TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности процесса подготовки газа с применением турбодетандерных агрегатов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.279.8:621.592.3(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)*
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У-3), ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)*
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)*
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)*
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)*
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)*
Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии*
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата*
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
____ _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович

Тема работы:

Повышение эффективности процесса подготовки газа с применением турбодетандерных агрегатов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2021 №110-31/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1.Принципиальная схема УНТС Мыльджинского месторождения 2.Физико-химические свойства входного сырья 3. Требования к качеству подготовки газа СТО 089-2010 4. Технологический регламент УКПГиК
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1.Общие сведения о Мыльджинском месторождении 2.Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа 3.Разработка и модернизация технологического процесса подготовки газа на УКПГиК МГКМ 4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5.Социальная ответственность
Перечень графического материала	1. Актульнось, цель, задачи исследования 2. Объект и методы исследования

	3. Технологическая схема УКПГ 4. Моделирование в программном комплексе UniSim Design 5. Результаты исследования влияния условий сепарации на качество и свойства газа
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
6.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, к.э.н, Клемашева Елена Игоревна
7.Социальная ответственность.	Профессор ТПУ, д.т.н, Федорчук Юрий Митрофанович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
Общие сведения о Мыльджинском месторождении	
Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа	
Разработка и модернизация технологического процесса подготовки газа УНТС Мыльджинского УКПГиК	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Носова Оксана Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 100 с., 21 рис., 25 табл., 28 источников.

Ключевые слова: МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, СЕПАРАЦИЯ, ТОВАРНЫЙ ГАЗ, ТОЧКА РОСЫ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, UNISIM DESIGN, КОНДЕНСАТ, ТУРБОДЕТАНДЕР, ДРОССЕЛИРОВАНИЕ.

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы – исследование вопросов в области теоретического и практического внедрения технологий, позволяющих осуществить максимальное извлечение конденсата из сырого газа при текущем режиме разработки месторождения, а также провести исследование влияния давления максимальной конденсации на выход жидкой фазы и точку росы газа, направляемого в магистральный трубопровод.

В данной работе рассматривается технологическая схема подготовки газа методом низкотемпературной сепарации и условия поддержания всех параметров процесса на заданном уровне с целью обеспечения качества готового сырья согласно требованиям СТО Газпром 089-2010. В процессе исследования проводились: моделирование технологической схемы, существующей УКПГ и варианта модернизации с использованием турбодетандера с помощью программного комплекса UniSim Design.

В результате исследования установлено: более высокая степень извлечения конденсата достигается при использовании турбодетандера. Максимальный эффект детандирования достигается при подготовке газа с наименьшей температурой на входе в установку.

Область применения: установки комплексной подготовки природного газа, с использованием дросселя с эффектом Джоуля-Томсона.

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при оптимизации подготовки газа на других газоконденсатных месторождениях.

Обозначения и сокращения

АВО – аппарат воздушного охлаждения;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и аппараты;

КНГКМ – Казанское нефтегазоконденсатное месторождение;

МНГКМ – Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение;

МПГ – модуль подготовки газа;

НТС – низкотемпературная сепарация;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

СВГКМ – Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение;

СОНГКМ–Северо-Останинское нефтегазоконденсатно месторождение

ТДКА – турбодетандерно-компрессорный агрегат;

УВ – углеводороды;

УНТС – установка низкотемпературной сепарации;

УКПГиК – установка комплексной подготовки газа и конденсата;

ТДКА – турбодетандер компрессорный агрегат;

БКС – блочная компрессорная станция;

ННГ – низконапорный газ;

ДКС – дожимная компрессорная станция;

УДСК – установка деэтанизации и стабилизации конденсата;

УКУГ – узел коммерческого учета газа;

УВШ – узел входа шлейфов;

ПБФ – пропан-бутановая фракция;

СОГ – сухой отбензиненный газ.

Оглавление

Введение.....9
1 Общие сведения о мыльджинском месторождении.....11
1.1 Стратиграфия.....12
1.2 Тектоника.....13
1.3 Нефтегазоводоносность.....15
1.4 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.....17
1.5 Геолого-технологическая характеристика.....18
1.6 Текущее состояние разработки.....21
2 Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа.....26
2.1 Достоинства и недостатки установки НТС.....26
2.2 Оборудование, применяемое для понижения температуры газа на УКПГ.....38
2.3 Методы низкотемпературной переработки природного и нефтяного попутного газа.....41
2.4 Основные факторы, влияющие на процесс НТС.....44
2.5 Характеристика программного комплекса UniSim Design.....45
3 Разработка и модернизация технологического процесса подготовки газа УНТС Мыльджинского УКПГиК.....47
3.1 Варианты модернизации процесса подготовки газа.....47
3.2 Сравнительный анализ применение дросселя и ТДКА в программном комплексе UniSim Design на УКПГ Мыльджинского месторождения.....53
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....61
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....61
4.1.1 Описание потенциальных потребителей проекта.....61
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....62

4.1.3 SWOT-анализ……..…….....63
4.2 Планирование работ ……...….....64
4.2.1 Структура работ…….....64
4.2.2 План выполнения…….....65
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)…….....67
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ…….....67
4.3.2 Затраты на оборудование…….....67
4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы…….....68
4.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки…….....71
4.3.5 Накладные расходы…….....71
4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта…....72
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования…….....72
5 Социальная ответственность…….....77
5.1 Производственная безопасность…….....77
5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении…….....77
5.1.2 Превышение уровней шума…….....79
5.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений…….....80
5.1.4 Наличие токсикантов…….....82
5.1.5 Поражение электрическим током……...…….....84
5.1.6 Пожарная опасность……..…….....87
5.2 Экологическая безопасность…….....89
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях…….....91
Заключение…….....95
Список использованных источников…….....96

Введение

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение (МНГКМ) является первым месторождением, с освоением которого началась производственная деятельность АО «Газпром добыча Томск». Подготовка газа на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК) ведется методом низкотемпературной сепарации с использованием дроссель-эффекта Джоуля-Томсона.

По мере эксплуатации месторождения падало пластовое давление и, как следствие, увеличивалась температура сепарации газа, в связи с чем, предприятие вынуждено было построить и ввести в эксплуатацию дожимную компрессорную станцию (ДКС), с целью получения кондиционного газа и максимально возможного количества газового конденсата.

В настоящее время на месторождении пластовое давление продолжает падать более интенсивно, чем ожидалось, в связи, с чем точка росы по углеводородам и влаге стала повышаться, быстро приближаясь к предельно допустимым значениям, количество жидких углеводородов, выделяемых из газа, начало снижаться, что приводит к экономическим потерям. Поэтому стала актуальной проблема охлаждения газа до необходимой температуры сепарации.

Задачами данной работы являются:

- Анализ текущей технологической схемы установки комплексной подготовки газа;
- Провести анализ влияния температуры и давления на выход конденсата;
- Предложение вариантов проведения модернизации схемы подготовки газа;
- Моделирование предложенных вариантов в программном комплексе с целью проверки предложенных моделей.

Объект исследования: технология и аппаратурное оформление установки комплексной подготовки газа на основе процесса низкотемпературной сепарации.

Предмет исследования: процессы сепарационного разделения многокомпонентных смесей при низких температурах, протекающие в промышленных аппаратах технологической схемы установки комплексной подготовки газа.

С точки зрения научной новизны в процессе исследования было произведено моделирование технологической схемы подготовки газа до модернизации и после её проведения с использованием программного комплекса UniSim Design. А также произведен подбор оптимальных параметров работы установки, при которых выход пропан-бутана и конденсата будет максимальным.

1 Общие сведения о мыльджинском месторождении

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

1.1 Стратиграфия

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

1.2 Тектоника

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

1.3 Нефтегазоводоносность

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

1.4 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

1.5 Геолого-технологическая характеристика

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

1.6 Текущее состояние разработки

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

2 Теоретические основы низкотемпературной технологии подготовки природного газа

Технологические низкотемпературные процессы в основном применяются с целью обработки природных газов газоконденсатных месторождений для одновременной осушки и извлечения целевых компонентов — тяжелых углеводородов и инертных газов при их наличии и заметных количествах [17].

Главным вектором развития в проектировании низкотемпературных установок для промысловой обработки газов, содержащих конденсат, на период после 2010 г. является разработка низкотемпературных процессов с более низкими температурными показателями и высокой технологической гибкостью. Под гибкостью понимается возможность использования технологии при работе в различном диапазоне входных параметров (давление, температура, состав газа) обрабатываемого сырого газа, а также выделения определенных целевых продуктов в объемах, необходимых для удовлетворения текущего спроса. Необходим более дифференцированный подход к технологическим процессам как на вновь обустраиваемых месторождениях, так и уже действующих установках, учитывающий специфику эксплуатационных объектов и долговременные тенденции по направлениям сбыта продукции газовой промышленности [17].

2.1 Достоинства и недостатки установки НТС

В настоящее время самым распространенным процессом низкотемпературной подготовки газа на промыслах газоконденсатных

месторождений России является процесс низкотемпературной сепарации газа с его охлаждением за счет расширения газа. Расширение газа возможно осуществлять двумя способами: без совершения внешней работы – расширение в дросселе (дросселирование); с совершением внешней работы – расширение газа в детандерах (детандирование) [13]. При дросселировании энтальпия газа не изменяется.

Зависимость изменения температуры реального газа при его дросселировании получило название дроссельного эффекта, или эффекта Джоуля Томсона. Дроссельный эффект считается положительным, если при снижении давления газ охлаждается, если газ нагревается, то дроссельный эффект считается отрицательным.

Температура, при которой дроссельный эффект газа обращается в нуль, называется инверсионной ($T_{инв}$). Большое количество газов имеют высокую инверсионную температуру и при дросселировании охлаждаются. Дроссельным эффектом с отрицательным значением обладают водород и гелий, которые при дросселировании нагреваются, в отличие от других газов [20]. Однако при температурах ниже инверсионной водород ($T_{инв}$= -73°C) и гелий ($T_{инв}$= -243°C) также охлаждаются в случае расширения при *i*=const, следовательно, имеют положительный дроссельный эффект.

Отношение бесконечно малого изменения температуры к вызывающему его бесконечно малому снижению давления газа называют дифференциальным дроссельным эффектом. В практических расчетах за дифференциальный дроссельный эффект считают изменение температуры реального газа, которое обусловлено изменением давления газа на одну единицу.

$$\delta = \frac{T_1 - T_2}{P_1 - P_2} \quad (1.1)$$

где T_1 и T_2 – температура газа перед дросселем и после соответственно, P_1 и P_2 – давление газа перед дросселем и после соответственно.

Дросселирование является изоэнтальпийным процессом и при определенных термобарических условиях работы промысловых установок для

газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному понижению температуры обрабатываемого газа (в диапазоне 3–5 градусов на 1 МПа давления, при этом величина дифференциального дроссельного эффекта возрастает с понижением температуры газа до дросселя и зависит от состава газоконденсатной смеси). Следовательно, метод низкотемпературной сепарации основан на конденсировании гомологов метана из природного газа, чаще при температуре от минус 10 до минус 30°С, и с последующим разделением газовой и жидкой фаз, которые находятся в состоянии близком к термодинамическому равновесию.

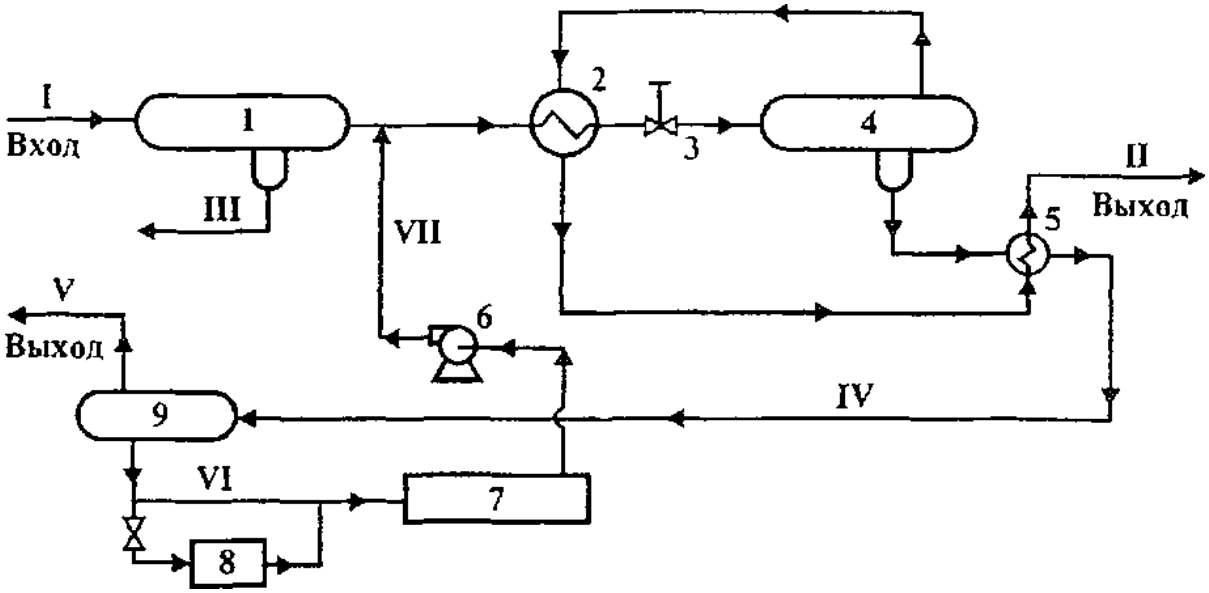

Рисунок 2.1 – Схема установки НТС продукции газоконденсатных скважин: 1,4 – сепараторы; 2, 5 – теплообменники; 3 – штуцер (дроссель); 6 - насос; 7 – установка регенерации гликоля; 8 – фильтр; 9 – трехфазный разделитель; I – сырой газ; II – сухой газ; III – конденсат газовый и вода; IV – конденсат газовый и насыщенный гликоль; V – конденсат газовый; VI – гликоль насыщенный; VII – гликоль регенерированный [5].

Сырой газ с газовых скважин направляется на 1 ступень сепарации во входной сепаратор 1, где происходит отделение жидкости (водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат) от газа, выпавших в стволах скважин и газосборных коллекторах. После этого частично отсепарированный газовый поток поступает в теплообменник 2 типа "газ – газ" для охлаждения прямого

потока и нагревания уже сдросселированного газа (охлаждается на 10–15 °С). Далее охлажденный газ поступает на расширительное устройство 3, где происходит его расширение после которого его температура вследствие эффекта Джоуля-Томсона понижается от минус 10 до минус 30°С. После дроссельного клапана 3 газ вместе с образовавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, в котором происходит отделение жидкой фазы (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов ($С_{5+в}$) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с "сырым" газом из первого сепаратора и поступает в газопровод в качестве товарного продукта. Эффективность охлаждения газа посредством использования дроссель эффекта с рекуперацией холода может достигать 10–12°С на 1 МПа свободного перепада.

Из расчетов видно, что в низкотемпературном сепараторе, теплообменнике и дросселе термобарические параметры газа находятся в области стабильности газовых гидратов кубической структуры II. В случае образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования. Подача ингибитора гидратообразования предусматривается перед теплообменником 2 и перед дросселирующим устройством в различном объеме, который необходим для предупреждения гидратов, чтобы обеспечить нормальный режим протекания технологического процесса.

Водная фаза и углеводородный конденсат, которые выделяются сепараторе 1, поступают в разделитель жидкости 9, где конденсат частично дегазируется. После чего конденсат подается на установку стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель газа с подогревом), дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционируюшую установку для получения дизельного топлива, газоконденсатного бензина, хладагентов, пропеллентов и др. производимых продуктов.

Схему, представленную на рисунке 2.1, следует назвать принципиальной схемой технологии низкотемпературной сепарации с двухступенчатой

сепарацией газа. Количество ступеней сепарации газа может меняться и быть более двух. Например, если после теплообменника *2* перед дросселем 3 включить в технологическую схему дополнительный сепаратор, то сепарация будет уже трехступенчатой. Схемы низкотемпературной сепарации с числом ступеней сепарации больше трех в промысловых условиях используются очень редко (в то же время многоступенчатые каскадные схемы сепарации находят применение в технологиях низкотемпературной абсорбции, ректификации и конденсации, применяемых для более глубокого извлечения из природного газа этана, бутанов и пропана, но эти низкотемпературные процессы не являются собственно процессом низкотемпературной сепарации.

Работа турбодетандерных агрегатов, которые предназначены для получения холода в установках низкотемпературной сепарации газа, основана на принципе изоэнтропийного расширения газа с совершением внешней работы. Внешнюю работу в таком случае используют для вращения вала компрессора, который предназначен для компримирования газа до необходимого давления, равного давлению в газопроводе. Хладопроизводительность турбодетандеа зависит в основном от степени расширения газа и обеспечивает поддержание низкотемпературного режима сепарации газа на установке НТС на завершающих стадиях эксплуатации месторождений. В газовой промышленности используют турбодетандерные агрегаты (детандер-компрессор).

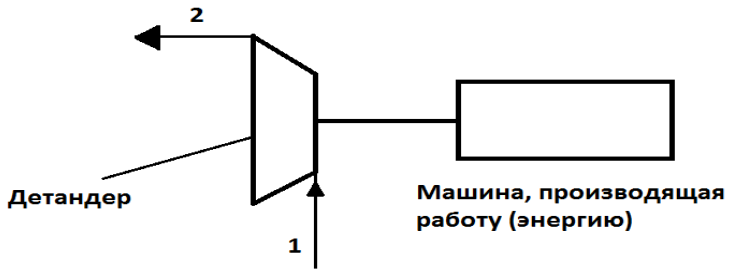

Рисунок 2.2 – Схема охлаждения газа в детандере [16]

1 – газ высоконапорный; 2 – газ низконапорный

Использование турбодетандерных агрегатов в установках НТС газа было предложено А. И. Арутюновым и В. И. Ивановым в 1962 г. тогда и была разработана конструкция первого опытного образца турбодетандера-компрессора (турбокомпрессора). Охлаждение газа при его изоэнтропийном расширении газа происходит более глубокое охлаждение газа [3]. Чем ниже давление, тем более высокая разница температур газа достигается при разных способах расширения.

В настоящее время, одна из самых эффективных модернизаций современных установок комплексной подготовки газа является установка турбодетандер-компрессорных агрегатов. На Мыльджинском НГКМ завершены работы по установке третьего ТДА в модуле подготовки газа.

Достоинства технологии НТС:

- низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления;

- осушка газа до требуемых отраслевым стандартом кондиций;

- низкие капитальные вложения и эксплуатационные затраты при наличии свободного перепада давления;

- простота в эксплуатации и техническом обслуживании, тем самым возможно использование технического персонала средней квалификации;

- легкость автоматизации и регулирования технологического процесса в условиях газопромысла;

- возможное постепенное дополнение и модернизация технологии при снижении пластового давления.

Все эти достоинства процесса НТС и его последующих модификаций обеспечили огромную распространенность в отечественной практике установок низкотемпературной сепарации для промысловой обработки природных газов газоконденсатных месторождений.

Недостатки технологии НТС [5]:

- низкие степени извлечения газового конденсата, особенно для «тощих» газов;

- высокие потери целевых компонентов с товарным газом;

- снижение эффективности процесса из-за облегчения состава газа или повышение температуры НТС [3];

- необходимость реконструкции на период исчерпания свободного перепада давления; - применение ингибитора гидратообразования

Установки НТС могут найти оправданное применение на небольших месторождениях с коротким сроком разработки, когда более сложные установки не успевают окупиться, а так же как метод первичной обработки при подаче газа на переработку на отдаленный НПЗ. Как показывает зарубежный опыт, процесс НТС перерос в процесс низкотемпературной конденсации, отличающийся значительно более низкими температурами охлаждения потока газа до минус 90 ÷ минус 120 ºС [4].

Эффективность работы установок низкотемпературной сепарации в большой степени зависит от температуры, изменения состава сырьевого газа, числа ступеней сепарации и эффективности оборудования, давления [11].

Исходное давление сепарации на установках НТС определяется давлением транспорта газа в магистральном трубопроводе. Как правило, технологическое давление на установках НТС находится в пределах 5,0–7,5 МПа и оно не оказывает значительного влияния на степень извлечения компонентов C_{5+}. Для технологии отбензинивания методом НТС более важнейши показателем является наличие необходимого перепада давления, который обеспечивает низкие температуры сепарации.

Поддержание эффективности работы установок НТС на прежнем уровне при снижении пластового давления обеспечивается за счет ввода в эксплуатацию дожимного компрессорного оборудование и снижения температуры перед дросселем.

Для достижения максимального извлечения из природного газа целевых компонентов C_{3+B}, необходимо выбрать такие давление и температуру в концевом низкотемпературном сепараторе, которые обеспечат максимальную конденсацию тяжелых углеводородов.

Как показано Степановой [18] для всех углеводородов давление максимальной конденсации с повышением температуры имеет максимум и затем уменьшается до критического давления чистого углеводорода (рис 2.3)

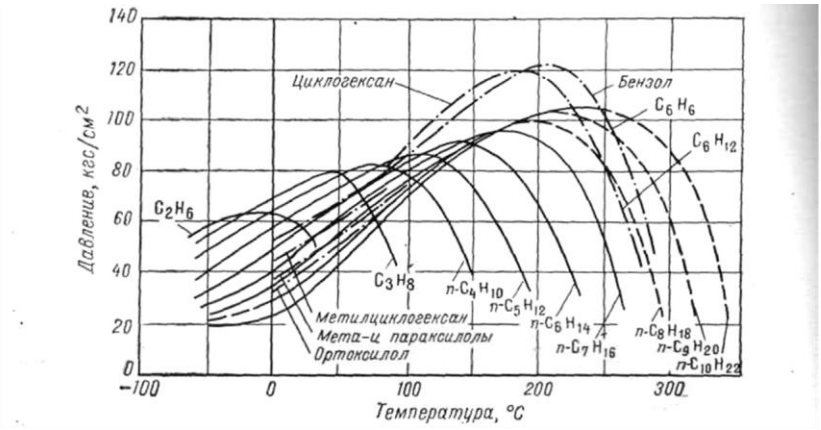

Рисунок 2.3 – Зависимость давления максимальной конденсации углеводородов различного строения от температуры (бинарные смеси метан – углеводород) [19]

Если рассматривать температуры, которые имеют место в промысловых сепараторах (минус 30 – плюс 20 ºС), то для бинарных смесей, начиная со смеси метан – *н*-пентан до бинарной смеси метан – *н*-декан, давление максимальной конденсации изменяется в пределах от 20 до 60 кгс/см^2.

Газоконденсатные системы также можно рассматривать как бинарные, состоящие из смеси стабильного конденсата и газа. Анализ фазовых диаграмм таких смесей говорит о наличии давления максимальной конденсации углеводородов при заданной температуре сепарации. Зависимость давления максимальной конденсации от состава смеси и температуры представляет практический интерес.

Давление необходимое для максимальной конденсации газоконденсатных смесей при температурах от минус 20 до плюс 20 ºС также находится в пределах 20 - 60 кгс/см^2 [18].

- Кривая зависимости количества выделившегося конденсата из газа от давления при постоянной температуре называется изотермой конденсации.
- Давление, при котором выпадает наибольшее количество конденсата, называется давлением максимальной конденсации.

Температура газа на входе имеет важную роль в технологии низкотемпературной сепарации газа. Чем ниже температура входящего газа, тем ниже температура газа будет на выходе из дросселя или детандера.

Значение температуры на установках низкотемпературной сепарации выбирается с учетом достижения необходимой точки росы для дальнейшей транспортировки газа по трубопроводу. Для легких газов средней молекулярной массой не более 22 и средней молекулярной температурой кипения от минус 156 до минус 133˚С снижение температуры сепарации от 0 до минус 40˚С обеспечивает существенный рост степени извлечения жидких компонентов [11].

Увеличение числа ступеней сепарации на установках НТС повышает четкость разделения газовой и жидкой фаз. При одноступенчатой сепарации, из-за резкого снижения давления, значительны потери компонентов углеводородного конденсата с газом. Двух- и трехступенчатые схемы НТС используются на газоконденсатных месторождениях, чтобы минимизировать унос углеводородной жидкости вместе с осушенным газом.

Один из основных факторов, характеризующих газоконденсатное месторождение является конденсатный фактор. Число компонентов, пентана и высших (C_{5+}) принято называть конденсатным фактором [3]. Синонимом термина «конденсатный фактор» является термин «конденсатогазовый фактор» – выход сырого конденсата, замеренный при исследовании скважины, см^3/м^3 [аккредитованная аналитическая лаборатория газоконденсатных исследований N РОСС RU.0001.515830].

В работе автора [5] рассматривался вопрос о степени извлечения жидких углеводородов C_{5+} в зависимости от конденсатного фактора, с учетом фиксированной величины давления концевой дегазации (3 МПа) и температуре нестабильного конденсата близкой к 0°С. Выбраны достаточно характерные величины давления сепарации (6,5 МПа) и температуры в концевом низкотемпературном сепараторе (минус 25°С). Результаты расчетов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Степень извлечения (% масс.) тяжелых углеводородов в технологии НТС

Извлекаемые углеводороды	Степень извлечения при текущем конденсатном факторе, г/м^3		
	40–80	80–160	160–320
C_2H_5	3-6	6-13	13-24
C_3-C_4	17-25	25-40	40-57
C_{5+}	85-92	92-96	96-98

Как видно из этой таблицы, с понижением конденсатного фактора уменьшается степень извлечения жидких углеводородов $C_{5+в}$. Для большинства месторождений конденсатным фактором, в среднем равным 155 г/м^3, степень извлечения тяжелых углеводородов за весь период разработки месторождения составит около 90 %, пропан-бутана приблизительно 30%, а этана около 10%. Таким образом мы видим что в типовой технологии низкотемпературной сепарации, по современным требованиям происходит недостаточно глубокая степень извлечения жидких углеводородов, не смотря уже на степень извлечения пропан-бутановой фракции.

Далее в работе рассматривается вопрос о том, как влияет температура сепарации на степень извлечения тяжелых углеводородов (выбран некоторый усредненный термобарический режим работы установки НТС, характерный для северных ГКМ. При этом изменялись конденсатный фактор и состав пластовых смесей. Результаты этих расчетов представлены на рисунках 8–11. КФ означает конденсатный фактор газоконденсатной смеси.

Проводя анализ представленных в графической форме результатов, можно сделать следующие некоторые выводы относительно эффективности работы установки низкотемпературной сепарации при изменении температуры НТС от минус 10°С до минус 50°С.

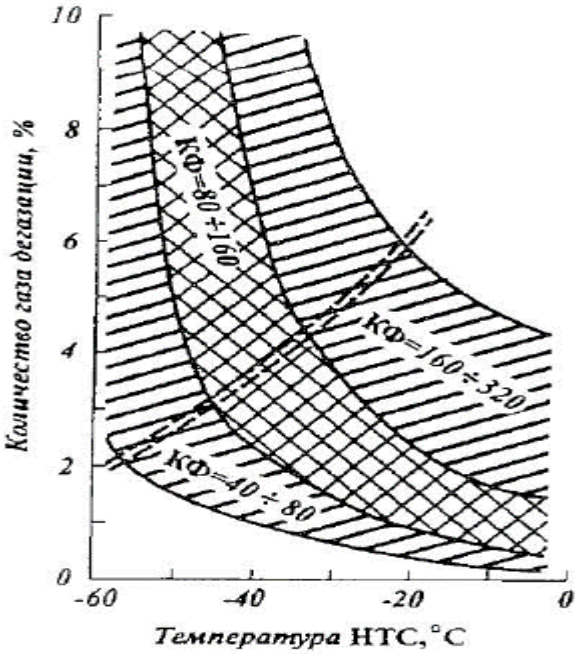

Рисунок 2.4 – Зависимость количества газа дегазации от температуры НТС [5]

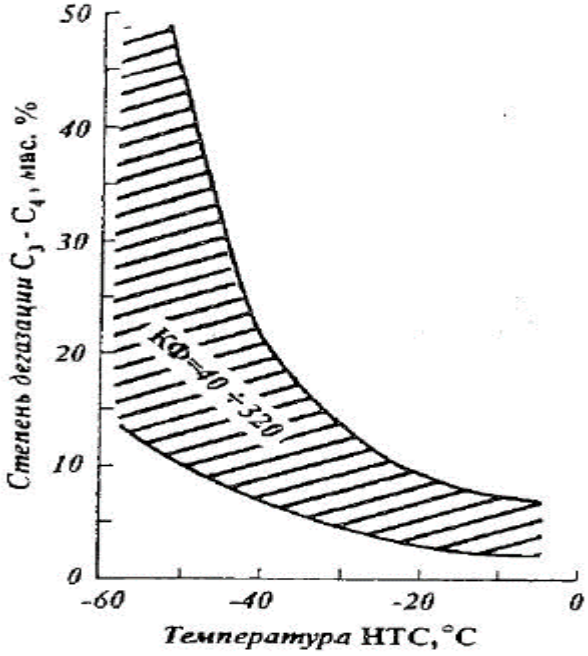

Рисунок 2.5 – Зависимость степени дегазации пропан-бутанов от температуры НТС [5]

Снижение температуры сепарации приводит к увеличению количества газа концевой дегазации за счет конденсации легких углеводородов, это показано на рисунке 2.4. Дегазация легких углеводородов в концевом дегазаторе при снижении температуры до минус 25˚С и ниже также резко возрастает (рисунок 2.5). Следовательно, в зависимости от КФ можно определить необходимую температуру в низкотемпературном сепараторе, при достижении которой количество газа дегазации начинает резко возрастать до такой степени, что технология НТС в рассматриваемом варианте становится просто нерациональной.

При температуре сепарации ниже минус 40˚С темп роста степени извлечения углеводородов $C_{5+в}$ снижается (рисунок 2.5), причем это более наглядно заметно при КФ более 150. При этом степень извлечения ПБФ при

снижении температуры растет монотонно, но значение этой величины сильно зависит от КФ.

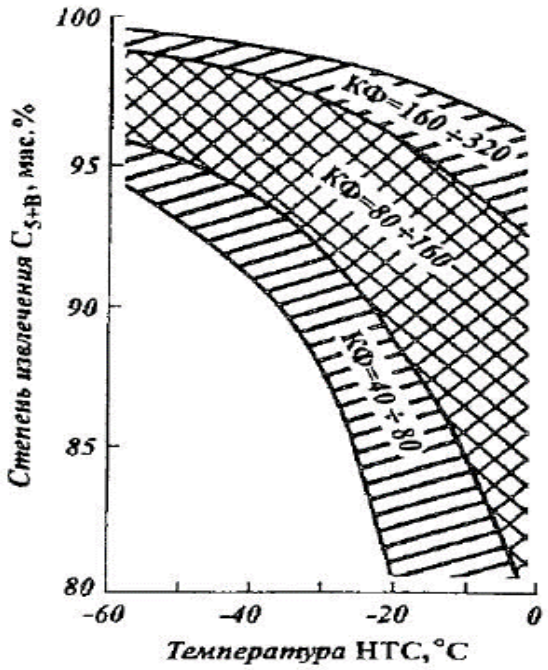

Рисунок 2.6 – Зависимость степени извлечения C_{5+} от температуры НТС [5]

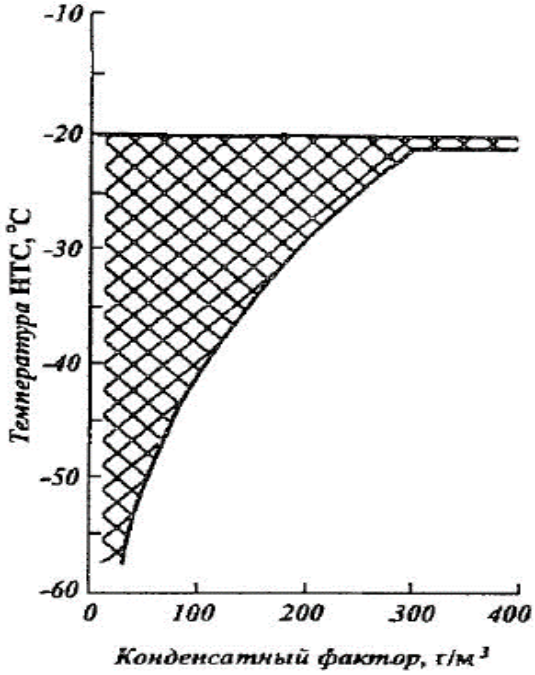

Рисунок 2.7 – Температурная область применения технологии НТС в зависимости от конденсатного фактора [5]

Если оставаться в рамках стандартной технологии низкотемпературной сепарации, путем снижения температуры газа в низкотемпературном сепараторе принципиально невозможно добиться даже достаточно полного извлечения тяжелых углеводородов, не говоря уже об извлечении ПБФ.

Приблизительная граница наиболее подходящих температур НТС в зависимости от КФ показана на рисунке 2.4 двойной пунктирной линией. Например, при конденсатном факторе выше 180 г/м^3 не имеет смысл держать температуру сепарации ниже минус 25˚С (если учитывать, что целевым продуктом помимо газа сепарации являются только жидкие углеводороды). Область эффективной применимости технологии НТС с использования эжектора показана на рисунке 2.5 (заштрихованная область).

Следовательно, по мнению автора [5] для глубокого извлечения углеводородов C_{3+} из конденсатосодержащего газа необходимо значительно снизить как давление, так и температуру в низкотемпературных ступенях газоразделения, включив дополнительно в технологические схемы процессы абсорбции и ректификации. Зарубежный практический опыт полностью подтверждает такое утверждение.

Исходя из выше изложенного, конденсатный фактор имеет важную роль в технологии низкотемпературной сепарации. Но на конденсатный фактор влияет состав самого сырья.

Состав сырьевого газа обуславливает степень извлечения жидких углеводородов: чем тяжелее состав исходной смеси, а значит, и больше средняя молекулярная масса газа, тем выше степень извлечения компонентов C_{5+}. Однако, при отбензинивании газа с молекулярной массой около 22 и соответствующей средней молекулярной температурой кипения около минус 133°С, утяжеление состава исходной смеси практически не оказывает влияние на степень извлечения компонентов C_{5+}.

С целью повышения степени извлечения жидких компонентов из тощих исходных смесей иногда применяется метод сорбции в потоке. При этом перед входным сепаратором в поток исходной смеси осуществляется впрыск стабильного конденсата или других углеводородных жидкостей. По данным Колокольцева [11] утяжеление исходной смеси закономерно приводит к повышению степени извлечения компонентов C_{5+}.

2.2 Оборудование, применяемое для понижения температуры газа на УКПГ

На эффективность работы установок НТС влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и при снижении

пластового давления замена изоэнтальпийного расширения (дросселирование) на изоэнтропийное (расширение в детандерах) позволяет эффективнее использовать свободный перепад давления и при одном и том же перепаде давления при детандировании потока достигать более низких температур сепарации [4].

Самым простым способом получения холода на УКПГ является изоэнтальпийное расширение газа. Этот процесс осуществляется с применением дроссельных устройств. Преимущества таких схем – их меньшая металлоемкость и высокая надежность в работе.

Дросселированием газа называется понижение его температуры за счет понижения давления, т.е. изоэнтальпийного расширения газа. Это самый простой способ получения холода на УКПГ. Этот процесс осуществляется с применением дроссельных устройств. Преимущества таких схем – их меньшая металлоемкость и высокая надежность в работе. Однако эта технология возможна при наличии большого запаса пластововой энергии, что наблюдается при больших глубинах залегания газоносных пластов. Следует учитывать, что давление газа в трубопроводах газотранспортных систем, согласно отраслевому стандарту Газпрома составляет 75 кгс/см2 [4].

Изменение температуры газа при его дросселировании на 1 кгс/см^2 называется дроссель-эффектом или коэффициентом Джоуля - Томсона. Различают два вида дроссель-эффекта: дифференциальный и интегральный.

Дифференциальный дроссель-эффект показывает снижение температуры газа при бесконечно малом изменении его давления. На практике используют интегральный дроссель-эффект – изменение давления на значительную величину. Работа такой схемы показана на примере установки НТС Уренгойского ГКМ [22].

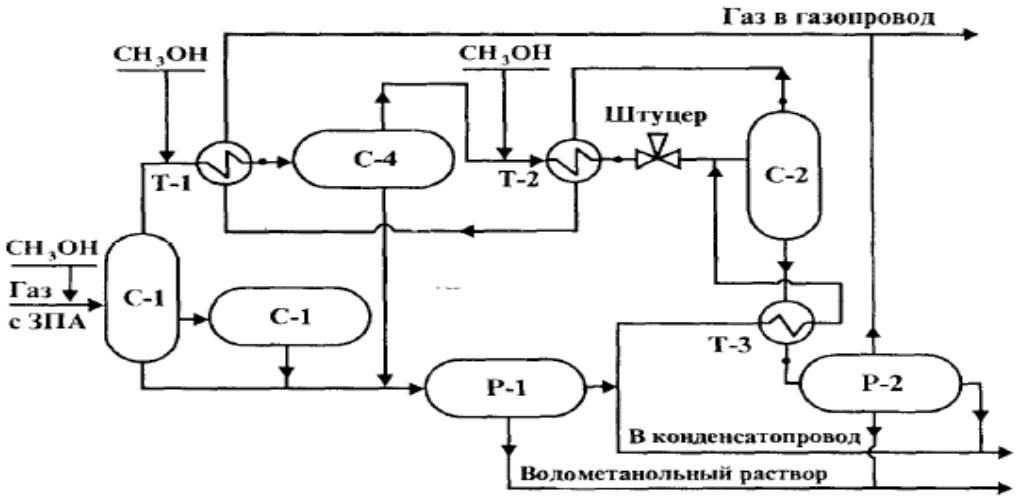

Рисунок 2.8 - Принципиальная схема подготовки газа на установке НТС Уренгойского ГКМ: С-1, С-2, С-4 — сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 — теплообменники; Р-1, Р-2 — разделители

В зарубежных странах широкое применение нашли способы обработки газа с использованием турбодетандерных агрегатов (ТДА). Включение в схему установок обработки газа ТДА обеспечивает значительное снижение температуры газа на единицу перепада давления. Благодаря этому при прочих равных условиях для поддержания заданного давления газа на выходе из установки требуется "срабатывать" значительно меньшее давление, чем при расширении газа с применением дроссельного устройства.

На период добычи, когда требуются дополнительные источники холода на установке НТС для обеспечения требуемой точки росы газа, в схеме вместо штуцера устанавливают турбодетандер, использование которого дает эффект по снижению температуры в 3 — 4 раза больше, чем при обычном дросселировании, в этом случае в схеме предусматривается сепаратор второй ступени, предназначенный для отделения жидкости от газа, поступающего в турбодетандер. Осушенный газ из межтрубного пространства теплообменника поступает на прием компрессора, установленного на одном валу с турбодетандером, и далее в промысловый коллектор.

Включение в схему установки НТС турбодетандерного агрегата позволит получить кондиционный газ при более низких входных давлениях и уменьшить

затраты на дожатие газа. При работе по схеме с ТДА несколько больше степень извлечения бутанов и более тяжелых углеводородов в жидкую фазу. Это объясняется уменьшением значения давления в ступенях сепарации.

На основании рассмотренного теоретического материала по эффективным технологиям извлечения компонентов C_{2+} на установках комплексной подготовки газа, было установлено следующее:

Ключевым аспектом промысловой подготовки газа, который лежит в основе повышения эффективности процесса его осушки, является модернизация существующих производств. Пути модернизации определяют прибыльность компании. Повышение эффективности процесса подготовки газа возможно только при применении новых технологий в этой сфере. Модернизация данных производств приведет к более высокому коэффициенту полезного использования имеющихся ресурсов. Также хотелось бы заметить, что внедрение технологий сильно влияет на экологию данного региона, уменьшая количество вредных выбросов.

2.3 Методы низкотемпературной переработки природного и нефтяного попутного газа.

В настоящее время на нефтегазовых предприятиях мира и Российской Федерации используются три основных метода низкотемпературной переработки природного газа [3]:

- Метод низкотемпературной абсорбции.
- Метод низкотемпературной сепарации.
- Метод низкотемпературной конденсации и ректификации

Низкотемпературная абсорбция основана на повышении давления и снижения температуры в абсорбционных аппаратах, параметры которых

позволяют использовать низкомолекулярные абсорбенты, а также реализовывать сам процесс при более низких расходах абсорбента. Такие аппараты состоят из блока предварительного обензинивания исходного газа, блока низкотемпературной абсорбции, в котором осуществляется процесс доизвлечения углеводородов из природного или попутного газов. Этот аппарата отличается от аппарата масляной абсорбции своим структурным оформлением. До абсорбера необходим сепаратор, который компенсирует и отделяет большее количество природного газа [3]. Он также позволяет углубить извлечение и снизить нагрузку на абсорбер. Обычно режим работы таких аппаратов выглядит следующим образом:

- Температура абсорбера находится в промежутке от минус 20 до минус 60 градусов по Цельсию.
- Рабочее давление находится в промежутке от 4 до 4 МПа.
- Давление абсорбера составляет максимум 3,5 МПа.
- Давление в десорбере может достигать 2 МПа.
- Степень извлечения С2– от 20 до 50%; С3 – от 80 до 99%; С(4+) - 100%.

При низкотемпературной конденсации и ректификации газ охлаждается до температуры минус 120 градусов по Цельсию, из-за его расширения в дроссельном вентиле или турбодетандере. Также в совокупности с этим методом применяют ректификацию, которая заключается в внешнем охлаждении газа при помощи цикла на многокомпонентном хладагенте или каскадного холодильного пропан-этиленового цикла. Схема ректификации и низкотемпературной конденсации изображена на рисунке 2.9 [1].

Различие между ректификацией и низкотемпературной конденсацией заключается в последнем этапе (ступени). При низкотемпературной конденсации в процессе разделения принимает участие только конденсат, а при ректификации – парожидкостная смесь и конденсат. Низкотемпературная конденсация гораздо

дешевле ректификации, однако, низкотемпературная ректификация позволяет извлекать газ в чистом виде в большем объеме.

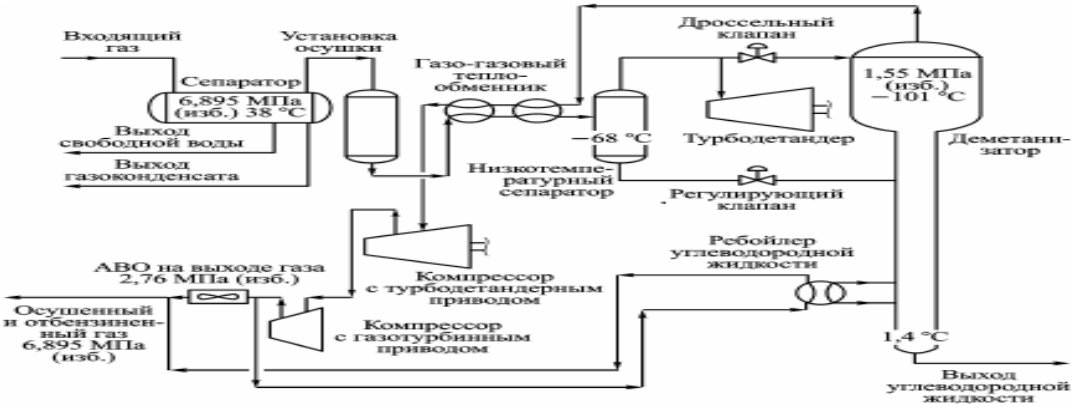

Рисунок 2.9 – Схема ректификации и низкотемпературной конденсации.

Низкотемпературная сепарация является самым эффективным способом обработки природного газа. Также данный способ используется для его дегидратации. Основными преимуществами низкотемпературной сепарации заключаются в бесплатном холоде, который получают из энергии газовых потоков и его универсальности. Процесс осуществляет при температурах от 0 до минус 30 градусов по Цельсию. Первая установка для низкотемпературной сепарации была применена в Соединенных Штатах Америки, в 1950 году. Принципиальная схема установки низкотемпературной сепарации изображена на рисунке ниже.

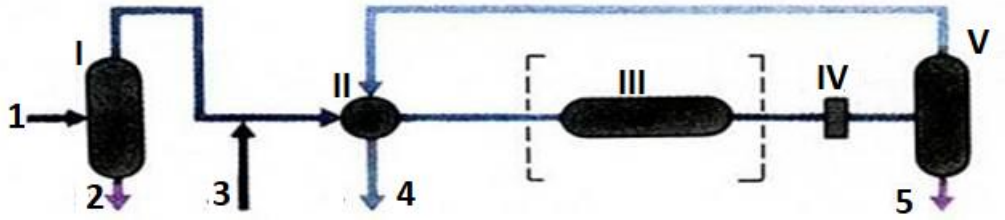

Рисунок 2.10 – Принципиальная схема УНТС [1]:

I – сепаратор первой ступени; II – газовый теплообменник; III – испаритель-холодильник; IV – штуцер; V – низкотемпературный сепаратор; 1 – необработанный газ; 2 – смесь воды и углеводородного конденсата; 3 –

ингибитор гидратообразования; 4 – обработанный газ; 5 – смесь насыщенного водой ингибитора гидратообразования и углеводородного конденсата.

Газ из скважины проходит через сепаратор первой ступени, где осуществляется отделение жидкости, выделившейся в подъемных трубах. Далее газ охлаждается в газовом теплообменнике. Потом в штуцере этот газ редуцируется до давления максимальной конденсации.

С целью рационального использования энергии пласта штуцер может быть заменен на трубодетантерный агрегат. Технологически режим установки низкотемпературной сепарации зависит от термодинамической характеристики месторождения, химического состава газа и конденсата, а также требований к конечной продукции. Преимуществами данной установки являются низкие эксплуатационные и капитальные затраты, а недостатками – снижение эффективности в процессе разработки месторождения, низкая степень извлечения компонентов из тощих газов, а также необходимость реконструкции в случае исчерпания дроссель-эффекта.

С целью повышения эффективности низкотемпературной сепарации применяют технологи впрыска в поток газа стабильного конденсата или технологию противоточной абсорбции сепарированного газа, которая заключается в замене сепаратора на абсорбер-сепаратор.

2.4 Основные факторы, влияющие на процесс НТС

Основные факторы, влияющие на процесс НТС [6]:

- Состав сырьевого газа. Чем тяжелее состав исходной смеси (чем больше средняя молекулярная масса газа), тем выше степень извлечения жидких углеводородов.

- Влияние температуры. Температуру на установках НТС выбирают, исходя из необходимой точки росы, обеспечивающей транспортировку газа по трубопроводу в однофазном состоянии, а в ряде случаев и, исходя из 13 необходимости увеличения степени конденсации пропана и бутанов. Для легких газов снижение температуры сепарации от 0 до минус 40 °С обеспечивает существенный рост степени извлечения конденсатообразующих компонентов [2].

- Влияние давления. Давление сепарации определяется давлением в магистральном трубопроводе и в пределах обычно используемых давлений (5–7,5 МПа) мало влияет на степень извлечения компонентов С3 и выше. Более важен свободный перепад давления, позволяющий достигать низких температур сепарации. В период снижения пластового давления эффективность работы установок НТС поддерживается на прежнем уровне путем ввода дожимного компрессора и внешнего холодильного цикла.

2.5 Характеристика программного комплекса UniSim Design

UniSim Design - это удобная интерактивная программная среда для создания моделей технологических процессов, позволяющая инженерам создавать статические и динамические модели, применяемые для проектирования технологических установок, контроля производственных показателей, поиска и устранения неполадок, оптимизации производственных операций, планирования деятельности предприятия и управления активами. Целый ряд существенных компонент, которые входят в программу UniSim Design, делают ее мощным инструментом моделирования стационарных режимов работы технологических схем [24].

Программа содержит пять различных методов оптимизации, предназначенных для задач без ограничений и с ограничениями. Имеется специальный механизм возврата в исходную точку на случай, если алгоритм оптимизации «загоняет» схему в нереализуемую область. UniSim Design содержит набор вспомогательных программ (утилит), которые можно ставить в соответствие потокам или операциям. Эти программы взаимодействуют со схемными переменными и обеспечивают пользователя дополнительной информацией.

Важнейшим свойством программы UniSim Design является ее многосхемная архитектура. С ее помощью реализованы такие возможности системы, как применение в одном расчете разных пакетов свойств, или использование заранее подготовленных шаблонов подсхем. Однако, самым важным следствием многосхемной архитектуры является возможность эффективно организовать «модульный» расчет очень больших схем. Разбивая большую схему на малые компоненты – подсхемы, расчетчик имеет возможность детально изучить каждый компонент, и в то же время сохранить целостность всей схемы.

Интерфейс программы UniSim Design организован так, что о соответствует описанному выше подходу к моделированию процессов, являясь, по существу, его составной частью. Хорошо организованный интерфейс является важнейшей предпосылкой успешного моделирования (разумеется, при условии адекватности применяемых вычислительных методов) [24]. В данной работе UniSim Design использован для сравнения существующей схемы подготовки газа и модернизированной, сравнения термобарических параметров, состава товарного газа, технологического режима.

3 Разработка и модернизация технологического процесса подготовки газа УНТС Мыльджинского УКПГиК

3.1 Варианты модернизации процесса подготовки газа

Раздел скрыт, потому что содержит конфеденциальную информацию недропользователя.

3.2 Сравнительный анализ применение дросселя и ТДКА в программном комплексе UniSim Design на УКПГ Мыльджинского месторождения.

В программном комплексе UniSim Design была смоделирована схема подготовки газа методом низкотемпературной сепарации. Для достижения

низких температур на начальных этапах разработки месторождения в технологической схеме использовался клапан, при прохождении через который, за счет эффекта Джоуля-Томсона, достигалась температура необходимая для работы низкотемпературного сепаратора.

Для анализов влияние давления и температуры на выход жидкой фазы было проведено расчетное исследование.

Давлением максимальной конденсации называют давление, при котором наблюдается максимальный выход жидкой фазы. Каждый компонент природного газа, имеет свое значение давления максимальной конденсации.

Анализ результатов показал, для многокомпонентной смеси зависимость не линейная. Чем выше давление, тем больше жидкой фазы до определенной точки давления максимальной конденсации.

После этой точки дальнейшее увеличения давление приводит к снижению выделению жидкой фазы.

Давление максимальной конденсации зависит от температуры, чем ниже температура, тем выше давления максимальной конденсации.

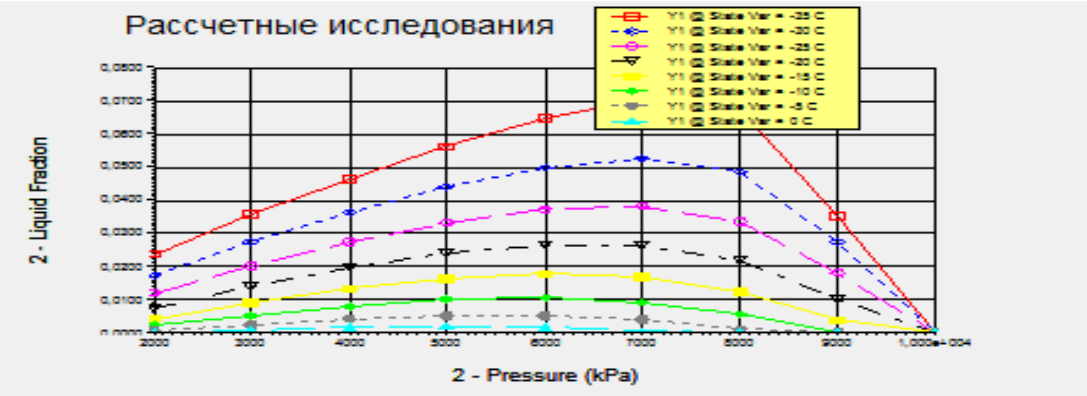

Рисунок 3.3 – Влияние давления на выход жидкой фазы

Также было рассмотрено влияние температуры на выход жидкой фазы.

На рисунке 3.4 можно наблюдать, что при повышении температуры газа, происходит уменьшение выделение конденсата.

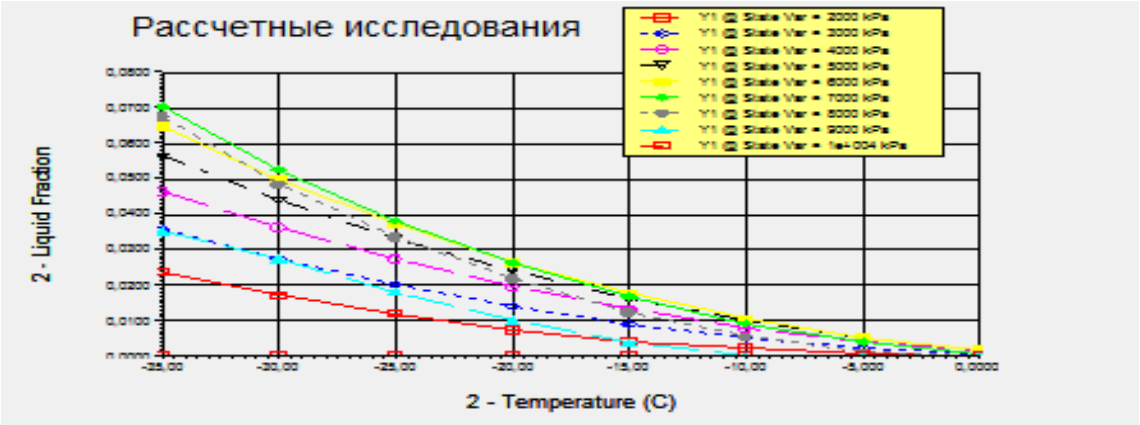

Рисунок 3.4 – Влияние температуры на выход жидкой фазы

В процессе эксплуатации месторождения произошло падение пластового давления, перепад давления на входе и на выходе дроссельного узла составляет 3,3 МПа, температура газа на входе в низкотемпературный сепаратор составляет минус 7,0 °С Рисунок 3.5.

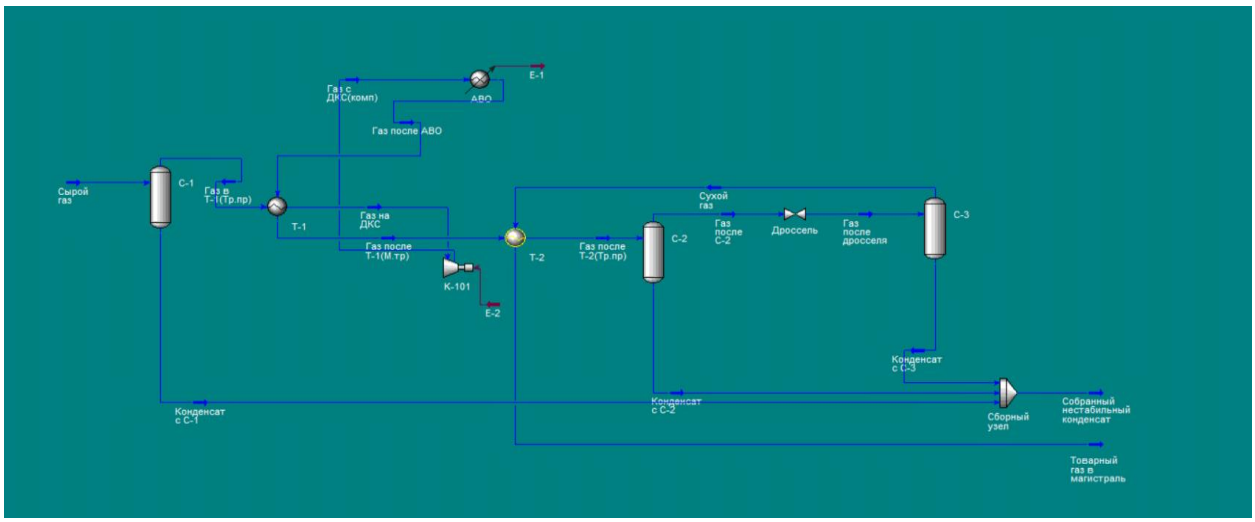

Рисунок 3.5 – Технологическая схема с УНТС с дросселем

После подготовки газ должен соответствовать требованиям отраслевого стандарта Газпром 089-2010 Таблица 3.1

Таблица 3.1 – СТО Газпром 089-2010

Наименование показателя	Значение для макроклиматических районов (по ГОСТ 16350)		Метод испытания
	умеренный	холодный	

Продолжение таблицы 3.1

1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		По ГОСТ 31371.1-ГОСТ 31371.7
2 Температура точки росы по воде (ТТРВ) при абсолютном давлении 3,92 МПа (40,0 кгс/см), °С, не выше: - зимний период (с 1 октября по 30 апреля) - летний период (с 1 мая по 30 сентября)	 -10,0 -10,0	 -20,0 -14,0	По ГОСТ 20060, ГОСТ Р 53763, ГОСТ 20060
3 Температура точки росы по углеводородам (ТТРув) при абсолютном давлении от 2,5 до 7,5 МПа, °С, не выше:			По ГОСТ Р 53762

Таким образом после реализации схемы газ не удовлетворяет требованиям отраслевого стандарта. Для достижения необходимой точки росы вместо дросселирующего устройства был внедрен турбодетандерно-компрессорный агрегат (ТДКА) Рисунок 3.6.

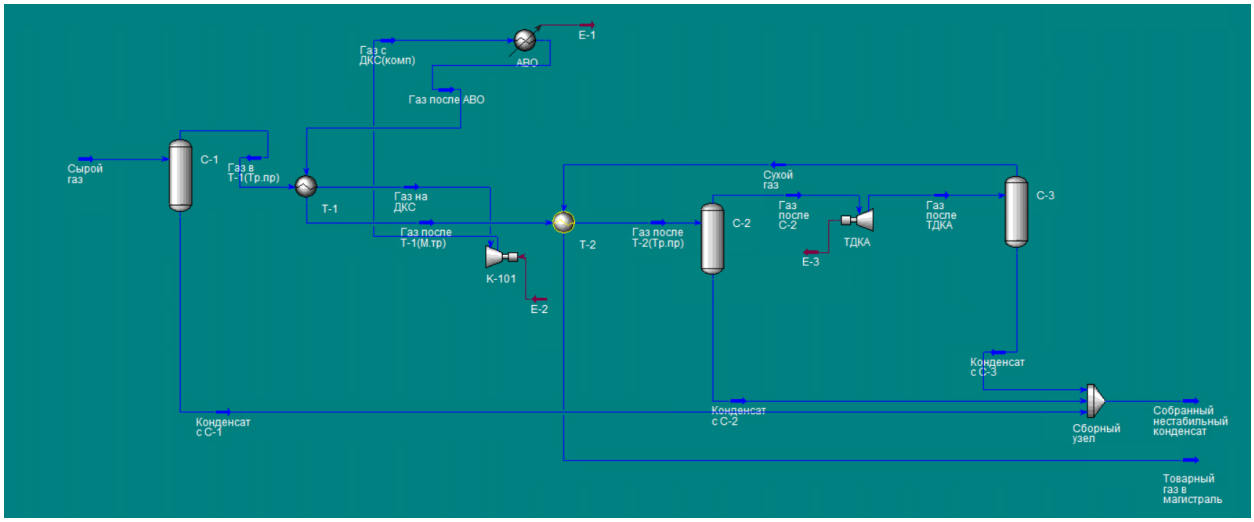

Рисунок 3.6 – Технологическая схема с ТДКА

В результате такого же падения давление температура на входе в НТС составила минус 21,0 °С. В ходе исследования был проведен сравнительный

анализ эффективности охлаждения природного газа, применение дросселя и ТДКА. Результаты проведенного анализа представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Сравнение параметров и свойств газа при начальном давлении 7,0 МПа и перепаде давлении 3,3 МПа

Параметр	Дроссель	ТДКА
Температура в низкотемпературном сепараторе, °С	-7,0	-21,0
Точка росы по углеводородам при давлении 2,5 - 7,5 МПа абс., °С, не выше	-7,1	-21,03
Температурный коэффициент, °С /МПа	4,8	8,6

Таблица 3.3 – Компонентный состав газа при дросселе и ТДКА

Компонент	Сырой газ, % моль	Сырой газ после	
		Дроссель, % моль	ТДКА, % моль
1.Метан	86,48	87	88
2.Этан	4,32	4,3	4,2
3.Пропан	3,17	3,1	2,8
4.i-Бутан	0,90	0,7	0,6
5.n-Бутан	0,82	0,8	0,5
6.i-Пентан	0,21	0,2	0,09
7.n-Пентан	0,16	0,1	0,05
8.n-Гексан	0,10	0,05	0,01
9.n-Гептан	0,03	0,007	0,001
10.n-Октан	0	0,001	0,0001
11.CO_2	0,72	0,7	0,7
12.Кислород	0,01	0,0001	0,0001
13.Азот	2,97	3	3

Таблица 3.4 – Компонентный состав конденсата при дросселе и ТДКА

Компонент	**Дроссель, % моль**	**ТДКА, % моль**	**Δ, % моль**
1.Метан (CH_4)	21,9	16	↓5,9
2.Этан (C_2H_6)	6,3	4,1	↓2,2
3.Пропан (C_3H_8)	16,3	22,9	↑6,6
4.i-Бутан (C_4H_{10})	9,7	16,2	↑8,5
5.n-Бутан (C_4H_{10})	14	15,1	↑1,1
6.i-Пентан (C_5H_{12})	7,7	8,3	↑0,6
7.n-Пентан (C_5H_{12})	7,5	8,4	↑0,9
8.n-Гексан (C_6H_{14})	9,7	4,4	↓5,3
9.n-Гептан (C_7H_{16})	4,4	1,4	↓3,0
10.n-Октан (C_8H_{18})	1,7	2,5	↑0,8
11.CO_2	0,5	0,6	↑0,1
12.Кислород (O_2)	0,1	0	↓0,1
13.Азот (N_2)	0,2	0,3	↑0,1

Проводя сравнительный анализ двух вариантов модернизации установки, можно заметить что при одинаковом давлении и температуре входного сырья в обоих вариантах наблюдается увеличение извлечения компонентов из газа, в ходе анализа становится очень заметно преимущество использования турбодетандера, так как применение турбохолодильной техники позволяет обеспечить высокие требования к качеству подготовки газа, выполнение которых необходимо для его транспортировки по магистральным газопроводам, а также глубокого извлечения углеводородов.

Кроме того, с помощью ТДКА возможно использовать энергию, вырабатываемую при расширении газа в турбине, для повышения эффективности технологического процесса: в зависимости от выбора полезной нагрузки для турбины возможно частично восстановить давление, затраченное при охлаждении газа [26].

Таблица 3.5 – Сравнительный анализ

Поступило		**Получено**		
		Поток	**Дроссель**	**ТДКА**
Сырой газ, - кг/ч - $м^3$/ч	 576160 160000	Сухой газ, $м^3$/ч	146700	141000
		Нестабильный конденсат, - кг/ч - $м^3$/ч - ДНП, кПа	 71060 13300 1936	 99110 19000 2551

Анализ результатов: По результатам моделирования можно сделать вывод, что для достижение более низких температур на входе в НТС эффективней применять турбодетандер. При одинаковых параметрах (давление, температура, перепад) температурный коэффициент ТДКА больше чем в два раза, что позволяет обеспечить более низкую температуру точки росы для обеспечения требование отраслевого стандарта 089-2010.

В таблице 3.5 количество выделившегося конденсата при использовании турбодетандера увеличилось на 5700 $м^3$/ч, а также увеличения компонентов пропано–бутановой фракции, а содержание легких УВ уменьшилось на 8,1%, значение ДНП поступающего на деэтанизацию уменьшилось на 615кПа.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович

Школа	ИШПР	**Отделение школы**	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление**	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 130000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 80000 руб; затраты на оборудование – 50000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент – 1,3. Накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды: 30,2% от фонда оплаты труда (ФОТ)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ конкурентных технических решений. Анализ потенциальных потребителей. SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ и оценка их выполнения. Разработка диаграммы Ганта. Бюджет проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение интегрального показателя ресурсоэффективности.
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
1. Матрица SWOT 2. График проведения и бюджет НИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Описание потенциальных потребителей проекта

В настоящее время предприятия всех отраслей промышленности, в том числе и газодобывающей стремятся к повышению эффективности процесса подготовки газа с применением турбодетандерных агрегатов.

Проведем сегментирование рынка установки подготовки газа на нефтегазоконденсатных месторождениях с применением турбодетандерных агрегатов. В таблице 4.1 показана карта сегментирования рынка.

Таблица 4.1 – Сегментирование рынка установки подготовки газа на нефтегазоконденсатных месторождениях с применением агрегатов

		Вид услуги		
		Производство	Монтаж и наладка	Переоснащение
Компании-потребители	Крупные	1,2,3	1,3	1
	Средние	1,2,3	1	1

Примечание: 1, 2, 3 – условные обозначения фирм-конкурентов.

Сегментированием рынка выявлены следующие результаты:

- основными сегментами выбранного рынка являются услуги по производству промышленных модулей, их монтажу и наладке, а также переоснащению выведенных из строя и морально устаревших модулей;

•организованное предприятие должно быть ориентировано на переоснащение выведенных из строя и морально устаревших модулей;

•для организованного предприятия в будущем возможен вариант деятельности, связанный с монтажом и наладкой готовых модулей сторонних фирм производителей.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Проведем анализ технических решений сравнительно разработанной продукции других на основе основных технических и экономических критериев оценки эффективности. Для наглядности составим карту сравнения, представленную в таблице 4.2.

Таблица 4.2– Оценочная карта для сравнения технических решений

Критерии оценки	**Вес крите-рия**	**Баллы**			**Конкуренто-способность**		
		$Б_ф$	$Б_{к1}$	$Б_{к2}$	$К_ф$	$К_{к1}$	$К_{к2}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.1	5	4	3	0.5	0.4	0.3
2. Современные технологии	0.15	5	5	4	0.75	0.75	0.6
3. Энергоэкономичность	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
4. Надежность	0.2	4	4	3	0.8	0.8	0.6
5. Безопасность	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.05	4	5	4	0.2	0.25	0.2
2. Уровень проникновения на рынок	0.05	1	5	4	0.05	0.25	0.2
3. Цена	0.1	3	4	5	0.3	0.4	0.5

Продолжение таблицы 4.2

4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
5. Послепродажное обслуживание	0.05	4	4	4	0.4	0.4	0.4
Итого:	**1**	**Суммарная оценка:**			**4,4**	**4,65**	**4**

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$К = \sum В_i \cdot Б_i, \quad (50)$$

где К – устойчивость спроса на рынке;

$В_i$ – вес показателя (в долях единицы);

$Б_i$ – балл *i*-го показателя.

На рынке присутствует множество фирм, оказывающих аналогичные услуги.

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны	**Слабые стороны**
	1. Высокий уровень проникновения на рынок 2. Функциональная мощность 3. Предъявленная безопасность и надежность 4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями 5. Экологичность технологии	1. Недостаток средств финансирования 2. Низкий уровень послепродажного обслуживания 3.Низкая квалификация у потенциальных потребителей 4. Отсутствие системы мотивации персонала 5. Недостатки в рекламной политике

Продолжение таблицы 4.3

Возможности: В1. Разорение и уход предприятий-конкурентов В2. Выход на новые сегменты рынка В3. Внедрение инноваций В4. Повышение стоимости конкурентных разработок В5. Расширение спектра услуг	Высокий уровень проникновения на рынок, функциональная мощность и более низкая стоимость производства даст возможность в будущем вытеснить конкурентов. Из-за приемлемых цен мы сможем выйти на новые сегменты рынка	Внедрение инноваций в разработки, а также расширение спектра услуг в дальнейшем даст возможность получить большую прибыль и устранить недостаток средств финансирования.
Угрозы: У1. Появление новых конкурентов У2. Отсутствие спроса на новые технологии У3. Задержка финансирования разработки У4. Выход на рынок Иностранных компаний У5. Высокий уровень налогов на наши услуги	Удержание высоких позиций на рынке и функциональная мощность позволит погасить конкурентов, а низкая стоимость и экологичность разработок превысит запросы в иностранных компаний	С помощью повышения послепродажного обслуживания пытаться завоевать доверие потребителей, тем самым повысить спрос на новые технологии.

4.2 Планирование работ

4.2.1 Структура работ

При разработке ВКР одним из важных этапов является его технико-экономическое обоснование. Оно позволяет выделить преимущества и недостатки разработки, внедрения и эксплуатации данного программного продукта в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектах.

Одной из основных целей планирования работ является определение общей продолжительности их проведения.

Таблица 4.4 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Исполнитель
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Исполнитель
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Исполнитель
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения	Исполнитель, руководитель
Оформление документации	10	Сбор информации по охране труда	Исполнитель
	11	Оформление результатов по охране труда	Исполнитель
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Исполнитель
	13	Оформление экономической части работы	Исполнитель
Оформление отчета	14	Составление пояснительной записки	Исполнитель, руководитель
	15	Сдача работы на рецензию	Исполнитель
	16	Предзащита	Исполнитель, руководитель
	17	Подготовка к защите дипломной работы	Исполнитель
	18	Защита дипломной работы	Исполнитель, руководитель

4.2.2. План выполнения

Таблица 4.5 – Календарный план выполнения работ

Код работы (из ИСР)	**Название**	**Длительность, дни**	**Дата начала работ**	**Дата окончания работ**
1	Получение задания и составление плана работ	1	13.02.2021	13.02.2021
2	Ознакомление с экспериментальными данными	2	14.02.2021	17.02.2021
3	Изучение технологии процесса	2	18.02.2021	19.02.2021
4	Работа с литературой	10	20.02.2021	05.03.2021
5	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	36	06.03.2021	24.04.2021

Продолжение таблицы 4.5

6	Разработка презентации и раздаточного материала	3	25.04.2021	29.04.2021
7	Обработка результатов	5	30.04.2021	07.05.2021
8	Оформление таблиц данных, графиков	2	08.05.2021	12.05.2021
9	Обсуждение результатов	4	13.05.2021	16.05.2021
10	Оформление пояснительной записки	10	19.05.2021	30.05.2021
Итого:		75		

Таблица 4.6– Календарный план-график проведения работ

Код работы	Вид работ	Исполнители	Тк, кал. дн	Продолжительность выполнения работ											
				февр		март			апрель			май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Получение задания и составление плана работ	Руководитель Бакалавр	1												
2	Ознакомление с экспериментальными данными	Бакалавр	2												
3	Изучение технологии процесса	Бакалавр	2												
4	Работа с литературой	Бакалавр	10												
5	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	Руководитель Бакалавр	36												
6	Разработка презентации и раздаточного материала	Бакалавр	3												
7	Обработка результатов	Бакалавр	5												
8	Оформление таблиц данных, графиков	Бакалавр	2												
9	Обсуждение результатов	Руководитель Бакалавр	4												
10	Оформление пояснительной записки	Бакалавр	10												
Итого:			75												

- Руководитель

- Бакалавр

На выполнение НИОКР для выпускной квалификационной работы было затрачено 75 дней. Был составлен календарный план-график проведения научного исследования который включал в себя выполнение 10 этапов (видов работ), которые выполнялись в определённой последовательности.

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Математические модели процесса обезвоживания нефти с учётом различных формул учёта диаметра капель не имеет компьютерной реализации, что является веским преимуществом нашей научной разработки.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{м} = (1 + k_{T}) \cdot \sum_{i=1}^{m} Ц_{i} \cdot N_{расхi}, \quad (51)$$

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, отражены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., с НДС руб.			Затраты на материалы, (**$З_{м}$**), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп.3	Исп. 1	Исп. 2	Исп.3	Исп. 1	Исп.2	Исп.3
Чернила для принтера	мл	100	150	50	4	4	4	848	1210	728
Итого								848	1210	728

4.3.2 Затраты на оборудование для выполнения работ

Формула амортизации оборудования для определения ежемесячной суммы (**∑ам**) в бухгалтерском и налоговом учете одна и та же:

∑ам = ПС × n,

где ПС – первоначальная стоимость оборудования в бухгалтерском (налоговом) учете;

n – ежемесячная норма амортизации, рассчитываемая как отношение 1 к СПИ, выраженному в месяцах. Для компьютерной техники норма амортизации составляет 25 месяцев.

$$\sum \mathbf{а_м} = 37920 \times \mathbf{1/25} = 1516{,}8 \text{ руб.}$$

Таблица 4.8 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость, руб.	Амортизационные отчисления
Компьютер	1	41480	1676,4
ИТОГО		41480	1676,4

4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

Численность исполнителей принимается как $N_{рук}=1$, $N_{исп}=1$, общее число исполнителей – 2 человек.

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	**Руководитель**	**Исполнитель**
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени - отпуск/невыходы по болезни	28	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	219	219

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (52)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (53)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$Т_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 8);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot М}{F_д}, \quad (54)$$

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

М – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня М =11,2 месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 56 раб. дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя;

Месячный должностной оклад работника:

$$З_м = З_б \cdot (k_{пр} + k_д) \cdot k_р, \quad (55)$$

где $З_б$ – базовый оклад, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);

$k_д$ – коэффициент доплат и надбавок;

$k_р$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (56)$$

где $З_{осн}$ - основная заработная плата;

$З_{доп}$ - дополнительная заработная плата (12-20% от $З_{осн}$)

Основная заработная плата руководителя (от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда.

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

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (57)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_р$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} \quad (58)$$

где $k_{доп}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15).

Тарифная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{тс} = T_{с}i * kT$$

где $T_{сi}$ – тарифная ставка работника первого разряда, равная 600 руб.;

$k_Т$ – тарифный коэффициент, учитываемый по единой тарифной сетке для бюджетных организаций: для НР принимается равным 2,047; для С – 1,407.

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители	$k_Т$	$З_{тс}$, руб	$k_{пр}$	$k_д$	$k_р$	$З_м$, руб.	$З_{дн}$, руб.	$T_р$, раб. дни	$З_{осн}$, руб
Научный руководитель	2,047	22000	0,3	0,3	1,3	45760	2669	14	37366
Студент	1,407	12000	0,3	0,2	1,3	23400	1236,2	16	19779,6

Продолжение таблицы 4.10

Итого, $З_{осн}$	57145,6

Рассчитываем страховые взносы (30,2%):

$$Q_{\text{соц.н.}} = 0{,}302 * \text{ЗП, руб.,} \quad (59)$$

Таблица 4.11– Заработанная плата одного исполнителя НИР

	Заработная плата	**Социальные отчисления**
Руководитель	37366	11284
Исполнитель	19779,6	5973
ИТОГО	57145,6	17257

4.3.4 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов.

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \times k_{\text{нр}}, \quad (60)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$З_{\text{накл}} = (848 + 41480 + 62541 + 7551 + 18886) \times 0{,}16 = 21010$$

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 4.12.

Таблица 4. 12 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Материальные затраты НТИ	848	1210	728
Амортизационные отчисления	1676,4	1676,4	1676,4
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	57145,6	57145,6	57145,6
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	6857	6857	6857
Отчисления во внебюджетные фонды	17257	17257	17257
6. Накладные расходы	19774	19774	19774
7. Бюджет затрат НТИ	103558	103920	103438

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}}, \quad (61)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.i}}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость *i*-го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (62)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент *i*-го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка *i*-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.13 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	1	0,99
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,05	3,9	4,45
3	Интегральный показатель эффективности	4,09	3,9	4,49

Продолжение таблицы 4.13

4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,05	0,86	1,1

Заключение: в ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 3.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности процесса подготовки газа с применением турбодетандерных агрегатов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной работы является технология и аппаратурное оформление установки комплексной подготовки газа на основе процесса низкотемпературной сепарации на Мыльджинском ГКМ (Томская область).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: • Термические источники опасности • Пожаробезопасности	Вредные факторы: • Недостаточная освещенность; • Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; • Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; • Наличие токсикантов, ПДК, класс опасности, СКЗ, СИЗ; Опасные факторы: • Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, $R_{заземления}$, СКЗ, СИЗ; Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.
2. Экологическая безопасность: • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности	Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по

	обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021 г.

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Профессор	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-2Б73Т	Музипов Альберт Искандарович		

5 Социальная ответственность

Введение：

Социальная ответственность - 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.

В ходе данной работы разработка и исследование высокоэффективного источника питания для телекоммуникационного оборудования. Работа выполнялась в лаборатории. Все работы выполнялись с использования компьютера. Раздел также включает в себя оценку условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов труда, разработку мер защиты от них.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 5.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м^2, объем составляет 147м^3. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м^2 и 20 м^3 объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

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 40м^3 [23].

В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м^3, 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 [23]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [24].

5.1.2 Превышение уровней 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. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы. 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 [23].

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

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;

2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);

3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты: применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

5.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

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 [23]. 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 [23]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 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.) [24].

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)*:

а) до 10 мкВт. /см2, время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см2, время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см2, время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;

г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см2.

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

1. защита временем;

2. защита расстоянием;

3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;

4. экранирование источника;

5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

5.1.4 Наличие токсикантов

Основными загрязнителями при работе погружной установки для добычи нефти являются различные компоненты продукции скважины, проявляющиеся в виде утечек через неплотности устьевой арматуры и трубопроводов обвязки. К ним относится в первую очередь различные легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), а также сероводород (а также его смеси с различными углеводородами) и оксид углерода. Кроме того, некоторые реагенты, закачиваемые в скважину, могут быть чрезвычайно опасны для здоровья человека. Таким веществом является, например соляная кислота, применяемая при кислотных обработках скважины.

Согласно действующим стандартам [23] устанавливается комплекс мероприятий и средств по нормализации воздуха рабочей зоны и выделению персоналу индивидуальных средств защиты от вредных примесей. Названные средства должны обеспечивать отсутствие вредных примесей или, в крайнем случае, их наличие в количествах, не превышающих предельно допустимые концентрации.

В таблице 5.3 [23] приведены ПДК основных вредных веществ, применяемых или выделяющихся при эксплуатации погружной насосной установки для добычи нефти. Для того чтобы обезопасить от воздействия

вредных веществ персонал, обслуживающий погружную установку для добычи нефти, необходимо:

1) допускать к работе только людей, прошедших специальный инструктаж;

2) снабжать персонал всеми необходимыми средствами индивидуальной защиты;

3) организовывать утилизацию или надежное захоронение вредных отходов, возникающих при добыче нефти и сопутствующих ей мероприятиях.

Таблица 5.3-Показатели токсичности и санитарно-гигиенические нормативы

Вещество	Химическая формула	ПДК. Мг/м^3	Класс опасности	Характер воздействия на человека	Агрегатное состояние
Метан	CH_4	300	4	Попадая в организм, метан вытесняет кислород, в результате развивается гипоксия (кислородное голодание) всех тканей, и в наибольшей степени страдает центральная нервная система.	Газы
Этан	C_2H_6	300	4	Поражение дыхательных путей, отравление, влияющее на вегетативные расстройства, бессонницу, быструю утомляемость, понижение тонуса капилляров, гормональные расстройства.	Газы
Пропан	C_3H_8	300	4	Прямое воздействие на кожу и слизистые может вызывать повреждения, напоминающие ожоги или обморожения.	Газы
Бутан	C_4H_{10}	300	4	воздействие на головной мозг и ЦНС человека, психические проявления, сильное головокружение, помутнение рассудка.	Газы
Сероводород	H_2S	10	3	Очень токсичный газ, действующий непосредственно на нервную систему.	Газы

Продолжение таблицы 5.3

Сероводород в смеси с легкими УВ.	$H_2S + C_nH_{2n+2}$	3	3	Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме	Газы
Окись углерода	CO	5	4	Головная боль, кашель, тахикардия, судороги, потеря сознания.	Газы
Кислота соляная	HC1	1	2	Выделяет пары хлороводорода, которые вызывают удушье, ожоги кожи, слизистой глаз и носа, повреждают органы дыхания, разрушают зубы	Пары

5.1.5 Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [24].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: I <0,1 А; U <(2-36) В; $R_{зазем}$ <4 Ом. В помещении применяются следующие меры защиты

от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

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

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

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 горящей 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.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

Средства индивидуальной защиты:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками;

указатели напряжений.

Освещенность

Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк.

Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

5.1.6 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В – горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудно сгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) 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.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 5.1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

Рисунок 5.1 – План эвакуации

5.2 Экологическая безопасность

В компьютерах 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 компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;

Организация извлекает из аппаратуры электронные компоненты, содержащие драгоценные металлы. Далее, они сортируются, перерабатываются и сдаются на аффинажный завод, где из сплавов или элементов микросхем добывают компоненты. Лакомым кусочком остается лом радиодеталей, в которых может содержаться золото, платина, серебро, тантал, палладий и т.д. Полученные на предприятии чистые металлы, поступают в распоряжение Госфонда.

Дополнительно, из оборудования извлекаются компоненты, содержащие вещества:

– токсичные или инфицирующие;

– огнеопасные или окисляющиеся – способные воспламеняться под действием внешних факторов;

– органические – обладающие ускоренным разрушением и имеющие потенциальную опасность для окружающей среды.

Естественно, что прием на утилизацию ПК, ноутбуков и оргтехники должны осуществлять работники, имеющие специализированные профессиональные навыки. В частности, компания должна иметь профильную лицензию, а сотрудники организации успешно пройти экзамены по программе экологической безопасности при обращении с отходами 1 – 4 класса опасности.

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

-Побеспокоится 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 компьютерной 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»;

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.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения.

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

1) Природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);

Для системы электроснабжения необходимо:

- обеспечить подключение предприятия к нескольким источникам питания, на расстоянии, исключающем возможность их одновременного поражения;
- обеспечить резерв автономных источников электроснабжения;

Для системы теплоснабжения необходимо:

- обеспечить защиту источников тепла изоляцией от внешней среды, произвести в случае необходимости заглубление коммуникаций в грунт;
- обеспечить кабинеты производства переносными обогревателями, для создания комфортных условий труда на рабочем месте.

Для системы водоснабжения необходимо:

- обеспечить водоснабжение объекта от нескольких систем или удаленных друг от друга независимых источников водоснабжения;
- обеспечить поставку на производство чистой воды для питьевых нужд.

При авариях на транспорте обеспечить персонал предприятия развозкой по основным направлениям движения автобусного транспорта до аварии, а также при необходимости оказать первую помощь.

2) Техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае;

В лаборатории наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

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, вандализма, промышленного шпионажа 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.

Перечень НТД

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности

2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”

3.ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".

5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.

8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности

11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха

12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.

13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.

14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры

Заключение

В работе были использованы данные существующего технологического регламента по эксплуатации установки комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения, где была описана существующая технология подготовки газа и его характеристика, также было проведено исследование вопросов в области теоретического и практического внедрения технологий, позволяющих осуществить максимальное извлечение конденсата из сырого газа при текущем режиме разработки месторождения, а также понизить точку росы газа направляемого в магистральный трубопровод.

Эффективность работы установки оценивалась с помощью модели, построенной с использованием программного комплекса UniSim Design. В процессе моделирования дросселирующее устройство было заменено на турбодетандерно-компрессорный агрегат, что привело к улучшению свойств газа и степени извлечение конденсата.

В ходе исследование было выявлено максимальный эффект детандирования достигается при подготовке газа с наименьшей температурой на входе в установку. Высокая производительность холода турбодетандерных агрегатов достигается при наибольшим давлении газа на входе в детандер. В связи с увеличением в составе конденсата тяжелых компонентов, подготовка газа с применением турбодетандера позволяет увеличить получение пропан-бутановой фракции, а также стабильного конденсата.

В данной работе проведен анализ увеличения степени извлечения конденсата путем модернизации технологии подготовки газа на Мыльджинском ГКМ, что позволило получить на 5700м^3/ч газа больше, а также увеличение компонентов пропано-бутановой фракции, а содержание легких углеводородов уменьшилось на 8,1%, значение ДНП поступающего на деэтанизацию уменьшилось на 615кПа.

Также были подобраны технологические параметры, при которых достигается максимальный выход нестабильного конденсата:

- температура газа на входе в ТДКА 11 °С
- давление на входе в ТДКА 7,0 МПа.
- При заданных параметрах точка росы по углеводородам составляет минус 21,03.

Проведя анализ результатов было установлено, при проведении сепарации не при давлении максимальной конденсации потери целевого продукта составили 5% или 9560кг/ч.

Список использованных источников

1. Арнольд, К. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / К. Арнольд, М. Стюарт. – Москва : ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. – 630 с.:ил. – Текст : непосредственный.
2. Бекиров, Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – Москва : Недра, 1986. – 261 с. – Текст : непосредственный.
3. Воронцов, М.А. Методический подход к расчетному исследованию промысловоай подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов / М.А. Воронцов, Д.М. Федулов, А.С. Грачев – Текст : непосредственный // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2016. – №2 (26). – С. 105–111.
4. Гриценко, А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин. – Москва : Недра, 1999. – 450 с. – Текст : непосредственный.
5. Давлетов, К.М. Анализ пиковых режимов установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / К.М. Давлетов, В.Ю. Глазунов, И.П. Эльберт – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело: научный журнал. – 2013. – №5. – С.170–178.
6. Дунаев, А.В. Особенности технологических процессов промысловой подготовки природного газа с низким конденсатным фактором / А.В. Дунаев, В.А. Истомин, А.Н. Кубанов – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2015. – №11. – С.80-83.
7. Елизарьева, Н.Л. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования / Н.Л. Елизарьева, А.В. Колчин, Г.Е. Коробков – Текст :

непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – №4 (102). – С.178-184.

8. Жданова, Н. В. Осушка природных газов / Н.В. Жданова, А.Л. Халиф. – Москва : Недра, 1984. – 160 с. – Текст : непосредственный.

9. Кидни, А. Основы переработки природного газа / А. Кидни, У.Р. Парриш, Д. Маккартни. – Санкт-Петербург – : ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с., ил. – Текст : непосредственный.

10. Колокольцев, С. Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов: Монография. – Москва : ЛЕНАНД, 2015. – 600 с. – Текст : непосредственный.

11. Кубанов, А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УПГ №2 Бованенского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов – Текст : непосредственный // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2013. – №4 (15). – С.84–89.

12. Методы обработки и переработки природного газа и конденсата. – Текст : электронный // Биржа нефтепродуктов – НефтеМагнат. – 2021. – URL: http://www.neftemagnat.ru/enc/75 (дата обращения: 01.05.2021).

13. Опыт и перспективы применения ТДКА на промысловых технологических объектах газовой промышленности / В.А. Хетагуров, П.П. Слугин, М.А. Воронцов, А.Н. Кубанов. – Текст : электронный // Научная электронная библиотека «КиберЛенинка». – 2021. – № 11. – С. 14-22. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-i-perspektivy-primeneniya-turbodetandernyh-agregatov-na-promyslovyh-tehnologicheskih-obektah-gazovoy-promyshlennosti-rossii/viewer (дата обращения: 30.04.2021).

14. Петрухин, В.В. Справочник по газопромысловому оборудованию / В.В. Петрухин, С.В. Петрухин. – Москва : Инфа-Инженерия, 2013. – 928 с. – Текст : непосредственный.

15. Томской области – 70 лет / Пресс-служба администрации Томской области. – Текст: электронный // Общественно-политическая газета «Северная звезда». –

2014. – № 133. – URL: http://xn--80adaiccmc8f.xn--p1ai/articles/media/2014/9/10/tomskoj-oblasti-70-let/ (дата обращения: 20.05.2021).
16. Проворная, И. В. Основные проблемы инновационного развития нефтегазовой отрасли в области добычи нефти и газа / И.В. Проворная, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер – Текст: электронный // Бурение и нефть. – 2014. – № 4. – URL: http://burneft.ru/archive/issues/2014-04/3 (дата обращения: 30.05.2021).
17. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е. П. Запорожец, Д. Г. Антониади, Г. К. Зиберт. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – 620 с. – Текст : непосредственный.
18. Скобло, А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии / А.И. Скобло, Ю.К. Молоканов, А.И. Владимиров. – Москва : Недра, 2000. – 663 с. – Текст : непосредственный.
19. Степанова, Г.С. Фазовые превращения углеводородных смесей газоконденсатных месторождений. – Москва : Недра, 1974. – 224 с. – Текст : непосредственный.
20. Технологии переработки природного газа и конденсата / В. И. Мурин, Н. Н. Кисленко, Ю. В. Сурков. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 517 с.: ил. – Текст : непосредственный.
21. Технологические процессы и методы расчета оборудования установок подготовки углеводородных газов: учебное пособие / Г.К. Зиберт Е.П. Запорожец, А.Г. Зиберт - Москва : Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 447 с.: ил. – Текст : непосредственный.
22. Технологический регламент «Участок комплексной подготовки газа Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения». – ОАО «Томскгазпром», 2016. – 571 с. – Текст : непосредственный.
23. Чегнов, С. В.. О совершенствовании системы управления профессиональными рисками / С. В. Чегнов, И. А. Ксенофонтов, В. Н. Шлыков

– Текст : непосредственный // Безопасность жизнедеятельности научно-практический и учебно-методический журнал. – 2004. – № 12. – С. 10-13.

24. Швыдкий, В. С. Теоретические основы очистки газов: учебник для вузов / В. С. Швыдкий, М. Г. Ладыгичев, Д. В. Швыдкий. – Москва: Машиностроение-1, 2001. – 502 с. – Текст : непосредственный.

25. Davidson, D. W. The Effect of Methanol on the Stability of Clathrate Hydrates / D.W. Davidson, S.R. Gough, J.A. Ripmeester, H. Nakayama // Can. J. Chem, 1981. – № 59 (17). – P. 2587–2590.

26. GDF SUEZ E&P (Нидерланды) оптимизирует работу трубопроводной сети с помощью пакета UniSim Design [Электронный ресурс]. – Текст : электронный // Журнал «Neftegaz.ru». – 2021. – URL: https://neftegaz.ru/analisis/equipment/328806-gdf-suez-e-p-niderlandy-optimiziruet-rabotu-truboprovodnoy-seti-s-pomoshchyu-paketa-unisim-design/ (дата обращения 30.04.2021).

27. Williams, K. D. Formation and Spectra of Clathrate Hydrates of Methanol and Methanol-Ether Mixtures / K.D. Williams, J.P. Devlin / J. Mol. Struct, 1997. – № 416 (1–3). – P. 277-286.

28. Nakayama, H. Hydrates of Organic Compounds / H. Nakayama, M. Hashimoto / The Clathrate Hydration of Alcohols, 1980. – № 53 (9). – P. 2427-2433.