

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности разработки «А» нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.279-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Азимов Азиз		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения
 Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ГРНМ
 _____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Азимову Азизу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2189/с от 31.03.2017 г.
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по «А» нефтегазо-конденсатному месторождению.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Характеристика «А» нефтегазоконденсатного месторождения 2. Технологические способы для удаления влаги и конденсата, и осложнения в системе сбора и подготовки продукции скважин. 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 4. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Хомяков Иван Сергеевич	к.х.н.		08.02.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Азимов Азиз		08.02.2017 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Азимову Азизу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Пожарницкая О. В.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Азимов Азиз		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Азимову Азизу

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	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 «А» месторождение
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).	К выявленным вредным факторам относятся: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. – повышенный уровень шума и вибрации. – повышенный уровень вибрации. К выявленным опасным факторам относятся: – механическое травмирование – электробезопасность – пожарная безопасность.
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	- Наиболее негативное воздействие на атмосферу вносит сжигание попутного газа на факелах. - Не герметичность фланцевых соединений и порывы на различных нефтетрубопроводах

– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	являются источником загрязнения земель нефтепродуктами. -Основным источником загрязнения гидросферы в нефтедобывающих предприятиях являются разливы нефти.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	- На промысле возможно возникновение таких производственных аварий как: аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек, пожары, взрывы. -Прорыв газа с возгоранием. -Произвести аварийную остановку технологической нитки (установки); сбросить давление с участка прорыва газа; прекратить огневые работы; вызвать пожарную охрану; устранить дефект.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов. - Спецодежда – одно из основных средств индивидуальной защиты, которая выдается работникам согласно отраслевым нормам. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Азимов Азиз		

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавриат
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2016	Введение	5
26.03.2016	Литературный анализ сведений об образовании, свойствах и методах разрушения эмульсий.	10
28.03.2016	Постановка цели и определение задач исследования	5
3.04.2016	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
14.04.2016	Характеристика метода и объекта исследования	5
16.04.2016	Исследование осложнений при эксплуатации газоконденсатных месторождений	30
	Анализ и обсуждение результатов	10
11.05.2016	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
17.05.2016	Заключение	5
1.06.2016	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	–
12.06.2016	Написание пояснительной записки	2
13.06.2016	Подготовка доклада	3
14.06.2016	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Хомяков И.С.	к.хн		

Согласовано:

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

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 88 страниц, 18 рисунков и 13 таблиц.

Ключевые слова: газ, конденсат, сепарация, коррозия, гидраты.

Объектом исследования являются осложнения в системе сбора и подготовки продукции скважин.

Цель работы: анализ технологических схем сбора и подготовки скважинной продукции газоконденсатных месторождений, а также анализ эффективности методов борьбы с осложнениями на данном месторождении.

Процессе исследования проводился анализ эффективной технологии и техники добычи газа и конденсата. Для эксплуатации газоконденсатных скважин к применению рекомендуется пакерная схема эксплуатации. Рассматривались три технологических способа для удаления влаги и конденсата, а также осложнения при эксплуатации газоконденсатных скважин: гидратообразование в стволе скважин и в системе сбора продукции, коррозия внутрискважинного и наземного оборудования и скопление жидкости в стволах на завершающей стадии разработки.

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

ГИС	– геофизические исследования скважин
ОСТ	– отраслевой стандарт
НИЗ	– начальные извлекаемые запасы
КИН	– коэффициент извлечения нефти.
УКПГ	– установка комплексной подготовки газа
ГС	– головное сооружение
УППГ	– установка предварительной подготовки газа
НТС	– низкотемпературная сепарация
НТА	– низкотемпературная абсорбция
ГПЗ	– газоперерабатывающий завод
ДЭГ	– диэтиленгликоль
ТЭГ	– триэтиленгликоль
МЭА	– моноэтаноламин
ВМР	– водометанольный раствор
ПРИ	– панель распределения ингибитора
УВИ	– устройства ввода ингибитора
НКТ	– насосно-компрессорные труба
ПАВ	– поверхностно активные вещества
ЧДД	– чистый дисконтированный доход
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ПУЭ	– правила устройства электроустановок
ПСПТ	– первичные средства пожаротушения
СТМ	– сигнализатор термохимический модернизированный
ОХВП	– огнетушитель химический воздушно-пенный
ПНГ	– попутный нефтяной газ
КСП	– комплексный сборный пункт
ДНС	– дожимная насосная станция
КС	– компрессорной станции
УДС	– узлы дополнительной сепарации

ВКС – вакуумная компрессорная станция

ПД – поддержания пластового давления

КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	18
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	18
2.2 Тектоника.....	20
2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов.	22
2.4 Характеристика коллекторов по результатам ГИС	25
2.5 Свойства и состав пластовых флюидов	27
2.5.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа	28
2.5.2 Свойства и состав свободного газа.....	29
2.5.3 Свойства и состав пластовых вод	30
2.6 Запасы углеводородов	30
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ВЛАГИ И КОНДЕНСАТА, И ОСЛОЖНЕНИЯ В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИН.	32
3.1 Состояние разработки месторождения	32
3.2 Технология и техника добычи газа и конденсата	35
3.3 Сбор и подготовка газа и газового конденсата	41
3.3.1 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции газоконденсатных скважин	47
3.3.2 Осложнения в системе сбора и подготовки продукции скважин	51
3.4 Моделирование процесса очистки газа от углекислого газа пропиленкарбонатом в программе Aspen Hysis	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	61
4.1 Исходные данные.....	61
4.2 Капитальные вложения и эксплуатационные расходы	61
5.3 Экономическая эффективность	66
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	68
6.1. Анализ вредных факторов.....	69
6.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	69
6.1.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.	70
6.1.3 Повышенный уровень шума.	72
6.1.4 Повышенный уровень вибрации.....	72
6.2. Анализ опасных факторов	73
2.1 Механическое травмирование.....	73
6.2.2 Электробезопасность	73
6.2.3 Пожарная безопасность.	74
6.3 Экологическая безопасность.....	75
6.3.1 Защита атмосферы	76
6.3.2 Защита гидросферы	77
6.3.3 Защита литосферы	77
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	88

ВВЕДЕНИЕ

В России перспективы развития газовой промышленности в первую очередь связаны с освоением газовых и газоконденсатных месторождений. Важными проблемами в добычи газа и газоконденсата является предупреждения к гидратообразования и коррозии в системах сбора и подготовки продукции скважин.

Сбор и подготовка газа и конденсата на газоконденсатных месторождениях существенно отличаются от сбора и подготовки нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях. Основное отличие прежде всего сводится к тому, что на нефтяных месторождениях имеют дело с добычей и транспортированием вязких нефтяных эмульсий по трубопроводам, а на газоконденсатных месторождениях – с добычей и транспортированием маловязких «чистых» газов и газоконденсатных смесей.

В данной работе приведены технологические способы для удаления влаги и рассмотрены требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции газоконденсатных скважин. Также рассмотрены осложнения, которые имеют место при сборе и подготовки газа и конденсата на нефтегазоконденсатном месторождении. В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ (среднее содержание составляет 2,27 %). Поэтому продукция скважин обладает повышенной коррозионной активностью и может вызвать интенсивную коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Существуют несколько способов борьбы с углекислым газом, например, очистка газа пропиленкарбонатом, который был рассмотрен в данной работе и смоделирован в программе «Aspen Hysys».

Целью данной работы является анализ технологических схем сбора и подготовки скважинной продукции газоконденсатных месторождений, а также анализ эффективности методов борьбы с осложнениями на данном месторождении.

Предметом данного исследования является «А» месторождение; в расчете наглядно продемонстрировано влияние абсорбента на двуокись углерода. Результаты исследования могут использоваться как в научной деятельности, так и в практической, например, на нефтегазодобывающих предприятиях.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

«А» нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Парабельского района Томской области в границах одноименного лицензионного участка и располагается на землях Кедровского лесхоза. Ближайшими населенными пунктами являются с. Пудино и г. Кедровый, расположенные соответственно в 72 км и в 80 км к северо-востоку от месторождения.

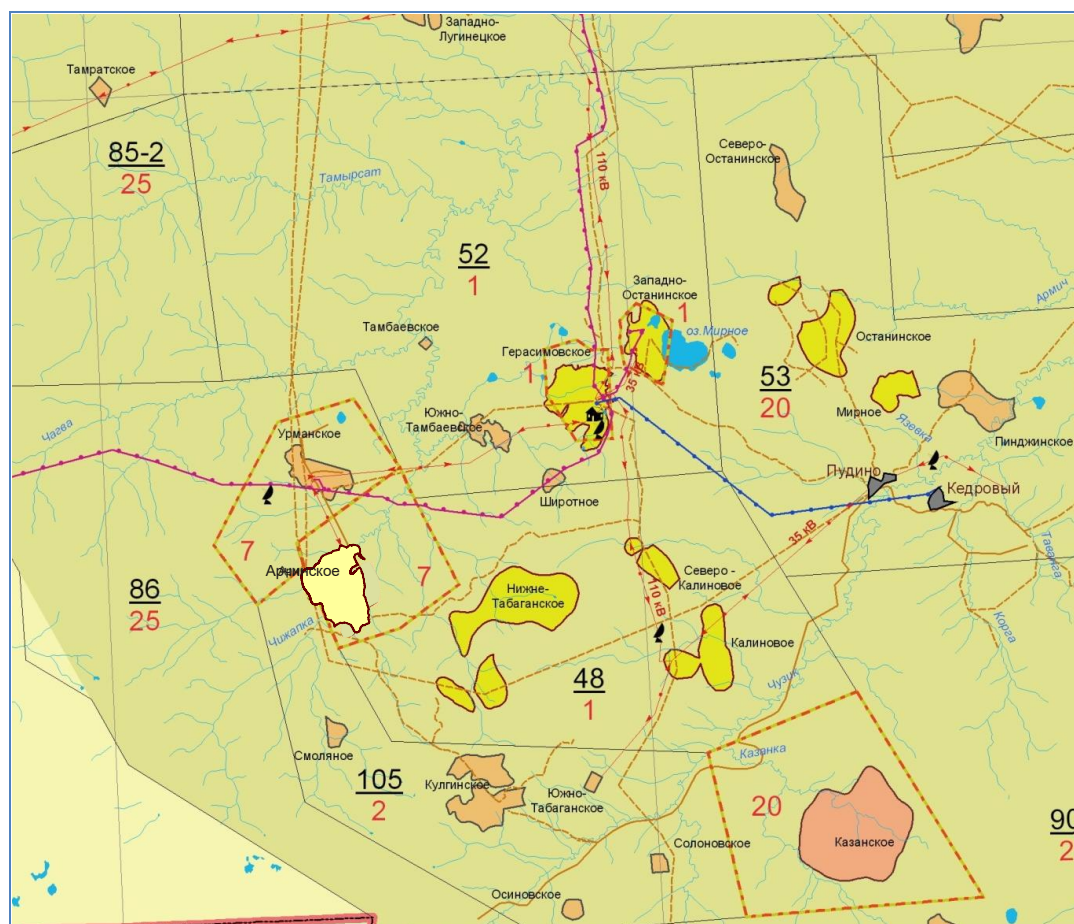
В связи с отсутствием постоянных путей сообщения завоз оборудования, грузов возможен только по зимникам, действующим с декабря по март. Срочные грузы и вахты завозятся вертолетами.

Речной транспорт традиционен для рассматриваемого района. Поэтому материально-техническое снабжение осуществляется из Томска водным транспортом по рекам Томь, Обь, Васюган, Чузик, Парабель в летний период – с начала мая по конец октября.

Климат территории - континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким жарким летом. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца составляет $-25,7^{\circ}\text{C}$, а средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца $+23,9^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха составляет $-1,2^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум температуры -53°C , абсолютный максимум $+36^{\circ}\text{C}$.

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на летнее время. Зимой увеличивается число дней с осадками, но уменьшается их суточное количество.

В непосредственной близости от месторождения открыты и введены в разработку Урманское, Герасимовское, Западно-Останинское, Калиновое месторождения (Рисунок 1).



Условные обозначения:

Месторождения

	нефтяное
	газоконденсатное
	нефтегазоконденсатное
	Арчинское НГК м-ние

Трубопроводы, дороги и ЛЭП

	нефтепроводы
	газопроводы
	грунтовые дороги
	сезонные дороги (зимники)
	электросети

Номера лицензионных участков и недропользователей

48 – Северо-Пудинский, 52 – Южно-Тамбаевский, 53 – Останинский, 85-Верхне-Нурольский,
86 – Южно-Урманский, 105 – Южно-Пудинский

1 – ОАО «Томскнефть ВНК», 2 – Компания «Бендет инвестменс лимитед»,
7 – ЗАО «Арчинское», 20 – ОАО «Томскгазпром», 25 – ООО «Альянснефтегаз»

Рисунок 1 – Обзорная схема района работ.

Согласно природному районированию Западной Сибири территория «А» месторождения находится в подзоне южной тайги Васюганской природной провинции, в Чижапско-Нюрольском природном районе. Основные морфологические единицы территории представляют собой плато, склоны водораздельной равнины и долины рек, чаще всего малых. Главной особенностью территории является довольно слабая расчленённость поверхности, обуславливающая низкую степень дренированности и высокую заболоченность. Сюда заходит отрогами крупнейшее в мире Большое Васюганское болото.

На месторождении выделяется водоохранная зона (ВОЗ) реки Чижалка и ее притоков Коленка, Арча, Тунжик, Нижняя Табога, которая занимает незначительную часть площади поля нефтегазоносности.

Кроме речных вод на рассматриваемой территории распространены воды верховых, переходных и низинных болот. Верховые болота распространены на водораздельных пространствах, низинные – в пределах речных долин. Заболоченность рассматриваемой территории составляет более 30 %, глубины болотных торфяных залежей – до 1.8 м и более.

Для питьевого водоснабжения на промыслах обычно используются воды атлымской свиты. Водовмещающими породами являются средне- и мелкозернистые кварцевые пески. Толщина горизонта 15,6-35 м, глубина до кровли горизонта от 75 до 125 м. Статический уровень устанавливается на глубине от 30 м на водоразделах, до 45 м в долинах рек. Воды по своему составу отвечают требованиям ГОСТа 2874-82 «Вода питьевая», кроме содержания железа, марганца, фтора, фенолов

Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения, как питьевой, так и технической водой, бурятся водозаборные скважины глубиной до 170 метров [1].

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Разрез «А» месторождения представлен отложениями палеозойского доплатформенного комплекса и мезо-кайнозойских осадочных отложений платформенного чехла.

Юрская система J

Стратиграфическая схема юры Западной Сибири, используемая в настоящее время, была принята на Межведомственном стратиграфическом совещании (г.Новосибирск, 2003 г.). Согласно этой схеме в разрезе юры юго-востока Западной Сибири выделяются урманская (геттанг-синемюр-плинсбах), тогурская (нижний тоар), салатская (верхний тоар-нижний байос), тюменская (байос-бат-нижний келловей), васюганская (наунакская) – келловей-оксфорд, георгиевская (киммеридж) и баженовская (волжский) свиты. Отложения этих свит представлены переслаиванием песчаников, глинистых аргиллитов, алевролитов, углей.

Урманская свита J_{1u} по материалам ГИС и по керну отчетливо делится на три подсвиты: нижнюю, сложенную песчаниками с прослоями гравелитов, конгломератов, аргиллитов (группа пластов Ю₁₇); среднюю, представленную аргиллитами серыми, темно–серыми до черных с прослоями и линзами углей, алевролитов, глинистых песчаников; верхнюю, сложенную песчаниками с маломощными (2-3 м) прослоями аргиллитов и алевролитов (группа пластов Ю₁₆). Мощность колеблется от 0 в зоне выклинивания до 150–180 м в наиболее погруженных участках депрессий.

Васюганская свита. В соответствии с существующей методикой расчленения и корреляции, отложения васюганской свиты разделяются на глинистую нижневасюганскую подсвиту и преимущественно песчаный горизонт Ю₁, включающий пласты Ю₁¹, Ю₁² Ю₁³ Ю₁⁴.

Верхняя и нижняя части нижневасюганской подсвиты сложены аргиллитами с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников, средняя - однородными темно-серыми аргиллитами.

Толщина нижневасюганской подсвиты в западных районах достигает 55 м. В восточном направлении за счёт постепенного опесчанивания нижней, верхней и средней пачек она сокращается до полного выклинивания.

Горизонт Ю₁, в свою очередь, разделяется на подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные соответственно в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна.

Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами Ю₁⁴, Ю₁³, разделенными пластом аргиллитов.

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт У₁ мощностью порядка 6м, формирование которого происходило в континентальных условиях.

Надугольная пачка залегает в верхней части горизонта Ю₁, между угольным пластом У₁ и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты.

Полный разрез надугольной пачки содержит трансгрессивные песчаные пласты Ю₁², Ю₁¹, формирование которых происходило в полифацальных условиях. Это предопределило их невыдержанность по латерали, частое литологическое замещение и выклинивание даже в пределах отдельно взятых площадей. Толщина пачки колеблется от 5 до 35-40 м.

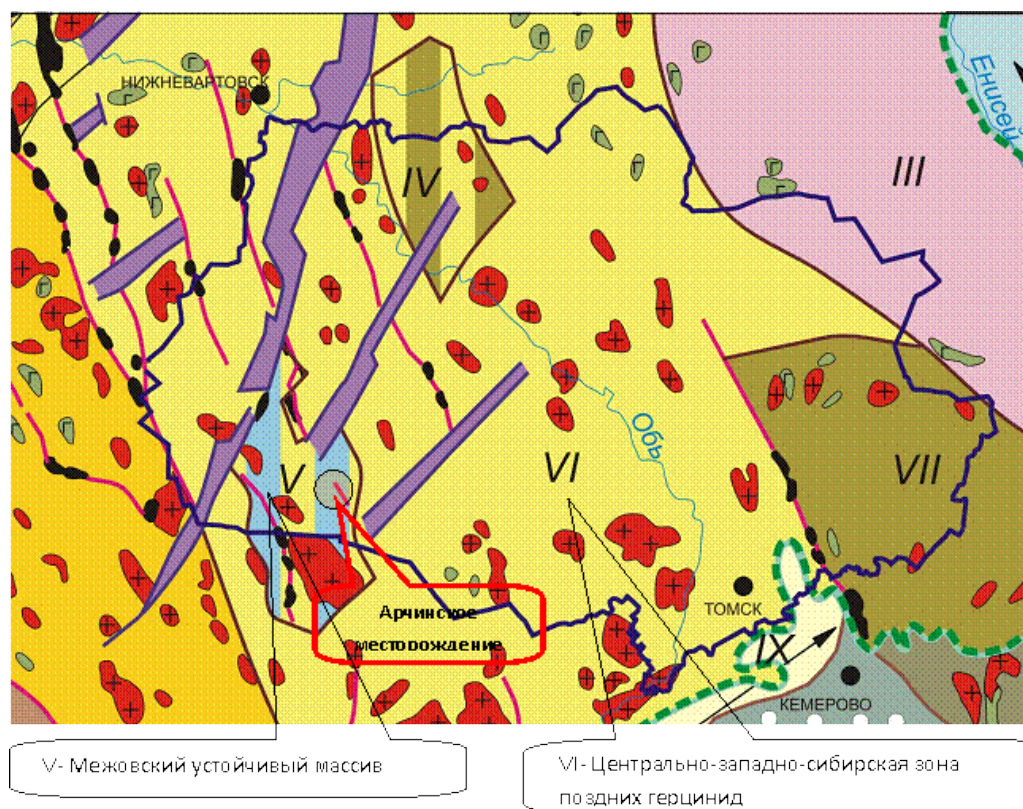
Баженовская свита (волжский ярус) - J₃ bg. На отложениях васюганской и георгиевской свит с незначительным стратиграфическим несогласием (васюганская свита) либо согласно (георгиевская свита) залегают глубокоководно-морские отложения баженовской свиты, отвечающие максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Литологически представлены битуминозными, тёмно-серыми до чёрных с коричневатым оттенком аргиллитами, участками тонкоплитчатыми, иногда алевроитистыми,

крепкими, сильно окремнёнными, с прослоями известковых пород. Отмечается обилие концентрированного (в виде глобуль) и рассеянного пирита, наличие морской фауны аммонитов и белемнитов. Отложения свиты относятся к фациям "доманикового" типа и считаются нефтепроизводящими.

К подошве свиты приурочен наиболее выраженный в платформенном разрезе отражающий сейсмический горизонт Π^a , характеризующий структурные особенности строения основного для данной территории продуктивного комплекса отложений верхней юры. Толщина свиты составляет 15-20 м, увеличиваясь в Усть-Тымской впадине до 50-60м [1].

2.2 Тектоника

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы» (Рисунок 2.1) по отложениям нижнего структурного этажа фундамента площадь месторождения тяготеет к восточной границе Межовского срединного массива, представляющего собой крупный докембрийский выступ, сформированный байкальской складчатостью и переработанный в герцинскую эпоху.



- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> граница Западно-Сибирской геосинеклизы граница Томской области магматические породы кислого состава магматические породы основного состава магматические породы ультраосновного состава разломы границы зон разного времени стабилизации триасовые рифты Зоны разного возраста консолидации в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы зоны стабилизации в добайкальскую эпоху (до позднего рифея) зоны стабилизации в раннекаледонскую эпоху (Є) зоны стабилизации в каледонскую эпоху (S) зоны стабилизации в раннегерцинскую эпоху (C₁) | <ul style="list-style-type: none"> зоны стабилизации в позднегерцинскую эпоху (C₂-P) массивы добайкальской консолидации, переработанные в байкальскую эпоху (R₃) байкалиты, переработанные в герцинскую эпоху (C₁-P) ранние каледониды, переработанные в герцинскую эпоху (C₁-P) массивы добайкальской консолидации, переработанные в герцинскую эпоху (C₁-P) Платформенные и орогенно-складчатые зоны обрамления добайкальского возраста (до позднего рифея) байкальского возраста (R₃) раннекаледонского возраста (Є) каледонского возраста (S) раннегерцинского возраста (C₁) позднегерцинского возраста (C₂-P) среднепалеозойско-мезозойский субплатформенный чехол преобладающая ориентировка основных тектонических структур |
|---|--|

Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической карты фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы и ее обрамления (Сурков В.С., Жеро О.Г.), 1981г.

С запада массив ограничен южной, узкой частью Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, являющегося крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. С северо-востока и севера к выступу примыкает Нюрольский прогиб, разбитый на ряд блоков системой разломов более мелких Усть-Тымского и Чузикского грабен-

рифтов. Кроме того, структура прогиба осложнена рядом разломов северо-западного направления.

Тектонические нарушения играют важную роль в формировании залежей, позволяя углеводородам мигрировать по разрезу, а иногда создавая условия для экранирования залежей.

Современный структурный план сформировался уже в кайнозойское время.

Результаты бурения и анализ сейсмического материала подтверждают наличие активных тектонических процессов в фундаменте в постюрское время. В районе работ тектонические нарушения секут юрские отложения вплоть до баженовской свиты. Не исключается и вероятность неотектонических процессов на территории «А» и «У» поднятий и сопредельных с ними площадей [1].

2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, «А» месторождение находится в северной части Межовского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО).

Нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений представляет наибольший интерес в отношении продуктивности. С карбонатными отложениями, слагающими разрез коренного палеозоя (горизонт M_1), и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт M) связаны все нефтяные и газовые месторождения на территории Томской области. На «А» месторождении промышленно значимым является пласт этого горизонта M_1 .

Основная часть среднеюрских пластов до настоящего времени не исследована испытанием. Однако по данным ГИС есть основание предполагать наличие залежей в пластах $Ю_1^3$, $Ю_3$, $Ю_5$, $Ю_7$, $Ю_8$, $Ю_{10}$, $Ю_{11}$, $Ю_{12}$, $Ю_{13}$.

Горизонт M_1 в зоне нефтегазонакопления вскрыт почти всеми скважинами и по данным бурения сложен, как преимущественно по всей Нюрольской впадине, карбонатными отложениями, среди которых встречаются прослой эффузивов и терригенные пачки. Породы разбиты многочисленными субвертикальными разломами.

На «А» площади основная залежь углеводородов контролируется тектоническими экранами и приурочена к зонам гидротермальной переработки органогенных известняков. Горизонт M_1 представлен преимущественно известняками герасимовской свиты органогенными, амфипоровыми, массивными, трещиноватыми, кавернозными. На эрозионно-тектоническую поверхность в контуре залежи выведены, преимущественно, известняки средней подсвиты герасимовской свиты живецкого возраста.

Васюганская свита по литологическому составу слагающих пород разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. В основании подсвиты развит песчано-алевролитовый пласт $Ю_2^0$, который, по мнению большинства исследователей, является базальным горизонтом позднеюрской морской трансгрессии. Пласт распространен повсеместно, его толщина в пределах отдельных структур варьирует от 0 до 15 м. Толщина нижневасюганской подсвиты, как правило, составляет 30-40 м, в наиболее погруженных участках палеорельефа достигая 55-60 м.

Верхневасюганская подсвита представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей, и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4 песчаных пласта ($Ю_1^4$ - $Ю_1^1$), совокупность которых формирует регионально-нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт $Ю_1$.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления в эпоху формирования верхневасюганской подсвиты позволяет выделить в ее

составе две пачки, разделенные региональным угольным пластом $У_1$ - подугольную и надугольную.

Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами $Ю_1^4$, $Ю_1^3$, разделенными пластом аргиллитов. На ряде площадей пласты формируют единую песчаную толщу, индексируемую как $Ю_1^{3-4}$.

В пределах «А» месторождения пласт $Ю_1^3$ разделен на два. Нижний $Ю_1^{3б}$, выдержан по площади, толщина от 20 до 50м, характеризуется наличием в разрезе от 5 до 10 проницаемых прослоев разной мощности (от 0.5м до 10м). Эффективные толщины колеблются в диапазоне значений от 10.7м до 22.5м. Характер насыщения коллекторов по ГИС в скв. 40, 42, 45, 46 определен как «неясный», в скв. 41, 51 – как нефтенасыщенный, на остальной части площади пласт водонасыщен. Верхний $Ю_1^{3а}$, толщиной 4-12м, имеет в разрезе 1-3 маломощных (в среднем 1м) песчаных прослоя. В результате испытания группы пластов $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$ в интервале 2611-2689,5 м в процессе бурения скважины 48 получен приток пластовой воды, а при испытании в колонне конкретно пласта $Ю_1^{3б}$ в интервале 2655-2660 м получен приток газоконденсата (30 литров) с водой (30 литров).

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт $У_1$ мощностью порядка 6м, формирование которого происходило в континентальных условиях.

Надугольная пачка залегает в верхней части горизонта $Ю_1$, между угольным пластом $У_1$ и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты.

Полный разрез надугольной пачки содержит трансгрессивные песчаные пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^1$, формирование которых происходило в полифацальных условиях. Это предопределило их невыдержанность по латерали, частое литологическое замещение и выклинивание даже в пределах отдельно взятых площадей. Толщина пачки колеблется от 5 до 35-40 м.

Разрез надугольной пачки на «А» площади не полный и представлен пластом Ю₁¹ с сохранением характерных особенностей пачки. Фильтрационно-емкостные характеристики пласта, формировавшегося в мелководно-морских условиях, неустойчивы. В пределах собственно «А» структуры пласт часто замещается непроницаемыми алевритистыми разностями, образуя, таким образом, сложнопостроенные зоны глинизации. Скважина 48Р, пробуренная в 2010 году, выявила на участке предполагаемого распространения продуктивных коллекторов их полное отсутствие. На участке развития песчаников в районе предполагаемой залежи (скв.40, 42) для пласта общей толщиной 10-12м характерно наличие 2-3 продуктивных проницаемых прослоев суммарной эффективной мощностью 7.4-13м. В пределах водонасыщенной части пласта эффективная толщина изменяется в диапазоне от 1 до 11.3м [1].

2.4 Характеристика коллекторов по результатам ГИС

Во всех пробуренных скважинах «А» месторождения выполнялся основной комплекс геофизических исследований скважин (ГИС).

В целом из юрских продуктивных пластов вынесено и исследовано большое количество керна, но из низко проницаемой части разреза, не входящей в эффективные толщины. По пласту Ю₁¹ всего три проницаемых интервала в одной разведочной скважине 40 охарактеризованы керном. Аналогичная ситуация с освещенностью керновыми данными отмечается и по пластам Ю₁₄ и Ю₁₅ (даже при объединении керновой выборки). Только два проницаемых интервала в разведочных скважинах 45 и 51 охарактеризованы керном с необходимой достоверностью.

Из-за дефицита керновой информации по юрским пластам для петрофизического обеспечения интерпретации ГИС использовались керновые данные по скважине 109 соседнего «У» месторождения, по которой достигнут

практически 100% вынос керна из интервалов продуктивных пластов Ю₁₄ и Ю₁₅.

В юрских отложениях для выделения коллекторов приняты граничные значения $K_{пр\ гр} = 0,5$ мД, $\alpha_{пс} = 0,39$, $K_{пг\ гр} = 10,5\%$. Оценка коэффициента открытой пористости выполнялась по стандартным методикам с использованием НК, ГК и ПС. При оценке достоверности определения коэффициента пористости в пластах Ю₁¹, Ю₁₄ и Ю₁₅ проводилось сопоставление всех имеющихся керновых определений пористости в проницаемых интервалах данных пластов.

Для пласта М₁ в связи с отсутствием определений остаточной водонасыщенности на образцах керна, а также прямых качественных признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, в качестве количественного критерия использована величина прогнозной проницаемости 0,06 мД. Определение пористости в пласте М₁ выполнено по данным НК и ГК, при этом в определении данного параметра существует некоторая условность, так как отсутствие керна по продуктивной толще не позволяет провести сопоставление полученных результатов.

Результаты интерпретации ГИС приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика продуктивных пластов по результатам интерпретации ГИС

Параметр	Ю ₁ ¹		Ю ₁₄		Ю ₁₄	М ₁		
	р-н скв. 40	р-н скв. 50	основная	р-н скв. 41	основная	основная	р-н скв. 50	р-н скв. 51
1. Общая толщина, м								
1.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
1.2 Среднее значение	15,2	22,2	23,2	35,2	40,7	109,1	104,7	141,5
2. Эффективная толщина, м								
2.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
2.2 Среднее значение	7,75	16,3	9	3,1	17,1	31,1	10,5	27,9
3. Эффективная нефтенасыщенная толщина, м								
3.1 Количество скважин	2	1	4	1	5	11	1	-
3.2 Среднее значение	10,2	11,8	8,4	3,1	9,2	10,5	2,4	-
4. Эффективная газонасыщенная толщина, м								
4.1 Количество скважин	-	-	-	-	-	5	1	1
4.2 Среднее значение	-	-	-	-	-	17	5,6	21,3
5. Коэффициент песчанистости								
5.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
5.2 Среднее значение	0,4	0,72	0,39	0,09	0,41	0,27	0,1	0,2
6. Коэффициент расчлененности								
6.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
6.2 Среднее значение	1,8	5	2	1	5,4	15	12	10
7. Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²								
7.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
7.2 Среднее значение	3,56	3,81	10,43	13,52	14,92	6,34	0,22	2,2
8. Коэффициент пористости								
8.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
8.2 Среднее значение	0,15	0,14	12,5	0,12	0,13	0,08	0,07	0,13
9. Коэффициент начальной нефтегазонасыщенности								
9.1 Количество скважин	2	1	4	1	5	11	1	-
9.2 Среднее значение	0,49	0,47	0,5	0,59	0,46	0,7	0,8	-
10. Коэффициент начальной газонасыщенности								
10.1 Количество скважин	-	-	-	-	-	5	1	1
10.2 Среднее значение	-	-	-	-	-	0,8	0,8	0,53

2.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа «А» месторождения изучались по данным исследований глубинных и поверхностных проб. Исследования выполнены в ЗСАЦ «Геоэкология».

Работы выполнены с учётом требований отраслевого стандарта ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей» и ОСТ 38.01.197-80, в соответствии с которым определяются свойства поверхностных нефтей [1].

2.5.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа

Пластовая нефть характеризуется следующими свойствами: плотность сепарированной нефти 811 кг/м³, объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1,433, газосодержание – 156 м³/т.

Нефть малосернистая (содержание общей серы – 0.388% масс.), особо легкая (плотность при 20°C равна 814.3 кг/м³), парафинистая – (содержание твердых парафинов 4.98% масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 3.60% масс.). Содержание асфальтенов равно 0.32% масс. Температура начала кипения 42°C, выход легких фракций до 300°C 56.2% об, фракции до 350°C 68.2 % об. Значение молекулярной массы нефти равно 178 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C равна соответственно 5.95 мм²/с и 2.62 мм²/с. Соответствующие значения динамической вязкости равны 4.844 мПа с и 2.07 мПа с.

Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 - «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002». Технологическая индексация нефти по ОСТ 38.01197-80 - 1.1.2.4.4.

По данным ступенчатой сепарации растворённый газ содержит 53,2 % мол. метана, 9,4 % мол. этана, 14,7 % мол. пропана, 13,3 % мол. бутанов, 5,2 % мол. пентанов, 0,66 % мол. гексанов, 0,18 % мол. группы C₇₊. Мольная доля диоксида углерода составляет 3,14 %, азота – 0,25 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись. По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является жирным.

Физико-химические свойства дегазированной нефти следующие: по плотности - средняя (855 кг/м³ при 20°C), малосернистая (содержание общей серы – 0.36 % масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6.48 % масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4.93 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1.64 % масс. Температура начала кипения 78°C, выход легких фракций до 300°C 42 % об. Значение молярной массы нефти равно 230 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C

равна соответственно 18 мм²/с и 6 мм²/с. Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 - 1.2.1.1.

Свойства нефти «А» месторождения характеризуются следующими значениями: плотность сепарированной нефти 862 кг/м³, объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1.282, газосодержание – 121,4 м³/т (104,6 м³/м³). По данным ступенчатой сепарации растворённый газ содержит 80.4 % мол. метана, 7.2% мол. этана, 5.6% мол. пропана, 3.0% мол. бутанов, 0.83% мол. пентанов, 0.28% мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 2.12%, азота – 0.64%.

По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является полужирным [1].

2.5.2 Свойства и состав свободного газа

Компонентный состав пластового газа, полученный на основе рекомбинации газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата, следующий: 84.69% мол. метана, 4.71% мол. этана, 2.65% мол. пропана, 0.49% мол. изобутана, 0.75% мол. n-бутана, группа C₅ + высшие (C₅₊) 3.91% моль. Мольная доля диоксида углерода составляет 2.26%, азота – 0.53%. Молярная масса пластового газа равна 22.6 г/моль.

Потенциальное содержание углеводородов группы C₅₊ (стабильный конденсат) составляет 190 г/м³ сухого газа. Молекулярная масса дебутанизированного конденсата равна 116, а его плотность – 0.753 г/см³. По результатам дифференциальной конденсации пластового газа коэффициент извлечения конденсата при давлении 0.1 МПа равен 0.757 [1].

2.5.3 Свойства и состав пластовых вод

Пластовая вода юрского горизонта относится к типу хлоридно-натриевых. Общая минерализация, в среднем, равна 40,1 г/л. Содержание натрия+калия составляет в среднем 14,36 г/л, кальция 1,0 г/л, хлора 23,4 г/л, содержание брома - 118 мг/л. Среднее содержание йода равно 11 мг/л, что превышает минимальную промышленную концентрацию (10 мг/л). Физические свойства пластовой воды при начальных термобарических условиях юрского комплекса следующие: динамическая вязкость 0,42 мПа*с, плотность 1,022 г/см³, объемный коэффициент 1,028, газосодержание 0,7 м³/м³, коэффициент сжимаемости 4,47 1/МПа*10⁻⁴.

Пластовая вода доюрского комплекса относится к типу хлоркальциевых. Общая минерализация, в среднем, равна 40,7 г/л. Содержание натрия+калия составляет в среднем 14 г/л, кальция 1,5 г/л, хлора 24,4 г/л, содержание брома - 82 мг/л. Среднее содержание йода равно 13 мг/л.

Физические свойства пластовой воды при начальных термобарических условиях доюрского комплекса следующие: динамическая вязкость 0,28 мПа*с, плотность 1,017 г/см³, объемный коэффициент 1,029, газосодержание 3,3 м³/м³, коэффициент сжимаемости 4,48 1/МПа*10⁻⁴ [1].

2.6 Запасы углеводородов

Запасы «А» месторождения впервые были оперативно утверждены ЦКЗ МПР РФ по пластам Ю₁¹ и М₁₋₁₀ (протокол №1 от 29.01.1998 г). В 2006 году запасы пласта М₁₋₁₀ были скорректированы (протокол ГКЗ №18/53-пр от 23.01.2007 г). В 2008 году на государственный баланс РФ были поставлены запасы нефти пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ (протокол №18/129-пр от 04.03.2009 г).

Последний подсчет запасов углеводородов «А» месторождения и ТЭО КИН был выполнен в 2009 году. Подсчитанные запасы нефти, растворенного

и свободного газа по пластам Ю₁¹, Ю₁₄, Ю₁₅ и М₁ утверждены ГКЗ Роснедра, протокол № 2093-дсп от 23.12.2009 г.

Подсчитанные запасы в целом по месторождению составляют:

- начальные запасы нефти категории С₁ – геологические/извлекаемые - 18,3/3,9 млн.т., категории С₂ – геологические/извлекаемые - 25,8/5,8 млн.т.;
- начальные запасы свободного газа и газа газовой шапки категории С₁ – 7639 млн. м³, категории С₂ – 253 млн. м³.
- начальные запасы конденсата категории С₁ – геологические/извлекаемые – 1,5/1,14 млн.т., категории С₂ – геологические/извлекаемые – 0,05/0,04 млн.т.

Запасы недоразведаны - геологические запасы нефти по категории С₂ составляют 58,5 %. В доразведке нуждаются, в основном, пласты, приуроченные к юрским отложениям.

Основным объектом разработки является пласт М₁, извлекаемые запасы которого по категории С₁ составляют 81%, извлекаемые запасы пласта Ю₁₅ категории С₁ – 10%, пласта Ю₁₄ – 8%, пласта Ю₁¹ – 1%.

В соответствии с действующей «Классификацией запасов...» «А» месторождение по величине извлекаемых запасов нефти категории С₁+С₂ – 9.8 млн. т - относится к типу средних, по сложности геологического строения – к сложным [1].

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ВЛАГИ И КОНДЕНСАТА, И ОСЛОЖНЕНИЯ В СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИН.

3.1 Состояние разработки месторождения

На 01.01.2012 г. в действующем фонде «А» месторождения находится 2 добывающих скважины, эксплуатирующих объект М₁ (скв. №№ 44,1011). В бездействии находятся две скважины 1179, 1193. В консервации находятся три скважины, в освоении четыре скважины. Скважины 1191 и 1199, эксплуатирующие объект Ю₁₄₋₁₅ по состоянию на 01.01.2013 г находятся в консервации из-за малодобитности, ликвидировано 7 скважин.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Разработка «А» месторождения ведется с 1999 года. Действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки «А» месторождения» (протокол ЗС ТО ЦКР Роснедра № 86-11 от 28.12.2011 г.).

На 01.01.2012 г. в эксплуатации на «А» месторождении находится один объект разработки – пласт М₁ «А» залежи. Объект Ю₁₄₋₁₅ «А» залежи эксплуатировался в 2008 г. двумя скважинами, в настоящее время объект не разрабатывается. Остальные объекты в разработку не вводились. Закачка на месторождении не осуществляется.

С начала разработки накопленная добыча нефти на месторождении составила 101,351 тыс.т, добыча жидкости – 132,5 тыс.т. Текущий коэффициент нефтеотдачи в целом по месторождению равен 0,007, остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 9685 тыс.т.

На месторождении с основного объекта М₁ добывался прорывной газ газовой шапки, всего отобрано 42 млн.м³ газа и 8 тыс.т конденсата. Динамика основных технологических показателей за весь период разработки месторождения приведена на рисунке 3.1.

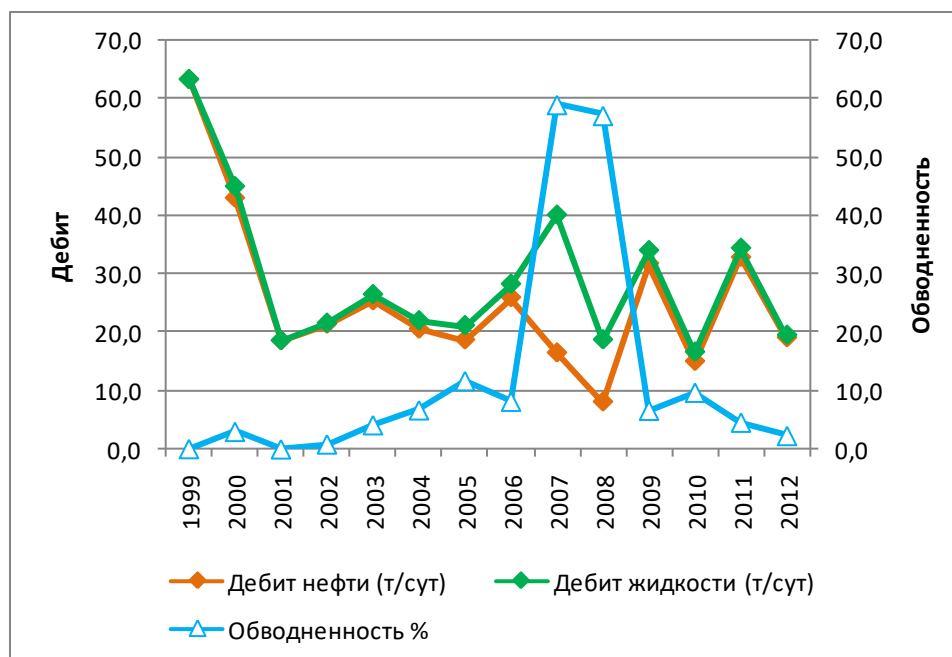


Рисунок 3.1 – Динамика технологических показателей в целом по месторождению

В 2012 г. на месторождении добыто 10,9 тыс.т нефти, что составляет 10 % от всей добытой нефти на месторождении. В периодической эксплуатации находилась добывающая скв.44, на которую приходится основная добыча нефти.

2007-2008 годы разработки характеризуются увеличением обводненности продукции за счет ввода в эксплуатацию новых скважин с высоким начальным процентом воды (1193, 1199).

В течение последующих лет (2009-2012гг.) единичные скважины работали в периодическом режиме, в основном скважины № 44р и № 1011.

В целом по объекту М1 «А» залежи на 01.01.2013 г. накопленная добыча с начала разработки составила 100,93 тыс.т нефти и 131,8 тыс.т. жидкости. Обводненность продукции в 2012 году в среднем по залежи составила 2,3%. Отбор от НИЗ составил 3,2 %, текущий КИН 0,007. Отобрано с начала разработки 42 млн. м3 прорывного газа из газовой шапки и 8 тыс. т конденсата, текущий КИК - 0,006 [1].

3.2 Технология и техника добычи газа и конденсата

В пределах «А» структуры были пробурены скважины №№41, 42, 43, 44, а в сводовой части Северо-Табаганского локального поднятия пробурена скважина №51, в которой был получен промышленный фонтан газоконденсата.

Для эксплуатации газоконденсатных скважин к применению рекомендуется пакерная схема эксплуатации.

Данная схема обеспечивает защиту от коррозии и абразивов внутренних поверхностей эксплуатационной колонны, образовавшиеся в результате воздействия флюида и технологических растворов, применяемых при техническом обслуживании скважин. Однако наличие пакера осложняет проведение исследовательских работ.

Применение беспакерных схем эксплуатации газовых, газоконденсатных месторождений сопряжено с обязательным составлением технологического плана работ, согласованного с органами Госгортехнадзора и противофонтанной службой.

По мере падения пластового давления и снижения объемов добычи, наблюдается тенденция к извлечению из скважин сначала забойных клапанов-отсекателей, а затем и пакеров. Это позволяет снизить потери давления по стволу, стабилизировать объемы добычи газоконденсатной смеси.

При применении рекомендуемой пакерной схемы, предлагается следующая компоновка лифтовой колонны:

- от устья до глубины на 50 м выше кровли продуктивного горизонта – колонна высокогерметичных насосно-компрессорных труб типа НКМ диаметром 73 мм; ниже, над кровлей продуктивного горизонта, - комплекс подземного скважинного оборудования типоразмера, 73/168-35 зарубежного и отечественного производства;

- ниже комплекса, до нижних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны, подпакерный хвостовик из насосно-

компрессорных труб типа НКМ диаметром 73 мм с установленным на конце хвостовика срезным клапаном.

Комплекс должен состоять из: циркуляционного клапана, одной насосно-компрессорной трубы, пакера, посадочного ниппеля, с устанавливаемым в нем забойным клапаном-отсекателем, срезного клапана. Срезной клапан необходимо устанавливать на башмаке подпакерного хвостовика. При необходимости, в составе комплекса, выше циркуляционного клапана, может монтироваться телескопическое соединение.

Срезной клапан предназначен для запакерования пакера и с целью уменьшения гидроудара при запакерование, должен устанавливаться на конце подпакерного хвостовика.

Подпакерный хвостовик предназначен для регулирования местоположения башмака лифтовой колонны относительно интервала вскрытия пласта и для транспортировки добываемого флюида из пласта в интервале «срезной клапан-пакер».

Пакер предназначен для герметизации затрубного пространства между эксплуатационной и лифтовой колоннами. Пакер необходимо устанавливать выше кровли продуктивного пласта на 50-100м. Исполнение пакера-станционарно-съёмное, гидравлического действия.

Посадочный ниппель предназначен для установки в нем в процессе эксплуатации забойного клапана-отсекателя или глухой пробки при ремонте с целью обеспечения противofонтанной безопасности.

Забойный клапан-отсекатель предназначен для перекрытия лифтовой колонны в аварийных ситуациях. Исполнение – съёмное, автономного действия.

Циркуляционный клапан предназначен для сообщения затрубного пространства между эксплуатационной и лифтовой колоннами с трубным пространством скважины.

Телескопическое соединение предназначено для компенсации температурных изменений длины лифтовой колонны.

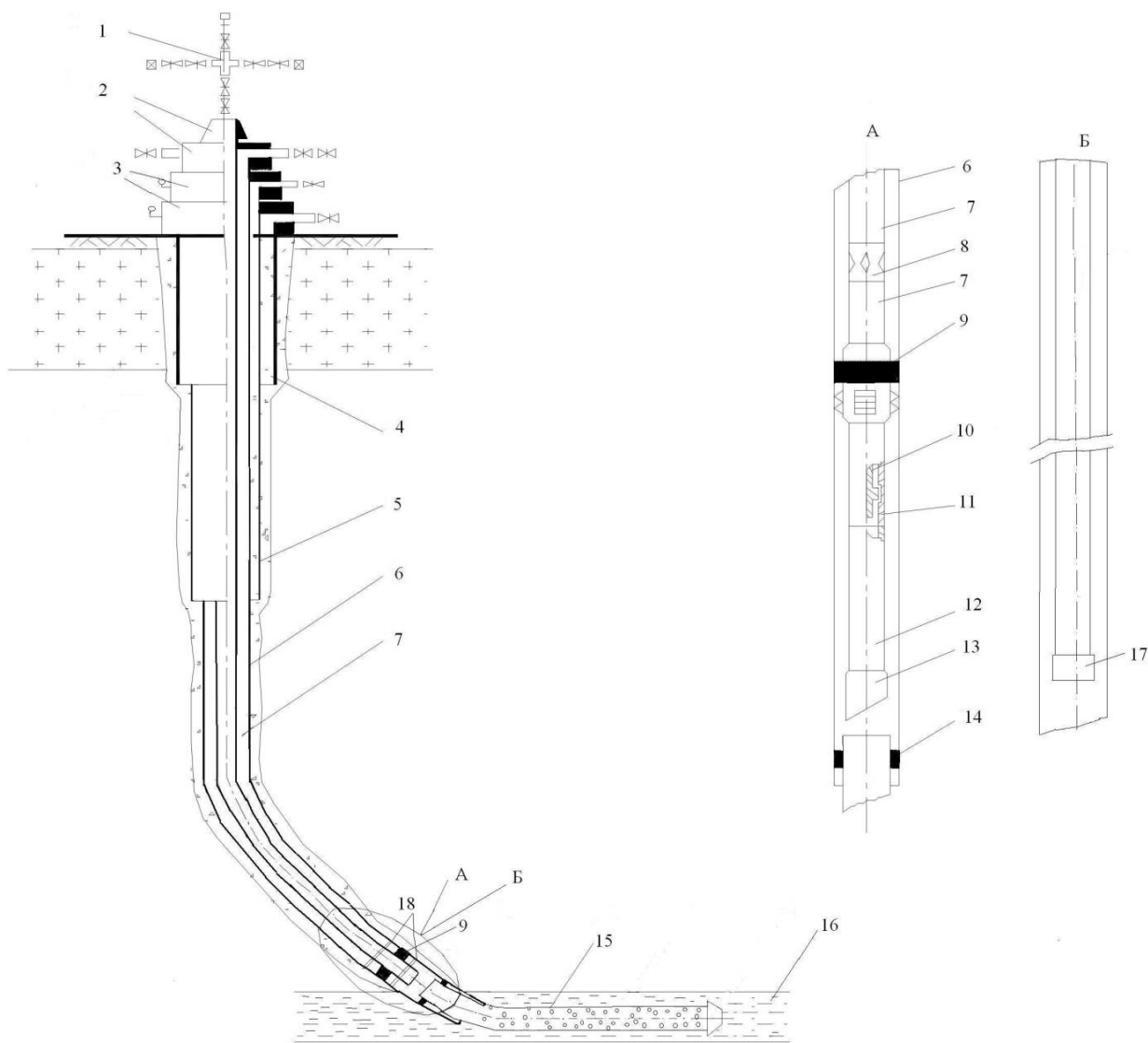
Лифтовая колонна предназначена для транспортировки добываемого флюида на дневную поверхность в интервале выше пакера.

Глубина спуска лифтовой колонны до верхних перфорационных отверстий эксплуатационной колонны.

Лифтовая колонна подвешивается в фонтанной арматуре, устанавливаемой на колонной головке. Колонная головка предназначена для обвязки устья и подвески обсадных колонн. Тип колонных головок выбирается исходя из количества обсадных колонн в конструкции скважины.

Принципиальная схема компоновки подземного и наземного оборудования наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием ствола приведена на рисунке 3.3.

Для газоконденсатных скважин могут быть рекомендованы комплексы «Барьер-6М» (ОАО «Саратовгазприборавтоматика», Россия), КОС 73/168-35 (ВНПО «Союзтурбогаз», Украина), SABL (фирма «BakerOilTool, Inc», США) и др.



- 1-елка фонтанной арматуры; 2-трубная головка фонтанной арматуры; 3-колонная головка; 4-кондуктор; 5-промежуточная колонна; 6-эксплуатационная колонна; 7-лифтовая колонна; 8-циркуляционный клапан; 9-эксплуатационный пакер;
- 10-забойный клапан-отсекатель; 11-посадочный нипель; 12-подпакерный хвостовик; 13-срезной клапан;
- 14-подвесное устройство ПХН хвостовика-фильтра; 15-хвостовик-фильтр;
- 16 - продуктивный пласт ; 17-воронка; 18-центратор.

Рисунок 3.3 – Принципиальная схема компоновки подземного и наземного оборудования наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием ствола

Для эксплуатационных газоконденсатных скважин рекомендуются колонные головки и фонтанная арматура Воронежского механического

завода, ОАО «Корвет», предприятия «Нефтепромаш» (г. Тюмень).
Техническая характеристика рекомендуемого подземного и наземного оборудования приведена в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 - Техническая характеристика комплексов подземного оборудования

Наименование показателей	Барьер- 6М	КОС 73/168-35	SABL «Baker Oil Tool, Inc», США
Рабочее давление, МПа	35	35	45
Температура скважинной среды, °С	80	100	100
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168	168;140
Диаметр лифтовой колонны, мм	73-114	73-114	73-114
Угол наклона, град.	0 - 45	0-45	0 – 45
Минимальный диаметр проходного сечения пакера, мм	67	74	68;48
Минимальный диаметр проходного сечения циркуляционного клапана, мм	70	74	68;48
Максимальный диаметр проходного сечения забойного клапана, мм	28	40	38;28
Диапазон настройки рабочих дебитов забойного клапана, млн.м³/сут.	до 0.75	1-3	1 – 3;0.5-1
Масса, кг		154	

Фонтанная арматура предназначена для обвязки устья и подвески лифтовой колонны. К применению рекомендуется фонтанные арматуры типа АФКЗа-65/65*35 К1 ХЛ, АФ6-80/65*35 К1 ХЛ (ГОСТ 13846-89).

Физико-химическая характеристика газа и конденсата, технологические показатели эксплуатации газоконденсатных скважин приведены в предыдущих главах проектного документа.

Таблица 3.2 – Техническая характеристика комплексов наземного оборудования газоконденсатных скважин

Наименование параметров	Колонная головка ОКК2-350-168(140)x245x324К1 ХЛ	Фонтанная арматура АФ6-80/65x35К1 ХЛ	Фонтанная арматура АФК3а-65/65x35К1 ХЛ
Рабочее давление, МПа	35	35	35
Температура окружающей среды, 0С	100	100	100
Условный диаметр обвязываемых труб, мм	168(140); 245; 324	–	–
Условный проход ствола и рабочих струн, мм	-	80;65	65
Габаритные размеры, мм длина	1365	3560	1500
ширина	675	1320	790
высота	1320	2710	3150
Масса, кг	1885	4010	1914

В качестве возможных способов добычи газа и конденсата в условиях эксплуатации месторождения может быть рассмотрена фонтанная эксплуатация. Фонтанная эксплуатация скважин будет производиться по 73мм лифтовым колоннам насосно-компрессорных труб.

3.3 Сбор и подготовка газа и газового конденсата

Наибольшее применение на газоконденсатных месторождениях получила централизованная система сбора. Газ и газовый конденсат от группы скважин по индивидуальным газопроводам-шлейфам поступают на установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и затем после подготовки на каждой УКПГ – в газосборный коллектор и на головные сооружения (ГС). Следует отметить, что на первых стадиях разработки газовых месторождениях широко применяли индивидуальные схемы сбора газа, когда на каждую скважину устанавливали свой комплекс оборудования для подготовки газа. Эта схема сбора отличается высокой степенью надежности, так как выход из строя одной индивидуальной установки не влияет на работу всей системы. Однако есть и свои недостатки: большой металлоемкости и рассредоточенности объектов, повышенной численности обслуживания персонала, сложной системы водо- и теплоснабжения. В настоящее время эта система не применяется.

На современных газовых месторождениях система сбора и подготовки газа включает в себя следующие сооружения: Установку предварительной подготовки газа (УППГ), УКПГ и ГС. Это общая схема, так как в зависимости от характера месторождения (чисто газовое или газоконденсатное) и других факторов процессы подготовки газа могут сосредотачиваться на УППГ, УКПГ или на УКПГ и ГС. Например, если месторождение газоконденсатное то на УКПГ проводят не только замер объема продукции каждой скважины, но и частично отделение влаги и конденсата. [4]

На промысле при подготовке газа применяют три технологических способа для удаления влаги и конденсата:

- абсорбционную осушку
- адсорбционную осушку
- низкотемпературную сепарацию (НТС)

Области применения процессов определяются конкретными условиями каждого месторождения. Например, на чисто газовых

месторождениях при подготовке газа для удаления влаги, часто применяют адсорбционную и абсорбционную сушку. Если же месторождение газоконденсатное, то наряду с вышеперечисленными методами сушки, применяют низкотемпературную сепарацию (НТС), а при высоком содержании конденсата в газе применяют также и низкотемпературную абсорбцию (НТА). В случае содержания повышенного количества углекислого газа и сероводорода, то газ очищают дополнительно на специализированных установках, а на крупных месторождениях на газоперерабатывающем заводе (ГПЗ).

Низкотемпературная сепарация осуществляется при температурах от -15°C в описанных ранее гравитационных или циклонных сепараторах с предварительным охлаждением газа. Охлаждение газа до низких температур позволяет более глубоко провести удаление влаги и конденсата. Для охлаждения газа и газового конденсата при НТС используют два метода: дросселирование газа и применение специальных холодильных машин. Метод дросселирования основан на "дроссель-эффекте" или эффекте Джоуля - Томсона, изучаемого в курсе физики. Суть этого эффекта заключается в изменении температуры газа при снижении давления на дросселе, т.е. на местном препятствии потоку газа. При положительном эффекте Джоуля - Томсона газ в процессе дросселирования охлаждается, а при отрицательном - нагревается. Для природного газа, состоящего в основном из метана, эффект Джоуля - Томсона положительный, т.е. происходит с охлаждением газа. Для дросселирования газа перед входом в сепаратор устанавливают дроссель, т.е. шайбу с узким проходным отверстием. Дросселирование газа широко применяют при низкотемпературной сепарации ввиду простоты устройства дросселя и отсутствия сложного холодильного оборудования. Однако дросселирование эффективно для охлаждения газа только при определенном устьевом давлении газовой скважины (во всяком случае не менее 6 МПа). Поэтому применение дросселирования на поздних стадиях разработки месторождения неэффективно из-за падения давления газа. В этом случае для

охлаждения газа применяют специальные холодильные машины. Применение таких машин позволяет вести подготовку газа до конца разработки месторождения, но при этом возрастают (примерно в 2-2,5 раза) капитальные вложения в обустройство промыслов. Для предотвращения образования гидратов в сырой газ вводят водный раствор гликолей, в частности диэтиленгликоль (ДЭГ) [3].

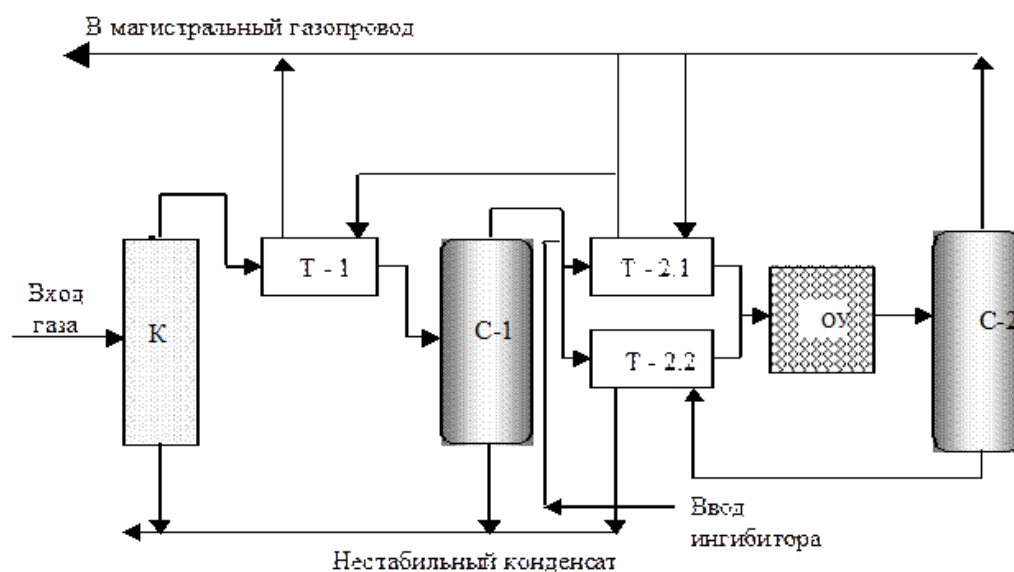


Рисунок 3.4 – Схема низкотемпературной сепарации газа на УКПГ:

К – каплеотбойник; Т – теплообменник;

С – сепаратор; ОУ – охлаждающее устройство.

Абсорбционные методы удаления влаги и конденсата из газа основаны на явлении абсорбции, т.е. поглощения влаги и конденсата жидкими веществами, называемыми абсорбентами. В качестве абсорбентов широко используют водные растворы гликолей: диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ). Применение гликолей в качестве абсорбентов объясняется тем, что они удовлетворяют требованиям, предъявляемым к абсорбентам: высокая взаиморастворимость с водой, простота регенерации, т.е. восстановления насыщенного влагой ДЭГ или ТЭГ, малая вязкость и низкая коррозионная активность, неспособность к образованию пены. Этим требованиям лучше всего удовлетворяет ДЭГ. Для извлечения тяжелых

углеводородов конденсата в качестве абсорбента применяют углеводородные жидкости. Для проведения абсорбции применяют специальные абсорбционные колонны. В корпусе колонны - абсорбера по высоте снизу-вверх последовательно расположены три секции: сепарационная, поглотительная (абсорбционная) и отбойная. Абсорбент (водный раствор ДЭГ) поступает в верхнюю часть колонны и движется сверху вниз. Газ проходит по колонне-абсорберу в противоположном направлении, т.е. снизу вверх, и контактирует с абсорбентом. В поглотительной секции абсорбера и происходит основной процесс поглощения влаги абсорбентом. Осушенный газ выходит из верхней части абсорбера, а насыщенный влагой раствор ДЭГ - из нижней части абсорбера. Регенерация насыщенного водой абсорбента осуществляется путем его нагрева в печах и испарения воды.

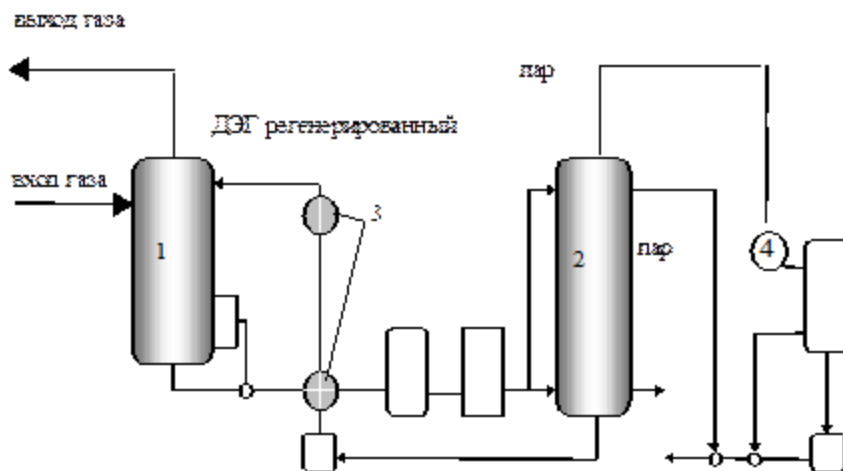


Рисунок 3.5 – Схема абсорбционной установки:

1 – Абсорбер; 2 – печь БОР; 3 – насос ДЭГа; 4 – насос конденсата.

Адсорбционный метод осушки газа связан с применением метода адсорбции, т.е. поглощения влаги твердыми веществами - адсорбентами. В качестве адсорбентов используют твердые пористые вещества, имеющие

развитую удельную поверхность: активированные угли, силикогели, цеолиты естественные и искусственные. Насыщенные водой и конденсатом вещества-адсорбенты могут быть регенерированы за счет удаления поглощенной влаги и повторно использованы. Этот процесс называют десорбцией. Адсорбционную осушку газа осуществляют на адсорбционной установке, в состав которой входят две или более колонн - адсорберов. Когда один из аппаратов работает в режиме адсорбции, то другой - в режиме регенерации - десорбции. При режиме адсорбции сырой газ проходит в аппарате через слой адсорбента, где очищается от влаги и конденсата. В таком режиме аппарат работает обычно 8 ч (реже 16 или 24 ч). За это время слой адсорбента насыщается влагой и конденсатом. После этого аппарат переключается на работу в режиме регенерации. При регенерации адсорбента часть сырого газа нагревают в нагревателях до температуры 200-300° С и затем подают в колонну. Нагретый газ, проходя через слой насыщенного влагой и конденсатом адсорбента, поглощает влагу и конденсат и выводит их за пределы колонны. Затем циклы адсорбции и десорбции периодически повторяют. Адсорбционные методы осушки газа по сравнению с абсорбционными позволяют провести более глубокую очистку газа от влаги со снижением точки росы до -50° С и ниже. Поэтому адсорбционные процессы осушки газа находят применение на северных газовых месторождениях.

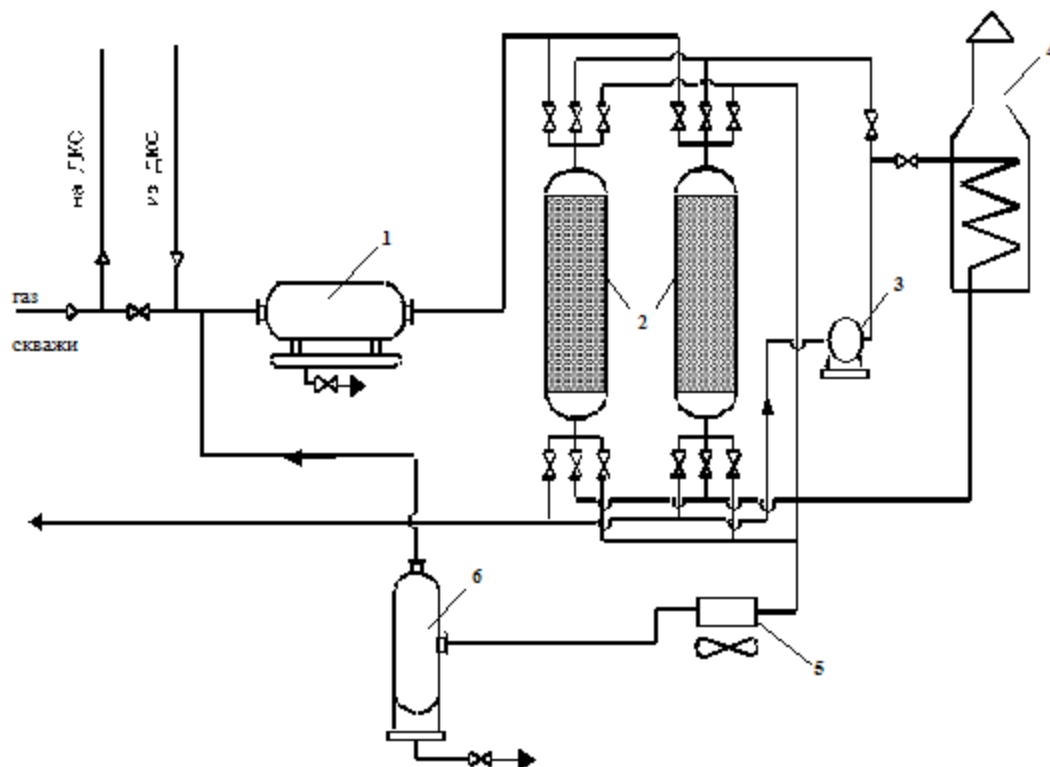


Рисунок 3.6 – Технологическая схема адсорбционного цеха УКПГ:

- 1 – сепаратор; 2 – адсорберы; 3 – компрессор;
4 – печь огневого регенерации; 6 – сепаратор

Глубина осушки газа перед подачей его в магистральные газопроводы определяется отраслевым стандартом Мингазпрома ОСТ 51.40-83 "Газы горючие, подаваемые в магистральные газопроводы", где установлена точка росы по влажности в разных климатических зонах. Точка росы - температура, до которой должен охладиться газ, чтобы достигнуть состояния насыщения водяным паром. При достижении точки росы в газе начинается конденсация влаги, что приводит к образованию гидратов. Поэтому для умеренной зоны нашей страны в период с 1 мая по 30 сентября точка росы газа по влаге не должна превышать 0°C , а с 1 октября по 30 апреля - $(-5)^{\circ}\text{C}$. В холодной зоне нашей страны точка росы газа по влаге соответственно не должна превышать -10 и -20°C .

На месторождениях с повышенным содержанием сероводорода газ перед подачей в магистральный газопровод должен быть очищен от

сероводорода. С другой стороны, сероводород - ценное сырье для получения высококачественной элементарной серы и серной кислоты. Поэтому отделенный от газа сероводород используют для получения серы и серной кислоты. Для удаления из газа сероводорода наиболее часто применяют абсорбционные методы, которые можно разделить на следующие три группы:

- абсорбция сероводорода за счет его физического растворения в абсорбенте, в качестве которого применяют ацетон, трибутилфосфат;
- абсорбция сероводорода как за счет физического растворения, так и за счет одновременно протекающих химических реакций взаимодействия вещества-абсорбента с сероводородом; в этом случае в качестве абсорбентов применяют смесь растворителя - сульфинола и химического поглотителя - диизопропаноламина и воды;
- абсорбция сероводорода и углекислого газа при их химическом взаимодействии с химически активной частью абсорбента; в качестве абсорбентов при этом применяют моноэтаноламин (МЭА), диэтаноламин (ДЭА), триэтаноламин (ТЭА).

Наибольшее применение в практике очистки газа от сероводорода и углекислого газа нашел абсорбционный метод с применением в качестве абсорбентов водных растворов МЭА или ДЭА. Абсорбцию газа для очистки его от сероводорода и углекислого газа проводят в абсорберах, где газ движется снизу вверх и взаимодействует со встречным потоком водного раствора МЭА или ДЭА [2].

3.3.1 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции газоконденсатных скважин

По проекту на полное развитие планируется ввести 1 газоконденсатную скважину из бурения на М1 Северо-Табаганской газоконденсатной залежи с максимумом добычи конденсата 16,1 тыс.т/год. Ввиду небольшого объема добычи и отсутствия к этому моменту

промышленной добычи газа вся продукция этой скважины будет транспортироваться по газопроводу длиной 9 км на ДНС «А» месторождения.

Согласно рекомендуемому варианту разработки максимальная добыча газа достигает в 2031 г. – 493 млн.м³/год.

Учитывая незначительное количество скважин, эксплуатирующих газовые залежи, для обустройства системы сбора продукции данных скважин целесообразно применить индивидуальную закрытую схему. В соответствии с условиями района проектирования прокладка шлейфов системы сбора предусматривается подземная, без теплоизоляции. Противокоррозионная изоляция шлейфов предусматривается согласно действующим нормативным документам. Сортамент труб для шлейфов принимается 108х12 мм. Параллельно выкидным линиям прокладываются трубопроводы 57х4 мм для подачи на устья скважин ингибиторов гидратообразования, коррозии и парафиноотложений, возможно также для подачи рабочего реагента для газлифта. При проектировании схемы подготовки продукции скважин необходимо учитывать наличие необходимой инфраструктуры, направление транспорта и требования к кондициям подготовки продуктов. Проектирование внутрипромысловых объектов сбора, транспорта, подготовки, газа и конденсата производить согласно (ВНТП 01/87/04-84).

Для подготовки природного газа необходима установка комплексной подготовки газа (УКПГ) в блочном исполнении. Подобные установки предназначены для подготовки продукции скважин малых и средних газоконденсатных и газовых месторождений к транспортировке с предварительным выделением из углеводородной смеси конденсата и воды.

ООО «ТюменНИИгипрогаз» производит подобные установки производительностью 50..2000 тыс.нм³/сут. Комплектация УКПГ зависит от исходного состава сырья и требуемого качества получаемой продукции. Минимальный набор оборудования, обеспечивающий технологический процесс подготовки газа:

- сепаратор входной ступени;

- рекуперативный теплообменник;
- редуцирующее устройство;
- низкотемпературный сепаратор;
- емкости для разделения конденсата и воды;
- факельное устройство.

УКПГ выпускается в блок-модульном исполнении полной заводской готовности, допускающем доставку на железнодорожных платформах. Возможно комплектование вспомогательным оборудованием: дренажные емкости, емкости и насосы для метанола, котельная, операторская и др.

На выходе установки:

- подготовленный согласно требованиям отраслевого стандарта ОСТ 51.40-93 природный газ, готовый к транспортировке по трубопроводу (метан с допустимыми долями этана и пропана);
- дезтанизованный или стабилизированный конденсат, подготовленный к вывозу авто- или ж/д-цистернами (с давлением насыщенных паров не более 500 мм рт. ст., объемом от 20 до 450 г на 1 м³ исходного сырья).

Характеристики УКПГ представлены в таблице 3.3. Установка имеет малые габариты и мобильность (горизонтальное исполнение блока, который легко помещается в ж/д и автомобильные транспортные габариты: ширина 3 м, длина 6-12 м, высота до 4 м) и имеет приспособленное для российских климатических условий исполнение блоков (отопление, освещение, сигнализация смонтированы в блоке) [1].

Таблица 3.3 – Технические характеристики УКПГ

Показатели	Параметры	Показатели	Параметры
Рабочая среда		Точка росы, °С	
– на входе	природный газ из скважин	– Летом	–10
– на выходе	природный газ по ОСТ 51.40.93	– Зимой	–20
Давление рабочей среды, МПа		Температура, °С	
– на входе	до 25	— рабочей среды	по технологическому регламенту
– на выходе	по требованию заказчика	— окружающей среды	от –60 до +45
Производительность, м ³ /сут.	от 50000 до 2000000	— внутри помещений	не менее +5
Отопление	незамерзающая жидкость от собственной котельной или вода от магистральной теплосети	Масса блоков, кг	до 40000

На рисунке 3.7 представлена расчетная схема газопроводов от кустов скважин до УКПГ. Расчеты произведены согласно СП 34-116-97 на год максимальной добычи. Давление на входе УКПГ составляет 19,0 МПа.

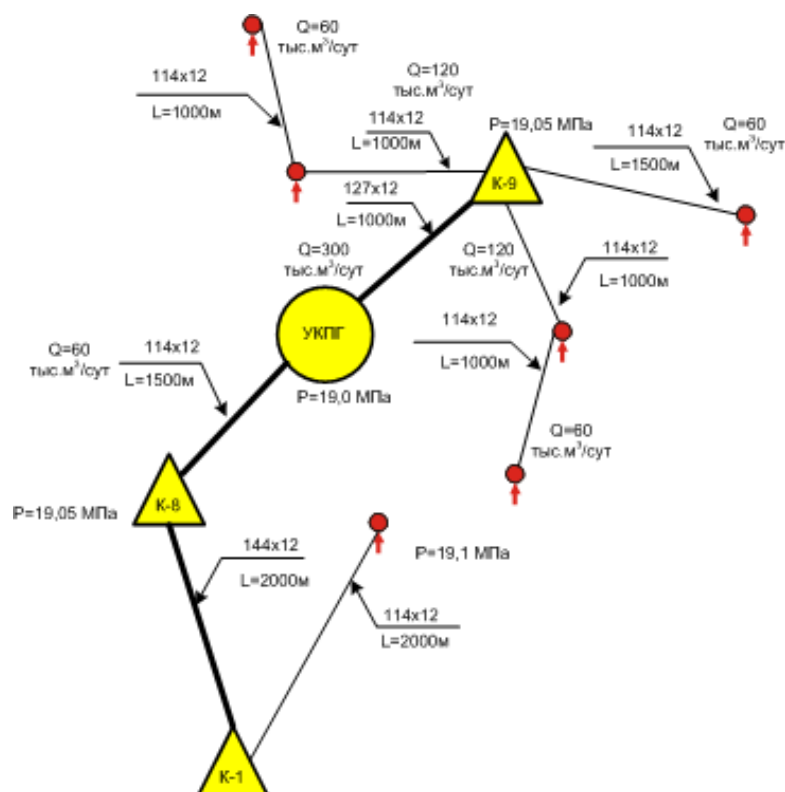


Рисунок 3.7 - Расчетная схема участка газотранспортной системы от кустов скважин до УКПГ «А» месторождения

Вариант переработки природного газа «А» месторождения зависит от инфраструктуры потребителей газа в 2045 г.

3.3.2 Осложнения в системе сбора и подготовки продукции скважин

При эксплуатации газоконденсатных скважин возможны следующие осложнения: гидратообразование в стволе скважин и в системе сбора продукции, коррозия внутрискважинного и наземного оборудования и скопление жидкости в стволах на завершающей стадии разработки. Реальная степень опасности и виды осложнений определяются в процесс эксплуатации месторождения, поэтому необходим мониторинг для своевременного принятия мер[5].

Мероприятия по предупреждению гидратообразования

Основные проблемы при эксплуатации систем сбора и подготовки продукции газоконденсатных скважин связаны с образованием газовых гидратов. Борьба с гидратообразованием достаточно хорошо освоена в газовой промышленности. На практике, прежде всего, стараются обеспечить безгидратный режим эксплуатации (путем регулирования расхода, температуры и/или давления технологической среды, применения теплоизоляции в сочетании с обогревом оборудования). Если же поддержание безгидратного режима (постоянно или в экстренных ситуациях) не гарантируется, то практикуется подача в поток технологической среды (в особо проблемные участки оборудования) ингибитора.

В качестве ингибиторов образования гидратов чаще всего используют водные растворы метанола или гликолей. Последние менее токсичны, но это, пожалуй, их единственное преимущество. Обычно предпочтение отдается метанолу, исходя из следующих соображений:

- можно приготовить водометанольный раствор (ВМР), не застывающий при любой возможной в природе Земли температуре;
- низкая вязкость концентрированного метанола и его водных растворов повышает равномерность их распределения в технологических средах и оборудовании, вследствие чего увеличивается эффективность применения ингибиторов;
- при регенерации ВМР концентрированный метанол отбирается в качестве верхнего прогона ректификационной колонны, а вода, соли и механические примеси выводятся с низа колонны (кубовый остаток) и подаются на утилизацию;
- стоимость метанола ниже стоимости гликолей в несколько раз;
- в связи с большей летучестью метанол обладает способностью быстро разлагать уже образовавшиеся гидратные пробки (поэтому наличие

метанола на установке необходимо даже в случае применения гликолей).

Учитывая изложенные выше соображения, в качестве реагента, ингибирующего гидратообразование, рекомендуется принять метанол.

Для постоянной дозированной подачи метанола в критические точки технологической схемы, где возможно образование гидратов (устья скважин, дросселирующие устройства, теплообменники и др.) применяют специальные устройства – дозирочные насосы, панели распределения ингибитора (ПРИ) или устройства ввода ингибитора (УВИ). Расход метанола на профилактику гидратообразования обычно составляет 1,5..2 г/м³ газа, причем примерно половина этого количества подается на устья скважин, а остальное в технологическую схему установки подготовки газа [1].

Мероприятия по предупреждению коррозии

В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ (среднее содержание составляет 2,27 %). Поэтому продукция скважин обладает повышенной коррозионной активностью и может вызвать интенсивную коррозию скважинного и газопромыслового оборудования. Основным видом коррозионных повреждений скважинного оборудования – локальная коррозия внутренней поверхности НКТ. Для «А» месторождения рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, обладающих соответствующими антикоррозионными свойствами и применение ингибиторов коррозии. Главным требованием, предъявляемым к ингибитору коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии.

К испытанию могут быть рекомендованы следующие ингибиторы коррозии:

– Олазол-1, Олазол Т2П и другие модификации представляют собой раствор смеси азотсодержащих соединений в органическом

растворителе (разработка Всероссийского научно-исследовательский институт коррозии ОАО «ВНИИК», г. Москва);

- СНПХ-1004, СНПХ-6301, СНПХ-6014 – катион активное ПАВ и смеси органических растворителей – защита систем нефтесбора и утилизации сточных вод, содержащих H_2S и CO_2 , подавление роста сульфатвосстанавливающих бактерий;

Кроме этого существует множество ингибиторов коррозии, таких как: Dodicor 1830, Сонкор и др.

Выбор реагентов по защите внутренней поверхности металлов от коррозии производится по результатам лабораторных и промысловых исследований конкретных коррозионно-активных сред и промысловым испытаниям различных марок ингибиторов коррозии в этих средах, как правило, в начальный период эксплуатации месторождения.

Решающими при выборе ингибитора коррозии в большей мере являются их эффективность и стоимостные показатели.

Подачу ингибиторов коррозии в газоконденсатные скважины (обработки скважин ингибиторами коррозии) осуществляют следующими способами.

- Периодическое нагнетание раствора ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта;
- Периодическая подача раствора ингибитора коррозии в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ;
- Постоянная подача ингибитора коррозии в затрубное пространство.

Контроль за коррозионным состоянием оборудования помимо визуального осмотра должен осуществляться установкой контрольных образцов-свидетелей и по содержанию ионов железа в продукции скважины [1].

3.4 Моделирование процесса очистки газа от углекислого газа пропиленкарбонатом в программе Aspen Hysis

Постановка задачи: CO_2 поглощается пропиленкарбонатом в насадочной колонне. Поток газа на входе состоит из 2,27 мол% CO_2 ; 84,69 моль% метана; 4,71 мол% этана; 2,65 мол% пропан; 0,49 мол% изо-бутан; 0,75 мол% норм-бутан; 0,01 мол% гелий; 0,53 мол% азота; 3,91 мол% конденсата C_5+ . Газовый поток протекает со скоростью 2 м³/с, колонна работает при 60 °С и 60,1 атм. Расход растворителя на входе 2000 кмоль/ч. Определить концентрацию CO_2 моль%, в потоке газа на выходе.

Порядок работы:

1. Выбрать компоненты.
2. Начало моделирования
3. Задание условий и составов потоков
4. Запуск моделирования
5. Получение расчетных параметров

1. Выбор компонентов

Во вкладке «*Component List*», добавили метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), изо-бутан (C_4H_{10}), норм-бутан (C_4H_{10}), гелий (He), азот (N_2), двуокись углерода (CO_2), пропилен карбонат ($\text{C}_3=\text{Carbonate}$), конденсат C_5+ . (Рисунок 3.8)

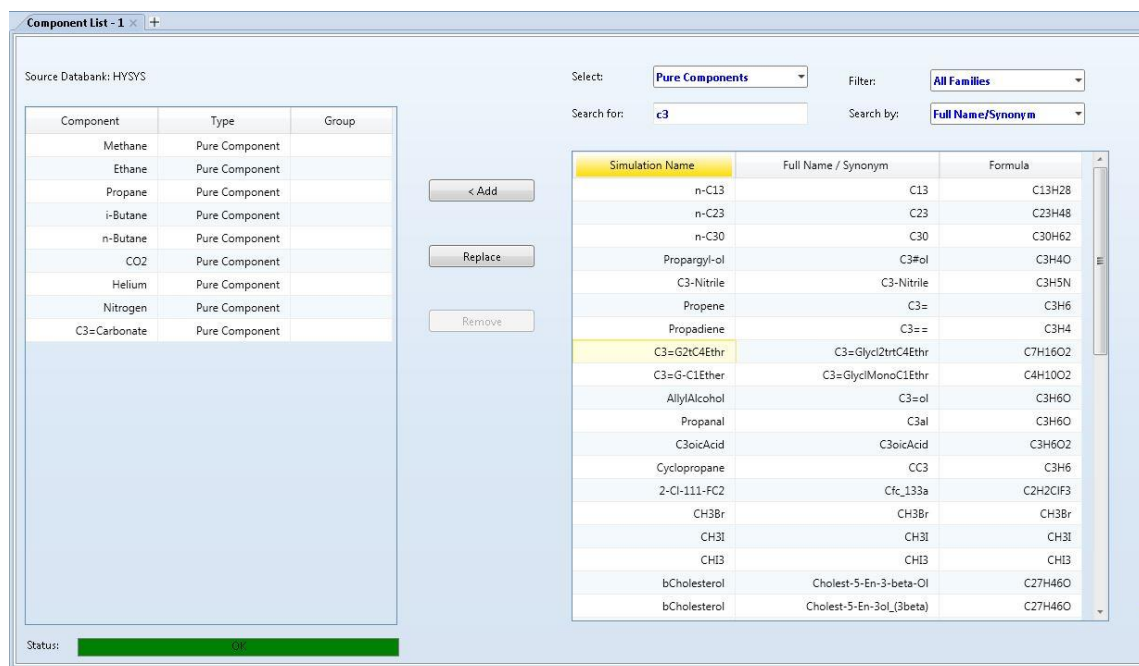


Рисунок 3.8 – Добавление компонента

2. Начало моделирования

Выбрали «*Absorber*» в палитре объектов. Дважды щелкнув на «*T-100*», открыли окно «*Absorber Column Input Expert*». Назвали потоки: Solvent In – растворитель на входе, Gases In – газ на входе, Gases Out – газ на выходе, Liquid Out – жидкость на выходе.

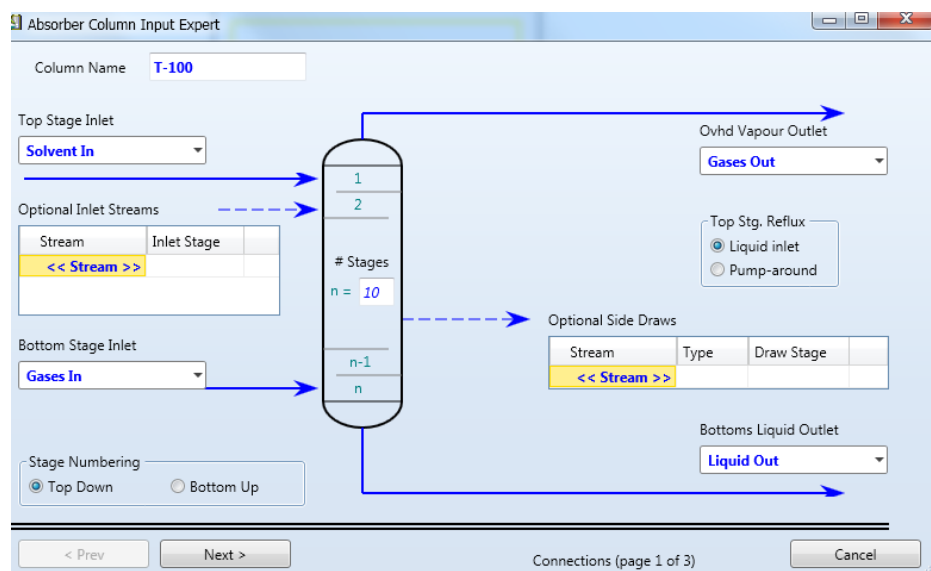


Рисунок 3.9 – Окно колонны. Имена потоков

После чего ввели давления и температуры сверху и снизу.

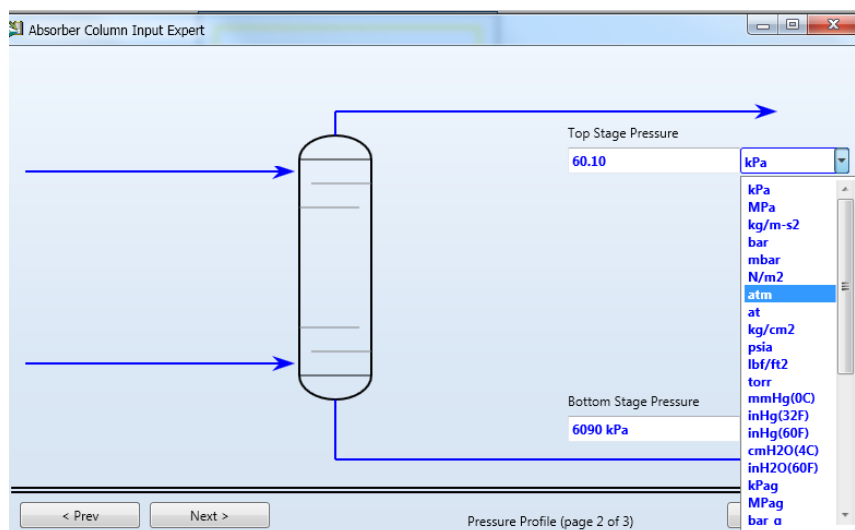


Рисунок 3.10 – Ввод давления в колонне

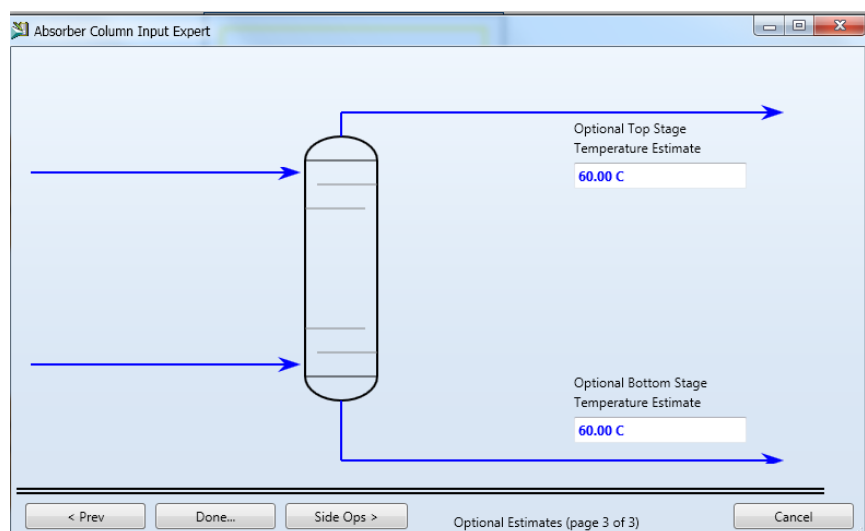


Рисунок 3.11 – Ввод температуры колонны

3. Задание условий и составов потоков

В «*Flowsheet Main*» ввели значения для растворителя с температурой (60 °C), давлением (60,1 атм) и молярным расходом (2000 кмоль/ч) (Рисунок 3.12).

Material Stream: Solvent In	
Stream Name	Solvent In
Vapour / Phase Fraction	<empty>
Temperature [C]	60.00
Pressure [kPa]	6090
Molar Flow [kgmole/h]	2000
Mass Flow [kg/h]	<empty>
Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	<empty>
Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	<empty>
Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	<empty>
Heat Flow [kJ/h]	<empty>
Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	<empty>
Fluid Package	Basis-1
Utility Type	

Unknown Compositions

Delete Define from Other Stream...

Рисунок 3.12 – Задание условий потока *Solvent In*

После ввода температуры, давления и расхода растворителя, во вкладке «*Composition*» указали мольную долю компонента в потоке растворителя. Этот поток состоит только из карбоната пропилена (рисунок 3.13).

Другой входящий поток «*Gases In (газ на входе)*» также должен быть определен таким же образом (рисунок 3.14).

Material Stream: Solvent In	
	Mole Fractions
Methane	0.0000
C3=Carbonate	1.0000
CO2	0.0000

Total 1.00000

Edit... View Properties... Basis...

OK

Delete Define from Other Stream...

Рисунок 3.13 – Задание состава потока *Solvent In*

Worksheet Attachments Dynamics		
Worksheet		
Conditions	Stream Name	Gases In
Properties	Vapour / Phase Fraction	1.0000
Composition	Temperature [C]	60.00
Oil & Gas Feed	Pressure [kPa]	6090
Petroleum Assay	Molar Flow [kgmole/h]	304.5
K Value	Mass Flow [kg/h]	6588
User Variables	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h]	16.30
Notes	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-1.384e+005
Cost Parameters	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	153.2
Normalized Yields	Heat Flow [kJ/h]	-4.216e+007
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	7178
	Fluid Package	<i>Basis-1</i>
	Utility Type	

Рисунок 3.14 – Задание условий для потока *Gases In*

Worksheet Attachments Dynamics		
Worksheet		
Conditions		Mole Fractions
Properties	Methane	0.8469
Composition	n-Butane	0.0075
Oil & Gas Feed	Helium	0.0001
Petroleum Assay	C5+*	0.0391
K Value	C3=Carbonate	0.0000
User Variables	CO2	0.0226
Notes	Nitrogen	0.0053
Cost Parameters	i-Butane	0.0049
Normalized Yields	Propane	0.0265
	Ethane	0.0471
Total		1.00000
Edit... View Properties... Basis...		

Рисунок 3.15 – Задание состава потока *Gases In*

4. Запуск моделирования

Дважды щелкнув по «*T-100*». Запускаем моделирование нажав на кнопку «*Run*», расположенную в нижней части окна. (рисунок 3.16).

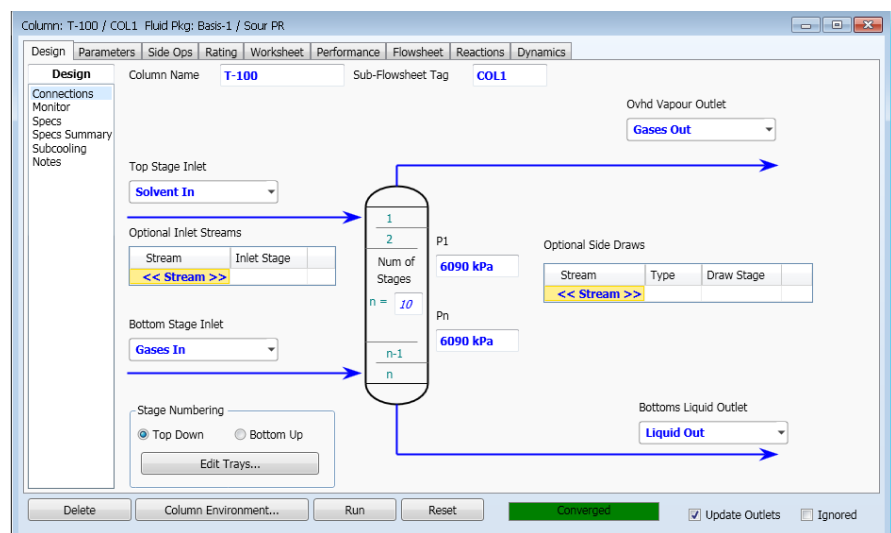


Рисунок 3.16 – Расчет колонны успешно завершен

5. Получение расчетных параметров

Перейдя в окно «*Flowsheet Main*» и дважды щелкнув на поток «*Gases Out*» можно увидеть содержание CO_2 в выходящем газе. Результаты приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты влияния абсорбента на состав газа.

	Начальны й состав пластовог о газа	Расход абсорбента 1000 кмоль/час	Расход абсорбента 2000 кмоль/час
Молярная концентрация, %:			
Метан	0,8469	0,97930114	0,98498570
Этан	0,0471	0,01150921	0,00008944
Пропан	0,0265	0,00002729	0,00000003
Изобутан	0,0049	0,00000050	0,00000000
Норм.бутан	0,0075	0,00000001	0,00000000
Двуокись углерода	0,0226	0,00051567	0,00000094
Азот	0,0053	0,00844633	0,01464692
Гелий	0,0001	0,00014479	0,00022325
C5+	0,0391	0,00000000	0,00000000

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Исходные данные

Оценка эффективности инвестиций в строительство установки низкотемпературной сепарации газа, выполнена с учетом основных положений, изложенных в “Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов”, утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике (№ ВК 477 от 21.06.1999 г.). Пропускная способность установки составляет 2,45 млрд. куб. м в год. Период оценки принят равным 14 годам, первый расчетный год – 2004г.

4.2 Капитальные вложения и эксплуатационные расходы

Общая стоимость капиталовложений в проект установки низкотемпературной сепарации составляет 140 миллионов долларов, с учетом сооружения дожимной компрессорной станции, введенной в эксплуатацию в 2007 году капиталовложения в которую составляют 60 миллионов долларов.

Расчет годовых эксплуатационных затрат проводится на основании калькуляции затрат по эксплуатации и техническому обслуживанию УКПГ:

1) Расчет затрат на подачу метанола производим по следующей формуле:

$$З = Q * Z,$$

где Q – Количество расходуемого метанола в год,

Z – Цена за тонну, руб.

При этом учитывается сооружение колонны отдувки метанола в 2008 году, благодаря которой удельная норма расхода метанола уменьшилась в 2 раза. Расчет затрат на подачу метанола соответственно до сооружения колонны отдувки и после представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Затраты на подачу метанола

№ п/п	Удельная норма расхода, г/м ³	Объем подготовки, тысяч м ³	Количество, тонн	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	0,83	2453000	2036	4200	8551200
2	0,42	2453000	1030	4200	4326000

2) Расчет затрат по статье «Электроэнергия».

Так как на УКПГ при подготовке газа используются сепараторы и компрессоры, то расчет затрат на электроэнергию производим следующим образом: объем подготовки газа умножаем на удельную норму расхода электроэнергии на 1000 м³, полученную электроэнергию умножаем на стоимость 1 кВт/ч. Максимум нагрузки умножаем на стоимость 1 кВт или 1000 Вт. Далее полученные суммы за кВт/ч и кВт складывают. Расчет затрат на электроэнергию представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Расчет затрат на электроэнергию

Расчетные данные	Ед. изм.	Количество
1. Объем подготовки газа	тыс. м ³	2453000
2. Удельная норма расхода	кВт*ч/тыс.м ³	0,25
3. Количество электроэнергии	кВт*ч	613250
4. Средняя стоимость кВт*час	руб.	3,25
Итого	руб.	1993062,5

Всего затрат на электроэнергию составили: 1993062,5 руб.

3) Расчет затрат по статье «Амортизация».

Сумма амортизации рассчитывается исходя из среднегодовой стоимости оборудования, нормы амортизации в процентах к среднегодовой стоимости. Движение основных фондов на УКПГ не рассматриваем, так как в течение года основные фонды не выбыли с предприятия и поступления новых не наблюдалось. Расчет затрат на амортизацию представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3. Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта	Среднегод. стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Сепаратор, 2 шт.	1300000	8	208000
Дренажная емкость	811625	5	40581,25
Узел учета газа	920500	8	73640
Узел учета конденсата	292159	5	14607,95
Разделитель жидкости, 2 шт.	1600000	5	160000
Теплообменник «газ-газ», 2 шт.	2000000	11	440000
Теплообменник «конденсат-конденсат», 2шт.	2200000	10	440000
Коллектор	1837850	9	165406,5
Операторная	1002780	8	80222,4
Итого			1622458,1

Всего отчисления на амортизацию составили: 1622458 рублей

4) Расчет затрат по статье «Транспорт».

Транспорт для непрерывного технологического процесса заказываем у транспортных предприятий, поэтому расчет затрат на транспорт производим исходя из стоимости машино-часа и 1 км пробега и отработанных Машино-часов, и совершенных километров пробега. Всего для работы и обслуживания УКПГ требуется 4 единицы техники.

Таблица 4.4. Затраты по транспорту

Наименование	Марка	Стоимости 1 км, руб.	Пробег, км.	Затраты на транспорт, руб.
Вахтовая машина, 2 шт.	Урал "Вахта"	40	2000	160000
Бортовая машина	"ЗИЛ" 131	35	2500	87500
Автозаправщик	Т 371	60	2350	141000
Итого				388500

5) Расчет затрат на заработную плату операторов, обслуживающих УКПГ.

Расчет заработной платы основного персонала УКПГ осуществляется по тарифным ставкам за фактически отработанное время с учетом процента на доплаты и премию, размера районного коэффициента и северной надбавки. На УКПГ 4 бригады операторов по 4 человека в каждой: 1 человек – оператор 3 разряда, 2 человека – оператора 4 разряда, 1 человек – оператор 5 разряда, руководителей и специалистов – 3 человека, процент доплат за и в ночное время – 10%, процент премии – 50%, районный коэффициент – 1,5, северная надбавка 25%.

Таблица 4.5. Расчет затрат на заработную плату.

Фонд оплаты труда работающих										
Профессия	Разряд	Кол-во.	Тарифная ставка, руб.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия, доплаты и надбавки 50%	Основная ЗП, руб.	Дополнительная ЗП (15%), руб.	Северная надбавка 25%	Район коэф. 1,5	Общ. Фонд ЗП, руб.
Оператор технологических установок	3	2	350	10850	5425	16275	1085	4068,75	24412,5	45841,25
Оператор технологических установок	4	4	400	12400	6200	18600	1240	4650	27900	52390
Оператор товарный	5	2	500	15500	7750	23250	1550	5812,5	34875	65487,5
Специалист	8	2	600	18600	9300	27900	1860	6975	41850	78585
Гл. Специалист	9	1	700	21700	10850	32550	2170	8137,5	48825	91682,5
Руководитель	11	1	850	26350	13175	39525	2635	9881,25	59287,5	111328,8
Итого										445315

Всего затрат на заработную плату в год составляет:

$445315 \cdot 12 = 5343780$ руб.

б) Расчет затрат по статье «Отчисление на социальные нужды».

Отчисления на социальные нужды производят в размере 30% от фонда заработной платы, в который входят: выплаты по больничным листам, фонд социального страхования.

$$З_{\text{соц.нужды}} = \text{ФОТ} \cdot N_{\text{отч}}$$

где, ФОТ – фонд оплаты труда (5343780 руб.),

$N_{\text{отч}}$ – норма отчислений по фондам.

$$З_{\text{пенс.фонд}} = 5343780 \cdot 30\% = 1603134 \text{ руб.}$$

Всего затрат на социальные нужды: 1603134 руб.

7) Составление сметы затрат на стоимость подготовки газа.

Таблица 5.6. Расчет сметы затрат

Наименование элемента	Общая сумма, тыс. руб.	
	2005-2007г	2008-2017г
Расход метанола	8551,2	4326
Электроэнергия	1993,1	
Амортизация	1622	
Транспорт	388	
Заработная плата	5343	
Отчисления на социальный нужды	1603	
Итого	19500,3	15275,1

5.3 Экономическая эффективность

Эффективность строительства установки низкотемпературной сепарации определяется рядом экономических показателей, отражающих соотношение понесённых затрат и полученных результатов в пределах расчётного периода.

К основным показателям, отражающим эффективность строительства, относится чистый дисконтированный доход, который определяется как сумма текущих эффектов каждого года за весь расчётный период, приведённая к первому году при заданной норме дисконта.

При определении финансового результата по каждому году принята следующая последовательность выплат из тарифной выручки:

- 1) эксплуатационные расходы, включая налоговые отчисления;
- 2) налоги, выплачиваемые из прибыли (налог на имущество, налог на прибыль).

В таблице 5.8 приведены сводные технико-экономические показатели эффективности инвестиций в данное строительство.

Таблица 4.8 Основные технико-экономические показатели реконструкции

Показатели	Значения
1. Проектный период, годы	14
2. Плановые показатели реализации газа, млрд. м ³	
- за проектный период	31,1
- в год максимального грузооборота	2,452
3. Тариф на транспортировку и реализацию газа, руб./тыс.м ³	9055,53
4.Тарифная выручка, млрд. руб.	
- за проектный период	281,34
- в год максимального грузооборота	22,21
5. Капитальные вложения, млрд.руб.	3,936
6.Эксплуатационные расходы, млн. руб.	
- за проектный период	191,751
- в год максимального грузооборота	19,5
7. Доход инвестора или денежный поток, млн. руб.	
-за проектный период	221,035
-в год максимального грузооборота	17,76
8. Дисконтированный доход, млрд. руб.	
- 10 %	106,38
- 15 %	78,55
9.Срок окупаемости капиталовложений, годы	2

В ходе проведённых расчётов было установлено, что срок окупаемости капитальных вложений для установки низкотемпературной сепарации 2 года. За проектный период инвестор получит ЧДД в размере 221,035 млрд. руб.

Проект финансово реализуем, поскольку ЧДД>0 и составляет 221,03 млрд. руб., срок окупаемости 2 года.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основной целью данного раздела является создание оптимальных норм для улучшения условий труда, обеспечения производственной безопасности человека, повышения его производительности, сохранения работоспособности в процессе деятельности, а также охраны окружающей среды.

В данном разделе были рассмотрены все опасные и вредные факторы с точки зрения безопасности человека, атмосферы, гидросферы и литосферы, действующие в процессе строительства скважины.

Проанализированы возможные аварийные ситуации, которые могут возникнуть на производстве, дана их оценка и предложены методы предупреждения и ликвидации.

6.1. Анализ вредных факторов

6.1.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Некоторые виды работ проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различными метеорологическими условиями (температура, влажность воздуха, ветра, естественные излучения). Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: нормально при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах 35-70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - влажным. Как одно, так и другое, отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляются ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение [11].

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью, устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (кульбуди) и т. д.

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств.

Для снижения негативного воздействия производственных факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты и предохранительные приспособления.

Средства индивидуальной защиты необходимы для защиты рабочих от вредных и опасных веществ, от кровососущих насекомых.

К средствам индивидуальной защиты относятся: инцифалитный костюм (от кровососущих насекомых), сапоги кирзовые, каска, подкасник, рукавицы, брезентовый плащ, комбинезон летний, штаны ватные, телогрейка, меховые рукавицы, мази или спреи (в летнее время) для защиты от кровососущих насекомых.

6.1.2 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.

К химическим и биологическим факторам относятся вредные вещества, которые при контакте с организмом человека в случае нарушения требования безопасности может вызвать производственные травмы, профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья. Рассмотрим основные вредные вещества, которые встречаются при работе на нефтегазодобывающих предприятиях:

– Нефтяной газ – это смесь углеводородов метанового ряда с небольшим содержанием двуокиси углерода и азота. Молекулярный вес нефтяного газа «А» месторождения колеблется от 18,3 до 24,1 г/м³. Пары углеводородов метанового ряда не ядовиты, но обладают удушающими свойствами. Снижение содержания воздуха в помещении в результате повышения концентрации газа (метана) до уровня не ниже 16 % переносится без заметного действия, до 14 % приводит к легкому физиологическому расстройству, до 12 % вызывает тяжелое физиологическое действие, до 10 % смертельно опасное удушье. Нефтяной газ – это горючий газ и при его содержании в воздухе помещения от 4,5 до 15 % образуется взрывоопасная

концентрация, которая при наличии источника огня взрывается. ПДК составляет – 300мг/м³.

– Газовый конденсат – это смесь сжиженных газов, легкого бензина, воды. Испаряясь, воздействует на организм человека как легкое наркотическое вещество. При вдыхании воздуха с 10 % содержанием пропана или бутана в течении 2 минут появляется головокружение. Общий характер действия повышенных концентраций этих углеводородов напоминает опьянение.

– Полигликоль – темная жидкость, вязкая, горючая, почти не летучая, имеет горьковато-сладкий вкус. Полигликоль гигроскопичен и при хранении меняет цвет. Из-за низкой упругости насыщенных паров полигликоль не представляет опасности ингаляционных отравлений, не вызывает раздражения слизистых оболочек глаз, дыхательных путей и кожных покровов. При попадании в организм человека через пищевод, полигликоль вызывает отравление, воздействуя на нервную систему и почки [6].

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – обязательные санитарные нормативы для использования при проектировании производственных зданий, технологических процессов, оборудования и вентиляции, а также для предупредительного и текущего санитарного надзора.

Содержание в организме вредных веществ, поступающих в него различными путями (при вдыхании, через кожу, через рот) не должно превышать биологических ПДК.

Концентрации при ежедневной работе по 8 часов или при другой продолжительности рабочего дня, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа не могут вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья. Для снижения негативного воздействия производственных факторов предусмотрены средства индивидуальной защиты.

6.1.3 Повышенный уровень шума.

Источником шума является любой процесс, вызывающий местное изменение давления либо механические колебания в жестких, водянистых либо газообразных средах. Источниками шума могут быть двигатели, насосы, компрессоры, турбины и т.п.

Чрезмерный шум может стать причиной нервного истощения, психической угнетённости, вегетативного невроза, язвенной болезни, расстройства эндокринной и сердечно-сосудистой систем.

Предельно допустимые уровни шума на рабочих местах для трудовой деятельности в виде легкой физической нагрузки и средней степени напряженности - 80дБ [12].

Одним из эффективных средств борьбы с производственным шумом является использование биметаллов. Технические средства защиты от шума: звукопоглощение, звукоизоляция, экранирование, средства демпфирования и глушители шума. Средства индивидуальной защиты. (беруши, наушники)

6.1.4 Повышенный уровень вибрации.

При работе в условиях вибраций производительность труда снижается, растет число травм. Наиболее вредное влияние на организм человека оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов, примерные значения которых следующие (Гц): желудок - 2...3; почки - 6...8; сердце - 4...6; кишечник - 2...4; вестибулярный аппарат - 0,5..1,3; глаза - 40...100 и т.д. [12]

Для нормирования воздействия вибрации установлены четыре критерия: обеспечение комфорта, сохранение работоспособности, сохранение здоровья и обеспечение безопасности.

Для защиты от вибрации применяют следующие методы: снижение виброактивности машин; отстройка от резонансных частот;

вибродемпфирование; виброизоляция; виброгашение, а также индивидуальные средства защиты. В качестве средств защиты от вибрации при работе с механизированным инструментом применяют антивибрационные рукавицы и специальную обувь. Операции распределяют между работниками так, чтобы продолжительность непрерывного действия вибрации, включая микропаузы, не превышала 15...20 мин. Рекомендуется делать перерывы на 20 мин через 1...2ч после начала смены и на 30 мин через 2 ч после обеда.

6.2. Анализ опасных факторов

2.1 Механическое травмирование

Обслуживание и ремонт оборудования ведётся вручную, что приводит к физическим перегрузкам и травмам. Закачка и продавка рабочих жидкостей в скважину ведётся при высоких давлениях, с большим расходом, что вызывает необходимость особого внимания и повышенного напряжения. Источниками травмоопасности являются рабочие площадки и система трубопроводов, работающая под давлением.

6.2.2 Электробезопасность

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала предусмотрено защитное заземление всех молниеотводов, металлических частей электрооборудования и установок технологического оборудования. Величина импульсного сопротивления каждого заземления от прямых ударов молнии не должна превышать 10 Ом. Защита от статического электричества обеспечена присоединением всего оборудования и агрегатов к заземляющим устройствам. Защитное заземление отдельно стоящих зданий, оборудования,

сооружений выполнено отдельными заземляющими контурами. Все кабельные конструкции, установленные на эстакадах, присоединены к заземляющему устройству с сопротивлением растеканию не выше 4 Ом.

6.2.3 Пожарная безопасность.

В связи с тем, что пары нефти и углеводородные газы могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси, объекты нефтедобычи являются пожаровзрывоопасными.

Классификация производственных и вспомогательных помещений и наружных установок по их взрыво и пожароопасности представлена в таблице 6.1:

Таблица – 6.1. Классификация производственных и вспомогательных помещений и наружных установок по их взрыво и пожароопасности [7]

п/п	Наименование помещения, установки	Категория производства по взрывной, взрыво-пожароопасности по НПБ 105-95	Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон по ПУЭ-86
1	Насосная от качки конденсата	A	B-1a
2	Площадка газосепараторов	A	B-1г
3	Площадка емкости метанола	A	B-1г
4	Факел	A	B-1г
5	ЩСУ	B	П-1
6	Операторная	Д	

Предотвращение пожара достигается:

- не допущением образования горючей смеси;
- не допущением образования в горючей смеси источника зажигания.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается:

- применением насосов и другого оборудования, при эксплуатации которого не образуется источника искрообразования;

- применением электрооборудования, соответствующего пожароопасной и взрывоопасной зонам, группе и категории взрывоопасной смеси в соответствии с ПУЭ.
- выполнением правил пожарной безопасности.

Противопожарная защита – обеспечивается применением ПСПТ, организации своевременной эвакуации людей при пожаре. Предотвращение образования взрывоопасных смесей достигается постоянным контролем состава воздушной среды, осуществляемый сигнализаторами СТМ в насосных блоках, контроль воздушной среды по графику переносными приборами, применением в помещениях естественной и принудительной вентиляции. Пожарные посты укомплектованы согласно норм, ящиками с песком объемом 1м³, огнетушителями ОХВП, лопатами, ведрами, кошмой и ломami. Электроустановки, операторные укомплектованы углекислотными огнетушителями

6.3 Экологическая безопасность.

По глубине и тяжести воздействия на основные компоненты природы - воздух, воду, почву, недра, растительный, животный мир и человека - нефтяная и газовая отрасли занимают соответственно третье и четвёртое места (после металлургической и химической отрасли) в числе других 130 обследованных отраслей промышленности.

В ходе проведения данной работы возможно загрязнение атмосферы, воды и водных ресурсов, а также земельных участков, куда утилизируются отходы [9].

6.3.1 Защита атмосферы

Наиболее негативное воздействие на атмосферу наносит сжигание попутного газа на факелах, что обуславливает поступление в атмосферу значительного количества диоксида азота и окиси углерода. Снижение выброса этих компонентов можно достичь путем совершенствования факельных установок. Для сжигания ПНГ на месторождения, используются открытые факельные системы, обеспечивающие высокоэффективное сжигание любых объемов углеводородов и низкий уровень тепловой радиации – при подготовке газопроводов и аппаратов к ремонту производится сброс давления газа в атмосферу через существующие свечи.

Выделившейся в процессе транспорта газа конденсат откачивается в промысловые нефтепроводы. При подготовке аппаратов к ремонту, во время пропарки, водяной конденсат собирается в автоцистерны и вывозится в промышленную канализацию на КСП, ДНС.

По характеру режима эксплуатации выделены два типа источников выброса загрязняющих веществ, стационарные и передвижные.

Из стационарных источников основной вклад в уровень загрязнения атмосферы вносят источники организованных выбросов, расположенные непосредственно на площадках КС, УДС, ВКС факела, дымовые трубы котельных, установок регенерации ТЭГ и технологических печей. Вещества, выбрасываемые в атмосферу источниками управления, относятся к 1-1У классам экологической опасности. Основными из них являются оксиды азота, оксид углерода, диоксид серы, углеводороды и сажа.

Возможными способами снижения загрязнения атмосферы сжигаемым попутным нефтяным газом на факельных установках, являются следующие способы:

- транспортировка газа на нефтеперерабатывающие заводы;
- закачка газа во временные подземные хранилища;

- использование в качестве топлива для работы газотурбинных установок.

6.3.2 Защита гидросферы

Для предупреждения или уменьшения последствий негативного воздействия площадных объектов добычи (площадки одиночных скважин, кустовые площадки и др.) необходимо соблюдение ряда инженерных мероприятий: 1) планировка поверхности площадок с уклоном в сторону емкостей для сбора поверхностного стока; 2) устройство защитного обвалования по периметру кустового основания с устройством пандусов для въезда с целью локализации возможных разливов добываемой жидкости; 3) соблюдение режима эксплуатации добывающих скважин; 4) организация сбора дренажа с технологических площадок в специализированные емкости с последующим вывозом и утилизацией в системе ППД; 5) сбор нефтепродуктов при ремонтных работах на скважинах в закрытые подземные канализационные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения; 6) 100% контроль сварных соединений физическими методами; 7) прокладка выкидных линий с уклоном для обеспечения возможности полного дренирования жидкости; 8) сбор хозяйственно-бытовых стоков в специализированные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения. 9) регулярные ревизии запорной арматуры, подтяжки фланцевых соединений, проверки задвижек на полное открытие и закрытие.

6.3.3 Защита литосферы

К сожалению, не редкостью являются порывы на различных трубопроводах, а следствие этому загрязнение земель нефтепродуктами. На первых этапах ликвидации разлива нефти основной задачей является

локализация загрязненного участка для предотвращения распространения нефтяного пятна и сбор максимально возможного количества разлитой нефти. Эти работы должны выполняться немедленно после аварии. И чем тщательней они выполнены, тем благоприятнее прогноз результатов рекультивации.

Самый простой и не дорогой метод заключается в разбрасывании загрязненных отходов по почве тонким слоем с последующими периодическими перепашками для перемешивания и аэрации. Разложение углеводородов происходит под воздействием естественной почвенной микрофлоры. Для интенсификации разложения и предотвращения выщелачивания и миграции загрязнений, в перемешанный с отходами грунт могут добавляться вода и вспомогательные вещества — удобрения, сорбенты и т.д.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Инциденты, сопровождающиеся разрушением промышленных объектов, гибелью людей, оборудования и материальных ценностей возникают не только во время войны, но и в мирное время в результате аварий.

На промысле возможно возникновение таких производственных аварий как: аварийные выбросы газа и реагентов, применяемых в производстве, в результате разрыва трубопровода, утечек, пожары, взрывы и т.д.

Аварийная остановка УКПГ производится в следующих случаях:

- прекращение подачи воздуха КИП и А;
- прекращение подачи электроэнергии, автономной или централизованной;
- прорыв газа;
- возникновение пожара на установке.

При кратковременном прекращении подачи воздуха КИП и А установки не останавливать, регулирование вести вручную по байпасной линии, руководствуясь показанием приборов, установленных по месту. При невозможности дальнейшего ведения процесса произвести нормальную остановку оборудования.

При исчезновении напряжения включается автоматизированная электростанция АС-804Р (2-станции) мощностью 600 кВт каждая. Перевод со стационарного электроснабжения на аварийное осуществляется с пульта управления или в автоматическом режиме не более чем за 5 минут.

Прорыв газа:

- произвести аварийную остановку технологической нитки (установки);
- сбросить давление с участка прорыва газа;
- прекратить огневые работы;
- вызвать пожарную охрану;
- устранить дефект.

Пожар на установке:

- аварийно остановить установку;
- сбросить давление с аппаратов, которым угрожает пожар;
- вызвать пожарную команду;

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При работах с вредными и опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также

смыывающие и (или) обезвреживающие средства в соответствии с типовыми нормами.

Спецодежда – одно из основных средств индивидуальной защиты. Работникам цеха выдается согласно отраслевых норм, утвержденных вышестоящим органом. Работникам цеха выдаются костюмы х/б, зимняя спецодежда, спецобувь. При ремонтных работах (по видам работ) выдается инвентарная спецодежда. Брезентовые и резиновые рукавицы, резиновая обувь, защитные каска и очки, пояса, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. Для защиты органов дыхания каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ.

При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты. Выдача работникам по установленным нормам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может быть заменена компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов, если это предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором.

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Создаются специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов. Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.

Для исключения возможности несчастных случаев должны проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

Нормативно-правовые документы:

Законы РФ

1. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ.
4. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ.
5. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ.
6. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ.
7. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ.
8. ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ.
9. ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 №174-ФЗ.
10. ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ.
11. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
12. ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ.
13. ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2001 №49-ФЗ.
14. ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 №73-ФЗ.

Нормативные акты Правительства и министерств РФ

15. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372.
16. Экологическая доктрина Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 31.08.2002 №1225-р.
17. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. Приложение №1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 №344.

18. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель. Постановление Правительства РФ от 28.11.2002 №846.

19. Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов. Постановление Правительства РФ от 10.04.2007 №219.

20. Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Приказ Ростехнадзора от 19.10.2007 №703.

21. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 №118.

22. Федеральный классификационный каталог отходов. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 №786.

23. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140.

24. Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.07.2010 №254.

Нормативно-методические документы

25. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

26. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

27. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

28. ВНТП-03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

29. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.

30. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.

31. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.

32. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.

33. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.

34. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248.

35. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.

36. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.2003 №80.

37. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.

38. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.

38. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.

39. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.

40. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Государственный

комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

41. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

42. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

43. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74.

44. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

45. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837.

Законы и постановления Томской области:

46. О защите населения и территории Томской области от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 11.11.2005 года №206-ОЗ;

47. «Об особо охраняемых природных территориях в Томской области» от 12.08.2005 г. №134-ОЗ;

48. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении критериев чрезвычайных ситуации на территории Томской области» от 20 августа 2004 года №146;

49. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении Положения о территориальной подсистеме единой

государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций Томской области» от 30 апреля 2004 года №75 (с изменениями на 18 октября 2005 года);

50. Постановление Главы администрации Томской области «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» от 23 января 2001 года №22 [1].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В геологической части дипломной работы изучили тектонику, нефтегазоносность продуктивных пластов, свойства и состав пластовых флюидов и запасы углеводородов «А» месторождения.

Проведен анализ эффективной технологии и техники добычи газа и конденсата. Для эксплуатации газоконденсатных скважин к применению рекомендуется пакерная схема эксплуатации.

Рассмотрены три технологических способа для удаления влаги и конденсата. Наибольшее применение в практике очистки газа от сероводорода и углекислого газа нашел абсорбционный метод с применением в качестве абсорбентов водных растворов МЭА или ДЭА.

Выявлены осложнения при эксплуатации газоконденсатных скважин: гидратообразование в стволе скважин и в системе сбора продукции, коррозия внутрискважинного и наземного оборудования и скопление жидкости в стволах на завершающей стадии разработки. Для «А» месторождения рекомендуется изготовление подземного и наземного оборудования из материалов, обладающих соответствующими антикоррозионными свойствами и применение ингибиторов коррозии. Главным требованием, предъявляемым к ингибитору коррозии, является достижение эффективной защиты от коррозии. В составе добываемого газа присутствует агрессивный компонент - углекислый газ (среднее содержание составляет 2,27 %). Поэтому продукция скважин обладает повышенной коррозионной активностью и может вызвать интенсивную коррозию скважинного и газопромыслового оборудования.

Смоделирован процесс очистки газа от углекислого газа пропиленкарбонатом в программе «Aspen Hysis». В программе рассмотрено влияние расхода абсорбента при 1000 кмоль/час и 2000 кмоль/час. Исходя из результатов видно, что концентрация CO_2 на выходе значительно уменьшается с увеличением скорости потока растворителя на входе. Результаты влияния абсорбента представлены в таблице 3.4.

В экономической части дипломной работы произведена оценка эффективности инвестиций в строительство установки низкотемпературной сепарации газа. В ходе проведённых расчётов было установлено, что срок окупаемости капитальных вложений для установки низкотемпературной сепарации 2 года. За проектный период инвестор получит ЧДД в размере 221,035 млрд. руб. Проект финансово реализуем, поскольку $ЧДД > 0$ и составляет 221,03 млрд. руб., срок окупаемости 2 года.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Техническое состояние разработки «А» месторождения (ТСР) 425 с., Томск, 2012 г.
- 2) Сбор, подготовка и хранение нефти и газа. Технологии и оборудование : учебное пособие / Р. С. Сулейманов [и др.]; Уфимский государственный нефтяной технический университет (УГНТУ). — Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. — 447 с.
- 3) Лутошкин, Георгий Сергеевич. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов / Г. С. Лутошкин. — Изд. стер.. — Москва: Альянс, 2014. — 319 с.
- 4) Сбор и подготовка нефти и газа : учебник / Ю. Д. Земенков [и др.]. — Москва: Академия, 2009. — 158 с.
- 5) Смирнов, Александр Сергеевич. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле / А. С. Смирнов. — Москва: Недра, 1971. — 256 с.
- 6) Вредные химические вещества. Справочник. С-П. Химия, 1994 г.
- 7) Сборник инструкций по ОТ ПБ и ОС ОАО «ННП». Нижневартовск, 2013 г.
- 8) Алексеев С.В., Пивоваров Ю.П., Янушанец О.И. Экология человека: Учебник. - М.: Икар, 2002.
- 9) Гигиена и экология человека: Курс лекций/ Под ред. Ю.П. Пивоварова. - М.: ГОУ ВУНКЦ МЗ РФ, 2001.
- 10) Пивоваров Ю.П., Королик В.В., Зиневич Л.С. Гигиены и основы экологии человека: Учеб. пособие. - Ростов н/Д: Феникс, 2002.
- 11) Зотов Б.И., Курдюмов В.И. БЖД.- М.: КолосС, 2004.
- 12) Белов С.В. БЖД.- М.: Высшая школа, 2001.
- 13) Руководство 2.2.013-94 «Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».