

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**



Инженерная школа природных ресурсов
Отделение нефтегазового дела
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело/ ООП «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Анализ эффективности низкотемпературной сепарации на Кандымском месторождении

УДК 665.622.2:622.279.8(575.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Олимжонов Дилмурод Алижон угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никучиков Андрей Викторович	Кандидат ф.м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф И.В	Доктор э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А	Кандидат т.н		

По разделу «Иностранный язык»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Швагрукова Е.В	Кандидат ф.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К	Кандидат ф-м н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

21.04.01 «Нефтегазовое дело»

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ</i>
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
<i>Специализация «Надежность и безопасность объектов транспорта и хранения углеводородов»</i>		
ПК(У)-1	Способность разрабатывать учебно-методическое обеспечение программ профессионального обучения, а также реализовывать их	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарт: 01.004</i>
ПК(У)-2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
ПК(У)-3	Способность оценивать экономическую эффективность инновационных решений в области трубопроводного транспорта углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-4	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-5	Способность участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-6	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>
ПК(У)-7	Способность применять современные программные комплексы для проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ Профстандарты: 19.010, 19.026, 19.055</i>

**ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**



Инженерная школа природных ресурсов

Отделение нефтегазового дела

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело/ ООП «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Манабаев К.К.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ16	Олимжонов Дилмурод Алижон угли

Тема работы:

Анализ эффективности низкотемпературной сепарации газа на Кандымском месторождении.

Утверждена приказом директора (дата, номер)

10.02.2023 г. № 41-56/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

16.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования- Низкотемпературный сепаратор на месторождение Кандым. Плотность продукта: 0,760 кг/м ³ ; Производительность коммерческая: 3623344 Давление номинальное абсолютное на выходе из компрессора: 9,91 МПа;
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i>	Литературный обзор источников по проблеме повышения качества работ сепаратора и эффективности работы работ сепаратора ; Изучение объекта и сравнительный анализ методом повышения эффективности работы Сепараторов; Анализ основных методов повышения эффективности работы сепаратора и определение достоинств и недостатков каждого; Выбор оптимального метода; Расчет динамических нагрузок сепаратора Анализ полученных результатов, разработка рекомендаций

<i>работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	по применению технологии с целью повышения эффективности работы низкотемпературного сепаратора
--	--

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки, схемы, таблицы
---	-------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность ресурсосбережение»	Шарф И.В, профессор ОНД
«Социальная ответственность»	Сечин А.А., доцент ООД
Консультант-лингвист отделения Иностранных языков	Швагрукова Е.В Доцент

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

выполнен литературный обзор на базе англоязычных источников на тему – Low temperature separation gas GTL

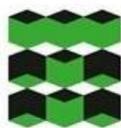
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.ф-м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Олимжонов Дилмурод Алижон угли		



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01

«Нефтегазовое дело» Уровень образования магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом	Дата
Олимжонов Дилмурод Алижон угли	16.06.2023

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.02.2023	<i>Введение</i>	5
09.02.2023	<i>Обзор литературы</i>	10
21.02.2023	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
20.03.2023	<i>Модернизация оборудование повышения качества и эффективности работы низкотемпературного оборудование.</i>	20
27.04.2023	<i>Расчеты и аналитика</i>	20
15.05.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
22.05.2023	<i>Социальная ответственность</i>	5
28.05.2023	<i>Заключение</i>	5
04.06.2023	<i>Презентация</i>	15
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	А.В. Никульчиков	к.ф.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаяев Кайрат Камитович	к.ф.-м.н		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ16	Олимжонов Дилмурод Алижон угли

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Тема ВКР:

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости модернизации сепараторов для низкотемпературного оборудование»</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на установку сепараторов
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СТО Газпром РД 1.12-096-2004
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс (2 часть) ФЗ №117 от 05.08.2000 в ред от 28.04.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Обоснование перспективности внедрения сепараторов
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет доходов и затрат годового обслуживания низкотемпературное сепараторы
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности использования сепараторы для НТС

Перечень графического материала

<p>1. Расчетные формулы</p> <p>2. Таблицы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Расчет капитальных вложений (инвестиций) - Расчет эксплуатационных затрат - Расчет экономической эффективности

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Олимжонов Дилмурод Алижон угли		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ16		Олимжонов Дилмурод Алижон угли	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	<i>Технологические машины и оборудование нефтегазовых промыслов</i>

Тема ВКР:

Анализ эффективности низкотемпературной сепарации газа на Кандымском месторождении.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Рабочей зоной является цехнизкотемпературнойсепарациигазанаУКПГ. Технологический процесс представляетсобой автоматическое управление иконтроль основных параметровустановки низкотемпературнойсепарации Режим работы - непрерывный.Вид сырья– газ Цельработы:созданиеавтоматизированной системыуправлениятехнологическим процессом..</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ(ред.от 27.12.2018) 2. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочееместо при выполнении работ сидя.Общиеэргономическиетребования. 3. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочееместо при выполнении работ стоя.Общиеэргономическиетребования. 4,ГОСТ12.0.003-2015ССБТ.Опасные ивредныепроизводственныефакторы. 5. ГОСТ Р 22.0.01-2016 Национальныйстандарт российской федерации.Безопасность в чрезвычайныхситуациях. 6. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредныевещества. Классификация и общиетребованиябезопасности. 7.ГОСТ12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общиетребования.
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного 	<p>Опасныефакторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Взрывоопасность; – Утечки токсичных и вредных веществватмосферу; – Электрический ток (источник - электрооборудованиеавтоматики); – Повышенный уровень статическогоэлектричества.

или вредного производственного фактора	Вредные факторы: – Повышенный уровень вибрации; – Повышенный уровень шумов на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
3. Экологическая безопасность <u>при</u> <u>разработке проектного решения/при</u> <u>эксплуатации</u>	– загрязнение атмосферы. Основными источниками загрязнения атмосферы являются продукты сгорания газа – оксиды азота и углерода. – загрязнение литосферы. Угледородный конденсат загрязняет почвенный слой, почва загрязняется метанолом в процессе добычи и транспорта газа. – загрязнение гидросферы. Утечка жидких промежуточных или конечных продуктов УКПГ приводит к загрязнению пластовых вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при</u> разработке проектного <u>решения/при эксплуатации</u>	Возможные ЧС на объекте: утечка газа, возгорание, пожар, взрыв. Наиболее распространённым типом ЧС является пожар, взрыв.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович.	Кандидат т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ16	Олимжонов Дилмурод Алижон угли		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 127 страниц, 14 рисунков, 21 таблиц, 27 источников литературы.

Ключевые слова: НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ, СЕПАРАТОР, АДСОРБЦИЯ, ОЧИСТКИ ГАЗА, GTL, ГАЗ, КОНДЕНСАТ.

Объектом данного исследования является процесс низкотемпературной сепарации, на Кандымском месторождении.

Цель данной работы заключается в оценке метода низкотемпературной сепарации газа и повышении производительности сепаратора.

В работе проводились анализ эффективности метода низкотемпературной сепарации газа на месторождении. Рассмотрены варианты совершенствования сепаратора с целью повышения, эффективности их работы. В процессе работы были проведены экспериментальные исследования отдельных составляющих и общей погрешности установок.

Результаты исследований показывают, что модернизация данного метода является актуальной задачей, которая позволит улучшить его эффективность и повысить качество работы на месторождениях. Эффективность установок на основании результатов Кандымского месторождения определяет и показывают, что установок и модернизация низкотемпературная сепарация позволяет достигнуть более высокого эффекта работы, увеличение объемы производительность, уменьшить капитальные затраты и сокращение времени и затраты.

Область применения: Результаты исследование могут быть применены для модернизации сепараторов с целью увеличение производительности.

Report

The final qualifying work consists of 127 pages, 14 figures, 21 tables, 27 literature sources.

Keywords: LOW-TEMPERATURE SEPARATION, SEPARATOR, ADSORPTION, GAS PURIFICATION, GTL, GAS, CONDENSATE.

The object of this study is the process of low-temperature separation at the Kandymskoye field.

The purpose of this work is to evaluate the method of low-temperature gas separation and increase the productivity of the separator.

The paper analyzes the effectiveness of the method of low-temperature gas separation at the field. Options for improving the separator in order to increase the efficiency of their work are considered. In the course of the work, experimental studies of individual components and the total error of the installations were carried out.

The research results show that the modernization of this method is an urgent task that will improve its efficiency and improve the quality of work at the fields. The efficiency of the installations based on the results of the Kandym deposit determines and shows that the installations and modernization of low-temperature separation can achieve higher operating effects, increase the volume of productivity, reduce capital costs and reduce time and costs.

Scope of application: The results of the study can be applied to the modernization of separators with the aim of increasing productivity.

Условные обозначения и сокращения

В процессе работы использованы следующие условные обозначения и сокращения:

НТС – низкотемпературная сепарация;

СП – сборный пункт;

ГПЗ – газоперерабатывающий завод;

КП – командный пункт;

КИП – контрольно-измерительный прибор;

ДКС – дожимная компрессорная станция

ИГИРНИГМ – институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений;

ЦКБН – Центральное конструкторское бюро нефтеаппаратуры;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

МРП – межремонтный период;

ПТБ – правила техники безопасности;

ВНК – водонефтяной контакт;

Список иллюстраций

1. Рисунок 1. Карта зоны Кандымской группы месторождений;
2. Рисунок 2. Границы проектирования объектов системы сбора;
3. Рисунок 3. Районные работы добычи газа в месторождениях Кандыма;
4. Рисунок 4. Карта месторождений Гиссара;
5. Рисунок-5 Типовая технологическая схема десульфурации сырьевого газа;
6. Рисунок 6. Технологическая линия;
7. Рисунок 7. Схема адсорбера;
8. Рисунок - 8 Динамика температуры на входе в сосуды с молекулярными ситами;
9. Рисунок - 9 Динамика температуры в нижней части сосуда с молекулярными ситами;
- 10.Рисунок 10. Схема установки НТС;
- 11.Рисунок-11 Схема установки низкотемпературной конденсации газ;
- 12.Рисунок-12 Первичный сепаратор;
- 13.Рисунок-13 Сепаратор С-2;
- 14.Рисунок-14 Расчетная схема сепаратора ГП-569.05.01;

Оглавление

Введение	10
1. Общая часть	11
1.1 Общие сведения о месторождении Кандым.....	11
1.2. Тектоника и стратиграфия	18
1.3. Газоносность горизонта	22
2. Характеристика объекта исследования	23
2.1 Низкотемпературная сепарация газа	23
2.2. Влияние на процесс НТС основных факторов.....	26
2.3. Применение оборудования и использование технологий в процессе НТС.....	28
2.3.1 Нагреватель газа	29
2.3.2 Закрытая дренажная емкость с фильтром	30
2.3.3 Установка очистки газа.....	30
2.3.4 Продукты	32
2.3.5 Описание технологического процесса	33
2.3.6 Главный блок абсорбции.....	34
2.3.7 Блок испарения углеводородов.....	35
3. Совершенствование установок НТС	40
3.1 Этап регенерации	43
3.2 Достоинства и недостатки установки НТС.....	46
4. Технологическая часть	48
4.1 Технологическая схема НТС.....	48
4.2 Конструкция аппарата по подготовке газа.....	60
5. Модернизация сепарационного оборудования	62
5.1 Расчетная часть	70
5.1.2 Расчет процесса дросселирования газа	70
5.2 Расчет низкотемпературного сепаратора очистки газа	74
5.2.1 Расчет сепарационной тарелки.....	74
5.3 Расчет сборника жидкости	77
5.3.1 Расчет сливных труб.....	77
5.3.2 Расчет гидравлического сопротивления аппарата	78
6. Экономическая часть	81
6.1 Расчет экономического эффекта от модернизации низкотемпературных сепараторов.....	81
7. Социальная ответственность	87
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	87
режим рабочего времени.....	87

7.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	88
7.3 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	88
7.4 Анализ вредных производственных факторов	89
7.4.1 Повышенный уровень шума.....	89
7.4.2 Повышенный уровень вибрации	90
7.5 Воздействие вредных веществ на организм человека	91
7.6 Загазованность.....	92
7.7 Анализ опасных производственных факторов	93
7.7.1 Электробезопасность	93
7.7.2 Пожаробезопасность	94
7.7.3 Температура поверхности оборудования	95
7.8 Экологическая безопасность	96
7.8.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду.....	96
7.8.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	96
7.9 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
7.9.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	97
7.9.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	98
Заключение	100
Список использованных источников.....	102
Приложение	105

Введение

На сегодняшний день газовая отрасль является приоритетным направлением в развитии экономики Узбекистана. По данным запасам газа, для Узбекистана данная отрасль будет наиболее перспективной, так как запас нефти количественно уступает запасам газа, на данный момент основная задача энергетической промышленности – найти максимально эффективное решение в области очистки газов. Для этого можно рассмотреть, как альтернативный вариант метод низкотемпературного газа. Этот метод уже широко применяется в ряд странах. Присутствие твердых элементы, пески, солеотложение и т.д в газе приводит к быстрому износу соприкасающихся с газом деталей компрессоров, сепараторов и требует ремонт или модернизации.

Целью данной работы является: изучить метод низкотемпературной сепарации газа и модернизация данного оборудование.

Задачи:

1. Изучить технологии и оборудование, применяемое в процессах НТС;
2. Рассмотреть параметры, влияющие на процесс НТС и проводить исследование для модернизации оборудование;

1. Общая часть

1.1 Общие сведения о месторождении Кандым

Месторождения Кандымской группы находятся в юго-западной части пустыня также в управленческом взаимоотношении вступают в структуру Каракульского региона Бухарской области, Республики Узбекистана. Ближайшим населенным пунктом является селение Харабек, расположенное в 1,5 км к югу от месторождения. Областной центр г. Бухара находится в 8 – 10 км к западу, в 2 км южнее расположена станция Харабек Ташкентской железной дороги. Географическое и экономическое расположение месторождения Кандым благоприятное, так как оно расположено вблизи от железной дороги и магистральной автотрассы.

Поселок нефтепромысларасположен в 10 км к востоку от месторождения. На нефтепромысле, помимо мощной технической базы, имеются жилье, больница, школа, клуб и другие бытовые, культурные и технические сооружения. Нефтепромысел связан с месторождением хорошей благоустроенной дорогой, доступной для проезда всех видов транспорта.

Для водоснабжения месторождения имеются водокачки, расположенные на оросительных каналах. Для осуществления нефтегазоотбора проложен магистральный нефтегазопровод, соединяющий месторождения Хартум и Кандым. В орографическом отношении Кандым площадь приурочена к южному склону Северо адыра, наложившего отпечаток на форму рельефа. Долина имеет уклон в юго-западном направлении и расчленена сухими саями. Абсолютные отметки поверхности составляют 560 – 700 м. Климат района, как и всей долины резко континентальный - жаркий и сухой летом, зимы короткие, в большинстве случаев теплые, снега выпадает мало и держится он не более 1-1,5 месяцев. Дожди идут в осеннее - зимний и весенний периоды. С наступлением июня дожди обычно прекращаются и возобновляются уже в октябре. Травяной

покров появляется ранней весной. С наступлением летней жары он выгорает, местность приобретает полупустынный характер. Среднегодовая температура составляет 14-15°C, максимальная летом до +45°C, минимальная зимой -20°C.

Исследуемый район освоен и орошен, засеивается хлопчатником и другими сельскохозяйственными культурами. Население района - узбеки, татары и другие национальности, занимающиеся в основном хлопководством, садоводством и животноводством. В местности Кандымской категории месторождений не имеется непрерывная гидрографическая линия. В этом участке содержатся только довольно сформированная дренажная линия также сбросовые коллекторы. Более большими с их считаются: Основной Каракульский коллектор (сбрасывание) также Центрально-Бухарский коллектор.

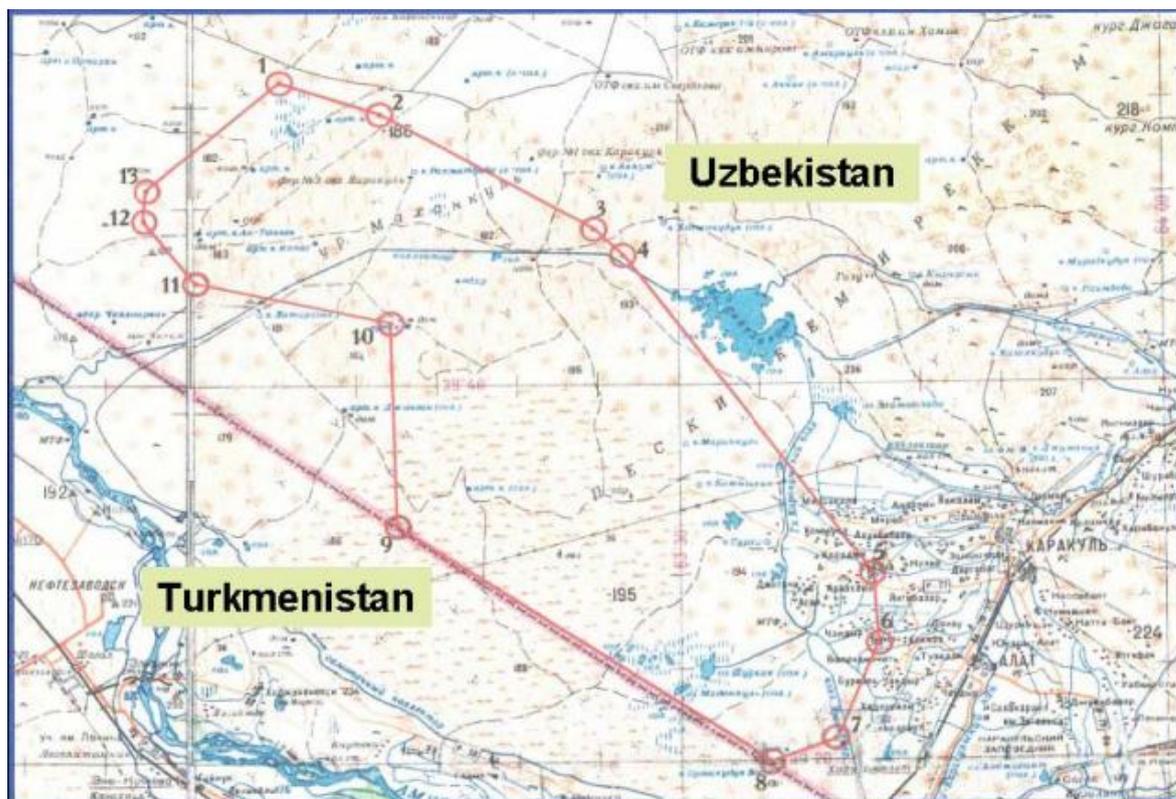


Рисунок 1- Карта зоны Кандымской группы месторождений

Характеристики грунта и почвы

Осложнения при разработке месторождения Кандым:

1. Большая глубина залегания от 4700 м до 6200 м;
2. Аномально высокое пластовое давление, составляющее 990-1200 кгс/см² (коэффициент аномальности – 2,2);
3. Высокие пластовые температуры 160-180 °С;
4. Высокое содержание солей в пластовых водах, приводящее к солеотложению в штуцерной камере, на штуцере и в шлейфной линии;
5. Образование песчаных пробок при разработке на больших депрессиях, вплоть до выноса породы в ствол скважины и образовании прихватов НКТ;
6. Высокое содержание сероводорода в составе природного газа – от 4 до 6 %.

Рекомендуется использование нижеследующих технологий при разработке месторождения:

1. Подбор и непрерывная подача ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважин с использованием дозирующих устройств;
2. Использование геофизических приборов при ПГИ с учетом высоких температур и давлений;
3. Использование технологий РИР с учетом высоких температур и давлений;
4. Использование гравийных фильтров по предотвращению выноса песка, либо иных технологий;
5. Использование специального оборудования при добыче газа в коррозионностойком исполнении;
6. Применение специальных технологий по очистке газа от сероводорода.

Месторождение Кандым в административном отношении располагается в Кашкадаринском области Республики Узбекистан. По результатам поисково-разведочных работ на месторождении Кандым установлена нефтеносность неогеновых (ККС – 2, 3), нефтеносность (пласты

III, V, VIII, IX) и газоносность (пласт V) палеогеновых отложений. Бурение скважины на месторождении Кандым было начато в 1971 г., всего пробурено 15 скважин, в том числе 2 параметрические скважины (№№ 1 и 3), 2 поисковые скважины (№№ 2 и 5), остальные скважины – разведочные.

Месторождение разрабатывается с 1989 г. Неогеновые отложения испытаны в скв. №№ 222, 8, 4, 3, 7, 12, 11, 10, 9, М-15. В результате опробования ККС - 2, 3 в скв. №№ 222, 12 получены притоки нефти с дебитом от 512 до 190 т/сут. Водонефтяной контакт условно принят на отметке «-4910 м». Размеры нефтяной залежи составляют: длина 4,5 км, ширина 2,5 км, высота 110 м. Тип залежи – пластово-сводовый. Коэффициенты открытой пористости и нефтенасыщенности составляют, соответственно 0,1 и 0,6. В палеогеновых отложениях нефтеносными являются пласты IX, VIII, V, III, которые доказаны при опробовании скв. № 3 (IX, VIII), № 4 (V), № 6 (III, V). При испытании V пласта в скв. № 13 получен газ с конденсатом, дебитом 335 тыс. м³/сут. (газ с высоким содержанием сероводорода) и 14 м³/сут – конденсата. Тип залежи – пластово-сводовый, тектонически экранированный. Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности составляют, соответственно 0,08 и 0,61. Пластовое давление более 1000 ат, пластовая температура – 165 °С. На текущий момент: в работе скважина №12 Q_ж=170 м³/сут, Q_н=5,2 т/сут, W=96%, скважина работает после ГТМ (март 2022 с запускными параметрами Q_н=7 т/сут) переход с горизонта ККС-3 на ККС-5. На ККС-3 скважина работала с августа 2021 г. запускной дебит по нефти составил 120 т/сут, по причине роста обводнённости и переходом на 100% воды, скважину перевели на другой горизонт. SanEG проводит КРС на 2х скважинах. Скв. №14 – ГТМ-ЗБС на пласт ККС, Скв. №10 – испытание пласта БРС. Ранее пробуренная скважина №15 китайской компанией CNPC до глубины 5,9 км – числится как ликвидированная. На баланс SanEG – не передана (собственник CNPC), Компания Узбекнефтегаз проводит судебное разбирательство по данной скважине, с целью последующего включения в

свой баланс. Запасы углеводородов, числящиеся на Государственном балансе полезных ископаемых Республики Узбекистан, по состоянию на 01.01.2022 г. представлены в таблице 1. По балансу запасов – накопленная добыча с месторождения составляет 500 тыс. тонн. по данным от SanEG – накопленная добыча 239,8 тыс. тонн. При испытании V пласта в разведочной скважине №13 получен промышленный приток газа (290 тыс. м³ через 10.5 мм штуцер с содержанием сероводорода до 5 %) и отсутствием перерабатывающих мощностей, скважина законсервирована до организации промысла. Остальные пробуренные скважины №№ 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 ликвидирована по геологическим, техническим причинам, а также из-за экономической нерентабельности. По месторождению Кандым всего пробурены 15 скважин, 2 скважины поисковые (№1, №2), 1 скважина (№3) параметрическая и остальные 12 скважин разведочные. Месторождение Кандым введено в опытно-промышленную разработку в июне 1996 года скважиной №222. Скважина №12 введена в эксплуатации в 1999 году. Первоначальные геологические запасы нефти составляет 21034,09 тыс. тн, извлекаемые 7621,1 тыс. тн.. Проектный коэффициент нефтеотдачи равен 0,362.

Накопленная добыча нефти с начала разработки по состоянию на 01.01.2020 года составляет 317,08 тыс. тн.. Отбор извлекаемых запасов составляет 4,1 %.

Остаточные геологические запасы составляют 20717,01 тыс. тн., извлекаемые запасы 7304,02 тыс. тн.. С 2002 до 2010 года в месторождения разрабатывалась только одна скважина №12, с ежедневным дебитом нефти в пределах 20-8,0 тн. в сутки. Эмульсия скважины представляет собой сильно смолистую парафинистую массу, с большим содержанием воды и с очень высоким содержанием хлористых солей до 300 г/л, температура кипения 80°C, температура застывания +29°C, удельный вес нефти, при 20°C. составляет, в среднем 0,970 г/см³. Добыча нефти с 2010 года не

производиться связи с забиванием соли в НКТ. Скважина переведена в контрольный фонд.

Помогательные системы

В данном разделе представлены вспомогательные системы, необходимые для объектов системы сбора газа. Как минимум, перечисленные ниже вспомогательные системы требуются для систем скважин, кустовых систем и станций сбора:

1) Кустовая площадка

Топливный газ

Топливный газ подается от ГПЗ на каждый КП по отдельному трубопроводу для сжигания и продувки.

Электроснабжение

Электроэнергия подается от подстанции 35/10 кВ на КП.

3) Пункты сбора

контрольно-измерительные приборы/азот-воздух□

На этапе пуско-наладочных работ и эксплуатации дожимной станции в помещении будут установлены установки для подачи приборного воздуха и азота. Инструментальный воздух и азот, подаваемые на дожимную станцию, будут генерироваться компрессорными установками с электрическим приводом, установками обезвоживания и установками производства азота в каждой точке накопления. Для обеспечения непрерывной подачи, ресиверы приборного воздуха и азота расположены каждый за пределами помещения. Подробная документация по системе подачи приборного воздуха и азота приведена в ШАГЕ 2.

Электроснабжение

Электроснабжение осуществляется от подстанции СП 35/10 кВ.

Границы установки системы

Показаны границы проектирования для объектов системы сбора: ниже по потоку от устья скважины после первого клапана-отсекателя ниже

колонной головки до входа пробкоуловителя на ГПЗ. Параметры границы установки на входе в ГПЗ приведены в Таблице 1.

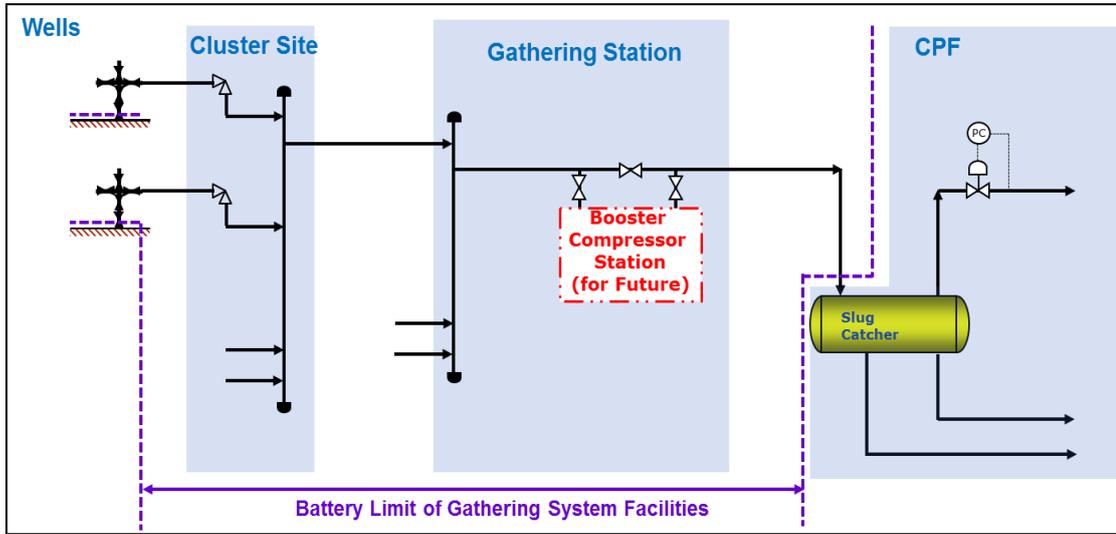


Рисунок 2- Границы проектирования объектов системы сбора

Таблица 1-Параметры границы установки на входе в ГПЗ

Сырьё	Поступаетв	Температура (°C)		Давление (бар.	
		Рабочая	Расчётн	Рабочее	Расчётн
Сырой газ	Цех очистки	макс.: 50.9	85.0	64.0	86.0

Информация о параметрах на входе и выходе ДКС будет подтверждена на ЭТАПЕ-2.

Расчетная производительность объектов системы сбора газа должна определяться исходя из расчётных значений расхода в 110 %.

Для проектирования объектов системы сбора определены критические года, в соответствии с которыми проектируется все оборудование и вся трубопроводная система:

Максимальный фактический расход газа на месторождении Кандым

Устьевое давление на скважинах месторождения Кандым к 2030 году снизится до 13.0 бар изб.

В 2019 году достигается максимальный фактический расход газа на месторождении Кандым и перепад давления в трубопроводах от скважин до кустовых площадок, от кустовых площадок до сборных пунктов и от сборных пунктов до ГПЗ будет максимальным. Таким образом, производительность компрессоров будет максимальной вследствие минимального давления газа и максимального фактического объёмного расхода газа на всасе ДКС. Поэтому компрессоры на СП1 и СП2 должны проектироваться на основании данного года.

1.2. Тектоника и стратиграфия

Юго-западные возвышенность Гиссарского хребта, в границах коего находится месторождения Кандым, как и всего прилегающего к нему района Ферганской впадины, принимают участие отложения палеозоя, юры, мела, палеогена, неогена и антропогена.

На месторождении Кандым пробурено 37 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. На площади месторождения Кандым полная мощность осадочного чехла вскрыта скважиной № 50 и составляет 4319 м. Забой скважины на глубине 4590 м остановлен в отложениях палеозоя. В остальных скважинах вскрытая мощность осадочного чехла изменяется от 2676 до 4560 м.

Ниже приводится описание вскрытого бурением геологического разреза месторождения Кандым.

Палеозойские отложения - Pz

Палеозойские отложения на выходах представлены мощными толщами темных известняков с обилием фауны, углистыми сланцами с прослоями песчаников и алевролитов, встречаются туфы кварцевого порфирита, фельзиты, диабазы (Карачатырский хребет).

На площадях Юго-Восточной Ферганы отложения палеозоя вскрыты

на площадях Бостон, Южный Аламышик, Ходжаабад, Западный Палванташ и представлены осадочными и эффузивными породами. На площади Кандымдоюрские отложения вскрыты в скважине № 50, в разрезе которой преобладающими породами являются аргиллиты черного и темно-зеленого цвета с многочисленными прожилками кальцита. Присутствуют также прослой алевролитов, плотных песчаников. Керн из этих отложений не вынесен. Вскрытая мощность до юрских отложений на площади Кандымсоставляет 378м (скв. № 50).

Мезозойская группа - Mz

Юрские отложения - J

Юрские отложения обнажаются в предгорных частях Ферганской долины, вскрыты многочисленными скважинами на промысловых площадях. В разрезе юрских отложений выделяются все три отдела: нижний, средний и верхний.

Нижнеюрские отложения залегают с размывом и угловым несогласием непосредственно на дислоцированной толще палеозоя. На площади Кандымпредставлены песчано-глинистыми осадками с преобладанием песчаников.

Среднеюрские отложения распространены более широко, развиты и в предгорных зонах впадины (Сулюкта, Гары, Мадыгин, Гузал, Ташкумыр. Караунгур и др.). Представлены песчано-глинистыми осадками с преобладанием песчаников.

Верхнеюрские отложения распространены значительно реже. Нерасчлененные отложения выделяются в районах Шураба, Абшира, Аравана. Породы красноцветные, представленные песчаниками, алевролитами и глинами.

Отложения юры в пределах месторождения вскрыты и представлены преимущественно песчано-алеврито-глинистыми породами. В соответствии с принятой промысловой номенклатурой здесь выделяются XXIII-XXX

горизонты. Мощность юрских отложений на площади Кандымв скважине № 50, в которой полностью вскрыты юрские отложения, составляет 141 м.

Меловые отложения - К

Меловые отложения в объеме нижнего и верхнего отделов имеют повсеместное распространение, обнажаются в пределах горных сооружений, со всех сторон, обрамляющих Ферганскую впадину.

Среди многочисленных схем стратиграфического расчленения меловых отложений наиболее широко распространены схемы Вялова О.С., Рухина Л.Б., Акрамходжаева А.М.

Нижний мел – К1

Муянская свита (неоком-апт). Отложения свиты трансгрессивно залегают на породах юры с конгломератами в основании. Отложения муянской свиты.

По промысловой номенклатуре пачки песчаников муянской свиты выделяются как XXII, XXI, XX, XIX горизонты. На месторождении Кандымотложения неоком-апта вскрыты скважинами №№14,15,17,18,19,39,50,81. Мощность свиты в скважине №50 - 492 м, в скважине №15 - 489 м. Представлена трещиноватыми светло-серыми и голубовато-серыми песчаниками с прослоями глин и серых известняков. Эти отложения выделяются как XVIII горизонт.

На месторождении Кандымотложения свиты вскрыты скважинами №№14,15,17,18,19,39,50,81. Мощность ляканской свиты в скважине №19 - 64,0 м., в скважине №39 - 86,0 м.



Рисунок 3–Районные работы (желтый контур) добычи газа в месторождениях Кандыма (красные контур-разрывные нарушения)

Содержание карбонатов в Гиссаре (юго-западное направление) вышло в Посредственный–горизонт XV характеризуется отдельной фациальной неоднородностью выработки рифовых комплексов. Тут не наблюдается высказанных скелетных зданий, хотя присутствует обширное формирование обломковых фаций провиантами уничтожения водорослево-мшанковых образований.

1.3. Газоносность горизонта

Анализ нефтегазоносности, текстуры, кроме того, факторов залегания результативных пластов. В рисунке 5 расположен нефтегазовый район Гиссара.

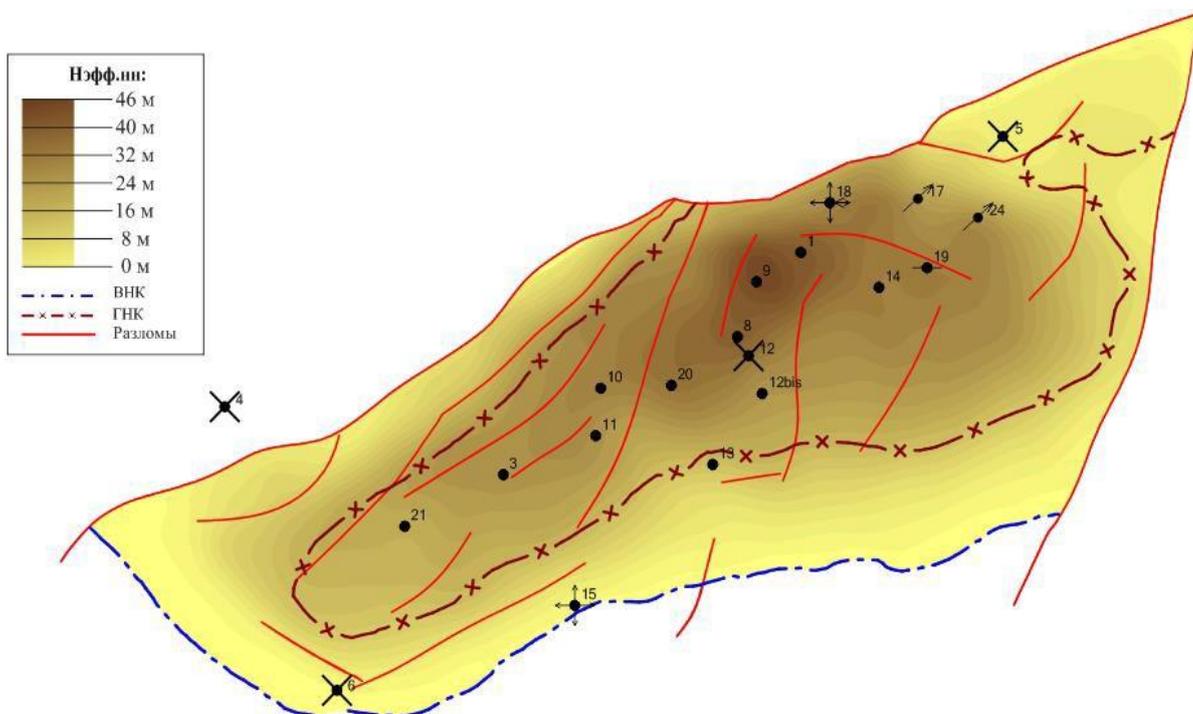


Рисунок 4 - Карта месторождений Гиссара

Результативные сульфатно-карбонатные отложения обладают во осматриваемом области вездесущее продвижение также предполагают собою совокупность фациально взаимосвязанных карбонатных.

2. Характеристика объекта исследования

2.1 Низкотемпературная сепарация газа

Учитывая сокращение добычи мировых запасов нефти, технология синтеза моторных топлив из альтернативного сырья становится все более актуальной. Самый известный этот процесс преобразования газа в жидкость (GTL), который превращает углеводороды с более короткой цепью в углеводороды с более длинной цепью. Разнообразие сырья может использоваться для GTL-технологии. Хотя природный газ преобладает, для этих технологий также используется попутный газ и биогаз.

Ученные и нефтяники считают, что потенциал преобразования газа в жидкость синтетические моторные топлива связаны со сланцевыми и угольными газами (например, шахтный метан), гидрат метана и биогаз из биомассы и бытовые отработанные газы. Два самых важных растения в настоящее время в эксплуатации были построены в Катаре. Shell управляет заводом в Малайзии. Sasol управляет одним в Узбекистане, а Chevron работает в Нигерии. Также есть заводы в США и Японии (Габрильи др., 2014).

Технология получения синтетических жидких топлив (СЖТ) ряд недостатков, включая значительную сложность и высокую стоимость. Еще одна проблема, с которой приходится сталкиваться при производстве СЖТ по технологии GTL, — это большой расход воды, а в некоторых случаях завод или линия по производству кислорода. Несмотря на указанные недостатки, GTL топливо более экологично. Смесь C₅–C₁₉ углеводородов («синтетическое масло») имеет высокую степень чистоты. Он может использоваться в качестве химического и нефтехимического сырья, поскольку не содержит соединений серы и азота, которые обычно содержатся в сырой нефти. Все фракции «синтетического масла» ценные продукты. Например, дизельное топливо, полученное риформингом углеводородной смеси, имеет высокое цетановое число и не содержит серы и ароматических соединений, что является его

преимуществом, поскольку Европейский Союз производит большей более жесткие требования по содержанию общей серы в дизельное топливо. Керосиновая фракция используется для получения реактивного топлива и поверхностно-активных веществ. Тяжелые фракции используются в качестве основного сырья для получения масел и смазочные материалы. Несколько факторов, способствующих росту индустрии GTL, сходятся воедино: Желание монетизировать существующие запасы газа, находящиеся на мели; Энергетические компании, стремящиеся получить доступ к новым газовым ресурсам; Рыночный спрос на более чистое топливо и новые более дешевые химические продукты. Основными продуктами рынка газ-жидкость (GTL) являются природный бензин, изобутен, пропан и этан. Природный бензин относится к смеси жидких углеводородов, извлеченных из природных газов, таких как пентаны, и более тяжелых углеводородов. Он используется для преобразования природного газа в жидкое топливо для отопления, приготовления пищи, двигателей и промышленных целей. Различные технологии переработки включают метанол в бензин (MTG), Фишера-тропша (FT), синтез-газ в бензин плюс процесс и другие, используемые на установках различного размера, таких как небольшие и крупномасштабные установки. Различные области применения включают мазут, смазочное масло, технологическое масло и другие применения. Технологический прогресс является ключевым трендом, набирающим популярность на рынке газожидкостного газа (GTL). Крупные компании, работающие на рынке, сосредоточены на разработке передовых инноваций, таких как Shell AdvanceFuel Save 10W30, который работает на запатентованной технологии Shell PurePlus для поддержания своих позиций на рынке. Например, в апреле 2022 года британская транснациональная компания Shell plc, работающая в сфере энергетических продуктов, представила мотоциклетное масло Shell AdvanceFuel Save 10W30, которое обеспечивает легкое переключение передач и плавное управление сцеплением. С помощью новейшей

запатентованной технологии Shell PurePlus он помогает снизить вибрацию и шум двигателя, обеспечивая плавную езду на мотоциклах. Кроме того, он предоставляет клиентам дополнительный пробег 5 км на литр топлива, чтобы минимизировать их эксплуатационные расходы, и предлагает очистку салазок и отложений в поршнях и двигателях для превосходной защиты от износа при сохранении лошадиных поскольку продукты представляют собой углеводороды без цвета и запаха с очень низким содержанием примесей. Большая часть мирового природного газа классифицируется как “застрявший”, что означает, что он расположен в отдаленном районе, вдали от существующей трубопроводной инфраструктуры. Объемы часто слишком малы, чтобы сделать строительство крупномасштабной установки по очистке газа экономически эффективным. В результате газ обычно повторно закачивается в резервуар, остается в земле или сжигается на факелах, что вредно для окружающей среды. Тем не менее, доступность этого недорогостоящего, нерастворимого газа побудила компании разрабатывать инновационные технологии, которые могут экономично и эффективно использовать этот газ, превращая его в транспортное топливо, такое как дизельное топливо и топливо для реактивных двигателей. Нефтеперерабатывающие заводы также могут использовать GTL для переработки части своего газообразного изентропийное - со использованием турбодетандеров.

Основные технологические этапы GTL

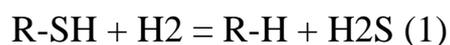
Существует четыре стадии преобразования газа в жидкость :



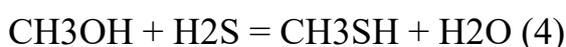
2.2. Влияние на процесс НТС основных факторов.

Основным фактором, на который влияет на процесс это сырьевой газ, и его давление температура в том числе большое значение будет иметь степень оснащённости газом и количество сепарации.

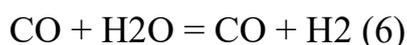
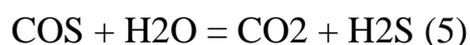
Исходный газ должен соответствовать требованиям, наиболее вредные примеси, подлежащие удалению изпредставляют собой сероводород (H_2S), меркаптаны (RHS) и карбинолсульфидные (COS), так как эти соединения являются коррозионно-активными и ядовитыми катализаторами. Другие примеси, такие как твердые частицы и влага, также должны быть удалены. В небольших количествах азота и углекислого газа.натуральный газ. Хотя азот инертен по отношению к природному газу, следы NH_3 и HCN могут встречаться в реакторе синтез-газа. Влияние CO_2 значителен и должен быть принят во внимание. Кислородсодержащие соединения, такие как метанол, который добавляют вгаза, чтобы избежать образования гидратных пробок, также присутствуют вприродный газ. Таким образом, основной задачей очистки является полноеобессеривание исходного газа перед стадией производства синтез-газа (Kumar and Aarathi, 2020). Известный процесс дляобессеривание – двухстадийная технология, основанная на гидрировании серосодержащих органических соединенийи PBC и адсорбции или абсорбции H_2S . Сначала исходный газ смешивается с небольшим количеством предварительно нагретого до $300-450\text{ }^{\circ}C$ водорода или газа, богатого водородом. Смесь поступает в реактор гидрогенолизасодержащие катализаторы на основе кобальта и молибдена ($CoMo$) или никель и молибден ($NiMo$). После реактора гидрирования смесь проходит через два поглотителя серы. Оба поглотителя содержат оксид цинка (ZnO), где происходит хемосорбция образовавшегося H_2S имеет место (рис. 2) (Corpora, Papurello, 2018). Преобразование органических серосодержащих соединений происходит по следующим реакции:



Все реакции возможны только при наличии достаточного количества водорода. подарок; если водорода слишком мало, термическое разложение реакции серосодержащих соединений с образованиеммогут преобладать олефины и сероводород (Georgiadisetal., 2020).Оксигенаты также могут взаимодействовать с H_2S в реакторе гидрирования с образованием серосодержащих соединений.



Углекислый газ (CO_2) и карбонилсульфид (COS) также взаимодействуют H_2 и водяным паром по следующим реакциям:



После гидрогенолиза исходный газ содержит в основном H_2S и COS . В абсорбере сероводород реагирует с оксидом цинка с образованием сульфида цинка и воды.



ZnO считается высокоэффективным абсорбентом, способным абсорбировать 510 кг серы/ м^3 .

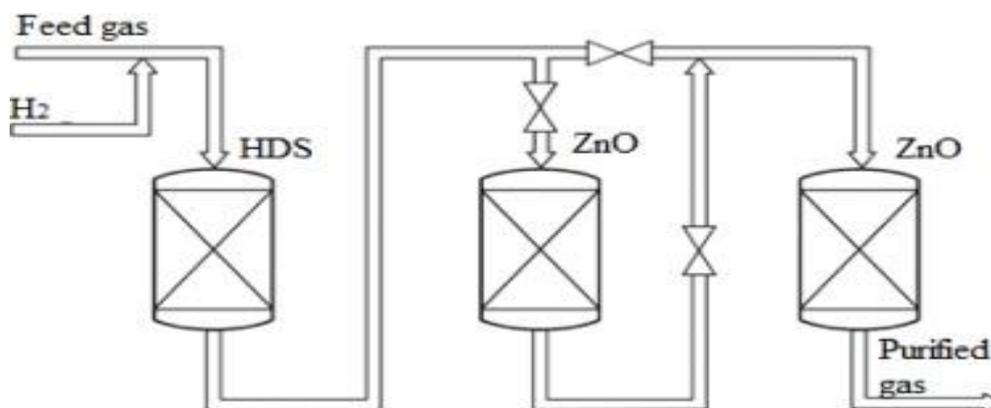


Рисунок-5 Типовая технологическая схема десульфурации сырьевого газа.

2.3. Применение оборудования и использование технологий в процессе НТС.

ЦОГ используется для очистки газа перед его поступлением в цех стабилизации конденсата от механических примесей, кислых компонентов газа и осушки.

Цех очистки газа включает в себя следующие установки:

- Установка сепарации газа (УСГ - установка 211);
- Установка очистки газа (УОГ - установка 241);
- Установка адсорбционной осушки газа (УАОГ - установка 247).

Система сепарации на входе предназначена для приёма и обработки сырьевой продукции скважины в ГПЗ. При передаче сырого газа от сборных пунктов в Систему сепарации на входе, учитывается использование скребков.

После того как сырой газ от потока из скважины поступает на ГПЗ, сырой газ проходит трёхфазную сепарацию в пробкоуловителях (211-0-VQ-001A/B). Сепарированный в пробкоуловителе газ, отводимый с верха, поступает в Систему удаления кислых компонентов газа для удаления H_2S и CO_2 , проходит через нагреватель газа (211-0-НА-001). Сепарированная в пробкоуловителе жидкость делится на нестабилизированный конденсат и пластовую воду. После удаления твёрдых частиц посредством фильтров (211-0-CL-001A/B/C/D и 211-0-CL-002A/B/C/D), нестабилизированный конденсат направляется в Систему стабилизации конденсата (Установка 221), а пластовая вода направляется в Систему очистки пластовой и нефтесодержащей воды (Установка 484) через дополнительную сепарацию в Сепараторе пластовой воды (211-0-VA-002)

Пробкоуловитель и фильтры пробкоуловителя

Пробкоуловитель (211-0-VQ-001A/B) работает как трёхфазный сепаратор, в котором сепарируется газ, конденсат углеводородов и пластовая вода от полного потока из скважины, получаемого от Сборных пунктов.

2.3.1 Нагреватель газа

Сепарированный газ от Пробкоуловителей (211-0-VQ-001A/B) направляется в Систему удаления кислых компонентов газа (Установка 241) через Нагреватель газа (211- 0-НА-001). Нагреватель газа нагревает газ до температуры выше точки росы газа посредством пара НД с целью предотвращения образования конденсата и обеспечения эксплуатации Системы удаления кислых компонентов газа (Установка 241) в оптимальных условиях.

Сепаратор пластовой воды

Сепаратор пластовой воды (211-0-VA-002) спроектирован как трёхфазный сепаратор. Сырье на входе отделяется из Пробкоуловителя (211-0-VQ-001A/B) и фильтруется через Фильтры воды пробкоуловителя (211-0-CL-002A/B/C/D), а затем сепарируется в условиях эксплуатации при 12,7 бар изб. и 10-50.9°C.

Конденсат углеводородов в дальнейшем сепарируется посредством регулирования уровня, а после этого направляется в Систему стабилизации конденсата. Пластовая вода в дальнейшем сепарируется посредством регулирования межфазного уровня и направляется в Систему сбора кислой воды . Отводимые пары направляются в Систему стабилизации конденсата (Установка 221) для дальнейшей обработки, а затем направляются в Систему удаления кислых компонентов газа.

Ввод антиэмульсионного агента

Антиэмульсионный агент (Nalco 9943 или аналог) закачивается в сырье, входящее в пробкоуловитель (211-0-VQ-001A/B) для предотвращения образования водной / конденсатной эмульсии.

Точки ввода расположены до Пробкоуловителей (211-0-VQ-001A/B).

Ввод осуществляется посредством насосов, подсоединённых к Блоку ввода антиэмульсионного агента (211-0-XX-001). Блок ввода антиэмульсионного агента состоит из хранилища и насоса(ов).

Типовая постоянная интенсивность ввода антиэмульсионного агента составляет от 10 до 20 мг/литр во время жидкой фазы.

2.3.2 Закрытая дренажная емкость с фильтром

Закрытый дренаж от Системы сепарации на входе (Установка 211) и Факельного хозяйства (Установка 424) соединен с Закрытой дренажной емкостью (211-0-VA-003). После внутритрубной очистки поршнем трубопроводов КП-СП и СП-ГПЗ, собранный шлам в дренажной емкости рядом с каждым надлежащим узлом приема очистных устройств (624-1-VR-301, 624-2-VR-201/401, 625-1/2-VR-002), направляется в закрытую дренажную емкость при помощи автоцистерн. Собранные дренажные стоки, как правило, откачиваются в закрытую дренажную емкость (221-0-VA-010) через фильтр конденсата Закрытой дренажной емкости (211-0-CL-003) для удаления грязи. Если собранные дренажные стоки состоят в основном из воды, то они будут направляться в Дренажную емкость кислой воды (484-0-VA-007). В зимний период температура сырьевого газа, поступающего в Пробкоуловитель (211-0-VQ-001A/B) может быть ниже температуры гидратообразования, оценочно равной 15,4 °С при 64 бар изб. В таком случае, в качестве ингибитора гидратообразования должен использоваться метанол, который должен вводиться в трубопровод сырьевого газа на КП и СП для ингибирования гидратов. Электрообогрев применяется к газопроводу ниже по потоку от Пробкоуловителя.

2.3.3 Установка очистки газа

В состав установки входит блок абсорбции высокого давления, блок испарения углеводородов и блок регенерации. Очищенный газ из главного

абсорбера направляется на следующую технологическую установку. Кислый газ из регенератора поступает на установку получения серы, на которой из него извлекается элементарная сера. Технологический проект предусматривает использование абсорбирующего раствора OASE Yellow. Раствор представляет собой смесь воды, МДЭА и фирменных добавок. Принципиально технологическая схема представлена в приложениях 3-6.

Характеристики сырья

Состав сырьевого газа и условия на входе для трех (3) приведенных ниже вариантов указаны на границе проектирования, до сепаратора сырьевого кислого газа и фильтра-коагулятора.

Таблица-2 Характеристики исходного сырья для каждого варианта

Сухой расход (на одну нитку)	кмоль/ч	21062
	Ст.м3/ч	506659
Общий расход (на одну нитку)	кмоль/ч	21105
	Ст.м3/ч	507694
Давление, бар (изб.)		61,1
Температура, °С		50,1
Состав, мол.%		
H ₂ O		0,2039
N ₂		0,3479
CO ₂		2,2720
H ₂ S		2,5091
CH ₄		91,3333
C ₂ H ₆		2,5450
C ₃ H ₈		0,3929
i-C ₄		0,0963
n-C ₄		0,0786
Метилмеркаптан		0,0006

Этилмеркаптан	0,0010
Пропилмеркаптан	0,0022
C5+	0,2172
Итого	100

2.3.4 Продукты

Очищенный газ из секции абсорбера направляется в Установку 247 для удаления меркаптанов и осушки. Кислый газ из секции регенерации направляется в Установку 270 для извлечения серы. Влажный газ из испарителя амина направляется в установку 270 для использования в качестве топливного газа.

Таблица-3 Технические условия продукции

Техническое условие	Значения
Концентрация H ₂ S в очищенном газе	Не выше 5,0 мг/м ³ (1)
Концентрация CO ₂ в очищенном газе	Максимум 1,5 % по объему
Концентрация H ₂ S в газе выветривания	Максимум 40 об. частей на миллион

Примечания: Объем газа указан в соответствии с ГОСТ 2939-63, "Газы. Условия для определения объема". Согласно ГОСТ 2939-63, стандартные условия соответствуют давлению 101325 Па, температуре 293,15 °К (20°C) и влажности 0%.

Условия основных потоков от/в Установку представлены ниже:

Таблица-4 Условия сырьевого потока

Назначение	Рабочее значение		Расчетное значение	
	бар изб.	°С	бар изб.	°С

Сырой газ из Установки 211	61,1	Максимум: 50,1 Минимум: 30,0	72,0	100/-25
-------------------------------	------	---------------------------------------	------	---------

Таблица-5 Условия потоков продукции

Назначение	Рабочее значение		Расчетное значение	
	бар изб.	°С	бар изб.	°С
Очищенный газ от сепаратора очищенного газа на установку осушки	59,2	61	72	100
Газ выветривания от испарительной емкости насыщенного раствора на систему топливного газа	5,5	60	10,5	100
Кислый газ от емкости флегмы в систему получения серы	0,90	60	3,5	180
Углеводороды от отбойного сепаратора сырьевого газа	11,7	50	72	100
Слив кислой воды	5,0	60	12,0	120

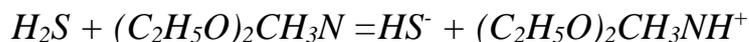
2.3.5 Описание технологического процесса

Установка удаления кислых компонентов газа основана на использовании OASE® Yellow в качестве абсорбирующего раствора. Это смесь воды, МДЭА и фирменных добавок. OASE® Yellow имеет высокую избирательную способность по H₂S, что положительно сказывается на

качестве кислого газа, направляемого в систему получения серы. Сокращение МДЭА обозначает метилдиэтаноламин, третичный амин.

Ниже приводится общее описание происходящих реакций:

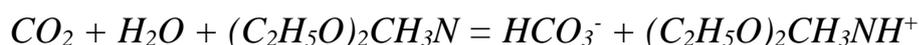
Абсорбция H₂S образование гидросульфида при помощи H₂S:



Данная реакция происходит практически мгновенно (происходит протонный перенос). Следовательно, в большинстве случаев скорость абсорбции H₂S ограничивается переносом H₂S из объема газа к поверхности раздела "газ/жидкость".

Абсорбция CO₂

МДЭА не образует карбаматы, следовательно, реакции с участием диоксида углерода ограничиваются образованием бикарбонатов:



Реакция формирования бикарбонатов протекает медленно. Эта особенность лежит в основе лучшей избирательной абсорбции сероводорода растворами МДЭА по сравнению с растворами на основе вторичных аминов.

2.3.6 Главный блок абсорбции

Кислый (сырьевой) газ от границы проектирования подается в главный абсорбер (241-1/2-VJ-001) (60,4 бар изб., 50,1 °С) через сепаратор сырьевого газа (241-1/2-VN-001) и фильтр твердых частиц / коалесцер (241-1/2-CQ-001А/В, 2 x 50 %), где происходит отделение возможных жидких углеводородов и твердых частиц. Все собранные в сепараторе сырьевого газа (241-1/2-VN-001) жидкие углеводороды периодически отводятся в систему стабилизации конденсата (установка 221). Кислый газ затем подается в нижнюю часть главного абсорбера с тремя (3) насадками, где происходит его контакт с регенерированным растворителем, поступающим в главный абсорбер сверху. Главный абсорбер оснащен (3) тремя патрубками

регенерированного амина. Для нормальной эксплуатации с расчетным расходом используется только верхний патрубок. По мере уменьшения расхода сырьевого газа в главный абсорбер, время контакта между газом и жидкостью увеличивается, что приводит к увеличению соабсорбции CO_2 . В случае более высокой концентрации CO_2 в кислом газе, подаваемом в установку 270, температура в главной камере сгорания установки 270 может быть понижена. При этом выбирается нижний патрубок главного абсорбера. В результате снижается время нахождения в аппарате и, соответственно, соабсорбция CO_2 .

В абсорбере практически весь H_2S и часть CO_2 абсорбируются раствором. Большая часть меркаптанов, присутствующих в сырьевом газе, не абсорбируется и выходит вместе с очищенным газом. Очищенный газ из верхней части абсорбера поступает в промывочный аппарат очищенного газа (241-1/2-VN-002), где следы уловленного растворителя удаляются в секции промывочных тарелок (состоящей из трех (3) тарелок) путем промывки с использованием котловой питательной воды. Очищенный газ затем направляется в систему удаления меркаптанов и осушки газа .

2.3.7 Блок испарения углеводородов

Насыщенный раствор испаряется в испарительной емкости насыщенного раствора (241-1/2-VA-001). На этом этапе увлеченные и растворенные углеводороды, а также часть H_2S и CO_2 , присутствующих в растворе, испаряются при среднем давлении 7,6 и 70 °С. Для удаления H_2S из газа выветривания, последний контактирует с регенерированным растворителем в секции повторного контакта с двумя (2) насадками, расположенном в верхней части испарительной емкости насыщенного раствора. Ожидаемый уровень содержания H_2S в очищенном газе

выветривания составляет < 40 млн-1 (об.). Очищенный газ выветривания направляется в Установку 270 для использования в качестве топливного газа.

Следы возможных углеводородов в насыщенном амине собираются в накопительном кармане в испарительной емкости насыщенного испарителя и периодически отводятся в дренажный коллектор амина. Насыщенный раствор из испарительной емкости (241-1/2-VA-001) насыщенного раствора затем направляется в регенератор (241-1/2-VJ-002) через теплообменник (241-1/2-НВ-001А/В/С) регенерированного/насыщенного раствора. В теплообменнике происходит нагрев насыщенного раствора за счет регенерированного (из нижней части регенератора), после чего раствор подается в верхнюю часть регенератора.

Регенерированный растворитель поступает в регенератор в верхней части (1,2 бар изб. при 116 °С) выше секций насадки (две насадки) и регенерируется встречным потоком пара, вырабатываемого в ребойлере (241-1/2-НА-001А/В; 2 x 50%). Ребойлер подогревается паром НД. Количество пара НД, потребляемого ребойлером, регулируется в зависимости от скорости циркуляции раствора.

Верхний продукт регенератора проходит через конденсатор верхнего продукта 241-1/2-НС-002, в котором происходит охлаждение газа и конденсация воды до 60 °С. Сконденсировавшаяся вода отделяется от кислого газа в емкости орошения (241-1/2-VA-002) при 1,1 бар изб. и 60 °С и перекачивается обратно рефлюксным насосом (241-1/2-РА-003А/В) с регулированием по уровню на верхнюю промывочную тарелку (три тарелки) регенератора, в которой он используется как промывочная вода для сокращения количества раствора, уносимого с кислым газом, подаваемым в Установку 270.

Углеводороды, которые могут содержаться в регенерированном амине или потоке флегмы, собираются в накопительном кармане в регенераторе

или рефлюксной емкости, соответственно, и периодически отводятся в дренажный коллектор амина.

Насос регенерированного раствора (241-1/2-РА-001А/В) перекачивает регенерированный раствор от нижней части регенератора на главный абсорбер (241-1/2-VJ-001). Перед входом в главный абсорбер горячий регенерированный раствор охлаждается до 78,5 °С в теплообменнике регенерированного/насыщенного раствора насыщенным раствором из испарительной емкости и доохлаждается в охладителе регенерированного раствора (241-1/2-НС-001) до температуры приблизительно 60 °С.

Небольшая часть потока регенерированного раствора (около 15%) после охладителя регенерированного раствора проходит через механический фильтр (241-1/2-CL-001), угольный фильтр (241-1/2-CN-001) и фильтр тонкой очистки (241-1/2-CL-002). Фильтры удаляют из раствора взвешенные твердые частицы и поверхностно-активные вещества. Взвесь твердых частиц считается одной из самых распространенных причин вспенивания в абсорберах и регенераторах.

Бустерный насос регенерированного раствора (241-1/2-РА-002А/В/С) поднимает давление для подачи раствора в главный абсорбер (60,3 бар изб) и секцию повторного контакта в испарительной емкости насыщенного раствора (7,5 бар изб).

В зависимости от условий (температура очищенного и кислого газа), результатом может быть чистое увеличение или потеря воды из объема раствора. В связи с этим необходимо регулировать содержание воды в растворе добавлением или убавлением подачи воды из системы. В нормальных условиях эксплуатации в системе наблюдается чистая потеря воды в системе. По этой причине предусматривается подача подпиточной воды (котловой питательной воды) в верхнюю часть промывочного аппарата очищенного газа (241-1/2-VN-002). Эта вода также снижает потерю раствора в потоке очищенного газа. В верхней части регенератора имеется система

подачи и дренажа для сброса избытка воды или возможного скопления компонентов в воде орошения. Подпитка раствором (OASE® Yellow) производится из резервуара хранения раствора (241-0-ТА-001), общего для обеих ниток. В резервуаре производится приготовление раствора из питательной воды котла и готовой смеси раствора (содержащей МДЭА и добавки). Циркуляция раствора в резервуаре обеспечивается насосом подпитки раствора (241-0-РА-006А/В). Это позволяет получить однородную смесь перед подачей раствора на ребойлер (241-1/2-НА-001А/В). Рабочий насос 241-0-РА-006А/В устанавливается на объекте, а резервный - хранится на складе в готовом к эксплуатации состоянии. Резервуар также используется для хранения всего объема раствора для двух ниток во время проведения технического обслуживания и годового объема подпиточного растворителя для двух ниток.

Для регулировки концентрации промотора предусмотрена точка его ввода на всасе бустерного насоса регенерированного раствора (241-1/2-РА-002А/В/С). Для снижения вязкости он должен быть разбавлен водой до концентрации в 10%.

Закрытая система дренажа раствора подсоединена к емкости слитого раствора (241-1/2-ВА-004) при 0,1 бар изб., в которой собирается весь слитый раствор. Конструкция емкости слитого раствора позволяет отсепарировать увлеченные углеводороды. Собранные углеводороды откачиваются в закрытую дренажную емкость (241-1/2-ВА-005) при 0,1 бар изб. насосом некондиционных нефтепродуктов (241-1/2-РА-007). Слитый раствор закачивается обратно в ребойлер насосом слитого раствора (241-1/2-РА-005) через фильтр слитого раствора (241-1/2-СL-003). Емкость слитого раствора и резервуар хранения раствора имеют азотную рубашку во избежание попадания кислорода. Для сбора углеводородных стоков на каждом участке технологической нитки (установки 212/241/243/247) они

направляются в закрытую дренажную емкость (221-0-VA-010) установки 221 насосом закрытой дренажной емкости (241-1/2-PA-009).

При необходимости нейтрализации пенообразования предусмотрена подача пеногасителя в регенерированный амин из блока подачи пеногасителя (241-1/2-XX-001) в главном абсорбере и на всасывании рефлюксных насосов посредством дозированного ввода. Максимальная частота дозированного ввода составляет примерно три (3) раза в день, а максимальное количество вводимого пеногасителя - 3 литра в день. Следует иметь в виду то, что нагнетание избыточного количества активатора может привести к обратному эффекту и способствовать пенообразованию. Резервуар хранения в блоке ввода рассчитан на один месяц хранения.

3. Совершенствование установок НТС

Для улучшения процесса предложена два варианта: адсорбция также изоэнтальпийное увеличение газа. Система удаления меркаптанов и осушки, с соответствующими значениями точки росы по воде и содержания меркаптанов в очищенном газе с применением сосудов с молекулярными ситами. Установка состоит из двух (2) технологических ниток, каждая из которых будет обеспечивать очистку 50% объема сырьевого газа. Регенерация молекулярных сит осуществляется с помощью газа регенерации, поступающего из процесса после Системы удаления меркаптанов и осушки. Отработанный газ регенерации направляется в систему регенерации агента очистки газа (Установка 243), после чего сернистые компоненты, отделенные от газа регенерации в Установке 243, направляются в установку получения серы (Установка 270). Очищенный отработанный газ рециркулируется в линию подачи системы удаления меркаптанов и осушки газа (Установка 247) после компримирования Компрессором газа регенерации. Максимальная расчетная производительность одной технологической нитки составляет 4,64 млрд. м³ в год для Установки 247. См. Примечания 1 и 2. Очищенный газовый продукт должен соответствовать следующим требованиям:

Таблица 6: Спецификация продукта

Параметр	Ед.изм.	Значение
Общее содержание серы в газовом продукте	мг/м ³ (Прим. 1)	макс.30,0
Меркаптановая сера	мг/м ³ (Прим. 1)	Не более 15,0
Сероводород H ₂ S	мг/м ³ (Прим.1)	Не выше 5,0
Точка росы по воде (при 54 бар изб.)	°C	Лето (-8) Зима (-8)

Примечание 1: Объем газа приведен в соответствии с ГОСТ 2939-63 “Газы. Условия для определения объема”. Согласно ГОСТ 2939-63,

стандартные условия соответствуют давлению 101325 Па, температуре 293,15 °К (20°C) и влажности 0%.

Примечание 2: При продолжительности времени работы установки 8000 часов/год и расчетной производительности 110% от номинальной. Очищенный газ из Системы удаления кислых компонентов газа проходит через Первичный охладитель осушки сырьевого газа (247-1/2-НА-001) и каплеотбойный сепаратор осушки сырьевого газа (247-1/2-VN-001) для удаления следов жидкости перед обработкой в Сосудах с молекулярными ситами (247-1/2-VK-002A/B/C/D).

Система удаления меркаптанов и осушки газа (Установка 247) удаляет воду и меркаптаны из газа, обработанного в расположенной перед ней системе удаления кислых компонентов газа (Установка 241) и Системе регенерации химреагента очистки газа (Установка 243). Газ, получаемый из сосуда молекулярных сит (247-1/2-VK-002A/B/C/D), соответствует спецификации продукта по показателям точки росы по воде менее -8°C при давлении 54 бар изб., содержания меркаптановой серы ниже 15.0мг/м³ и общего содержания серы ниже 30мг/м³. Газ после после Фильтра доочистки молекулярных сит (247-1/2-CL-001A/B) используется для регенерации молекулярных сит. Каждая технологическая линия состоит из четырех (4) Сосудов с молекулярными ситами (247-1/2-VK-002A/B/C/D). Работа осуществляется непрерывно, при этом два Сосуда с молекулярными ситами работают в режиме адсорбции для удаления воды, и остальные два десорбируют воду и меркаптаны, накопленные во время адсорбции. Каждый Сосуд с молекулярными ситами работает в режиме адсорбции 7,5 часов, после чего следуют 3,0 часа нагрева и 0,75 часа в режиме ожидания.

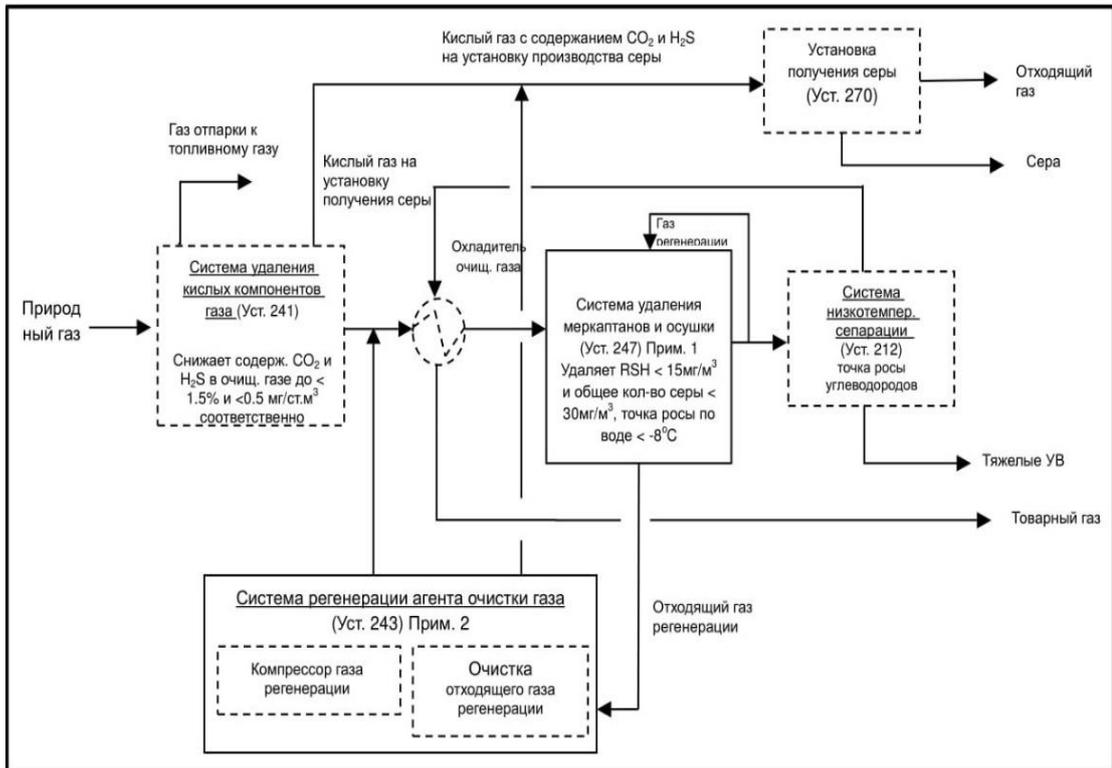


Рисунок-бтехнологическая линия

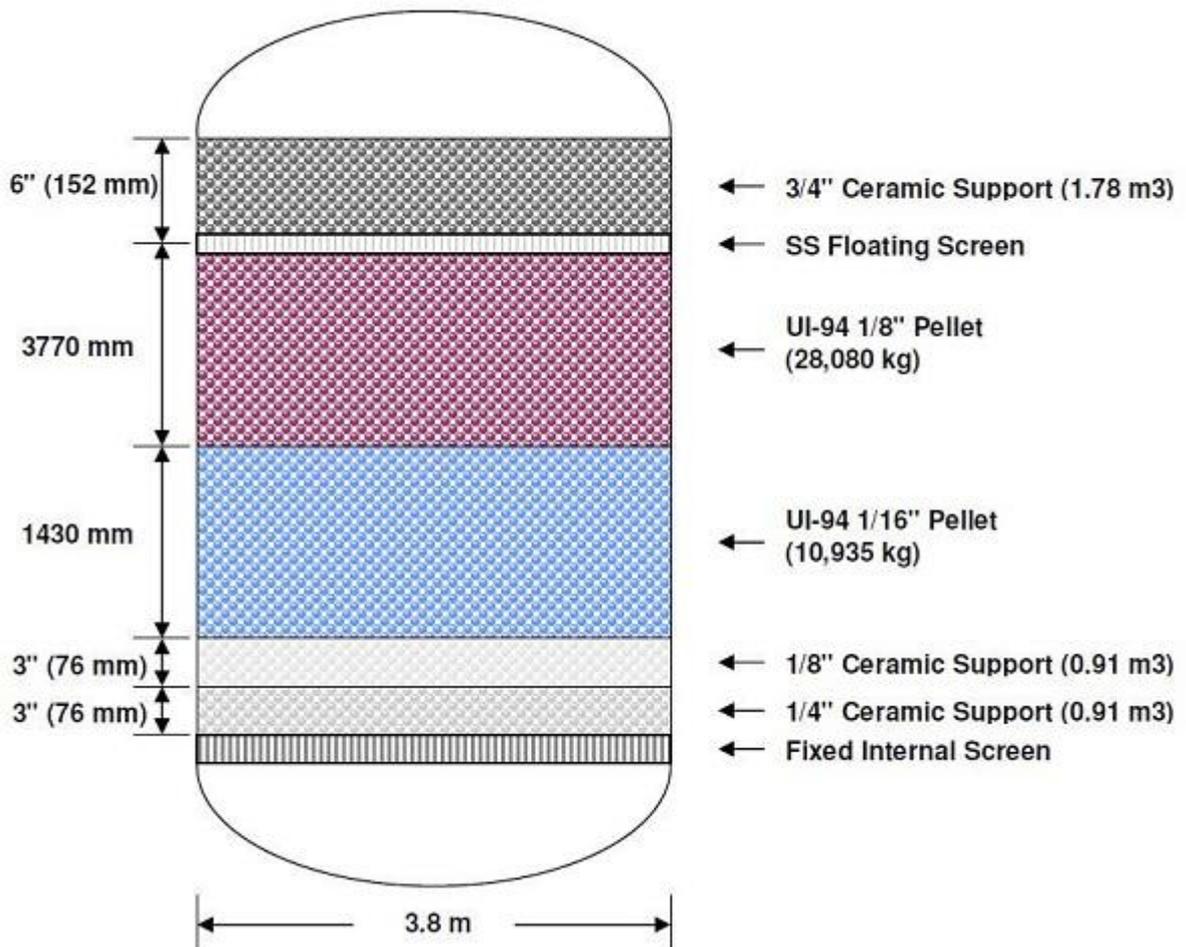


Рисунок - 7 Схема адсорбера

Сырьевой газ проходит нисходящим потоком через два Сосуда с молекулярными ситами, в то время как в двух оставшихся сосудах проходят процессы регенерации. По окончании этапов регенерации, сырье направляется в только что регенерированный адсорбер. Адсорберы содержат адсорбент - UOP - для удаления воды и меркаптанов. Очищенный сырьевой газ, соответствующий требованиям к содержанию воды и меркаптанов, выходит из нижней части сосудов с молекулярными ситами и проходит через один из двух параллельных Фильтров доочистки молекулярных сит (247-1/2-CL-001A/B). Фильтры удаляют частицы веществ размером более 10 микрон, которые могли быть увлечены потоком при проходе через адсорбер.

Сосуды с молекулярными ситами наполнены двумя слоями адсорбента, верхний слой адсорбента: RK-38 1/16", гранулы которого удаляют влагу из сырьевого газа, и нижний слой: RK-33 1/16", гранулы которого удаляют меркаптаны из сырьевого газа.

3.1 Этап регенерации

Для регенерации отработанного адсорбента используется часть осушенноочищенного газового продукта (после Фильтров доочистки молекулярных сит (247-1/2-CL-001A/B)). После завершения адсорбером этапа адсорбции, газ регенерации может быть нагрет для регенерации катализатора. Газ регенерации, после прохождения через один из сосудов с молекулярными ситами на этапе охлаждения, нагревается до 288°C Нагревателем газа регенерации (247-1/2-FA-001). После прохождения через адсорбер, отработанный газ регенерации направляется в аппарат воздушного охлаждения газа регенерации (247-1/2-НС-002), где он охлаждается до 56°C. После этого отработанный газ регенерации поступает в систему регенерации агента очистки газа (Установка 243). По завершении этапа нагрева, газ регенерации обходит адсорбер через байпасную линию нагрева, позволяя переключение клапанов последовательности к регенерации следующего

комплекта адсорберов. Режим работы данной байпасной линии кратковременный, поэтому он удален из таблицы последовательности режимов работы.

Охлаждение: После завершения высокотемпературной регенерации, адсорбер должен быть охлажден до начала его эксплуатации. Охлаждение адсорбера осуществляется за счет газа регенерации, отбираемого после Фильтров доочистки молекулярных сит (247-1/2-CL-001A/B), с температурой 28°C. Газ регенерации, использованный для охлаждения, направляется затем в Нагреватель газа регенерации (247-1/2-FA-001), где он нагревается до 288°C и используется для этапа нагрева.

Режим ожидания: На этапе ожидания, газ регенерации обходит охлажденный сосуд молекулярными ситами через байпасную линию охлаждения и проходит через Нагреватель газа регенерации для увеличения температуры до 288°C и продолжает движение к нагревающим сосудам, куда поставляет тепло для десорбции примесей на адсорбере.

Два графика, представленные ниже, отражают значения температуры в ходе последовательной адсорбции и регенерации в верхней и нижней части сосуда с молекулярными ситами.

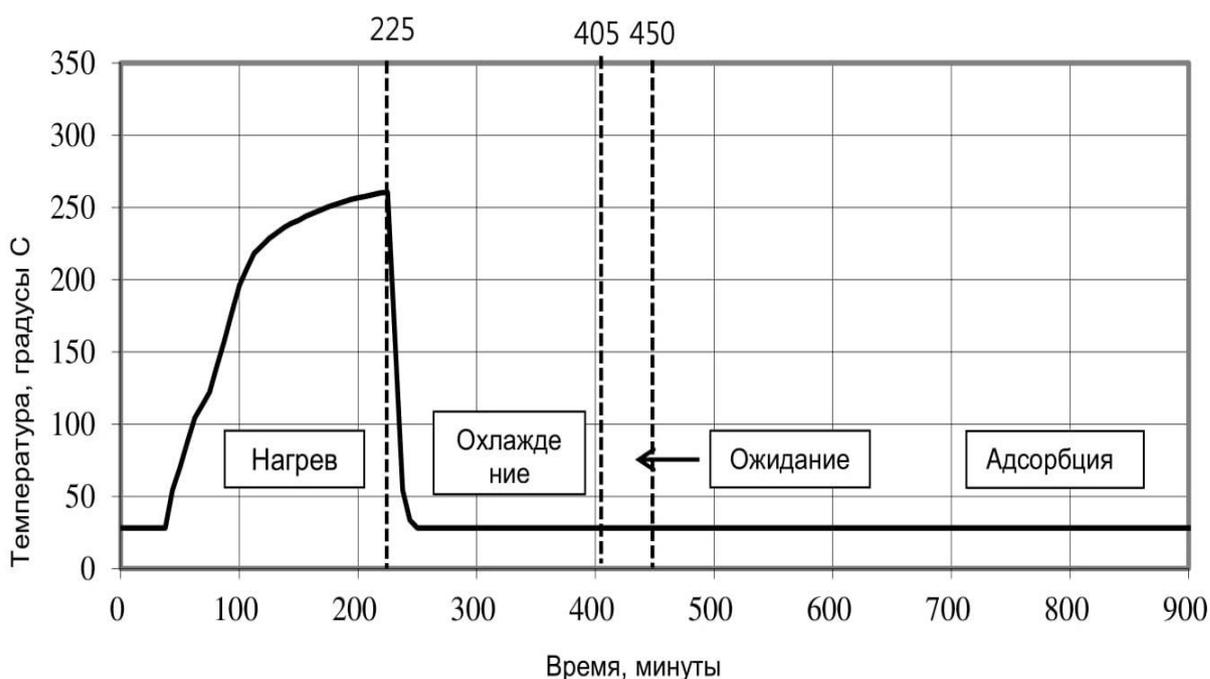


Рисунок - 8 Динамика температуры на входе в сосуды с молекулярными ситами

На этапе нагрева верхней части молекулярного сита, температура слоя молекулярного сита постепенно увеличивается с 28 °C до итогового значения 262 °C. Максимальная скорость подъема температуры составляет примерно 2,5°С в минуту.

Далее на этапе охлаждения, когда охлаждающий газ регенерации подается сверху вниз, верхняя часть сосуда с молекулярными ситами охлаждается до 28 °C с 262 °C в течение прибл. 20 минут. Эта охлаждающая температура поддерживается в течение последующих 160 минут.

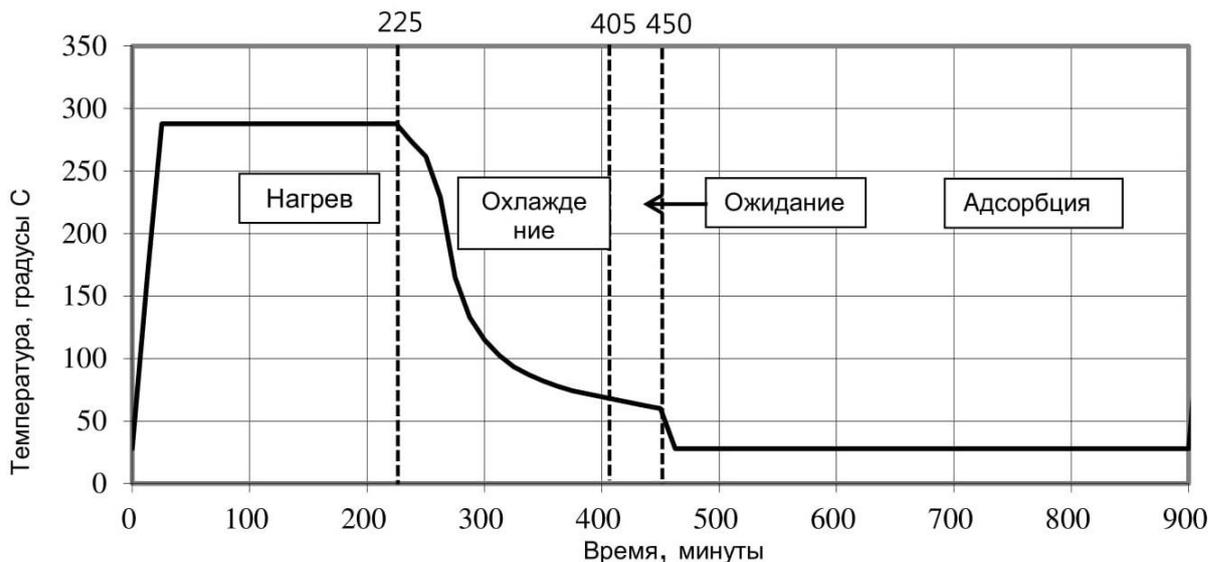


Рисунок - 9 Динамика температуры в нижней части сосуда молекулярными ситами

На этапе нагрева в нижней части молекулярного сита температура поднимается с 28 °С до 288 °С примерно за 20 минут, и далее эта температура поддерживается на всем протяжении периода нагревания.

Затем на этапе охлаждения слой молекулярного сита постепенно охлаждается в 288 °С до 50 °С в течение 3 часов. Максимальная скорость снижения температуры – прилб. 3,3 °С / мин. В режиме ожидания на протяжении 0,75 часа слой молекулярного сита охлаждается до 28 °С, и эта температура поддерживается на этапе адсорбции.

3.2 Достоинства и недостатки установки НТС.

Плюсы установки НТС:

- при снижении давления температуры значительно снижается CAPEX и затраты на ремонт;

- Чтобы транспортировать газ, необходимо просто осушить газ.

Недостатки конструкций НТС включают следующие проблемы: низкие уровни извлечения газового конденсата, особенно для худых газов; значительные потери целевых компонентов с товарным газом;

снижение производительности хода из-за улучшения состав продукта и повышения температуры низкотемпературного сепаратора;
необходимость перестройки в период истощения беспрепятственного перепада давления;

Если самые сложные конструкции не успевают окупить себя, конструкции НТС могут быть использованы в маленьких месторождениях с маленьким сроком исследования. Кроме того, они могут использоваться как основной метод обработки газа, который подается в переработку в удаленный НПЗ;

Наиболее низкие температуры остывания струи газа (от -90 до -120 оС) характерны для процедуры низкотемпературной конденсации, что демонстрирует опыт, приобретенный в других странах;

Кроме того, многофункциональность обеспечивает необходимость этой процедуры практически во всех газодобывающих промыслах, где необходимо опрокинуть стаканчик, чтобы обезжирить голубое топливо. Это связано с высокой эффективностью низкотемпературной сепарации газа и почти бесплатным морозом, получаемым в результате использования энергии в промыслах.

Применение ингибитора гидратообразования.

4. Технологическая часть

4.1 Технологическая схема НТС

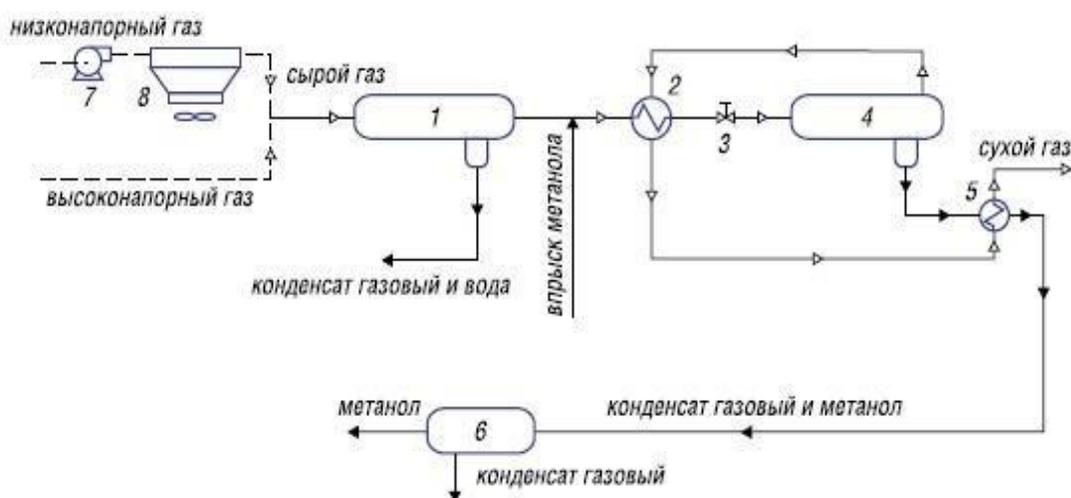


Рисунок-10 Схема установки НТС

1,4–сепараторы;2,5 –теплообменник;3 –дрессель;6 –разделитель;7 –насос;8–емкость;

В самом сепараторе от газа отделяется жидкая фаза, но обработанный прохладный метан протекает рекуперационныйустройство 5 со «сырым» газом также действует во газонепфтепровод во свойстве товарного результат.Впрыскивание ингибитора гидратообразования учитывается пред теплообменником 2 также пред дросселем во размере, что нужен с целью эксплуатации научно-технического оснащения во безгидратном порядке.

Углеводородистый газоконденсат также водный стадия зачисляются во ограничитель 6, во коем углеводородистый газоконденсат во определенной уровня разгазируется. Потом газоконденсат оправляют в конструкцию стабилизации либо накачивают во трубопровод. В конструкцию восстановления подают проработанный водяной смесь ингибитора.

Первоначальным минусом НТС считается потребность применять небезопасные хим реагенты с целью избежаниягидратообразования.

В практике из-за непрерывного снижения беспрепятственного перепада давления, жар сепарации со временем возрастает, то что считается другим минусом.

3 минусом считается крупные габаритные масштабы также существенная множество, то что весьма не следует присутствие добыче газа в океан.

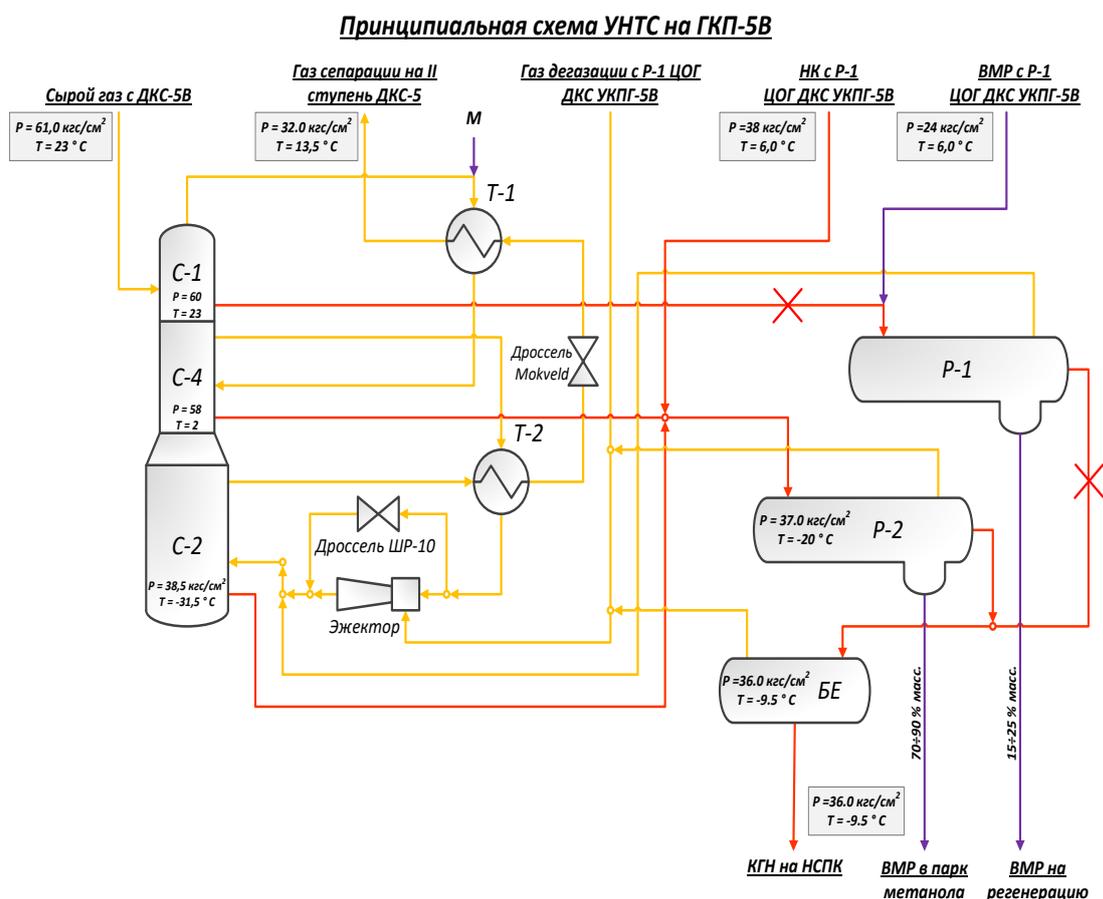


Рисунок-11 Схема установки низкотемпературной конденсации газ

Процесс конденсации может проводиться только при определенной температуре. В сравнении с НТС может извлекать тяжелые углеводороды.

С Целью формирования синтетического мороза во конструкциях НТК больше в целом используются турбодетандеры. Во их сила расширяющегося газа рекуперируется с целью формирования мороза.

Уже после данного газ топливо следует в детандер, но уже после него сервируется в колонну распределения. Во данную ведь колонну со теплообменников действует состав сконденсированных углеводородов с сепаратора. Сконденсированные углеводороды с этана также больше отнимают снизу колонны. Деэтанализированный голубое топливо предотвращается во теплообменники поверх колонны, затем следует во детандер, в каком месте сокращается из-за результата энергии расширяющего газа с сепаратора также затем посылают покупателю. Приобретенную состав углеводородов направляют в газофракционирующую конструкцию, во каковой отниметсяэтановая группа также фракции наиболее тяжких углеводородов.

Наравне со дросселированием начали использовать искусственного происхождения остывание. Во следствии сделалось допустимым получать с газа 85-87 % этана, 99% - пропана также 100 % абсолютно всех других углеводородов. Система сбора газа на месторождении "Кандым" включает в себя 98 площадок скважин, соединенных с восемью (8) кустовыми площадками, которые, в свою очередь, соединены со сборными пунктами. Из 98 скважин, 24 скважины напрямую подсоединены к СП 1 или СП 2. Газ с восьми (8) кустовых площадок поступает на сборные пункты, а с двух (2) сборных пунктов - на ГПЗ. Поток сырья каждой скважины поступает на входной манифольд, после которого происходит объединение в один поток, который направляется на сборный пункт. Для регулирования работы скважин на каждой нитке входного манифольда после шлейфа предусмотрены дроссельные клапаны. Во избежание гидратообразования предусматривается ввод метанола до каждого дроссельного клапана, по необходимости. Замерный сепаратор предусматривается для измерения расхода сырья отдельных скважин. Топливный газ на кустовой площадке необходим для факельной системы. Топливный газ подается от ГПЗ на установку подготовки топливного газа кустовой площадки. Два (2) сборных

пункта предназначены для сбора сырья со скважины и кустовых площадок и перекачки на ГПЗ. Каждый сборный пункт оснащается эксплуатационным манифольдом, замерным сепаратором и факельной установкой. Поток сырья с кустовых площадок и каждой скважины поступает на входной манифольд, после которого происходит объединение в один поток, который направляется на ГПЗ. Для регулирования работы скважин на каждой нитке входного манифольда после шлейфа предусмотрены дроссельные клапаны. Во избежание гидратообразования предусматривается ввод метанола до каждого дроссельного клапана, по необходимости. Замерный сепаратор предусматривается для измерения расхода сырья отдельных скважин. Топливный газ на сборном пункте необходим для факельной системы. Топливный газ подается от ГПЗ на установку подготовки топливного газа на сборном пункте. В начальный период эксплуатации месторождений Кандымской группы, давление на устье скважины будет достаточно высокое для того, чтобы потоки скважины могли поставляться на ГПЗ без компримирования. Продуктовый сепаратор и газокompрессорная станция в течение этого периода работать не будут. Давление на входе в ГПЗ регулируется при помощи регулирующих клапанов. В течение последующих лет эксплуатации месторождений Кандымской группы, давление на устье скважины будет снижаться, что приведет к необходимости использования установок компримирования газа на сборных пунктах для поддержания требуемого давления на входе в ГПЗ. Во время установки компримирования газа, Система получения азота и Система воздуха КИПиА также должны быть установлены для их подачи в соответствующие вспомогательные системы. Система запуска и приема очистных устройств будет предусмотрена для трубопроводов длиной более 6 км от кустовых площадок до сборных пунктов и от сборных пунктов до ГПЗ с целью ингибирования полости трубопровода, очистки полости трубопровода от

жидкой фазы и проведения диагностики трубопроводов. Эксплуатационная схема установки запуска и приема очистных устройств будет определена с учетом типа очистных устройств, интервалов очистки и нормы дозирования ингибитора коррозии, которая будет предоставлена соответствующим поставщиком. Для фазы 2 необходимо разработать проект 21 добывающей скважины, двух (2) кустовых площадок, дожимной компрессорной станции и сопутствующих объектов на каждом сборном пункте. Поступая в ГПЗ, газ и жидкость будут разделены трехфазным пробкоуловителем на отделенный газ, углеводородную жидкость и флюиды водной фазы. Система сепарации на входе предназначена для приема и подготовки всего объема скважинной продукции на ГПЗ. Эта установка отделяет промысловый конденсат и пластовую воду от потока неразделенной продукции, полученного по трубопроводам от сборного пункта в виде потока влажного газа. Оставшийся высокосернистый неочищенный газ направляется в Систему удаления кислых компонентов газа. Узлы приема очистных устройств для трубопровода сырьевого газа будут предусмотрены на каждом трубопроводе (т.е. от каждого СП) до пробкоуловителя для проведения очистки внутренней полости трубопровода. Два (2) пробкоуловителя будут работать параллельно как трехфазный сепаратор (газ, углеводородный конденсат и вода). Блок Закачки Анти-эмульсионного вещества будет установлен для предотвращения попадания водного конденсата и эмульсий. Выходящий поток углеводородного конденсата будет направляться в Сепаратор Конденсата (Установка 221) регулятором уровня через Конденсатные Фильтры пробкоуловителя. Для эффективного устранения из жидкости инородных тел, таких, как воск, асфальтный битум и вторичная окалина будут спроектированы фильтры. Вода, отделенная в пробкоуловителе будет направляться в Систему подачи Пластовых вод регулятором межфазного уровня. Пробкоуловитель будет рассчитан на прием буферного объема

жидкости в трубопроводе без остановки добычи. Пары из верхней части пробкоуловителя подаются в отбойный сепаратор сырьевого газа (Установка 241), в котором происходит отделение водяной пыли и остатков жидкой фазы, унесенной из пробкоуловителя. Отделяемая жидкость из Сепараторов Сырьевого Газа будет направляться в Сепаратор Конденсата (Установка 221) с регулированием по уровню. Система удаления кислых компонентов газа предназначена для удаления кислых газов, таких как сероводород (H_2S) и диоксид углерода (CO_2) из кислого (сырьевого) газа путем химической абсорбции. Система включает в себя блоки селективного удаления H_2S и частичного удаления CO_2 из кислого (сырьевого) газа путем аминовой очистки. Данная технология предоставлена компанией BASF/JNL. Система удаления кислых компонентов газа состоит из двух (2) ниток, каждая с 50% расчётной производительностью очистки сырьевого газа. Каждая нитка имеет собственный аминовый абсорбер и регенератор амина. В абсорбере сырьевой кислый газ встречным потоком контактирует с регенерированным растворителем, а H_2S и CO_2 , абсорбируются с помощью регенерированного растворителя для соответствия спецификации продукта очищенного газа. Очищенный газ, насыщенный водой, направляется в Систему удаления меркаптанов и осушки. В регенераторе амина, насыщенного растворителя из нижней части абсорбера амина регенерируется с помощью тепла, обеспеченного ребойлером регенератора амина с паровым отоплением. Газ верхнего продукта регенератора (кислый газ), в основном содержащий H_2S , и CO_2 , направляется в Систему получения серы. Регенерированный растворитель выходит из нижней части регенератора, охлаждается и фильтруется для повторного использования в абсорбере. Кислый (сырьевой) газ направляется от границы установки к главному абсорберу через отбойный сепаратор сырьевого газа и фильтр тонкой очистки/коагулятор, где происходит

отделение возможных жидких углеводородов и твердых частиц. Отсепарированные жидкие углеводороды направляются к границе установки. Кислый газ направляется в нижнюю часть главного абсорбера и смешивается со встречным потоком регенерированного раствора, подаваемого в главный абсорбер сверху. В абсорбере практически весь H_2S и часть CO_2 абсорбируются раствором. Большая часть меркаптанов, присутствующих в сырьевом газе, не абсорбируется и выходит вместе с очищенным газом. Очищенный газ с верха абсорбера поступает в промывочную емкость очищенного газа, в котором происходит удаление остатков раствора. Очищенный газ направляется в систему удаления меркаптанов и осушки газа. Насыщенный раствор испаряется в испарительной емкости насыщенного раствора. На этом этапе увлеченные и растворенные углеводороды, а также часть H_2S и CO_2 , присутствующие в растворителе, испаряются при среднем давлении 7,6 бар изб. Для удаления H_2S из газа выветривания, последний смешивается с регенерированным раствором в секции повторного контакта в верхней части испарительной емкости насыщенного раствора. Ожидаемый уровень содержания H_2S в очищенном газе выветривания составляет < 40 объемных частей на миллион (ppmv). Очищенный газ выветривания направляется на Установку получения серы в качестве топливного газа.

Блок регенерации

Насыщенный раствор из испарительной емкости насыщенного раствора направляется в регенератор через теплообменник регенерированного/насыщенного раствора. В теплообменнике происходит нагрев насыщенного раствора за счет регенерированного (из нижней части регенератора), после чего раствор подается в верхнюю часть регенератора.

Насыщенный раствор поступает в регенератор в верхней части выше секций насадки и регенерируется встречным потоком пара, вырабатываемого в ребойлере (2x 50%). Ребойлер подогревается паром НД. Количество пара

НД, потребляемого ребойлером, регулируется в зависимости от скорости циркуляции раствора.

Верхний продукт регенератора проходит через конденсатор верхнего продукта, в котором происходит охлаждение газа и конденсация воды. Водяной конденсат отделяется от кислого газа в емкость флегмы и подается обратно рефлюксным насосом (с контролем уровня) на верхнюю промывочную тарелку регенератора, где он используется в качестве промывочной воды для уменьшения количества увлеченного раствора в кислом газе.

Насос регенерированного раствора подает регенерированный раствор от нижней части регенератора на главный абсорбер. Перед входом в главный абсорбер горячий регенерированный раствор охлаждается в теплообменнике регенерированного/насыщенного раствора насыщенным раствором из испарительной емкости и доохлаждается в охладителе регенерированного раствора до температуры приблизительно 60 °С.

Небольшая часть потока регенерированного раствора (около 15%) после охладителя регенерированного раствора проходит через механический фильтр, угольный фильтр и фильтр тонкой очистки. Фильтры удаляют из раствора взвешенные твердые частицы и поверхностно-активные вещества. Взвесь твердых частиц считается одной из самых распространенных причин вспенивания в абсорберах и регенераторах.

Бустерный насос регенерированного раствора поднимает давление для подачи раствора в главный абсорбер и секцию повторного контакта в испарительной емкости насыщенного раствора.

В зависимости от условий (температура очищенного и кислого газа) результатом может быть чистое увеличение или потеря воды из объема раствора. В связи с этим необходимо регулировать содержание воды в растворе добавлением или убавлением подачи воды из системы. В нормальных условиях эксплуатации в системе наблюдается чистая потеря

воды в системе. По этой причине в верхнюю часть промывочной емкости очищенного газа подается подпиточная (деминерализованная) вода. Эта вода также снижает потерю раствора в потоке очищенного газа. В верхней части регенератора имеется система подачи и дренажа для сброса избытка воды или возможного скопления компонентов в воде орошения.

Вспомогательные системы

Подпитка раствором (OASE® Yellow) производится из резервуара хранения раствора, общего для двух ниток. В резервуаре хранения производится подготовка раствора 40 % об. из котловой воды и растворителя (OASE® Yellow) (содержащего МДЭА и добавки). Циркуляция раствора через резервуар осуществляется с помощью подпиточного насоса раствора для достижения однородной смеси до подачи раствора в ребойлер. Резервуар также используется для хранения всего объема раствора во время проведения технического обслуживания.

Для регулирования концентрации промотора на всасе бустерного насоса регенерированного раствора предусматривается точка ввода промотированного раствора OASE Yellow.

Закрытая дренажная система раствора подсоединена к емкости слитого раствора, в которой собирается весь слитый раствор. Конструкция дренажной емкости раствора позволяет отсепарировать увлеченные углеводороды. Собранные углеводороды подаются к границе установке насосом некондиционной нефти. Слитый раствор закачивается обратно в ребойлер насосом слитого раствора через фильтр слитого раствора. Емкость слитого раствора и резервуар хранения раствора имеют азотную рубашку во избежание попадания кислорода.

Система удаления меркаптанов и осушки

Секция удаления меркаптанов и осушки основана на использовании технологии адсорбции на молекулярных ситах для удаления воды, меркаптанов и прочих серосодержащих соединений из (очищенного) газа,

очищенного в Системе удаления кислых компонентов газа. Данная технология предоставлена компанией UOP.

Система удаления меркаптанов и осушки предназначена для удаления воды, меркаптанов и прочих серосодержащих соединений из очищенного газа, выходящего из Системы удаления кислых компонентов газа. Данная система будет придерживаться конфигурации нитки, используемой для Системы удаления кислых компонентов газа. Таким образом, предусматривается две (2) нитки, каждая из которых будет иметь расчетную производительность очистки газа 4,64 млрд. куб. метров в год. Это позволит объекту иметь постепенное повышение эксплуатационной гибкости по мере увеличения производительности продуктивного пласта. Система удаления меркаптанов и осушки состоит из:

Четырех (4) сосудов адсорбции на молекулярных ситах Двух (2) фильтров доочистки молекулярного сита

Оборудование кондиционирования сырьевого газа (предварительный охладитель, сепаратор, фильтр сырьевого газа/ коагулятор)

Оборудование регенерации слоя молекулярного сита (нагреватель, сосуды молекулярных сит).

В любой момент времени: Два (2) сосуда с молекулярным ситом, работающие параллельно, будут очищать технологический газ от воды и серосодержащих соединений.

Два (2) сосуда с молекулярным ситом будут восстановлены (сначала нагреванием, затем охлаждением) для десорбции воды и серосодержащих соединений, которые были поглощены при адсорбции до помещения на следующую стадию адсорбции.

Поскольку нагревание и охлаждение происходят при более низком давлении, чем адсорбция, этап нагревания включает сброс давления в начале, а этап охлаждения включает восстановление давления в конце.

Сырьевой газ, состоящий из малосернистого очищенного газа, поступает из Системы удаления кислых компонентов газа (Установка 241) и очищенного газа из Системы регенерации агента очистки газа для очистки (Установка 243)

Сырьевой газ из Установки 241 поступает на границу Установки удаления меркаптанов и осушки под давлением 59,2 бар изб. и при температуре около 60°C, а сырьевой газ из Установки 243 поступает под давлением 59,0 бар изб. и при температуре около 47°C. Объединенный сырьевой газ охлаждается приблизительно до 28°C в предварительном охладителе сырьевого газа Системы осушки, где конденсируются вода и потенциальные углеводороды. Предварительный охладитель сырьевого газа Системы осушки охлаждается экспортным газом из установки 212.

Поток смешанной фазы, выходящий из Предварительного охладителя сырьевого газа Системы осушки, направляется в сепаратор сырьевого газа Системы осушки, где паровая фаза отделяется от жидкой фазы. Конденсированная вода и углеводороды направляются в систему очистки пластовой и углеводородсодержащей воды.

Поток охлажденного пара, выходящий из сепаратора сырьевого газа Системы осушки отправляется вниз на фильтр сырьевого газа установки осушки/ коагулятор, где любая остающаяся жидкость удаляется. После фильтра газ проходит через два (2) слоя молекулярного сита, работающих параллельно. Каждый сосуд с молекулярным ситом содержит два (2) типа адсорбента. Верхний слой адсорбента предназначен, главным образом, для удаления H₂S. Оставшийся слой адсорбента удаляет воду и некоторые серосодержащие соединения (легкие меркаптаны). Очищенный газ, отвечающий техническим требованиям для воды и серы, затем выходит в нижней части слоя молекулярного сита и проходит через один из двух (2) параллельных фильтров доочистки молекулярного сита Системы осушки. Фильтры удаляют все твердые частицы диаметром более 10 микрон, которые

могли быть захвачены потоком газа при прохождении через слой молекулярного сита. Два (2) фильтра устанавливаются таким образом, чтобы фильтрующие элементы в одном (1) могли быть заменены, пока второй продолжает обработку потока газа. Очищенный газ затем направляется в Систему низкотемпературной сепарации. Сосуды с молекулярными ситами имеют два слоя адсорбента; верхний слой – гранулы РК-38 1/16" – предназначен для удаления влаги из сырьевого газа, а нижний слой – гранулы РК-33 1/16" – для удаления меркаптанов из сырьевого газа.

Регенерация осуществляется путем нагрева адсорбента молекулярных сит с использованием очищенного газа, отбираемого после фильтров доочистки молекулярного сита, в качестве газа регенерации для десорбции загрязняющих веществ, накопленных на предыдущем этапе адсорбции. Очищенный газ из нижней части сосудов молекулярных сит выбран в качестве газа регенерации по причине того, что он уже прошел очистку и осушку. Поэтому, он является самым чистым источником для регенерации слоев. Регенерационный газ направляется в Регенерационный нагреватель, где температура повышается приблизительно до 288°C. Регенерационный нагреватель является нагревателем с прямым обогревом. Нагреватель газа регенерации имеет прямой огневой подогрев. Газ регенерации проходит через нагреватель во время этапов нагрева при прохождении цикла осушки. Во время других этапов цикла, нагреватель регенерации перекрывается, при этом продолжают работать только запальные горелки.

Затем горячий регенерационный газ из Регенерационного нагревателя направляется снизу вверх через слой молекулярного сита, который только что прошел через предыдущую ступень адсорбции и содержит поглощенные загрязняющие вещества. По мере нагревания молекулярного сита, поглощенные загрязняющие вещества будут выделены в регенерационный газ. Концентрация загрязняющих веществ в регенерационном газе быстро

достигнет пика и затем будет снижаться по мере отгонки адсорбента с адсорбирующего материала.

Отработанный газ регенерации, выходящий из слоя молекулярного сита, находящегося на этапе нагрева, направляется на АВО регенерирующего агента. Охлажденный, отработанный регенерационный газ, затем направляется в Систему регенерации агента очистки газа для очистки.

4.2 Конструкция аппарата по подготовке газа

При работе первичного сепаратора происходит выделение жидкости из газа. Газ направляется в центр аппарата и ударяется в отбойное ребро. После удара управление выделения газа и его скорость значительно меняется. Далее жидкость движется в кубовую часть сепаратора и нагревается. Степень жидкостный во основном сепараторе удерживается со поддержкой регулятора постоянного воздействия, кроме того учтена передача сигналов наибольшее количество также как минимум степеней, влияние контролируется технологическим манометром. Охоложенный газ с теплообменника Т-201 действует во переходный нефтегазосепаратор Со-204, в каком месте с газового струи выделяется жидкость. При помощи завихрительного устройства происходит отделение жидкости от газа. На выходе газ движется вращательными движениями, отбрасывая жидкость, жидкость укрупняется и оседает. Жидкость оседает в нижней части аппарата. Автоматический регулятор поддерживает уровень жидкости и анализирует ее высший и низший уровень. Жар во переходном сепараторе меривается указателем температуры противодействия, влияние – технологическим манометром. Газ уже после ШР-Десяти также ЭГ-9 действует во криогенный нефтегазосепаратор Со-202, в каком месте совершается конечное отдел малой влажности с газа. В входе во криогенный нефтегазосепаратор располагается пеноотбойник малой воды ажурного вида.

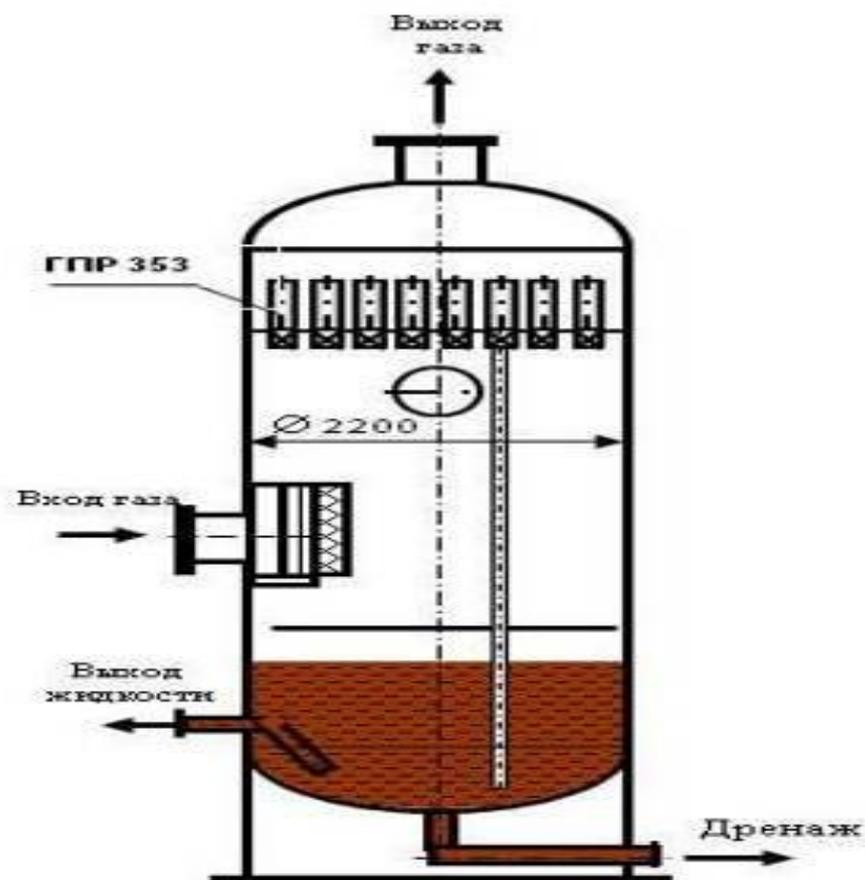


Рисунок 12 – Первичный сепаратор

Со целью избежания выноса малой воды со градом промокнутого газа в выходе с сепаратора определена ажурная тарелочка. В аппарате установлены 2 СППК с функцией сброса газа на факел, для защиты сепаратора от высокого давления.

5. Модернизация сепарационного оборудования

Реконструкция сепаратора второй ступени НТС первой технологической линии на УКПГ-2В Кандым включала переобвязку линии для обеспечения подачи конденсата в сепаратор второй ступени сепарации из первой ступени сепарации. В рамках апробации модели процесса была установлена сепарационная тарелка с элементами ГПП 515 вместо коагуляционной насадки. Низкотемпературный сепаратор серийной конструкции, установленный на УКПГ– 2В разработан в 1982 г. Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат D 2400, внутри которого на входе установлен коагулятор– 1 мелкодисперсного аэрозоля, служащий для укрупнения капель, и сетчатый отбойник перед штуцером входа газа; уровень жидкости защищен от вторичного уноса просечно – вытяжным листом – 3. Данная конструкция обеспечивает эффективную очистку газа при производительности до 208 т. м³/час в диапазоне изменения давления 5,5– 7,5 МПа. При снижении рабочего давления ниже расчетного или увеличении производительности данная конструкция не обеспечивает качественной очистки газа, потери конденсата существенно увеличиваются. Для увеличения эффективности чистки газа при увеличении работоспособности или уменьшение ниже 5,5 МПа требуется модернизировать сепаратора С-2.

После ряд исследование со стороны ЦКБН исследование и работ предложили модернизация тиражирование оборудование, то есть сепаратора с на базе модернизация серийного сепаратора на базе новых центробежных сепарационных элементов с рециркуляцией газа (рисунок 4.4).

Модернизация заключается в установке нового узла входа газа в сепараторе, который позволяет предварительно снять жидкость и коагулировать мелкодисперсный аэрозоль. Вместо сетчатого отбойника теперь используется тарелка с 83 сепарационными элементами ГПР 515.00.000, расположенными

у входа газа в аппарат. Таким образом, модернизация заключается в установке нового узла входа газа, который позволяет предварительно снять жидкость и коагулировать мелкодисперсный аэрозоль. Также была заменена сетчатая отбойная тарелка на тарелку с сепарационными элементами, что улучшает процесс сепарации. Для сбора конденсата были установлены трубы и ситчатая тарелка, а также защитный лист для предотвращения попадания аэрозоля в сборник жидкости. Все эти изменения позволяют повысить эффективность работы сепаратора и улучшить качество очищения газа. Перед сепаратором установлен узел впрыска. Аппарат работает следующим образом. Газожидкостный поток попадает на узел входа, где происходит предварительная очистка газа. Предварительно очищенный газ поступает на коагулятор, где происходит укрупнение мелких капель жидкости.

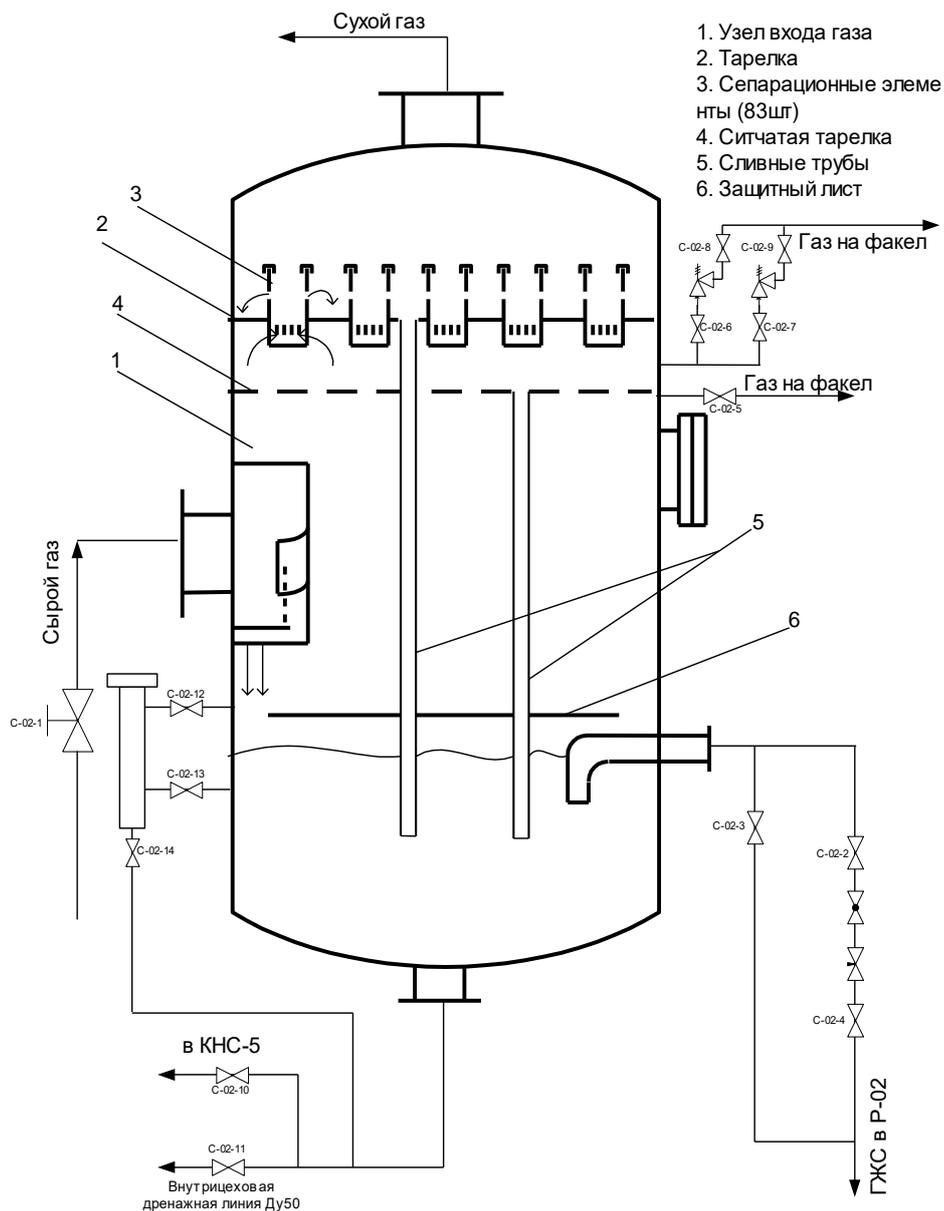


Рисунок 13 – Сепаратор С– 2

Газ вместе с укрупненными каплями жидкости поступает в аппарат в тангенциальном направлении. За счет вращения в полости аппарата часть капель жидкости переносится на стенку аппарата и стекает в сборник жидкости. Газожидкостный поток, уже с меньшим содержанием жидкости, поступает на сетчатую тарелку. Для улучшения контактирования предварительно очищенного газа на сетчатую тарелку подается конденсат в заданном количестве. Сетчатая тарелка работает в режиме барботажа,

поэтому часть конденсата попадает на сепарационную тарелку, где происходит очистка газа. При работе в «сухом» режиме (без подачи конденсата) сетчатая тарелка выполняет роль распределителя, что для сепаратора не является обязательным. Отсепарированный в центробежных элементах конденсат, а также конденсат с сетчатой тарелки, по сливным трубам попадает в сборник жидкости, откуда выводится на дальнейшую обработку.

Провели ряд исследований для модернизации технологических нитки:

Целью работ:

- 1) повышение эффективности сепаратора по газу в соответствии с существующими условиями в работе с подачей в газ конденсата с первой ступени сепарации или без первой ступени сепарации;
- 2) определение места впрыска конденсата;
- 3) определение оптимального количества впрыскиваемого конденсата;
- 4) оценка количества дополнительно извлекаемого конденсата за счет абсорбции.

После испытания получили следующие данные:

- 1) максимальная эффективная производительная работа сепаратора соответствует расходу газа 260 тыс. м³/час при давлении 5,8 МПа, с выносом С5+В не более 0,03 г/м³;
- 2) впрыск конденсата, осуществляемый в процессе испытаний в трубопровод перед С– 2 не снижает эту величину производительности;
- 3) впрыск конденсата на сетчатую тарелку по результатам испытаний не представляется целесообразным из-за повышения выноса конденсата.

Испытаниями установлена максимальная производительность сепаратора 265 тыс. м³/час при давлении 5,8 МПа (283 тыс. м³/час при 6,9 МПа). Фактическое увеличение производительности составляет 1,4 по сравнению с проектной величиной 208 тыс. м³/час. Также были проведены исследования наработки низкотемпературного сепаратора, модернизированного по черт. ГПР 743.00.000 ЦКБН на базе элементов 515.00.000 т.н. N 1 УКПГ– 2В.

Замеры уноса проводились по методике и средствами НТЦ при совместном участии сотрудников НТЦ. Кроме замеров уноса НТЦ выполнены замеры режимных параметров работы технологического оборудования технологической линии N1, отбирались пробы для определения состава и плотности отсепарированного газа. Анализ режимов эксплуатации и выполненных замеров показали следующее:

- 1) производительность технологической линии N 1 УКПГ – 2В колебалась в пределах от 195 до 229 тыс. м³/час, давление от 5,1 до 5,6 МПа, температура газа от 27 до 30 °С;
- 2) количество жидкости у входа сепаратора доходить до 170 см³/м³;
- 3) унос жидкости во всех параметрах не превышает от 0,03 г/м³.

Данный Сепаратор и линия работают стабильно в своих производительностях, срывы и неполадки в процессе испытание не наблюдалось.

Результаты исследований наработки модернизированного по черт. ГПР 743.00.000 ЦКБН низкотемпературного сепаратора показали его эффективную работу с уносом до 0,03 г/м³ при существующих режимах эксплуатации.

В связи с неэффективностью работы схемы подачи части углеводородов на ситчатую тарелку С – 2, тарелка была демонтирована.

Проведенные испытания, после трех лет наработки аппарата, показали, что не произошло снижения характеристик работы аппарата данной конструкции т. н. N1 УКПГ – 2В, что свидетельствует о принципиально правильном выборе конструкции модернизированного сепаратора С – 2 с элементами ГПР 515.

После проведения комплексных испытаний на УКПГ – 2В было принято решение о тиражировании модернизации по опробованной схеме на УКПГ валанжинских залежей.

Модернизация выполнена по технической документации, чертеж ГПР 743.00.000 и заключалась в следующем:

- в сепараторе вместо стандартного сепарационного устройства сетки установлена тарелка с центробежными сепарационными элементами ГПР 515.00.000 в количестве 98 шт.;
- вместо существующего узла входа газа в виде коагулятора из сетки смонтирован новый узел для предварительного отделения жидкости, коагуляции мелкодисперсного аэрозоля и тангенциального ввода газожидкостного потока в аппарат;
- над уровнем жидкости, для исключения вторичного уноса, установлен защитный лист (вместо просечно– вытяжного по проекту).

Тарелка с сепарационными элементами и защитный лист над уровнем жидкости снабжены лазами для обслуживания. Верхняя тарелка снабжена трубами Ду 50 для слива жидкости в сборник жидкости.

Проведенные, после пуска в эксплуатацию т.н. N6, исследования показали, что низкотемпературный сепаратор на режиме 190 тыс. м³/час работал с уносом конденсата, не превышающим 0,05 г/м³.

Сепараторы на УКПГ – 1АВ проверены на эффективность средствами и по методике НТЦ. Одновременно, при испытаниях сепаратора N6, лабораторией газоконденсатных исследований отобраны пробы газа для уточнения

величины уноса хроматографическим способом. Результаты замеров приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Уточненные величины уноса

Номер т. н.	Производ. т. м ³ /час	Давление МПа	Темпе- ратура, °С	Содержание жидкости		
				На выходе см ³ /м ³	На входе, г/м ³	
					Весовой метод	Хромат. метод
4	197	69	– 22	83	до 0,02	–
6	166	68,5	– 24,2	88– 94	1,2	1,05

Из таблицы 7 видно, что сепаратор N4 работает при производительности близкой к проектной, унос не превышает проектной величины.

Из сепаратора т. н. N6 наблюдается повышенный вынос конденсата, подтвержденный замерами по двум методикам.

Таким образом, низкотемпературный сепаратор т.н. N6 работает по данным замеров с низкой эффективностью, хотя исследования, проведенные после пуска технологической нитки, показали его эффективную работу, т. е. за год эксплуатации эффективность работы сепаратора снизилась на порядок.

Модернизация низкотемпературного сепаратора агрегата трехступенчатой сепарации на УКПГ– 5В

Модернизация низкотемпературного сепаратора агрегата трехступенчатой сепарации технологической линии N1, выполнена по черт. ГПР 764.00.000 и заключалась в следующем:

- демонтирована штатная сетчатая насадка в верхней части аппарата;
- смонтированы опорные балки под тарелку для центробежных элементов;
- установлены полотна тарелки на штатные опорные уголки и опорные балки;

- зазоры у корпуса и у выходной трубы газа устранены накладными кольцами;
- к полотну тарелки приварены две сливные трубы Ду 50;
- на тарелке смонтированы центробежные элементы ГПР 515.00.000 в количестве 99 штук. Защитный лист над уровнем жидкости и узел входа с коагулятором и устройством предварительного отделения сохранены штатными.

Плотность сварки полотен и приварки их к корпусу и трубе выхода газа контролировались визуально с подсветкой лампой, а также наливом воды. Неплотности устранены. Наблюдались отдельные подтеки жидкости в виде запотевания стенки корпуса под полотном и нижней поверхности полотна в районе сварных швов.

В процессе подготовки аппарата к модернизации после пропарки оборудования из теплообменников «газ–газ» была удалена парафинистая масса.

Модернизация выполнена силами УКПГ– 5В при курировании работ ЦКБН. Испытания выполнены ЦНИПР ПО УГП совместно с ЦКБН и персоналом УКПГ– 5В. Замеры выполнены средствами и по методике на различных режимах работы аппарата.

В время исследование замеряли: производительность, давление, температура – штатными приборами; унос конденсата средствами; количество жидкости, поступающей в аппарат, прямым замером накопления в аппарате за единицу времени.

Результаты испытаний показали следующее:

- начальное содержание жидкости на входе в сепаратор зависит от режима работы технологической линии и составляет от 190 до 200 см³/м³ при расходе газа 211 тыс. м³/час ($t = -30$ °С);
- унос жидкости из сепаратора составляет до 0,02 г/м³ при расходе 211 тыс. м³/час.

В течение пяти месяцев эксплуатации аппарат работал без замечаний к качеству сепарации. В последующем персоналом УКПГ обнаружен повышенный вынос конденсата с этой технологической нитки. Проведенные ИТЦ замеры подтвердили вынос C_{5+B} в количестве до 2 г/м^3 .

Периодическое (ежегодное) обследование работы сепаратора на УКПГ – 2В показало его проектную эффективность на текущих параметрах эксплуатации.

Проведенные испытания, после трех лет наработки аппарата, показали, что не произошло снижения характеристик работы аппарата данной конструкции т. н. N1 УКПГ – 2В, что свидетельствует о принципиально правильном выборе конструкции модернизированного сепаратора С – 2 с элементами ГПР 515.

Проведенные испытания, непосредственно после пуска технологических ниток NN6, 4 УКПГ – 1АВ и N 1 УКПГ – 5В, показали высокую эффективность их работы.

Технологические нитки NN 1 УКПГ– 5В и N 6 УКПГ – 1АВ, после полугода и года эксплуатации соответственно, существенно ухудшили свою работу.

Таким образом, выбранный вариант модернизации низкотемпературных сепараторов принципиально верен.

Модернизация проводится с целью обеспечения надежной и эффективной (уменьшение потерь конденсата) работы сепараторов НТС.

Цель модернизации – получить данные производственных испытаний, подтверждающих возможность отвода отсепарированной жидкости с полотна тарелки без наличия гидрозатвора сливных труб.

5.1 Расчетная часть

5.1.2 Расчет процесса дросселирования газа

В данном расчете определяем коэффициент Джоуля-Томсона который показывает, что при изменении давления происходит изменение температуры, а так же псевдокритические параметры (применяются для расчета псевдокритических свойств природного газа подобно тому, как критические температуры и давления используются с той же целью для индивидуальных компонентов) $P_{ПК}$ и $T_{ПК}$ и молярную теплоемкость смеси $C_{Pсм}^0$, для этого составим таблицу зависимости параметров от доли каждого компонента в составе газа.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета

Компоненты	y_i	$T_{к}, K$	$P_{к}, MPa$	$C_{P}^0, \frac{Дж}{(кг \cdot K)}$
CH4	0,903	190,5	2,7	2,22
C2H6	0,0487	206	4,9	1,792
C3H8	0,022	369	4,3	1,56
C4H10	0,0108	420	3,8	1,49
C5H12	0,0155	470,2	3,4	1,45

Таблица 9 – Результаты расчетов

$T_{к} \cdot y_i$	$P_{к} \cdot y_i$	$C_{P}^0 \cdot y_i$
172,0215	2,4381	2,00466
10,0322	0,23863	0,08727
8,118	0,0946	0,03432
4,536	0,04104	0,016092
$T_{к} \cdot y_i$	$P_{к} \cdot y_i$	$C_{P}^0 \cdot y_i$
7,2881	0,0527	0,022475

$$T_{nk} = \sum_{i=1}^n T_{ki} \cdot y_i ; \quad (1)$$

где T_{ki} – критическая температура компонента;

y_i – доля компонента в составе газа.

$$T_{nk} = 202K.$$

$$P_{nk} = \sum_{i=1}^n P_{Ki} \cdot y_i \quad (2)$$

где P_{Ki} – критическое давление компонента;

y_i – доля компонента в составе газа.

$$P_{nk} = 2,87 \text{ МПа.}$$

$$C_{\text{PCM}}^0 = \sum_{i=1}^n C_{Pi} \cdot y_i \quad (3)$$

где C_{Pi} – теплоемкость компонента;

y_i – доля компонента в составе газа.

По известным $T_{\text{пк}}$ и $P_{\text{пк}}$ определили приведенные параметры газа $T_{\text{пр}}$ и $P_{\text{пр}}$ при рабочих условиях:

$$T_{\text{пр}}^p = \frac{T_p}{T_{nk}}; \quad (4)$$

где T_p – температура газа перед дросселированием;

T_{nk} – псевдо критический параметр.

$$T_{\text{пр}}^p = \frac{263}{202} = 1,3.$$

$$P_{\text{пр}}^p = \frac{P_p}{P_{nk}}; \quad (5)$$

где P_p – давление газа перед дросселированием;

P_{nk} – псевдокритический параметр.

$$P_{np}^p = \frac{10}{2,87} = 3,48.$$

По графику зависимости C_p от приведенных параметров газа, находим изометрическую поправку к теплоёмкости от давления – ΔC_p :

$$\Delta C_p = 11,23 \frac{\text{Дж}}{\text{кг}\cdot\text{К}};$$

По графику зависимости функции коэффициента Джоуля-Томсона от приведенного давления $P_{пр}$ и температуры $T_{пр}$, находим обобщенную

функцию коэффициента Джоуля-Томсона - $\left[\frac{P_{nk}}{T_{nk}} \cdot D_i \cdot C_{pсм} \right] = 0,6$.

Вычислим коэффициент Джоуля-Томсона D_i (дроссель-эффект) для природного газа заданного состава:

$$D_i = \frac{T_{nk} \cdot \left[\frac{P_{nk}}{T_{nk}} \cdot D_i \cdot C_{pсм} \right]}{C_{pсм}^0 + \Delta C_{pсм}}; \quad (6)$$

где $C_{pсм}^0$ – молекулярная теплоемкость смеси;

$\Delta C_{pсм}$ – изотермическая поправка молярной теплоемкости смеси;

T_{nk}, P_{nk} – псевдокритические параметры.

$$D_i = \frac{\frac{202}{2,78} \cdot [0,6]}{2,16 + 11,23} = 3,3.$$

Так как коэффициент Джоуля-Томсона составляет 3,3, то при снижении давления на 0,1 МПа, температура газа понизится на 3,3 °С. То есть для того

чтобы получить требуемую температуру в низкотемпературном сепараторе – минус 28 °С, необходим перепад давления в 4,5 МПа.

5.2 Расчет низкотемпературного сепаратора очистки газа

5.2.1 Расчет сепарационной тарелки

Цель этого расчета определить количество сепарационные элементы
рассчитать гидравлическое сопротивление сепаратора. Расчетная схема аппарата приведена на рисунке 14.

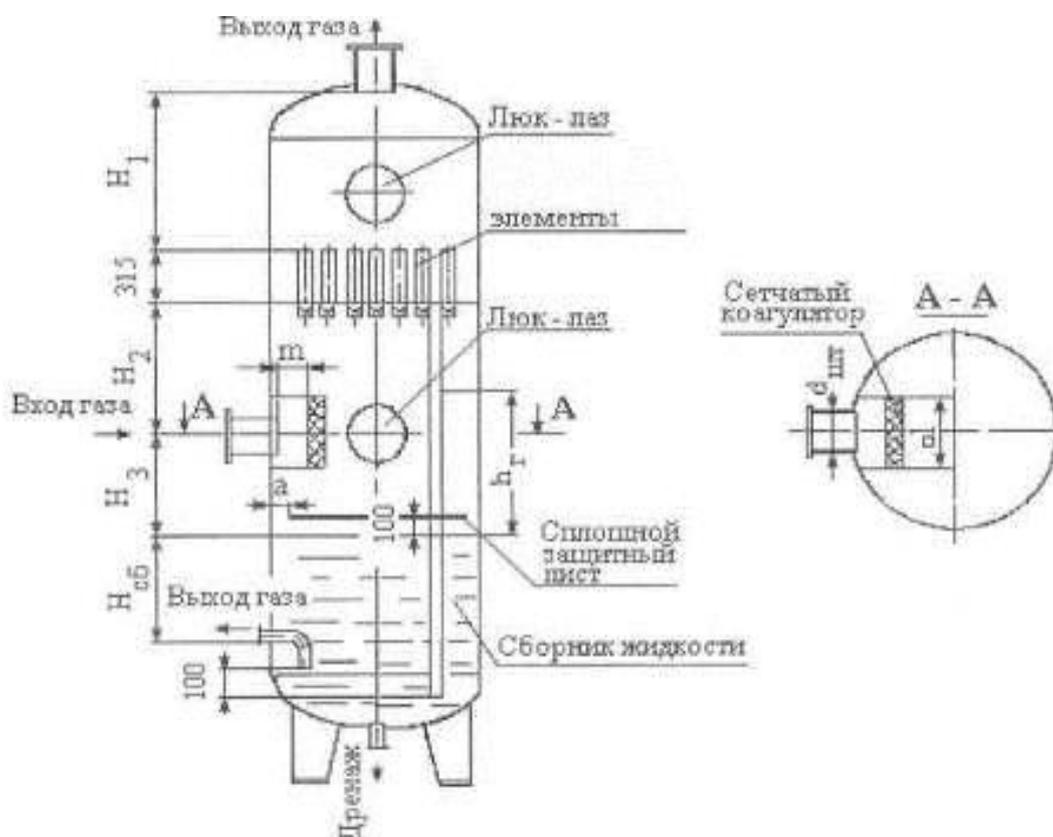


Рисунок 14 – Расчетная схема сепаратора ГП-569.05.01

Таблица 10 – Исходные данные для расчета сепаратора ГП-569.05.01

Параметр	Значение
Производительность по газу $Q_{\text{ном}}$, млн. м ³ /сут.	8,897
Давление рабочее P_p , Мпа	13,071
Температура рабочая, К	308,15
Плотность газа при $P = 1,013$ МПа и $t = 0^\circ\text{C}$ – ρ_o , кг/м ³	0,987
Плотность жидкости $\rho_{\text{ж}}$, кг/м ³	727,6
Поверхностное натяжение жидкости при рабочих условиях, $\sigma_{\text{ж}}$ н/м	$13 \cdot 10^3$
Коэффициент сжимаемости при рабочих условиях, Z_p	0,75
Коэффициент сжимаемости при нормальных условиях, Z_n	0,99
Начальное содержание жидкости в газе $e_{\text{ж}}$, Г/м ³	214,8
Диаметр штуцеров входа и выхода газа d_r , м ³	0,25

Плотность газа ρ_p (кг/м³) при заданных температурах и давлении (рабочих условиях) определяется по уравнению:

$$\rho_p = \frac{\rho_o \cdot Z_n \cdot P_p \cdot P}{P \cdot Z_p \cdot T_p} \quad (7)$$

$$\rho_p = \frac{0,987 \cdot 0,99 \cdot 13,071 \cdot 1,013}{1,013 \cdot 0,75 \cdot 308,15} = 150,087 \text{ кг/м}^3;$$

Критическая скорость газа в сепарационном элементе $W_{\text{кр}}$, м/с:

$$W_{\text{кр}} = T_s \cdot \sqrt[4]{\frac{\sigma_{\text{ж}}}{\rho_p}}; \quad (8)$$

где $T_s-12,0$ – коэффициент структурных изменений газожидкостного потока;
 B_k – поверхностное натяжение жидкости при рабочих условиях;
 g – ускорение свободного падения.

$$W_{кр} = 12 \cdot \sqrt[4]{\frac{9,81 \cdot 13 \cdot 10^3}{150,087}} = 2,05 \text{ м/с}$$

Необходимая площадь сепарационных элементов F_c , м²:

$$F_c = Q_c / W_{кр}; \quad (9)$$

где Q_c , м³/с – номинальная секундная производительность по газу в рабочих условиях.

$$Q_c = \frac{Q_{ном} \cdot P \cdot Z_p \cdot T_p}{86400 \cdot P_p \cdot P \cdot Z_n}; \quad (10)$$

$$Q_c = \frac{8,897 \cdot 1,013 \cdot 0,75 \cdot 308,15}{86400 \cdot 13,071 \cdot 1,013 \cdot 0,99} = 0,677 \frac{\text{м}^3}{\text{с}};$$

$$F_c = 0,677 / 2,05 = 0,334 \text{ м}^2.$$

Площадь сечения элемента f_c , м²:

$$F_c = 0,785 \cdot d_c^2; \quad (11)$$

где $d_c = 0,1$ м – внутренний диаметр сепарационного элемента,

$$f_c = 0,785 \cdot 0,1^2 = 0,00785 \text{ м}^2.$$

Таким образом необходимая площадь сепарационных элементов составляет 0,00785 м².

Количество сепарационных элементов n_c , шт.:

$$n_c = F_c / f_c; \quad (12)$$

$$n_c = 0,334 / 0,00785 = 42,25 \text{ шт.}$$

Конструкция принимается $n_c = 43$ шт.

Количество элементов уточняется по результатам испытаний, и по согласованию может быть изменено. Таким образом, количество сепарационных элементов составляет 43 шт.

5.3 Расчет сборника жидкости

Производительность по жидкости $Q_{ж}$, м³/с;

$$Q_{ж} = \frac{e_{ж} \cdot Q_{НОМ}}{86400 \cdot 10^3 \cdot \rho_{ж}}; \quad (13)$$

где $e_{ж}$ – начальное содержание жидкости в газе, г/м³;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³;

$$Q_{ж} = \frac{214,8 \cdot 8,897 \cdot 10^3}{86400 \cdot 10^3 \cdot 727,6} = 0,03 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объем сборника жидкости $V_{ж}$, м³:

$$V_{ж} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H_{сб}; \quad (14)$$

где $D = 1,8$ м – диаметр сепаратора;

$H_{сб} = 1,2$ м – высота сборника жидкости.

$$V_{ж} = 0,785 \cdot 1,8^2 \cdot 1,2 = 3,052 \text{ м}^3.$$

Время пребывания жидкости в аппарате τ , мин:

$$\tau = \frac{V_{ж}}{Q_{ж} \cdot 60}; \quad (15)$$

Допустимое время пребывания жидкости в сепараторе $[\tau] = 3$ мин.

$$\tau = \frac{3,052}{0,03 \cdot 60} = 1,7 \text{ мин.}$$

Таким образом производительность по жидкости составляет 0,03 м³/с;

объем сборника жидкости 3,052 м³;

5.3.1 Расчет сливных труб

Количество жидкости, стекающей в сборник жидкости по сливным трубам $Q_{сл}$, м³/с:

$$Q_{сл} = 0,2 \cdot Q_{ж}; \quad (16)$$

$Q_{ж}$ – производительность по жидкости;

$$Q_{сл} = 0,2 \cdot 0,03 = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Необходимая площадь слива $F_{сл}$, м²:

$$F_{сл} = \frac{Q_{сл}}{W_{сл}}; \quad (17)$$

где $W_{сл} = 0,25$ м/с – скорость слива самотеком;

$$F_{сл} = 0,006/0,25 = 0,024 \text{ м}^2.$$

Диаметр трубы $d_{сл}$, м:

$$d_{сл} = 1,13 \cdot \sqrt{F_{сл}}; \quad (18)$$

$$d_{сл} = 1,13 \cdot \sqrt{0,024} = 0,17 \text{ м}.$$

Таким образом, принято 2 трубы \varnothing 89 мм.

5.3.2 Расчет гидравлического сопротивления аппарата

Гидравлическое сопротивление узла ввода газа $\Delta P_{вх}$, МПа:

$$\Delta P_{вх} = \zeta_{вх} \cdot \frac{W_{г}^2 \cdot \rho_{г}}{2 \cdot g \cdot 10^5}; \quad (19)$$

где $\zeta_{вх} = 1,2$ – коэффициент гидравлического сопротивления узла ввода газа;

$W_{г}$ – скорость газа в штуцерах ввода и выхода газа, м/с:

$$W_{г} = \frac{q_{г}}{0,785 \cdot d_{г}^2}; \quad (20)$$

где $d_{г}$ – диаметр штуцеров ввода и выхода газа.

$$W_{г} = \frac{0,677}{0,785 \cdot 0,25^2} = 13,8 \text{ м/с}.$$

$$\Delta P_{\text{вх}} = 1,2 \cdot \frac{13,8^2 \cdot 150,087}{2 \cdot 9,8 \cdot 10^5} = 0,0175 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление сепарационных элементов ΔP_c , МПа:

$$\Delta P_c = \zeta_c \cdot \frac{W_c^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g \cdot 10^5}, \quad (21)$$

где $\zeta_c = 9,0$ – коэффициент гидравлического сопротивления сепарационной тарелки.

Действительная скорость газа в сепарационных элементах W_c , м/с:

$$W_c = \frac{q_c}{F_d}; \quad (22)$$

где F_d – действительная площадь сепарационных элементов, м²:

$$F_d = f_c \cdot n_c; \quad (23)$$

$$F_d = 0,00785 \cdot 43 = 0,338 \text{ м}^2.$$

$$W_c = \frac{0,677}{0,338} = 2,003 \text{ м/с.}$$

$$\Delta P_c = 9,0 \cdot \frac{2,003^2 \cdot 150,087}{2 \cdot 9,8 \cdot 10^5} = 0,0028 \text{ МПа.}$$

Гидравлическое сопротивление узла выхода газа:

$$\Delta P_{\text{вых}} = \zeta_{\text{вых}} \cdot \frac{W_c^2 \cdot \rho_p}{2 \cdot g \cdot 10^5}; \quad (24)$$

где $\zeta_{\text{вых}} = 0,5$ – коэффициент гидравлического сопротивления штуцера выхода газа.

$$\Delta P_{\text{вых}} = 0,5 \cdot \frac{13,8^2 \cdot 150,087}{2 \cdot 9,8 \cdot 10^5} = 0,0073 \text{ МПа.}$$

Полное гидравлическое сопротивление аппарата ΔP , МПа:

$$\Delta P = \alpha \cdot (\Delta P_{\text{вх}} + \Delta P_c + \Delta P_{\text{вых}}); \quad (25)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент неучтенных потерь.

$$\Delta P = 1,1 \cdot (0,0175 + 0,0028 + 0,0073) = 0,0303 \text{ МПа.}$$

Выполнен технологический расчет сепаратора ГП-569.05.01

Результаты расчета приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета сепаратора ГП-569.05.01

Параметр	Значение
Количество сепарационных элементов n_c , шт.	43
Площадь сепарационных элементов F_c ,	0,334
Критическая скорость газа $W_{кр}$, м/с	2,05
Объем сборника жидкости $V_{ж}$, м ³	3,052
Гидравлического сопротивления аппарата ΔP , МПа	0,03

Расчетное значение гидравлических сопротивлений аппарата, допускаемого технической характеристикой.

Отмечаю, что около 60 % всех гидравлических потерь происходит в узле входа газа, в то время как в самих центробежных элементах потери давления составляют всего около 9 % от общих потерь в аппарате.

6. Экономическая часть

6.1 Расчет экономического эффекта от модернизации низкотемпературных сепараторов

Введение

В работе предлагается модернизация низкотемпературного сепаратора технологической линии N 4,6,3. Модернизация выполнена по технической документации ЦКБН, чертеж ГП 643.00.000 и заключалась в следующем:

– в сепараторе вместо стандартного сепарационного устройства сетки установлена тарелка с центробежными сепарационными элементами ГПР 362.00.000 в количестве 43 шт.;

– вместо существующего узла входа газа в виде коагулятора из сетки смонтирован новый узел для предварительного отделения жидкости, коагуляции мелкодисперсного аэрозоля и тангенциального ввода жидкостного потока в аппарат;

– над уровнем жидкости, для исключения вторичного уноса, установлен защитный лист (вместо просечно-вытяжного по проекту).

Тарелка с сепарационными элементами и защитный лист над уровнем жидкости снабжены лазами для обслуживания. Верхняя тарелка снабжена трубами Ду 50 для слива жидкости в сборник жидкости.

Нормативный показатель затрат на смазочные материалы

Коэффициент C_{δ} определяется по формуле

$$C_{\delta} = (0,044 \cdot C_{mm} + 0,004 \cdot C_{nc} + 0,015 \cdot C_{tm}) \cdot H_{\delta} \cdot K_n, \quad (26)$$

где: 0,044, 0,004, 0,015 – коэффициенты, учитывающие расход смазочных материалов;

C_{mm} , C_{nc} , C_{tm} – рыночные цены на масла, пластические смазки и трансмиссионные масла с учетом всех транспортных расходов (80 руб. -70 руб. – 90 руб.);

H_0 – норма расхода топлива в среднем за год (50 л. в год);

K_n – коэффициент, учитывающий затраты на бензин при работе пускового двигателя. При отсутствии K_n не учитывается.

$$C_{\text{вх.охлажд.ОК ГТУ}} = (0,044 \cdot C_{\text{ммз}} + 0,004 \cdot C_{\text{псз}} + 0,015 \cdot C_{\text{тмз}}) \cdot H_{\text{дз}} \cdot$$

$$K_{\text{пз}} = (0,044 \cdot 70 + 0,004 \cdot 80 + 0,015 \cdot 90) \cdot 60 \cdot 1 = 309 \text{руб. /маш. год. или}$$

$$0,035 \text{руб. /маш. час.}$$

$$C_{\text{автом.прицеп}} = 0; C_{\text{блок-бокс}} = 0; C_{\text{шкаф управл.}} = 0; C_{\text{оборуд.тех.проц.}}$$

$$= 0; C_{\text{хладагент}} = 0; C_{\text{РВД}} = 0; C_{\text{шкаф НКУ}} = 0; C_{\text{част.преобр.}}$$

$$= 0; C_{\text{кабель}} = 0.$$

Затраты на монтаж установки представлены в таблице 13.

Таблица 13– Экономические затраты на монтаж установки

№	Вид монтажных работ	дней	Стоимость работ, руб.
1	Затраты на модернизацию дней	15	715840

Расчет заработной платы и страховых взносов

Таблица – 14 Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,7
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12
компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, с учетом показателей в таблице 14, а также количеством техники для одной сепаратора рассчитывается количество работников, необходимых для эксплуатации сепараторов.

Таблица 15 – Расчет заработной платы работников

	Оператор дневной	Оператор ночной	Слесарь КИПиА дневной	Слесарь КИПиА ночной
Часовая тарифная ставка	25	25	19	19
Районный	17,5	17,5	13,3	13,3

коэффициент, руб.				
Северная надбавка, руб.	12,5	12,5	9,5	9,5
Доплата за вредность, руб.	3	3	2,28	2,28
Время нахождения в пути, руб.	6,25	6,25	4,75	4,75
Вахтовый метод работы, руб.	2,5	2,5	1,9	1,9
Итого,руб./час	66,75	66,75	50,73	50,73
Время работы, часов	4344	4344	4344	4344
Итого, руб. за работу 1-го работника, руб	289962	289962	220371,12	220371,12
Общая сумма ЗП, руб.	1020666			

Согласно данным расчета из таблицы 15 для годового обслуживания горизонтальной насосной установки на оплату труда обслуживающим ее работникам необходимо 1 020 666 руб.

Затраты на страховые взносы в фонд социального и пенсионного страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлены в таблице 16. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [У] класс I с тарифом 0,2 для предоставления услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД - 11.20.4).

Таблица 16 – Расчет страховых взносов

	Оператор дневной	Оператор ночной	Слесарь КИПиА дневной	Слесарь КИПиА ночной
ЗП, руб.	289962,0	289962,0	220371,1	220371,1
ФСС (2,9%)	8408,9	8408,9	6390,8	6390,8
ФОМС (5,1%)	14788,1	14788,1	11238,9	11238,9
ПФР (22%)	63791,6	63791,6	48481,6	48481,6
Страхование от несчастных случаев (тариф	579,9	579,9	440,7	440,7

0,2%)				
Всего, руб.	87568,5	87568,5	66552,1	66552,1
Общая сумма, руб.	308241			

Общая сумма страховых взносов на 4 работников за 1 год составила 308241 руб. Таким образом, общая сумма по заработной плате составила 1 328 907 руб.

Расчет экономического эффекта

В качестве эталона для сравнения принимаются технико-экономические показатели работы низкотемпературных сепараторов до модернизации.

Экономический эффект от проведения модернизации достигается за счет сокращения потерь нестабильного конденсата (СЗ+В) с газами сепарации.

Таблица 17 – Исходные данные для расчета

Наименование	Ед. изм.	До внедрен.	После внедр.
Объем внедрения	техт.нит.	3	3
Расход газа сепарации:			
УКПГ–5В т.н.№6	тыс.	172	172
т.н. N4	м ³ /час	168	168
т.н. N3		175	175
Потери нестабильного конденсата СЗ+В			
УКПГ–5В т.н.№6		2.2	1.2
т.н. N4	г/м ³ газа	2.0	0.2
т.н. N3		2.0	0.9
Цена нестабильного конденсата	руб./тн		8900
Себестоимость добычи конденсата	руб./тн		6123
Условно–постоянная часть себестоимости добычи конденсата	тыс. руб.		7245652
Объем добычи газового конденсата	тонн		3623344
Фактические сроки наработки:	месяц		
по техн. линии N3	месяц	12	12
по техн. линии N4	месяц	10	10
по техн. линии N6	месяц	12	12

Объем до уловленного нестабильного конденсата C_{3+B} (V), т.м³

$$V = Q_{\Gamma} * (V_1 - V_2) * T,$$

где Q_{Γ} – объем добытого на т.н. газа в году

V_1 – потери C_{3+B} до модернизации, г/м³

V_2 – потери C_{3+B} после модернизации, г/м³

T – время наработки технологической нитки за год, мес.

УКПГ-5В т.н. N6

$$V = 172 * 24 * 30 * (2.2 - 1.2) * 12 = 1\,486\,080 = 1\,486.08 \text{ тн}$$

УКПГ-5В т.н. N4

$$V = 168 * 24 * 30 * (2.2 - 0.2) * 10 = 2\,419\,200 = 2\,419.2 \text{ тн}$$

УКПГ-5В т.н. N3

$$V = 175 * 24 * 30 * (2.2 - 0.9) * 12 = 1\,965\,600 = 1\,965.6 \text{ тн}$$

Суммарное дополнительное извлечение нестабильного конденсата по трем технологическим линиям составило:

$$V_{\text{сумм}} = 1\,486.08 + 2\,419.2 + 1\,965.6 = 5\,870.88 \text{ тн}$$

Расчет экономической эффективности установки сепаратора

Расчет производится согласно «Методическим рекомендациям по определению экономической эффективности капитальных вложений».

Затраты на модернизацию низкотемпературных сепараторов на УКПГ–5В (т.н. N3,4,6) согласно плану реконструкции, тех перевооружения и поддержания действующих мощностей объектов, скорректированные на индекс инфляции составили:

$$З_{\Gamma} = 715840 * 4,693 = 335\,943,71 \text{ тыс.руб.}$$

$$E_{\Gamma\Pi} = 72456524 \cdot \frac{5\,870.88}{3623344} - (335\,943,71 \cdot 0.15) = 67009 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 18-Экономические показатели

Показатели	Ед. изм.	Σ
1. Выручка	тыс. руб.	68775,78

2. Текущие затраты	тыс. руб	13,44
3. Валовая прибыль	тыс. руб	68762,34
4. Налог на имущество	тыс. руб	0,26
5. Налог на прибыль (20 %)	тыс. руб	13752,47
6. Итого налоги	тыс. руб	13752,73
7. Чистая прибыль	тыс. руб	55009,87

Таблица 19 – Итоговые результаты

Показатели	Ед. изм.	Σ
Денежный поток	тыс. руб.	231753,49
Накопленный денежный поток	тыс. руб	231753,49
Чистый дисконтированный доход (ЧДД) ($i = 15\%$)	тыс. руб	86980,12
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	тыс. руб	86980,12
Внутренняя норма доходности (ВНД, ВНР)	%	>100 %
Срок окупаемости (простой)	годы	1,3
Срок окупаемости (дисконтированный)	годы	1,5
Индекс доходности капитальных вложений	доли ед.	122,51

Заключение

Инвестиционная привлекательность проекта по модернизации низкотемпературного сепаратора технологической линии N 4,6,3 подтверждается рассчитанными показателями экономической эффективности, в том числе сроком окупаемости 1,3 лет и чистым дисконтированным доходом равным 86,98 млн руб

7. Социальная ответственность

В представленной ВКР рассматривается Анализ эффективности низкотемпературной сепарации газа на Кандымском месторождении. В разделе представлены вредные и опасные факторы, влияющие на работников. Безопасность жизнедеятельности — это система, которая состоит из законодательных актов и ответствующих технических, социально-экономических, гигиенических, и организационных мероприятий, гарантирующих безопасность человека на рабочем месте. Трудовая деятельность человека связана с воздействием на него вредных и опасных факторов. Условия труда — это совокупность вредных и опасных факторов производственной среды, оказывающих негативное влияние на здоровье человека.

Автоматизация производства приводит к тому, что участие человека в протекании и технологических процессов сводится к наблюдению за работой оборудования, контролю технологических параметров и ремонту оборудования. В данном разделе были проанализированы условия рабочих участков, УКПГ, на предмет присутствия опасных и вредных факторов.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности режим рабочего времени

Трудовые отношения между работником и работодателем регулируются Трудовым кодексом Российской Федерации.

График работы персонала должен соответствовать трудовому законодательству, нормативным актам, нормам трудового права, коллективному договору. На некоторых производствах, на пример на УКПГ, установлен режим работы в смену.

Для составления рабочего графика, работодатель должен руководствоваться установленному порядку в соответствии со статьей 372 настоящего Кодекса (в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ) для принятия локальных

нормативных актов.

7.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место работника должно быть организовано в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования». Данный ГОСТ предусматривает следующее:

Рабочее место для работ сидя необходимо организовать при легкой работе, когда нет необходимости в передвижении работающего или при работе средней тяжести, когда этого необходимо для технологического процесса. Категории работ - по ГОСТ 12.1.005-88;

Конструкция рабочего места и расположение его элементов, должны быть в соответствии с антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы;

С учетом характера выполняемой работы должна быть возможность изменения положения кресла в горизонтальной плоскости с возможностью зафиксироваться в нужном положении;

Кресло работника с учетом характера выполняемой работы должно иметь вращение на 180-360° вокруг вертикальной оси опорной конструкции кресла с возможностью зафиксироваться в нужном положении.

7.3 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Проведем анализ вредных и опасных производственных факторов, которые могут возникнуть, при разработке и эксплуатации

автоматизируемой установки предварительной подготовки газа. В таблице 1, представлены возможные опасные и вредные факторы.

Таблица – 20 Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовлении	Эксплуатация	
1. Превышение уровня вибрации	+	+	Вибрация – ГОСТ 31192.2-2005 Шумы – СП 51.13330.2011
2. Превышение уровня а	+	+	Электромагнитное излучение – ИиН
3. Повышенное значение электромагнитного излучения	+	+	2.2.4.3359-16 Электробезопасность – ГОСТ Р 12.1.019-2009
4. Электроопасность	+	+	Пожарная безопасность – СНиП 03-93 Взрывобезопасность – ГОСТ 12.1.010-

7.4 Анализ вредных производственных факторов

7.4.1 Повышенный уровень шума

Шум один из вредных производственных факторов оказывающий негативное

влияние на работника. При длительном воздействии шум может привести к глухоте и другим негативным последствиям.

Работник, находящийся в условиях длительного воздействия шума, может испытывать боли в ушах, частые головные боли, мигрень и головокружение.

Шум способен оказать воздействие на зрительное восприятие человека, снижение зрительной реакции, ухудшение восприятия цвета, ухудшение координации движений, нарушение восприятия визуальной информации это снижает производительность труда работника на 5-12%.

Длительное воздействие шума на организм человека, с уровнем звукового давления более 90дБ, способно снизить производительность труда на 30%-60%. Максимально допустимый уровень шума согласно СанПиН 1.2.3685-21 для работ категории 1а составляет не более 80дБА. Допустимые нормы, предъявляемые к уровню шума описаны в СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

В проектируемой АС наиболее сильными источниками шума являются работа технологического оборудования, клапанов и задвижек, создаваемые ими шумы, не превышают предельно допустимые значения в 80дБА. При работе в блоке подготовки газа спец средство не требуется.

Для снижения негативного влияния шума необходимо использование бесшумной техники, продуманная планировка производственного помещения, препятствующая распространению шума, использование средств, снижающих уровень шума на пути его распространения, использование средств индивидуальной защиты. Одним из простейших способов облегчения работ в условиях повышенного уровня шума, это организация перерывов в работе.

7.4.2 Повышенный уровень вибрации

Вибрация — это механические колебания машин и механизмов, которые характеризуются такими параметрами, как частота, амплитуда, колебательная

скорость, колебательное ускорение. Вибрацию порождают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе машин. ГОСТ 31192.2-2005. «Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека» регламентирует параметры вибрации и правила работы с вибро опасными механизмами и оборудованием.

Влияние на человека имеет негативные последствия, так как способно вызывать изменения физиологического и функционального состояния организма человека.

Симптомы негативного влияния проявляются в ухудшение координации движений, ослабление реакции, повышении утомляемости, нарушение работы вестибулярного аппарата, нарушение работы нервной, сердечно-сосудистой системы.

В проектируемой АС наиболее явными источниками вибрации это работающие электроприводы и другие вращающиеся машины, и механизмы, а также трубопроводы и сепараторы.

Основными методами борьбы с вибрацией являются снижение вибрации в источнике возникновения, совершенствование конструкции, использование виброизоляции, установка глушителей вибрации, экранов, виброизоляторов, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин, вибродемпфирование, заранее продуманное размещение работающего оборудования и цехов.

Создаваемая вибрация от вышеописанного оборудования не превышает предельно допустимые значения. При работе в блоке подготовки газа спец средства для защиты от вибрации не требуется.

7.5 Воздействие вредных веществ на организм человека

В ходе работы УКПГ с целью контроля качества продукции производится отбор проб газожидкостной смеси, природного газа и газового конденсата. данные вещества являются токсичными и могут оказывать негативное влияние на

организм человека.

В соответствии с ГОСТ 12.1.007–76 природные углеводороды, газ и газовый конденсат классифицируются как опасные вещества четвертого класса. С целью недопущения превышения допустимых значений концентрации вредных веществ в воздухе при проектировании производственных зданий, технологических процессов обязательно соблюдение санитарных нормативов.

При отборе проб необходимо соблюдать меры безопасности, приступать к работе в соответствующей спецодежде, находиться с наветренной стороны для того, чтобы пары вредных веществ ветром относило в сторону, запрещается заглядывать в замерный люк или низко наклоняться к горловине во избежание отравления парами и газами, пользоваться фильтрующими противогазами, отбор проб под давлением производить через тройник.

Для данных малоопасных вредных веществ предъявляются требования ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны – более 10 мг/м, Средняя смертельная доза при введении в желудок – более 5000 мг/кг, Средняя смертельная доза при нанесении на кожу – более 2500 мг/кг, Средняя смертельная концентрация в воздухе – более 50000 мг/куб;

При проба отборе используют средства защиты, спецобувь, спецодежда, фильтрующий противогаз, перчатки, защитные очки.

7.6 Загазованность

Нарушение герметичности оборудования, регулярное взятие проб природного газа и газового конденсата все это может привести к возникновению загазованности рабочей среды.

Нижний концентрационный предел распространения (НКПР) — это минимальное содержание горючего газа в воздухе. Для природного газа НКПР составляет 4,4% от объемной концентрации в воздухе, для технологического помещения установлены минимальная – 0% от значения НКПР, максимальная – 50% от значения НКПР. При достижении загазованности более 15% от значения

НКПР должна сработать предупредительная сигнализация.

Отслеживание загазованности в помещениях производится системами контроля загазованности. Предусматривается система вентиляции, которая автоматически включается при достижении предельных значений. Индивидуальные средства защиты респираторы, противогазы.

7.7 Анализ опасных производственных факторов

7.7.1 Электробезопасность

При разработке кабельной проводки в качестве основного кабеля был выбран кабель МКЭШ, (М – Монтажный, К – Кабель, Э – Экран, Ш - шланг из ПВХ). Кабель МКЭШ соответствуют ГОСТу 22483.

При прокладке кабелей необходимо обязательное соблюдение требования главы 2.3. «Кабельные линии напряжением до 220 кВ» ПУЭ и дополнительные правила разделения цепей.

Электрические приборы и электродвигатели являются источниками опасности поражения электрическим током. При соприкосновении с токоведущими частями возможно поражение электрическим током, в связи с этим рабочие места должны быть оборудованы защитным заземлением. Подача электрического тока осуществляется от отдельного независимого источника питания. Необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль. Должны быть предусмотрены защитное отключение, предупредительная сигнализация и блокировка.

Все датчики, исполнительные механизмы должны работать от источников питания с низким напряжением 24 В, так как вероятность поражения электрическим током при токе напряжения мала, то дополнительных средств защиты не требуется.

7.7.2 Пожаробезопасность

Пожарная безопасность — это условия, при котором исключается возможность возникновения пожара. В случае возникновения пожара выполняются мероприятия для защиты людей, материальных ценностей и окружающей среды.

В соответствии с требованиями пожаробезопасности необходимо обеспечение и контроль предотвращения утечки природного газа, контроль противоаварийной защиты, организационные мероприятия по подготовке персонала, к предупреждению, локализации и ликвидации, пожаров и возгораний.

Пожарная профилактика основывается на устранении условий для возгорания. В рамках обеспечения пожарной безопасности решаются четыре задачи предотвращение пожаров и возгорания, локализация возникших пожаров, защита людей и материальных ценностей, тушение пожара.

Мероприятия по пожарной профилактике подразделяются на организационные и технические.

Организационные мероприятия — создание и доведения до работников инструкций, вывешивание плакатов и плана эвакуации, инструктаж по противопожарной безопасности работников предприятия.

К техническим мероприятиям относятся:

Соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования. Предусмотреть меры по обеспечению тушения пожара: обеспечить подъезды к зданию, отключение электричества, наличие пожарных щитов

и ящиков с песком, наличие гидрантов с пожарными рукавами, огнетушители.

К причинам возникновения пожара относятся несоблюдение правил пожарной безопасности, короткое замыкание в электрических цепях, утечка газа,

негерметичное соединение.

В ходе разработки данного проекта значительного негативного влияния на пожарную безопасность оказано не было. В следствии чего дополнительных средств защиты не требуется.

7.7.3 Температура поверхности оборудования

Работа оператора сводиться к контролю технологического процесса, в связи с этим работник большее количество времени проводит за компьютером. В результате этого на него оказывается воздействие электромагнитного излучения. При длительном воздействии это может повлиять на работоспособность внутренних систем организма человека сердечно-сосудистая, нервная и эндокринная система, возможно ухудшение органов зрения, возможно развитие раковых заболеваний.

В соответствии с СанПиНом 2.1.8/2.2.4.2490-09, существуют допустимые уровни магнитного излучения и длительность пребывания в условиях работы с электромагнитными полями. В таблице 26 приведены временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ.

Таблица – 21 Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Время пребывания (час)	Допустимые уровни МП, Н [А/м] / Вл] при воздействии	
	Общем	Локальном
≤1	1600/2000	6400/8000
2	800/1000	3200/4000
4	400/500	1600/2000
8	80/100	800/1000

Для уменьшения негативного воздействия необходимо использовать экранированные кабели. соблюдать допустимое расстояние от монитора, применять защитные экранные фильтры, и другие средства защиты

7.8 Экологическая безопасность

7.8.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

Работа УКПГ негативно влияет на окружающую среду. Величина влияния классифицируется как прямое и постоянно действующее влияние. Негативные выбросы в атмосферу имеют предельно допустимые значения, которые определяются методикой по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу.

В результате испарения газожидкостной смеси выделяются низкомолекулярные углеводороды с попутными примесями, которые плохо поддаются разложению. В связи с этим на УКПГ проводятся мероприятия, способствующие уменьшению испарения газоконденсатов, герметизация емкости сбора газоконденсата и откачивание по графику. Установка фильтров на дыхательные клапаны сепараторов, резервуаров, и отстойников.

Описанный в данной работе этап производства не имеет факторов, влияющий на литосферу, потому как отсутствуют твердые отходы.

Селитебные зоны не подвержены воздействиям так как удаленность производственного объекта от жилых зон, в соответствии с правилами СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-003 не менее 1 км.

7.8.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Горение факела связано с большими выбросами в атмосферу. В соответствии с постановлением правительства РФ №1148 от 8 ноября 2012 г., 95% попутного газа необходимо использовать рационально, сжигать на факелах не более 5%, в случае неисполнения применяются меры в виде обложения, штрафами. Технологический процесс предполагает использование большого количества воды. Утилизация отработанной воды в открытые водоемы без её предварительной и тщательной отчистки неизбежно приведет к загрязнению окружающей среды. Для предотвращения негативных влияний на окружающую

среду промышленные стоки отработанной воды поступают в дренажные емкости, откуда далее утилизируются без вреда для окружающей среды.

7.9 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.9.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Перечень возможных ЧС на объекте исследования может быть достаточно широк. Ограничиваясь местоположением объекта и условиями его эксплуатации, горючие природные газы относятся к группе веществ, образующих с воздухом взрывоопасные смеси. Концентрационные пределы распространения пламени для метана в смеси с воздухом составляют: нижний концентрационный предел распространения пламени – 4,4 %, верхний концентрационный предел распространения пламени – 17 % по [45]. По вероятности образования взрывоопасной концентрации паров нефти в смеси с воздухом сооружения станции относятся:

- здание узла учета газа к классу В–1 А;
- электротехническое оборудование станции (электроприводы, пусковая аппаратура, светильники и т.д.) имеют взрывозащищенное исполнение. В лаборатории газ находится в небольших количествах, однако вероятность воспламенения и даже взрыва сохраняется.

Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. Пожары, взрывы, угроза взрывов относят к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

Основную долю аварий на УКПГ составляют взрывы и пожары. Взрывы и пожары на установках и сооружениях УКПГ могут произойти результате техногенных аварий, связанных с разгерметизацией оборудования или трубопроводов и выходом в окружающее пространство природного газа, паров

метанола или конденсата газа, образующих с воздухом взрывоопасные смеси.

При любых видах аварий в цехе подготовки газа и конденсата может произойти взрыв при наличии источника инициирования воспламенения и взрывоопасной смеси в пределах взрывоопасной концентрации.

7.9.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Аварии возникают в результате стихийного бедствия, нарушения технологического регламента, правил эксплуатации и мер безопасности. На установке процесс ведется в аппаратах, работающих под давлением, и в случае наличия коррозии оборудования, может привести к разгерметизации.

Разгерметизация может произойти из-за неправильного ведения процесса, человеческого фактора, скопления газов и т.д. Поражающими факторами такого производства могут быть как физические (ударная волна, тепловое излучение и др.), так и химические факторы (токсическое воздействие вредных веществ). Последствия таких аварий, оцениваются различными методами, заключающимися в определении размеров зоны поражения, степени поражения людей или нанесенного ущерба.

При взрыве или разгерметизации оборудования происходит утечка жидких промежуточных или конечных продуктов установки с возможностью их попадания в атмосферу или гидросферу. Это приводит к распространению токсичных веществ в близлежащие населенные пункты и становится причиной распространения заболеваний.

Оперативная часть плана ликвидации возможных аварий предусматривает способы оповещения об аварии, выхода людей из опасных зон, включение систем пожаротушения. В соответствии с требованиями пожарной безопасности и охраны труда, проводится инструктаж и проверка знаний техники безопасности на рабочем месте. На производственной установке имеются первичные и стационарные средства пожаротушения, пожарная сигнализация. Согласно

технологическому регламенту предусматриваются первичные средства пожаротушения (огнетушители – пенные ОХП10, корюшковые ОПУ-10, ОПС-10г, углекислотные ОУ-5, ОУ-8; кошмы, ящики с песком, лопаты и т.д.), стационарная система пенотушения открытой насосной, водяная оросительная система колонных аппаратов, лафетные стволы на лафетных вышках, пожарные краны в помещении компрессорной.

Вывод по разделу

В данном разделе выпускной квалификационной работы были определены вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации цеха низкотемпературной сепарации УКПГ. Так же мы определились с мерами, которые необходимо реализовать при внедрении нашего проекта на производстве для предотвращения или уменьшения влияния этих выявленных нами вредных и опасных факторов.

Так же было определено, что в процессе эксплуатации НТС, появляются источники негативного воздействия на окружающую среду. На предприятии проводятся мероприятия по уменьшению влияния данных источников загрязнения, установленные системы противоаварийной защиты позволяют быстро реагировать на любые утечки, аварии и другие опасные ситуации.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена «Анализ эффективности низкотемпературная сепарация газа». Цель моей работы заключалась в подробном изучении метода низкотемпературной сепарации газа, испытать новые технологии для увеличения производительности. Технологии, приобретенные в процессе эксплуатации метода, а также более новые технологии. Были рассмотрены факты влияющие на процесс сепарации газа и на увеличение производительности оборудование. Все достоинства и недостатки данного метода. Так же изучена история проведения метода до сегодняшнего дня.

Было рассчитано количество сепарационных элементов в сепараторе очистки газа и их гидравлическое сопротивление, финансовые модели, проводили испытание для увеличения производительности и окупаемость сроки. По результатам испытания НТС нужно отметить метод эффективный и можно применить в дальнейшем. Эффективность данного метода обусловлена тем, что одним из самых важных условий его проведения является, сокращение капитальные затраты и увеличение производительности и экономичное подготовка газа для потребителей и срок окупаемости метода.

Универсальность и высокая эффективность низкотемпературной сепарации газа и его модернизируемого сепаратора в сочетании с практически бесплатным холодом, получаемым на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления, делает этот процесс незаменимым почти на всех газодобывающих промыслах, где требуется осушить и обезжирить газ.

Результаты исследований показывают, что модернизация данного метода является актуальной задачей, которая позволит улучшить его эффективность и повысить качество работы на месторождениях. За счет

модернизации сепаратора увеличилась эффективность оборудования на 15% и за счет дополнительной объема переработки на 1,4% и снижение кап затраты на 5%, исходя из этих фактов можно считать модернизация низкотемпературная сепарация позволяет достигнуть более высокого эффекты работы и предлагается на применение на работу.

Список использованных источников

1. А.П. Меркулов «Вихревой эффект и его применение в технике». Машиностроение, Москва 1969г – 183с.
2. А.Д. Суслов, С.В. Иванов, А.В. Мурашкин, Ю.В. Чижиков «Вихревые аппараты». Машиностроение, 1985г – 252с.
3. ООО "Лукой Узбекистан Оперейтинг Компани". Технологическая схема опытно-промышленной разработки Кандымского лицензионного участка.
4. Проект. Ташкент, 2008. Газовая промышленность. 05.2008 Неадиабатные вихревые трубы в системах низкотемпературного разделения газовых смесей. Бетлинский В.Ю., Жидков М.А., Гусев А.П., Рябов А.П., Овчинников В.П. с 83-86.
5. Афанасьев А.И., Афанасьев Ю.М., Бекиров Т.М. Технология переработки природного газа и конденсата. Справочник: в 2 ч. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. – Ч. 1. – 517 с.
6. ООО "Геосервис". Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти месторождений Кандымского лицензионного участка. Проект. Ташкент, 2007
7. ООО "Типром-ЭКОМ". Обустройство Западно-Кандымского и Кандымского нефтяных месторождений. Проект. Ташкент, 2009.
8. В.А. Истомин «Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов». Часть 2. Москва, 1999г – 54с.
9. Наука и техника в газовой промышленности. 02.2009. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологий для северных нефтегазоконденсатных месторождений. О.П. Андреев, Р.М. Минигулов. с 4-10.

10. Технологический регламент установки низкотемпературной сепарации Северо-Васюганского газоконденсатного месторождения.
11. Арутюнов А.И. Низкотемпературная сепарация природного газа. М.: Гостоптехиздат, 1961. - 49с.
12. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М: Недра,1987. - 347с.
13. P. Pal-Val, V. D. Natsik, L. N. Pal-Val, and Yu. A. Semerenko, *Fiz. Nizk. Temp.* 25, 748,1999.*Low Temp. Phys.* 25, 558 ~1999
- 14 P. P. Pal-Val, V. D. Natsik, L. N. Pal-Val, and Yu. A. Semerenko, *Fiz. Nizk. Temp.* 27, 547 ~2001! @*Low Temp. Phys.* 27, 404 ~2001.
15. B. Fellmuth, D. Elefant, and J.-I. Mo'nch, *Phys. Status Solidi A* 100, 597 ~1987. 15B. Fellmuth, H. Maas, and D. Elefant, *Metrologia*
16. P. P. Pal'-Val' and H.-J. Kaufmann, *Fiz. Nizk. Temp.* 9, 325 ~1983!
Sov.J. Low Temp. Phys. 9, 163 ~1983.
17. V. D. Natsik, P. P. Pal-Val, and S. N. Smirnov, *Akusti cheski zhurnal* 44,
- 18.De Klerk, A. (2011). *Fischer-Tropsch Refining*. JohnWiley & Sons, first edition.
19. Dong, Y. and Qin, S.J. (2018). A novel dynamicPCA algorithm for dynamic data modeling and processmonitoring. *Journal of Process Control*, 67.
- 20.Fezai, R., Mansouri, M., Taouali, O., Harkat, M.F., andBouguila, N. (2018). Online reduced kernel principalcomponent analysis for process monitoring. *Journal ofProcess Control*, 61, 1–11.
21. Ghosh, K., Ramteke, M., and Srinivasan, R. (2014).

22. Optimal variable selection for effective statistical process monitoring. *Computers & Chemical Engineering*, 60, 260–276.
23. Greyling, S., Marais, H., van Schoor, G., and Uren, K.R. (2019). Application of exergy-based fault detection in a gas-to-liquids process plant. *Entropy*, 21(6), 565.
24. Jouili, S., Mili, I., and Tabbone, S. (2009). Attributed graph matching using local descriptions. In *International Conference on Advanced Concepts for Intelligent Vision Systems*, 89–99. Springer.
25. Kletz, T. (1998). *What Went Wrong? Case Histories of Process Plant Disasters*. Elsevier Science, 4th edition.
26. Knutsen, K.T. (2013). *Modelling and optimization of a Gas-to-Liquid plant*. Master's thesis, Institutt for kjemisk prosessteknologi.
27. Magnanelli, E., Berglihn, O.T., and Kjelstrup, S. (2018)

Приложение

Low temperature gas separation

Студент:

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
2БМ16	Олимжонов Д.А	Студент		

Консультант школы:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков А.В	Кандидат физико-математических наук		

Консультант – лингвист:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Швагрукова.Е.В	Кандидат филологических наук		

1.Low temperature gas separation

The method of extracting liquid hydrocarbons from gases of gas condensate fields, which is based on the movements of one-time condensation at temperatures from -10 to -25 ° C and the gas-hydro-mechanical distribution of equilibrium liquid and gas phases, is called low-temperature separation. Taking into account the reduction in the production of world oil reserves, the technology of synthesis of motor fuels from alternative raw materials is becoming more and more relevant. The most famous is this gas-to-liquid (GTL) conversion process, which converts shorter-chain hydrocarbons into longer-chain hydrocarbons. A variety of raw materials can be used for GTL technology. Although natural gas prevails, associated gas and biogas are also used for these technologies.

Scientists and oil workers believe that the potential for converting gas into liquid synthetic motor fuels is associated with shale and coal gases (for example, coal mine methane), methane hydrate and biogas from biomass and household exhaust gases. The two most important plants currently in operation were built in Qatar. Shell operates the plant in Malaysia. Sasol operates one in Uzbekistan and Chevron operates one in Nigeria. There are also factories in the USA and Japan. The technology for producing synthetic liquid fuels (LPG) has a number of disadvantages, including significant complexity and high cost. Another problem that has to be faced in the production of SGT using GTL technology is a large water consumption, and in some cases a plant or a line for the production of oxygen. Despite these disadvantages, GTL fuel is more environmentally friendly. The mixture of C₅–C₁₉ hydrocarbons ("synthetic oil") has a high degree of purity. It can be used as chemical and petrochemical raw materials because it does not contain sulfur and nitrogen compounds, which are usually found in crude oil. All fractions of "synthetic oil" are valuable products. For example, diesel fuel obtained by reforming a hydrocarbon mixture has a high cetane number and does not contain sulfur and aromatic compounds, which is its advantage, since the European

Union produces more stringent requirements for the content of total sulfur in diesel fuel. The kerosene fraction is used to produce jet fuel and surfactants. Heavy fractions are used as the main raw material for the production of oils and lubricants. Several factors contributing to the growth of the GTL industry converge:

- The desire to monetize existing gas reserves that are stranded;
- Energy companies seeking access to new gas resources;
- Market demand for cleaner fuels and new cheaper chemical products.

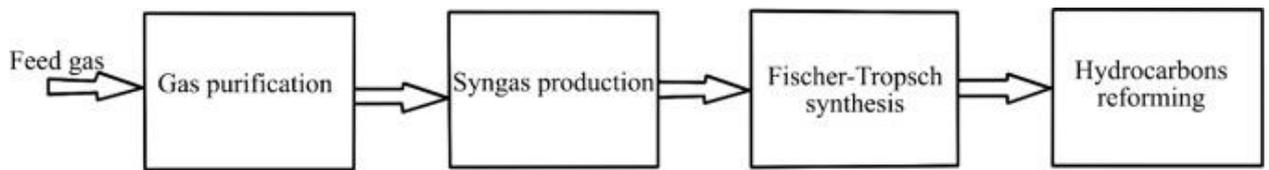
Gas-to-liquid conversion is a process used in the production of clean fuels from natural gases such as transportation fuels, motor oils and petroleum ingredients used in plastics, detergents and cosmetics. Gas to Liquid Conversion Technology (GTL) refers to the chemical process by which natural gas is converted into gasoline or diesel fuel. The main products of the gas-liquid (GTL) market are natural gasoline, isobutene, propane and ethane. Natural gasoline refers to a mixture of liquid hydrocarbons extracted from natural gases, such as pentanes and heavier hydrocarbons. It is used to convert natural gas into liquid fuel for heating, cooking, engines and industrial purposes. Various processing technologies include methanol to gasoline (MTG), Fischer-tropsch (FT), synthesis gas to gasoline plus process and others used in installations of various sizes, such as small and large-scale installations. Various applications include fuel oil, lubricating oil, process oil and other applications. Technological progress is a key trend gaining popularity in the gas-liquid gas (GTL) market. Large companies operating in the market are focused on developing cutting-edge innovations, such as Shell AdvanceFuel Save 10W30, which is powered by Shell's patented PurePlus technology to maintain its position in the market. For example, in April 2022, the British multinational company Shell plc, working in the field of energy products, introduced Shell AdvanceFuel Save 10W30 motorcycle oil, which provides easy gear shifting and smooth clutch control. With the latest patented Shell PurePlus

technology, it helps to reduce vibration and engine noise, ensuring smooth riding on motorcycles. In addition, it provides customers with an additional mileage of 5 km per liter of fuel to minimize their operating costs, and offers cleaning of skids and deposits in pistons and engines for excellent wear protection while maintaining horsepower as the products are colorless and odorless hydrocarbons with very low impurity content. Most of the world's natural gas is classified as “stuck,” which means it is located in a remote area, far from existing pipeline infrastructure. The volumes are often too small to make the construction of a large-scale gas treatment plant cost-effective. As a result, the gas is usually re-injected into the tank, remains in the ground or is burned by flares, which is harmful to the environment. However, the availability of this low-cost, insoluble gas has prompted companies to develop innovative technologies that can use this gas economically and efficiently, turning it into transport fuels such as diesel and jet fuel. Refineries can also use GTL to process some of their gaseous. The degree may be reduced due to the result of isentropic or isentropic expansion of the gas. Isentropic gas increase is performed with the use of throttle devices, but isentropic - with the use of turbo expanders.

2.The main technological stages of GTL

There are four stages of gas-to-liquid conversion

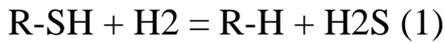
- gas cleaning (natural, associated or biogas);
- synthesis gas development:
- synthesis of liquid products (hydrocarbons, the so-called "synthetic oil" by the Fischer-Tropsch method and methanol ordimethyl ether);
- reforming of liquid hydrocarbons (hydrocracking, isomerization, alkylation, catalytic reforming) to obtainthe required composition of motor fuels.



4. Influence on the GTL process of the main factors

Some factors significantly affect the operation of low-temperature separation units. The main and most important factor will be the structure of the raw gas itself, as well as its pressure temperature. The degree of gas equipment and the number of stages of its separation will significantly affect.

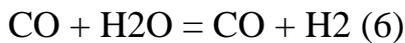
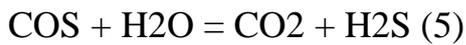
The source gas must meet the requirements, the most harmful impurities to be removed are hydrogen sulfide (H₂S), mercaptans (RHS) and carbinol sulfide (COS), since these compounds are corrosive and toxic catalysts. Other impurities, such as solids and moisture, must also be removed. In small amounts of nitrogen and carbon dioxide. Although nitrogen is inert with respect to natural gas, traces of NH₃ and HCN can occur in the synthesis gas reactor. The impact of CO₂ is significant and should be taken into account. Oxygen-containing compounds, such as methanol, which is added to the gas to avoid the formation of hydrate plugs, are also present in the natural gas, so the main task of purification is the complete desulfurization of the source gas before the synthesis gas production stage (Kumar and Aarthi, 2020). The well-known process for desulfurization is a two-stage technology based on the hydrogenation of sulfur-containing organic compounds of PBC and the adsorption or absorption of H₂S. First, the source gas is mixed with a large amount of hydrogen preheated to 300-450 °C or hydrogen-rich gas. The mixture enters the reactor with hydrogenolysis-containing catalysts based on cobalt and molybdenum (CoMo) or nickel and molybdenum (NiMo). After the hydrogenation reactor, the mixture passes through two sulfur absorbers. Both absorbers contain zinc oxide (ZnO), where the chemisorption of the formed H₂S takes place (Fig. 2) (Coppola, Papurello, 2018). The transformation of organic sulfur - containing compounds occurs according to the following reaction:



All reactions are possible only if there is a sufficient amount of hydrogen. If there is too little hydrogen, the thermal decomposition of the reaction of sulfur-containing compounds with the formation may be dominated by olefins and hydrogen sulfide (Georgiadis et al., 2020). Oxygenates can also interact with H₂S in a hydrogenation reactor to form sulfur-containing compounds.



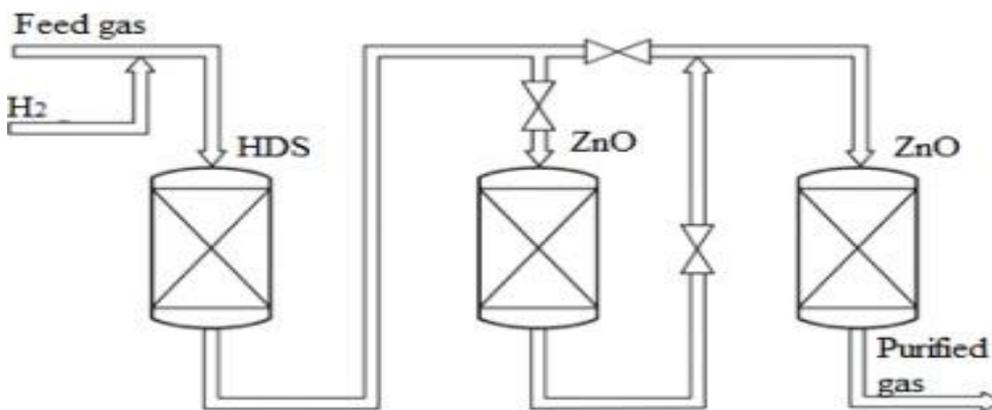
Carbon dioxide (CO₂) and carbonyl sulfide (COS) also interact with H₂ and water vapor by the following reactions:



After hydrogenolysis, the source gas contains mainly H₂S and COS. In the absorber, hydrogen sulfide reacts with zinc oxide to form zinc sulfide and water.



ZnO is considered a highly effective absorbent capable of absorbing 510 kg of sulfur/m³.



The use of equipment and the use of technologies in the NTS process.

4. Technologies

COX is used to purify gas before it enters the condensate stabilization shop from mechanical impurities, acidic gas components and drying.

The gas cleaning shop includes the following installations:

- Gas separation unit (USG - unit 211);
- Gas purification unit (UOG - unit 241);
- Gas adsorption drying unit (UAOG - unit 247).

The separation system at the inlet (Unit 211) is designed for receiving and processing raw well products in the GPP. When transferring raw gas from collection points to the Separation System at the inlet, the use of scrapers is taken into account.

After the crude gas from the flow from the well enters the GPP, the crude gas undergoes three-phase separation in cork traps (211-0-VQ-001A/B). The gas separated in the cork trap, discharged from the top, enters the acidic gas removal System to remove H₂S and CO₂, passes through the gas heater (211-0-HA-001). The liquid separated by the cork trap is divided into unstabilized condensate and reservoir water. After removal of solid particles by means of filters (211-0-CL-001A/B/C/D and 211-0-CL-002A/B/C/D), the unstabilized condensate is sent to the Condensate Stabilization System (Unit 221), and reservoir water is sent to the Reservoir and oily Water Purification System (Unit 484) through additional separation in the Reservoir water Separator (211-0-VA-002). In principle, the technological scheme is presented in appendices 1,2.

4.1 Cork catcher and cork catcher filters

The plug catcher (211-0-VQ-001A/B) works as a three-phase separator in which gas, hydrocarbon condensate and reservoir water are separated from the full flow from the well received from the Collection points.

4.2 Gas heater

The separated gas from the Plug traps (211-0-VQ-001A/B) is sent to the Acidic Gas Removal System (Unit 241) through the Gas Heater (211- 0-HA-001). The gas heater heats the gas to a temperature above the dew point of the gas by means of ND steam in order to prevent the formation of condensate and ensure the operation of the acidic gas Components Removal System (Unit 241) under optimal conditions.

5. Reservoir water separator

The reservoir water separator (211-0-VA-002) is designed as a three-phase separator. The raw materials at the inlet are separated from the Cork Catcher (211-0-VQ-001A/B) and filtered through the water Filters of the cork catcher (211-0-CL-002A/B/C/D), and then separated under operating conditions at 12.7 bar and 10-50.9°C. The hydrocarbon condensate is further separated by level control, and after that it is sent to the Condensate Stabilization System (Unit 221). The reservoir water is further separated by regulating the interfacial level and sent to the Acid Water Collection System (Installation 484). The discharged vapors are sent to the Condensate Stabilization System (Unit 221) for further processing, and then sent to the Acidic Gas Components Removal System (Unit 241).

5.1 Introduction of an antiemulsion agent

The anti-emulsion agent (Nalco 9943 or equivalent) is pumped into the raw material included in the cork trap (211-0-VQ-001A/B) to prevent the formation of an aqueous / condensate emulsion. The entry points are located up to the Cork traps (211-0-VQ-001A/B). The input is carried out by means of pumps connected

to the Antiemulsion agent input Unit (211-0-XX-001). The antiemulsion agent input unit consists of a storage and pump(s). The typical constant intensity of the antiemulsion agent injection is from 10 to 20 mg/liter during the liquid phase.

5.2 Closed drainage tank with filter

The closed drainage from the Separation System at the entrance (Unit 211) and the Flare Farm (Unit 424) is connected to a Closed drainage tank (211-0-VA-003). After the in-pipe cleaning of the KP-SP and SP-GPZ pipelines with a piston, the collected sludge in the drainage tank next to each proper receiving unit of cleaning devices (624-1-VR-301, 624-2-VR-201/401, 625-1/2-VR-002) is sent to a closed drainage tank using tank trucks. Collected drainage drains are usually pumped into a closed drainage tank (221-0-VA-010) through a condensate filter of a Closed drainage tank (211-0-CL-003) to remove dirt. If the collected drainage drains consist mainly of water, they will be directed to the Acidic Water Drainage Tank (484-0-VA-007).

5.3 Hydrate formation

In winter, the temperature of the raw gas entering the Cork Trap (211-0-VQ-001A/B) may be lower than the hydrate formation temperature, estimated to be 15.4 °C at 64 bar isb. In this case, methanol should be used as an inhibitor of hydrate formation, which should be introduced into the raw gas pipeline at the KP and JV to inhibit hydrates. Electric heating is applied to the gas pipeline downstream from the Cork Collector.

5.4 Gas purification plant – system 241

The gas purification plant consists of two identical threads, each of which is designed for 50% of the total volume of raw gas coming from the previous installation through the process flow. The gas purification plant is designed to remove H₂S, CO₂ from the sulfur dioxide feed gas supplied to it under high

pressure from the previous technological installation. The unit includes a high-pressure absorption unit, a hydrocarbon evaporation unit and a regeneration unit.

The purified gas from the main absorber is sent to the next technological installation. Acidic gas from the regenerator enters the sulfur production plant, where elemental sulfur is extracted from it. The technological project provides for the use of an OASE Yellow absorbent solution. The solution is a mixture of water, MDEA and proprietary additives. In principle, the technological scheme is presented in Appendices 3-6.

6.Characteristics of raw materials

The composition of the raw gas and the conditions at the inlet for the three (3) options below are indicated at the design boundary, up to the raw acid gas separator and the coagulator filter.

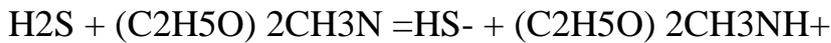
6.1 Products

The purified gas from the absorber section is sent to the Unit 247 for the removal of mercaptans and drying. The acidic gas from the regeneration section is sent to the sulfur recovery Unit 270. The wet gas from the amine evaporator is sent to unit 270 for use as fuel gas. Notes: The volume of gas is specified in accordance with GOST 2939-63, "Gases. Conditions for determining the volume". According to GOST 2939-63, the standard conditions correspond to a pressure of 101325 Pa, a temperature of 293.15 °K (20 °C) and a humidity of 0%. Description of the technological process. The installation for removing acidic gas components is based on the use of OASE® Yellow as an absorbent solution. It is a mixture of water, MDEA and branded additives. OASE® Yellow has a high H₂S selectivity, which has a positive effect on the quality of acid gas sent to the sulfur production system. The abbreviation MDEA stands for methyldiethanolamine, a tertiary amine.

The following is a general description of the reactions that occur:

Absorption of H₂S

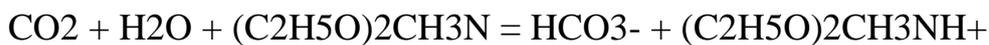
Formation of hydrosulfide by H₂S:



This reaction occurs almost instantly (proton transfer occurs). Consequently, in most cases, the rate of H₂S absorption is limited by the transfer of H₂S from the gas volume to the gas/liquid interface.

CO₂ absorption

MDEA does not form carbamates, therefore reactions involving carbon dioxide are limited to the formation of bicarbonates:



The reaction of bicarbonate formation proceeds slowly. This feature underlies the better selective absorption of hydrogen sulfide by MDEA solutions compared to solutions based on secondary amines.

6.2 Main absorption unit

Acidic (raw) gas from the design boundary is fed into the main absorber (241-1/2-VJ-001) (60.4 bar, 50.1 oC) through a raw gas separator (241-1/2-VN-001) and a particulate filter /coalescer (241-1/2-CQ-001A/B, 2 x 50 %) where possible liquid hydrocarbons and solid particles are separated. All liquid hydrocarbons collected in the raw gas separator (241-1/2-VN-001) are periodically discharged into the condensate stabilization system (unit 221). The acid gas is then fed into the lower part of the main absorber with three (3) nozzles where it comes into contact with the regenerated solvent entering the main absorber from above. The main absorber is equipped with (3) three tubes of regenerated amine. For normal operation with a calculated flow rate, only the upper branch pipe is used. As the consumption of raw gas into the main absorber decreases, the contact time between gas and liquid increases, which leads to an increase in CO₂ coabsorption.

In the case of a higher concentration of CO₂ in the acid gas supplied to the unit 270, the temperature in the main combustion chamber of the unit 270 may be lowered. In this case, the lower branch pipe of the main absorber is selected. As a result, the time spent in the device is reduced and, accordingly, the coabsorption of CO₂. In the absorber, almost all of the H₂S and part of the CO₂ are absorbed by the solution. Most of the mercaptans present in the raw gas are not absorbed and leave together with the purified gas. The purified gas from the upper part of the absorber enters the purified gas flushing apparatus (241-1/2-VN-002) where traces of the captured solvent are removed in the section of the flushing plates (consisting of three (3) plates) by flushing using boiler feed water. The purified gas is then sent to the mercaptan removal and gas drying system (unit 247).

7. Hydrocarbon evaporation unit

The saturated solution evaporates in the evaporation tank of the saturated solution (241-1/2-VA-001). At this stage, entrained and dissolved hydrocarbons, as well as part of the H₂S and CO₂ present in the solution, evaporate at an average pressure of 7.6 and 70 oC. To remove H₂S from the weathering gas, the latter contacts the regenerated solvent in the re-contact section with two (2) nozzles located at the top of the evaporative tank of the saturated solution. The expected level of H₂S content in the purified weathering gas is < 40 million⁻¹ (vol.). The purified weathering gas is sent to Unit 270 for use as fuel gas. Traces of possible hydrocarbons in the saturated amine are collected in a storage pocket in the evaporative tank of the saturated evaporator and periodically diverted to the drainage collector of the amine.

7.1 Regeneration unit

Saturated solution from the evaporation tank (241-1/2-VA-001) the saturated solution is then sent to the regenerator (241-1/2-VJ-002) through a heat exchanger (241-1/2-HB-001A/B/C) regenerated/saturated solution. In the heat

exchanger, the saturated solution is heated due to the regenerated one (from the lower part of the regenerator), after which the solution is fed to the upper part of the regenerator.

The regenerated solvent enters the regenerator in the upper part (1.2 bar at 116 °C) above the nozzle sections (two nozzles) and is regenerated by the counterflow of steam generated in the reboiler (241-1/2-HA-001A/B; 2 x 50%). The reboiler is heated by steam ND. The amount of ND vapor consumed by the reboiler is regulated depending on the circulation rate of the solution. The upper product of the regenerator passes through the condenser of the upper product 241-1/2-HC-002, in which the gas is cooled and water is condensed to 60 °C. The condensed water is separated from the acid gas in the irrigation tank (241-1/2-VA-002) at 1.1 bar and 60 °C and pumped back by a reflux pump (241-1/2-PA-003A/B) with level control to the upper washing plate (three plates) of the regenerator, in which it is used as a washing water to reduce the amount of solution carried away with acid gas supplied to the Installation 270. Hydrocarbons that may be contained in the regenerated amine or phlegm flow are collected in a storage pocket in a regenerator or reflux tank, respectively, and are periodically diverted to the amine drainage collector. The regenerated solution pump (241-1/2-PA-001A/B) pumps the regenerated solution from the bottom of the regenerator to the main absorber (241-1/2-VJ-001). Before entering the main absorber, the hot regenerated solution is cooled to 78.5 °C in the heat exchanger of the regenerated/saturated solution with a saturated solution from the evaporative tank and is further cooled in the regenerated solution cooler (241-1/2-HC-001) to a temperature of approximately 60 °C. A small part of the regenerated solution flow (about 15%) after the regenerated solution cooler passes through a mechanical filter (241-1/2-CL-001), a carbon filter (241-1/2-CN-001) and a fine filter (241-1/2-CL-002). Filters remove suspended solids and surfactants from the solution. Suspension of solid particles is considered one of the most common causes of foaming in absorbers and regenerators. The booster pump of the regenerated solution (241-1/2-PA-

002A/B/C) raises the pressure to supply the solution to the main absorber (60.3 bar isb) and the re-contact section in the evaporative tank of the saturated solution (7.5 bar isb). Depending on the conditions (the temperature of the purified and acidic gas), the result may be a net increase or loss of water from the volume of the solution. In this regard, it is necessary to regulate the water content in the solution by adding or decreasing the water supply from the system. Under normal operating conditions, there is a net loss of water in the system. For this reason, it is planned to supply make-up water (boiler feed water) to the upper part of the purified gas flushing apparatus (241-1/2-VN-002). This water also reduces the loss of solution in the flow of purified gas. In the upper part of the regenerator there is a supply and drainage system to discharge excess water or possible accumulation of components in irrigation water.

7.2 Auxiliary systems

The solution recharge (OASE® Yellow) is made from the solution storage tank (241-0-TA-001), common to both threads. In the tank, a solution is prepared from the boiler feed water and a ready mixture of the solution (containing MDEA and additives). The circulation of the solution in the tank is provided by a solution recharge pump (241-0-PA-006A/B). This makes it possible to obtain a homogeneous mixture before applying the solution to the reboiler (241-1/2-HA-001A/B). The working pump 241-0-PA-006A/B is installed at the facility, and the backup pump is stored in a warehouse in a ready-to-use condition. The tank is also used to store the entire volume of solution for two threads during maintenance and the annual volume of make-up solvent for two threads. To adjust the concentration of the promoter, a point of its entry is provided at the suction of the regenerated solution booster pump (241-1/2-PA-002A/V/S). To reduce the viscosity, it must be diluted with water to a concentration of 10%. The closed drainage system of the solution is connected to the tank of the drained solution (241-1/2-VA-004) at 0.1 bar, in which the entire drained solution is collected. The design of the drained

solution tank allows separating entrained hydrocarbons. The collected hydrocarbons are pumped into a closed drainage tank (241-1/2-VA-005) at 0.1 bar by a pump of substandard petroleum products (241-1/2-PA-007). The drained solution is pumped back into the reboiler by the drained solution pump (241-1/2-PA-005) through the drained solution filter (241-1/2-CL-003). The drained solution tank and the solution storage tank have a nitrogen jacket to avoid oxygen ingress. To collect hydrocarbon effluents at each section of the technological thread (installations 212/241/243/247), they are sent to the closed drainage tank (221-0-VA-010) of the installation 221 by the pump of the closed drainage tank (241-1/2-PA-009). If it is necessary to neutralize foaming, a defoamer is supplied to the regenerated amine from the defoamer supply unit (241-1/2-XX-001) in the main absorber and at the suction of reflux pumps by means of a metered input. The maximum frequency of metered injection is approximately three (3) times a day, and the maximum amount of the injected defoamer is 3 liters per day. It should be borne in mind that pumping an excessive amount of anti-foaming agent can lead to the opposite effect and contribute to foaming. The storage tank in the input unit is designed for one month of storage.

Conclusion

Multifunctionality is a significant effectiveness of low-temperature gas separation in combination with frost obtained in the fields as a result of the use of energy, the structure in the highest pressure gas jets themselves makes this procedure necessary in almost absolutely all gas-producing fields, where it is also necessary to degrease blue fuel.

Advantages of the NTS installation:

- there will be lower capital investments and costs with a pressure drop;
- simultaneous drying of gas is sufficient for gas transportation.

For the purpose of NTS designs, the following shortcomings are typical:

- low levels of extraction of gas condensate, especially, for the purpose of lean gases;
- large losses of target parts with commercial gas;
- reduction of the stroke performance with-due to the simplification of the gas composition and an increase in the temperature of the NTS;
- need for adjustment in the period of exhaustion of an unobstructed pressure drop;

References

1. Ahmad, N., Lequiller, F., Marianna, P. Comparing growth in GDP and labour productivity measurement issues. *Journal* 7, 1–2 (2003).
2. Heidemij, T.: *Catalysis. Volume IV. Hydrocarbon synthesis, hydrogenation and cyclization.* *J. Am. Chem. Soc.* 79(3), 760 (1957)
3. Nhapi, I., Siebel, M., Gijzen, H.J.: The impact of urbanization on the water quality of Lake Chivero, Zimbabwe. *Water Environ. Manage.* 18(1), 44–49 (2004)
4. Shah, M.S., Halder, P.K., Shamsuzzaman, A.S.M., Hossain, M.S., Pal, S.K., Sarker, E.: Perspectives of biogas conversion into Bio-CNG for automobile fuel in Bangladesh. *J. Renew. Energy* (2017). <https://doi.org/10.1155/2017/4385295>
5. Speight, J.G. Gasification of unconventional feedstocks, Article 1 p. 3 (2014)