

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Повышение эффективности технологии подготовки попутного нефтяного газа на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.279.8:665.612.2(571.16)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Муратов Петр Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова Маргарита Радиевна	к.г.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.04.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья
ПК(У)-2	Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья
ПК(У)-3	Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
ПК(У)-4	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли
ПК(У)-5	Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности

ПК(У)-6	Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
ПК(У)-7	Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ И.А. Мельник

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Муратов Петр Николаевич

Тема работы:

Анализ способа повышение эффективности технологии подготовки попутного нефтяного газа	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	62-82/с от 03.03.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023
--------------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, технический регламент установки подготовки газа, нормативные документы, проект разработки месторождения, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Введение 2. Теоретико-практические аспекты подготовки газа на месторождении 3. Технологические проблемы подготовки газа на X месторождении 4. Обоснование вариантов совершенствования технологической схемы подготовки газа на X месторождении 5. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение ресурсоэффективность и 6. Социальная ответственность

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

		7. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Технология действующей установки подготовки нефтяного газа на X месторождении 2. Моделирование технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции 3. Моделирование технологии низкотемпературной сепарации с кожухотрубчатым теплообменником 4. Расчет кожухотрубчатого теплообменника 6. Экономическая эффективность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.г.н., Цибульникова Маргарита Радиевна	
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович	
Раздел на иностранном языке	Доцент, к.ф.н., Болсуновская Людмила Михайловна	
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:		
Пути повышения эффективности низкотемпературной сепарации		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2023
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Муратов Петр Николаевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ15	Муратов Петр Николаевич

Тема работы:

Повышение эффективности технологии подготовки попутного нефтяного газа на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	23.06.2023
--------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.01.23	<i>Литературный обзор по теме исследования</i>	10
13.02.23	<i>Обработка полученных данных</i>	10
27.02.23	<i>Построение технологической схемы подготовки газа на X месторождении</i>	15
06.03.23	<i>Построение технологической схемы подготовки газа на X месторождении с учетом нового оборудования</i>	15
03.04.23	<i>Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</i>	10
23.04.23	<i>Раздел «Социальная ответственность»</i>	10
28.04.23	<i>Раздел на английском языке</i>	10
18.05.23	<i>Заключение</i>	5
25.05.23	<i>Подготовка презентации доклада</i>	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант (при наличии)

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



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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Мельник Игорь Анатольевич	д.г-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Муратов Петр Николаевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 122 страниц, 23 рисунка, 18 таблиц, 34 источника, 3 приложения

Ключевые слова: месторождение, нефть, попутный нефтяной газ, сепарация, моделирование, товарный газ, конденсат, пропан-бутановая смесь, испаритель.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения X.

Цель работы: обеспечение качества товарного газа в летний период работы установки подготовки за счет снижения содержания компонентов C₃-C₄.

В процессе исследования проводился анализ методов подготовки нефтяного газа, изучение действующей технологии подготовки нефтяного газа на месторождении X, моделирование процессов подготовки газа в программном комплексе Aspen HYSYS, расчет кожухотрубчатого теплообменника.

В результате исследования установлено, что дополнительного извлечения компонентов C₃-C₄ можно добиться, понизив температуру входного потока газа используя технологию низкотемпературной конденсации с внешним холодильным циклом. Для этого предложено использовать кожух трубчатый теплообменник. Причем, необходимый объем пропан-бутана будет получен на установке дезтанизации и стабилизации конденсата месторождения X.

В результате температура осушенного потока газа понизится с 10⁰С до 5⁰С, что приведет к снижению температуры точки росы по углеводородам с минус 2 ⁰С до минус 5⁰С.

По расчетным характеристикам подобран реальный теплообменник марки 1000ИХ-1-10-1,6-М1/25Г-4-4-У-И производства ЗАО «НЕФТЕГАЗХИММАШ».

Технология низкотемпературной конденсации позволит установке комплексной подготовки газа работать в летний период года, что даст возможность дополнительно получать 211,6 млн. м³/год осушенного газа и 39,7 тыс.т/год смеси пропан-бутана технического.

Научная значимость диссертационного исследования заключается в обосновании применимости дополнительных аппаратов для дополнительного охлаждения газа месторождения X с учетом проведенного сравнительного анализа характеристик и особенностей методов подготовки газа, используемых для аналогичных геолого-промысловых условий разработки месторождений углеводородного сырья.

Практическая значимость работы заключается в том, что на основе проведенных модельных расчетов и результатах опытно промышленных испытаний доказана технологическая и экономическая эффективность усовершенствования технологической схемы охлаждения попутного нефтяного газа на установке комплексной подготовки газа на месторождении X, так как применение данной схемы позволяет получить дополнительный объем добычи осушенного газа (2,3 млн м³/сут) и пропан-бутана технического (432 т/сут) в летнее время. Инвестиционная привлекательность проекта подтверждается положительным NPV > 6.9 млрд руб. и сроком окупаемости <1года.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- НГКМ - нефтегазоконденсатное месторождение;
- УВ - углеводороды;
- ГКС - газокompрессорная станция;
- ПНГ - попутный нефтяной газ;
- УКПГиК - установка комплексной подготовки газа и конденсата;
- НТС - низкотемпературная сепарация;
- НТК - низкотемпературная конденсация;
- АВО, ВХ - аппарат воздушного охлаждения;
- ТДА - турбодетандерный агрегат;
- УПГ - установка подготовки газа;
- ГО - осушенный газ;
- СК - стабильный газовый конденсат;
- СПБТ, ПБФ - смесь пропан-бутан технический;
- ТТР - температура точки росы;
- ПИРГ - пункт измерения расхода газа;
- ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов;
- УДСК - установка деэтанзации и стабилизации конденсата.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. ТЕОРЕТИКО-ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ	15
1.1 Процессы промышленной подготовки природного газа	15
1.1.1 Метод низкотемпературной сепарации	16
1.1.2 Низкотемпературная конденсация	18
1.1.3 Низкотемпературная абсорбция	19
1.1.4 Осушка природного газа	21
1.1.4.1 Абсорбционная осушка природного газа	21
1.1.4.2 Адсорбционная осушка природного газа	22
1.2.1 Влияние давления.....	24
1.2.2 Влияние температуры.....	25
1.2.4 Влияние конденсатного фактора	28
1.3.1 Применение эжектора.....	31
1.3.2 Применение турбодетандеров.....	32
1.3.3 Применение холодильных установок	34
1.3.4 Применение аппаратов воздушного охлаждения	35
1.3.5 Применение 3-S сепаратора	36
1.3.6 Применение дожимных компрессорных станций.....	37
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	39
2.1 Нефтегазоносность месторождения X	39
2.3 Состояние фонда скважин.....	45
2.4 Технологические особенности подготовки газа на месторождении X ...	45
2.5 Технологический процесс на УПГ	47
2.6 Технологический процесс на УДСК	48
3.1 Общая характеристика программного комплекса Aspen HYSYS.....	50
3.2 Моделирование технологии низкотемпературной сепарации и низкотемпературной абсорбции.....	52
3.3 Моделирование технологии охлаждения природным газом.....	57
3.4 Обсуждение результатов модельных расчетов	61
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 66	
4.1 Расчет капитальных вложений	66
4.2 Расчет дополнительных эксплуатационных издержек	68
4.3 Расчет экономической эффективности	70
5. Социальная ответственность	76
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.1.1. Правовые нормы трудового законодательства	76
5.1.2. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	78
5.2. Производственная безопасность.....	79
5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов	80
5.2.2. Расчет системы искусственного освещения.....	90

5.3. Экологическая безопасность.....	92
5.3.1. Защита атмосферы.....	92
5.3.2. Защита гидросферы.....	92
5.3.3. Защита литосферы.....	93
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
5.4.1. Анализ возможных ЧС.....	95
5.4.2. Наиболее вероятная ЧС	96
5.5. Перечень нормативно-технической документации	97
5.6. Вывод по разделу	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	100
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	101
Приложение А	105
Приложение Б	121
Приложение В.....	122

ВВЕДЕНИЕ

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь газов углеводородной группы, которые могут являться спутниками нефти при ее добыче на нефтяных и газонефтяных месторождениях. В промышленности является ценным энергетическим ресурсом и активно используется в химической промышленности. Для сохранения и использования его потенциала необходимо создавать в местах его добычи производства его предварительной подготовки в соответствии с российскими стандартами при этом сохраняя экономически оправданные затраты. Поэтому следует учитывать особенности и эффективность каждого метода.

Также стоит учитывать, что добыча таких сложноконпонентных углеводородов осложнена их нестабильным составом в процессе добычи.

Чтобы правильно разделить на целевые компоненты газ и их в дальнейшем транспортировать с месторождений проектируют и строят установки по подготовки газа и конденсата.

На нефтегазоконденсатном месторождении X Томской области с учетом состава сырья была спроектирована установка подготовки газа и конденсата с применением метода низкотемпературной сепарации. Рабочий температурный режим конденсации влаги и паров варьируется в диапазоне от -8°C до -33°C .

После введения установки подготовки газа и конденсата в опытно-промышленную эксплуатацию обнаружались серьезные недостатки в главной технологической схеме подготовки, ведущие к недостаточному извлечению влаги и тяжелых углеводородов в теплое время года. Тем самым стало невозможно сдавать сырье в магистральный трубопровод длительное время в течение года, которое может достигать и до 6 месяцев в году. Как следствие затруднительна в летний период транспортирование сухого газа и обеспечение необходимой отгрузки технического пропан-бутана с месторождения по

причине низкой температуры сепарации газа. Это приводит к экономическим потерям, сжиганию сырья на факелах, остановке оборудования и ограничениям по добыче нефти с высоким газосодержанием со скважин. В настоящее время в компании проводится апробация нового оборудования подготовки газа, смонтированного в рамках глобальной реконструкции установки комплексной подготовки газа.

Объектом исследования является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение.

Предметом исследования являются технологическая схема установки подготовки газа и газового конденсата

Цель исследования – обеспечение качества товарного газа в летний период работы установки подготовки за счет снижения содержания компонентов C_3 – C_4 .

Задачи исследования

- Изучить основные способы подготовки скважинной продукции к транспорту по магистральному газопроводу
- Исследовать особенности технологической схемы установки подготовки газа на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении
- Рассмотреть теоретико-практические аспекты решения проблемы:
а) с использованием абсорбера; б) теплообменного аппарата
- Обосновать технологическую и экономическую эффективность предлагаемых решений посредством модельных расчетов

Информативной базой для написания диссертации являлась учебная и научная литература, отраслевые регламенты, годовая отчетность компаний, нормативно-правовая база разработки месторождения.

Для выполнения магистерской диссертации использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

1. ТЕОРЕТИКО-ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

1.1 Процессы промысловой подготовки природного газа

Продукция, получаемая из газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений очень сложная по составу, и включает в себя широкий спектр углеводородов (УВ). Данные продукты используются в бытовых и промышленных целях в качестве горючего, при этом метан и этан являются основными компонентами. Тяжелые УВ, такие как бутан, пропан, пентан и другие, используются как сырье в химической промышленности. Для обеспечения транспортировки необходимо извлечение тяжелых УВ из добываемого газа, а также воды и примесей.

В ГОСТ Р 53521-2009, в соответствии с которым на месторождениях в России ведут подготовку скважинной продукции, следующее определение газового конденсата: газовый конденсат – это жидкая многокомпонентная смесь, в которую входят парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды широкого диапазона фракционного состава, а также неуглеводородная часть, выделяющаяся на различных этапах сбора и подготовки. Газовый конденсат может быть стабильным (КГС) или нестабильным (КГН). Название нестабильный газовый конденсат получает из-за присутствия углеводородов C_1-C_4 , что ведет к тому, что при нормальных условиях конденсат «вскипает». КГС получают, очищая нестабильный конденсат от примесей и выделяя из него углеводороды C_1-C_4 . Этот процесс носит название стабилизация.

Процессы и установки, используемые на установке комплексной подготовки газа (УКПГ), конструируются таким образом, чтобы конечные продукты соответствовали требованиям, изложенным в нормативных документах [1].

При промысловой подготовке газа для последующей транспортировки могут применяться:

– низкотемпературные методы, такие как низкотемпературная сепарация (НТС), низкотемпературная конденсация (НТК), низкотемпературная абсорбция (НТА);

– осушка, которая может производиться как за счет абсорбции, так и за счет адсорбции [2].

1.1.1 Метод низкотемпературной сепарации

Процесс низкотемпературной сепарации газа является важным этапом обработки природного газа на производстве, который позволяет получить газовый конденсат и избавиться от избыточной влаги. Данный метод реализуется в условиях температур ниже -15°C и обеспечивает выделение тяжелых УВ и эффективную дегидратацию газа. Для охлаждения газа до необходимой температуры применяется дросселирование потока, которое может быть успешно использовано при высоких устьевых давлениях. Основой дросселирования является эффект Джоуля-Томсона (дроссель-эффект), который заключается в том, что по пути следования газа происходит перепад давлений, в результате чего снижется температура.

На рисунке 1 представлена технологическая схема установки НТС. Процесс НТС газа проводится следующим образом: скважинная продукция поступает в сепаратор 1, где осуществляется отделение жидкой фазы (воды и углеводородного конденсата), которые ранее выпали в стволах и шлейфах скважин. Затем газ направляется в теплообменник 2 типа «газ-газ», где он охлаждается на $10-15^{\circ}\text{C}$ и более. Далее газ проходит через дроссельный аппарат 3, в результате чего его температура снижается до -10°C или ниже благодаря эффекту Джоуля-Томсона. Охлажденный газ поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где отделяется сконденсировавшаяся жидкая фаза (влага и целевые компоненты). Очищенный газ проходит обратно через теплообменник 2, где он нагревается, а затем выходит в газопровод в качестве продукта.

- одновременное отделение от газа воды и тяжелых УВ;
- простота в эксплуатации и техобслуживании;
- гибкость быстрой регулировки и автоматизации технологического процесса на промыслах;
- возможность модернизации технологии в случае снижения пластового давления и свободного перепада давления [7].

Однако у технологии НТС есть следующие недостатки:

- несовершенство термодинамического процесса разовой конденсации, где извлечение целевых компонентов из природного газа при заданных условиях зависит только от исходной смеси;
- с течением времени температура сепарации повышается, что приводит к снижению извлечения целевых компонентов. Это связано с падением пластового давления и уменьшением свободного перепада на дросселе;
- расширяющийся газ, который мог бы совершить работу, потеряется в виде теплоты, что снижает эффективность охлаждения (несовершенство термодинамического процесса изоэнтальпийного расширения газа как процесса охлаждения).

1.1.2 Низкотемпературная конденсация

Низкотемпературная конденсация – это процесс охлаждения природного газа при постоянном давлении, в результате которого происходит конденсация компонентов газового конденсата или его фракций, а затем происходит разделение их на газовую и жидкую фазы при помощи сепарационных установок. Такой метод реализуется при температурах от 0 до -40°C .

Для осуществления этого процесса пластовую продукцию сначала охлаждают до нужной температуры при постоянном давлении внешним холодом, после чего извлекают компоненты и далее разделяют в сепараторах

на газовую и жидкую фазы. Однако проблематично качественно отделить легкие УВ от тяжелых с помощью однократной конденсации и последующей сепарации, поэтому целесообразно использовать ректификационные дедетанизации, дедетанизации или дебутанизации. Эти методы применяются для отделения легких УВ от жидкой фазы, которая поступает с последней ступени сепарации, а газовая фаза выводится с последней ступени сепарации.

Для охлаждения потока газа из скважин на шельфах используется блок холодильного контура. Холод после установки холодильных компрессоров производится за счет аппаратов воздушного охлаждения, а конденсированный хладагент подается в жидкой фазе в испаритель. Отбор тепла от газового потока происходит путем фазового перехода хладагента, а в блоке низкотемпературной конденсации газ охлаждается в теплообменниках и испарителе хладагента, а затем разделяется на газовую и жидкую фазы в сепараторах. Сухой газ подогревается в теплообменнике и отправляется в магистральный трубопровод, а жидкий конденсат - на стабилизацию. Смесь воды и ингибитора направляется на установку регенерации ингибитора.

1.1.3 Низкотемпературная абсорбция

Технология низкотемпературной абсорбции очень похожа на технологию низкотемпературного сепарирования (НТС), но её главное отличие заключается в замене низкотемпературного сепаратора на низкотемпературный абсорбер (рисунок 2). Устройства впрыскивания абсорбента перед низкотемпературным сепаратором (инжекторы), расположенные обычно перед редуцирующим элементом, также могут использоваться в качестве альтернативы замене сепаратора на абсорбер.

Благодаря использованию абсорбера-сепаратора, углеводородный конденсат может служить абсорбентом на массообменной поверхности. Конденсат, движущийся в противотоке, успешно выделяет часть целевых

компонентов из природного газа. Хотя есть и другие варианты абсорбентов, применение конденсата является более экономически и практически обоснованным, так как в случае применения других абсорбентов возникает необходимость в обслуживании и регенерации установок абсорбции.

В качестве абсорбента может использоваться как конденсат с первой, так и с низкотемпературной ступени сепарации. Однако нельзя однозначно утверждать, что один вариант лучше другого, так как применение конденсата первой ступени упрощает схему НТА, но снижает извлечение целевых компонентов. Извлечение пропан-бутановой фракции также зависит от состава и дегазации конденсата.

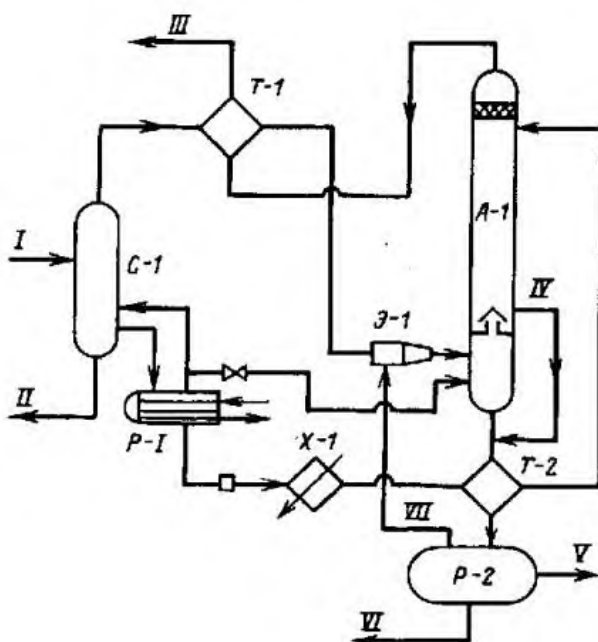


Рисунок 2 – Технологическая схема установки НТА с использованием конденсата первой ступени в качестве абсорбента: С-1 – сепаратор; Р-1, Р-2 – разделители; А-1 – абсорбер-сепаратор; Т-1, Т-2 – рекуперативные теплообменники; Х-1 – холодильник; Э-1 – эжектор; I – скважинная продукция; II, VI – насыщенный раствор ингибитора; III – сухой газ; IV, VII – газ выветривания; V – нестабильный конденсат [10]

Применение НТА позволяет повысить извлечение компонентов C_3-C_4 на 10–15 %, C_{5+V} на 5 % по сравнению с НТС при одинаковых термобарических условиях.

Однако НГА имеет следующие недостатки:

- место контакта абсорбента с газом может «засоряться» тугоплавкими парафинами, что снижает эффективность массообменных процессов;
- абсорбент может активно уноситься потоком газа и его нельзя оставить в системе и рекуперировать [11].

1.1.4 Сушка природного газа

Сушка природного газа сводится к удалению влаги из газов, что обеспечивает безгидратную транспортировку и эксплуатацию оборудования.

Методы глубокой осушки газа основных 2 типа: абсорбционный и адсорбционный

1.1.4.1 Абсорбционная осушка природного газа

Абсорбция – это избирательное поглощение газов или паров жидкими абсорбентами. Противоположностью абсорбции является десорбция, когда вещество переходит из жидкой фазы в газовую. Для успешной абсорбции необходимо, чтобы соблюдалось главное условие: парциальное давление необходимого для извлечения компонента в общей смеси превышало давление абсорбента, что обеспечивает поглощение компонента жидкой фазой. Чем больше разница давлений, тем сильнее происходит процесс. Десорбция используется для выделения целевого компонента из жидкого поглотителя в случае необходимости. Например, при извлечении тяжелых УВ из газа. Регенерированный абсорбент повторно используется в процессе абсорбции. Существуют два типа абсорбции: физическая и химическая. В первом случае компоненты извлекаются из газа за счет их растворимости в абсорбентах, а химическая абсорбция основана на химических реакциях между извлекаемыми компонентами и активной частью абсорбента. В качестве абсорбентов широко

используются водные растворы гликолей двухатомных спиртов, например, этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль. Гликоли обладают высокой взаиморастворимостью с водой и просты в регенерации. Они также имеют низкую вязкость и коррозионную активность, малую растворимость. Одна из схем с применением адсорбера представлена на рисунке 3.

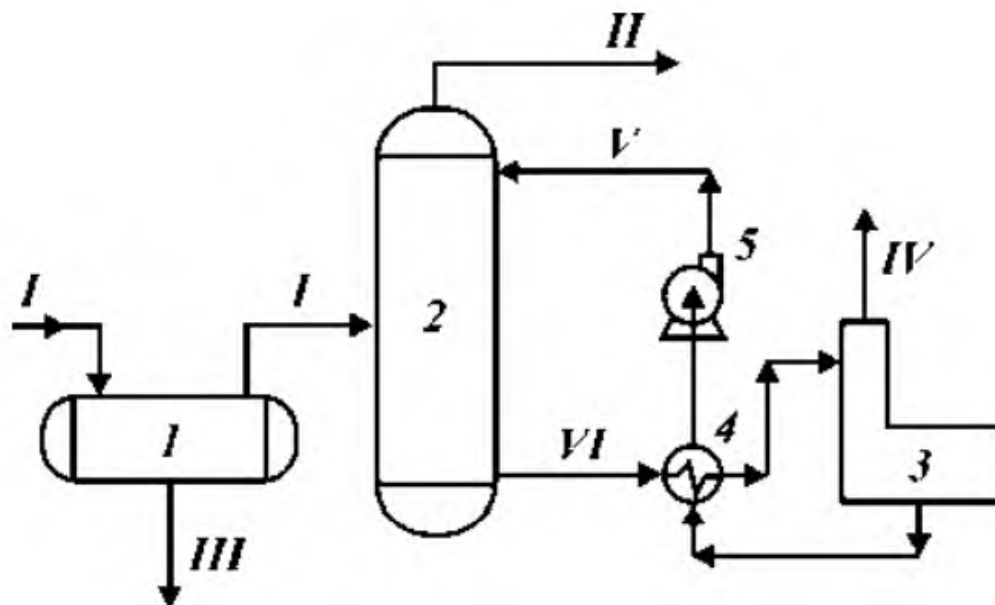


Рисунок 3– Схема стандартной установки гликолевой осушки газа: I - сырой газ; II - сухой газ; III - вода; IV - пары воды; V - сухой гликоль; VI - сырой гликоль; 1 - сепаратор; 2 - абсорбер; 3 - генератор гликоля; 4 - теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос [7]

Скважинная продукция направляется во входной сепаратор, где газовая и жидкая фазы разделяются. Затем, для осушки газа, используется абсорбер с концентрированным раствором гликоля. Сухой газ направляется в магистральный трубопровод, а отработанный абсорбент проходит через насос и повторно используется в процессе абсорбции. Стоит отметить, что гликоли применяются преимущественно на газовых месторождениях, а не на газоконденсатных и нефтегазоконденсатных. Это связано с необходимостью извлечения газового конденсата из отработанного абсорбента.

1.1.4.2 Адсорбционная осушка природного газа

Метод осушки газа с использованием адсорбентов, берущий свою основу

в поглощении газов твердыми веществами, представляет собой сущность адсорбционного подхода. Процесс адсорбции возникает благодаря силам притяжения между молекулами адсорбента и поглощаемого вещества. Эффективность использования метода адсорбции наиболее высока при низком содержании извлекаемых компонентов, содержащихся в подготавливаемом газе.

Адсорбция может быть как физический, так и химическим процессом. Различие состоит в том, что при химической адсорбции молекулы поглощаемого вещества вступают в химическое взаимодействие с поверхностью адсорбента, обеспечивая более прочную связь между поглощенным компонентом (адсорбатом) и адсорбентом.

Процесс адсорбционной фильтрации продолжается до тех пор, пока активная поверхность или объем пористого адсорбента не будут переполнены молекулами поглощаемого газа. В дальнейшем, при поступлении газовой смеси в адсорбент, молекулы компонента с меньшей адсорбируемостью будут частично вытеснять молекулы поглощаемого вещества с более высокой адсорбируемостью, что в конечном итоге приводит к достижению равновесия между адсорбированными и неадсорбированными составляющими.

При промышленном использовании адсорбенты должны обладать следующими характеристиками: высокой поглотительной способностью, включая возможность поглощения влаги; простотой регенерации и полнотой её проведения; высокой активностью в отношении поглощаемого компонента; прочностью истечения газа в слое адсорбента и механической прочностью, то есть устойчивостью к разрушению под воздействием массы вышележащих слоев.

Твердые пористые вещества, имеющие большую удельную поверхность, такие как активированные угли, силикагели, цеолиты, широко используются в качестве адсорбентов.

Использование метода адсорбции для осушения газа осуществляется по следующей технологической схеме (рисунок 4):

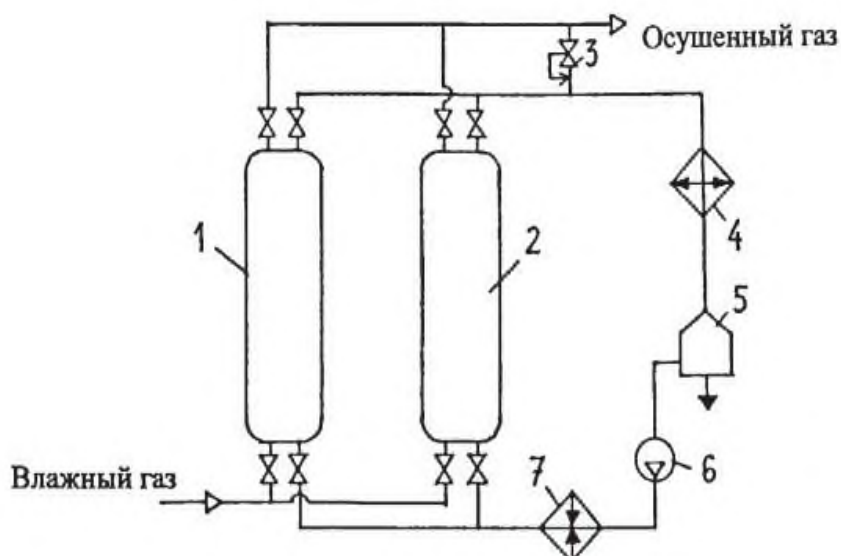


Рисунок 4– Технологическая схема осушки газа методом адсорбции:
 1, 2 – адсорберы; 3 – регулятор давления типа «после себя»; 4 – холодильник; 5 – емкость; 6 – газодувка; 7 – подогреватель газа

Газ при подготовке проходит через один из адсорберов, насыщая его влагой, второй стоит на регенерации. Для регенерации использую поток осушенного газа, предварительно нагретого до высоких температур. Горячий поток выпаривает накопившуюся жидкость.

1.2 Факторы, влияющие на процесс низкотемпературной сепарации

При оценке эффективности работы установок НТС проводят моделирование и эксперименты с перебор различных параметров, которые могут оказывать влияния. Достоверно известно, что низкотемпературная сепарация процесс достаточно изученный и уже известно, что он зависит от следующих параметров: давление, температура, числа ступеней сепарации, компонентного состава сырья

1.2.1 Влияние давления

При проектировании подготовки газа, в частности распределения

давления на каждой ступени сепарации придерживаются следующего принципа: на первой ступени давление устанавливается таким образом, чтобы оно соответствовало давлению, поддерживаемому на выкидных линиях скважин, либо максимально возможному давлению на выходе компрессорной станции если устьевого давления недостаточно. На последней же ступени давлению не дают упасть ниже минимально установленного для магистрального трубопровода. В противном случае не удастся обеспечить объем прокачки.

Самым важным в процессе низкотемпературной сепарации является обеспечение необходимого перепада давления для достижения максимальной степени выпадения жидкой фазы из получаемого сырья.

Для этого введено понятие давления максимальной конденсации. В процессе изотермического расширения при данном давлении происходит выпадения большей части жидкой фазы.

Для отдельных веществ это давление отличается. Существует взаимосвязь между массой УВ и давлением конденсации: чем выше масса, тем выше давление конденсации. С увеличением температуры давление ведет себя следующим образом: вначале постепенно давление конденсации увеличивается, доходит до определенного предела, а потом существенно падает [10].

Подбор давлений и температур сепарации ориентирован на извлечение из газа тяжелых компонентов при сохранении в газе легких: метана и этана. В простейших схемах низкотемпературной сепарации достичь лучших условий разделения удастся только при низких давлениях, недостаточных для дальнейшей транспортировки, что решается установкой турбодетандерных агрегатов и дожимных компрессорных станций.

1.2.2 Влияние температуры

Температура при низкотемпературной сепарации обязательно должна

быть заложена не выше точки росы по УВ. Она в свою очередь диктуется нормативным документом ПАО «Газпром» по требованиям к подготовке газа СТО Газпром 089-2010. Также температуру обычно держат на уровне, необходимом для извлечения пропан-бутановой фракции.

Если рассматривать процесс сепарации на каждой ступени, то мы можем наблюдать следующую картину: на первой ступени в жидкую фазу переходят самые «тяжелые» компоненты из ряда C_{5+} , на последующих уже оставшиеся «легкие». Можно уменьшить температуру для лучшей конденсации, но тогда уменьшается «избирательность» по отношению к выпадению более тяжелых углеводородов. Под ней подразумевается, что отношение целевых компонентов, в данном случае пропана и бутана, к общему объему жидкого остатка становится намного больше. Низкая температура ведет к резкому росту массы продуктов конденсации пропан-бутана, быстрее чем тяжелых (рисунок 5).

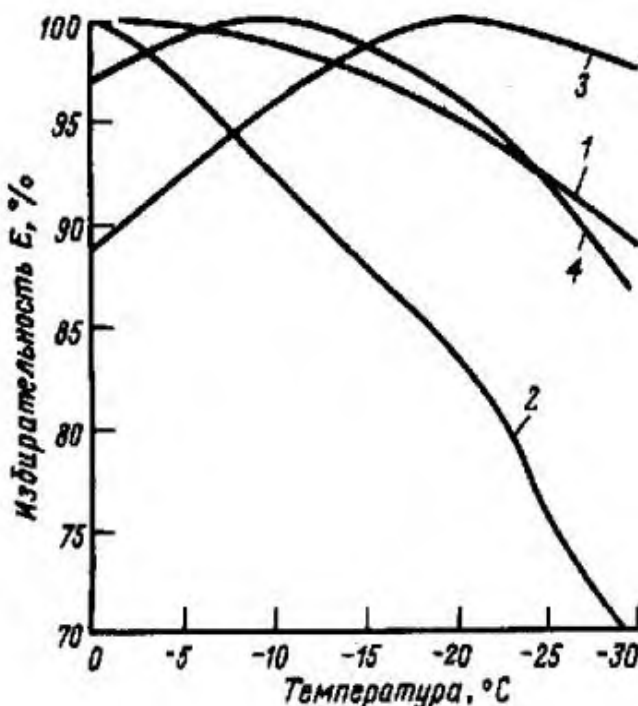


Рисунок 5 – Влияние температуры на избирательность процесса НТС: 1 – по C_{3+} в целом по схеме; 2 – по C_{3+} для конечной ступени сепарации; 3 – по C_3 по второй ступени сепарации; 4 – по C_4 по второй ступени сепарации

Было проведено исследование [14] конденсации углеводородов C_{5+} в

большом диапазоне температур и на хроматографе проанализирован компонентный состав газа после подготовки (рисунок 6 и 7). Данные показали, что для достижения необходимой степени осушки можно не только более глубоким охлаждением, но их подбирая давление максимальной конденсации с сохранением текущей температуры. Правда эффективность снижения давления работает в узком интервале давлений. Далее снижению давления дает очень низкий эффект: при снижении, например, давления с 7 до 4 МПа прирост тяжелых компонентов составляет менее процента от общего объема сконденсированной жидкости.

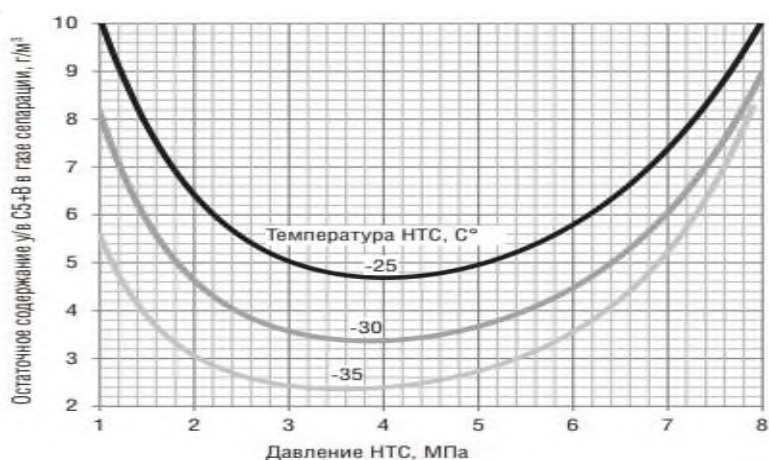


Рисунок 6 – Зависимость степени извлечения углеводородов C_{5+} от термобарических параметров НТС для газа Заполярного месторождения [14]

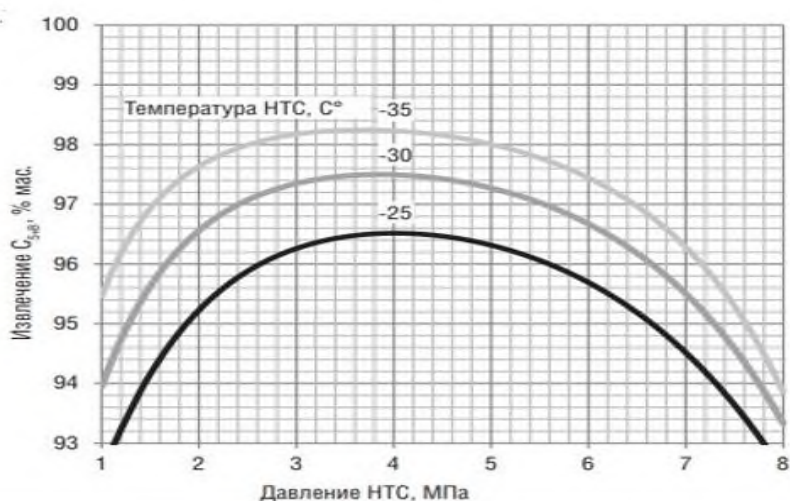


Рисунок 7 – Зависимость остаточного содержания у/в C_{5+} в газе низкотемпературной сепарации от термобарических параметров НТС для газа Заполярного месторождения [14]

1.2.3 Влияние числа ступеней сепарации

Количество ступеней сепарации играет немаловажную роль. Опыты и моделирование показали, что при одноступенчатой сепарации может достигнуть выпадение большей части тяжелых компонентов, но вместе с тяжелыми выпадают и «легкие», в том числе и целевые из-за низких давлений. Для сохранения сепарации при большем давлении и обеспечением четкого разделения по компонентам вводят дополнительные ступени. Широкое применение нашли двух и трехступенчатые схемы сепарации. Тем самым жидкие тяжелые компоненты не «улетают» с газом, а из газа не выделяются «легкие».

Не стоит забывать и о том, что резкое снижение температуры при определенном компонентном составе ведет к гидратообразованию и закупорке важного технологического оборудования и его контакта с капельками жидкости. Чтобы этого избежать необходимо в технологической схеме предусматривать наличие сепараторов-пробкоуловителей.[10].

Чтобы добиться максимального выхода конденсата технологический режим и параметры оборудования проектируются так, чтобы на первых ступенях выделялось самое большое количество конденсата, на последующих меньше.

1.2.4 Влияние конденсатного фактора

Конденсатный фактор (КФ) – это показатель, характеризующий содержание углеводородов C_{5+} в единице объема газа, размерность – $г/м^3$.

Для определения технологического режима работы месторождений проведены отдельные исследования поведение газа в разных условиях для ряда образцов с разным конденсатным фактором. Диапазоны условий были заданы следующие: температура от $-20^{\circ}C$ до $-65^{\circ}C$, давление от 4 до 7 Мпа. Установлено следующее: если газ условно «жирный», то есть насыщен

тяжелыми УВ в объеме 80-400 г/м³, то при низкотемпературной сепарации тяжелые УВ в жидком остатке могут достигать до 95 %. Если газ более «сухой», то и в жидком остатке доля очень тяжелых компонентов падает до 50 %.

После низкотемпературной сепарации конденсат обычно проходит еще несколько ступеней подготовки и дегазируется. При достижении температура -40⁰С из газа выпадает слишком много легких компонентов, возвращающихся обратно в газ при дегазации. Газ дегазации обычно утилизируют разными способами, у которых есть предел по объемам. При низком же конденсатном факторе на конечной ступени газа на пару порядком меньше, поэтому понижение температуры возможно до более низких значений, вплоть до минус 60 градусов 90 (рисунок 8).

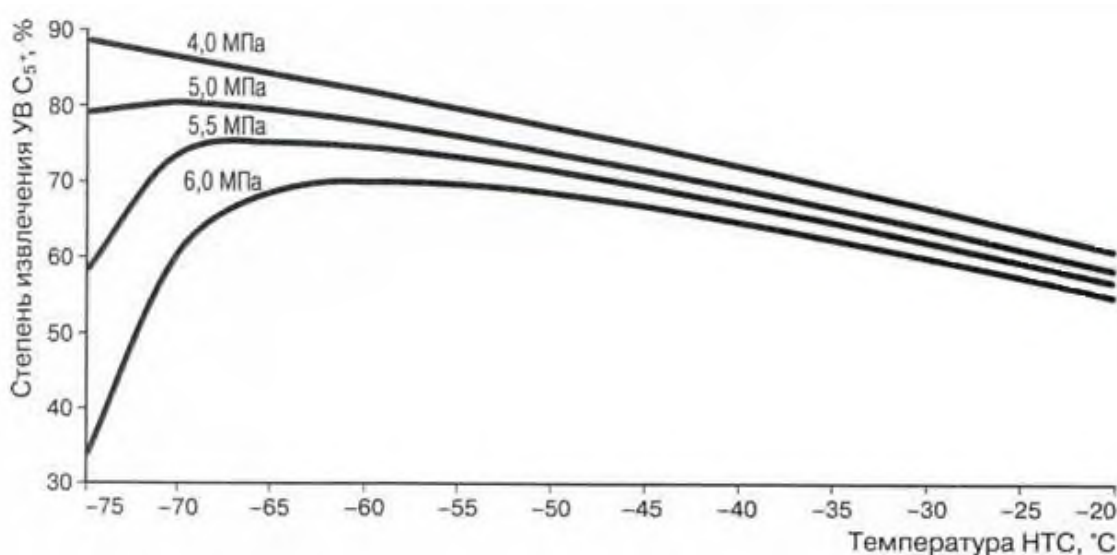


Рисунок 8 – Зависимость степени извлечения С₅₊ из газа апт-альбских залежей от термобарических параметров НТС [16]

Газ с низким конденсатном фактором хоть и дает меньшее количество тяжелых компонентов, при работе с ним технологический режим может быть более гибок в плане температур (рисунок 9).

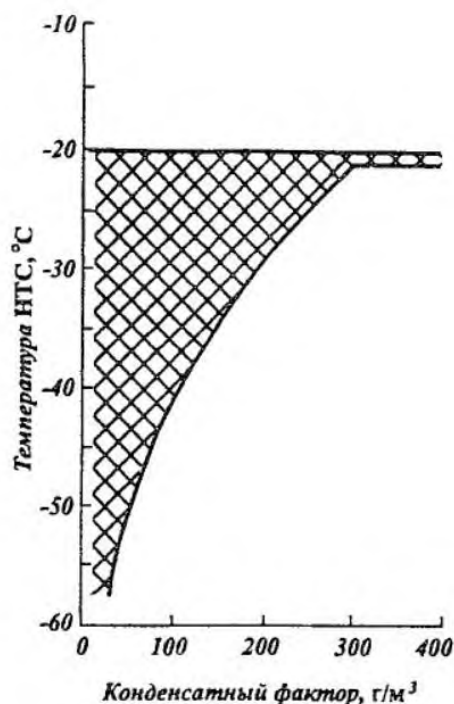


Рисунок 9 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора [7]

Конденсатный фактор непостоянен при добыче газа, поэтому установки подготовки газа и схема разработки должны быть приспособлены к таким изменениям.

1.3 Повышение эффективности низкотемпературной сепарации

Все схемы низкотемпературной сепарации строятся на поведении потока газа в трубопроводе при изменении его сечения, называемым адиабатным дросселированием. В процессе адиабатного дросселирования происходит изменение температуры потока газа и, соответственно, выпадение жидкой фазы. Это явление характеризуется коэффициентом дроссель-эффекта, для которого верно следующее отношение:

$$D_i = \frac{t_1 - t_2}{P_1 - P_2} \quad (1)$$

где

p_1 и p_2 – давление газа до и после дросселирования, МПа;

t_1 и t_2 – температура газа в тех же условиях, °С.

1.3.1 Применение эжектора

Эжекторные устройства представляют собой смеситель двух потоков: высоконапорного и низконапорного газа конечной ступени сепарации. За счет особенностей конструктивных эжектора низконапорные газы захватываются основным потоком газа и подвергаются дополнительной сепарации (рисунок 10).

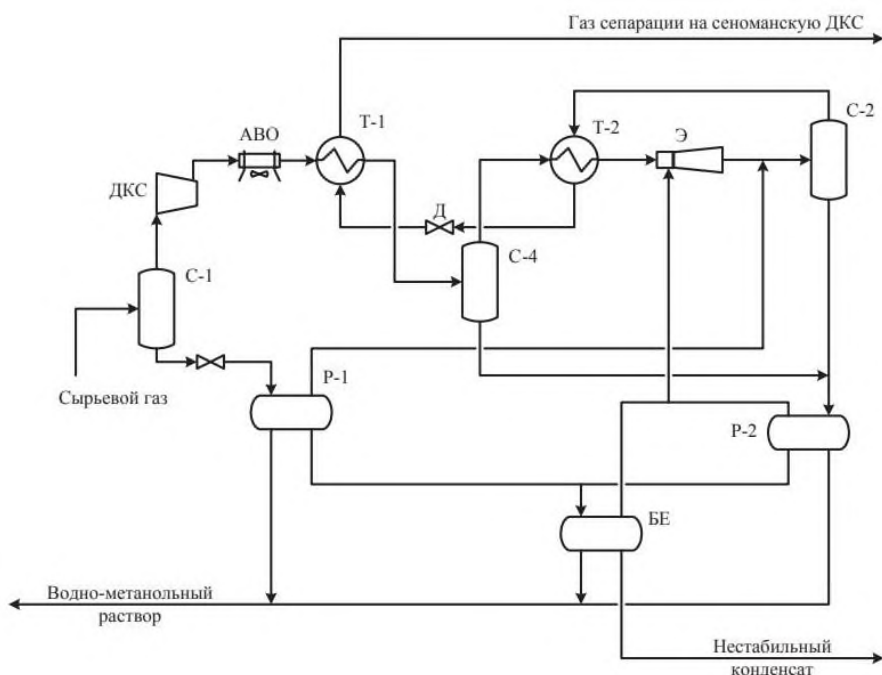


Рисунок 10 – Технологическая схема подготовки газа НТС с эжектором:
С-1, С-2, С-4 – сепараторы; П-1, П-2 – разделители; АВО – аппарат воздушного охлаждения; Т-1, Т-2 – теплообменники; Д – дроссель; БЕ – буферная емкость; Э – эжектор [17]

Тем самым мы можем добиться более четкого разделения по компонентному составу. Сами эжекторы за счет отсутствия подвижных частей и простой геометрии легко установить и далее эксплуатировать. При этом температура сепарации кардинально не отличается от стандартных условий. Часть низконапорного газа циркулирует по кругу по системе эжектор-концевая ступень сепарации, что ведет к увеличению объемом газов выветривания. Поэтому это надо закладывать при проектировании оборудования. [17, 18]

1.3.2 Применение турбодетандеров

При расширении и последующем охлаждении газ при определенных условиях способен совершать внешнюю работу. Такой процесс называется детандированием или изоэнтропийным расширением. Из всех спроектированных вариантов машин, работающих на этой энергии в промышленной подготовке, получили свое развитие турбинные детандеры. На установках их применяют на последних ступенях сепарации, ниже представлен один из вариантов исполнения технологической схемы с их применением (рисунок 11).

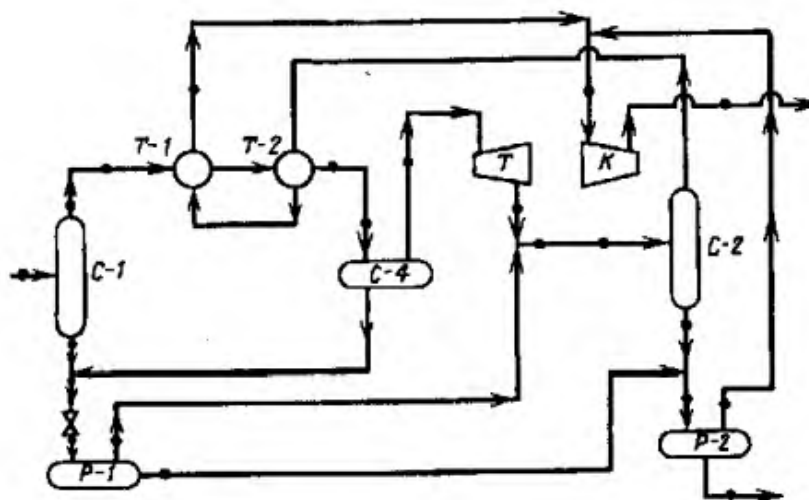


Рисунок 11 – Технологическая схема установки НТС с ТДА: С-1, С-2, С-4 – сепараторы; Т-1, Т-2 – теплообменники; Р-1 – разделитель двухфазный; Р-2 – разделитель трехфазный; Т – турбина ТДА; К – компрессор ТДА [10]

Благодаря совершаемой дополнительной работе газом, коэффициент дросселирование выше, чем при простом дросселировании. По сути, удается добиться гораздо более низкой температуры охлаждения сырья при тех же перепадах давления.

Турбодетандерный агрегат включает в себя следующие элементы: корпус, состоящий из двух частей, сопловый аппарат, лопатки детандера, направляющий аппарат и соединяющий их ротор. Поток газового сырья проходя через сопловый аппарат под постоянным углом направляется на лопатки детандерной части, раскручивая их, тем самым трансформируя

потенциальную энергию давления газа в кинетическую энергию вращения ротора. Вращение ротора передается напрямую на рабочее колесо компрессора, которое уже в свою очередь обратно отдает энергию другой среде, зачастую уже досушенному газу и повышает его давление до значений, достаточных для сдачи сырья по магистральному трубопроводу.

У турбодетандерных агрегатов можно выделить следующие преимущества:

- сокращение потери давления, требуемого для достижения оптимальной температуры конденсации;
- охлаждение при том же перепаде давления позволяет эффективнее достигать охлаждения газа;
- возможность эксплуатации УПКГ без необходимости ввода в эксплуатацию дожимных компрессорных станций при падении пластового давления газа.

Вместе с тем отмечаются и такие недостатки как:

- турбодетандерный агрегат имеет в своем составе дополнительные вспомогательные системы в виде системы смазки, уплотнений сложной конструкций, аварийные системы отключения и защиты, что, в свою очередь, требует грамотного обслуживания, что невозможно без штата обученных сотрудников;
- состав, расход и параметры добываемого газа могут меняться в широких пределах, что требует контроля за работой агрегата;
- повышение давления в компрессорной части сопровождается тем, что часть энергии в газе остается в виде теплоты;
- компрессорное оборудование сложно переносит режим работы, при котором в газе присутствует капельная жидкость, как следствие императивом является предварительная сепарация;
- несоблюдение параметров работы, регламентируемых паспортом завода-изготовителя в части объемов перекачиваемого газа, что несомненно ведет к чрезмерным нагрузкам.

На месторождения, расположенных в суровых климатических условиях в виде очень низких температур, подготовка газа осуществляется в 2-х режимах: в летнее время используются турбодетандерные агрегаты, в зимнее же время переходят на воздушное охлаждение и дросселирование.

1.3.3 Применение холодильных установок

Холодильные установки разного исполнения активно применяются для охлаждения газа на разных этапах. Выбор хладагентов весьма разнообразен и зависит от целей, которые ставятся при проектировании. Им может служить аммиак, пропан, этан и другие УВ. Выделяются два основных типа схемы циркуляции хладагента: в первом хладагент подается в теплообменники при давлении ниже давления насыщения. Происходит его испарение, сопровождающееся поглощением тепла. Потом пары обратно сжимают, охлаждают, тем самым переводя их обратно в жидкое состояние. Второй тип исполнения включает в себя также теплообменное оборудование, дополненное турбодетандерным агрегатом, чтобы разгружать компрессорное оборудование.

Данные схемы охлаждения, как и турбодетандерные агрегаты, увеличивают срок работы установок подготовки газа без установки нагнетательное оборудования.

Также как и с турбодетандерными агрегатами, холодильные установки нужно обслуживать. При этом они занимают большую площадь объекта.

Если цель добиться температуры сепарации -40°C , холодильный цикл можно рассматривать как альтернативу другим технологиям [17]. В частности, газоперерабатывающий завод ввел холодильный цикл на хладагенте в виде пропана. После ввода стало возможно охлаждать газ до -30°C (рисунок 12).

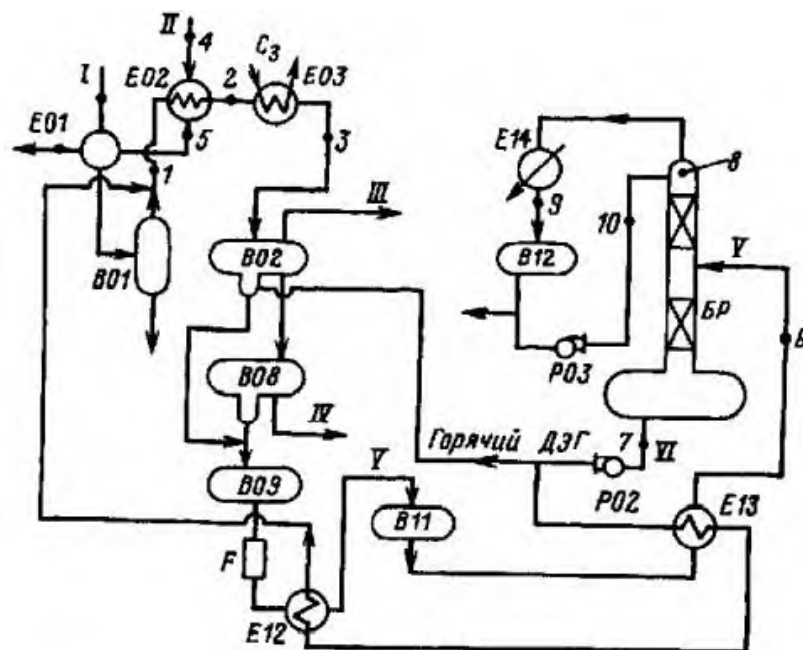


Рисунок 12 – Технологическая схема установки осушки газа на Оренбургском ГПЗ: E01, E02, E12, E13 – рекуперативные теплообменники; E03 – пропановый испаритель; E14 – водяной холодильник; B01 – сепаратор; B02 – трехфазный разделитель; B08 – двухфазный разделитель; B09, B11 – буферные емкости; B12 – емкость орошения; F – фильтр; P02, P03 – насосы; I – сырьевой газ; II – газ с установки НТА; III – охлажденный газ в абсорбер установки НТА; IV – нестабильный конденсат; V – насыщенный раствор; VI – регенерированный раствор этиленгликоля [10]

На Арктик СПГ2 в целях сжижения природного газа реализована сложная технология с использованием теплообменного оборудования с двумя охлаждающими средами: пропаном и метаном.

1.3.4 Применение аппаратов воздушного охлаждения

Северные регионы имеют низкую температуру воздуха в течение большей части года. Это дает возможность активно использовать аппараты воздушного охлаждения (АВО). Стандартный АВО включает в себя: вентилятор, трубная секция с большой поверхностью для эффективного теплообмена, жалюзи, вентиляторы с частотно-регулируемым приводом. Лопастные вентиляторы нагоняют потоки воздуха на трубные секции, внутри которых движется теплый газ. В зависимости от условий и сырья можно

регулировать степень охлаждения. Если охлаждение происходит чрезмерно сильно есть возможность подогрев с использованием нагретого воздуха.

1.3.5 Применение 3-S сепаратора

К недавно появившимся методам улучшения технологии низкотемпературной сепарации относится российская разработка газодинамических установок отделение конденсата. Другое их название 3S-сепараторы, от сокращения английской аббревиатуры super sonic separation. Конструкция способна активно закручивать и разгонять поток сырого газа с целью понижения его температуры.

Процесс разделения состоит из нескольких этапов: вначале поток сырого газа на входе встречают лопатки с подобранной особой формы, которые завихляют поток, при этом многократно его ускоряют. Далее в сопле Лавалья скорость достигает сверхзвуковых значений. Такие скорости требуют больших энергий, которая получается посредством преобразования в нее потенциальной энергии давления. Из потока начинает выпадать влага. Так как поток у нас завихрен, то на него действуют центробежные силы. Если рассматривать поток в поперечном разрезе, то можно видеть, что тяжелая жидкая часть будет расположена на краях разреза, а легкие, очищенные от целевых фракций, будут в центре. Двигаясь дальше конденсат с небольшой частью газа через специальную рабочую полость в виде щели попадает в диффузор и отводится из сепаратора, а сухой газ продвигается дальше, где тормозится вторым диффузором (рисунок 13).

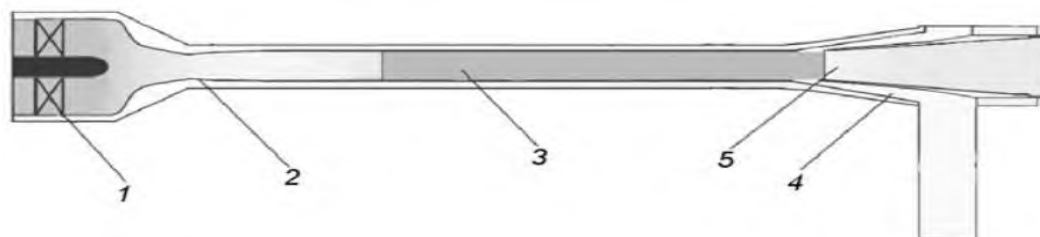


Рисунок 13 – Принципиальная схема 3S-сепаратора:
1 – закручивающее устройство; 2 – сопло Лавалья; 3 – рабочая часть ; 4 – диффузор ; 5 – диффузор [19]

Охлаждение с достижением сверхзвуковых скоростей потоком вполне может доходить до -80°C и выше.

Конструкция данного аппарата влияет и на технологические решения при проектировании схемы подготовки в целом. Например, благодаря тому, что мы отводит лишь жидкость с небольшим количеством газа, на конечной ступени требуются сепаратор гораздо меньшего объема, а центральный поток уже соответствует стандартам по точке росы по углеводородам и воды. Итоговая металлоемкость снижается. Пример технологической схемы представлен на рисунке 14.

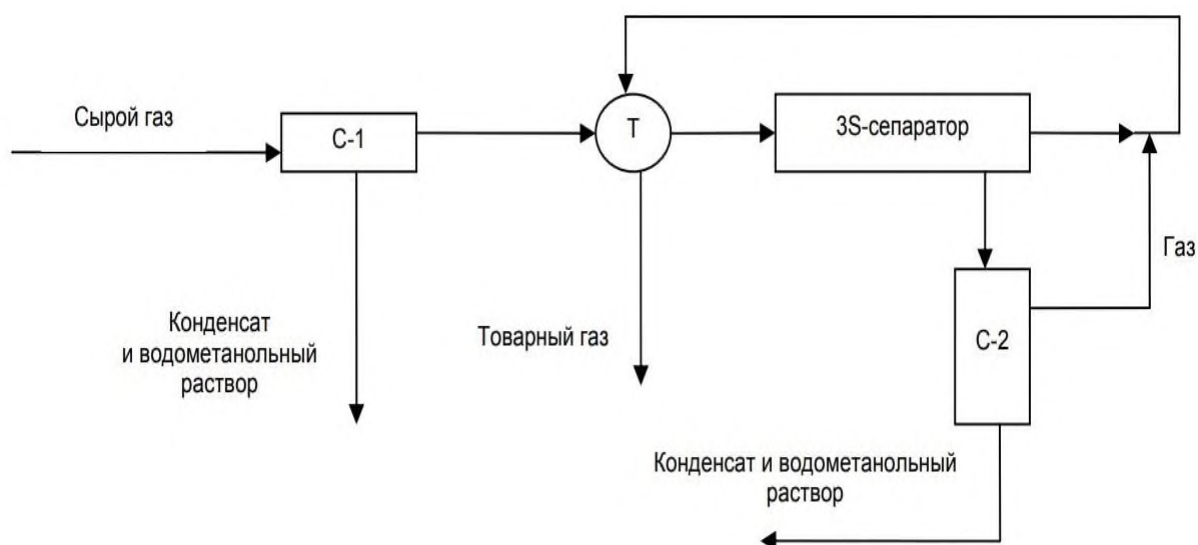


Рисунок 14 – Технологическая схема НТС с 3S-сепаратором [19]

Термодинамически 3S-сепараторы эффективнее обычных дросселей и даже немного превосходят турбодетандеры. А отсутствия движущихся частей упрощают обслуживание, делают его устойчивым к потокам капельной жидкости и обеспечивают долгий межремонтный период.[19].

1.3.6 Применение дожимных компрессорных станций

При добыче газоконденсатных скважин используется только естественная энергия пласта в виде давления. По мере продвижения разработке давление в пласте будет неуклонно падать. В какой-то момент на установках

подготовки газа становится невозможным поддержания достаточного перепада, необходимого для дросселирования газа. Тогда на помощь приходят системы компримирования газ, поступающего со всего месторождения на вход установки подготовки газа

Главы 2,3 являются конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании АО «Газпром добыча Томск»

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2БМ15	Муратов Петр Николаевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/ ООП/ОПОП	21.04.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых ресурсов на проведение мероприятий по усовершенствованию технологической схемы подготовки газа на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Отраслевые регламенты
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации (1 часть) ФЗ №146 от 31.07.1998 в ред. от 28.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (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 установки кожухотрубчатого теплообменника с целью усовершенствованию технологической схемы подготовки газа на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Оценка и расчет затрат на установку кожухотрубчатого теплообменника.
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка экономической эффективности установки кожухотрубчатого теплообменника с целью усовершенствованию технологической схемы подготовки газа.
Перечень графического материала:	
<i>1. Анализ чувствительности проекта</i>	
Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	03.04.2023

Глава 4 является конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании АО «Газпром добыча Томск»

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа 2БМ15		ФИО Муратову Петру Николаевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/ ООП/ОПОП	21.04.01 Нефтегазовое дело Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Повышение эффективности технологии подготовки попутного нефтяного газа на X нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	Объект исследования: установка комплексной подготовки газа нефтегазоконденсатного месторождения X. Область применения: нефтегазовое дело, подготовка попутного нефтяного газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве работ повышенной опасности); Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению 2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	–повышенный уровень шума; –повышенный уровень вибраций –отклонение показателей климата на открытом воздухе –утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу –пожаровзрывоопасность –наличие сосудов и трубопроводов, работающих под давлением –электрический ток –опасность поражения электрическим током; –опасность механических повреждений
3. Экологическая безопасность: 3.1 Защита окружающей среды 3.2 Защита атмосферы	–анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы вредных паров, газов, веществ);

3.3 Защита поверхностных и подземных вод 3.4 Защита литосферы	-анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы сточных вод и ВМР, жидких углеводородов).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1 Нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов 4.2 Взрывопожароопасность 4.3 Молниезащита, защита от статического электричества	-анализ возможных ЧС при эксплуатации оборудования; -перечень возможных ЧС на объекте: пожары и взрывы на объекте, удары молнией, статическое электричество, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов; -выбор наиболее типичной ЧС: - пропуск газа во фланцевых соединениях из-за превышения давления; -разработка мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Муратов Петр Николаевич		

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность – это ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу и оценке развития опасных экзогенных геологических процессов в Боомском ущелье (Кыргызская Республика) с помощью программного пакета ArcGIS 10 (ESRI Inc.). В связи с этим в данном разделе ВКР проведен анализ возможных опасных и вредных факторов, которые могут возникнуть при работе за персональным компьютером и даны рекомендации по обеспечению производственной безопасности.

В данном разделе рассмотрен вариант чрезвычайной ситуации на объекте, который может возникнуть при несоблюдении инструкций. Также рассматривается деятельность инженера-эколога с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

Важнейшей задачей при работе за персональным компьютером является соблюдение всех правил и требований производственной и экологической безопасности.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ [1] время, в течении которого работник должен исполнять свои трудовые обязанности, не может превышать 40 часов в неделю. При такой рабочей неделе максимально допустимая продолжительность смены для работника не может превышать 8 часов.

При трудоустройстве работодателю предоставляются необходимые персональные данные работника. Их обработка, хранение и использование осуществляется исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов. Доступ к персональным данным работникам должен быть только у специально уполномоченных лиц. Передача данных третьей стороне возможна только с письменного согласия работника.

Доступ к полной информации о своих персональных данных, исключение, исправление неверных или неполных данных являются правомерными действиями работника. Заработная плата каждого работника устанавливается индивидуально, в зависимости от его квалификации, сложности выполняемых работ, затраченного времени и других факторов. Минимальная оплата труда не может быть ниже прожиточного минимума населения. Работники, занятые на работах с вредными или опасными условиями труда, а также в местностях с особыми климатическими условиями, получают оплату труда в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Государство (ст. 147 ТК РФ) устанавливает гарантии и компенсации за вредные условия труда. К ним относятся: уменьшение рабочего времени, дополнительный отпуск, доплаты и компенсационные выплаты, досрочный выход на пенсию, обязательное своевременное проведение медосмотров, выдача молока или лечебного питания.

Социальное страхование является обязательным способом защиты населения в Российской Федерации. К нему относятся страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, страхование на случай временной нетрудоспособности, пенсионное страхование и другие. Цель данной системы защиты граждан компенсировать или минимизировать

последствия изменения материального или социального положения граждан в случаях, предусмотренных законодательством РФ.

5.1.2. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Согласно ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ [2] необходимо правильно организовать рабочее место работника. Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ (требуемая точность действий, характер чередования по времени пассивного наблюдения и физических действий, необходимость ведения записей).

Рассматривая рабочую зону, оснащенную персональным компьютером (ПК), предъявляются следующие требования:

- Рабочие места с ПК в помещениях с источниками вредных производственных факторов должны размещаться в изолированных кабинах с организованным воздухообменом.
- Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600 - 700 мм.
- Необходимое пространство для ног: высота от 600 мм, ширина – не менее 500 мм, глубина на уровне колен – не менее 450 мм и на уровне вытянутых ног – не менее 650 мм.
- Конструкция рабочего стола должна обеспечивать оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования с учетом его количества и конструктивных особенностей, характера выполняемой работы. При

этом допускается использование рабочих столов различных конструкций, отвечающих современным требованиям эргономики.

5.2. Производственная безопасность

В разделе «производственная безопасность» будут проанализированы потенциально опасные и вредные производственные факторы, при использовании персонального компьютера для оценки и анализа развития опасных экзогенных геологических процессов в Боомском ущелье.

К вредным производственным факторам относят факторы, влияние которых на работников может повлечь их заболевание, снижение уровня работоспособности или отрицательное воздействие на будущее потомство.

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

Таблица 15 — Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочих местах, использующих ПК

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ)	Нормативные документы
Отклонение показателей микроклимата в помещении	Требования к отклонению показателей климата устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548– 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [3].
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Требования к защите от повышенного уровня шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003- 2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [4].
Повышенный уровень электромагнитных полей	Требования к защите от повышенного уровня электромагнитных полей устанавливаются ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности [5].
Отсутствие или недостаток необходимого и искусственного освещения	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*[6].
Пожаровзрывоопасность	Требования к возникновению пожара или взрыва устанавливаются в ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [7].

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [8].
-----------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1.1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. При работе могут наблюдаться отклонения показателей микроклимата: повышенная или пониженная температура воздуха или поверхностей в рабочей зоне, отклонение показателей относительной влажности и скорости движения воздуха, интенсивности теплового облучения. Параметры микроклимата оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность. Рассмотрим оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата в рабочей зоне производственных помещений в холодное и теплое время года при работе средней тяжести.

Таблица 16 — Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах, использующих ПК

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхности остей,	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин			Если $t^{\circ} < t^{\circ}_{\text{опт}}$	Если $t^{\circ} > t^{\circ}_{\text{пт}}$
Холодный	Ia	20,0 - 21,9	24,1 - 25,0	19,0 - 26,0	15 - 75	0,1	0,1
	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 - 75	0,1	0,2

Теплый	Ia	21,0 – 22,9	25,1 - 28,0	20,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,2
	Iб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Категории Ia соответствует данной работе с интенсивностью энергозатрат 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42 м², объем составляет 147 м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м³ [9]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [10]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [11]

Нормализация метеорологических условий производственной среды является способом коллективной защиты работников. В данный процесс входит установка вентиляции, отопления и кондиционирования в рабочей зоне. От

теплового излучения необходима защита расстоянием, путем перевода управления в дистанционный вид с помощью механизации и автоматизации производственных процессов. Также способом защиты является обеспечение оптимального режима работы. К средствам индивидуальной защиты относятся специальная одежда, обувь, средства защиты рук, головы, лица и глаз.

5.2.1.2. Повышенный уровень шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [12].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000; 2000; 4000; 8000 Гц.

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

- устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
- изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
- применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения.

Средства индивидуальной защиты:

- применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.2.1.3. Повышенный уровень электромагнитного излучения

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот.

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [13].

Максимально допустимые параметры электромагнитного поля в зависимости от диапазона частот согласно ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ представлены в таблице 5.3 [14].

Таблица 17 — Допустимые значения электромагнитного излучения [14]

Параметр	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	от 0,06 до 3	св. 30 до 300
Епд, В/м	500	300	80

Нпд, А/м	50	-	-
ЭНЕпд, (В/м) ² ·ч	20000	7000	800
ЭННпд, (А/м) ² ·ч	200	-	-

В ходе работы использовалась ПЭВМ типа «HUAWEI MateBook D 15» со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76) [3].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по ОСТ 54 30013-83):

- до 10 мкВт./см², время работы (8 часов);
- от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

К общим и индивидуальным средствам защиты от электромагнитных полей относятся экраны, выполненные из металлических материалов, одежда (халаты, фартуки, комбинезоны, костюмы), изготовленная из отражающей металлизированной х/б ткани); защитные очки, щитки и др., покрытые тонкой токопроводящей пленкой.

5.2.1.4. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

В темное время суток, а также в закрытых помещениях, света может быть недостаточно. В связи с этим, применяется искусственное освещение. От уровня освещенность зависит зрение работника, его сопротивляемость усталости и нагрузкам. Средняя горизонтальная освещенность в кабинетах и офисных помещениях должна быть не менее 300 лк. В различных цехах и технических помещениях освещенность варьируется от 100 до 300 лк. При проведении земляных работ не менее 10 лк. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия.

Требования к освещению на рабочих местах, оборудованных ПЭВМ:

Рабочие столы следует размещать таким образом, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева. Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ПЭВМ должно осуществляться системой общего равномерного освещения. В производственных и административно-общественных помещениях, в случаях преимущественной работы с документами, следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк.

В качестве источников света при искусственном освещении следует применять преимущественно люминесцентные лампы типа ЛБ и компактные люминесцентные лампы (КЛЛ). При устройстве отраженного освещения в

производственных и административно-общественных помещениях допускается применение металлогалогенных ламп. В светильниках местного освещения допускается применение ламп накаливания, в том числе галогенные.

Таблица 18 — Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения для рабочих мест, использующих оборудования ПК [15].

Помещение	Плоскость (Г - горизонтальная, В вертикальная) нормирования освещенности и КЕО, высота плоскости на д полом, м	Естественное освещение, КЕО, e_n %		Совмещенное освещение, КЕО, e_n %		Освещенность рабочих поверхностей, лк		Объемный показатель дисконтормфорты UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности, %, не более
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении	при общем освещении		
Кабинеты	Г-0,0	3,0	1,0	1,8	0,6	300		-	-

5.2.1.5. Пожаровзрывоопасность

Опасные факторы пожара — пламя и искры, тепловой поток, повышенная

температура окружающей среды, повышенная концентрация продуктов горения, пониженная концентрация кислорода. После пожара может произойти взрыв, который также является опасным производственным фактором.

Воздействие пламени на человека может привести к термическому ожогу. Повышенная температура вызывает ожоговые поражения дыхательных путей и кожи человека. Токсичные продукты горения отравляют человека оксидами углерода и другими соединениями, вызывая кислородное голодание — головную боль, слабость, головокружение, и при длительном воздействии приводит к гибели человека.

Опасные факторы взрыва: ударная волна, пламя, обрушивающиеся конструкции, выделяющиеся вредные вещества. Противодействие пожарам осуществляется в процессе обеспечения пожарной безопасности.

Помещение по степени пожароопасности относится к классу В-4, так как в нем отсутствует выделение пыли и волокон во взвешенном состоянии.

Возникновение пожара при работе с ПК может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера. Причины возникновения пожара неэлектрического характера может быть халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня). Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды. К первичным средствам пожаротушения относятся все виды переносных и передвижных огнетушителей, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок).

Требования к персоналу на рабочих местах:

- Работники допускаются к работе только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- Вся территория постоянно содержится в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться;
- Запрещается курение на территории. Курить разрешается только в отведенных местах для курения;
- Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;
- Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;
- По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещение, территорию.

5.2.1.6. Пожаровзрывоопасность

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц.

Согласно ПУЭ (7-е изд.) [16], рабочее место относится к категории помещения – без повышенной опасности. Так как в ней учтены все необходимые правила по электробезопасности, это сухое помещение без повышенного напыления, температура воздуха нормальная, пол покрыт изоляционным материалом. Влажность воздуха не превышает 75%, отсутствует токопроводящая пыль, температура не превышает 35°С.

Для предотвращения электрических травм работника, в первую очередь, необходимо регулярно обслуживать действующие электроустановки, проводить своевременный ремонт, монтаж и профилактические работы. Меры по

обеспечению электробезопасности зависят от категории производственного помещения. Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Каждому работнику необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

- Заземление электрического оборудования;
- Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов;
- Зануление источников напряжения;
- Применение разделительных трансформаторов.

Средства индивидуальной защиты: использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

5.2.2. Расчет системы искусственного освещения

Дано:

- помещение длиной $A=20$ м, шириной $B=10$ м и высотой $H=4,5$ м;
- высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м;
- коэффициент отражения стен $R_c = 30$;
- коэффициент отражения потолка $R_{п} = 50$;
- коэффициент запаса $k = 1,5$;
- коэффициент неравномерности $= 1,1$;
- расстояние светильников от перекрытия (свес) $h_c = 0,5$ м.

Выберем люминесцентные светильники типа ОД: интегральный критерий оптимальности расположения светильников $\lambda = 1,4$.

Рассчитаем *расчетную высоту светильника над рабочей поверхностью* по формуле:

$$h = H - h_{рп} - h_c, \quad (21)$$

где h – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м;

H – высота помещения, м;

h_p – высота рабочей поверхности над полом, м.

п

$$h = 4,5 - 0,8 - 0,5 = 3,2 \text{ м}$$

Рассчитаем *расстояние между светильниками*:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (22)$$

где L – расстояние между соседними светильниками или рядами, м;

λ – интегральный критерий оптимальности расположения светильников;

$$L = 1,4 \cdot 3,2 = 4,48 \text{ м}$$

Рассчитаем *расстояние от крайних светильников до стены* по формуле:

$$l = \frac{L}{3} = \frac{4,48}{3} = 1,49 \text{ м} \quad (23)$$

Рассчитаем индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{20 \cdot 10}{3,2 \cdot (20 + 10)} = 2,083 \quad (24)$$

Размещаем светильники в два ряда. В каждом ряду можно установить 10 светильников типа ОД мощностью 65 Вт (с длиной 1,23 м и шириной 0,29 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 40$

Коэффициент использования светового потока составляет $\eta = 57 \% = 0,57$

Определяем световой поток лампы по формуле:

$$\Phi = \frac{E \cdot A \cdot B \cdot k \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 20 \cdot 10 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{40 \cdot 0,57} = 4342,1 \text{ Лм} \quad (25)$$

Выбираем ближайшую подходящую стандартную лампу ЛХБ 65 Вт с потоком $\Phi_{\text{л.стан}} = 4400$ Лм.

Делаем проверку выполнения условия:

$$\begin{aligned} -10 \% &\leq \frac{\Phi_{\text{л.стан}} - \Phi_{\text{л.раст}}}{\Phi_{\text{л.стан}}} * 100 \% \leq +20 \% & (26) \\ -10 \% &\leq \frac{4400 - 4342,1}{4400} * 100 \% \leq +20 \% \\ &10 \% \leq 1,3 \% \leq +20 \% \end{aligned}$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки по формуле:

$$P = 65 \cdot 40 = 2600 \text{ Вт} \quad (27)$$

5.3. Экологическая безопасность

5.3.1. Защита атмосферы

ПВЭМ во время работы ионизируют воздух, тем самым в воздухе повышается концентрации мелких частиц и пыль. Также во время работы ПВЭМ с высокими вычислительными мощностями имеет место быть нагрев воздуха и всего помещения, поэтому необходимо обеспечить хороший воздухообмен и регулирование температурного режима.

Мероприятием для уменьшения воздействия на атмосферу служит своевременная влажная уборка помещения.

5.3.2. Защита гидросферы

Загрязнение гидросферы связано со сбросами сточных вод в канализационные системы и в водоемы различного назначения. Загрязнение сточных вод человеком продуцирует значительное количество стоков, которые отводятся или в централизованные, или в автономные канализационные системы, и далее подлежат очистке и сбросу в окружающую среду. Механические, биологические и органические загрязнения сточных вод, образующихся в результате хозяйственно-бытовой деятельности человека, удаляются очистными

сооружениями. Основным нормативным документом в сфере использования водных ресурсов является Водный кодекс РФ, принятый 03.06.2006 года за номером 74-ФЗ.

Мероприятия для уменьшения воздействия на гидросферу:

- При загрязнении или опасности загрязнения подземных вод объем и способ наблюдений за их режимом или качеством определяется в зависимости от значения и вида их использования, а также с учетом возможных последствий их загрязнения;
- В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

5.3.3. Защита литосферы

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

В оргтехнике огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу).

Поэтому оргтехника требует специальных комплексных методов утилизации. Сначала происходит списывание техники с баланса компании. Только

после этого можно приступать к поискам компании и непосредственной утилизации техники.

Порядок проведения у каждой фирмы может быть своим, но примерная схема такова:

1. Заказчик заключает договор с исполнителем.
2. Состоится вывоз оргтехники с предприятия.
3. Исполнитель демонтирует, сортирует технику. Отделяет черный металл от цветного и драгметаллов.
4. Полученное сырье отправляется на заводы для переработки. В дальнейшем из них будут сделаны новые продукты.
5. Отходы классов повышенной опасности обезвреживаются и уничтожаются, либо их отвозят на легальные места захоронения.
6. Заказчик получает акт выполненных работ вместе с необходимыми для бухучета документами.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки оргтехнике необходимо:

- Побеспокойтесь заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.
- Узнать, насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.
- Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой оргтехнике и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку».

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

5.4.1. Анализ возможных ЧС

При работе на ПЭВМ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. Природные (землетрясения, провалы территории);
2. Техногенные (несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место; возможное проявление вандализма, диверсии и промышленного шпионажа; пожар).

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлек за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

ЧС техногенного характера — это ситуации, которые возникают в результате производственных аварий и катастроф на объектах, транспортных магистралях и продуктопроводах; пожаров, взрывов на объектах.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения

распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

5.4.2. Наиболее вероятная ЧС

Самая вероятная чрезвычайная ситуация, происходящая в помещении офиса – пожар. Половина офисных возгораний происходит по вине руководства организаций или их сотрудников. Руководители зачастую не контролируют в полной мере состояние электропроводки, сигнальных систем оповещения о появлении дыма и огня, наличие исправных огнетушителей, и другого противопожарного инструментария.

Поскольку требования пожарных инспекторов зачастую вступают в противоречие с логикой обеспечения защиты от хищений, в офисных помещениях могут оказаться заблокированными эвакуационные выходы, предусмотренные на случай пожара. Двери из подсобок и технические коридоры порой захламляются отслужившей свой срок мебелью и коробками с мусором.

Повсеместной спецификой значительной части помещений в офисе оказывается наличие большого количества документов на бумажных носителях. А бумага наряду с мебелью и тканевыми шторами представляет собой легковоспламеняющийся материал.

Сотрудники также могут быть виновными в возгорании:

- курение в непредусмотренных для этого местах;
- неправильная эксплуатация бытовых электроприборов и обогревателей;
- готовка или разогрев пищи не в отведенных для этого местах;
- перегрузка электросети;
- хранение на рабочем месте различных легковоспламеняющихся предметов.

Для предупреждения сотрудников используются звуковые сирены, световые сигналы тревоги. Некоторые системы сигнализации могут не только

оповещать о задымлении, но и тушить возгорание, выпуская огнеподавляющее вещество (воду, пену, газ, порошок, аэрозоль) локально на очаг. Для тушения пожара в офисе наиболее удобными считаются углекислотные огнетушители. Их действующее вещество, спустя некоторое время после завершения работ, испаряется бесследно, почти не нанося вреда оргтехнике или мебели.

Важно, чтобы каждый сотрудник внимательно изучил план эвакуации, который есть в любом учреждении. С этой целью полезно проводить учебную эвакуацию и отработать действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

В случае пожара работникам предприятия необходимо выполнить следующие три действия:

1. Немедленно сообщить по телефону "01" о пожаре в пожарную охрану;
2. Оповестить о пожаре всех работников;
3. Принять меры по эвакуации людей, тушению пожара, сохранению материальных ценностей.

При ликвидации пожара в зданиях с массовым пребыванием людей необходимо: установить связь с администрацией объекта и возможность использования внутренних средств связи для руководства тушением и эвакуацией; принять меры по предотвращению паники, использовать все силы и средства на спасение людей; привлечь обслуживающий персонал к эвакуации людей согласно плану эвакуации при; в случае достаточного количества сил и средств для проведения эвакуационно-спасательных работ остальные силы и средства направить непосредственно на тушение пожара.

5.5. Перечень нормативно-технической документации

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022 г).
2. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

3. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
4. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
6. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
7. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. СП 2.4.3648-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации воспитания и обучения, отдыха и оздоровления детей и молодежи».
- 10.ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
- 11.ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
- 12.СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
- 13.ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности.
- 14.ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
- 15.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменениями N 1, 2).
- 16.Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2013. 704 с.

5.6. Вывод по разделу

Полученные результаты раздела «Социальная ответственность»

позволяют оценить уровень безопасности и эксплуатационной надежности на производстве, необходимость снижать риски возникновения аварий и инцидентов, проводить анализ объекта на удовлетворение санитарным нормам, реализовывать охрану окружающей среды, обеспечить безопасность по правовым и организационным вопросам, определить план действий по предупреждению и локализации чрезвычайных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для выполнения требований закона Российской Федерации о количестве сжигания попутного нефтяного газа и с целью повышения рентабельности разработки нефтегазоконденсатного месторождения X в работу введена Установка комплексной подготовки газа и газового конденсата.

Из недостатков текущей технологической схемы подготовки газа выявлена невозможность соблюдать стандарты подготовки в теплое время года. С помощью применения программного пакета моделирования нефтегазохимических процессов Aspen HYSYS было проведена работа по решению этой проблемы. Результатом этой работы стала разработка нескольких дополнительных модулей, способных повысить эффективность отбензинивания газа.

Первая схема с применением дополнительной осушки через низкотемпературную абсорбцию нестабильным конденсатом не дала желаемого результата в виде снижения содержания пропан-бутановой фракции в осушенном газе.

Вторая схема предполагает использовать внешний холодильный цикл, в котором источником холода выступал дросселированный газ из газоконденсатной скважины. Данная схема смогла обеспечить дополнительное охлаждение газа, тем самым обеспечит точку росы по углеводородам в летнее время в соответствии со стандартами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соловьянов, А. А. Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегии использования: учебное пособие / А. А. Соловьянов, В. В. Тетельмин, В. А. Язев. - Долгопрудный: Интеллект, 2013. - 208 с.
2. Бекиров, Т. М. Технология обработки газа и конденсата / Т. М. Бекиров, Г. А. Ланчаков. - М.: Недра, 1999. - 596 с.
3. Effect of Fuel Composition on the Operation of a Lean-Burn Natural Gas Engine / Clark, Nigel N., Mott, Gregory E., Atkinson, deJong, Remco J. and et. // Society of Automotive Engineers, Inc. - 1995. - P.123-131.
4. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам Технические условия. -М.: ОАО «Газпром», 2011. - 12 с.
5. Ширковский, А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: учебник для вузов / А.И. Ширковский. - М.: Недра, 1987. - 309 с.
6. Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография / С. Н. Колокольцев. - М.: ЛЕНАНД, 2015. - 600 с.
7. Писарев, М. О. Оптимизация процесса разделения углеводородов в аппаратах установки низкотемпературной сепарации газа в динамических условиях: дис. канд. техн. наук: / М. О. Писарев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. - Томск, 2016. - 182 с.
8. Басниев К.С., Энциклопедия газовой промышленности / К.С. Басниев. - М.: ТВАНТ, 1994. - 884 с.
9. Ширяев, Е. В. Сравнительный анализ технологий осушки газа при обустройстве газового месторождения Каменномысское-Море / Е. В. Ширяев, Т. В. Юрецкая // Молодой ученый. - 2015. - №11. - С. 472-474.

10. Гриценко, А. И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А. И. Гриценко, В. А. Истомин, А. Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. - М.: Недра, 1999. - 473 с.
11. Тронов, В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тронов. - Казань: ФЭН, 2002. - 407 с.
12. Щербатюк В.М. Промысловые установки подготовки топливного газа /В.М. Щербатюк // Сфера Нефтегаз. - 2006. - №1. - С. 25-31.
13. Технология промысловой подготовки газа [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://designtest.lms.tpu.ru/mod/book/view.php?id=14799>
14. Крель, Э. Руководство по лабораторной ректификации / В.М. Олевский. - М.: Издательство иностранной литературы, 1960. - 458 с.
15. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. - М.: Стандартинформ, 2012. - 12с.
16. ГОСТ Р 52087-2018. Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия. - М.: Стандартинформ, 2018. - 10 с.
17. Кузнецов О.А. Основы работы в программе Aspen HYSYS: Учебное пособие / О.А. Кузнецов. - М.: Директ-Медиа, 2015. - 153 с.
18. Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие / А.А. Кузнецов, Е.Н. Судаков. - М.: Химия, 1983. - 224 с.
19. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - М.: Стандартинформ, 1999. - 17 с.
20. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. - М.: Стандартинформ, 2004. - 14 с.
21. Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30 декабря 2001г. № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).
22. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - М.: Стандартинформ, 2019. - 12 с.

23. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Казанского нефтегазоконденсатного месторождения». 2018. - 567 с.
24. ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности - М.: Стандартинформ, 2015. - 27 с.
25. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - М.: Стандартинформ, 2008. - 26 с.
26. Официальный интернет-сайт муниципалитета г. Томска. [Электронный ресурс] / Постановления Администрации Томской области от 11.02.2011 г. No29;i. Режим доступа: <http://www.admin.tomsk.ru/docbase/regiondoc.nsf/url/AP201129>
27. ГОСТ ИЕС 61140-2012. Защита от поражения электрическим током. Общие положения безопасности установок и оборудования. - М.: Стандартинформ, 2014. - 24 с.
28. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с изм. 1990 г.). - М.: Стандартинформ, 2007. - 7 с.
29. ГОСТ Р 51330.11-99. Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам. - М.: Стандартинформ, 2003. - 9 с.
30. НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. - М.: ГУГПС и ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. - 24 с.
31. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. - М.: ГОСЭНЕРГОНАДЗОР, 1995. - 46 с.
32. РД 39-22-113-78. Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности. - М., 1979. - 19 с.
33. ПБ 08-624-03. Правил безопасности в нефтяной и газовой

промышленности. - М.: ПИО ОБТ, 2003. - 167 с.

34.ФЗ РФ от 19 февраля 1993 г. №4520-1 (ред. от 07.03.2018) "О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях"

Приложение А

THE LITERARY REVIEW ON ASSOCIATED PETROLEUM GAS TREATMENT TECHNOLOGIES

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ15	Муратов Петр Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ИШПР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Болсуновская Людмила Михайловна	к.ф.н		

1. Introduction

Although many improved conceptual designs of natural gas liquids (NGLs) recovery processes have been introduced to enhance the economics and efficiency, real-world applications remain elusive because of the communication gap between researchers and practitioners. To bridge this gap, a state-of-the-art assessment of the NGLs recovery processes is presented along with an overall outline considering the feed conditions, product recovery, purity, specific energy consumption (SEC), process economics, and analysis software using the equation of state model. Lower NGL components in the feed have a higher SEC and lower operating costs than a rich feed. It was also found that the conceptual processes are more energy intensive and complex than commercial processes. The major challenges associated with NGL recovery were assessed, including a high energy consumption, varying feed composition, flexibility in the product recovery, and design considerations for offshore NGL processing. Future directions are proposed, including the application of hybrid separation processes and a process intensification to enhance the compactness, particularly for offshore applications, process optimization, and heat integration. Further, an economic policy study is conducted that provides insight into market dynamics. The development of new natural gas (NG) reserves will boost the NGL market and NG business.

The NGLs are separated from NG to maintain heating value and dew point of hydrocarbons for safe and economical transport through pipelines. In general, NGLs are recovered in larger amounts than needed for pipeline conditions, mainly due to exceptional economic benefits as compared to NG for a similar heating value. The choice of NGL recovery process is dependent upon (but not limited to) the feed gas conditions, required purity and efficiency, and capital investment. To extract NGLs from NG, different processes have been employed, including absorption, adsorption, membrane, and cryogenic processes.

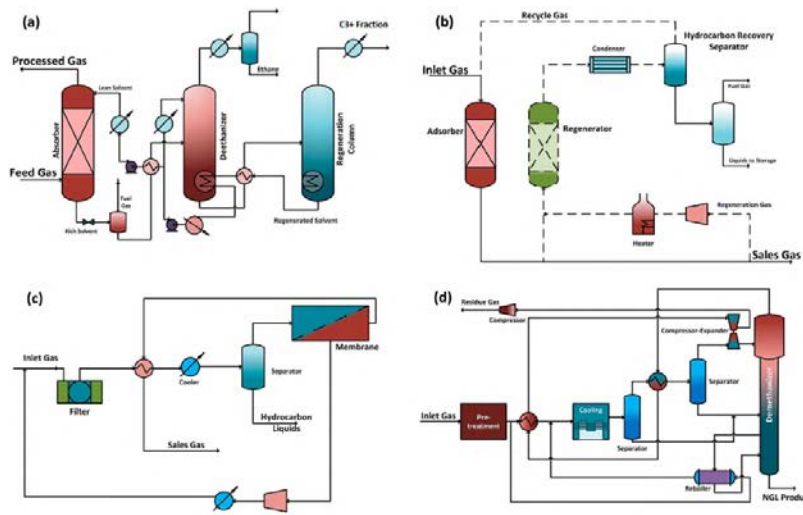


Figure 1. NGL recovery processes: (a) absorption, (b) adsorption, (c) membrane, and (d) cryogenic.

The absorption processes require a high capital investment, mainly because of the large space required to operate using large heaters for the columns to supply the required energy. The adsorption processes operate at high pressure to adsorb NGLs from NG in solid materials such as silica gel or activated carbon. A high-pressure operation makes this process capital intensive. Membrane processes are compact in size and can achieve the desired efficiency with a smaller physical footprint and lower capital cost. Membrane processes are relatively new developments in the gas industry, and many further developments are in full swing to achieve a better efficiency and low operating and total costs with less process complexity [9,10]. Cryogenic distillation is a widely used technology for extracting NGLs from NG due to its high product purity and recovery. Cryogenic processes are synergistically effective when integrated with liquefied natural gas (LNG) or nitrogen recovery unit (NRU), mainly owing to their low temperature operation.

Apart from patented processes, many conceptual studies have also been shown enormous potential for a performance enhancement. Recent advancements in the conceptual design of NGLs have focused on improving the energy efficiency and product specifications and decreasing cost through either a process integration or process intensification. For example, there is integrated the NGL process with LNG and optimized it using an invasive weed algorithm, which resulted in 36.3 % total annualized cost savings with a 1.38 year payback period integrated the NGL process with LNG-NRU and evaluated the energy saving opportunities. They introduced an absorption refrigeration mixed refrigerant (AR-MR) system to provide the required cooling and compared the results with propane mixed refrigerant (C3-MR) and dual mixed refrigerant (DMR) processes. Moreover, scientists applied a process

intensification approach to the NGL process to enhance the economics. Their results showed a considerable savings in annual operating costs.

Many advancements in the conceptual design of NGL processes have been made thus far to enhance the process economics and efficiency, but still these designs are away from industrial practitioners and policy makers.

Therefore, this is the first study explicitly intended to provide an overall picture of the NGL recovery processes when considering the feed conditions, product recovery, purity, energy consumption, process economics, involved configurations, and PSE analysis software using the equation of state model.

Prospective NGL recovery schemes

This section provides a brief overview of conventional NGL recovery processes such as absorption, adsorption, membrane, and cryogenic processes. The process flow diagram of each technology is shown in Fig. 1. The lean oil absorption technology was developed in the 1910s and was exclusively in practice until the 1970s. The lean oil absorption process is considered to be the oldest and least efficient process for NGL recovery and uses lean oil to absorb hydrocarbons from feed gas. In addition, rich oil from the bottom is sent to the stripping unit to regenerate oil and separate the NGL. Typically, lean oil has a molecular weight of 100. A basic schematic of the absorption process is shown in Fig. 1(a). In the adsorption process, adsorbent media such as zeolites, activated carbon, Engelhard Titanosilicate-10 (ETS-10), and metal organic frameworks (MOFs) can be used for the adsorption of NGL from NG. A basic schematic of the adsorption process is shown in Fig. 1(b). Adsorption is considered an emerging technology for hydrocarbon separation, mainly because of low energy consumption and suitability for small-scale NGL recovery plants. In recent years, efforts have been made on zeolites, MOFs, and activated carbon materials in terms of surface chemistry to achieve high product purity. The membrane separation process has been qualified as a suitable candidate, specifically for offshore plants, owing to its compactness, minimum utility requirement, and low weight. In the membrane process, the NG is passed through the membrane and hydrocarbons are removed while producing lean NG. The basic schematics of the membrane process are shown in Fig. 1(c). Polymeric membranes are widely used membranes in NG separation because of their robustness and high selectivity. Owing to the shortcomings associated with polymeric membranes such as plasticization, aging, Robeson upper bound, and inorganic membranes have been developed to overcome these limitations. However, inorganic membranes are expensive and difficult to fabricate. Mixed matrix membranes (MMMs) have been introduced to

overcome the limitations of both polymeric and inorganic membranes by integrating inorganic materials into polymers. For the separation of NGLs, researchers have proposed various studies for the separation of binary and multicomponent mixtures. Conventionally, rubbery polymers such as polydimethylsiloxane (PDMS) are used for NGLs extraction from NG. The cryogenic process is typically used to extract NGL from NG with high purity and high recovery. In a typical cryogenic process, the feed gas is cooled and chilled in a series of heat exchangers and refrigeration cycles, and the chilled feed gas is then fed to the cryogenic distillation column (demethanizer unit). Methane is extracted from the demethanizer unit from the top, and NGL is extracted from the demethanizer bottom. These NGLs were fed to the deethanizer column for further fractionation. A basic schematic of the cryogenic process is shown in Fig. 1(d). Cryogenic technology evolved in the 1960s after the introduction of the industry single stage (ISS) turbo-expander process . However, there are some limitations of this ISS process such as CO₂ freezing, which is significantly reduced in the gas subcooled process (GSP). Since then, different technologies such as a cold residue recycle (CRR), recycle split vapor (RSV), single column overhead recycle (SCORE), and enhanced NGL recovery process (IPSI-1 [128] and IPSI-2 [123]) have been introduced. Technologies such as GSP, CRR, and RSV have emphasized the upper section of the demethanizer column, whereas IPSI (1 and 2) technologies have focused on the bottom of the demethanizer column. AlNouss et al. showed a comparison of these prominent NGL recovery technologies in detail such that the IPSI-2 process shows the maximum NGL recovery (8.42 %), whereas the IPSI-1 process shows the highest sales gas recovery (93.05 %). The ISS process shows the lowest energy consumption, although the sales gas and NGL recovery is the lowest among the studied processes.

Table 1
Advantages and limitations of NGL recovery processes.

Technology	Advantages	Limitations	References
Absorption	<ul style="list-style-type: none"> • Able to remove light and heavy NGL • Low pressure drops • Removal of gases such as N₂ 	<ul style="list-style-type: none"> • Requires large equipment and physical spaces. • High energy consumption 	[4,31]
Adsorption	<ul style="list-style-type: none"> • High selectivity • Reliable 	<ul style="list-style-type: none"> • High capital investment because of high pressure vessels. 	[5,18]
Membrane	<ul style="list-style-type: none"> • Simplest method • Cheapest process • Compact process 	<ul style="list-style-type: none"> • Membrane fouling at high driving force. • Concentration polarization. • Simulation of multicomponent gas mixture membrane process. 	[4]
Cryogenic	<ul style="list-style-type: none"> • High product recovery 	<ul style="list-style-type: none"> • Complexity of control system. • High energy consumption. • All water must be removed to avoid hydrate formation. 	[4]

Table 1 Advantages and limitations of NGL recovery processes.

NGL recovery processes: state-of-the-art assessment

To ensure the efficient and economical recovery of NGLs, researchers have either focused on process integration or process intensification. Many studies are available in the literature regarding the integration of NGLs with LNG and NRU in utilizing a refrigeration process for effective NGL removal, which in return effectively reduces the total annualized cost (TAC). For instance, Ghorbani et al. [34] studied integrated NRU sections with LNG-NGL with an SEC of 0.65 kWh/kgLNG. This SEC (0.65 Wh/kgLNG) was further reduced to 0.482 kWh/kgLNG by Lee et al. after optimization and modification of the process configuration. In addition, integration of NGL recovery from shale gas with LNG at the regasification stage has also been studied to determine whether to utilize the cold energy of LNG and to maintain the heating value as per the pipeline standards. Moreover, utilizing the benefits of LNG cold energy to recover NGLs from a shale gas stream has also been presented. Process integration is a powerful method for reducing energy consumption and capital cost. The graphical interpretation in Fig. 2 shows that researchers have focused more on process integration.

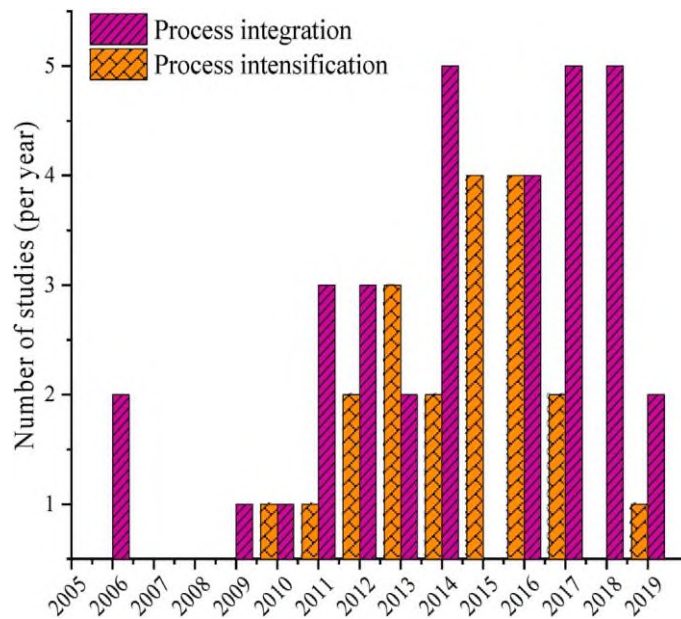


Fig. 2. Process intensification and process integration studies.

Although these advancements are not limited to process integration, researchers have also focused on NGLs process intensification, i.e., the application of a dividing wall column (DWC), thermally coupled distillation sequence (TCDS), and heat pump (HP). TCDS can save approximately 44.55 % of the operating cost compared to conventional distillation sequences. Similarly, up to 73.43 % and 83.48 % of the

condenser and reboiler duty, respectively, were saved compared to conventional columns when self-heat recuperation technology was applied, exploiting the benefits of the HP system.

Technical and economic analysis

Technical and economic analysis of NGLs recovery process is very important especially when NGL contents in NG varies from source to source. The NG feed with high NGLs contents is known as rich NG whereas NG with low NGL contents is called as lean NG. This percentage of NGL in NG feed contents has a very strong impact on SEC of a process. In this context, researchers [15,75,98,100] have worked on different refrigeration cycles such as MFC, DMR, and C3-MR to analyze the process efficiency in terms of energy consumption. For instance, Mehrpooya et al. [75] studied the effect of the methane content in the feed gas on SEC with respect to different refrigeration cycles, as shown in Fig. 3.

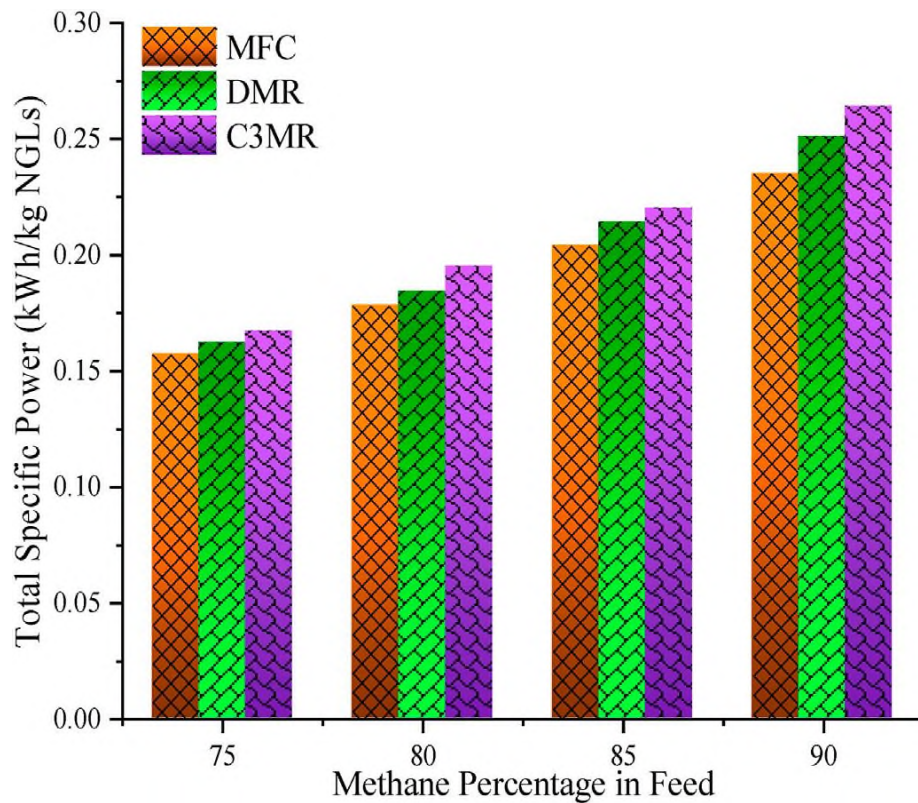


Fig. 3. Effect of methane feed percentage on refrigeration cycle.

As can be seen in Fig. 3 that with increasing methane content in feed or decreasing NGL contents, the energy consumption of the process increases. This is maybe due to the reason that the cryogenic separation of methane at very low temperatures is energy intensive as compared to separation of NGL because NGL

have higher boiling points than methane. Similarly, to analyze the effect of NG richness on the required refrigeration and product recovery, Mehrpooya et al. [100] conducted another study, keeping in view the external and internal (self) refrigeration in an integrated LNG-NGL process. They analyzed the SEC and methane recovery with varying methane composition in NG [100], as shown in Fig. 4.

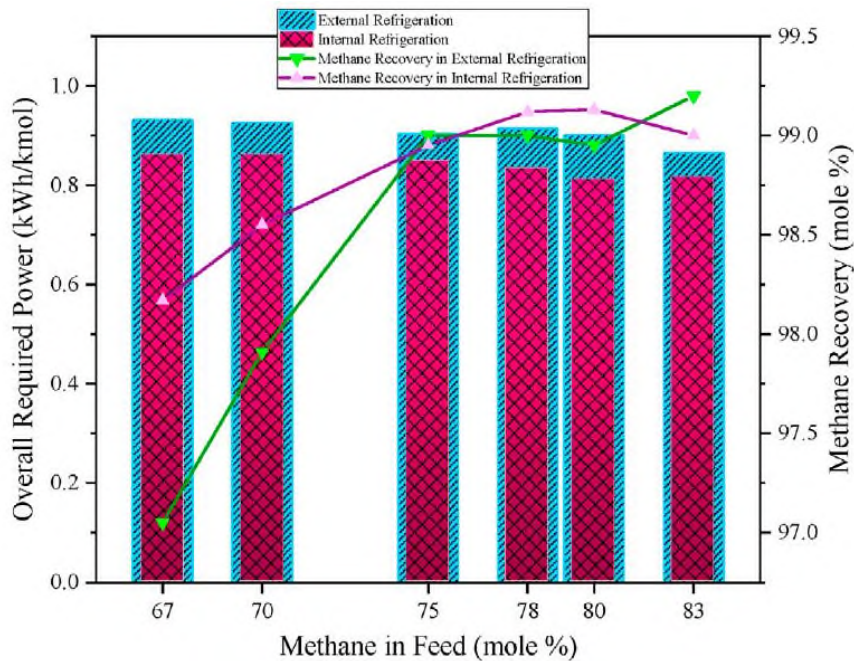


Fig. 4. Methane percentage versus overall required power.

The results were compared by taking different feed compositions. In a gas mixture with low methane contents and high NGLs contents, methane recovery is minimal in both external and internal refrigeration systems, whereas the required power is at maximum. Gas mixtures rich in NGL require more refrigeration, and hence the overall power required increases. By contrast, high contents of methane in NG (more than 80 % methane) consume less power, whereas the product recovery is at maximum. Researchers have also investigated different optimization techniques to find optimal process conditions. Asani et al. presented a multiperiod solution approach finding the optimal design of NGL plant with variable shale gas feed ranging from 110 to 860 kmol/h. A simulation study of shale gas processing and NGL recovery plant with five periods representing changes in shale gas feed flow rates and composition. Scientist^{sl}. presented optimization framework using surrogate models for optimizing the operating conditions of a CRR process. The process was simulated in Aspen Hysys dynamic mode and the set points of controllers are selected as optimizing variables. The dynamic surrogate model was established using deep learning techniques, namely a bidirectional LSTM with attention mechanism, which gave accurate predictions of the dynamic behavior. Scientist^{its} presented two

optimization objectives namely the SEC and exergy efficiency for the integrated LNG/NGL process compared to ISS-NGL recovery. They concluded that the difference in the exergy efficiency is only marginal and they recommended more advanced upstream NGL extraction technologies.

Capital and operating costs evaluation are one of the main criteria that defines the economic feasibility of a chemical process. Thus far, various analyses have been reported by different researchers regarding the economic feasibility of NGL recovery processes. Scientists conducted a cost analysis based on lean and rich feed compositions, as shown in Fig. 5.

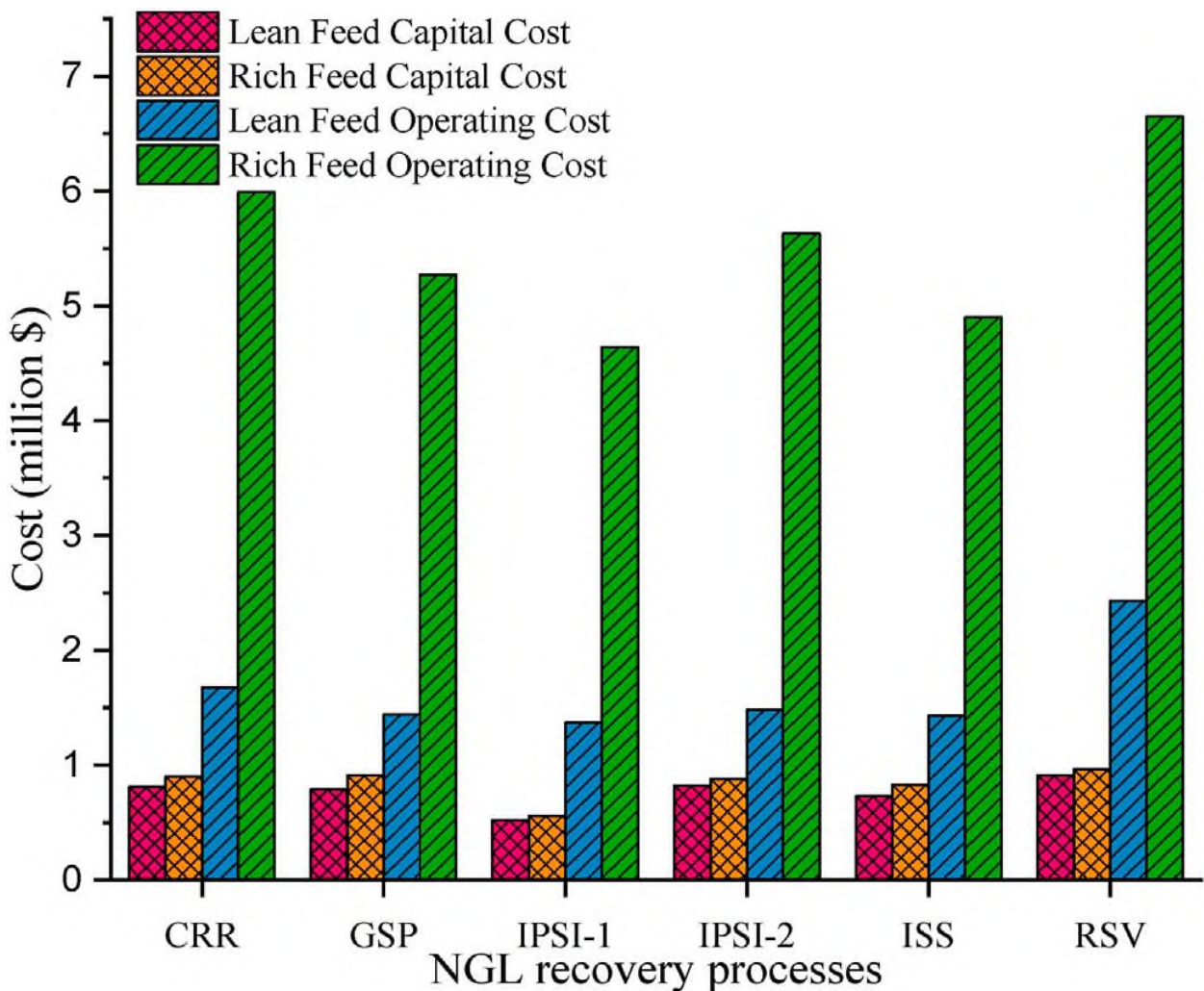


Fig. 5. Capital and operating costs of NGL recovery processes.

According to Fig. 5, the feed NG with high NGL contents have high capital cost compared to feed NG with low NGL contents. Similar is the case with operating cost.

Operating cost of rich NG with high NGL contents is high compared to lean NG operating cost. Also, when comparing NGLs recovery processes, the IPSI-1 process which is among the latest commercial process has lowest capital and operating cost. Apart from feed NG, the NGL recovery from flare Fire gases was investigated by Barekat-Rezaei et al. taking a case study of refinery process located in Iran. A simple poly-refrigerant integrated cycle operation (PRICO) process was adopted to lower the temperature of flare gases for LNG and NGL cryogenic recovery. The results depicted that the proposed flare gas recovery process produced 1230 tons of NGL and 11,000 tons of LNG annually. It was, therefore, observed from above discussion that there exists a substantial potential of improving energy efficiency in NGL recovery processes by either optimal selection of refrigeration cycle or choosing refrigerant mixture by considering the feed NG composition. Similarly, the energy efficiency can also be enhanced by integrating NGL recovery process with flare gas recovery process that not only reduces energy consumption but also reduces CO₂ emissions to atmosphere.

Conceptual, patented, and commercial NGL processes

Conceptual processes

Different conceptual processes have been presented and analyzed By scientists. For example, Jiang et al. have studied the recycling split vapor process with propane refrigeration (RSVP) and enhanced split heat exchange (ESH) ethane recovery processes. The study shows that the ESH process is economical compared to the RSVP process in terms of both capital cost and specific compression power. Park et al. evaluated nine patented NGL recovery schemes for offshore applications and proposed a new energy efficient and cost-effective process for offshore applications. Similarly, Ghorbani et al. presented an integrated NGL-LNG-NRU unit and used AR cycle instead of conventional compression refrigeration cycle. Furthermore, Sayed et al. proposed an NGL recovery unit along with an NG treatment plant (such as an amine absorption system). The capital cost of the entire process is 48.73 m\$, comprised of 17.7 m\$ of the NGL recovery unit. Khan et al., integrated a modified form of the SMR (KSMR) process with TCDS to study the energy saving opportunities. The specific condenser and reboiler duty were 0.0088 and 0.013 kWh/kg, respectively.

Patented processes

Various NGL recovery processes have been patented [124e127]. For example, Lee et al. worked on the improvement of the NGL recovery by integrating the NGL recovery process with an LNG refrigeration scheme. The results showed that this patent can achieve more than 98 % pentane plus recovery with approximately 91 % methane recovery with an SEC of 0.26 kWh/kg. Similarly, another patent, by Technip France, achieved a much higher methane recovery, such that 99 % with 90 % propane recovery in an integrated LNG-NGLcut process. The ethane recovery in this patent is approximately 36 %, mainly because the specified patent deals with LNG as the main product utilizing a single main distillation column with NGL product recovery from the bottom and LNG (C1 of 91 %) from the top. The specific compression power was 0.22 kWh/kg. In another patent, held by Flour Technologies Co., the methane, ethane, and propane recovery were 99 %, 86 %, and 91 %, respectively, with a specific power consumption of 0.27 kWh/kg. This specific patent can be operated in both ethane recovery and rejection mode according to market demand. Another patent by Ortloff Engineers, Ltd. studied the NGL recovery unit integrated with an LNG plant. The results showed that 99.5 % ethane recovery can be achieved with 0.09 kWh/kg of SEC and a 0.088 kWh/kg reboiler duty.

Commercial processes

The well-renowned NGL recovery processes (such as GSP, LSP, RSV, VEP, and IPSI) compared with respect to energy consumption and cost are discussed in this section. Park et al. have evaluated patented schemes techno-economically. A comparison of five NGL recovery processes i.e. LSP, VEP, GSP, RSV, and IPSI-1 is shown in Fig. 6. The LSP process has the lowest capital (0.97 m\$) and operating cost (7.4 m\$) with respect to other processes with the lowest cold energy consumption but with high compression power. The VEP process showed the lowest compression power i.e. 0.03 kWh/kg because of the self-refrigeration of feed in three different exchangers, which consequently reduces the compression power. Similarly, the GSP process has the highest compression power i.e. 0.046 kWh/kg. The GSP process significantly reduces the CO₂ freezing problem associated with the ISP process by utilizing the concept of a split vapor feed. The vapor feed stream with higher temperature is fed above the middle of the column, which dilutes the effect of CO₂ freezing in the top section of the demethanizer. In this way, it also enhances the top product purity

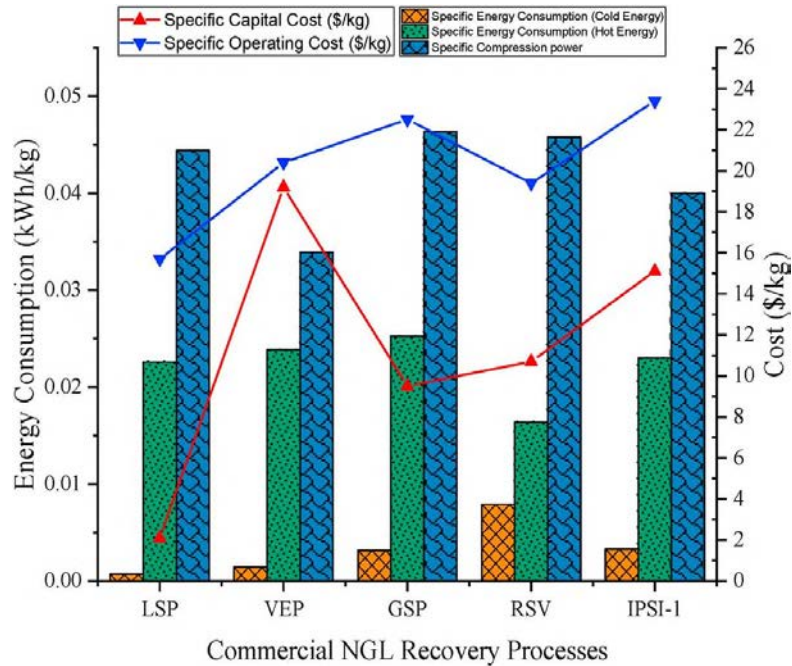


Fig. 6. Energy and cost comparison of commercial NGL recovery processes.

The major considerations for NGL policy makers include NGL production and prices. NGL production and price are cyclic in nature such that, as the NGL price increases, production increases. As production increases, the NGL price decreases, and in turn the NG supply increases. As the NG supply increases, the NG price decreases, and consequently the NG supply decreases, which leads to low NGL production and high NGL prices. With the increase or decrease in NGL prices, drilling companies are encouraged to move to gas or oil drilling to manage their economy. Therefore, the NGL sector is highly dependent on the market prices and supply demand gap of both the oil and gas sector. Considerations should be made in NGL infrastructure development to maintain a demands supply gap with the development of new production facilities. Another major aspect for policy makers and environment practitioners is to reduce and utilize NG flaring. It can be done by integrating it with NGL recovery unit. Globally, 140 billion cubic meter of NG has flared annually. Efficient utilization of these NG flares will not only enhance process economics but will also be helpful in GHG reduction. Further, the transition

Open issues and the way forward

After comprehensive assessment of NGLs processes, the major challenges can be categorized as follows:

1. The cryogenic distillation process is energy-intensive, mainly because of the high compression power required for refrigerant compression. A small improvement in the refrigeration cycle to reduce energy consumption can be valuable to enhance the

process efficiency. This improvement can be either through modification of the refrigeration cycle or through optimum refrigerant selection.

2. The selection of feasible and energy-efficient recovery technology to handle the varying NG composition is an arduous problem, particularly when optimizing the design variables.
3. The product demand varies from region to region and over time. Process design engineers, particularly industrialists, are looking for flexible process designs that cope with this varying product demand.
4. Moreover, offshore NG processing is increasing mainly due to the availability of offshore gas fields [119]. Therefore, finding energy efficient, compact, safe, and flexible feed and environment conditions is a challenging task.

Considering these challenges, there is a wide room available for further improvement in terms of energy consumption minimization, product purity, process design, and process flexibility. Therefore, the following important directions for further improvements in NGLs are proposed:

1. The application of a hybrid separation process such as a membrane with distillation in NG treatment and NGL recovery processes has significant potential. For instance, membranes are viable for use with distillation columns due to their compact size and are suitable for offshore plants owing to their flexibility in the design, operation, and process economics.
2. Because the adsorption processes are not typically used for large-scale NGLs recovery, there is a substantial opportunity for the application of adsorption processes in large-sized hydrocarbon separation plants.
3. NGL process economics can also be improved through integration with downstream products (e.g., ethylene/propylene). This type of integration provides industrialists with access to the chemical market and provides a good economic opportunity. Moreover, the potential of NGLs can also be assessed as an alternate fuel source for power generation.
4. Process intensification is a promising pathway to improving the economics. The development of economical and compact equipment with intensified methods of NGL fractionation will not only reduce energy consumption but also reduce capital investment. The application of DWC in the NGL recovery unit will improve the process economics.

5. The cryogenic NGL process is integrated with the LNG process to take added benefits through efficient energy transfer as both processes require low emperature for operation. The LNG process is energy-intensive in terms of power consumption, mainly by compressors. Therefore, any improvement in the recoverable refrigeration either by optimizing the pressure or by optimum refrigerant selection will not only decrease the power consumption of the refrigeration cycle but also decrease the operating cost of the overall integrated LNG-NGL process.
6. In NG processing, NG is flared widely. Proper utilization of flare gases will not only improve process efficiency but also enhance process economics.
7. Incorporation of biomass utilization as renewable feedstock to produce some GTL products like NGL process such as bio-LPG via Fisher-Tropsch to sustain the recovery process.

Conclusions

There are many processes such as membrane, adsorption, absorption, and cryogenic distillation processes used for NGLs recovery from NG. Cryogenic processes are dominant, mainly owing to their synergistic integration with low-temperature LNG/NRU processes. However, the major challenges associated with cryogenic NGL recovery processes are a low energy efficiency, high complexity, low product purity, and compactness, particularly for offshore applications. To solve these issues, many improvements have been proposed with different limitations. These advanced NGL recovery processes have not been implemented in real-world, mainly due to the information gap between the process systems

engineering community and practitioners. To reduce this gap, this state-of-the-art study has been focused on providing an in-depth assessment of conceptual NGL recovery processes when considering the technical and economic aspects. Conceptual NGL recovery processes were analyzed with respect to the feed composition, conditions, simulation software, equation of state model, specific energy consumption, and process economics. A comparative analysis of the conceptual, patented, and commercial NGL recovery processes has also been presented. A policy analysis with market trends has also been presented. Many ongoing issues associated with NGL recovery processes have been identified, which may be solved by following the recommended directions. Other conclusions

can be summarized as follows:

From a technical aspect, the main focus of researchers is the process integration of the NGL process with either LNG or NRU processes to improve the energy efficiency. The process economics aspect is focused through process intensification.

A comparison of conceptual, patented, and commercial processes indicates that a wide area is available for improving the energy efficiency and process compactness.

The economic policy assessment shows that the USA and Saudi Arabia are the leaders, accumulating a 48 % share of global NGL production.

The main challenges in NGL processing are high energy consumption, varying NG compositions, and onshore/offshore process designs, which can be addressed through energy efficient process integration and intensification.

References:

- 1 Kidnay Arthur J, Parrish William R. Fundamentals of natural gas processing. Taylor & Francis; 2006.
- 2 Ghorbani B, Hamed MH, Amidpour M. Development and optimization of an integrated process configuration for natural gas liquefaction (LNG) and natural gas liquids (NGL) recovery with a nitrogen rejection unit (NRU). J Nat Gas Sci Eng 2016;34:590e603. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.07.037>.
- 3 Ghorbani B, Mehrpooya M, Hamed MH, Amidpour M. Exergoeconomic analysis of integrated natural gas liquids (NGL) and liquefied natural gas (LNG) processes. Appl Therm Eng 2017;113:1483e95. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.11.142>.
- 4 Mehrpooya M, Vatani A, Mousavian SMA. Optimum design of integrated liquid recovery plants by variable population size genetic algorithm. Can J Chem Eng 2010;88:1054e64. <https://doi.org/10.1002/cjce.20359>.
- 5 Mak J, Graham C. CONFIGURATIONS AND METHODS OF INTEGRATED NGL RECOVERY AND LNG LIQUEFACTION. US 2013/0061633 A1, 2013.

Приложение Б

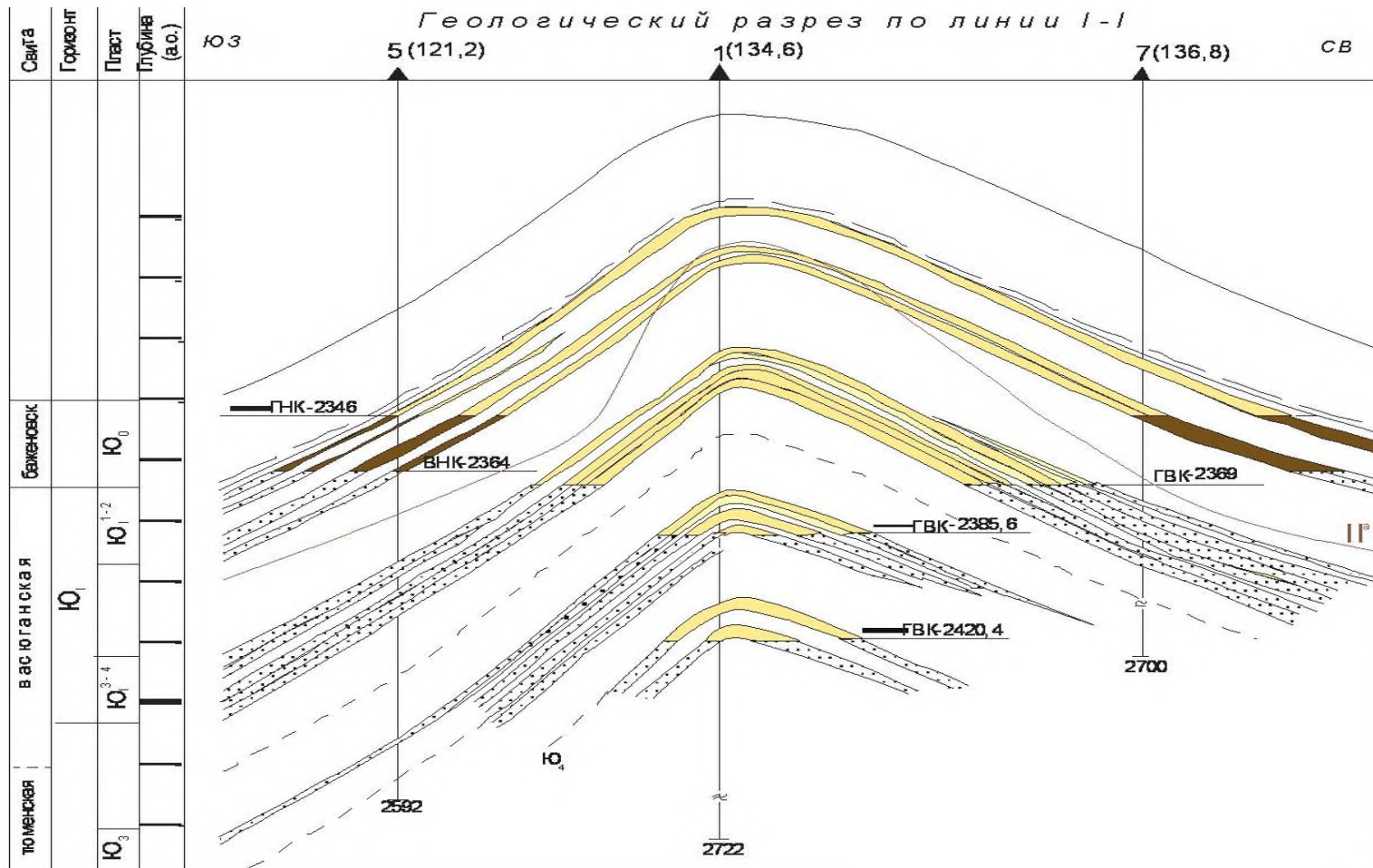


Рисунок 16 – Геологический разрез Казанского нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I

Приложение В

Таблица 1- Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение название	Мощность горизонта, м	Литологическое описание
От (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5
0	31	Четвертичные отложения	31	Почвенно-растительный слой, глины, суглинки
31	128	Некрасовская серия	97	Пески, глины
128	168	Чеганская свита	40	Глины, пески
168	263	Люлинворская свита	95	Глины
263	286	Талицкая свита	23	Алевролиты глины
286	359	Ганькинская свита	73	Мергели, глины
359	416	Славгородская свита	57	Глины
416	565	Ипатовская свита	149	Песчаники, , алевролиты, глины
565	580	Кузнецовская свита	15	Глины
580	1445	Покурская свита	865	Песчаники, глины, алевролиты
1445	2133	Киялинская свита	688	Глины, песчаники, глины, алевролиты
2133	2218	Тарская свита	85	Песчаники, аргиллиты, алевролиты
2218	2456	Куломзинская свита	238	Аргиллиты, песчаники, алевролиты
2456	2478	Баженовская свита	22	Аргиллиты
2478	2487	Георгиевская свита	9	Аргиллиты
2487	2567	Васюганская свита	80	Песчаники, аргиллиты, алевролиты