т/скв.-опер. Масса

закачки проппанта при проведении объёмных ГРП в боковых стволах составляла от 30 до 70.3 т (в среднем 41.9 т).

После проведения 45 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.8 (3.8) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12.4 (5.5) до 47.2 (21.1) т/сут, обводнённость добываемой продукции незначительно снизилась на 0.2 % (с 55.5 до 55.3 %).

По состоянию на 01.01.2014 в двух скважинах проведён повторный ГРП, в одной скважине – зарезка бокового ствола, три скважины находятся в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37.9 (9.4) т/сут, что в 3.0 (1.7) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 75.1 %.

За счёт проведения 45 объёмных ГРП дополнительно добыто 310.35 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 6.90 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 5.2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 12.99 тыс.т/скв.-опер.

Многоэтапный ГРП проведён в трёх действующих наклонно-направленных скважинах (7 скв.-опер.). Масса закачки проппанта составляла от 20.1 до 44.2 т на этап при среднем значении 34.2 т (79.9 т/скв.).

После проведения 7 воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 3.5 (2.7) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 12.6 (7.6) до 44.4 (20.2) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 15.0 % (с 39.6 до 54.6 %).

По состоянию на 01.01.2014 средний дебит скважин по жидкости (нефти) составил 31.0 (8.1) т/сут, что в 2.5 (1.1) раза больше, чем до проведения ГРП. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 73.8 %.

За счёт проведения многоэтапных ГРП дополнительно добыто 11.31 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 1.62 тыс.т/скв.-опер. (3.77 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 7.0 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3.39 тыс.т/скв.-опер. (7.90 тыс.т/скв.).

При вводе в эксплуатацию в наклонно направленных скважинах

проведено 22 скважинооперации ГРП, из них стандартных ГРП – 6 скв.-опер., объёмных ГРП – 14 скв.-опер. (в том числе в одной скважине многообъёмный) и многоэтапных – 2 скв.-опер. (в скважине №3501). Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 20.2 до 29.9 т (в среднем 25.8 т).

После проведения 6 воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 58.9 (16.1) т/сут при обводнённости добываемой продукции 72.7 %.

По состоянию на 01.01.2014 в одной скважине проведён повторный ГРП, одна скважина переведена на объект ЮС2. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37.9 (5.9) т/сут при обводнённости добываемой продукции 84.5 %.

За счёт проведения 6 стандартных ГРП дополнительно добыто 33.14 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 5.52 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 4.3 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 9.59 тыс.т/скв.-опер.

Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30.2 до 61.2 т (в среднем 43.1 т).

После проведения 14 воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 59.6 (16.8) т/сут при обводнённости добываемой продукции 71.9 %.

По состоянию на 01.01.2014 в одной скважине проведена зарезка бокового ствола, одна скважина находится в бездействующем фонде. Средний дебит жидкости (нефти) скважин составил 37.4 (8.0) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78.6 %.

За счёт проведения 14 объёмных ГРП дополнительно добыто 143.85 тыс.т нефти, при текущей удельной эффективности 10.28 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 5.8 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 16.28 тыс.т/скв.-опер.

В скважине №3501 проведён двухэтапный ГРП при переводе с объекта ЮС2 с массой закачки проппанта 40.6 т и 46.0 т.

Средний дебит жидкости (нефти) после проведения этапов ГРП составил 51.7 (24.1) т/сут, при обводнённости добываемой продукции 53.5 %.

По состоянию на 01.01.2014 дебит жидкости (нефти) скважины составил 34.2 (7.5) т/сут при обводнённости добываемой продукции 78.1 %.

За счёт проведения двухэтапного ГРП дополнительно добыто 5.55 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 2.78 тыс.т/скв.-опер. (5.55 тыс.т/скв.). Прирост дебита нефти составил 4.6 т/сут. Эффект на дату анализа окончен.

При зарезке боковых стволов на стадии строительства скважин проведено 87 скважиноопераций ГРП, из них стандартных – 7, объёмных – 59, многоэтапных – 21.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 4.8 до 29.1 т (в среднем 23.7 т).

После проведения семи воздействий средний дебит жидкости (нефти) составил 34.0 (22.0) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 35.3 %.

По состоянию на 01.01.2014 в скважине №1031 проведён повторный ГРП. Средний дебит скважин по жидкости (нефти) снизился в 1.9 (2.4) раза и составил 17.9 (9.1) т/сут. Обводнённость добываемой продукции увеличилась до 49.4 %.

За счёт проведения семи стандартных ГРП дополнительно добыто 56.63 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 8.09 тыс.т/скв.-опер. Прирост дебита нефти составил 7.2 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 15.85 тыс.т/скв.-опер.

Масса закачки проппанта при проведении объёмных ГРП составляла от 30.1 до 65.0 т (в среднем 44.5 т).

При вводе в эксплуатацию 59 скважин средний дебит жидкости (нефти) составлял 53.8 (23.8) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 55.8 %.

По состоянию на 01.01.2014 в четырёх скважинах проведён повторный ГРП, скважина №3532 находится в бездействии с ноября 2013 года. Средний дебит жидкости (нефти) скважин снизился до 38.0 (10.3) т/сут, обводнённость

добываемой продукции увеличилась до 72.8 %.

За счёт проведения 59 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 485.06 тыс.т нефти. Текущая удельная эффективность составляет 8.22 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 8.5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 17.20 тыс.т/скв.-опер.

В 10 скважинах при зарезке боковых стволов проведён многоэтапный гидроразрыв пласта (21 скважинооперация). Масса закачки проппанта составляла от 15.1 до 51.0 т, составляя в среднем на скважинооперацию – 34.9 т (на скважину – 73.4 т). Скважины №456, 1622 не введены в работу (дата проведения ГРП октябрь – декабрь 2013, запуск январь 2014 года). При вводе в эксплуатацию скважин средний дебит жидкости (нефти) составлял 41.2 (13.3) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 67.7 %.

По состоянию на 01.01.2014 средний дебит жидкости (нефти) скважин составляет 48.7 (8.1) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась до 83.3 %.

За счёт проведения 21 скважинооперации ГРП дополнительно добыто 44.53 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 2.12 тыс.т/скв-опер (4.45 тыс.т/скв). Средний прирост дебита нефти составил 4.5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 3.75 тыс.т/скв-опер (7.87 тыс.т/скв).

В 25 бездействующих скважинах при вводе в эксплуатацию проведено 25 скважиноопераций, из них стандартных – 12, объёмных – 13.

Масса закачки проппанта при проведении стандартных ГРП составляла от 15.2 до 27.2 т (в среднем 21.6 т).

При вводе в эксплуатацию средний дебит жидкости (нефти) составлял 44.2 (12.8) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 71.1 %.

По состоянию на 01.01.2014 скважина №421 находится в консервации, в скважине №1085 проведена зарезка бокового ствола в июле 2012 года. Средний дебит жидкости (нефти) скважин снизился в 1.6 (4.0) раза и составляет

28.4 (3.2) т/сут, обводнёность добываемой продукции увеличилась до 88.8 %.

За счёт проведения 12 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 63.43 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 5.29 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 4.5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 8.44 тыс.т/скв.-опер.

В 13 скважинах проведён объемный гидроразрыв пласта со средней массой закачки проппанта от 30.1 до 50.1 т (в среднем 39.2 т). При вводе в эксплуатацию средний дебит жидкости (нефти) составлял 61.2 (16.2) т/сут при обводнёности добываемой продукции – 73.4 %.

По состоянию на 01.01.2014 в бездействии находятся 2 скважины №3457, 1318, в консервации – №899 с мая 2010 года, зарезка бокового ствола проведена в скважине №1040. Средний дебит жидкости (нефти) скважин снизился и составляет 44.2 (3.2) /сут, обводнёность добываемой продукции увеличилась до 92.8 %.

За счёт проведения 13 скважиноопераций ГРП дополнительно добыто 79.82 тыс.т нефти при текущей удельной эффективности 6.14 тыс.т/скв.-опер. Средний прирост дебита нефти составил 5.5 т/сут. Ожидаемая удельная эффективность оценивается на уровне 8.16 тыс.т/скв.-опер.

Нагнетательные скважины. После проведения трёх воздействий в действующих нагнетательных скважинах кратность увеличения приёмистости составила 6.4 раза (с 32.3 до 206.7 м³/сут). На 01.01.2014 средняя приёмистость скважин снизилась до 76.2 м³/сут, накопленная закачка оценивается на уровне 2351.62 тыс.м³.

В нагнетательных скважинах на стадии строительства, при переводе с других объектов, при зарезке бокового ствола проведено 12 скважиноопераций ГРП. При вводе в эксплуатацию средняя приёмистость скважин составляла 198.6 м³/сут.

На 01.01.2014 скважина №800 не запущена в эксплуатацию (дата проведения ГРП – декабрь 2013 года, запуск – январь 2014 года). Средняя приёмистость снизилась до 130.8 м³/сут, накопленная закачка воды составила

614.78 тыс.м³.

Гидроразрыв пласта проведён в трёх действующих скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД. После проведения воздействий кратность увеличения дебита жидкости (нефти) составила 11.4 (5.2) раза, средний дебит жидкости (нефти) увеличился с 4.1 (2.5) до 46.6 (13.1) т/сут, обводнённость добываемой продукции увеличилась на 33.0 % (с 39.0 до 72.0 %). При переводе в ППД средняя приёмистость скважин составляла 103.9 м³/сут.

На 01.01.2014 скважина №693 находится в пьезометрическом фонде. Средняя приёмистость снизилась до 69.6 м³/сут, накопленная закачка воды составила 82.42 м³/сут. Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 13.26 тыс.т.

На стадии строительства 7 скважин, находившихся в отработке на нефть и переведённых в систему ППД, проведено 8 скважиноопераций ГРП. В скважине №460 проведён двухэтапный гидроразрыв.

При вводе в эксплуатацию после проведения воздействий дебит жидкости (нефти) скважин составлял 60.3 (11.6) т/сут, обводнённость добываемой продукции – 80.8 %. Средняя приёмистость при переводе в систему ППД составила 156.0 м³/сут.

На 01.01.2014 средняя приемистость снизилась до 105.4 м³/сут. Накопленная закачка воды составляет 763.32 тыс.м³. За период отработки скважин на нефть дополнительно добыто 16.75 тыс.т.

5. Финансовый менеджмент

5.1. Обоснование показателей экономической эффективности

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

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

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

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

Основными показателями по принятию проекта к реализации являются такие показатели, как дисконтированный поток денежной наличности, прибыль от реализации, выручка от реализации, индекс доходности, период окупаемости.

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

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

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

5.2. Исходные данные и нормативная база для расчета экономических показателей проекта

Исходные данные для расчета экономических показателей данного проекта приведены в табл. 5.1 и табл. 5.2

Таблица 5.1 - Экономические условия расчета

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

Таблица 5.2 - Данные для расчета экономической эффективности

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

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

Выручка от реализации

Цена реализации нефти на внутреннем рынке принята 6000 руб./т.

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти после ГРП за годичный период:

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

где, C_n – цена реализации в t -ом году, руб./т;

Q_n – дополнительная добыча нефти за t год.

Определим прирост выручки за счет дополнительной реализации нефти:

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

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

$$V_3 = 25\,391 \cdot 6\,000 = 152\,346\,000 \text{ руб., за 2008 год}$$

Прирост выручки за 3 года составил 556 974 000 рублей.

Эксплуатационные затраты

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

Таблица 5.3 - Нормативы эксплуатационных затрат

Элементы затрат	Ед.измерения	значение
Расходы на энергию по извлечению нефти	Тыс.руб./т.	5,05
Расходы по искусственному воздействию на пласт (закачка воды)	Тыс.руб./т.	76,9
Расходы по сбору и транспортировке нефти и газа	Тыс.руб./т.	10,3
Расходы по технологической подготовке нефти	Тыс.руб./т.	71,5
Обслуживание скважин	Тыс.руб./скв.	306,8
Балансовая стоимость ОПФ	Млн.руб.	8,4

Остаточная стоимость ОПФ	Млн.руб.	2,5
Средняя норма износа ОПФ	%	6,8
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования (в т.ч. ПРС)	Тыс.руб./г.	360,4
Цеховые расходы	Тыс.руб./г.	108,7
Общепроизводственные расходы	Тыс.руб./скв.	544,8
Прочие производственные расходы	Тыс.руб./скв.	15,1

Расчёт эксплуатационных затрат:

Обслуживание нефтяных скважин:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Затраты по технологической подготовке нефти за 3 года:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Текущие затраты в целом:

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

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

$$З_{\text{тек}} = 30\,008\,528,7 \text{ руб., за 2009г.}$$

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

Капитальные вложения

Расчет капитальных вложений производится с учетом необходимой реконструкции и технического перевооружения производственных мощностей, существующих на месторождении. В данном проекте подобные вложения не предусмотрены. В данном проекте капитальным вложением является гидравлический разрыв пласта – его стоимость.

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

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

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

Стоимость услуг по проведению ГРП приведены в табл. 5.4

Таблица 5.4 - Стоимость услуг и материалов

Наименование	Количество	Стоимость, руб.
Услуги инженерного сопровождения		
Стоимость инженерного сопровождения	150 час.	105 000
Оборудование		
Флот ГРП	9	950 000
Пакер	1	70 000
Колонная головка	1	250 000
Трубы НКТ	до 1500 м	320 000
Скрепер	1	50 000
Материалы		
Жидкость разрыва на нефтяной основе	руб./ м³	5500
Проппант	руб./ т.	54545
Проппант Боровичи	руб./ т.	22600
Мобилизация и демобилизация		
Мобилизация и демобилизация		527 000

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

Прибыль от реализации

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

приведения:

$$\Pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{Bt - \mathcal{E}t - Ht}{(1 + E_n)^{t-tp}}, \quad (5.2.)$$

где, Π_t - прибыль от реализации продукции;

T - расчетный период оценки деятельности предприятия;

B_t – выручка от реализации продукции;

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

H_t - сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.;

t, tp – соответственно текущий и расчетный год.

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

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

$$Z_{\text{эсп}} = 80\,152\,997,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}; Z_{\text{эсп}} = 71\,470\,646,5 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.};$$

$$Z_{\text{эсп}} = 57\,876\,772,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

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

Валовая прибыль от реализации на каждый год расчётного периода:

$$\Pi_t = B_t - (Z_{\text{эсп}} + N_{\text{ндс}} + N_{\text{акц}} + N_{\text{им}})$$

$$\Pi_1 = 98\,177\,146,8 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}; \Pi_2 = 86\,749\,683,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.};$$

$$\Pi_3 = 68\,840\,022 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 253 766 852,1 руб.

Налог на прибыль на каждый год расчётного периода:

$$N_{\text{пр.}} = 98\,177\,146,8 \cdot 24/100 = 23\,562\,515,2 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}$$

$$N_{\text{пр.}} = 86\,749\,683,3 \cdot 24/100 = 20\,819\,923,9 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.}$$

$$N_{\text{пр.}} = 68\,840\,022 \cdot 24/100 = 16\,521\,605,3 \text{ руб.}, \text{ за } 2009\text{г.}$$

Итого за 3 года расчётного периода – 60 904 044,4 руб.

Прибыль предприятия на каждый год расчётного периода:

$$\Pi_{\text{пр.}} = \Pi_t - N_{\text{пр}}$$

$$\Pi_{\text{пр.}} = 74\,614\,631,6 \text{ руб.}, \text{ за } 2007\text{г.}; \Pi_{\text{пр.}} = 65\,929\,759,4 \text{ руб.}, \text{ за } 2008\text{г.};$$

$$\Pi_{\text{пр.}} = 52\,318\,416,7 \text{ руб.}$$

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

Дисконтированная прибыль на каждый год расчётного периода:

Ппр.диск. = 64 882 288,3 руб., за 2007г.; Ппр.диск. = 57 330 225,5 руб., за 2008г.;

Ппр.диск. = 45 494 275,4 руб.

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

5.3. Расчет экономических показателей проекта

Поток денежной наличности

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

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

где , NPV - дисконтированный поток денежной наличности;

P_t- прибыль от реализации в t-м году;

A_t – амортизационные отчисления в t-м году;

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

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

NPV1 = 47 162 043,6 руб., за 2007г.; NPV2 = 40 585 269,1 руб.;

NPV3 = 30 284 029,2 руб.

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

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

Индекс доходности

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

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

Определим индекс доходности (PI) :

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

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

Период окупаемости вложенных средств

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

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(PI_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}} = 0, (5.5.)$$

где, Пок - период возврата вложенных средств, годы.

Определим прибыль предприятия в месяц:

$$П_{ср} = 192\,862\,807,7 / 36 = 5\,357\,300,2 \text{ руб/мес.}$$

Определим период окупаемости проведенного ГРП:

$$П_{ок} = 32\,440\,560 / 5\,357\,300,2 = 6 \text{ мес.} = 0,5 \text{ года.}$$

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

5.4. Экономическая оценка проекта

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

Как показал расчет экономической эффективности проекта, отрицательные значения отсутствуют, то есть при существующих экономических обстоятельствах проведение мероприятия окупается в течение полугода. За рассматриваемый период предприятие получило прибыль от дополнительной добычи нефти в размере 192,862 млн. рублей. Экономическая оценка проведения ГРП на 10 скважинах Западно-сургутского месторождения, приведена в табл. 5. 6

Таблица 5.6 - Экономическая оценка эффективности проекта

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

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

По каждому варианту определены основные экономические показатели, к числу которых относятся, эксплуатационные затраты на добычу нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI),

период окупаемости вложенных средств (смотри таблицу 5.7). Данные показатели рассчитывались по 10 скважинам в динамике на 3-х летний период.

Результаты технико-экономического анализа базового и проектного вариантов в целом представлены в сравнительной табл. 5.7

Таблица 5.7 - Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки с проведением ГРП и без проведения ГРП по 10 скважинам

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

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

6. Социальная ответственность

Введение

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством в ОАО «Сургутнефтегаз» и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Руководители, главные специалисты и специалисты акционерного общества обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда, обеспечивать и контролировать выполнение приказов и указаний вышестоящих органов управления, предписаний органов государственного надзора.

6.1 Производственная безопасность

Рассмотрены виды работ, выполняемых оператором по гидроразрыву пласта (ГРП), и связанные с ними вредные и опасные факторы, а также нормативные документы, устанавливающие их допустимые пределы в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении гидроразрыва пласта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [1])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) отбор проб с нефтяных скважин;	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха в	1. Движущиеся машины и механизмы; 2. Подвижные части производственного	1. ГОСТ 12.1.005-88 [2]; 2. ГОСТ 12.01.003-83 [3];

2) работа с оборудованием, находящемся под давлением;	рабочей зоне;	оборудования;	3. ГОСТ 24346-80 [4];
3) снятие показаний с приборов телеметрии;	2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	3. Сосуды и аппараты под давлением;	4. ВСН34-82 [5];
4) работа с машинами и механизмами;	3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте;	4. Пожаробезопасность;	5. ГОСТ 12.4.011-89 [6];
5) закачка рабочих жидкостей в пласт.	4. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	5. Электробезопасность.	6. ГОСТ 12.2.003-91 [7];
	5. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.		7. ГОСТ 12.2.062-81 [8];
	6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.		8. ГОСТ Р 52630-2012 [9];
			9. ГОСТ 12.1.004-91 [10];
			10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [11].

6.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Рабочее место при ГРП располагается на открытом воздухе вблизи устья скважины, где находится обслуживаемое оборудование (насосные агрегаты, трубопроводы, автоцистерны, блок манифольда), а также инструменты и приспособления для выполнения ремонтных работ на производстве.

На рабочего действует большое количество опасных и вредных производственных факторов, которые могут привести к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья и заболеванию или снижению

работоспособности. Рассмотрим подробно наиболее опасные и вредные производственные факторы, возникающие при выполнении работ ГРП, согласно ГОСТ 12.0.003-74 [1].

Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C_1-C_{10}) и сероводорода (H_2S) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении технологических процессов и производственных работ (глушение, вызов притока, промывка после ГРП)

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 6.2 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [2].

Таблица 6.2 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [2]

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO_2	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO_2	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [4]. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород

очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу. При высокой концентрации однократное вдыхание может вызвать мгновенную смерть. При небольших концентрациях довольно быстро возникает адаптация к неприятному запаху »тухлых яиц», и он перестаёт ощущаться. Во рту возникает сладковатый металлический привкус, а при большой концентрации ввиду паралича обонятельного нерва запах сероводорода не ощущается.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже -45°C даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых

оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [11].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухонепроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляется в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений [11].

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов. К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие),

системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздуховоды) и многие другие.

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы. При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ [13].

Большинство работ по интенсификации попадают в категорию 3 тип «а» граница снижения производительности труда. Нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора для длительности вибрационного воздействия 8 ч приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Санитарные нормы спектральных показателей вибрационной нагрузки на оператора. Общая вибрация, категория 3, тип «а» [14].

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	$\text{м} \cdot \text{с}^{-2}$		дБ		$\text{м} \cdot \text{с}^{-2} \cdot 10^{-2}$		дБ	
	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.
1,6	0,09	0,14	99	103	0,9	1,3	105	108
2,0	0,08		98		0,64		102	
2,5	0,071		97		0,46		99	
3,15	0,063	0,1	96	100	0,32	0,45	96	99
4,0	0,056		95		0,23		93	
5,0	0,056		95		0,18		91	
6,3	0,056	0,11	95	101	0,14	0,22	89	93
8,0	0,056		95		0,12		87	
10,0	0,071		97		0,12		87	

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Нормативные значения в направлениях X_0, Y_0							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с^2		дБ		$\text{м/с}^2 \cdot 10^{-2}$		дБ	
	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.	$\text{В}^{1/3-}$ окт.	$\text{В}^{1/1-}$ окт.
12,5	0,09	0,20	99	106	0,12	0,20	87	92
16,0	0,112		101		0,12		87	
20,0	0,140		103		0,12		87	
25,0	0,18	0,40	105	112	0,12	0,20	87	92
31,5	0,22		107		0,12		87	
40,0	0,285		109		0,12		87	
50,0	0,355	0,80	111	118	0,12	0,20	87	92
63,0	0,445		113		0,12		87	
80,0	0,56		115		0,12		87	

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- виброзащитные перчатки и рукавицы
- виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь

Коллективные средства защиты:

- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне;
- установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов;

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Оператор по гидроразрыву пласта ежемесячно большую часть работы перемещается по территории производственных объектов, совершая многократные подъемы на находящиеся на высоте площадки. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест

посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности [4]

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

Основной продукцией скважин являются нефть и попутный газ. Операторы по гидроразрыву пласта подвергаются неблагоприятным метеорологическим условиям, атмосфера насыщается парами нефти из сопутствующих веществ. В результате длительного контакта с углеводородами у рабочих развиваются вегетативные нарушения, которое характеризуется повышенной утомляемостью, бессонницей, понижением тонуса капилляров. Контакт с предельными углеводородами вызывает покраснение, пигментацию кожи и зуд. При вдыхании в течение 5-10 мин. концентрация паров нефти от 100 мг/л и выше опасно для жизни, опасность представляет оксид углерода, ПДК которого составляет в воздухе рабочей зоны 20 мг/м^3 , а на месторождении - 8 мг/м^3 . Тяжелое отравление при воздействии в течение 1-5 мин. вызывает концентрация СО 1860 мг/м. По ГОСТ 12.1.005-88 [2] установлены предельно допустимые концентрации вредных веществ, указанные в таблице 6.5.

Таблица 6.5- Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Сажа	4	3
Диоксид азота	2	3
Оксид углерода	20	4
Углеводороды нефти	300	2
Диоксид серы	10	3
Метанол	15	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены и другими средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении тех или иных технологических операций. Данный вопрос регламентирован [2], по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор добычи нефти и газа подвержен повреждениям наносимыми насекомыми [16]. Наибольшую опасность представляет клещ. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм; специальные спреи и репелленты.

6.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Сосуды и аппараты под давлением

Процесс гидравлического разрыва пласта проводится в условиях высоких давлений, достигающих 70 МПа. В этой связи имеет важное значение, создание условий безопасного осуществления обработки. Опасность усугубляется еще и тем, что жидкости закачиваются в скважины в смеси с песком, абразивное действие которого способствует износу уплотнений и соединительных узлов, что в результате приводит к пропуску жидкости под большим давлением. Применяемые часто при гидроразрыве жидкости на нефтяном основе являются горючими жидкостями (нефти, мазуты и др.), что обуславливает пожароопасность процесса. Проведение гидроразрыва связано также с применением мер безопасности при обращении с кислотами и другими химическими веществами. Вместе с тем обеспечение безопасных и здоровых условий труда на производстве возможно только при строгой трудовой и производственной дисциплине всех работающих, точном выполнении ими инструкций по охране труда. Без этого самые совершенные техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве, поэтому роль самих рабочих весьма велика.

Движущиеся машины и механизмы

Как отмечалось ранее, гидроразрыв пласта связаны с использованием различных транспортных средств и агрегатов, выполненных на базе автомобилей, поэтому на нефтегазопромыслах может возникнуть опасность для работников со стороны движущихся машин и механизмов. За осуществлением процесса гидроразрыва пласта следит инженерно-технический работник. Сам процесс проводится по заранее утвержденному плану.

Агрегаты, необходимые для осуществления операций, по технике безопасности [6] устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины. Между самими агрегатами должно быть не менее 1 м, кабины должны быть обращены в сторону от устья скважины.

Электробезопасность

Оборудование, находящееся 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:

Биологическое воздействие. Выражается в раздражении и возбуждении живых клеток организма, что приводит к непроизвольным судорожным сокращениям мышц, нарушению нервной системы, органов дыхания и кровообращения. При этом могут наблюдаться обмороки, потеря сознания, расстройство речи, судороги, нарушение дыхания (вплоть до остановки). Тяжелая электротравма нарушает функции мозга, дыхания, сердца до полной их остановки, что приводит к гибели пострадавшего. Наиболее частой причиной смерти от электротравмы является фибрилляция желудочков сердца, при которой нарушается сократительная способность мышц сердца.

Электролитическое воздействие. Проявляется в разложении плазмы крови и др. органических жидкостей, что может привести к нарушению их физико-химического состава.

Термическое воздействие. Сопровождается ожогами участков тела и перегревом отдельных внутренних органов, вызывая в них различные функциональные расстройства. Ожоги вызываются тепловым действием электрического тока или электрической дуги.

В настоящее время, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [11], существуют следующие средства защиты от повышенного значения напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека:

1. оградительные устройства;
2. индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики)
3. устройства автоматического контроля и сигнализации;
4. изолирующие устройства и покрытия;

5. устройства защитного заземления и зануления;
6. устройства автоматического отключения;
7. устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
8. устройства дистанционного управления;
9. предохранительные устройства;
10. молниеотводы и разрядники;
11. знаки безопасности.

Подвижные части производственного оборудования

До проведения гидроразрыва пласта на глубиннонасосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах. Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений.

В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями. Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора.

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны.

Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов. Остатки

жидкостей из емкостей и автоцистерн сливаются в специально подготовленные емкости или в канализацию.

Пожаробезопасность

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломом и огнетушителями ОХП – 10, ОУ – 2, ОУ – 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [5]. Класс рабочей зоны П – III по классификации пожаро-опасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыво-опасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

6.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы. Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы.

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

В процессе бурения скважин с целью снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух предусмотрено применение:

- высокоэффективной четырёхступенчатой системы очистки бурового раствора и шлама;
- реагентов и материалов не ниже IV класса опасности, согласно «Критериям отнесения опасных отходов к классу опасности для окружающей природной среды» (приказ Министерства природных ресурсов РФ № 511 от 15 июня 2001 г.);
- конструкции и обвязки бурового оборудования (буровые насосы, шламовые насосы, запорная арматура и т.д.), исключающей утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении и производстве ремонтно-профилактических работ.

При строительстве нефтегазопромысловых объектов предусматриваются следующие мероприятия:

- использование автотранспорта, имеющего высокие экологические показатели, потребляющего небольшое количество топлива, оборудованного

нейтрализаторами для обезвреживания отработавших газов и силовыми установками, обеспечивающими минимальные удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;

- осуществление контроля токсичности и уровня дымности отработавших газов автомобильных двигателей в соответствии с действующими стандартами, проведение мероприятий по их снижению;

- обеспечение регулярного технического осмотра и обслуживания транспортных средств;

- разработка оптимальной схемы движения транспортных потоков, позволяющей до минимума снизить выброс отработанных газов;

- выбор оптимального режима работы машин при выполнении технологических процессов, с учётом того, что работа строительных машин характеризуется частой сменой нагрузочных режимов работы двигателей, и минимальную токсичность отработанных газов имеют дизельные двигатели при 60-70 % рабочей нагрузке;

- заправка автотранспорта закрытым способом;

- использование электроприводов в буровых установках и электрических земснарядов при разработке карьеров.

В целях снижения пылевых выделений при пересыпке и перемещении грунта автотранспортом и автотракторной техникой предусмотрено:

- строительство объектов в холодный период года, обуславливающий высокую влажность грунта;

- погрузку материалов экскаваторами с наименьшей высоты выгрузки;

- разработку грунтов естественной влажности и увлажненных, при необходимости дополнительное увлажнение пылящих грунтов при разработке и транспортировке материалов;

- ведение работ небольшими захватами.

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию

выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений;
- проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность;
- применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением;
- использование сертифицированного оборудования;
- своевременное проведение ППР оборудования;
- соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации;
- использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

Защита гидросферы. Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия: 1) строительство водопропускных труб (27 шт.); 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок ГВВ 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода согласно СНиП 2.05.06-85 [15]; 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика); 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на

растительный покров берегов; 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта; 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав; 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды; 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); 9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обваловки торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

Таким образом, материалами данной работы предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, позволяющий свести к минимуму воздействие проектируемых объектов на поверхностные воды.

Защита литосферы. Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса.

Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования.

Используемые для контроля гидроразрыва радиоактивные изотопы также могут оказаться источником заражения окружающей среды при

небрежном обращении с ампулами и контейнерами или активированными материалами (зернистыми или жидкими).

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;

3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;

- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Пожалуй, главная опасность такого рода на промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

- При возникновении открытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, согласно [14], на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м^3 , либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация.

Согласно [14] основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно–технических работников.

6.4 Правовые и организационные вопросы

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

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

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно отвечать определенным требованиям. С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора. Рабочая область должна соответствовать требованиям [12], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [13]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих

обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступно и безопасно. Рабочее пространство должно быть спроектировано таким образом, чтобы трудящийся не утомлялся в следствие продолжительного мускульного напряжения.

Список использованных источников

1. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
3. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
4. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
5. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
6. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности
7. ГОСТ 12.2.062-81* ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные
8. ГОСТ Р 52630-2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
9. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
11. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ Средства защиты работающих. Классификация
12. ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
13. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем
14. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
15. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы
16. СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации"

Заключение

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

Факторы, обеспечивающие успех планируемых работ по гидроразрыву пласта:

- наличие необходимой ресурсной базы;
- наличие большого фонда скважин, перспективных для проведения гидроразрыва;
- использование своевременной высококачественной зарубежной техники, технологии и материалов, обеспечивающих стабильный успех и прирост добычи при гидроразрыве пласта.

Возможные факторы риска проведения гидравлического разрыва пласта:

- снижение технологического эффекта от планируемых операций в связи с тем, что наиболее перспективные для гидроразрыва скважины уже обработаны;
- опасность возникновения трещин в водоносных зонах залежи, что ведёт к быстрой обводнённости продукции;
- недостаточная геологическая изученность месторождений; - сложное геологическое строение объектов разработки;

Разработка нерентабельных и низкорентабельных залежей — основная задача гидроразрыва пласта.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» технология гидроразрыва пласта стала внедряться с 1993 года — одна из первых в Западной Сибири и в настоящий момент имеет стабильный эффект.

Применение гидроразрыва пласта на Западно-сургутском месторождении имеет наиболее значительные перспективы: ввиду высокой доли запасов низкопродуктивных залежей, так как высокопродуктивные залежи в достаточной степени выработаны.

Список использованных источников

1. Анализ эффективности методов восстановления проводимости трещин ГРП в скважинах месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» Промежуточный отчет. — Тюменское отделение института «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2001.
2. Годовые отчеты НГДУ «Комсомольскнефть» по Конитлорскому месторождению за 2000 - 2005гг.
3. Исследование эффективности ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» и обоснование перспектив его применения.
4. Матвеев, С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков и др. — НГДУ «КН» -Сургут: Рекламно-издательский информационный центр « Нефть Приобья», 2002. — 364 с.
5. Мищенко, И.Т.Сборник задач по технологии технике нефтедобычи/ И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольский. - М: Недра, 1970.
6. Муравьев, И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др.- М.: Недра, 1970.
7. Сулейманов, А.Б. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин/ А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин — М: Недра, 1970.
8. Технологическая схема разработки Конитлорского месторождения. - Сиб НИИНП, 1992.
9. Технологический регламент на производство работ по ГРП на месторождениях ОАО « СНГ», утвержденный главным инженером ОАО «СНГ» Н.И. Матвеевым, 1999.
10. Технология применения кислотосодержащих составов для повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. РД 39-02691126-001-95 - Тюмень: СибНИИНП.-1995.