



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОЕ (САХАЛИНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 1:622.279.8:665.612.2(571.64)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ББД	Полянский Владислав Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.Х.Н., С.Н.С.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Полянскому Владиславу Александровичу

Тема работы:

Технология подготовки попутного газа для газлифтной эксплуатации скважин на нефтяном месторождении Пильтун-Астохское (Сахалинская область)	
Утверждена приказом директора	59-123/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов .	<ol style="list-style-type: none"> 1. Технология газлифтной эксплуатации скважин. 2. Технологии подготовки нефтяного газа. 3. Постановка задачи работы. 4. Объект и методы исследования. 5. Анализ технологии подготовки попутного нефтяного газа. 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 7. Социальная ответственность.

Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Актуальность, цель и задачи работы. 2. Объект и методы исследования. 3. Показатели разработки месторождения. 4. Моделирующая схема технологии подготовки газа. 5. Давление максимальной конденсации. 6. Влияние давления на степень осушки газа. 7. Качество подготовленного газа. 8. Заключение.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

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

--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Полянский Владислав Александрович		29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 с., 29 рис., 19 табл., 26 источников, 1 прил.

Ключевые слова: нефть, скважина, газлифтная эксплуатация, газлифтный газ, низкотемпературная сепарация, точка росы, гидраты.

Объектом исследования является установка подготовки газа, используемого для газлифтной эксплуатации скважин на платформе ПА-А «Моликпак» Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения.

Целью работы является анализ влияния технологических параметров установки подготовки на качество газа, подготовленного для последующего применения в газлифтной технологии эксплуатации нефтяных скважин.

В процессе исследования изучены виды газлифтной эксплуатации, технологии подготовки нефтяного газа: компримирование газа, адсорбция, адсорбция и низкотемпературная сепарация. Обоснован выбор технологии низкотемпературной сепарации, построена моделирующая схема установки подготовки газа в программной среде UniSim Design Suite R460. Установлено влияние давления и температуры в низкотемпературном сепараторе на точки росы по углеводородам и воде подготовленного газа, а также на массовый расход конденсата.

В результате исследования установлено, что давление максимальной конденсации газа составляет 5,25 МПа при температуре минус 33 °С. Максимальное давление сепарации, при котором точка росы по воде удовлетворяет стандартам, составляет 8,7 МПа при температуре минус 20 °С.

Область применения: нефтяные месторождения на второй стадии разработки с применением газлифтной эксплуатации скважин.

Правильная организация подготовки попутного нефтяного газа позволяет не только получить товарный газ, отвечающий стандарту Газпрома 089-2010, но и использовать его в качестве рабочего агента для газлифтной эксплуатации скважин.

Обозначения, определения, сокращения

ГРП – газораспределительный пункт;

ГФ – газовый фактор;

ГФУ – газофракционирующая установка;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

ДЭГ – диэтиленгликоль;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ГРБ – газораспределительная батарея;

ГРП – газораспределительный пункт;

МЭГ – моноэтиленгликоль;

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ОБТК – объединенный береговой технологический комплекс;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ПД – поддержание пластового давления;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УВ – углеводороды;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

Оглавление

Введение.....	9
1 Технология газлифтной эксплуатации скважин	11
1.1 Сущность газлифтной эксплуатации скважин.....	11
1.2 Разновидности газлифтной эксплуатации.....	13
1.3 Газлифтный газ.....	16
1.4 Принцип замкнутого газлифтного цикла	17
1.5 Подготовка газлифтного газа для закачивания в скважины	19
1.6 Оборудование для регулирования и подачи газлифтного газа в скважины.....	21
2 Технологии подготовки нефтяного газа	25
2.1 Компримирование газа	25
2.2 Низкотемпературная сепарация	27
2.2.1 Явление дроссель-эффекта	27
2.2.2 Технология низкотемпературной сепарации	29
2.2.3 Достоинства и недостатки технологии НТС.....	31
2.3 Абсорбция.....	32
2.4 Адсорбция.....	36
3 Постановка задачи работы	39
4 Объект и методы исследования	40
4.1 Геологическая характеристика месторождения	40
4.2 Показатели разработки месторождения	41
4.3 Состав и свойства нефти, газа и воды.....	45
4.4 Методика моделирования в среде программы UniSim Design Suite R460	47
5 Анализ технологии подготовки попутного нефтяного газа	50
5.1 Характеристика установки подготовки нефти.....	50
5.2 Технология подготовки газа методом компримирования и низкотемпературной сепарации	52
5.3 Моделирование технологической схемы подготовки ПНГ	53

5.4 Анализ влияния давления на качество подготовки ПНГ	56
5.5 Оценка эффективности процесса подготовки газа.....	61
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	64
6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований	64
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	64
6.1.2 SWOT-анализ	65
6.2 Планирование исследовательской работы в рамках ВКР.....	67
6.3 Бюджет проводимого исследования	68
6.3.1 Затраты на оборудование для проведения исследования	68
6.3.2 Расчет заработной платы.....	70
7 Социальная ответственность	76
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
7.2 Производственная безопасность	78
7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	79
7.4 Основные мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов.....	81
7.5 Экологическая безопасность.....	84
7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	86
Вывод.....	89
Заключение	90
Список публикаций студента.....	92
Список использованных источников	93
Приложение А	96

Введение

Подготовка добытой нефти на месторождении осуществляется с целью обеспечения ее товарных качеств по давлению насыщенных паров, содержанию воды и солей [4,5].

Выделенный в процессе сепарации нефтяной газ является вторым товарным продуктом нефтяного промысла.

Попутный нефтяной газ является смесью газообразных углеводородов, находящихся в пластовых условиях в нефти в растворенном состоянии. Его содержание колеблется от нескольких единиц до нескольких тысяч кубических метров на тонну нефти. В растворенном газе содержится метан, больше 10% этана, бутана, пропана и других углеводородов. Смесью более тяжелых углеводородов (C_{3+}), которая выделяется при переработке, относится к широкой фракции легких углеводородов. Данные углеводороды – это ценное сырье для производства большого спектра продуктов нефтехимической промышленности.

Актуальной задачей любого нефтяного промысла является достижение степени использования попутного нефтяного газа на уровне 95 %.

Подготовленный попутный газ может, как направляться в магистральный трубопровод, так и применяться на самом промысле для выработки электроэнергии и тепловой энергии. Помимо этого, ПНГ может применяться в качестве рабочего агента для компрессорной эксплуатации скважин, когда завершается фонтанирование скважин, и естественной энергии пласта становится недостаточно для поднятия продукции по НКТ.

Газлифт является одним из видов механизированной добычи, при котором поднятие жидкости на поверхность происходит за счет энергии сжатого газа. Для бесперебойной работы газлифтной системы необходима предварительная подготовка газа. Она заключается в удалении из газа

конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию гидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения.

На Астохском участке Пильтун-Астохского месторождения существует установка подготовки нефтяного газа по технологии низкотемпературной сепарации. Газ на выходе с этой установки полностью соответствует требованиям СТО Газпром 089-2010 и поступает по подводному газопроводу на объединенный береговой технологический комплекс и узел отбора и учета газа.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ влияния технологических параметров установки подготовки на качество газа, подготовленного для последующего применения в газлифтной технологии эксплуатации нефтяных скважин.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- изучить технологию газлифтной эксплуатации скважин;
- обосновать способ подготовки попутного нефтяного газа для газлифта;
- выполнить моделирование процесса подготовки ПНГ по методу низкотемпературной сепарации;
- проанализировать влияние давления и температуры в низкотемпературном сепараторе на качество подготовленного газа.

1 Технология газлифтной эксплуатации скважин

1.1 Сущность газлифтной эксплуатации скважин

Газлифтный способ эксплуатации скважин относится к механизированным способам [1]. Газлифтная эксплуатация скважин – это метод подъема жидкости, который применяется для добычи флюида за счет энергии газа, находящегося под повышенным давлением. Другими словами, в поток жидкости вводится дополнительный газ с целью уменьшения среднего удельного веса газожидкостной смеси [2]. Принципиальная схема газлифтной эксплуатации приведена на рисунке 1.

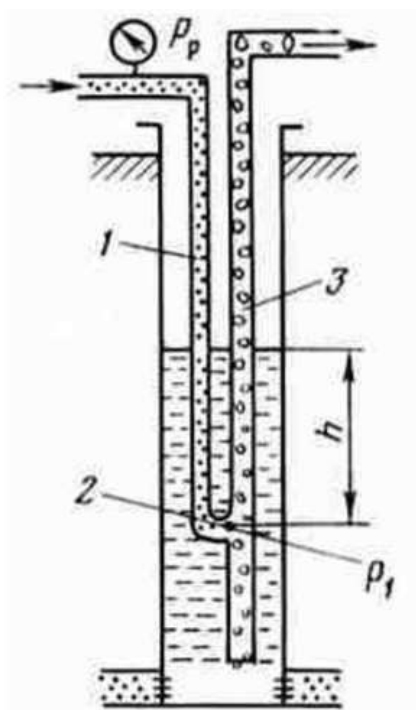


Рисунок 1 – Принципиальная схема газлифтной скважины [3]

Газлифтная эксплуатация осуществляется следующим образом: газ подается с поверхности по колонне труб 1 к башмаку 2, где происходит перемешивание газа и скважинной жидкости – образуется ГЖС. По специальным подъемным трубам 3 она поднимается на дневную поверхность. Снижение давления ниже давления насыщения приводит к тому, что из пластовой жидкости выделяется ПНГ. Тем самым, из-за смешения флюида с ПНГ и газом, закачиваемым с поверхности, плотность

ГЖС уменьшается до таких значений, при которых давления на забое добывающей скважины становится достаточно для подъема жидкости на поверхность [3].

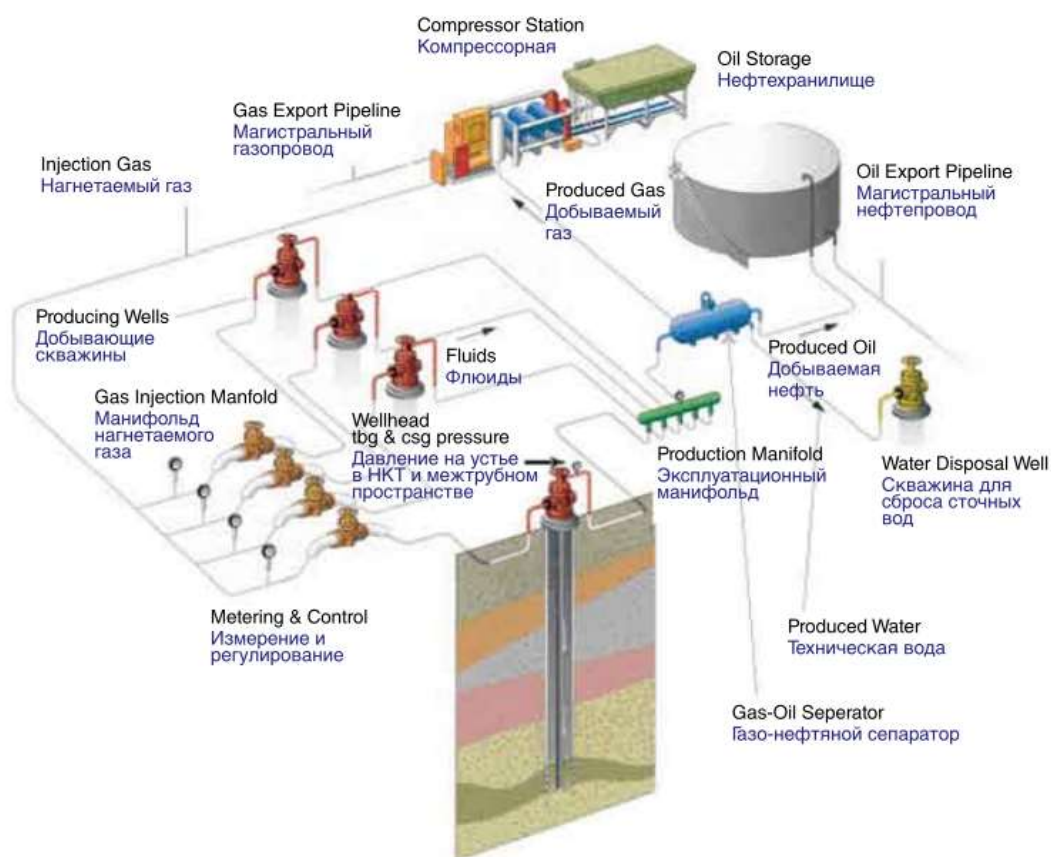


Рисунок 2 – Рециркуляционная система непрерывного газлифта

Давление газа P_1 в точке его ввода в трубы пропорционально погружению h и связано с ним очевидным соотношением:

$$P_1 = h\rho g \quad (1)$$

где h – глубина, на которую погружена точка ввода газа под уровень жидкости в подъемной трубе, м; ρ – плотность жидкости, кг/м^3 .

Рабочее давление P_p – это давление закачиваемого газа, которое измеряется на устье скважины. Оно отличается от давления у башмака P_1 на величину гидростатического давления газового столба ΔP_1 и потери давления на трение газа в трубе ΔP_2 , причем ΔP_1 увеличивает давление внизу P_1 , а ΔP_2 уменьшает.

Из этого вытекает следующее соотношение:

$$P_1 = P_p + \Delta P_1 - \Delta P_2 \quad (2)$$

Величина гидростатического давления газового столба ΔP_1 в реальных скважинах равна нескольким процентам от давления у башмака P_1 , а ΔP_2 еще меньше. Соответственно, рабочее давление P_p практически не отличается от давления у башмака P_1 . Поэтому можно определить давление на забое работающей газлифтной скважины по ее рабочему давлению на устье. Это сильно облегчает процесс исследования скважины, а также регулировку ее работы и установление оптимального режима.

Газлифтная эксплуатация применяется в случаях, когда присутствует ряд факторов, а именно:

- скважины с высокими дебитами при больших давлениях на забое;
- высокий газовый фактор скважинной продукции при давлениях на забое ниже давления насыщения.
- пескопроявления;
- сложные условия эксплуатации;
- отложения парафина, солей;
- добыча из наклонно-направленных и кустовых скважин.

1.2 Разновидности газлифтной эксплуатации

В зависимости от того, какой газ используется в качестве рабочего агента для подъема скважинной продукции, газлифтная эксплуатация подразделяется на несколько видов.

- Компрессорный газлифт. При данном типе газлифтной эксплуатации рабочим агентом является попутный газ, который нагнетается в скважину при помощи компрессора.
- Бескомпрессорный газлифт. Данный вид характеризуется тем, что природный газ, который поставляется с газовых и газоконденсатных месторождений, закачивается в газлифтные скважины под естественным давлением.

- Бескомпрессорный внутрискважинный газлифт. Для обеспечения работы скважины используется газ из продуктивных пластов, которые были вскрыты той же скважиной (рисунок 3).

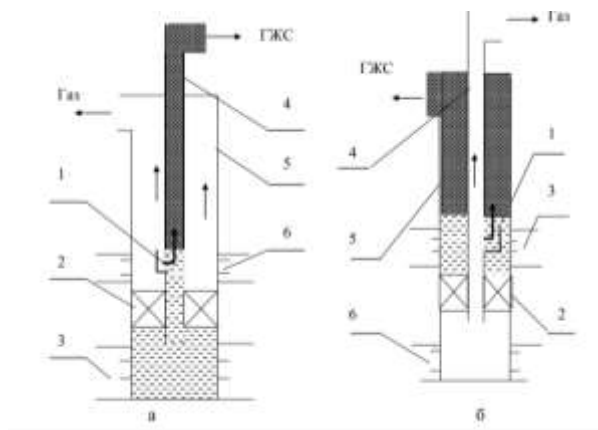


Рисунок 3 – Схемы внутрискважинного бескомпрессорного газлифта: 1 – клапан; 2 – пакер (разделитель); 3 – нефтяной пласт; 4 – НКТ; 5 – обсадная эксплуатационная колонна; 6 – газовый пласт

Если рабочим агентом для подъема флюида является воздух, то эксплуатация называется эрлифтом. Основное преимущество данного метода – неограниченность рабочего агента.

В зависимости от различных пластовых условий месторождений, а также геолого-технических характеристик скважин, газлифтная эксплуатация делится на два типа:

- непрерывный газлифт;
- периодический газлифт.

При первом типе происходит непрерывная закачка газа в скважину, что обеспечивает непрерывный отбор пластовой жидкости. При периодическом газлифте газ циклично подается в скважину (после остановки на определенное время). Остановка необходима для накопления жидкости в подъемных трубах. Периодический газлифт имеет место в случае, когда у скважин малые дебиты. Цикличность подачи газа экономит его расход.

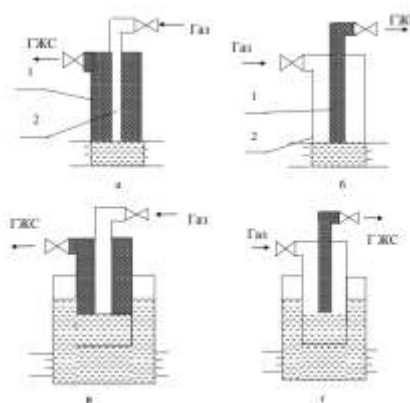


Рисунок 4 – Конструкции и системы подачи рабочего агента газлифтных подъемников: а – однорядный подъемник центральной системы; б – однорядный подъемник кольцевой системы; в – двухрядный подъемник (центральная система); г – двухрядный подъемник (кольцевая система) [1]

Для эксплуатации газлифтной скважины в нее спускается один ряд (однорядный подъемник) или два ряда (двухрядный подъемник) НКТ. Можно сказать, что для однорядного подъемника характерно следующее:

- возможность изменения диаметра колонны НКТ в больших диапазонах;
- малая металлоемкость скважинного оборудования;
- меньшая стоимость оборудования;
- возможность использования газлифтных клапанов.

В тоже время, в однорядном подъемнике необходимо высокое пусковое давление, а также для данного типа подъемника характерны усиленные пульсации из-за большего объема кольцевого пространства.

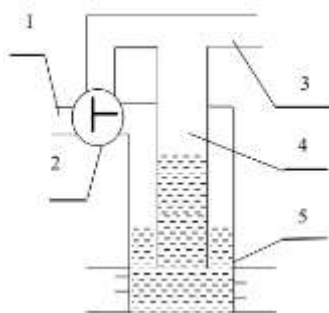


Рисунок 5 – Схема периодического газлифта: 1 – подводящая линия, 2 – трехходовой кран, 3 – выкидная линия, 4 – НКТ, 5 – обсадная колонна [1]

Газ может подаваться как в центральную колонну НКТ (прямая закачка), так и в кольцевое пространство между НКТ и обсадной эксплуатационной колонной (в данном случае закачка – обратная).

Для непрерывной добычи газожидкостной смеси необходимо обеспечить бесперебойную закачку рабочего агента. Это возможно в случае применения непрерывного газлифтного способа эксплуатации скважин.

1.3 Газлифтный газ

Для поднятия флюида на поверхность может использоваться воздух или углеводородный газ.

Как уже было сказано выше, основным преимуществом применения воздуха является неограниченное его количество. Однако использование данного типа рабочего агента способствует образованию стольких эмульсий в НКТ. Кислород воздуха благоприятствует окислительным процессам. Это приводит к образованию на глобулах воды прочной оболочки, которая препятствует слиянию и осаждению, что делает обычное отстаивание неэффективным. Для разрушения подобных оболочек необходимо использовать ПАВ, нагрев или длительный отстой, что увеличивает стоимость подготовки продукции.

Газовоздушная смесь, которая выделяется при сепарации, при определенных соотношениях является взрывоопасной, что создает потенциально опасный фактор с позиции пожарной безопасности. Поэтому необходимо организовать выпуск отработанной газовоздушной смеси после сепарации в атмосферу. Из-за всех этих многочисленных недостатков технология эрлифта с применением воздуха, как рабочего агента, практически не применяется.

Природный или попутный газ при использовании в качестве рабочего агента для газлифтной эксплуатации тоже приводит к образованию эмульсий, хотя и не таких прочных, как при использовании воздуха. Такие эмульсии разрушаются простым отстоем без применения дорогостоящей обработки для

придания нефти товарных качеств [5]. Малая стойкость эмульсий при использовании углеводородного газа является следствием малого количества или отсутствия кислорода в рабочем агенте.

Газ и нефть обладают общей углеводородную основу, что обеспечивает их химическое сродство. За счет того, что углеводородный газ растворяется в нефти в четыре раза больше, чем воздух, производительность работы повышается. После сепарации газ направляется в систему сбора газа, что обеспечивает его утилизацию [3].

Стоит упомянуть также то, что отсепарированный газ газлифтной скважины при активном перемешивании его с нефтью обогащается бензиновыми фракциями при движении вверх по НКТ. При физической переработке такого газа на газобензиновых заводах получают нестабильный бензин и другие ценные продукты. Нефть, перемешанная с газлифтным газом, стабилизируется, что уменьшает ее испарение при транспортировке и хранении. После осушки газа на газобензиновых заводах, его вновь можно использовать в качестве рабочего агента после его сжатия до требуемого давления. Сжатие происходит на компрессорных станциях. Для углеводородного газа нагнетаемое давление для закачки варьируется от 4 до 10 МПа.

На сегодняшний день именно углеводородный газ применяется в качестве рабочего агента для газлифтной эксплуатации.

1.4 Принцип замкнутого газлифтного цикла

Для правильной организации системы газлифтной эксплуатации необходимо предусмотреть использование отработанного в газлифтных скважинах газа низкого давления. Это, так называемый, замкнутый газлифтный цикл, предложенный в 1914г. М. М. Тихвинским. Осуществлен на практике замкнутый газлифтный цикл был в одной из скважин в Сураханах (Баку) в 1924 году. Суть замкнутого газлифтного цикла

заключается в том, что нефтяной газ при применении газлифта не сжигается, а почти целиком вновь используется для работы.

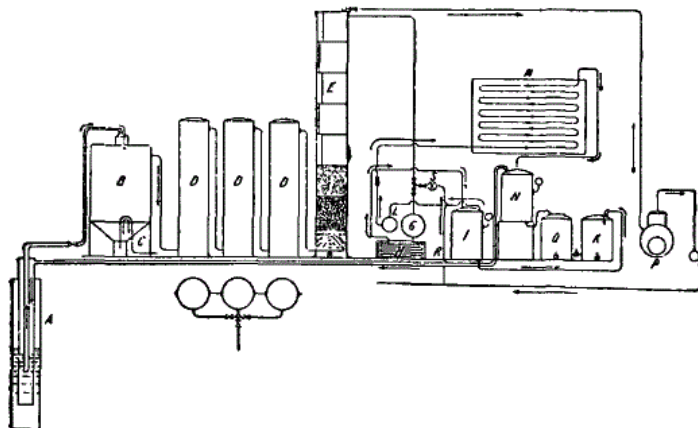


Рисунок 6 – Схема замкнутого газового цикла, предложенного М. М. Тихвинским: А – скважина; В, I, N – трапы; С – сифон, D – газоочиститель, E – газоосушитель, F – предохранительный клапан, P – аккумулятор, G – цилиндр, H – холодильник; K, O – баки; L - цилиндр высокого давления компрессора; M – холодильник; R – дополнительная линия; S – редукционный клапан

Схема реализации замкнутого газлифтного цикла на современном промысле представлена на рисунке 7.

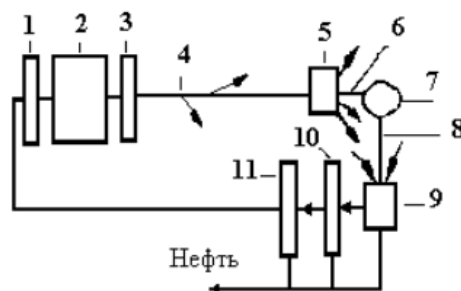


Рисунок 7 – Технологическая схема замкнутой газлифтной системы

Продукция с газлифтных скважин 7 поступает по выкидному шлейфу 8 на сепарационную замерную установку 9, где происходит первичное отделение газа. Затем нефть проходит через сепараторы первой 10 и второй 11 ступеней. Выделившийся газ направляется в блок подготовки газа, включающий себя входной 1 и выходной 3 сепараторы, а также компрессорную станцию 2. Таким образом, газ подготавливается до

необходимого состояния для транспортировки [4] и направляется в магистральный газопровод 4 потребителю. Часть осушенного газа отделяется от общего потока и идет на собственные нужды промысла, в частности, для газлифтной эксплуатации. Для этого газ идет в газораспределительную батарею 5, которая регулирует расход агента в каждой скважине. Далее газ по разводящему газопроводу 6 закачивается в газлифтные скважины. Таким образом, цикл замкнулся.

В случае, когда использование замкнутого газлифтного цикла экономически целесообразно (высокий газовый фактор, близость магистральных газопроводов), система подготовки газа обеспечивает как дополнительную прибыль за счет экспорта ПНГ, так и возможность применения газа в качестве рабочего агента для газлифтной эксплуатации в скважинах, фонтанирование которых завершилось.

1.5 Подготовка газлифтного газа для закачивания в скважины

Газ высокого давления, который будет использован как рабочий агент в газлифтной эксплуатации скважин, может быть получен как с компрессорных станций, так и со скважин чисто газовых месторождений [3]. Природный газ газовых месторождений нуждается в предварительной подготовке. Она заключается в удалении из газа конденсата и влаги, присутствие которых приводит к образованию в магистральных и контрольно-измерительной аппаратуре кристаллогидратов, нарушающих нормальную эксплуатацию системы газоснабжения.

Подготовка газа может производиться разными способами:

1. Сооружение специальных газоперерабатывающих заводов с установками:

- установки низкотемпературной сепарации;
- абсорбционные установки для отделения тяжелых бензиновых фракций;

- адсорбционные установки с применением твердых адсорбентов для осушки газа от влаги при его прокачке через них, очистки от сероводорода, механических примесей и др.

2. Подогрев газа в беспламенных газовых печах перед подачей его в скважины.

При использовании природного газа важно не допустить снижения давления ниже необходимого уровня в процессе предварительной подготовки газа. В наиболее простом виде подготовка осуществляется на специальных установках и состоит в следующем.

1. Дозированный ввод в поток газа на устье газовых скважин ингибиторов для предотвращения гидратообразования. Такими ингибиторами могут быть растворы хлористого кальция (CaCl_2), гликоли, метанол и др.

2. Охлаждение газа с одновременным частичным понижением давления с последующим пропусканием его через сепараторы для отделения сконденсировавшейся капельной жидкой фазы.

3. Снижение давления путем дросселирования газа через систему штуцеров.

4. Повышение температуры газа в газовых печах до температуры 60–90 °С.

5. Для отделения механических примесей, которые могут вызвать эрозию газлифтного оборудования и контрольно-измерительной аппаратуры, газ пропускают через сосуды высокого давления – фильтры-пылеуловители.

Для стабилизации давления в промышленной газораспределительной сети перед установкой по подготовке газа предусматривают регулятор давления «после себя». При движении по промышленным распределительным сетям газ охлаждается. Газоконденсат, который улавливается в сепараторах, автоматически отводится при его накоплении по конденсатопроводам в нефтяную групповую установку.

Качество газа на выходе КС соответствует определенным параметрам (таблица 1).

Таблица 1 – Требования к газу на выходе с компрессорной станции

№	Параметры	Единицы измерения	Значение параметров
1	Давление газа	кгс/см ²	106-112
2	Температура газа, не более, при температуре окружающей среды	°С	49
	ниже 0 °С		60
	от 0 до +10 °С		70
	выше 10 °С		
3	Содержание капельной жидкости, не более	мг/м ³	20
4	Точка росы, не более, при температуре окружающей среды	°С	
	до +10 °С		-20
	выше +10 °С		-10

Наиболее важным параметром подготовки газа для газлифтной эксплуатации является количество влаги в подготовленном газе. На разных промыслах значение точки росы по воде может варьироваться в зависимости от условий месторождения и температуры в скважинах. В случае, когда при газлифтной эксплуатации используется газ чисто газовых месторождений, его качество обусловлено требованиями к газу, поставляемому и транспортируемому по магистральным газопроводам [4].

1.6 Оборудование для регулирования и подачи газлифтного газа в скважины

После подготовки, газ нагревается с помощью теплообменников или передвижных подогревателей газа и отправляется на ГРП. Через него осуществляется управление добычей скважин газлифтного фонда. В основном, к ГРП подводятся 2 линии – первая линия используется для запуска скважин (линия высокого давления), а вторая – линия нормального давления, предназначенная для работы скважин.

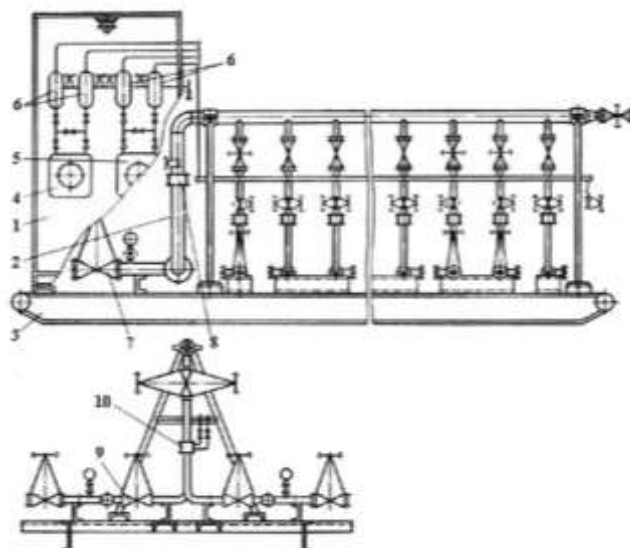


Рисунок 8 – Блочная газораспределительная батарея для газлифтной эксплуатации: 1 – шкаф контрольно-измерительных приборов (КИП), 2 – трубопроводная обвязка, 3 – рама, 4,5 – дифманометры, 6 – распределительный сосуд, 7 – запорная арматура, 8,10 – диафрагма, 9 – регулирующая арматура [3]

По каждой газлифтной скважине регулировка рабочего давления и измерения количества закачиваемого газа осуществляется на ГРП. В нем устанавливается одна или несколько ГРБ. Они доставляются на ГРП в полностью собранном и укомплектованном виде (рисунок 8). На каждой линии смонтированы измерительная шайба и игольчатый регулировочный вентиль.

При газлифтной эксплуатации скважин используются следующие диаметры насосно-компрессорных труб:

- от 48 до 89 мм и редко 114 мм – однорядные подъемники;
- для наружного ряда труб 73, 89 и 114 мм, для внутреннего – 48, 60 и 73 мм – для двухрядных подъемников.

Таблица 2 – Характеристики блочной ГРБ-14

Параметр	Значение
Габариты, м	8x2
Масса, кг	5000
Суточный расход (1 скважина), тыс.м ³	5...12

В 2017 году компанией ООО "Газпром добыча Уренгой" был запатентовано устройство регулирования и подачи газлифтного газа для эксплуатации скважин с применением постоянного и периодического газлифта (рисунок 9).

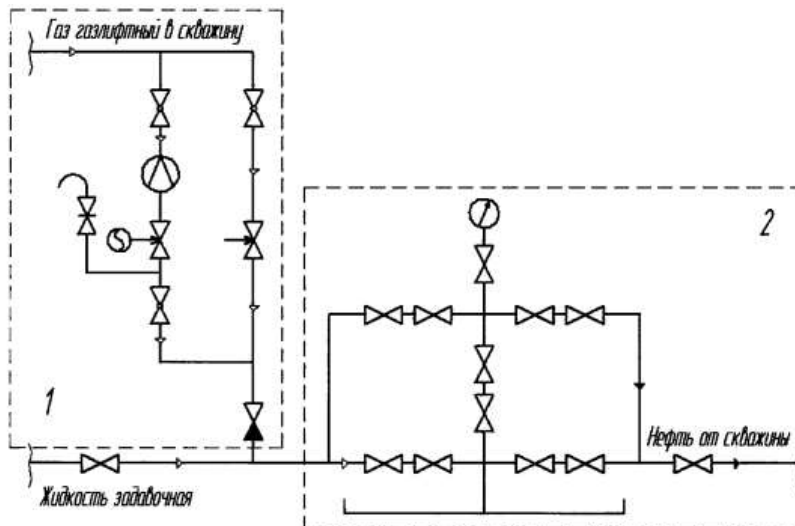


Рисунок 9 – Общая схема размещения устройства регулирования и подачи газлифтного газа для эксплуатации скважин с применением постоянного и периодического газлифта [6]

Данное устройство (рисунок 10) характеризуется тем, что содержит узел регулирования, который установлен непосредственно перед нефтяной скважиной, работающей газлифтным способом. Он состоит из запорной отсекающей арматуры, замерного устройства, клапана регулирующего с дистанционно-управляемым приводом, свечного трубопровода с запорной арматурой, а также запорной отсекающей арматуры с дистанционно управляемым приводом для обеспечения постоянной или периодической подачи газлифтного газа и байпасной линии, состоящей из запорной отсекающей арматуры и регулирующего ручного клапана.

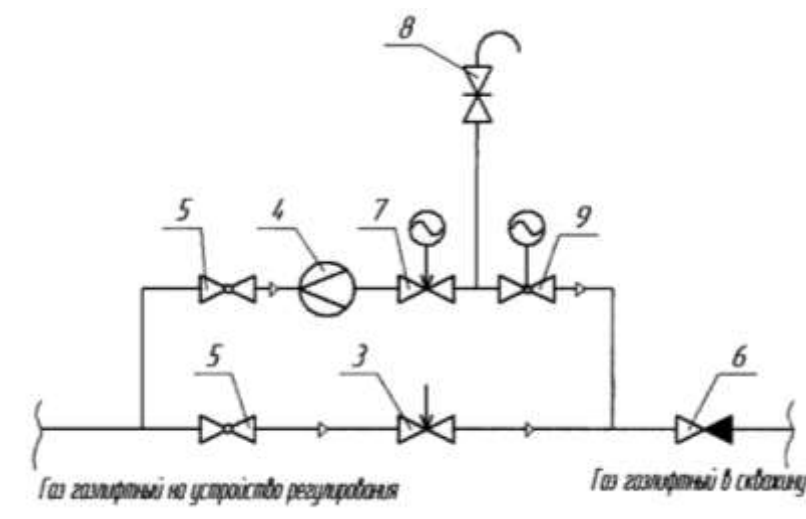


Рисунок 10 – Устройство регулирования и подачи газлифтного газа: 1 –узел регулирования; 2 – нефтяная скважина, работающая газлифтным способом; 3 – клапан, регулирующий ручной; 4 – замерное устройство; 5 – запорная отсекающая арматура; 6 – клапан обратный; 7 – клапан, регулирующий с дистанционно-управляемым приводом; 8 – свечной трубопровод с запорной арматурой; 9 – запорная отсекающая арматура с дистанционно-управляемым приводом

Основными преимуществами данной модели являются:

1. Простота конструкции в целом. Использование взаимозаменяемых и доступных материалов, приборов и оснастки.
2. Минимальные капитальные вложения за счет автоматического поддержания режима работы скважин при постоянной или периодической подачи газлифтного газа.
3. Простота монтажа и демонтажа заключающегося в следующем. После проведения сборочных работ образуется единый компактный узел, который позволяет произвести перемонтаж на другом участке трубопровода или скважине без значительных конструктивных изменений.
4. Точность измерения. Заявляемое устройство, устанавливаемое в коллектор подачи газлифтного газа, непосредственно перед скважиной, исключает отклонение и изменение технологических параметров в линии после регулирования газа.

2 Технологии подготовки нефтяного газа

Подготовка нефтяного газа для транспортировки и сдачи подразумевает процесс очистки продукта от примесей и компонентов, которые затрудняют его проход по газотранспортной магистрали. Наличие в нефтяном газе воды, а также агрессивных примесей и жидких углеводородных соединений, может привести не только к снижению пропускной способности газопровода, но и к коррозии оборудования.

Технологические схемы практически всех промысловых установок и ДКС включают в себя те или иные сепарационные процессы, которые служат для разделения жидких и газовых фаз, образовавшихся при изменении температуры и давления смеси, а также для отделения механических примесей из газов и жидкостей.

2.1 Компримирование газа

Компримирование – это технология промышленной обработки и подготовки газа путем его сжатия, осуществляемая с целью повышения давления и снижения содержания легкоконденсирующихся углеводородов.

Компримирование является одной из основных операций при транспортировке углеводородных газов по магистральным трубопроводам, закачке их в нефтегазоносные пласты для поддержания пластового давления при реализации планов по поддержанию пластового давления, при сжижении газов, а также при заполнении подземных газовых хранилищ.

Компрессионный способ извлечения жидких углеводородов из нефтяного газа, схема которого показана на рисунке 11, основан на принципе сжатия газа и последующего его охлаждения.

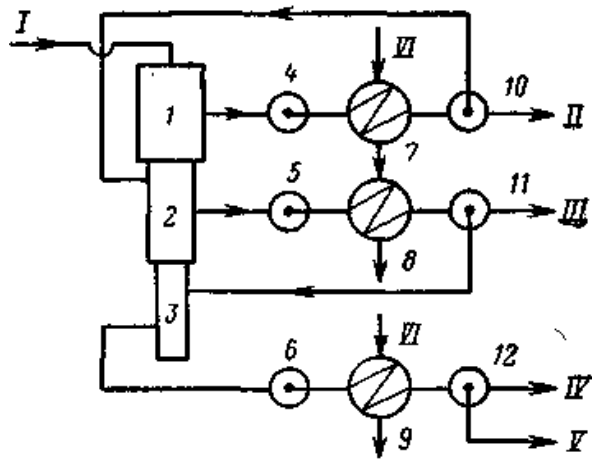


Рисунок 11 – Принципиальная схема извлечения жидких углеводородов из нефтяного газа с использованием поршневых компрессоров

Технология заключается в следующем: предварительно отсепарированный жирный газ с месторождения (I) поступает на ступень компрессора (1, 2, 3), затем газ под высоким давлением проходит сепарацию в маслоотделителе (4, 5, 6). После понижения температуры в холодильнике (7, 8, 9), газ поступает в сепараторы высокого давления (10, 11, 12), затем газ идет на следующую ступень компрессора. Выпавший конденсат (II, III, IV – соответственно из первой, второй и третьей ступеней сжатия), направляется на ГФУ. Конечный газовый поток V отводится на маслоабсорбционную установку. Компримирование газа применяется обычно для газов, в составе которых присутствует большое количество тяжелых углеводородов. Эффективность извлечения тяжелых углеводородов при этом способе обычно не превышает 40% от потенциала. Недостатком метода является нечеткое разделение, которое приводит к тому, что легкие углеводороды уходят с конденсатом, а значительная часть тяжелых углеводородов уносится газовой фазой. Компримирование газа обычно применяют в комбинации с другими, более эффективными методами отбензинивания, в частности с адсорбцией или низкотемпературной маслоабсорбцией.

Оптимальное давление сжатия определяется несколькими факторами: составом исходного газа, требуемой степенью извлечения целевых

компонентов, энергозатратами на сжатие и охлаждение и т.п. В большинстве случаев оптимальное давление составляет 2,0–4,0 МПа. Газ обычно сжимают с помощью двух- или трехступенчатых компрессоров. Для повышения эффективности работы компрессоров применяют ступенчатое охлаждение газа в промежуточных холодильниках и охлаждение стенок цилиндров компрессора. Для сжатия газа используют поршневые и турбокомпрессоры. Первые обычно применяют в области высоких давлений, вторые – при давлениях не выше 4,5 МПа. Турбокомпрессоры имеют большую производительность. Для привода компрессоров используют электродвигатели, газомоторы, паровые или газовые турбины. Наиболее экономичными являются паровые турбины.

2.2 Низкотемпературная сепарация

2.2.1 Явление дроссель-эффекта

Дросселированием называется эффект снижения давления струи газа в процессе протекания через местное гидравлическое сопротивление (вентиль, кран, штуцер, задвижка, какое-либо сужение и т.п.). Процесс дросселирования является адиабатным и необратимым, он характеризуется постоянной энтальпией:

$$H = \text{const} \quad (3)$$

Изменение температуры газов и жидкостей при изоэнтальпийном расширении называется эффектом Джоуля-Томсона.

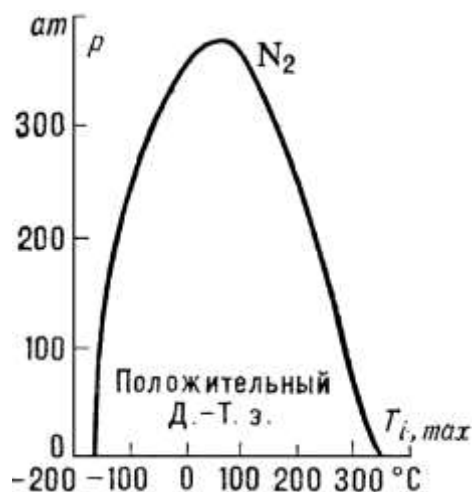


Рисунок 12 – Кривая инверсии азота

На рисунке 12 представлена кривая инверсии азота. В пределах кривой эффект Джоуля-Томсона положителен ($\Delta T < 0$), вне кривой – отрицателен ($\Delta T > 0$). Для точек на самой кривой эффект равен нулю.

Изменение температуры при бесконечно малом изменении давления определяется коэффициентом адиабатического дросселирования (дифференциальным дроссель-эффектом):

$$\mu_i = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_i = \frac{T \left(\frac{\partial V}{\partial T}\right)_P - V}{C_p} \quad (4)$$

Величина изменения температуры газа при снижении его давления на 0,1 МПа называется коэффициентом Джоуля-Томсона. Для идеального сухого газа этот коэффициент равен примерно 0,3 °С. Однако реальные газы всегда содержат влагу и тяжелые углеводороды, которые при понижении переходят в жидкое состояние, выделяя скрытую теплоту конденсации. Поэтому в реальных условиях коэффициент Джоуля–Томсона составляет 0,15–0,25 °С.

Для реальных природных газов коэффициент Джоуля-Томсона можно выразить через коэффициент сверхсжимаемости газа z :

$$\mu_i = \frac{A_M R T^2}{c_p P} \left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_P \quad (5)$$

где $(\partial z/\partial T)_p$ можно определить из уравнения состояния реальных природных газов, например из уравнения состояния Пенга-Робинсона.

Данный эффект используется на промысле при подготовке газа методом низкотемпературной сепарации и в различных его модификациях.

2.2.2 Технология низкотемпературной сепарации

Низкотемпературная сепарация – процесс подготовки природного газа, при котором используется эффект Джоуля-Томсона, и температура газа понижается при резком снижении давления. Данная технология является основным (типовым) процессом для газоконденсатных месторождений. Сущность процесса НТС заключается в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа ($-10\dots-30\text{ }^\circ\text{C}$) и последующем разделении жидкой и газовой фаз.

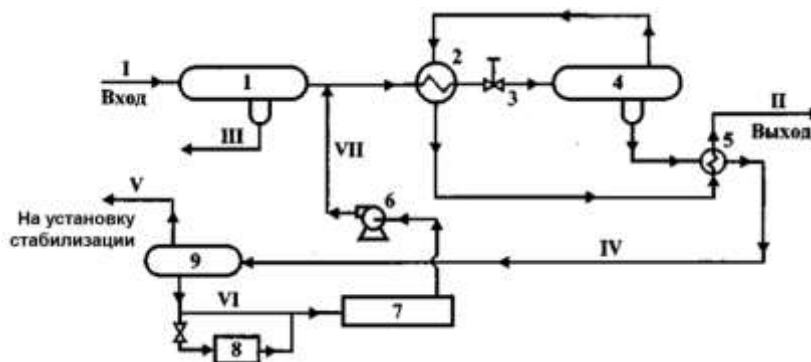


Рисунок 13 – Принципиальная схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин [9]

В принципиальной схеме НТС сырой газ I проходит через сепаратор 1, где от него отделяется газовый конденсат и вода. В поток газа из сепаратора вводят регенерированный гликоль в качестве ингибитора гидратообразования. Проходя через теплообменник, газ охлаждается. Затем газ дросселируется через клапан Джоуля-Томсона 3, в котором его давление и температура уменьшаются, вызывая конденсацию углеводородов. Получившийся двухфазный поток входит в низкотемпературный сепаратор 4, разделяющий сухой газ и жидкий поток, состоящий из газового конденсата и насыщенного гликоля. Газ выводится

из системы, а смесь гликоля и конденсата разделяется в трехфазном разделителе 9. Гликоль направляется на регенерацию, конденсат – на стабилизацию.

Существуют различные модификации и разновидности установок НТС, которые включают в себя использование детандеров, холодильных машин (дополнительное охлаждение различными хладагентами, газом, водой). Установка НТС с применением турбодетандера для более эффективного охлаждения представлена на рисунке 9.

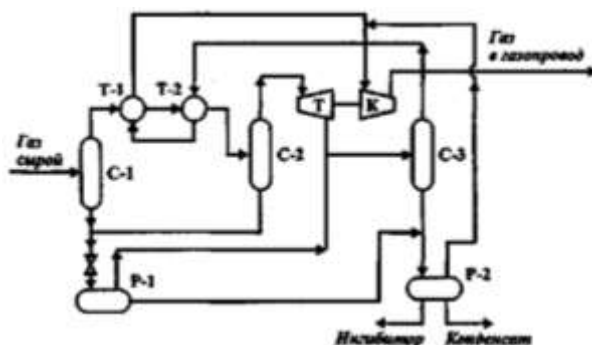


Рисунок 14 – Схема модифицированной установки НТС с использованием турбодетандера [9]

Факторы, определяющие характеристику работы установок НТС:

- Давление и температура в низкотемпературном сепараторе;
- Состав пластового газа;
- Число ступеней сепарации;
- Конденсатный фактор – количество сырого конденсата (см^3),

приходящегося на 1 м^3 отсепарированного газа.

Для определения оптимальных параметров в низкотемпературном сепараторе используют изотерму конденсации (рисунок 15). Это зависимость количества конденсата, выделившегося из газа, от давления при постоянной температуре [26].

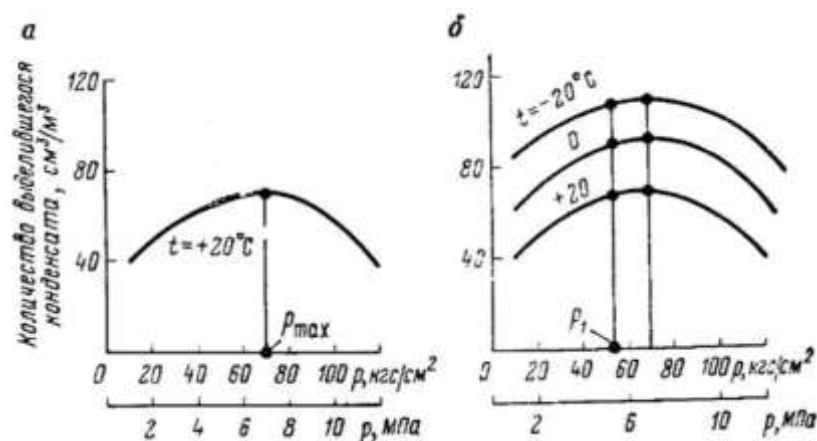


Рисунок 15 – Изотермы конденсации

Точка перегиба графика соответствует давлению максимальной конденсации. Для большинства газоконденсатных месторождений оно колеблется в пределах от 5,4 до 8,34 МПа. В случае если сепарация газа происходит при давлении, отличном от давления максимальной конденсации, в трубопроводе, куда направляется газ, возможно выпадение конденсата. Скапливаясь в пониженных местах трубопровода, конденсат будет вызывать снижение его пропускной способности.

2.2.3 Достоинства и недостатки технологии НТС

Процесс низкотемпературной сепарации газа является универсальным и незаменимым почти на всех промыслах, где требуется осушить и обезжирить газ. Данная технология обладает высокой эффективностью в сочетании с практически бесплатным холодом, который получают на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления (с помощью дросселей и турбодетандеров). Установки НТС могут найти оправданное применение на небольших месторождениях с коротким сроком разработки, когда более сложные установки не успевают окупиться. К основным достоинствам технологии НТС можно отнести:

- Низкие капитальные затраты и эксплуатационные расходы.

- Извлечение жидких углеводородов и осушка газа осуществляются одновременно.
- Установки просты в эксплуатации и техническом обслуживании.
- Легкость регулирования технологического процесса и его автоматизации.
- Возможность постепенной модернизации технологии при снижении пластового давления.

Установки НТС обладают рядом недостатков.

- При заданных значениях давления P и температуры T сепарации степень извлечения целевых компонентов зависит только от состава исходной смеси.
- В процессе эксплуатации пластовое давление падает, перепад давления на дросселе уменьшается, температура сепарации повышается, степень извлечения и удельное количество целевых компонентов уменьшаются.
- Термодинамическое несовершенство изоэнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса.

2.3 Абсорбция

Абсорбция – физико-химический процесс поглощения веществ из раствора или смеси газов твердыми телами или жидкостями с образованием растворов. Поглощение вещества происходит во всем объеме поглотителя. Существуют физическая абсорбция и хемосорбция. Физическая абсорбция характеризуется тем, что растворение газа в жидкости не сопровождается химической реакцией (или влиянием этой реакции на процесс можно пренебречь). Такая абсорбция в большинстве случаев обратима. Благодаря этому свойству абсорбционных процессов становится возможным выделение поглощенного газа из раствора (десорбция). Сочетание абсорбции с десорбцией позволяет многократно применять поглотитель и выделять поглощенный компонент в чистом виде.

Скорость перехода вещества из одной фазы в другую (процесс массообмена) прямо пропорциональна поверхности соприкосновения фаз:

$$V_m = KF\Delta c \quad (6)$$

где V_m – скорость перехода вещества из одной фазы в другую, кг/ч; F – поверхность соприкосновения фаз, m^2 ; K – коэффициент массопередачи, тыс. м/ч; Δc – движущая сила процесса массопередачи, т.е. разница между фактической и равновесной концентрацией компонента в одной из фаз, кг/1000 m^3 .

При выборе рабочего режима установок осушки газа методом абсорбции необходимо учитывать определенные факторы, влияющие на процесс. К первичным факторам относятся:

- давление;
- температура;
- состав сырьевого газа на входе в УКПГ;
- концентрация осушителя в регенерированном растворе.

К вторичным факторам относятся:

- степень насыщения абсорбента;
- эффективность работы оборудования;
- наличие в газе примесей (пыль, механические примеси, минеральные соли и т.д.).

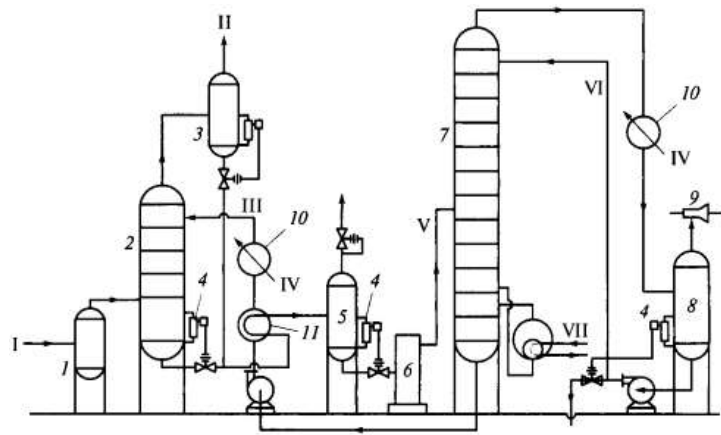


Рисунок 16 – Принципиальная схема установки осушки газа гликолями: 1 – входной сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – каплеуловитель; 4 – регуляторы уровня; 5 – выветриватель; 6 – фильтр; 7 – десорбер; 8 – сборник конденсата; 9 – паровой эжектор; 10 – холодильник; 11 – теплообменник; I – поступающий газ; II – осушенный газ; III – концентрированный гликоль; IV – охлаждающая вода; V – разбавленный гликоль; VI – поток орошения в колонну; VII – водяной пар

Абсорбция осуществляется следующим образом: весь процесс происходит в вертикальном цилиндрическом сосуде, который называется абсорбер. Абсорбент и газ, двигаясь в противоположных направлениях (газ поднимается снизу вверх, абсорбент стекает сверху вниз), контактируют на специальных тарелках, которые установлены внутри абсорбера. Обычно их количество составляет 14–18 штук. В ходе движения, абсорбент поглощает компоненты или влагу и, достигнув низа колонны, подается на регенерацию. Осушенный от влаги газ отводится с верхней части колонны. Увеличение числа тарелок оказывает такое же влияние, как и увеличение количества циркулирующего абсорбента.

Жидкий абсорбент должен удовлетворять ряду требований, главные из которых:

- высокая влагоемкость;
- нетоксичность;
- достаточная стабильность;

- отсутствие корродирующих свойств;
- низкая растворяющая способность по отношению к газу и жидким углеводородам и слабая растворимость в них;
- простота регенерации.

Наилучше всего данным требованиям соответствуют диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Гликоли – двухатомные спирты жирного ряда общей формулы $C_nH_{2n}(OH)_2$. Низшие гликоли это бесцветные, прозрачные, вязкие жидкости без запаха, сладковатого вкуса, гигроскопичны, не агрессивны.

Для осушки газа методом абсорбции в отечественной практике обычно используется ДЭГ, иногда применяется раствор хлористого кальция. В случае использования ДЭГ можно уменьшить температуру точки росы газа примерно на 30 К. Если температура осушаемого газа такова, что для его осушки требуется понижение температуры точки росы более, чем на 30 К, то необходимо применять ТЭГ, предварительную частичную осушку газа охлаждением либо осушку адсорбцией.

На нефтяных месторождениях метод осушки газа высококонцентрированными (98%-ными) сорбентами диэтиленгликолем и триэтиленгликолем можно применять только в местах сосредоточения больших объемов газа, т.е. на сборных коллекторах газа или на магистральных газопроводах.

Таблица 3 – Характеристика гликолей

Название	Молекулярная масса	Температура замерзания, °С	Температура кипения, °С
Этиленгликоль	62,07	-12,7	197,6
Диэтиленгликоль	106,12	-7,8	245,8
Триэтиленгликоль	150,18	-4,3	288,0

Эффективность работы аппаратов осушки газа определяется следующими основными показателями:

- глубиной извлечения влаги из газа;
- потерями ДЭГа с осушенным газом;
- длительностью межревизионного периода.

2.4 Адсорбция

Сущность адсорбционного метода заключается в том, что водяные пары извлекаются из газа путем поглощения их твердыми адсорбентами, которые имеют значительную площадь поверхности из-за пористой структуры адсорбентов.

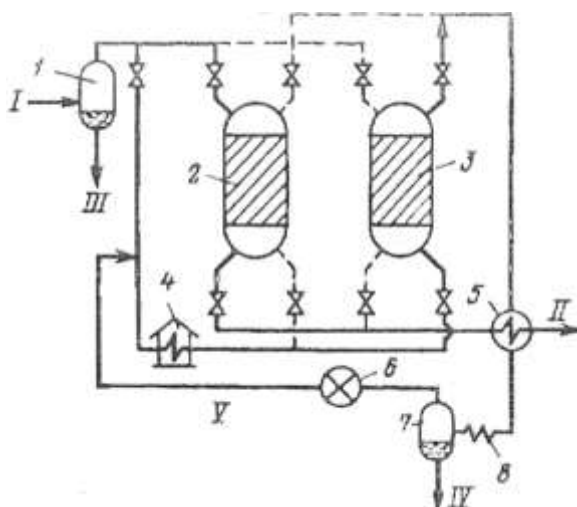


Рисунок 17 – Принципиальная схема адсорбционной осушки газа; 1,7 – сепараторы; 2, 3 – адсорберы (десорберы); 4 – печь; 5 – теплообменник; 6 – компрессор; 8 – холодильник, I, II – исходный и осушенный газ; III – углеводороды и влага; IV – вода; V – рециркулирующий десорбирующий газ [9]

Для адсорбционной осушки газа применяются следующие виды адсорбентов: цеолиты, силикагели, бокситы и пр. Для того, чтобы уменьшить гидравлическое сопротивление, которое возникает при проходе осушаемого газа через адсорбент, поглотители изготавливаются в виде гранул.

Цеолиты – это сложные неорганические полимеры, обладающие кристаллическим строением. Данный тип адсорбента характеризуется наиболее высокой поглощающей способностью. Для того, чтобы

осуществить регенерацию адсорбента с целью его дальнейшего использования, используется воздух или горячий газ.

На величину адсорбции α могут влиять такие параметры, как:

- равновесное давление;
- температура;
- природа поглощаемого вещества;
- природа твердого тела.

Количество необходимого адсорбента определяется следующим соотношением:

$$G = \frac{V_H \cdot (W_H - W_K) \cdot \tau}{24\alpha} \quad (7)$$

где G – количество необходимого адсорбента, кг; V_H – количество поступающего на осушку газа, приведенного к 20 °С и 760 мм.рт.ст., м³/сут; W_H , W_K – влагосодержание влажного и осушенного газа, кг/м³; τ – продолжительность поглощения, часы; α – активность адсорбента ($\alpha = 0,04-0,05$)

При выборе того или иного типа адсорбента учитываются следующие их свойства, которые влияют на процесс осушки газа:

- поглощательная способность;
- размер пор;
- полнота и простота регенерации;
- механическая прочность адсорбента;
- устойчивость к истираемости;
- стабильность при многоцикловой работе.

Адсорбционная емкость адсорбентов зависит от следующих характеристик:

- структуры пор;
- размера пор;
- величины удельной поверхности.

Таблица 4 – Характеристика адсорбентов для осушки газа

Показатель	Силикагели	Цеолиты
Размер гранул, мм	2,5–4,0	1,5–3,5
Насыпная плотность, кг/м ³	400–770	480–800
Диаметр пор, нм	3–15	0,3–1,0
Удельная поверхность, м ² /г	200–600	500–800
Адсорбционная емкость по воде, г/г	0,14–1,0	0,2 - 0,65
Теплота адсорбции, кДж/кг воды	4187	4187

Осушка газа твердыми сорбентами имеет следующие преимущества:

- возможность получения точки росы до минус 50 °С;
- относительная простота оборудования и малые эксплуатационные расходы;
- глубокая очистка от токсичных примесей;
- безотходность благодаря десорбции поглощенных веществ;
- низкая стоимость адсорбентов.

К недостаткам можно отнести большие, чем в абсорбционном процессе перепады давления, относительно высокие затраты тепла и истирание адсорбента.

Наличие сероводорода, а также твердых и жидких взвешенных частиц в газе уменьшает поглотительную способность адсорбентов. Для повышения эффективности адсорбционной осушки газа необходимо очищать газ от данных примесей перед подачей в адсорбер.

3 Постановка задачи работы

Объектом исследования является установка подготовки газа для газлифтной эксплуатации скважин на платформе «Моликпак» Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения. Технологическая схема установки включает в себя процесс сепарации нефти от газа, сбор газа с трех ступеней сепарации, компримирование и отправку его на установку подготовки газа. На данном промысле для подготовки газа применяется технология низкотемпературной сепарации.

Часть подготовленного до товарных характеристик нефтяного газа применяется в газлифтной эксплуатации скважин в качестве рабочего агента. Таким образом, реализуется система замкнутого газлифтного цикла: основное количество ПНГ направляется на экспорт, а часть его используется для механизированной добычи углеводородов с последующим возвратом в модуль подготовки газа.

Целью выпускной работы является анализ влияния технологических параметров установки подготовки на качество газа, подготовленного для последующего применения в газлифтной технологии эксплуатации нефтяных скважин.

Исходя из поставленной цели, были определены следующие задачи:

- изучить технологию газлифтной эксплуатации скважин;
- обосновать способ подготовки попутного нефтяного газа для газлифта;
- выполнить моделирование процесса подготовки ПНГ по методу низкотемпературной сепарации;
- проанализировать влияние давления и температуры в низкотемпературном сепараторе на качество подготовленного газа.

4 Объект и методы исследования

4.4 Методика моделирования в среде программы UniSim Design Suite R460

Для моделирования процессов подготовки газа была выбрана программная среда Design Suite R460. Она позволяет точно рассчитывать физические свойства фаз и фазовое поведение. Проверка данными с действующих установок подтверждает реалистичность результатов при моделировании оборудования для перегонки, реакционного, теплообменного и динамического оборудования и логических операций, как в статической, так и в динамической среде [13].

Перед началом моделирования необходимо задать соответствующий пакет свойств. Он должен содержать перечень компонентов и уравнение состояния, которые будут использованы программой при расчете материальных потоков.

Данный этап включает в себя следующие действия:

1. Задается компонентный состав материальных потоков.
2. Если материальный поток содержит в себе компонент, не представленный в библиотеке, необходимо задать его самостоятельно с помощью известных величин (молекулярная масса, плотность жидкости). В таком случае, этот компонент является гипотетическим (Hypothetical).
3. После этого задается термодинамический пакет для построения модели. Термодинамический пакет – это набор моделей и методов, используемый для расчета физических свойств. В нашем случае, использовался пакет «Peng Robinson», поскольку он позволяет наиболее точно рассчитать составы и свойства фаз.
4. Когда базисный пакет свойств определен, можно начать моделирование.

Для создания моделирующей схемы в касе объектов доступны различные устройства: сепараторы, клапаны, резервуары, нагреватели и пр.

В рассматриваемой схеме подготовки скважинной продукции для сепарации нефти от ПНГ используются первичные трехфазные сепараторы. Первичный сепаратор разделяет поток на жидкие и газообразную составляющие.

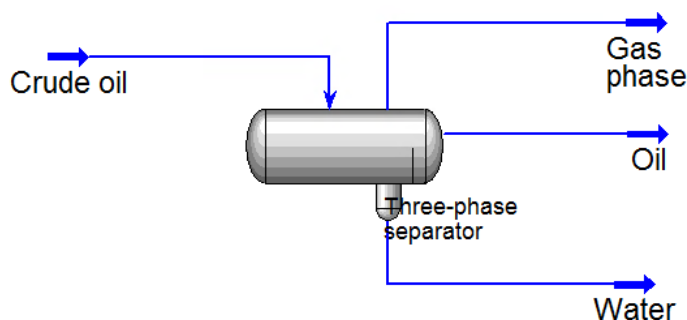


Рисунок 19 – Трехфазный сепаратор в моделирующей среде UniSim Design Suite R460

Для проведения исследований использовалась функция «Case Study» – она позволяет установить, как изменяются параметры системы при изменении заданной переменной (давления, температуры и пр.).

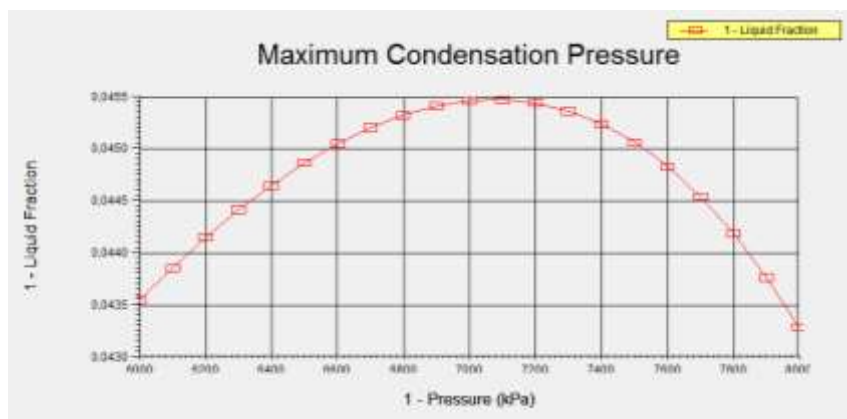


Рисунок 20 – Пример графика, полученного при помощи функции «Case Study», для поиска давления максимальной конденсации

Результаты расчетного исследования можно получить в графическом или табличном виде.

5 Анализ технологии подготовки попутного нефтяного газа

5.3 Моделирование технологической схемы подготовки ПНГ

Состав потока сырой нефти, использованный в моделирующей программе, приведен в таблице 7. Содержание попутной воды – 20%, что актуально в условиях рассматриваемого месторождения. Наличие воды в подготавливаемом газе может стать условием образования гидратов в газораспределительном оборудовании.

С использованием инструментов программной среды UniSim Design Suite R460, а также технологических регламентов, была создана моделирующая схема (рисунок 23).

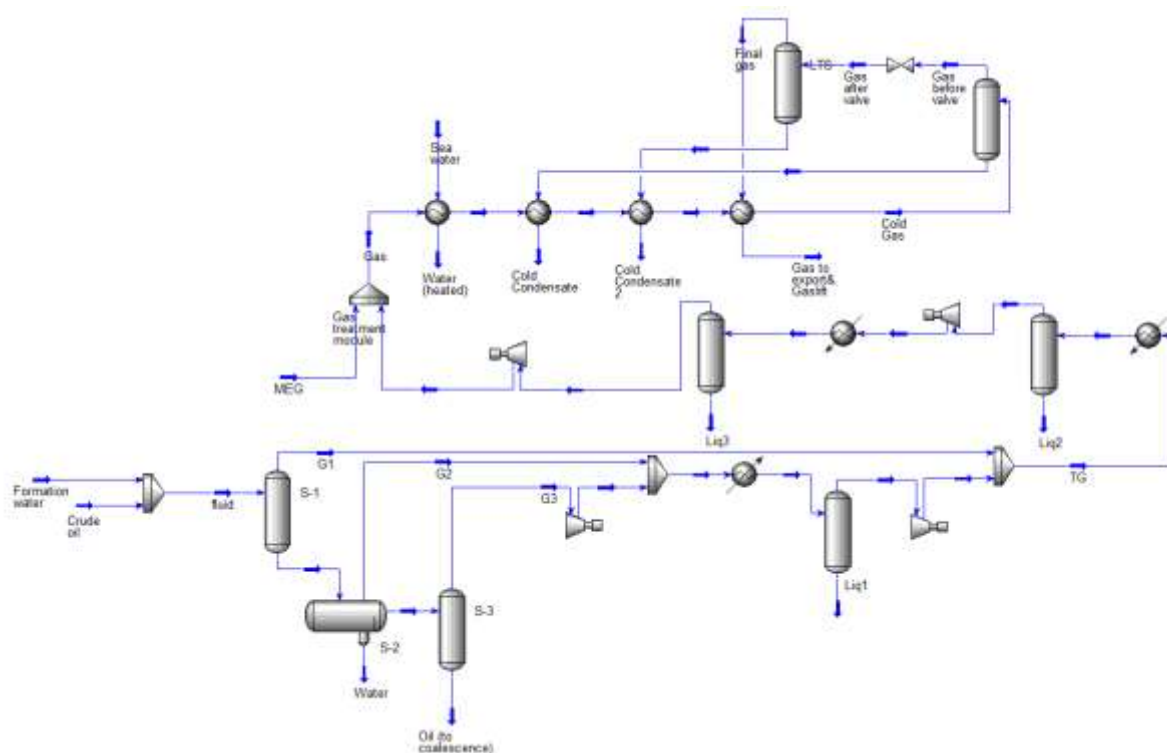


Рисунок 23 – Моделирующая схема системы подготовки газа

Газ с каждой ступени сепарации нефти компримируется и объединяется в один газовый поток, направляемый в модуль подготовки газа.

В модуле подготовки газа происходит охлаждение, дросселирование и последующее отделение конденсата. После полной подготовки финальный

поток осушенного газа «Gas to export & gaslift» используется для газлифтной эксплуатации, а также снабжения платформы. Большая часть газа отводится по подводному газопроводу на экспорт. Характеристики товарного газа, используемого в газлифтной эксплуатации, представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Состав и характеристики подготовленного газа (при перепаде на дросселе 4,95 МПа)

Компонент	Мольная доля
CH ₄	0,939734
C ₂ H ₆	0,032685
C ₃ H ₈	0,005102
i-C ₄ H ₁₀	0,002779
n-C ₄ H ₁₀	0,016691
i-C ₅ H ₁₂	0,000713
n-C ₅ H ₁₂	0,000131
n-C ₆ H ₁₄	0,000049
Тяжелые компоненты C ₇₊	0,000002
CO ₂	0,002105
H ₂ O	0,000008
Значение точки росы по углеводородам, °С	-26,77
Значение точки росы по воде, °С	-26,78
Плотность (при t = 25°С, P = 101325 Па)	0,722

5.4 Анализ влияния давления на качество подготовки ПНГ

1. Рассмотрим влияние давления на качество подготовки ПНГ на установке низкотемпературной сепарации: количество жидкой фазы, выпадающей при дросселировании газа, его температуру, а также точку росы по УВ и воде подготовленного газа.

В клапане Джоуля-Томсона снижение давления, согласно регламентам, происходит с 11 МПа до 6,8–7,3 МПа. Исследуем, какое количество жидкой фазы выпадет при дросселировании. Анализ проводился

с помощью функции «Case Studies». Пик графика покажет давление максимальной конденсации (рисунок 24).

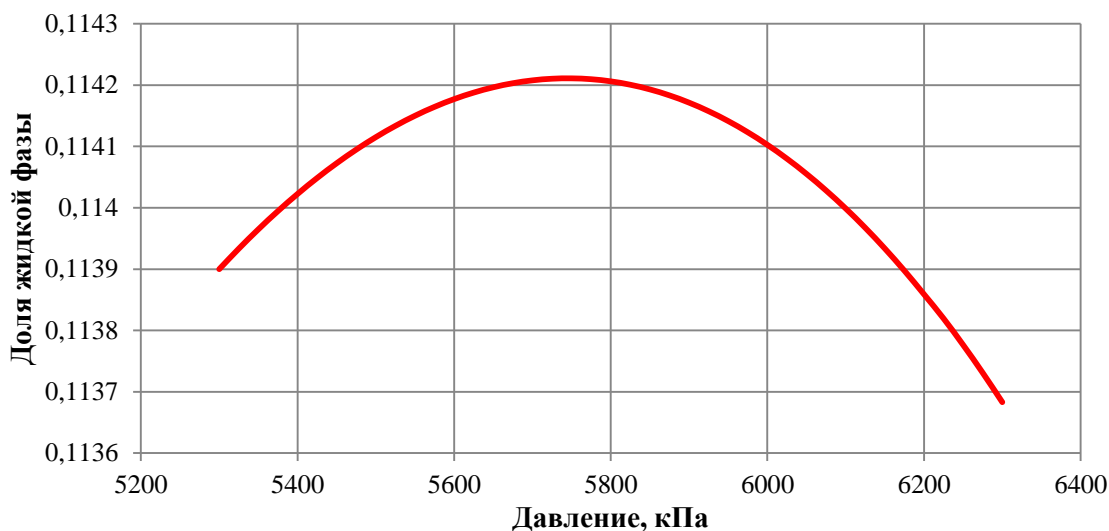


Рисунок 24 – Влияние давления на количество жидкой фазы, выпадающей при дросселировании газа, температура на входе в дроссель минус 11,8 °С

Как можно видеть из графика, давление максимальной конденсации при заданных условиях составляет 5,75 МПа, температура потока при этом составит минус 33,5 °С. Соответственно, перепад давления, который обеспечит максимальное выпадение углеводородов в жидкую фазу, составляет 5,25 МПа.

2. Рассмотрим влияние давления в низкотемпературном сепараторе на изменение точки росы по воде и углеводородам (рисунок 25) в подготовленном газе.

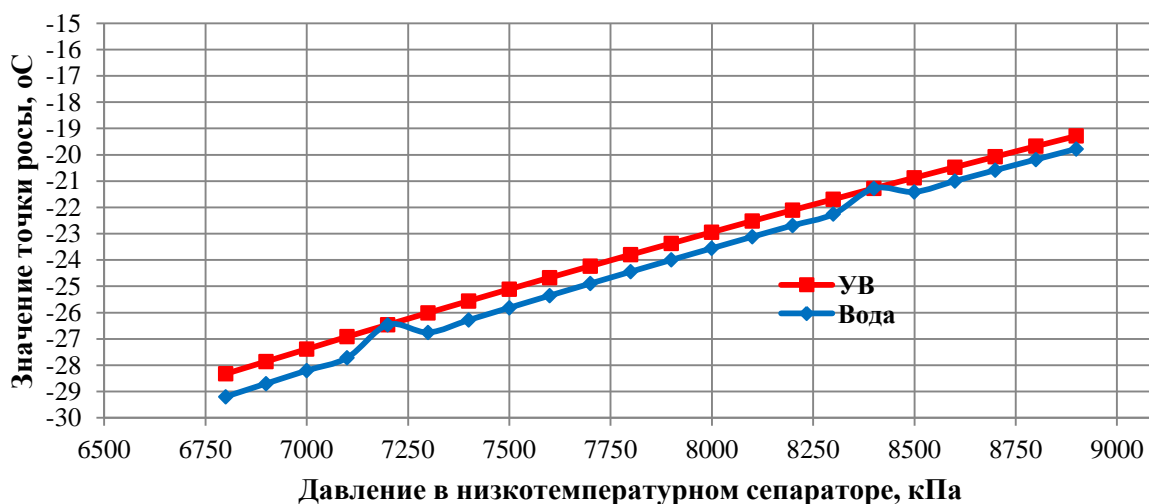


Рисунок 25 – Влияние давления в низкотемпературном сепараторе на точку росы по углеводородам и воде подготовленного газа

Понижение давления в низкотемпературном сепараторе уменьшает температуру начала конденсации УВ и воды в жидкую фазу. Таким образом, бóльшая доля конденсата и воды будет отделяться от газового потока в низкотемпературном сепараторе. Максимальное давление, при котором значения точки росы по воде и УВ подготовленного газа удовлетворяют СТО Газпром 089-2010, составляет 8,7 МПа (температура составляет минус 20,07 °С).

2. С помощью функции «Case Studies» рассмотрим влияние давления на температуру газового потока (рисунок 26).

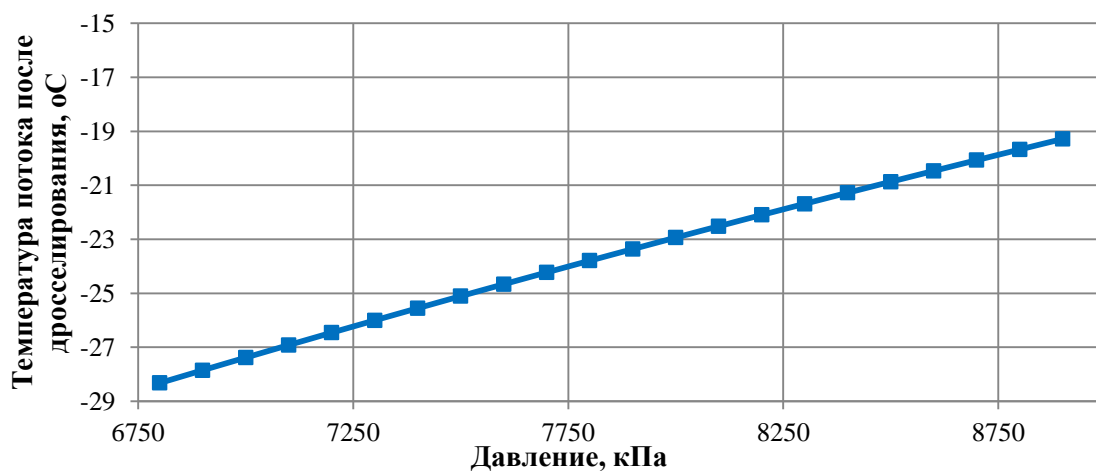


Рисунок 26 – Зависимость температуры в низкотемпературном сепараторе от давления

За счет эффекта Джоуля-Томсона при увеличении перепада давления на дросселе температура газового потока снижается. Удельное снижение температуры для рассматриваемого потока газа составляет 4,31 °С/МПа.

3. Установим, как влияет давление в низкотемпературном сепараторе на массовый расход конденсата.

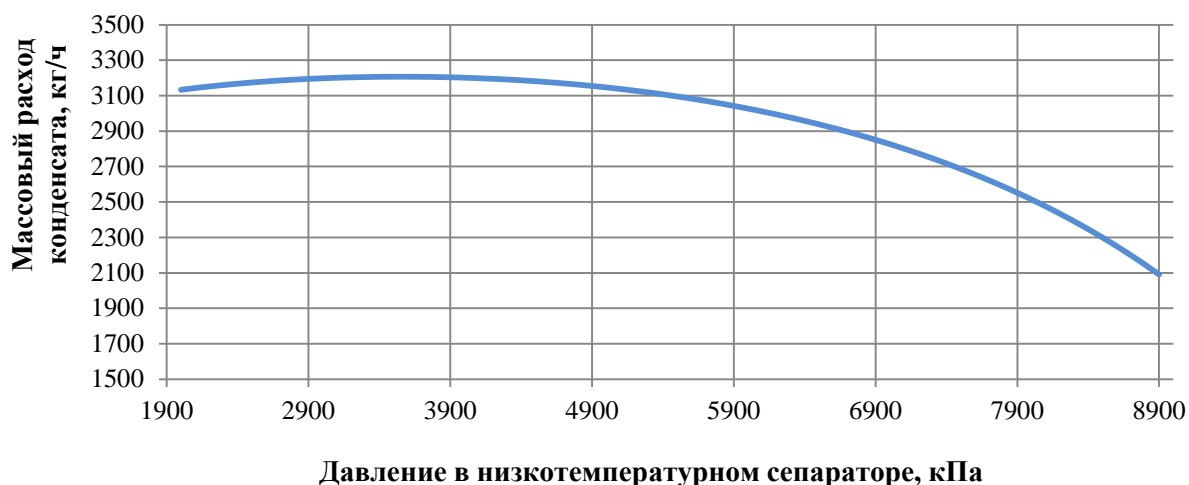


Рисунок 27 – Влияние давления в низкотемпературном сепараторе на массовый расход отделяемого конденсата

При уменьшении давления в сепараторе массовый расход конденсата увеличивается. Максимальный массовый расход конденсата достигается при давлении 3,55 МПа. Температура в низкотемпературном сепараторе в этом случае составит минус 46,73 °С. Но данное давление является слишком низким, поскольку газ закачивается в газлифтные скважины при давлении, находящимся в диапазоне от 4 до 10 МПа (а на рассматриваемом месторождении данное значение составляет 7 МПа).

4. С помощью утилит «Hydrate formation» и «Envelope» установим условия образования гидратов в системе подготовки ПНГ. Поскольку подготовленный газ подается в газораспределительное оборудование газлифта после теплообменника «газ-газ», его температура составляет 30 °С. Температура образования гидратов – минус 21,28 °С при давлении 7 МПа. Это говорит о безгидратном режиме в газораспределительном оборудовании газлифта даже при отсутствии ингибитора гидратообразования (рисунок 28).

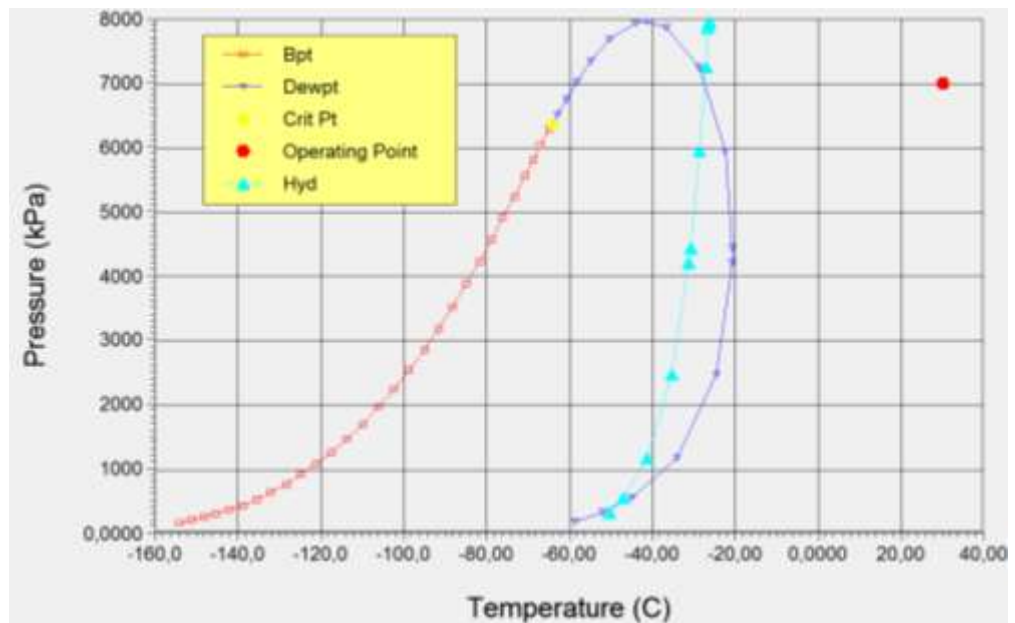


Рисунок 28 – График для подготовленного газа, демонстрирующий условия образования гидратов

Рассмотрим поток «Cold Gas», который выходит из системы теплообменников. При отсутствии ингибитора в потоке будут образовываться гидраты, поскольку температура потока – минус 3°C, точка росы по воде равна 47,03 °C, температура образования гидратов равна 20,26 °C (рисунок 29).

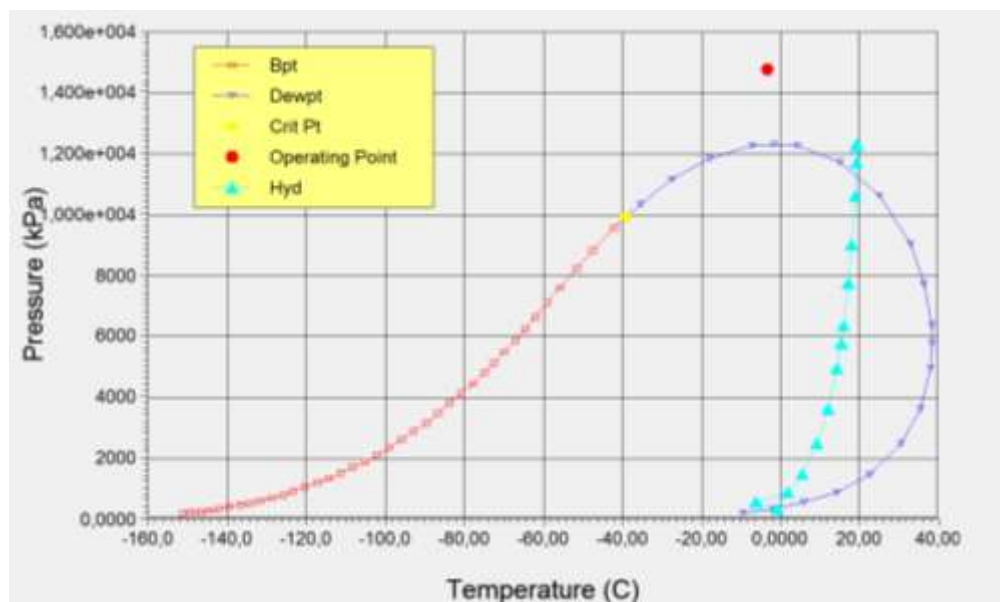


Рисунок 29 – Фазовая диаграмма для охлажденного газа

Для избежания образования гидратов в модуле подготовки газа на месторождении используется моноэтиленгликоль. Подберем необходимый расход МЭГ, обеспечивающий безгидратный режим. Для этого воспользуемся утилитой «Envelope». Потоками, которые наиболее всего подвержены гидратообразованию, являются газ, выходящий из низкотемпературного сепаратора, а также газ на выходе из дросселя (если в низкотемпературном сепараторе не происходит сброса давления). Для рассматриваемого исходного потока нефти необходимый массовый расход МЭГ для безгидратного режима составляет 285 кг/час.

5.5 Оценка эффективности процесса подготовки газа

Главным требованием подготовки газа для газлифтной эксплуатации является его максимальное отбензинивание, т.е. удаление углеводородных компонентов C_{3+} (выпадение конденсата создаст дополнительные гидравлические потери как в газораспределительном оборудовании газлифта и ВРБ, так и в подводном газопроводе, куда отводятся излишки ПНГ), а также удаление влаги во избежание образования гидратов в системе газлифта.

Газ, после прохождения полной подготовки, делится на два потока. Одна часть подается в газораспределительное оборудование газлифта, а также используется на внутренние нужды платформы; остальной поток транспортируется по подводному трубопроводу на ОБТК. Характеристики газа приведены в таблице 9.

Таким образом, установка низкотемпературной сепарации обеспечивает осушку газа до стандартов Газпрома, выдерживая требуемые значения точек росы по углеводородам и воде. Это позволяет эксплуатировать газлифтное оборудование без гидратообразований и потери конденсата при подготовке рабочего агента.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Полянскому Владиславу Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»,

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- районный коэффициент- 1,3; - норма амортизации – 25%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации, проведение SWOT - анализа
2. Планирование и формирование бюджета проекта	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта. Определение затрат на проектирование (смета затрат)

Перечень графического материала:

1. Карта сегментирования рынка
2. Матрица SWOT
3. Календарный план график проведения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Полянский В.А.		29.02.2020

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основные проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения актуальными являются всегда. В настоящее время все технологические процессы идут с потреблением первичных ресурсов (энергия, воздух, вода), материальных и трудовых. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество. Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является анализ технологии подготовки газа для газлифтной эксплуатации скважин методом низкотемпературной сепарации с позиции ее ресурсоэффективности, а также расчет временных и материальных затрат на выполнение ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- оценить потенциальных потребителей результатов исследования,
- провести SWOT-анализ рассматриваемой технологии по подготовке газа к газлифтной эксплуатации.
- планирование исследовательских работ в рамках ВКР;
- расчет бюджета проводимого исследования.

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

В данной работе рассматривалась технология подготовки газа для газлифтной эксплуатации скважин на морской нефтедобывающей платформе. Используемая в работе модель позволяет предсказывать поведение параметров работы установки: степень осушки газа, температуру, давление и т.п. Поскольку газ проходит подготовку до достижения характеристик, установленных СТО Газпром 089-2010, продуктом и целевым рынком являются:

- продукт: товарный газ;
- целевой рынок: нефтедобывающие компании (в частности, ведущие разработку месторождений на шельфе).

6.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Результаты первого этапа анализа внедрения технологии НТС для подготовки газа на морской платформе представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT

Сильные стороны:	Слабые стороны:
1	2
1. Низкие капитальные затраты и эксплуатационные расходы. 2. Простота технического обслуживания. 3. Простота автоматизации и регулирования технологического процесса.	1. Низкие степени извлечения газового конденсата, особенно для тощих газов; 2. Применение изоэнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса несовершенно. 3. Необходим ввод ингибитора для

Продолжение таблицы 10

1	2
4. Не требуется высокая квалификация персонала.	обеспечения безгидратного режима внутри установки.
5. Возможности внедрения модификаций.	
Возможности:	Угрозы:
1. Снижение пошлин на сырье. 2. Высокие значения газового фактора, делающие построение блока подготовки газа к экспорту рентабельным. 3. Рост спроса на топливном рынке на газ (в том числе на СПГ). 4. Повышение стоимости других типов установок подготовки газа (абсорберы и пр.)	1. Увеличение уровня налогов на использование недр. 2. Повышение требований к качеству продукции. 3. Несвоевременные поставки сырья и оборудования (в частности, МЭГ). 4. Наличие в сырье компонентов, которые не извлекаются с помощью НТС (сернистые соединения и углекислый газ).

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Такое соответствие помогает выявить степень необходимости проведения стратегических изменений [14]. Для этого построим интерактивную матрицу проекта. Составим итоговую SWOT - матрицу (таблица 11).

Таблица 11 – Итоговая матрица SWOT (анализ интерактивной матрицы)

Сильные стороны и возможности:	Слабые стороны и возможности:
1	2
1. Отправка газа по подводным трубопроводам на заводы СПГ. 2. Поддержание увеличения спроса и	1. Внедрение модернизации в процесс (детандер вместо дросселя). 2. Регулирование технологического

Продолжение таблицы 11

1	2
<p>выхода на новые рынки сбыта товара за счет низкой стоимости.</p> <p>3. Увеличение фонда газлифтных скважин при переходе на второй этап разработки месторождения.</p> <p>4. Использование «бесплатного» холода морской воды.</p>	<p>режима (давления и температуры) с целью уменьшения расхода МЭГ.</p> <p>4. Увеличение перепада давления на дросселе для достижения давления максимальной конденсации.</p>
Сильные стороны и угрозы:	Слабые стороны и угрозы:
<p>1. Проведение оптимальной налоговой политики.</p> <p>2. Внедрения менеджмента качества</p>	<p>1. Проведение оптимальной налоговой политики.</p> <p>2. Использование «бесплатного» холода морской воды и внедрение модернизаций в процесс.</p>

6.2 Планирование исследовательской работы в рамках ВКР

Для выполнения исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят: бакалавр и научный руководитель выпускной квалификационной работы.

Для того чтобы наглядно продемонстрировать процесс проведения научной работы, воспользуемся диаграммой Ганта. Диаграмма Ганта – это горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (8)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности, определяемый по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (9)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

На проведение научного исследования отведен период из пяти основных месяцев (с января по май), половина последнего месяца ушла на исправление недочетов, тогда количество календарных дней за этот период составит 152. Суммарное количество выходных и праздничных дней примем 27.

Тогда коэффициент календарности составит:

$$k_{\text{кал}} = \frac{152}{152 - 27} = 1,22 \quad (10)$$

В приложении Ч представлен календарный план проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период выполнения научного проекта (диаграмма Ганта).

6.3 Бюджет проводимого исследования

В процессе формирования бюджета проводимого исследования используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты на проведение исследования;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.3.1 Затраты на оборудование для проведения исследования

Материальные затраты включают стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, в частности, сырье и материалы,

покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований (испытаний) и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов испытаний (исследований).

Для выполнения исследования проводилось моделирование схемы в программной среде Unisim Design. Материальные затраты включают в себя стоимость лицензии данного программного обеспечения, а также компьютера и электроэнергии.

Проведем расчет бюджета исследования на покрытие указанных расходов для выполненной работы (таблица 12).

Таблица 12 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер	1	22	22
3	Лицензия на программный пакет Unisim Design	1	27	27
Итого				59

Поскольку компьютер и лицензия будут использоваться в других проектах, то учитываем в их смете затрат по амортизации. Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 13.

Величину амортизационных отчислений рассчитываем, как:

$$A = \frac{\Phi_{\text{пр}} \cdot n_{\text{ам}}}{365} \cdot D \quad (11)$$

где A – величина амортизационных отчислений, руб.; $\Phi_{\text{пр}}$ – стоимость основных производственных фондов (оборудования), руб.; D – общий срок

научного исследования (51 день); $n_{ам}$ средневзвешенная норма амортизации (принимается 0,1).

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Кол-во	Балансовая стоимость, руб.		Годовая норма амортизации, %	Величина амортизации за срок выполнения работ
		одного объекта	всего		
Компьютер	1	22000	22000	25	768,49
Лицензия на программный пакет Unisim Design	1	27000	27000	25	943,15
ИТОГО					1711,64

Дополнительные затраты по доставке и монтажу учитываются в размере 15% от стоимости оборудования. Расчет стоимости электроэнергии:

$$E = E_1 + E_2 = C \cdot N \cdot D \cdot \sum N_i = 51 \cdot 6 \cdot 4,03 \cdot 0,55 \approx 0,678 \text{ тыс. руб.}$$

где E – общее потребление электроприборами энергии на весь срок исследования; N_i – мощность i -го электроприбора, кВт·ч; C – стоимость электроэнергии для юридических лиц по Томской области (4,03 руб/кВт·ч); N – норма рабочих часов в день (6 часов в день); D – общий срок исследования (51 день).

6.3.2 Расчет заработной платы

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб} \quad (12)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.; $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (13)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб.дня $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дн.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель проекта	Специалист по проекту- студент
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней – выходные дни – праздничные дни	52 14	52 14
Потери рабочего времени – отпуск – невыходы по болезни	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени, рабочих дней	252	252

Также необходимо учитывать дополнительную заработную плату. В нее включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15 % от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнение темы:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (14)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.; $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты; $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Отчисления на социальные нужды включают в себя отчисления во внебюджетные фонды. Сумма их рассчитывается по формуле:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (15)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и прочие).

В соответствии с приказом №16544 от 18.12.2019, для расчетов принято:

- заработная плата руководителя – доцента, имеющего степень к.х.н., согласно доступным данным, составляет 35120 рублей в месяц;
- заработную плату студента принимаем равной минимальному размеру оклада в размере 12130,00 рублей в месяц;
- районный коэффициент для Томской области – 1,3;
- дополнительная заработная плата составляет 10% от основной, отчисления во внебюджетные фонды (ТПУ) – 30,2 %.

Для руководителя:

$$Z_{\text{осн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \cdot T_{\text{раб}} = \frac{35120 \cdot 1,3 \cdot 10,4}{252} \cdot 51 = 96,095 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} = 1,1 \cdot 96,095 = 105,704 \text{ тыс. руб.}$$

Для студента:

$$Z_{\text{осн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}} \cdot T_{\text{раб}} = \frac{12130 \cdot 1,3 \cdot 10,4}{252} \cdot 51 = 33,190 \text{ тыс. руб.}$$

Общий фонд заработной платы составляет:

$$Z_{\text{сум}} = 33,190 + 31,922 + 105,704 = 170,816 \text{ тыс. руб.}$$

Отчисления в фонд составляют:

$$Z_{\text{отч}} = 0,302 \cdot C_{\text{зп}} = 0,302 \cdot 170,816 = 51,586 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, посчитаем суммарные затраты на выполнение исследовательской работы (таблица 15).

Таблица 15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	59678,00
2. Затраты на оплату труда	170816,00
Амортизационные отчисления	1711,64
Отчисления во внебюджетные фонды	51586,00
Итого:	283791,64

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Полянскому Владиславу Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Технология подготовки попутного газа для газлифтной эксплуатации скважин на нефтяном месторождении Пильтун-Астохское (Сахалинская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: установка подготовки попутного нефтяного газа Область применения: осушка рабочего агента для газлифтной эксплуатации скважин
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – проанализировать специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; <ol style="list-style-type: none"> 1. Приказ Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 №290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты». 2. Приказ Минтруда России от 22.12.2015 №1110н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением». – проанализировать организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. <ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ - Опасные и вредные производственные факторы.

	<p>Классификация.</p> <p>2. ВУПП-88 Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности</p> <p>3. ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p> <p>4. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</p> <p>5. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте; – Напряженность трудового процесса; – Нагревающий и охлаждающий микроклимат. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень статического электричества; – Опасность прямых ударов молнии; – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства; – Возможность взрыва и пожара при неисправностях и авариях
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: выбросы (временные и постоянные) углеводородов, продукты сгорания в блоках регенерации МЭГ и факельном хозяйстве.</p> <p>Гидросфера: Загрязнение моря нефтяными углеводородами, буровыми растворами, шламами; аварийные разливы нефти и отходов вод.</p> <p>Литосфера: загрязнение морского дна жидкими углеводородами, буровым раствором и химическими агентами при негерметичности скважин и авариях на платформе.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>В районе работ возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций: пожар, взрыв, разрушения оборудования платформы в</p>

	результате разрядов атмосферного электричества, ураган, цунами. Наиболее типичные ЧС при эксплуатации установки подготовки газа – взрывы и пожары.
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Полянский Владислав Александрович		29.02.2020

7 Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе рассматривается технология подготовки газа для газлифтной эксплуатации скважин на морской производственно-добывающей платформе ледового класса ПА-А «Моликпак».

Месторождение расположено в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин между месторождением Одопту-море на севере и месторождением Аркутун-Даги на юг. Платформа ПА-А «Моликпак» установлена на Астохской площади Пильтун-Астохского месторождения в сентябре 1998 года, в 16 км от побережья, глубина моря в месте установки платформы составляет 30 м. Электроснабжение платформы автономно.

В административном отношении данный участок шельфа входит в состав Сахалинской области (РФ) и, на сопредельной суше, граничит с Охинским и Ногликским районами.

В состав рассматриваемой технологии подготовки газа входят: сепараторы, компрессорные установки, охладители газа, система теплообменников, дроссели. Основным процессом, рассматриваемым в бакалаврской работе, является процесс компримирования и низкотемпературной сепарации. Поэтому целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов при данном виде производственной деятельности на установке подготовки газа на морской платформе и решение вопросов обеспечения защиты от них на основе требований действующих нормативно-технических документов.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно статье 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением (ст. 298 ТК РФ).

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

При проектировании объектов необходимо предусматривать максимально возможное размещение аппаратуры и оборудования вне зданий. При этом необходимо руководствоваться "Перечнем технологического оборудования нефтедобывающей и газовой промышленности, рекомендуемым для установки на открытых площадках" [15].

Расстояния между аппаратами, колоннами, теплообменниками и другим оборудованием, расположенными внутри одной технологической установки, следует принимать, исходя из условий максимального удобства обслуживания, ремонта и выполнения требований по охране труда и пожарной безопасности в соответствии с указаниями [16].

Необходимо предусматривать:

- основные проходы по фронту обслуживания щитов управления шириной не менее 2 м;
- основные проходы по фронту обслуживания компрессоров, насосов и аппаратов, имеющих местные контрольно-измерительные приборы, и проходы при наличии постоянных рабочих мест - шириной не менее 1,5 м;

- проходы между аппаратами, между аппаратами и стенами помещений при условии кругового обслуживания - шириной не менее 1 м.

Указанные расстояния не относятся к аппаратам, представляющим часть агрегата. В этом случае расстояние между отдельными аппаратами агрегата определяется технологической целесообразностью и возможностью обслуживания:

- проходы для осмотра, периодической проверки, регулирования аппаратов и приборов - шириной не менее 0,8 м;
- проходы между отдельно стоящими насосами - шириной не менее 0,8 м;
- проходы у оконных проемов – шириной не менее 1 м;
- проходы между газовыми компрессорами - не менее 1,5 м.

Установки подготовки газа должны проектироваться как единый комплекс, состоять из одной или нескольких технологических линий и оборудования общего технологического назначения. Установка монтируется на открытой площадке. Состав каждой конкретной установки определяется заказчиком согласно проекту привязки, в зависимости от конкретных условий.

7.2 Производственная безопасность

Поскольку технология подготовки попутного нефтяного газа для газлифтной эксплуатации скважин представляет собой процесс низкотемпературной сепарации, рассмотрим опасные и вредные факторы при выполнении работ на установке низкотемпературной сепарации природного газа.

Таблица 16 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ установки низкотемпературной сепарации природного газа.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Ведение технологического процесса. Обслуживание установки подготовки газа.	Повышенный уровень шума и вибрации на рабочем месте; напряженность трудового процесса; нагревающий и охлаждающий микроклимат.	Повышенный уровень статического электричества; опасность прямых ударов молнии; Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства; возможность взрыва и пожара при неисправностях и авариях	ГОСТ 12.1.003-83; ГОСТ 12.1.012-78; Р 2.2.755-99; ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 12.1.018-93; РД 34.21.122-87; ГОСТ 12.1.007-76

7.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Персонал платформы, работающий на установке подготовки ПНГ подвержен воздействию вредных факторов:

1. Уровень шума и вибрации на рабочем месте

Основным источником шума на всех этапах обслуживания оборудования установки подготовки ПНГ являются компрессоры, запорная арматура, трубопроводы, нагнетатели, скважины. Уровень шума и вибрации на рабочем месте не должен превышать допустимый уровень шума и вибрации, согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-93 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территориях жилой застройки" и СН 2.2.4/2.1.8.566 96 – "Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий".

2. Напряженность трудового процесса

Согласно общей оценке, показатели напряженности трудового процесса (интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки и их монотонность) установки подготовки газа относятся к напряженным. Следовательно, в целом условия труда по тяжести и напряженности трудового процесса квалифицируем согласно "Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса", как напряженный труд (класс 3).

3. Климатические и погодные условия на рабочем месте

Специфика микроклиматических условий, воздействующих на установке по подготовке ПНГ, определяется тем, что значительная часть оборудования размещена на открытой территории с сезонными значениями, где микроклимат часто носит характер нагревающего или охлаждающего (в зависимости от сезона года). Самым холодным месяцем года является январь, когда среднемесячная температура воздуха опускается до минус 20 – минус 22°C, а самым теплым является август со среднемесячной температурой плюс 12,9-13,8°C. Абсолютный годовой минимум температуры минус 40°C ÷ минус 44°C, абсолютный годовой максимум температуры составляет плюс 32°C.

4. Повышенный уровень статического электричества

Статическое электричество, согласно ГОСТ 12.1.018-93 – это совокупность явлений, связанных с возникновением, сохранением и релаксацией свободного электрического заряда на поверхности (или в объеме) диэлектриков или на изолированных проводниках [17]. Сила тока электризации потока нефтепродуктов в трубопроводах зависит от диэлектрических свойств и кинематической вязкости жидкости, скорости потока, диаметра трубопровода и его длины, материала трубопровода, шероховатости и состояния его внутренних стенок, температуры жидкости.

5. Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья

Опасность и вредность работы на установке обусловлена применением вредных и токсичных продуктов: газ-метан с примесями азота, углекислого газа; конденсат; водометанольная смесь.

Метан удушлив, а в смеси с воздухом при концентрации от 4 до 17% по объёму – взрывоопасен. Газ при не герметичности оборудования может выделяться в пространство рабочих помещений, в воздух рабочей зоны на наружных установках, создавая при этом пожарную и взрывную опасность. Содержание газа в воздухе в количествах, снижающих в нём концентрацию кислорода от 21 до 15% объёмных, при вдыхании может привести к удушью.

При сепарации газожидкостной смеси в рассматриваемой система подготовке ПНГ и в процессе низкотемпературной сепарации выделяется газовый конденсат. Газовый конденсат легковоспламеняющаяся жидкость, пары конденсата образуют с воздухом взрывоопасную смесь.

Предельно – допустимая концентрация (ПДК) паров газа в воздухе рабочей зоны или наличии не выше ПДК природного газа (CH_4) - 0,8% по объёму, при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания.

7.4 Основные мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных производственных факторов

1. Уровень шума и вибрации на рабочем месте.

При организации технологических процессов, создающих шум, необходимо предусмотреть применение методов, снижающих уровни шума в источнике его возникновения.

С целью защиты органов слуха и нервной системы, в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация», применять следующие средства: противошумные наушники, вкладыши, шлемы, каски и т.д. На предприятиях, в организациях и учреждениях должен быть обеспечен контроль уровней шума на рабочих местах не реже одного раза в год. При высоких уровнях шума необходимо обеспечить рабочий

персонал двойной защитой слуха – наушниками и ушными вкладышами (бирушами), установить предупредительные знаки при входе в зону работ с высоким уровнем шума.

Снижение вредного воздействия общей вибрации на рабочих осуществляется за счет:

- уменьшения вибрации в источнике образования конструктивными и технологическими методами при разработке новых и модернизации существующих машин, оборудования;

- уменьшения вибрации на пути распространения средствами виброизоляции и вибропоглощения, например, применение специальных сидений, площадок с пассивной пружинной изоляцией и т.д.;

- исключения контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или рабочей зоны (установка ограждений, сигнализации, блокировки, предупреждающих надписей);

2. Напряженность трудового процесса

Способами снижения напряженности труда:

- проведение мер по совершенствованию техники и технологий;
- введение рационального режима труда и отдыха.

3. Климатические и погодные условия на рабочем месте

При проведении работ на открытом воздухе ПБ предусматривают мероприятия по защите персонала от неблагоприятных метеорологических факторов СанПиН 2.2.4.548-96:

- обеспечение работающего персонала (в зависимости от сезона года) спецодеждой и защитной обувью;
- обустройство укрытий, помещений для обогрева.

Таблица 17 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

3. Повышенный уровень статического электричества

Электрооборудование на платформе должно отвечать требованиям правилам устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые поводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83. Для обеспечения безопасности персонала необходимо предусмотреть использование средств индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- специальную одежду антиэлектростатическую;
- средства защиты рук антиэлектростатические;
- специальную обувь антиэлектростатическую;

Также необходимо предусмотреть молниезащиту для сооружений на платформе в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

5. Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья.

Для работы с вредными условиями труда, связанными с агрессивными средами, загрязнениями, повышенными температурами, влажностью, рабочим установкой в соответствии с ГОСТом 12.4.034-85 выдается спец. одежда, защитаная обувь и другие средства индивидуальной защиты. Для защиты рук от воздействия вредных и агрессивных сред применяются рукавицы или голицы с кислотостойкой пропиткой. Для защиты органов дыхания используют противогазы и респираторы. Для защиты глаз

применяют защитные очки. Для работы внутри технологического оборудования в обязательном порядке использовать только шланговые противогазы. Каждый противогаз за обслуживающим противогазом закреплен индивидуально.

Таблица 18 – Свойства сырья, полупродуктов, готового продукта и отходов производства

Наименование вещества	Химическая формула	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	Нормативно-технический документ
Газ природный (метан 99%)	CH ₄	4	7000	ОСТ. 51.40-93 (с изм. 2000 г.)
Диэтилен-гликоль	CH ₂ OH-CH ₂ -O-CH ₂ -CH ₂ OH	3	10	ГОСТ 10136-77
Метанол (метиловый спирт)	CH ₃ OH	3	5	ГОСТ 14879-73, ГОСТ 6995-77

Во избежание утечек необходимо проводить анализ газовой среды.

7.5 Экологическая безопасность

Источниками воздействия на окружающую среду является технологическое оборудование платформы, техника и транспортные средства (суда снабжения, вертолет), в процессе эксплуатации которых в окружающую среду поступают выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, сбросы в водный объект, образование отходов производства и потребления. Негативное воздействие на окружающую среду регламентировано соответствующими разрешительными документами, выданными природоохранными надзорными органами для платформы ПА-А.

Основным источником загрязнения атмосферы являются постоянные, технологически неизбежные выбросы. Источники выбросов в атмосферу:

- продувочные свечи установок, вытяжные вентиляционные установки цехов и помещений (выброс углеводородов);

- дымовые трубы печей регенерации МЭГ (выброс продуктов сгорания).

Продуктами сгорания газа являются оксиды азота и оксид углерода.

Таблица 19 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при работе на платформе и на установке подготовки ПНГ

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Загрязнение морского дна жидкими углеводородами, буровым раствором и химическими агентами при негерметичности скважин и авариях на платформе.	Обеспечение герметичности оборудования с соответствием 1 классу герметичности по ГОСТ 9544-75, закачка буровых отходов в специальные поглощающие скважины.
Атмосфера	Выбросы (временные и постоянные) углеводородов Продукты сгорания в блоках регенерации МЭГ и факельном хозяйстве.	Проект обустройства должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры, трубопроводов, исключая постоянные сбросы газа в атмосферу. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ и МЭГ, соответствует 1 классу герметичности по ГОСТ 9544-75, предохранительная арматура по ГОСТ 12532-88.
Гидросфера	Загрязнение моря нефтяными углеводородами, буровыми растворами, шламами; аварийные разливы нефти и отходов вод.	Проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей, использование пластовой воды для системы ППД.

В процессе освоения месторождения континентального шельфа морская вода может быть загрязнена во время аварий при транспортировке нефтепродуктов и газа различными специальными судами, при аварийных разливах нефти и также воды с платформы (и в частности, с установки подготовки ПНГ):

- конденсационная и пластовая вода, образующаяся в результате очистки и осушки газа;
- вода с установки регенерации МЭГ;
- промывные воды от промывки технологического и емкостного оборудования, а также трубопроводов перед ревизией.

Для очистки пластовых вод на платформе должна предусматриваться система очистных сооружений. Пластовые воды должны собираться и закачиваться в нагнетательные скважины для системы ППД.

Основные пути защиты воздушного бассейна от загрязнений - это создание технологических процессов, исключая выбросы в атмосферу, разработка эффективных методов очистки газов от вредных примесей, создание санитарно-защитных зон и научно обоснованное размещение предприятий.

С целью предотвращения негативного воздействия на атмосферу в месте производства работ необходимо постоянно проводить анализ газовоздушной среды специальными приборами газоанализаторами.

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварийные остановки и несчастные случаи могут произойти по следующим причинам:

- выделение газов на наружных площадках;
- нарушение параметров технологического режима, из-за которых происходит срабатывание блокировок приводящих к остановке технологических модулей подготовки газа, насосов и другого оборудования;
- понижение частоты тока во внешних сетях или полное отключение электроэнергии;
- прекращение подачи воздуха КИП, отказ в работе КИПиА;
- возникновение пожара;
- отравление вредными для здоровья веществами;

- несоблюдение обслуживающим персоналом правил техники безопасности, низкая трудовая дисциплина, недостаточная квалификация кадров.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. На рассматриваемом объекте возможно возникновение следующих ЧС:

- пожары, взрывы, угроза взрывов;
- аварии с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ (ХОВ):
 - метеорологические и агрометеорологические опасные явления (бури, ураганы и т.п.);
 - морские гидрологические опасные явления (циклоны, цунами и т.п.);

Выделение газов на наружных площадках и в помещениях может произойти через не плотности фланцевых соединений, пропуск газа в сальниках, из-за разрушений трубопроводов, не плотностей в оборудовании. В каждом отдельном случае обнаружения утечек определяется характер пропуска, объем выделяемого углеводородного газа, направления ветра, серьезность пропуска. Об этом немедленно сообщается инженеру-технологу, принимается решение об устранении пропуска.

Классификация технологических блоков по взрывоопасности производственных процессов низкотемпературной сепарации осуществляется в соответствии с требованиями действующих нормативных технических документов в области промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, «Общих правил взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» ПБ09-170-97. По санитарной характеристике в соответствии со СНиП 2.09.04-87 производственные процессы низкотемпературной сепарации относятся к группе 3б.

При проектировании платформы и рабочих зон следует использовать размещение сооружений и оборудования на платформе, основываясь на следующих принципах:

- группирование элементов компоновки по функциональному назначению и размещение их в самостоятельных зонах;
- создание на платформе временного убежища (ВУ), где персонал будет защищен от опасных факторов пожара и может находиться в течение времени, необходимого для ликвидации аварии или организации спасения с платформы, но не менее двух часов;
- обеспечение безопасной эвакуации во ВУ и к местам посадки в спасательные средства, а также обеспечение безопасного покидания платформы и спасения персонала в аварийных ситуациях;
- размещение скважин, основного технологического оборудования для бурения, эксплуатации и ремонта скважин и другого вспомогательного технологического оборудования таким образом, чтобы уменьшить риск возникновения пожароопасных ситуаций;
- обеспечение вентилируемости участков для добычи и подготовки продукции и отделения крупногабаритного оборудования или оборудования, работающего под высоким давлением, от смежного оборудования;
- размещение и применение эффективных систем (установок, средств) предупреждения и тушения пожаров.

Система обнаружения утечек горючих газов и паров должна являться составной частью объединенной автоматической системы управления и обеспечения безопасности платформы. Датчики дозрывоопасных концентраций следует устанавливать:

- в помещениях и на открытых площадках платформы, имеющих взрывоопасные зоны;
- на участках размещения резервуаров опасных стоков;

- в воздухозаборниках систем вентиляции и кондиционирования воздуха.

Вывод

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе с установкой подготовки ПНГ на морской производственно-добывающей платформе ледового класса ПА-А «Моликпак». Наиболее опасным фактором может являться негерметичность запорной арматуры и трубопроводов, которые могут привести к утечкам нефтепродуктов и возгоранию. Проведение анализа газовой среды и постоянных осмотров и ремонтов оборудования поможет избежать аварий и вынужденных остановок работы платформы. На предприятии реализуется принцип анализа рисков – часть системного подхода к принятию организационно-технических решений, процедур и практических мер по решению задач предупреждения и уменьшения опасности аварий для жизни людей и их здоровья, ущерба имуществу и окружающей природной среде.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрена технология газлифтной эксплуатации скважин и её виды, а также особенности применения углеводородного газа в качестве рабочего агента для подъема жидкости по НКТ.

Изучены различные технологии подготовки нефтяного газа, включающие в себя компримирование газа, процессы абсорбции и адсорбции, а также низкотемпературную сепарацию. Основными критериями, определяющими выбор того или иного метода подготовки товарного газа, являются простота и надежность при наименьших капитальных и эксплуатационных затратах. Технология низкотемпературной сепарации является эффективным способом осушки и обезжиривания газа, поскольку обладает рядом преимуществ, среди которых: низкие капитальные затраты, простота технического обслуживания, а также возможность модернизации и автоматизации процесса.

На основе технологических регламентов была создана моделирующая схема технологии подготовки ПНГ, используемого для газлифтной эксплуатации скважин на платформе ПА-А «Моликпак» Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения. Модель была создана в программной среде UniSim Design Suite R460. Технологическая схема установки включает в себя процесс сепарации нефти от газа, сбор газа с трех ступеней сепарации, компримирование и отправка его в модуль подготовки, где осуществляется процесс низкотемпературной сепарации газа. Подготовленный до товарных качеств попутный газ подается на объединенный береговой технологический комплекс. Часть подготовленного газа используется как для выработки электроэнергии, так и в газлифтной эксплуатации скважин в качестве рабочего агента, что позволяет максимально использовать ПНГ.

Для полученного при сепарации нефти нефтяного газа было рассчитано давление максимальной конденсации. Оно составило 5,25 МПа при температуре минус 33,5 °С.

При увеличении перепада давления на дросселе температура понижается, удельное снижение температуры для рассматриваемого состава газа составило 4,31°С/МПа.

При уменьшении давления в низкотемпературном сепараторе массовый расход конденсата увеличивается. Максимальный массовый расход конденсата, равный 3206,5 кг/ч, достигается при давлении 3,55 МПа и температуре в низкотемпературном сепараторе минус 46,7°С.

Снижение давления в низкотемпературном сепараторе приводит к более эффективному отбензиниванию и осушке газа: точка росы по углеводородам и воде снижается.

Газ нагнетается в затрубное пространство газлифтных скважин при давлении 7 МПа и температуре 30°С. Необходимый перепад давления на дросселе составит 5 МПа, температура потока после дросселя составит минус 27,3°С. Показатели качества газа соответствуют стандарту Газпрома 089-2010.

При таком перепаде давления массовый расход конденсата, отделяемого в низкотемпературном сепараторе, составит 2827 кг/ч. Массовый расход МЭГ, необходимый для безгидратного режима работы установки – 285 кг/час.

Список публикаций студента

1. Каравский Д. В., Полянский В. А. Создание интегрированной модели сектора нефтегазоконденсатного месторождения для совершенствования и оптимизации разработки // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г. Т. 2. – Томск, 2019. – 2019. – Т. 2. – С. 114-117.
2. Полянский В. А. Анализ технологии подготовки газа для газлифтной эксплуатации скважин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. – Томск, 2020 (в печати).
3. Daniil V. Karavsky, Vladislav A. Polyansky. Integrated Asset modeling and development optimisation of a sector of oil-gas condensate field X// Abstract book: Abs. Annual Caspian PetroCongress, Almaty, April 18-20, 2019. 2019. – Almaty: KazNRTU named after K.I. Satbayev, 2019. – p. 28.

Список использованных источников

1. Мордвинов, А.А. Газлифтная эксплуатация нефтяных и газовых скважин. [Текст]: метод. указания / А.А.Мордвинов, А.А.Захаров, О.А. Миклина. – Ухта, УГТУ, 2005. – 31 с.
2. Теория и практика газлифта / Ю.В. Зайцев, Р.А. Максutow, О.В. Чубанов и др. – М.: Недра, 1987. – 256 с.
3. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 / В.Н. Арбузов: Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. 2012. – 272 с.
4. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
5. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Москва: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 17 с.
6. Устройство регулирования и подачи газлифтного газа для эксплуатации скважин с применением постоянного и периодического газлифта // Полезная модель к патенту № RU 173107 U1. 2017. Бюл. № 23 / Кабанов О. П., Тугарев В. М., Симонов С. В., Шепитяк Р. Р.
7. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсат / Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2010. – 596 с.
8. Газохимия: учебное пособие / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. – М.: Недра, 2008. – 450 с.
9. Гриценко А. И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1997. – 473 с.
10. SPE-187781 Д.В. Павлов, А.С. Васильев. Технология геохимического анализа нефти – «oil fingerprinting» для управления скважинами и пластами // Российская нефтегазовая техническая конференция общества инженеров нефтегазовой промышленности, 16-18 октября 2017 г. – Москва: Общество инженеров нефтегазовой промышленности, 2017. – 24 с.

11. Отчеты об устойчивом развитии компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Кампани Лтд» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/media/sd_report (дата обращения: 26.04.2020).
12. Дополнение к техническому проекту на строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, в целях размещения буровых отходов и других жидкостей на Астохском участке Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения. [Электронный ресурс]. – URL: http://www.sakhalinenergy.ru/upload/iblock/002/PE3IOME_HTX.pdf (дата обращения: 12.04.2020).
13. Unisim Design. Идеальный инструмент для квалифицированных инженеров [Электронный ресурс]. – URL: https://www.honeywellprocess.com/library/marketing/brochures/3064-UniSim%20Design%20Broch_RU_HRNC.pdf (дата обращения: 15.04.2020).
14. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И. Г. Видяев, Г. Н. Серикова, Н. А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына: Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
15. НТП 1.8-001-2004 Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа.
16. ВУПП-88. Ведомственные указания по противопожарному проектированию предприятий, зданий и сооружений нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Миннефтехимпром. Введ. с 01.01.88
17. ГОСТ 12.4.124–83. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. – Москва: ФГУП «Стандартинформ», 1984. – 8 с.

18. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Москва: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 16 с.
19. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – Москва: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 28 с.
20. СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания. [Текст]: нормативно-технический материал. – Москва: [б.и.], 1989. – 42 с.
21. СН 2.2.4/2.1.8.562-93. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территориях жилой застройки. – Москва: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1996. – 8 с.
22. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. – Москва: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1996. – 22 с.
23. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учебник для техникумов / А. И. Акульшин, Ю. А. Зарубин, В. М. Дорошенко – М.: Недра, 1989. – 480 с.: ил.
24. Лапотников А. Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект разведочного бурения на месторождении Пильтун-Астохское // Булатовские чтения. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – С. 153-165
25. Пильтун-Астохское нефтегазоконденсатное месторождение [Электронный ресурс]. – URL: https://sinref.ru/000_uchebniki/04600_raznie_2/801_geologia_2010/088.htm (дата обращения: 19.04.2020).
26. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. «Недра», 1977. – С. 169.

Приложение А
(обязательно)

Таблица А.2 – Календарный план проведения исследования в рамках ВКР

№ п/п	Вид работ	Исполнители	Ткi, кал.дн.	Продолжительность выполнения работ																	
				январь			февраль			март			апрель			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Обработка информации с предприятия	Дипломник	1	///																	
2	Составление и утверждение технического задания	Дипломник Руководитель	4	■	///																
3	Построение моделирующей схемы	Дипломник	5		///																
4	Консультирование по построению модели	Руководитель	2		■																
5	Изучение литературы	Дипломник	6			///															
6	Подбор состава, близкого к реальному значению	Дипломник	5				///														
7	Написание научной статьи	Дипломник	9								///										
8	Проверка статьи, консультирование	Руководитель	7								■										
9	Проведение дополнительных исследований, анализ результатов	Дипломник	12										///								
10	Оформление ВКР	Дипломник	5														///				
11	Проверка ВКР, консультирование	Руководитель	6																■		
12			∑=62																		

/// – бакалавр, ■ – руководитель