

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Выбор эффективной технологии утилизации попутного нефтяного газа на «N» нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.65. (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Петроченко Анастасия Вячеславовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (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,	Требования ФГОС ВО (ПК-

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
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-3c),(ЕАС-4.2-е)

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Петроченко Анастасии Вячеславовне

Тема работы:

Выбор эффективной технологии утилизации попутного нефтяного газа на «N» нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1220/с от 22.02.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является установка предварительного сброса воды (УПСВ) компании АО «F». Назначение объекта исследования – сбор и транспорт нефтегазовой смеси на УПН.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>УПСВ «N» н.м.р.; Расчет технологического оборудования для реконструкции; Разработка технологической схемы УПСВ с эжекторной установкой «газ-газ». Оценка экономической эффективности технологии;</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схема технологического процесса УПСВ «N» нефтяного месторождения</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

отсутствуют

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна	К.Г.-М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Петроченко Анастасия Вячеславовна		

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

Группа	ФИО
3 – 2Б43Т	Петроченко Анастасии Вячеславовне

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Общая стоимость капиталовложения 6 838 368 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Приобретение оборудования, материалов Расходы на монтаж и наладку оборудования Транспортные расходы

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия по монтажу эжекторной системы «газ-газ».	1. Расчет расхода материалов; 2. Расчет услуг собственных, вспомогательных услуг и со стороны; 3. Расчет прочих расходов; 4. Расчет затрат на перевооружение
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности мероприятия.	1. Расчет годового экономического эффекта; 2. Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.02.18 г.
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			07.02.18 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Петроченко Анастасия Вячеславовна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Петроченко Анастасии Вячеславовне

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования является установка предварительного сброса воды «N» нефтяного месторождения (Нижевартовске район) компании «F». Назначение объекта исследования – сбор и транспорт нефтегазовой смеси на УПН.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов на объекте. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов на объекте.	Вредные факторы на «N» месторождении: 1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Химическое воздействие на организм человека. Опасные факторы: 1. Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека; 2. Физические воздействия на организм человека.
2. Экологическая безопасность «N» месторождения «F».	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации объекта; 2. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила противопожарного режима в РФ; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.02.18 г.
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			07.02.18 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Петроченко Анастасия Вячеславовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 84 _____ с., _____ 4 _____ рис.,
7 _____ табл., _____ 18 _____ источников, _____ прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, установка предварительного сброса воды (УПСВ), эжекторная установка «газ-газ», газ.

Объектом исследования является Установка предварительного сброса воды УПСВ (Томская область) компании АО «F».

Цель работы – доказать эффективность организации эжекторной установки «газ-газ» для утилизации ПНГ низкого давления на «N» н.м.р.

В процессе исследования проводились Расчет оборудования для организации эжекторной установки, разработка новой технологической схемы, экономический расчет.

В результате исследования Доказана экономическая и технологическая эффективность в результате организации эжекторной установка «газ-газ» для утилизации ПНГ низкого давления

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: _____

Степень внедрения: Не внедрено

Область применения: Нефтегазодобыча

Экономическая эффективность/значимость работы Сокращение затрат

В будущем планируется Усовершенствование технологии

Оглавление

Введение	12
Общие сведения о месторождении	15
1. Геологическая характеристика месторождения	17
1.1. Стратиграфия	17
1.1.1. Литолого-стратиграфический разрез.....	17
1.2. Тектоника.....	19
1.3. Нефтеносность	24
1.4. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов	28
1.5. Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа.....	34
1.6. Сведения о запасах углеводородного сырья	38
2. Технологическая часть	40
2.1. Технологический расчет.....	43
2.2. Расчет эжектора в программной среде HYSYS 2006	44
2.3. Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса	47
2.3.1. Схема работы УПСВ с УБС – 6300.....	47
2.3.2. Схема работы УПСВ с НГС.....	54
2.3.5 Особенности эксплуатации в зимнее время.....	60
2.3.6 Причины работы УПСВ по той или иной схеме.....	62
3. Профессиональная социальная ответственность	64
3.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	64
3.2. Экологическая безопасность.....	69
3.3. Анализ воздействия объекта на окружающую среду	70
3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	72
3.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования	72
3.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
3.6. Пожароопасность, взрывоопасность.....	74
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при утилизации попутного нефтяного газа.....	77
4.1 Расчет затрат на реконструкцию	77
4.2 Расчет параметров экономической эффективности	78
4.3 Расчет условно-годовой экономии от эжекторной установки «газ-газ»	79

4.4	Расчёт прироста прибыли.....	80
4.5	Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат.....	80
	Заключение.....	82
	Список литературы.....	83

Введение

В настоящее время перед недропользователями остро стоит вопрос коммерческой переработки нефтяного газа. Причинами этого в первую очередь являются требования государства утилизировать нефтяной газ в соответствии с условиями лицензий на эксплуатацию нефтяных месторождений и ухудшение состояния окружающей среды в районах нефтедобычи.

С 01.01.13 г. количество сжигаемого на факелах нефтяного газа регулируется постановлением Правительства России №7 от 08.11.12 г. N 1148 и устанавливается на уровне не более 5 % общего объема добытого нефтяного газа. При невыполнении данного постановления в расчете платы за сжигание газа применяется дополнительный пятикратный повышающий коэффициент, стимулирующий хозяйствующие субъекты к сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания. Однако, не смотря на это, уровень рационального использования нефтяного газа в России все равно остается недостаточным. По данным Министерства природных ресурсов РФ из 55-60 млрд. м³ ежегодно извлекаемого нефтяного газа около 27% (более 16 млрд. м³) сжигается на факелах. Другие оценки объемов ежегодно сжигаемого газа в России существенно выше – около 20 млрд. м³.

Таким образом, рациональное использование нефтяного газа является неотъемлемой составляющей общей проблемы разработки нефтяных месторождений.

В настоящее время широкое распространение получили следующие способы рационального использования нефтяного газа:

- малая энергетика,
- переработка средствами нефтехимии,
- закачка в пласт для повышения нефтеотдачи,
- переработка на синтетическое топливо,
- криогенная переработка – сжижение,

-удовлетворение собственных потребностей нефтедобывающего предприятия в качестве: топлива, рабочего агента в системе ППД, товарной продукции для реализации сторонним потребителям.

Одной из основных причин невозможности рационального использования является то, что при разработке нефтяных месторождений обычно применяют традиционные ступенчатые схемы подготовки нефти и соответственно ступенчатый сбор нефтяного газа. В таких схемах на каждой последующей ступени давление собираемого газа меньше давления на предыдущей ступени, а на конечной ступени сепарации вообще близко к атмосферному. Соответственно такой низконапорный газ используется малоэффективно, и наиболее простым способом его утилизации является сжигания на факелах низкого давления.

При его сжигании происходят потери ценного углеводородного сырья (этана, пропана, бутана, гелия и др.), бесполезно расходуется энергия горючих компонентов и наносится заметный ущерб окружающей среде: вместе с СО и СО₂ выбрасывается вся органика, отравляющая атмосферу, оксиды углерода, азота, серы, происходит тепловое загрязнение, загрязнение пылью, сажей, а также токсичными составляющими.

Подытожив выше сказанное, подчеркнем, что утилизация попутного нефтяного газа является весьма актуальной проблемой, особенно это касается низконапорного газа последней ступени стабилизации нефти, так как данный газ имеет низкое давление, не позволяющее использовать его для собственных нужд или транспорта.

Для возможности использования данного газа на собственные нужды или коммерческой реализации необходимо применение компрессорных технологий, что в свою очередь связано с большими капитальными и эксплуатационными затратами. Так применение традиционной компрессорной технологии сжатия низконапорного газа требует установки некоторого технологического оборудования: входного сепаратора-каплеуловителя, компрессора и аппарата воздушного охлаждения.

Альтернативным же вариантом может быть применение эжекторной установки типа газ-газ, которая позволяет значительно увеличить давление низконапорного газа третьей ступени сепарации за счет энергии высоконапорного потока первой ступени сепарации, не наращивая дожимные мощности и, вследствие чего, снизить капитальные затраты, о чем свидетельствуют экономические расчеты, приведенные в данной работе.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского национального округа Тюменской области (Рис.1).

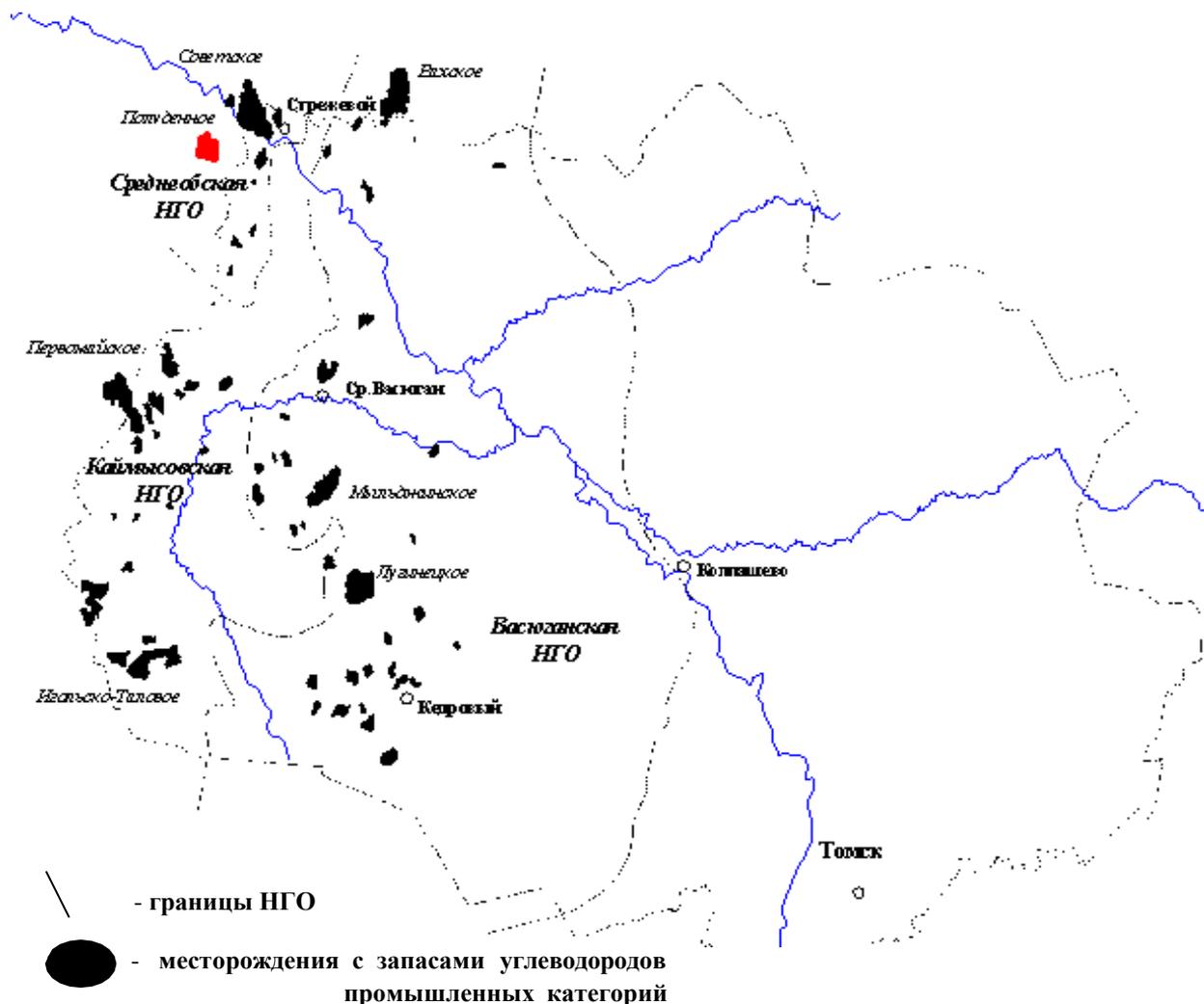


Рисунок 1 – Размещения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Томской области

Месторождение расположено в 40 км к югу от г. Нижневартовска и 55 км к западу от г. Стрежевого. Площадь представляет собой слабо пересеченную речками Большой Юган и Акимкина равнину, покрытую лесом. Месторождение расположено в 10 – 12 км от притока реки Оби – Большой Пасол (река судоходная на период паводка). Здесь находится населенный пункт Зайцева Речка. Коренное население района – русские, ханты, манси.

Для освоения и обустройства месторождения базовым городом является г. Стрежевой, где имеются все необходимые предприятия социального и производственного плана, включая материально – технические и ремонтные базы.

Материально – техническое снабжения, требующееся для освоения месторождения, осуществляется по автодороге «Малореченский нефтепромысел – «N» месторождение протяженностью 45 – 50 км. В паводковый период возможен завоз грузов и по протоке Большой Пасол.

Электроснабжение объектов месторождения осуществляется от подстанции ПС – 110/35/10 «Александровское» через Малоречинский промысел.

На месторождении однотрубная система сбора нефти, по которой далее продукция транспортируется на Малореченское месторождение, где происходит промысловую подготовку.

Водоснабжение для хозяйственных нужд осуществляется из артезианских скважин. Отопление помещений производится из собственной котельной, которая работает на попутном газе. Из строительных материалов на месте имеется глина, лес.

Климат района резкоконтинентальный, абсолютный минимум температуры воздуха достигает -57°C , среднегодовая температура воздуха за многолетний период составляет -30°C , среднемесячная температура воздуха самого холодного месяца января составляет -21°C , самого теплого месяца июля $+17^{\circ}\text{C}$. Безморозный период составляет в среднем 100 – 114 дней. Снежный покров устанавливается в октябре месяце, исчезает в мае, высота снежного покрова до 75 см. грунт промерзает на глубину до 1 метра. Скорость ветра достигает 14 – 17 м/с. Среднегодовое количество осадков 350 – 400 мм, наибольшее количество выпадает летом и осенью.

1. Геологическая характеристика месторождения

1.1. Стратиграфия

Геологический разрез рирсного месторождения представлен породами двух структурных комплексов: метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Полный разрез до фундамента вскрыт девятью скважинами, платформенный чехол – 40 поисково-разведочными скважинами.

Максимальная глубина залегания пород фундамента составляет 3002 м (скв.363), наименьшая – 2642 м (скв.301).

Охарактеризованность разреза месторождения керновым материалом неравномерная. Наиболее полно изучены отложения нижнего мела, к которым приурочены промышленно – нефтеносные горизонты: АВ₁ – нижняя подсвита алымской свиты; АВ₂ – верхняя часть вартовской свиты; в меньшей степени – верхняя подсвита васюганской свиты (продуктивный горизонт Ю₁).

1.1.1. Литолого-стратиграфический разрез

Геологическое строение «N» месторождения является типичным для месторождений Тюменской области. Разрез его сложен доюрскими образованиями фундамента и мезо-кайнозойскими отложениями чехла. Рассматриваются только те стратиграфические комплексы, к которым приурочены продуктивные пласты.

Мезозойская группа

Юрская система

Васюганская свита

Морские отложения свиты по литологическому составу подразделяются на нижневасюганскую, сложенную плотными аргиллитами и верхневасюганскую – песчано-алевролитовую с прослоями аргиллитов.

Последняя соответствует объему продуктивного горизонта Ю₁, состоящего из трех песчаных пластов: Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³, два из которых - Ю₁¹ и Ю₁² - нефтеносны. Песчаники мелко- и среднезернистые, кварцполевошпатовые. Алевролиты светло-серые, плотные.

Разрез свиты вскрыт в 28 скважинах, толщина ее составляет 63 -78 м.

Меловая система

Вартовская свита

Нижняя часть свиты, согласно залегающая на породах мегийской свиты, сложена прибрежно-морскими и мелководными образованиями, представленными переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В ее составе выделяются пласты БВ₀ – БВ₇.

К кровле вартовской свиты приурочен продуктивный горизонт АВ₂, характеризующийся литологически неоднородным строением, включающий пласты АВ₂^А и АВ₂^В. Его формирование связано с русловыми и пойменными фациями. Толщина свиты 335 – 400 м.

Алымская свита

Отложения свиты сформировались в прибрежно-морских условиях. По условиям осадконакопления и литологическим свойствам выделяются две подсвиты: нижняя, представленная песчано-алевролитовыми породами продуктивного горизонта АВ₁ и верхняя, сложенная аргиллитами с редкими прослоями алевролитов, индексируемая как кошайская пачка.

В объеме горизонта АВ₁ выделяются пласты АВ₁¹⁻² и АВ₁³, различающиеся условиями осадконакопления, степенью неоднородности и глинизации. Базальный пласт АВ₁³ формировался в условиях приливно-отливной равнины и представлен, в основном, песчаниками мелко-среднезернистыми, иногда известковистыми и разнозернистыми алевролитами.

Толщина свиты 67 – 93 м.

Остальная верхняя часть разреза толщиной около 1650 м типична для данного региона и не содержит продуктивных пластов.

1.2. Тектоника

«N» месторождение расположено в южной части Нижневартовского свода, в пределах которого выделена структура II порядка – Зайцевское куполовидное поднятие. Практически все сейсморазведочные работы, за исключением горизонтов Б и II^а, проводились только на сопредельных территориях, не затрагивая «N» месторождение. Плотность сети 2D сейсмических профилей на «N» площади составляла 0,7 пог.км/кв.км.

Установлено, что Зайцевское куполовидное поднятие представляет собой линейно-вытянутую структуру субмеридионального простирания, осложненную четырьмя локальными поднятиями: «N», Полуденным, Былинским и Лесным. Материалы сейсморазведочных работ дают наиболее общую информацию о строении различных горизонтов осадочного чехла и связанных с ними отражающих границ. В разрезе осадочных пород, слагающих верхний структурный этаж, методами сейсморазведки уверенно прослеживается целый ряд отражающих поверхностей, связанных с различными по возрасту и литологии осадками от нижнего палеогена до нижней юры: Э (кровля талицкой свиты нижнего палеогена), С (кровля березовской свиты верхнего мела), Г (кровля верхнепокурской подсвиты верхнего мела), М (низы нижнепокурской подсвиты нижнего мела), d_м (кровля мегионской свиты, подошва чеускинской пачки), Ач (кровля ачимовской пачки нижнего мела), Б и II^а (кровля и подошва баженовской свиты верхней юры), Т (верхи тюменской свиты нижней и средней юры), А (подошва осадочного чехла, кровля доюрских образований).

Верхнеюрский отражающий горизонт Б является наиболее выдержанным и связан с кровлей битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Баженовская свита является региональным геологическим репером на большей части Западно-Сибирской плиты, а сейсмический горизонт Б, приуроченный к кровле этих отложений, является маркирующим.

По отражающему горизонту Б Зайцевскому к.п. соответствует довольно обширная приподнятая зона, оконтуриваемая изогипсой –2400 м и осложненная Полуденным, Былинским, Западно-Полуденным и Лесным локальными поднятиями III порядка, имеющими линейно-вытянутую форму субмеридионального простирания. Размеры Полуденного поднятия - 5x15,5 км, Западно-Полуденного 4,5x19,5 км, Былинского - 2x13,5 км, амплитуды их соответственно 60 м, 90 м, 70 м. Углы наклона крыльев Западно-Полуденной структуры варьируют в пределах 40' – 2°30', Полуденной - в пределах 42' – 2°40', Былинской – в пределах 1° – 1°15'.

Структурный план по продуктивному пласту - Ю₁¹ (кровля васюганской свиты) практически повторяет план по отражающему горизонту Б, сохраняя при этом все элементы структурной карты. Углы наклона крыльев на Западно-Полуденном локальном поднятии изменяются от 52' до 2°, амплитуда поднятия – 80 м, на Полуденном – от 57' до 1°43', амплитуда поднятия – 40 м, на Былинском - от 1°16' до 2°3', амплитуда поднятия – 50 м. Вверх по разрезу структурный план Полуденного месторождения по кровле мегионской свиты продолжает сохранять очертания унаследованности, хотя углы наклона становятся более пологими. На Западно-Полуденном локальном поднятии они изменяются в пределах 29' - 1°28', на Полуденном - 17' - 1°21', на Былинском - 1° – 1°11'. Амплитуды локальных поднятий уменьшаются на Западно-Полуденном до 34 м, на Полуденном – до 10 м, на Былинском – до 10 м. Структурные планы по кровле продуктивного пласта АВ₁³, а также по подошве покурской свиты, в целом, повторяют очертания поднятий по нижезалегающим горизонтам. По этим горизонтам наблюдаются и некоторые изменения осей простирания и большая степень выполаживания основных структурных элементов, локальные поднятия и разделяющие их прогибы выражены менее рельефно. По кровле покурской свиты Западно-Полуденная структура имеет углы наклона 34' - 38', амплитуду – 20 м, тогда как Полуденная и Былинская начинают постепенно исчезать.

К концу кампанского века (кровля березовской свиты) структурный план рассматриваемого района представляется менее расчлененным. Ранее описанные локальные поднятия сивелированы. Выделяется только приподнятая зона в западной части площади, соответствующая Западно-Полуденному поднятию.

В 1994 году институтом ТомскНИПИнефть на основе комплексного изучения и переинтерпретации материалов сейсморазведки и ГИС в пределах Западно-Полуденной площади изучено строение продуктивных пластов АВ₁³ и АВ₂.

В 1998 г. в пределах Западно-Полуденной нефтеносной площади Томский геофизический трест провел 3D сейсмические работы. Интерпретация данных выполнена отделом сейсморазведки ОАО “ТомскНИПИнефть”. На основе комплексной интерпретации данных 3D сейсморазведки, эксплуатационного и поисково-оценочного бурения уточнено геологическое строение нижнемеловых и юрских пластов, построены детальные структурные и сейсмофациальные карты по продуктивным пластам. Проведены исследования с целью обнаружения дизъюнктивных объектов, установлено, что в юрско-меловом комплексе системы разрывных нарушений, в основном, унаследованы от зон дислокаций и разрывных нарушений доюрского фундамента, являются малоамплитудными и безамплитудными.

Специалистами отдела сейсморазведки также выполнен большой объем работ по анализу причин расхождения структурных карт с данными эксплуатационного бурения. Выявлено 26 скважин с высокими расхождениями отметок, в 8 из них проведены контрольные замеры гироскопической инклинометрии, в основном, уменьшившие невязку отметок.

Для 220 эксплуатационных скважин была рассчитана среднеквадратическая невязка данных бурения с отметками отражающего горизонта М, составившая 3.4 м. При исключении недостоверных данных по 22 скважинам она составит 2.3 м.

Структурными построениями по горизонтам М и II^а подтверждена общая тенденция унаследованности основных структурных элементов и детально изучены области их унаследованного развития.

Основным структурным элементом исследуемой территории является структура третьего порядка - Западно-Полуденное (Акимкинское) поднятие.

Контурсы структуры уверенно выделяются по всем отражающим горизонтам - от подошвы осадочного чехла до верхнемеловых горизонтов. Структура детально изучена разведочным и эксплуатационным бурением в меловом интервале разреза (горизонты А₁, А₂). В юрском интервале разреза (горизонт Ю₁) структура изучена бурением преимущественно в северо-центральной части.

По отражающему горизонту II^а Западно-Полуденная структура – брахиантиклинальная складка, оконтуриваемая изогипсой –2400 м и осложненная рядом структурных носов и структур четвертого порядка, практически неизученных бурением:

- Нижне-Акимкинская структура расположена в юго-западной части площади севернее скважины № 248. Структура вытянута в меридиональном направлении и оконтуривается по изогипсе –2370 м. Размеры структуры 2.87x1.02 км, амплитуда 15 м.

- В южной части площади восточнее скважины № 260 выделяется Южно-Акимкинская структура. Структура вытянута в северо-восточном направлении, оконтуривается по изогипсе –2380 м и имеет размеры 3.1x1.0 км и амплитуду 25 м.

- Южно-Акимкинская и Нижне-Акимкинская структуры разделены между собой небольшим локальным прогибом, имеющим абсолютную отметку в наиболее глубокой точке –2410 м.

- Восточно-Акимкинская структура расположена в непосредственной близости от скважины № бр. По изогипсе –2390 м структура имеет размеры 1.4x0.9 км и амплитуду 15 м.

Отложения аптского возраста характеризуются структурными построениями по отражающему горизонту М (подошва кошайской пачки), поднятие по кровле пласта А₁ оконтуривается по изогипсе –1600 м, а по изогипсе –1610 м объединяется с Полуденным поднятием. Все структуры четвертого порядка, выделенные по горизонту П^а, находят отражение на структурных картах по горизонту М. В палеогеновое время рельеф исследуемой территории выравнивается. По кровле талицкой свиты в какой-то степени находит отражение только Акимкинская структура. Перепад абсолютных отметок по талицкому горизонту незначителен – от 540 до 565 м.

1.3. Нефтеносность

«N» месторождение расположено в юго-западной части Нижневартовского нефтегазоносного района, промышленная нефтеносность которого установлена в широком стратиграфическом диапазоне разреза юрских, меловых отложений и породах коры выветривания.

Залежи нефти на «N» месторождении выявлены в двух продуктивных горизонтах нижнего мела – AB_1 , AB_2 и одном верхнеюрском – $Ю_1$. Каждый из продуктивных горизонтов включает по два нефтеносных пласта. В верхах горизонта $Ю_1$ выделены пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$; в объеме горизонта AB_2 – пласты AB_2^A и AB_2^B и низах горизонта AB_1 – пласт AB_1^3 , подразделяющийся в свою очередь на два объекта подсчета AB_1^{3A} и AB_1^{3B} .

Особенностями нижнемеловых залежей являются незначительные эффективные нефтенасыщенные толщины, низкое насыщение, наличие обширных зон замещения коллекторов. Для данных залежей характерно также наличие локальных водоносных линз, контролируемых в одних случаях зонами замещения пород, в других – существующих изолированно в пределах нефтяного поля. Из большинства месторождений, разрабатываемых ОАО «F», подобное характерно для пласта $Ю_3^{3-4}$ тюменской свиты Вахского месторождения.

Толща AB_1^3 нефтеносна на всех структурах, входящих в состав месторождения. В ее объеме на Западно-Полуденной площади выделено две пластовых сводовых, литологически экранированных залежи, связанных с пластами AB_1^{3A} и AB_1^{3B} .

Пласт AB_1^{3A}

Пласт AB_1^{3A} вскрыт всеми пробуренными на площади скважинами на глубинах 1970.8 – 1813.0 м в вертикальных скважинах, имеет сложную картину распространения по площади и изменения толщин. Помимо мелких закономерно распределенных локальных участков замещения коллектора, в пределах залежи выделяются три значительных по площади зоны глинизации: в

северо-восточной ее части в районе скважин 511 - 435, в центральной части в районе скважин 312-205 и вдоль восточного склона структуры в районе скважин 317р, 192, 566, обусловленные развитием на этой территории группы глинисто-алевритовых фаций приливно-отливных равнин и лагун. Из 253 пробуренных скважин на Западно-Полуденной площади 60 оказались в зоне отсутствия коллектора.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта АВ₁^{3А} изменяются от 0 до 10,1 м (скважина 313), образуя участки их повышенных значений в северной и центральной частях площади рукавообразных и неправильных очертаний, связанных с фациями барьерных островов, приливных протоков и реке дельт.

Пласт опробован отдельно в 55 скважинах, совместно с нижележащим пластом АВ₁^{3Б} в 27. Получены притоки нефти дебитами, соответственно, 3-71 и 4-90 т/сут. Анализируя толщины опробованных интервалов пласта, следует отметить, что в основном опробованы пласты с толщиной более 3м; при толщине пласта около 2,0 м, он опробовался совместно с нижележащим. В единичных случаях при опробовании пластов ограниченной толщины получены притоки нефти дебитами от 8,2 до 18,5 т/сут в скважинах 538 и 421

Положение условного водонефтяного контакта принято горизонтальным на а.о. –1642 м, что соответствует подошве нефтенасыщенной части пласта в скважинах 314р, 320р, 364р, 428 и нижним отверстиям перфорации получения притоков нефти. Согласно принятому положению водонефтяного контакта размеры залежи составляют 17,5х3-8 км, высота– 44м. По типу залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Ширина водонефтяной зоны колеблется от 0,1 до 1,250 км, доля ее площади составляет 23%.

Пласт АВ₁^{3Б}

Вскрыт в вертикальных скважинах на глубинах 1718.8 – 1836.2 м. Распространение пласта как коллектора существенно ограничено значительными по протяженности и относительно узкими рукавообразными,

полосовидными, реже изометричными зонами замещения, занимающими около 50 % площади залежи. В отличие от пласта АВ₁^{3А} для данного объекта исследований характерны многочисленные линзовидные водонасыщенные зоны, пространственно сопряженные и контролируемые зонами литологического замещения, развитые преимущественно в центральной и южной частях месторождения.

В пласте АВ₁^{3Б} выделено три залежи нефти: основная, занимающая почти 90% от всей площади нефтяного поля; южная - расположена в районе скважин 276,365р,264,312р,260,317р и центральная - небольших размеров нефтяная залежь в районе скважин 181,182,188, 190, ограниченная с 3-х сторон зоной отсутствия коллектора, а с юга - водонасыщенной линзой (район скважины 197).

Области развития повышенных значений эффективных нефтенасыщенных толщин до 7,4 м (скважина 174) имеют локальное распространение и прослеживаются узкими линейными, реже эллипсовидными формами субмеридионального и субширотного простирания. В литофациальном отношении эти аномальные зоны связаны с прибрежно-морскими фациями барьерных островов, гидродинамически активных приливных протоков и реже береговых валов приливных протоков.

Пласт опробован отдельно в 25 скважинах, совместно с вышележащим пластом АВ₁^{3А} - в 26 скважинах. При совместном опробовании получены притоки нефти дебитами от 8,5 (скв.216) до 98,1 т/сут. (скв.524). При отдельном опробовании дебиты составили от 1,9 (скв.433) до 68 т/сут.(скв.554). Так же, как и в пласте АВ₁^{3А}, при опробовании отдельных объектов ограниченной толщины ($\leq 2,0$ м) получены притоки нефти дебитами 8.0 -15,3 т/сут.в скважинах 299 и 443 соответственно. Все три залежи пластовые сводовые литологически ограниченные.

Пласт АВ₂^А

Пласт АВ₂^А также, как и пласт АВ₂^В, нефтеносен только на Западно-Полуденной площади месторождения. Пласт опробован отдельно в 58 скважинах, совместно с нижележащим пластом АВ₂^В - в 29 скважинах. Дебиты нефти при совместном опробовании составляют 7 и 126 т/сут в скважинах 246 и 206 соответственно, при отдельном – 2,1 и 139,3 т/сут в скважинах 249 и 205 соответственно. Залежь нефти в пласте АВ₂^А разделяется на две промышленные залежи: южную и северную с разными уровнями ВНК и одну непромышленную обособленную залежь в районе скважины 332р. Северная залежь занимает площадь в районе скважин 524, 480, 441, а южная - в районе скважин 315р, 309р и 547.

ограниченная.

Пласт АВ₂^В

С пластом АВ₂^В связано пять локальных нефтяных залежей, все они пластовые сводовые литологически экранированные. Из них только три – северная, центральная и южная имеют промышленное значение.

Пласт Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ вскрыт на глубинах 2444,0 – 2455,8 м, прослеживаясь как коллектор на всей площади в центральной части структуры. С пластом связаны четыре нефтяные залежи: северная и южная, разделенные зоной литологического замещения коллектора в районе скважины 323р, и две небольшие обособленные залежи нефти в районе скважины 158 и 101р.

Пласт Ю₁²

Пласт Ю₁² вскрыт на глубинах 2458,6 – 2473,0 м. С пластом связаны две нефтяные залежи : северная и южная. Залежи пласта Ю₁² занимают меньшую площадь нефтяного поля по сравнению с пластом Ю₁¹.

1.4. Физико-литологическая характеристика коллекторов продуктивных пластов

Для физико-литологической характеристики продуктивных пластов нижнего мела и верхней юры были привлечены результаты обобщений литологических, петрографо-минералогических и петрофизических исследований кернавого материала, полученные специалистами Тюменской тематической экспедиции при первоначальном подсчете запасов УВ «N» месторождения.

Необходимо отметить, что за истекший период 1992-2000 гг дополнительные лабораторные исследования керна по Западно-Полуденной площади проведены в 14 скважинах с задачей количественной оценки коллекторских и петрофизических свойств пород (открытая пористость, газопроницаемость, остаточная нефте- и водонасыщенность, карбонатность). Доизучение гранулометрического, минерального и петрографического состава пород - коллекторов в этот период не проводилось. Дополнительные работы по определению фильтрационно-емкостных свойств и петрофизические исследования осуществлялись в лаборатории физики пласта института «ТомскНИПИнефть ВНК» по общепринятым методикам.

При использовании кернавых данных для физико-литологической характеристики определялось истинное положение керна в разрезе путем увязки его по глубинам с результатами геофизических исследований скважин.

В связи разукрупнением подсчетных объектов AB_1^3 и AB_2 и $Ю_1^1$ на 6 продуктивных пластов (AB_1^{3A} , AB_1^{3B} , AB_2^A , AB_2^B , $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$) проведена привязка литологии пород-коллекторов к этим пластам. Кроме этого для пластов AB_1^{3A} и AB_1^{3B} разработана и предложена схема типовой структуры пород-коллекторов и построены статистические модели распределений групп пород-коллекторов по гранулометрическому составу. При этом по пласту AB_1^{3A} проанализировано и изучено 6 разрезов (скв. 324р, 323р, 326р, 355р, 356р и

364р); по пласту АВ₁^{3Б} три разреза (скв. 316р, 317р и 323р); по пласту АВ₂^А один разрез (скв.316р); по пласту Ю₁¹ три разреза (309р, 340р и 355р) и по пласту Ю₁² один разрез (скв.355р).

Пласты АВ₁^{3А} и АВ₁^{3Б} изучены керном, соответственно, в 26 и 22 скважинах. Коллекторские свойства изучены соответственно в 11 и 11 скважинах.

Типовая структура коллекторов продуктивных пластов АВ₁^{3А} и АВ₁^{3Б} по классификации В.В.Верзилина представлена четырьмя группами терригенных пород, в том числе песчаной, смешанной, ультрасмешанной и алевритовой. В составе песчаной группы выделяются 5 литотипов пород - песчаники, песчаники алевритовые, песчаники глинисто-алеvритовые и алевритоглинистые, песчаники глинистые. Группа смешанных пород включает в себя две литологические разности: глинистые алевро-песчаники и песчаные глино-алевролиты. Ультрасмешанная группа представляется без литотипов. В группе алевритовых пород коллекторами являются следующие разности: алевролиты, алевролиты песчаные, алевролиты глинисто-песчаные и песчано-глинистые.

Из анализа типовой структуры коллекторов видно, что пласты АВ₁^{3А} и АВ₁^{3Б} по гранулометрической характеристике следует отнести к сложным полифракционным образованиям, где выделяются в различных сочетаниях до 12 литологических разностей песчано-алевролитовых пород.

Анализ распределений групп-коллекторов продуктивных пластах АВ₁^{3А} и АВ₁^{3Б} позволяет сделать следующие выводы. В продуктивном пласте АВ₁^{3А} максимальное распространение получает алевритовая группа пород (60%) и минимальное - смешанная (3%). На долю песчаных пород-коллекторов приходится 37%. Структура коллекторов пласта АВ₁^{3Б} представляется следующей: песчаная группа 65%, алевритовая 25%, смешанная и ультрасмешанная по 5% каждая. Сравнительный анализ статистических моделей этих пластов показывает, что осредненный в целом разрез пласта

AB₁^{3B} представляется более песчаным и следовательно грубозернистым по отношению к пласту AB₁^{3A}.

Структура песчаных пород -коллекторов по фракционному составу изменяется от мелко-среднезернистой до средне-мелкозернистой и мелкозернистой, и соответственно алевритовых от крупнозернистой до мелко-крупнозернистой. Текстура однородная и слоистая. Слоистость линзовидная, косая, пятнистая, обусловленная распределением глинистого, алевритового и слюдисто-растительного материала. Глинистость пород изменяется от 5 до 25%, карбонатность - от 0 до 2.5%.

По степени сортировки обломочного материала породы характеризуются как хорошо, средне- и плохосортированные. Обломочная составляющая коллекторов составляет 80-95%. Зерна полуокатанные, полукруглые, реже окатанные. В алевритах преобладают зерна средним диаметром 0.05-0.1мм, их на обломочную часть приходится 55-75%, мелкозернистый песчаный материал составляет 10-50%, мелкоалевритовый - 5-10%.

Основной породообразующий комплекс кварц-полевошпатовый: кварц - 30-50%, полевые шпаты 30-50%, обломки пород - 6-30% и слюды - 1-10%. Зерна кварца слабовытянутые, субизометричные, контуры нередко регенерированы в виде каемочек, зубчиков. Среди полевых шпатов преобладают камневые разности. Их зерна таблитчатые, неправильные, пелитизированные и серицитизированные. Обломки пород сложены глинисто-слюдистыми сланцами, микрокварцитами, эффузивами среднего состава, монтморилопитизированными и хлоритизированными обломками. Количество цемента в породах редко превышает 10%, и в среднем составляет 2-5%. По типу цемент пленочный, пленочно-поровый, порово-пленочный, соприкосновения, редко крустификационный. По минералогическому составу хлоритовый, каолиновый в массивных песчаниках и гидрослюдистый в слоистых.

Пласт AB₂^A охарактеризован керном в четырнадцати скважинах, при этом коллекторские свойства пород коллекторов изучены в разрезах девяти

скважин (100р, 102р, 205, 311р, 316р, 335р, 433, 440 и 497); гранулометрический состав, минералогия и петрография пород в одной - №316р.

В скв. 316р вскрыты русловые песчаники, которые изучены керном почти на полную эффективную толщину пласта. Здесь в нижней половине разреза коллекторы сложены песчаниками средне-мелкозернистыми, мелко-среднезернистыми и алевролитами крупнозернистыми; в верхней - более пестрым набором слабосцементированных и рыхлых песчано-алевритовых разнозернистых пород - это песчаники и пески алеврито-глинистые, глинистые алевро-песчаники и пески, алевролитовые и алеврито-глинисто-песчаные. Структура песчаных пород верхней части разреза пласта характеризуется как средне-мелкозернистая и мелкозернистая; алевролитовых как мелко-крупнозернистая. Содержание глинистой фракции в породах-коллекторах изменяется от 2 до 10%, карбонатность не превышает 1%. Текстура пород однородная, слоистая и микрослоистая, обусловленная распределением обломочного материала, ориентировкой чешуек слюды и растительного детрита.

По петрографическому составу характеризуются как кварцполевошпатовые и полимиктовые породы.

Основу минерального скелета составляют: кварц (35-40%), полевые шпаты (35-45%), обломки породы (10-30%) и слюда (при однородной структуре до 1%, а при слоистой до 10%). Из группы акцессорных минералов встречаются анатез, гранат, апатит, циркон, сфен, из аутигенных - лейкоксен, каолинит, пирит. Цемент в количестве 5-10% по типу пленочной, пленочно-поровый, пленочный соприкосновения. По минеральному составу смешанный - гидрослюдистый, каолинит-хлоритовый, каолинит-гидрослюдистый. В породе отмечаются мелкие поры, фюзенизированные растительные остатки.

Пласт АВ₂^В изучен керном в 10 скважинах. Породы имеют характеристику, аналогичную пласту АВ₂^А.

Пласт Ю₁¹ охарактеризован керном в 11 скважинах. Породы-коллекторы представлены крепкоцементированными песчаниками и их разновидностями, мелко-среднезернистыми и средне-мелкозернистыми, преимущественно полевошпато-кварцевыми. Текстура песчаников однородная, встречается микрослоистая, неясно выраженная слоистая, линзовиднослоистая, обусловленная ориентировкой обломков пород различного грансостава. Содержание глинистой фракции изменяется от 3 до 20% и в среднем составляет 8-10%, карбонатность пород колеблется в пределах 0-2.2%. В шлифах обломочный материал (92-98%) хорошей и средней отсортированности. Форма зерен различная: угловатая, окатанно-угловатая, полуугловатая и полуокатанная.

Каркас породы состоит из кварца (43-54%), содержание которого преобладает над полевыми шпатами (37-43%), обломков пород (10-15%) и слюды (не более 3%). Акцессорные минералы представлены зернами циркона и апатита, аутигенные - зернами лейкоксена, апатаза, глауконита, каолинита и пирита.

Количество цемента 2-8%. По типу цементации порово-пленочный, реже поровый, по составу полиминеральный - хлорит-гидрослюдистый с незначительной примесью каолинита, гидрослюдисто-каолинитовый с примесью хлора. Наблюдаются свободные поры (до 8%), структуры взаимного приспособления, кальцитизированные остатки крупной фауны плохой сохранности.

Пласт Ю₁² изучен и охарактеризован керном в 11 скважинах.

Коллекторами здесь являются песчаники мелко-среднезернистые и песчаники алевритовые средне-мелкозернистые. Глинистость пород невысокая и оценивается в пределах 2-6%, карбонатность не превышает 0.5%. Породы цементированы глинистым, реже глинисто-известковым цементом. Слоистость волнистая и косая, наблюдаются включения углистого растительного детрита и пирита.

Всего в интервалах продуктивных пластов из общей части было сделано 706 определений открытой пористости, 472 – проницаемости, 130 – остаточной водонасыщенности. В том числе по пласту АВ₁³ – 265 определений открытой пористости; 162 определения проницаемости и 84 определения остаточной водонасыщенности. По пласту АВ₂ соответственно 86 определений открытой пористости; 55 определений проницаемости и 9 определений остаточной водонасыщенности. По пласту Ю₁ - 355 определений открытой пористости; 255 определений проницаемости и 37 определений остаточной водонасыщенности.

Учтено по общей части: 556 значений открытой пористости, 357 – проницаемости, 111 – остаточной водонасыщенности. В том числе по пласту АВ₁³ – 224 определения открытой пористости; 137 определений проницаемости и 75 определений остаточной водонасыщенности. По пласту АВ₂ соответственно 43 определения открытой пористости; 17 определений проницаемости и 5 определений остаточной водонасыщенности. По пласту Ю₁ - 289 определений открытой пористости; 203 определения проницаемости и 31 определение остаточной водонасыщенности.

В данной работе для определения нижнего предела коллектора использованы статистические зависимости между пористостью и проницаемостью по лабораторным данным всего имеющегося кернового материала, полученного в процессе разведки и разработки месторождения. Для пласта АВ₁₋₂ пористость составила 20.4 % при проницаемости 6.0×10^{-3} мкм² и для пласта Ю₁ пористость равна 14.4 % при проницаемости 3.2×10^{-3} мкм².

Полученные лабораторные данные удовлетворительно сопоставляются с данными ГИС. Расчет средних значений параметров производился путем взвешивания через эффективную толщину. Для контроля определялись средние значения коллекторских свойств в целом по пластам, а также и среднеарифметическое из всех определений.

Анализ лабораторных исследований ФЕС показывает, что в целом по месторождению степень их изученности позволяет использовать эти результаты при подсчете запасов углеводородов.

1.5. Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа

Физико-химические свойства нефти и нефтяного газа изучены в пластовых условиях, при разгазировании глубинных проб и по поверхностным пробам. Всего в процессе проведения поисково-разведочных работ и эксплуатации месторождения глубинные пробы исследованы по пласту АВ₁³ в 11 скважинах, по пласту АВ₂ - в 11 скважинах, по пласту Ю₁¹ – в 6 скважинах, по пласту Ю₁² – в 1 скважине. Свойства углеводородов в поверхностных условиях изучены по пластам АВ₁³, АВ₂, Ю₁¹ и Ю₁². Объем исследований по сравнению с предыдущим существенно увеличился. Глубинные пробы нефти отбирались в пробоотборники поршневого типа ВПП-300. Методика и технология физико-химических исследований соответствовала требованиям инструкции по исследованию нефти. Газовые факторы определялись при дифференциальном разгазировании в промысловых условиях ее подготовки:

I степень сепарации – давление 0.140 МПа, температура 25 - °С,

II степень сепарации – давление 0.105 МПа, температура 35 - °С.

Пробы нефти исследовались в специализированных лабораториях концерна Тюменьгеология, ОАО “ТомскНИПИнефть”, “СИБНИИНП” и на кафедре технологии топлива ТПУ.

Анализ глубинных проб проводился на установке высокого давления УТИПН-1. Компонентный состав пластовых, разгазированных нефтей и нефтяного газа определялся методом газожидкостной хроматографии. Содержание углеводородов С₁ – С₈ и неуглеводородных компонентов определялось традиционным способом. Сведения об объемах и результатах физико-химических исследований УВ.

В процессе проведения корреляции в подсчетном объекте АВ₁³ было выделено два песчаных пласта АВ₁^{3А} и АВ₁^{3Б}. Продуктивные пласты АВ₁^{3А} и АВ₁^{3Б} залегают в близких термобарических условиях, что обуславливает идентичность свойств нефти.

Поэтому далее приводится характеристика параметров в целом по объекту АВ₁³. Пластовое давление изменяется в пределах от 13,8 до 16,9 МПа, давление насыщения - от 5,1 до 12,6 МПа. Пластовая температура варьирует от 53 до 66 °С.

В пластовых условиях среднее значение плотности составляет 823 кг/м³, вязкости – 5,5 мПа*с, коэффициента объемной упругости – 9,1 МПа*10⁻⁴.

При однократном разгазировании плотность нефти и выделившегося газа соответственно составляют 876 и 0,830 г/м³. Газосодержание в среднем 32 м³/т, вязкость разгазированной нефти – 25 мПа*с, объемный коэффициент – 1,09.

По результатам ступенчатого разгазирования плотность нефти составляет 875 кг/м³, плотность выделившегося газа – 0,82, объемный коэффициент равен 1.09 и газовый фактор – 31 м³/т.

По своим параметрам разгазированная нефть пласта АВ₁³ тяжелая, парафинистая, сернистая, смолистая.

Подсчетный объект АВ₂ также включает в себя два продуктивных пласта АВ₂^А и АВ₂^В. Все параметры рассчитаны отдельно по пластам и в целом по объекту. Пластовое давление изменяется в пределах от 10,5 до 17,6 МПа. Давление насыщения изменяется от 4,6 до 6,9 МПа, пластовая температура от 53 до 63 °С.

В пластовых условиях среднее значение плотности по пласту АВ₂ составляет 827 кг/м³, вязкости – 6,28 мПа*с, коэффициента объемной упругости– 8,71 МПа*10⁻⁴.

При однократном разгазировании плотность нефти и выделившегося газа соответственно составляют 876 и 0,86 кг/м³. Газосодержание в среднем 26 м³/т, вязкость разгазированной нефти – 24,6 мПа*с, объемный коэффициент – 1,085.

По результатам ступенчатого разгазирования плотность нефти составляет 869 кг/м³, объемный коэффициент равен 1.073, газовый фактор – 25 м³/т и плотность выделившегося газа – 0,813 кг/м³.

Разгазированная нефть пласта АВ₂ – тяжелая, сернистая, смолистая, парафинистая.

Растворенный в нефти газ сухой, содержание метана до 90,4 %, этана – менее 3 %. По углеводородному составу нефть относится к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов.

Нефть пласта Ю¹ исследована в 6 скважинах. Пластовое давление изменяется в пределах от 21,8 до 24,4 МПа. Давление насыщения изменяется от 9,2 до 15,1 МПа, пластовая температура равна 93 °С. В пластовых условиях среднее значение плотности составляет 759 кг/м³, вязкости – 1,35 мПа*с, коэффициента объемной упругости – 12 МПа*10⁻⁴.

При однократном разгазировании плотность нефти и выделившегося газа соответственно составляют 865 и 1,033 кг/м³. Газосодержание в среднем 72 м³/т, вязкость разгазированной нефти – 11,6 мПа*с, объемный коэффициент – 1,223.

По результатам ступенчатого разгазирования плотность нефти составляет 862 кг/м³, плотность выделившегося газа – 0,98, объемный коэффициент равен 1.212 и газовый фактор – 69 м³/т.

Разгазированная нефть пласта Ю₁¹ – тяжелая, сернистая, смолистая, парафинистая. Растворенный в нефти газ сухой, содержит 4.69 % этана.

Пласт Ю₁² исследован в 1 скважине.

Разгазированная нефть пласта Ю₁² – тяжелая, средневязкие, сернистая, смолистая, парафинистая. Растворенный в нефти газ сухой, содержит 5.31 % этана.

Данные исследования технологической пробы нефти пласта АВ₁³ показывают, что она является сырьем для получения реактивного топлива, осветительного керосина марки КО-25, зимнего дизельного топлива марки З-0.5, летнего дизельного топлива после гидроочистки, высокосернистого топочного мазута марки 100.

Технологический индекс нефти 2.3.3.2.2.

Зависимость изменения свойств пластовой смеси от давления. При увеличении давления вязкость и плотность нефти значительно уменьшаются в зависимости от количества растворенного газа. Повышение давления выше давления насыщения вызывает незначительное увеличение этих параметров. Объемный коэффициент пластовой нефти при снижении пластового давления до давления насыщения незначительно увеличивается в связи с расширением жидкости. Дальнейшее падение давления приводит к выделению газа из нефти и значительному уменьшению объемного коэффициента.

1.6. Сведения о запасах углеводородного сырья

По сравнению с утвержденными ГКЗ балансовые запасы нефти существенно изменились. Уменьшение запасов категории В+С₁ в целом по Западно-Полуденной площади составило 49759 тыс.т. (54%) и по объектам подсчета распределено следующим образом.

Балансовые запасы нефти категории В+С₁ пласта АВ₁³ уменьшились на 44956 тыс.т. или 70 %, пласта АВ₂ – на 6623 тыс.т. или 24 %. Запасы нефти пластов Ю₁¹⁺² вновь представляются на утверждение в количестве 1820 тыс.т.

Запасы нефти категории С₂ в целом по месторождению уменьшились на 8718 тыс.т. (46%) Как показывает анализ, основные изменения запасов связаны с уменьшением объема залежей – АВ₁³ на 69 %, АВ₂ – на 14 % за счет уменьшения площади нефтеносности и нефтенасыщенных толщин в многочисленных зонах литологического замещения.

По сравнению с числящимися на Госбалансе запасы нефти категории В+С₁ в целом по Западно-Полуденной площади уменьшились на 49759 тыс.т. или 54 %, в основном, из-за значительного изменения нефтенасыщенных толщин пластов АВ₁² и А

Сведения об оцененных балансовых запасах нефти и растворенного газа по месторождению (Рис. 2), (Табл. 1)



Рисунок 2 – Начальные балансовые запасы

Таблица 1 – Начальные балансовые запасы

Категория запасов	Зона	Объем в тыс.м ³	Начальные балансовые запасы		Добыча на 0.1.2002г.	Остаточные балансовые запасы
			нефти тыс.т	газа млн.м ³	Нефти тыс.т	Нефти тыс.т
В	нз+нвз	139624	16890	445		
С ₁	нз+нвз	239409	24843	776		
В+С ₁	нз+нвз	379033	41733	1221	8442	33291
С ₂	нз+нвз	105221	10095	333		

2. Технологическая часть

Эжектор - гидравлическое устройство, в котором происходит передача кинетической энергии от одной среды, движущейся с большей скоростью, к другой.

Эжектор, работая по закону Бернулли, создает в сужающемся сечении пониженное давление одной среды, что вызывает подсос в поток другой среды, которая затем переносится и удаляется от места всасывания энергией первой среды. Принципиальное строение эжектора представлено на рисунке 3.

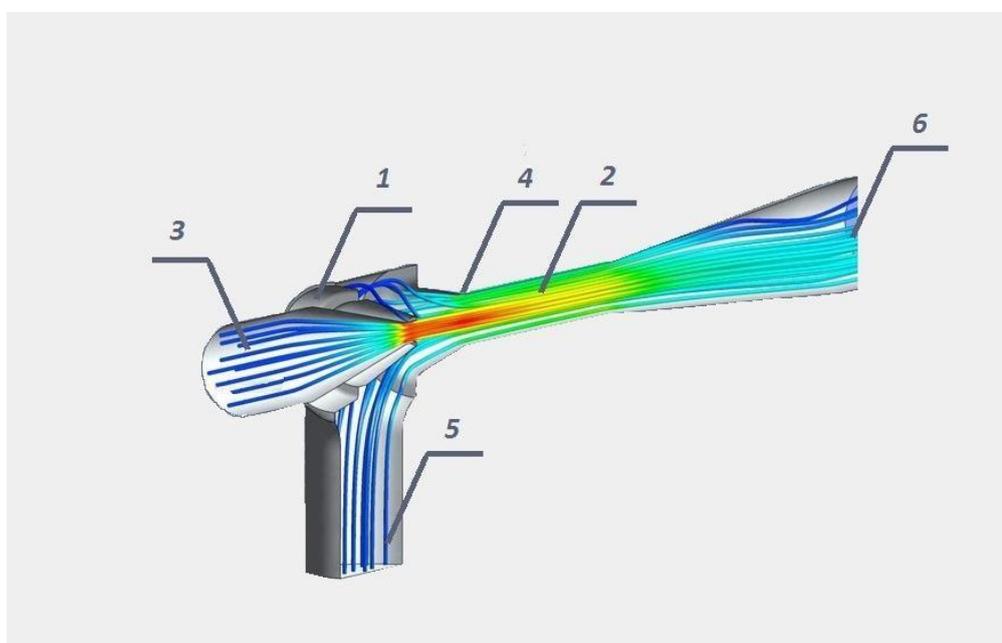


Рисунок 3 – Строение эжектора

1. Камера разряжения, или камера всасывания эжектируемой среды.
2. Канал (камера) смешения двух потоков.
3. Канал подачи эжектирующей среды.
4. Сопло канала подачи эжектирующей среды.
5. Патрубок всасывания (забора) эжектируемой среды.
6. Выходной диффузор эжектора.

Конструкция эжектора состоит из сопла, всасывающей камеры и диффузора. Диффузоры - это каналы, где происходит превращение одной энергии в другую, а именно кинетической в потенциальную. Таким образом,

происходит повышение давления за счет снижения скорости. В сопле создается поток пара либо газа, который называется рабочей средой. Эта среда движется с достаточно большой скоростью и турбулентно, из-за чего в рабочей камере создается разрежение. Под действием разреженного воздуха, созданная смесь удаляется из рабочей камеры. Данный процесс всасывания пара или газа можно описать двумя уравнениями: уравнением неразрывности и уравнением истечения.

Уравнение неразрывности исходит из условия, что расход пара или газа в любом сечении является константой. Таким образом:

$$m_1 = m_2; m_1 = \omega_1 \times f_1 \times \rho_1; m_2 = \omega_2 \times f_2 \times \rho_2,$$

где m_1 и m_2 – расход пара или газа в сечении канала;

f_1, f_2 - площадь этого сечения;

ρ_1, ρ_2 - плотность газа или пара;

ω_1, ω_2 - скорость на выходе;

Следовательно, чем уже канал, тем больше скорость выходящего из него потока пара или газа.

В основе уравнения истечения потока пара или газа лежит первый закон термодинамики:

$$q_H = \Delta U + \frac{\omega_2^2}{2} - \frac{\omega_1^2}{2} + I_T,$$

где q_H - количество теплоты между сечениями f_1 и f_2 ;

ΔU - изменение внутренней энергии пара газа;

I_T - работа выполняемая в 1 кг пара или газа.

Таким образом, количество теплоты q_H приводим к 1 кг.

Эжектирование - это приведение в движение пара или газа путем разрежения среды, которая создается другим, движущимся с большей скоростью, рабочим потоком. Поток, движущийся под напором, создает

разряжение и называется эжектирующим (активным потоком), а приводимая в движение смесь является эжектируемой (пассивной смесью). В результате их смешения, при эжектировании, пассивная смесь передает энергию активному потоку, вследствие чего скорости и другие показатели выравниваются. В качестве потока может использоваться газ, жидкость, а также пар различного характера.

Эжекторы удаляют газы или жидкости из рабочего пространства, и характеризуется данное устройство коэффициентом эжекции.

$$n = \frac{m_2}{m_1} = \frac{V_2}{V_1},$$

где m_1 - массовый расход активного потока пара или газа, кг/с;

m_2 - массовый расход захваченного воздуха, кг/с;

V_1, V_2 - объемный расход активного пара или газа, а так же захваченного воздуха, м³/с.

В нефтяной промышленности эжектор плотно занял свою нишу. Эжекторно-насосные установка используются для переработки низконапорных нефтяных газов.

При утилизации нефтяного газа большое значение имеют 2 особенности.

Во-первых, состав сепарируемого от добываемой нефти газа изменяется (по ступеням). Во-вторых, в процессе эксплуатации нефтяных месторождений дебит, а иногда и состав газа, существенно меняется. Период максимальной добычи нефтяного газа в среднем составляет 4-7 лет. в дальнейшем добыча достаточно равномерно уменьшается, в среднем на 3-7% в год. А значит, применяемое оборудование должно допускать возможность 25%го уменьшения и увеличения мощности, чтобы его можно было использовать без замены в течение всего периода добычи. На этот случай эжекторные установки имеют возможность установки сменных сопел разного диаметра соответственно пропускной и эжектирующей способностей.

По сравнению, с компрессорными станциями эжекторное компримирование имеет множество преимуществ, таких как:

- Высокая надежность при эксплуатации;
- Отсутствие подвижных элементов;
- Малые габаритные размеры и масса;
- Простота обслуживания;
- Использование только энергии активного потока;
- Минимальные вложения при вводе в эксплуатацию;
- Возможность установки сменных сопел разного диаметра.

Давление смеси на выходе эжектора может превышать давление пассивной среды на входе в аппарат до определенных значений.

2.1. Технологический расчет

В данной работе рассматривается возможность повышения давления низконапорного газа, образующегося на третьей ступени сепарации нефти, и его дальнейшего использования на технологические нужды за счет использования эжекторной установки типа газ-газ, которая позволяет включить газ второй ступени сепарации в общую схему подготовки попутного газа на нефтегазовом месторождении.

Рассмотрим более детально возможную схему подготовки нефтяного газа на примере технологической схемы УПСВ-2 «N» нефтяного месторождения, где весь низконапорный газ сжигается на факелах (Приложение А).

Для анализа применения эжектора были выполнены расчеты в среде технологического моделирования HYSYS 7.32006.

2.2. Расчет эжектора в программной среде HYSYS 2006

Так как в HYSYS 7.3 2006 отсутствует возможность прямого моделирования эжектора, его расчет выполнялся с помощью электронных таблиц по методике, приведенной в источнике [1].

Основные исходные данные, необходимые для расчетов:

- температура активного потока на входе в эжектор – 19 °С;
- давление активного потока на входе в эжектор – 1,47 МПа;
- температура пассивного потока на входе в эжектор – 47 °С;
- давление пассивного потока на входе в эжектор – 0,15 МПа;
- компонентные составы и расходы активного и пассивного потоков.

Кроме этого также необходимы были основные физико-химические параметры потоков, такие как молекулярная масса, теплоемкость, коэффициент адиабаты, которые рассчитывались из компонентного состава газа.

Основные уравнения, используемые в расчетах:

$$\frac{T_3^*}{T_1^*} = \frac{1 + n\theta + \mathcal{G}}{n + 1} \quad (2.2.1)$$

$$\theta = \frac{T_2^*}{T_1^*} \quad \text{- отношение температуры торможения эжектируемого газа к температуре торможения эжектирующего газа;}$$

$\mathcal{G} = \frac{Q}{c_p T_1^* G_1}$ - отношение подведенного секундного количества тепла к теплосодержанию секундного расхода эжектирующего газа, при расчете обычных эжекторов равно 0.

$$\frac{T_3^*}{T_1^*} = \frac{n\theta + 1}{n + 1} \quad (2.2.2)$$

Основное уравнение эжекции

$$\sqrt{(n + 1)(1 + n\theta + \mathcal{G})} z(\lambda_3) = z(\lambda_1) + \sqrt{\theta} z(\lambda_2)$$

Где n – коэффициент эжекции;
 λ_1 – приведенная скорость эжектирующего газа;
 λ_2 – приведенная скорость эжектируемого газа;
 λ_3 – приведенная скорость газа на выходе из сопла;

$$z(\lambda) = \lambda + \frac{1}{\lambda} \quad \text{– газодинамическая функция.}$$

$$n = \frac{G_2}{G_1} = \frac{1}{\Pi_0 \alpha \sqrt{\theta}} \frac{q(\lambda_2)}{q(\lambda_1)} \quad (2.2.4)$$

Где G_1, G_2 – массовые расходы эжектирующего и эжектируемого газов соответственно, кг/ч;

$$\alpha = \frac{F_1}{F_2} = \frac{F_1}{F_3 - F_1} \quad \text{– основной геометрический параметр эжектора, равный отношению площадей выходных сечений сопел для эжектирующего и эжектируемого газов;}$$

$$\Pi_0 = \frac{p_1^*}{p_2^*} \quad \text{– отношение начальных полных давлений газов;}$$

$q(\lambda)$ – газодинамическая функция.

Эти уравнения достаточны для определения состояния потока в выходном сечении эжектора по заданным начальным параметрам потоков и коэффициенту эжекции.

В качестве параметров эжектора были приняты следующие величины: коэффициент эжекции (отношение расходов пассивного и активного потоков), принятый равным 0,51, отношение площади сопла к площади камеры, принятое равным 0,219. Эти параметры задавались исходя из того, что на выходе из эжектора необходимо было получить поток с давлением 0,5 МПа, то есть

равным давлению выходных потоков второй ступени сепарации. Расход эжектирующего потока газа контролируется регулирующей арматурой.

При необходимости по вышеприведенным параметрам рассчитываются конструктивные параметры эжектора. В нашем случае они составили:

- диаметр камеры смешения потоков $DN = 200$ мм;
- расчетное давление $PN = 1,6$ МПа.

Расчеты, проведенные в HYSYS 7.3 2006, показали, что применение эжектора приводит к увеличению энергопотребления компрессорной станции с 1510 кВт до 2570 кВт или в 1,7 раза.

Кроме этого, в связи с использованием в эжекторе в качестве рабочего потока газа первой ступени сепарации, увеличивается расход газа на выходе с первой ступени компремирования почти в 3 раза, а это требует увеличения производительности оборудования второй ступени газокompрессорной станции в 2 раза.

2.3. Описание технологического процесса и технологической схемы комплекса

2.3.1. Схема работы УПСВ с УБС – 6300

Водонефтяная газосодержащая эмульсия в объёме 8500м³/сут с кустов №№: 8, 9,10,12,12Б,13,14,16,16Б,17,18 Западно-Полуденной площади «N» н.м.р., куста №1 и скв.33р «N» месторождения поступает на входную гребенку УПСВ-2, затем через ЗКЛ №№: 1, 10, с целью снижения пульсаций входного потока, подается в депульсатор УБС-6300. В УБС-6300 происходит отделения попутного нефтяного газа от жидкости, дополнительное отделение капельной жидкости от газа осуществляется в каплеотбойнике, смонтированном в верхней части аппарата. Водонефтяная эмульсия отводится из УБС-6300 через ЗКЛ № 16, УЭРВ, ЗКЛ №17. Регулировка уровня жидкости в УБС-6300 производится в автоматическом режиме. Показания с РУПШ поступает на контроллер, который подает команду на закрытие или открытие УЭРВ. Уровень жидкости выдерживается в заданных параметрах (max=1460мм, max=730мм). В случае отказа УЭРВ жидкость подаётся через байпасную линию (ЗКЛ № 15 открыта, задвижки №№:16,17 закрыты). После ЗКЛ № 16, УЭРВ, ЗКЛ №17 или ЗКЛ №15 жидкость через ЗКЛ №12,96,100 и поступает на 2 ступень сепарации на вход в УСТН –1 через ЗКЛ № 119 или УСТН-2 через ЗКЛ №118, в УСТН-1 и УСТН-2 происходит отделение остаточного газа от жидкости (задвижки ЗКЛ №№13,14,97,99,115,90,71,29 закрыты).

В поток поступающей на объект водонефтяной газосодержащей эмульсии, из БРХ-1(2) подается деэмульгатор для повышения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии на 2-е фазы (воду и нефть) через задвижки №№9,9а.

Дегазированная водонефтяная эмульсия с площадки сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит отделение воды от нефти вследствие гравитационного отстоя:

- с УСТН-1 в РВС-2000 №1 – через ЗКЛ №№150,136,140,135,141, при этом ЗКЛ №№ 137,138,133,134,139,33 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-1 в РВС-2000 №2 – через ЗКЛ №№140,150,137,138,145, при этом ЗКЛ №№ 133,134,136,139,135,34,141/1 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-1 в РВС-2000 №1,2. – через задвижки ЗКЛ №№150,136,141 (РВС-2000 №1), через задвижки ЗКЛ №№140,137,145 (РВС-2000 №2), при этом задвижки ЗКЛ №№133,134,139,135,138,141/1,33,34 должны находиться в закрытом положении.
- с УСТН-2 в РВС-2000 №1 - через ЗКЛ №№133,134,136,135,141, при этом ЗКЛ №№ 139,140,150,137,138,33 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-2 в РВС-2000 №2 - через ЗКЛ №№133,134,137,138,145, при этом ЗКЛ №№135,136,139,140,150,141/1,34 должны находиться в закрытом положении; Указать положение задв.141/1; 34.
- с УСТН-2 в РВС-2000 №1,2. – через задвижки ЗКЛ №№133,136,141 (РВС-2000 №1), через задвижки ЗКЛ №№134,137,145 (РВС-2000 №2), при этом задвижки ЗКЛ №№139,135,150,140,138,141/1,33,34 должны находиться в закрытом положении.

Из РВС-2000 №1, №2 нефть, с остаточным содержанием воды, с нефтезаборного стояка высотой 8м через ЗКЛ №№ 143 (РВС №1), 147 (РВС №2),149,24,25,171,167,161 (задвижки ЗКЛ №№144,148,20,21,22 закрыты) поступает на прием агрегатов внешней откачки нефти ЦНС 180x340№1, или ЦНС 38/132 №2,3. В нормально режиме работы установки один агрегат находится в работе два других в резерве. Нефть с выкида агрегатов через ЗКЛ №165,169,173,37,38 подается на узел учета нефти (УУН) (описание работы СИКНС УПСВ-2 прописано в инструкции по эксплуатации СИКНС УПСВ-2 ИЭ-7-25-10) и пройдя коммуникации УУН, через ЗКЛ №84 поступает в

напорный нефтепровод «УПСВ-2 – УПН «Малореченская» (задвижка ЗКЛ №2 закрыта). Дренаживание оборудования узла учета нефти и насосного блока производится в ЕП-1. Насосный блок дренируется в ЕП-1 через задвижки ЗКЛ №№162,166,170,163, оборудования узла учета нефти через ЗКЛ №№31,35 (задвижки ЗКЛ №№202,203,31/2 закрыты).

Уровень жидкости в ЕП-1 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения (min=1,0м, max=2,4м) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора

Откачка ЕП-1 производится путём включения вручную насоса НВ 50/50:

- на приём насосных агрегатов, через задвижки №№:89, 89/1 или
- в трубопровод поступления нефти в УСТН-1(2), через ЗКЛ №№89,29, при этом задвижка ЗКЛ №89/1 закрыта.

Подтоварная вода из РВС№№ 1,2 через ЗКЛ №№142,146 поступает на БКНС-11.

Так же возможна схема параллельного включения РВС. Дегазированная водонефтяная эмульсия с площадки сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит отделение воды от нефти вследствие гравитационного отстоя:

- с УСТН-1 в РВС-2000 №1 – через ЗКЛ №№150,135,136,141, при этом ЗКЛ №№140,137,138,133,134,139,34,33 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-2 в РВС-2000 №1 - через ЗКЛ №№133,134,136,135,141, при этом ЗКЛ №№139,140,150,137,138,33,34 должны находиться в закрытом положении.

Из РВС-2000 №1, нефть, с остаточным содержанием воды, с нефтезаборного стояка высотой 8м через ЗКЛ №№143,149,24,25,171,167,161 поступает на прием агрегатов внешней откачки нефти ЦНС 180x340№1, или ЦНС 38x132 №2,3. Нефть с выкида агрегатов через ЗКЛ №165,169,173,37,38 подается на узел учета нефти (УУН) (описание работы СИКНС УПСВ-2

прописано в инструкции по эксплуатации СИКНС УПСВ-2 ИЭ-7-25-10) и пройдя коммуникации УУН, через ЗКЛ №84 поступает в напорный нефтепровод «УПСВ-2 – УПН «Малореченская» (задвижка ЗКЛ №2 закрыта).

Подтоварная вода из РВС -2000 №1 поступает в РВС-2000 №2 через ЗКЛ №№141/1,145, после с РВС-2000 №2 через ЗКЛ №146 поступает на приём насосов Д-320Х 50 в насосную перекачки подтоварной воды (подпорный блок) и, далее на БКНС-11 (задвижки ЗКЛ №№142,148,20 закрыты).

Дренирование жидкости сепарационного оборудования производится в ЕП-2:

- УБС-6300 через ЗКЛ №90;
- УСТН-1 через ЗКЛ №131;
- УСТН-2 через ЗКЛ №132.

Уровень жидкости в ЕП-2 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора.

Откачка ЕП-2 производится через ЗКЛ №88 путём включения вручную насоса НВ 50/50. Если в работе РВС №1 жидкость поступает в трубопровод поступления жидкости в РВС №1 через ЗКЛ №141/1 или через обвязку УСТН-1,2 (задвижка №141/1 закрыта).

При этом: Если в работе УСТН-1, то откачка жидкости из ЕП-2 производится через задвижки №№137,138,135,136 (задвижки ЗКЛ №№134,133,139,33,34 закрыты, задвижки ЗКЛ №№140,150 открыты). Если в работе УСТН-2 - через задвижки ЗКЛ №№138,136,137,135 (задвижки ЗКЛ №№139,1150,140,33,34 закрыты, задвижки ЗКЛ №№133,134 открыты). Если в работе находится РВС №2, то откачка жидкости с ЕП-2 ведётся в трубопровод поступления жидкости в РВС №2 через ЗКЛ №145.

С верхней части УБС-6300 отделившийся попутный нефтяной газ через ЗКЛ №58,62 (задвижки ЗКЛ №№60,61,63 закрыты) поступает в сепаратор газа (ГС), в котором происходит отделение капельной жидкости от газа. Отделившаяся капельная жидкость в сепараторе газа (ГС) отводится с нижней части ГС в УБС-6300, через ЗКЛ №№70,71 (задвижки ЗКЛ №№68/2,70/1 закрыты).

Газ после ГС подается одновременно на ГТЭС, ФВД, котельную и на запальные горелки факельной установки:

Подача газа на ГТЭС. Газ после ГС через задвижки ЗКЛ №№64,79,83 (задвижки ЗКЛ №№63,81,82,78,80 закрыты) попадает в расширительную камеру ФВД после газ через задвижки ЗКЛ №№216,230 (задвижки ЗКЛ №№217,216/1,226 закрыты) проходит СИКГ ГТЭС через задвижку ЗКЛ № 235, расходомер и задвижку ЗКЛ № 234, либо по байпасной линии через задвижку ЗКЛ № 233 (при работе через байпасную линию задвижки ЗКЛ №№235,234 закрыты) и подается на ГТЭС Западно-Полуденной площади «N» н.м.р.. Давление газа на выходе с УПСВ-2 должно быть не менее 1,8 кгс/см² и не более 3,3 кгс/см². Контроль за давлением газа осуществляется по техническим манометрам (по схеме 1.38 и 1.37) и по датчику преобразования давления Метран.

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-2 ЦППН-7 ИЭ-7-08-10

Подача газа на ФВД. Газ после ГС, через задвижки ЗКЛ №№64,79,83 (задвижки ЗКЛ №№63,81,82,78,80 закрыты), попадает в расширительную камеру ФВД, после газ через задвижку ЗКЛ №216 (задвижки ЗКЛ №№226,215,231 закрыты) поступает на узел регулятора давления газа на ФВД и через ЗКЛ № 228, регулятор давления газа и ЗКЛ № 229 или через байпасную линию ЗКЛ №227. Пройдя узел регулятора давления газа на ФД газ поступает на СИКГ ФВД проходя задвижку ЗКЛ № 236, расходомер и задвижку ЗКЛ № 237, либо байпасную линию СИКГ через ЗКЛ № 238 (при работе через

байпасную линию задвижки ЗКЛ №№236,237 закрыты). Пройдя СИКГ ФВД газ поступает в факельный ствол ФВД.

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-2 ЦППН-7 ИЭ-7-08-10

Подача газа на котельную и на запальные горелки факельной установки. После ГС газ через ЗКЛ №№64,79,91,201 (задвижки ЗКЛ №63,205 должны быть закрыты) поступает в вертикальный сепаратор газа (СВГ), в котором происходит подготовка топливного газа для запальных горелок факельной установки за счет дополнительной сепарации жидкости и механических примесей. После СВГ первый поток газа, пройдя СИКГ «на котельную» через задвижки ЗКЛ №№204,206/1,155,153 поступает на котельную Западно-Полуденной площади «N» н.м.р. (задвижки ЗКЛ №№81,82,154 находятся в закрытом положении). Второй поток газа после СВГ подается на запальные горелки ФВД, ФНД через задвижки ЗКЛ №№204,207,208,172(ФВД),176(ФНД) (задвижки ЗКЛ №№209,84,85,206 находится в закрыто положение).

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-2 ЦППН-7 ИЭ-7-08-10

Отделившаяся капельная жидкость в вертикальном сепараторе газа (СВГ) отводится в ЕП-1, через задвижки ЗКЛ №№202,203. Уровень жидкости в ЕП-1 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора. Откачка ЕП-5 производится через ЗКЛ №89, 89/1 путём включения вручную насоса НВ 50/50, в трубопровод поступления нефти на прием насосов внешней перекачки.

В расширительной камере ФВД, куда газ поступил после ГС через задвижки ЗКЛ №№64,79,83, происходит осаждение остаточной капельной жидкости за счет увеличения объема и уменьшения давления потока. Отделившаяся капельная жидкость с расширительной камеры ФВД отводится в

ЕП-5 через задвижку ЗКЛ №159. Так же в ЕП-5 через задвижку ЗКЛ №225 поступает капельная жидкость с факельного ствола ФВД. Уровень жидкости в ЕП-5 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора. Откачка ЕП-5 производится через ЗКЛ №№151,94 (задвижка ЗКЛ №151а закрыта) путём включения вручную насоса НВ 50/50, в трубопровод поступления нефти на прием насосов внешней перекачки. .

Газ низкого давления, отделившийся в УСТН-1, УСТН-2 через ЗКЛ №№126,125 (задвижки ЗКЛ №№127,128,129,130,74/1,84,85 закрыты), поступает на СИКГ ФНД ЗКЛ №76, расходомер, 77 или байпасную линию (задв.75 открыта, задв.76 и 77 закрыты).

После СИКГ ФНД газ низкого давления пройдя расширительную камеру ФНД сжигается на ФНД задвижки ЗКЛ №№218,220,221,222,223 в открытом положении, задвижка ЗКЛ № 219 закрыта). В расширительной камере газопровода низкого давления, за счет увеличения объема и уменьшения давления потока, происходит осаждение остаточной капельной жидкости, которая через ЗКЛ №158 (задвижка ЗКЛ №218/1 на газоуравнительной линии открыта) отводится в ЕП-4. Так же в ЕП-4 через ЗКЛ №224 отводится капельная жидкость, осевшая в коммуникациях факела низкого давления. Уровень жидкости в ЕП-4 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора. Откачка ЕП-4 производится через ЗКЛ №152,94 путём включения вручную насоса НВ 50/50, в трубопровод поступления нефти на прием насосов внешней.

Имеется возможность аварийного сброса газа от УСТН-1, УСТН-2 в газопровод высокого давления. Через ЗКЛ №129 (УСТН-2), 127 (УСТН-1) далее через ЗКЛ №215 в газопровод высокого давления.

Аварийный сброс газа с СППК производится на ФНД.

2.3.2. Схема работы УПСВ с НГС

Водонефтяная газосодержащая эмульсия в объёме 8500м³/сут с кустов №№: 8, 9,10,12,12Б,13,14,16,16Б,17,18 Западно-Полуденной площади «N» н.м.р., куста №1 и скв.33р «N» месторождения поступает на входную гребенку УПСВ-2, затем через ЗКЛ №№: 1, 11, 18 (задвижки ЗКЛ №№10,14,19,20 закрыты) поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС). В НГС происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Водонефтяная эмульсия отводится с нижней части НГС через ЗКЛ №№ 22,13,96,100, и поступает на вход в УСТН –1 через задвижку ЗКЛ № 119 и УСТН-2 через задвижку ЗКЛ №118 (задвижки ЗКЛ №№21,12,97,70,/1,29,99,115,120 закрыты). В УСТН-1 и УСТН-2 происходит отделение остаточного газа от жидкости.

В поток, поступающей на объект водонефтяной газосодержащей эмульсии, из БРХ-1(2) подается деэмульгатор для повышения эффективности процесса разделения водонефтяной эмульсии на 2-е фазы (воду и нефть) через задвижки №№9,9а.

Дегазированная водонефтяная эмульсия с площадки сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит отделение воды от нефти вследствие гравитационного отстоя:

- с УСТН-1 в РВС-2000 №1 – через ЗКЛ №№150,136,140,135,141, при этом ЗКЛ №№ 137,138,133,134,139,33 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-1 в РВС-2000 №2 – через ЗКЛ №№140,150,137,138,145, при этом ЗКЛ №№ 133,134,136,139,135,34,141/1 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-1 в РВС-2000 №1,2. – через задвижки ЗКЛ №№150,136,141 (РВС-2000 №1), через задвижки ЗКЛ №№140,137,145 (РВС-2000 №2),

при этом задвижки ЗКЛ №№133,134,139,135,138,141/1,33,34 должны находиться в закрытом положении.

- с УСТН-2 в РВС-2000 №1 - через ЗКЛ №№133,134,136,135,141, при этом ЗКЛ №№ 139,140,150,137,138,33 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-2 в РВС-2000 №2 - через ЗКЛ №№133,134,137,138,145, при этом ЗКЛ №№135,136,139,140,150,141/1,34 должны находиться в закрытом положении; Указать положение задв.141/1; 34.
- с УСТН-2 в РВС-2000 №1,2. – через задвижки ЗКЛ №№133,136,141 (РВС-2000 №1), через задвижки ЗКЛ №№134,137,145 (РВС-2000 №2), при этом задвижки ЗКЛ №№139,135,150,140,138,141/1,33,34 должны находиться в закрытом положении.

Из РВС-2000 №1, №2 нефть, с остаточным содержанием воды, с нефтезаборного стояка высотой 8м через ЗКЛ №№ 143 (РВС №1), 147 (РВС №2),149,24,25,171,167,161 поступает на прием агрегатов внешней откачки нефти ЦНС 180х340№1, или ЦНС 38/132 №2,3. Нефть с выкида агрегатов через ЗКЛ № 165, 169, 173, 37, 38 подается на узел учета нефти (УУН) и пройдя коммуникации УУН, через задвижку ЗКЛ №84 поступает в напорный нефтепровод «УПСВ-2 – УПН «Малореченская». Дренажное оборудование узла учета нефти и насосного блока производится в ЕП-1. Насосный блок дренируется в ЕП-1 через задвижки ЗКЛ №№162, 166, 170, 163, оборудования узла учета нефти через ЗКЛ №№ 31, 35.

Уровень жидкости в ЕП-1 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения (min=1,0м, max=2,4м) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора

Откачка ЕП-1 производится путём включения вручную насоса НВ 50/50:

- на приём насосных агрегатов, через задвижки №№:89, 89/1 или

- в трубопровод поступления нефти в УСТН-1(2), через ЗКЛ №№89,29, при этом задвижка ЗКЛ №89/1 закрыта.

Подтоварная вода из РВС№№ 1,2 через ЗКЛ №№142,146 поступает на БКНС-11.

Так же возможна схема параллельного включения РВС. Дегазированная водонефтяная эмульсия с площадки сепарации поступает в резервуарный парк, где происходит отделение воды от нефти вследствие гравитационного отстоя:

- с УСТН-1 в РВС-2000 №1 – через ЗКЛ №№150,135,136,141, при этом ЗКЛ №№140,137,138,133,134,139,34 должны находиться в закрытом положении;
- с УСТН-2 в РВС-2000 №1 - через ЗКЛ №№133,134,136,135,141, при этом ЗКЛ №№139,140,150,137,138,33 должны находиться в закрытом положении.

Из РВС-2000 №1, нефть, с остаточным содержанием воды, с нефтезаборного стояка высотой 8м через ЗКЛ №№143,149,24,25,171,167,161 поступает на прием агрегатов внешней откачки нефти ЦНС 180x340№1, или ЦНС 38x132 №2,3. Нефть с выкида агрегатов через ЗКЛ №165,169,173,37,38 подается на узел учета нефти (УУН) (описание работы СИКНС УПСВ-2 прописано в инструкции по эксплуатации СИКНС УПСВ-2 ИЭ-7-25-10) и пройдя коммуникации УУН, через ЗКЛ №84 поступает в напорный нефтепровод «УПСВ-2 – УПН «Малореченская» (задвижка ЗКЛ №2 закрыта).

Подтоварная вода из РВС -2000 №1 поступает в РВС-2000 №2 через ЗКЛ №№141/1,145, после с РВС-2000 №2 через ЗКЛ №146 поступает на приём насосов Д-320Х 50 в насосную перекачки подтоварной воды (подпорный блок) и, далее на БКНС-11 (задвижки ЗКЛ №№142,148,20 закрыты).

Дренирование жидкости сепарационного оборудования производится в ЕП-2:

- НГС через ЗКЛ № 112;
- УСТН-1 через ЗКЛ №131;

- УСТН-2 через ЗКЛ №132.

Уровень жидкости в ЕП-2 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора.

Откачка ЕП-2 производится через ЗКЛ №88 путём включения вручную насоса НВ 50/50. Если в работе РВС №1 жидкость поступает в трубопровод поступления жидкости в РВС №1 через ЗКЛ №141/1 или через обвязку УСТН-1,2 (задвижка №141/1 закрыта).

При этом: Если в работе УСТН-1, то откачка жидкости из ЕП-2 производится через задвижки №№137,138,135,136 (задвижки ЗКЛ №№134,133,139,33,34 закрыты, задвижки ЗКЛ №№140,150 открыты). Если в работе УСТН-2 - через задвижки ЗКЛ №№138,136,137,135 (задвижки ЗКЛ №№139,1150,140,33,34 закрыты, задвижки ЗКЛ №№133,134 открыты). Если в работе находится РВС №2, то откачка жидкости с ЕП-2 ведется в трубопровод поступления жидкости в РВС №2 через ЗКЛ №145.

С верхней части НГС отделившийся попутный нефтяной газ через задвижки ЗКЛ №№ 74, 61, 62 (задвижки ЗКЛ №№ 73,60,58,74/1,63 закрыты) поступает в сепаратор газа (ГС), в котором происходит отделение капельной жидкости от газа. Отделившаяся капельная жидкость в сепараторе газа (ГС) отводится с нижней части ГС в «выход нефти с НГС», через задвижки ЗКЛ №№ 68/2, 70/1. (задвижки ЗКЛ №№70,68 закрыты). Газ после ГС подается одновременно на ГТЭС, ФВД, котельную и на запальные горелки факельной установки:

Подача газа на ГТЭС. Газ после ГС через задвижки ЗКЛ №№64,79,83 (задвижки ЗКЛ №№63,81,82,78,80 закрыты) попадает в расширительную камеру ФВД, после газ через задвижки ЗКЛ №№216,230 (задвижки ЗКЛ №№217,216/1,226 закрыты) проходит СИКГ ГТЭС через задвижку ЗКЛ № 235, расходомер и задвижку ЗКЛ № 234, либо по байпасной линии через задвижку

ЗКЛ № 233 (при работе через байпасную линию задвижки ЗКЛ №№235,234 закрыты) и подается на ГТЭС Западно-Полуденной площади «N» н.м.р.. Давление газа на выходе УПСВ-2 должно быть не менее 1,8 кгс/см² и не более 3,3 кгс/см². Контроль за давлением газа осуществляется по техническим манометрам (по схеме 1.38 и 1.37) и по датчику преобразования давления Метран.

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-2 ЦППН-7 ИЭ-7-08-10

Подача газа на ФВД. Газ после ГС через задвижки ЗКЛ №№64,79,83 (задвижки ЗКЛ №№63,81,82,78,80 закрыты) попадает в расширительную камеру ФВД после газ через задвижку ЗКЛ №216 (задвижки ЗКЛ №№226,215,231 закрыты) поступает на узел регулятора давления газа на ФВД и через ЗКЛ № 228, регулятор давления газа и ЗКЛ № 229 или через байпасную линию ЗКЛ №227. Пройдя узел регулятора давления газа на ФД газ поступает на СИКГ ФВД проходя задвижку ЗКЛ № 236, расходомер и задвижку ЗКЛ № 237, либо байпасную линию СИКГ через ЗКЛ № 238 (при работе через байпасную линию задвижки ЗКЛ №№236,237 закрыты). Пройдя СИКГ ФВД газ поступает в факельный ствол ФВД.

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-2 ЦППН-7 ИЭ-7-08-10

Подача газа на котельную и на запальные горелки факельной установки. После ГС газ через ЗКЛ №№64,79,91,201 задвижки ЗКЛ №63,205 должны быть закрыты) поступает в вертикальный сепаратор газа (СВГ), в котором происходит подготовка топливного газа для запальных горелок факельной установки за счет дополнительной сепарации жидкости и механических примесей. После СВГ первый поток газа, пройдя СИКГ «на котельную» через задвижки ЗКЛ №№204,206/1,155,153 поступает на котельную Западно-Полуденной площади «N» н.м.р. (задвижки ЗКЛ №№81,82,154 находятся в закрытом положении). Вторым потоком газа после СВГ

подаётся на запальные горелки ФВД, ФНД через задвижки ЗКЛ №№204,207,208,172(ФВД),176(ФНД) (задвижки ЗКЛ №№209,84,85,206 находится в закрыто положение).

Описание работы СИКГ прописано в инструкции по эксплуатации СИКГ УПСВ-2 ЦППН-7 ИЭ-7-08-10

Отделившаяся капельная жидкость в вертикальном сепараторе газа (СВГ) отводится в ЕП-1, через задвижки ЗКЛ №№202,203. Уровень жидкости в ЕП-1 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора. Откачка ЕП-5 производится через ЗКЛ №89, 89/1 путём включения вручную насоса НВ 50/50, в трубопровод поступления нефти на прием насосов внешней перекачки.

В расширительной камере ФВД, куда газ поступил после ГС через задвижки ЗКЛ №№64,79,83, происходит осаждение остаточной капельной жидкости за счет увеличения объема и уменьшения давления потока. Отделившаяся капельная жидкость с расширительной камеры ФВД отводится в ЕП-5 через задвижку ЗКЛ №159. Так же в ЕП-5 через задвижку ЗКЛ №225 поступает капельная жидкость с факельного ствола ФВД. Уровень жидкости в ЕП-5 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\min=1,0\text{м}$, $\max=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора. Откачка ЕП-5 производится через ЗКЛ №№151,94 (задвижка ЗКЛ №151а закрыта) путём включения вручную насоса НВ 50/50, в трубопровод поступления нефти на прием насосов внешней перекачки. .

Газ низкого давления, отделившийся в УСТН-1, УСТН-2 через ЗКЛ №№126,125 (задвижки ЗКЛ №№127,128,129,130,74/1,84,85 закрыты), поступает на СИКГ ФНД ЗКЛ №76, расходомер, 77 или байпасную линию (при работе через байпасную линию задвижки ЗКЛ №№76,77 закрыты).

После СИКГ ФНД газ низкого давления пройдя расширительную камеру ФНД сжигается на ФНД задвижки ЗКЛ №№218,220,221,222,223 в открытом положении, задвижка ЗКЛ № 219 закрыта). В расширительной камере газопровода низкого давления, за счет увеличения объема и уменьшения давления потока, происходит осаждение остаточной капельной жидкости, которая через ЗКЛ №158 (задвижка ЗКЛ №218/1 на газоуровнительной линии открыта) отводится в ЕП-4. Так же в ЕП-4 через ЗКЛ №224 отводится капельная жидкость, осевшая в коммуникациях факела низкого давления. Уровень жидкости в ЕП-4 контролируется датчиком уровня жидкости ДУЖ-1М, при достижении минимального и максимального значения ($\text{min}=1,0\text{м}$, $\text{max}=2,4\text{м}$) выводится световая и звуковая сигнализация на АРМ и панели оператора. Откачка ЕП-4 производится через ЗКЛ №152,94 путём включения ручную насоса НВ 50/50, в трубопровод поступления нефти на прием насосов внешней.

Имеется возможность аварийного сброса газа от УСТН-1, УСТН-2 в газопровод высокого давления. Через ЗКЛ №129 (УСТН-2), 127 (УСТН-1) далее через ЗКЛ №215 в газопровод высокого давления.

Аварийный сброс газа с СППК производится на ФНД.

2.3.5 Особенности эксплуатации в зимнее время

В зимнее время часть газа через ЗКЛ №82 поступает на ГРП котельной, работающей на попутном газе, которая в свою очередь обеспечивает теплоснабжение производственных помещений.

Во время эксплуатации должен быть задействован и проверен на эффективность работы тепловой обогрев КИП и помещений

Осуществляется обогрев дренажной линии ГС, произведена теплоизоляция участков газопроводов наиболее подверженных перемерзанию, дренажной

линии СВГ. В полости ГС смонтирован пароспутник для обогрева паром от ППУ днища (нижней части) сепаратора.

Для предотвращения образования кристаллогидратов в газовые линии подаётся метанол с помощью БРХ-3(метанольница) через вентиль №1м (выход газа с УБС), №2м (выход газа с ГС), №3м (газопровод низкого давления от СППК), №4м (выход газа УСТН №1), №5м (выход газа УСТН №2). Через вентиль № 6м подается метанол в газопровод на ФНД, через вентиль № 7м метанол подается в газопровод с ГС, через вентиль №8м в газопровод на ФВД, через вентиль № 9м на вход СВГ, через вентиль № 10м на выход газа с СВГ, через вентиль № 11 м на выход газа с СИКГ ТГ в газопровод «Газ на запальные горелки ФВД, ФНД».

Перед входом в БРХ, помещение необходимо проветрить, включив вентиляцию или в отсутствии вентиляции открыть двери на 15-20 минут. При работе БРХ (метанол) запрещается:

- работать без контроля за давлением на выкидной линии насосов-дозаторов;
- работать без контроля нижнего предельного уровня жидкости в технологической емкости;
- подтяжка фланцевых и резьбовых соединений крышек, люков и другие ремонты на работающем БРХ;
- выполнять без защитной спецодежды ручные операции, при которых возможно соприкосновение работающих с метанолом;
- хранить одежду в местах производства работ с метанолом.
- Описание работы с метанолом прописаны в инструкции о порядке получения, перевозки, хранения, отпуска и применения метанола ИОТВ-01-07.

Так же для предотвращения кристаллогидратов в газопроводах низкого давления производится продувка газовых линий путем кратковременного подрыва СППК на ГС, НГС, УБС. Продувка факельных линий газопровода

низкого давления осуществляется согласно утвержденному графику продувок факельных линий на УПСВ-2.

2.3.6 Причины работы УПСВ по той или иной схеме.

Работа УПСВ-2 по той или иной схеме зависит от необходимости вывода оборудования из эксплуатации для подготовки его к ремонту, диагностике и пр.

- Схема работы УПСВ-2 «с УБС-6300»: НГС или ОГ-200 выведены из эксплуатации.
- Схема работы УПСВ-2 «с НГС»: УБС-6300 или ОГ-200 выведены из эксплуатации.

3. Профессиональная социальная ответственность

Добываемая жидкость со скважин поступает на входную гребенку установки предварительного сброса воды УПСВ-2 «N» нефтяного месторождения, далее жидкость проходит через сепарационный узел, где происходит отделение жидкости от газа. После разделения газ проходит через узлы учета газа, основная часть подготовленного газа идет потребителю на котельную и ГТЭС (газотурбинную электростанцию), оставшийся газ утилизируется на факельной установке. Жидкость (нефть с водой) после сепарационного узла поступает в резервуарный парк, где происходит разделение воды от нефти, после разделения вода сбрасывается на БКНС, а нефть при помощи насосов ЭЦН проходит через узел учета нефти и перекачивается на установку подготовки нефти УПН Малореченского нефтяного месторождения для дальнейшей подготовки.

3.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Таблица 2 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации опасного производственно объекта

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация УПСВ-2 «N» н.м.р.	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Химическое воздействие на организм человека.	1. Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека; 2. Физические воздействия на организм человека.	1. Федеральный закон «Об охране окружающей среды»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. Правила противопожарного режима в РФ; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ОАО «F» , установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [3]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: - 36 °С;

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте

На УПСВ-2 «N» н.м.р., работа производственного оборудования сопровождается значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Человек ощущает звуки с частотой колебаний в пределах от 16 до 20 000 Гц. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80 дБ. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000

Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Для защиты органов слуха применяют Антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.).

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [6].

Химическое воздействие на организм человека

На установке предварительного сброса воды имеются объекты, где не исключена возможность выделения в воздушную среду токсичных паров (газов) нефти. Выделение паров (газов) нефти в рабочую зону также возможно при проведении ремонтных или очистных работ в емкостях.

На УПСВ-2 «N» нефтяного месторождения, при работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [1].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

К работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Организация и порядок обучения, проведения инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004. ССБТ и «Положения о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности у руководящих работников и специалистов предприятий, подконтрольных Госгортехнадзору России», утвержденных Госгортехнадзором России.

Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

На УПСВ-2 электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится

и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Физические воздействия на организм человека

УПСВ-2 «N» месторождения находится в таежной местности, поэтому не исключена встреча с дикими животными. При встрече диких животных, дайте им возможность уйти, так как они нападают на человека, только если ранены, испуганы неожиданностью или защищают детенышей. При явно агрессивном поведении используйте в качестве защиты огонь или шум: кричите, свистите, громко стучите палкой о дерево. Никогда не поворачивайтесь к дикому животному спиной и не убегайте, а медленно отступайте, наблюдая за его поведением. Для спасения залезьте на дерево или зайдите в воду реки (озера).

3.2. Экологическая безопасность

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газа нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии,

активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке «N» нефтяного месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

3.3. Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;

- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения с последующей утилизацией в систему ППД;

- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного

сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

3.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

3.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования

В случае нарушения технологического процесса подготовки нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории «N» нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации сосудов работающих под давлением на территории УПСВ;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

3.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится

до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие [5].

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;

- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

3.6. Пожароопасность, взрывоопасность

В связи с тем, что на «N» н.м.р. при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожаробезопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [4]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А·мин;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;

- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при утилизации попутного нефтяного газа

4.1 Расчет затрат на реконструкцию

Единовременные затраты на реконструкцию УПСВ (К) определяются по формуле (4.1):

$$K = K_{п} + K_{к}; \quad (4.1)$$

Где,

- $K_{п}$ – предпроизводственные затраты, руб.;
- $K_{к}$ – капитальные затраты, руб.

На создание необходимого программного обеспечения потребуется 150000 рублей. Эта сумма отнесена к итогу по производственным затратам. Таким образом, $K_{п} = 200000$ руб.

Величина капитальных затрат ($K_{к}$) определяется по формуле (4.2):

$$K_{к} = K_{каст} + K_{м} + K_{т} + K_{з}; \quad (4.2)$$

Где,

- $K_{каст}$ – затраты на приобретение КАТС, руб.;
- $K_{м}$ – затраты на установку, монтаж и запуск оборудования (принимаются в размере 20 % от стоимости КАТС), руб.;
- $K_{т}$ – транспортные расходы (принимаются в размере 5 % от суммы затрат на приобретение КАТС и ЗИП), руб.;
- $K_{з}$ – затраты на приобретение ЗИП (принимаются в размере 3 % от стоимости КАТС), руб.;

Сметная стоимость КАТС приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Сметная стоимость КАТС

Наименования оборудования	Ко-во, шт.	Цена (за ед.), руб.	Общая стоимость, руб.
Основные комплектующие			
Эжекторная установка «Газ-газ»	2	2 705 250	5 410 500
Датчик избыточного давления	3	3 466	10 398
Датчик избыточного давления с	3	15 869	47 607

выводом параметров на АРМ Оператора			
Тройник 219x114x219	1	5200	5200
Труба Ду219	20	3 400	68 000
Труба Ду114	18	1 000	18 000
Переход Ду219x114	1	3 956	3 956
ЗКЛ Ду 100	1	6 950	6 950
ЗКЛ Ду200	3	16 950	50 850
Кабельный ввод	3	583	1 749
Шпильки с гайками	90	275	24 750
Фланец ответный	11	3 277	36 047
Кран шаровый LD	2	1 998	3 996
Кабельная продукция	0,6(км)	403800 (за 1км)	242 280
ИТОГО			5 930 283

Расчет основных статей расхода капитальных затрат приведен в таблице 4.

Расчет осуществлен по формуле (4.2).

Таблица 4 – Расчет капитальных затрат на перевооружение

Затраты на приобретение КАТС	5 930 283
Затраты на установку, монтаж оборудования	506 490
Транспортные расходы	250 622
Стоимость ЗИП	150 973
Сумма капитальных затрат	6 838 368

Капитальные вложения на перевооружение составят 6 838 368 руб.

Единовременные затраты на перевооружение согласно формуле (4.1)

$$K=200\ 000+6\ 838\ 368=7\ 038\ 368\ \text{руб.}$$

4.2 Расчет параметров экономической эффективности

На УПСВ «N» месторождения на ФНД утилизируются остатки попутного нефтяного газа.

Ежемесячный объем утилизации газа приведен в таблице №5

Таблица 5 – Объем утилизации газа за 2017год

<i>Дата</i>	<i>м³</i>
01.2017	13562
02.2017	14258
03.2017	13548
04.2017	15342
05.2017	15231
06.2017	14523
07.2017	14852
08.2017	14325
09.2017	13986
10.2017	14352
11.2017	13984
12.2017	14721
ИТОГО	172684

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1148 от 8 ноября 2012 года «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа», штраф для среднестатистического западносибирского месторождения составляет 20,9 рубля за м³ при горении ПНГ с образованием сажи, а при бессажевом горении — 0,9 рубля за м³.

Так как на данном УПСВ отсутствует бессажевое горение сумма штрафа за 1м³ составляет 20,9 рублей.

Рассчитываем сумму штрафа за год по формуле (4.3):

$$20,9 * 172\ 684 = 3\ 609\ 096 \text{ рублей в год.} \quad (4.3)$$

4.3 Расчет условно-годовой экономии от эжекторной установки «газ-газ»

Условно-годовая экономия представляет собой прирост прибыли, который может быть получен в основном производстве за счёт сокращения текущих затрат на выплату штрафов за сжигание ПНГ.

Для рассматриваемого объекта условно-годовая экономия выражается в модернизации производства, то есть на данный момент на объекте ПНГ утилизируется на факеле. Таким образом, ежемесячно выплачивается штраф за сжигание ПНГ на факеле.

Для решения этой проблемы на УПСВ необходимо организовать эжекторную установку «газ-газ» для утилизации ПНГ низкого давления на ГТЭС «N» месторождения совместно с ПНГ высокого давления.

Следовательно, введение эжекторной установки «газ-газ» позволит экономить на выплате штрафов за сжигание ПНГ на факеле.

4.4 Расчёт прироста прибыли

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по реконструкции объекта составляет

$$\Delta\Pi = 3\,609\,096 \text{ рублей в год.}$$

4.5 Расчет экономического эффекта, коэффициента эффективности и срока окупаемости капитальных затрат

Годовой экономический эффект от внедрения эжектора ($\mathcal{E}_{\text{год}}$) определяется по формуле (4.5.1):

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \Delta\Pi - E_n * K_3 \quad (4.5.1)$$

Где,

- $\Delta\Pi$ – прирост прибыли, вызванный в результате реконструкции ДНС, руб.;
- E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности капитальных вложений (для средств вычислительной техники принят равным 0,4) (см. таблицу 6);
- K_3 – единовременные затраты на перевооружение, руб.

Таблица 6 – Максимальные сроки окупаемости капитальных вложений

Мероприятия	$T_{\text{ок(норм), год}}$	E_n
Организация эжекторной установки «газ-газ»	2 ... 3	0,5 ... 0,35

Подставив соответствующие значения в формулу (4.5.1) получим годовой экономический эффект от внедрения эжектора:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 3\,609\,096 - 0,4 * 6\,838\,368 = 873\,749 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости затрат на модернизацию ($T_{ок}$), показывающий время, в течение которого капитальные вложения окупят себя за счет дополнительной прибыли или экономии, определяется по формуле (4.5.2):

$$T_{ок} = K / \Delta\Pi \quad (4.5.2)$$

Подставив в формулу (4.4.2) соответствующие значения получим срок окупаемости затрат на эжекторную установку:

$$T_{ок} = 6\,838\,368 / 3\,609\,096 = 1 \text{ год } 9 \text{ месяцев}$$

Коэффициент экономической эффективности ($K_{эф}$), показывающий экономию после модернизации на каждый рубль капитальных вложений на модернизацию, рассчитывается по формуле (4.5.3):

$$K_{эф} = \Delta\Pi / K_k \quad (4.5.3)$$

Подставив соответствующие значения в формулу (4.5.3) рассчитаем коэффициент экономической эффективности:

$$K_{эф} = 3\,609\,096 / 6\,838\,368 = 0,53$$

Сравним полученные значения срока окупаемости и коэффициента экономической эффективности с нормативными значениями, проверим систему условий (4.5.4):

$$\begin{aligned} T_{ок(расч)} &\leq T_{ок(норм)} \\ K_{эф} &\geq E_n \end{aligned} \quad (4.5.4)$$

Результаты проведенного анализа эффективности проекта приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат эффективности организации эжекторной установки

Показатель	Ед.изм.	Значение
Капитальные вложения	руб.	6 838 368
Годовой экономический эффект	руб.	873 749
Срок окупаемости затрат на модернизацию	год, месяц	1 год, 8 месяцев
Коэффициент экономической эффективности	-	0,53

Таким образом, в результате проведенного анализа на основе расчетов проект может быть признан эффективным и экономически целесообразным.

Заключение

Таким образом, при правильном выборе технологии утилизации можно получить положительный экономический эффект не только от достижения целевого показателя утилизации нефтяного газа (97 %) и, как результат, снижения штрафов за выбросы, но и от использования газа как источника энергии или химического сырья.

Отсутствие постоянного сброса нефтяного газа на факел снизило затраты на использование специальной техники (паропромысловой установки) для периодической работы на факельном газопроводе и дренажной емкости конденсатосборника с погружным насосом. С экономической точки зрения за счет дополнительных объемов нефтяного газа в количестве 1,725 тыс. м³/сут и снижения затрат на использование специальной техники сэкономлено 495 тыс. руб/год.

Вышеперечисленное свидетельствует о том, что применение эжекторной установки для подготовки и перекачки нефтяного газа на УПСВ «N» месторождения целесообразно с экономической и технологической точек зрения.

Список литературы

1. План мероприятий по ликвидации и локализации последствий аварий на опасном производственном объекте УПСВ «N» нефтяного месторождения.
2. РД 153-39.0-047-00 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;
4. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юра. / ред. Б. Н. Шурыгин – Новосибирск: из-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000.
5. Методические указания по выделению коллекторов и по количественной интерпретации материалов геофизических исследований в глубоких поисково-разведочных скважинах на нефть и газ Томской области (юрские отложения), Фонды ПГО “Томскнефтегазгеология”, отв. исп. Грицюк Б.П., 1989.
6. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5);
7. Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К. и др. Гелогия нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.2
Стратиграфический словарь СССР. Триас, юра, мел. - Л.: Недра, 1979. – 592 с.
8. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013г. №103
9. Технологический регламент УПСВ Западно-Полуденного месторождения.
10. Е.И. Бухаленко, Э.С. Ибрагимов и другие “Справочник по нефтепромысловому оборудованию.” М-“Недра”, 1983 г.

- 11.Справочное руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под редакцией Ш.К. Гиматудинова. М-“Недра”, 1983 г.
- 12.И.Т. Мищенко “Расчеты в добыче нефти.” М-“Недра”, 1989 г.
- 13.Е.И. Бухаленко, Ю.Г. Абдулаев “Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования.” М-“Недра”, 1989 г.
- 14.В.И. Щуров “Технология и техника добычи нефти.” М-“Недра”, 199
- 15.Ю.В. Зайцев “Добыча нефти и газа” М-“Недра”.
- 16.В.Г. Крец, В.А. Кольцов, В.Г. Лукьянов “Нефтегазопромысловое оборудование.” Комплект каталогов, Томск, 1997 г.
- 17.Проектная документация: «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 09ПБ, 2014г.;
- 18.План по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на ОПО АО «F» Томск 2014;