

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение технологической эффективности подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении "М" (Томская область)

УДК 622.279.8:665.62(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Емельянов Владимир Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ О.С. Чернова

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗГ	Емельянову Владимиру Игоревичу

Тема работы:

Повышение технологической эффективности подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении "М" (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.03.2017 г, 1959/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017 г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологический регламент по эксплуатации УКПГ на ГКМ, нормативные документы, фондовая и периодическая литература, монографии, учебники
---------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Введение Теоретические основы процессов разделения смесей веществ Характеристика объектов и методов исследования Исследование влияния изменения технологии на степень на выход продукции Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность Заключение</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p><i>Графическая часть выпускной квалификационной работы должна отражать основные результаты и этапы исследования:</i></p> <p><i>а) Принципиальные технологические схемы, рассматриваемых технологий.</i> <i>б) графики выхода продуктов в зависимости от выбранной технологии получения холода</i> <i>в) Таблицы, полученных результатов</i> <i>г) Сравнительные графики, рассматриваемых технологий</i></p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Емельянов Владимир Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Г	Емельянову Владимиру Игоревичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Цена реализации; - Капитальные вложения.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Капитальные и операционные затраты на модернизацию.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- Платежи и налоги: НДС, налог на прибыль.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Использование системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов.
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов.
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Срок окупаемости модернизации - 3 года. Доходность варианта разработки месторождения с модернизированной технологией УНТС с турбодетандером за проектный период выше на 3.005% базового варианта. Доходность варианта разработки месторождения с модернизированной технологией УНТС с трехпоточной вихревой трубой за проектный период выше на 0.279% базового варианта.
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Величина чистых дополнительных денежных поступлений после модернизации, определяемых как разность между суммой поступающих средств и потребностью в них, за рассматриваемый период, с учетом дисконтирования при ставке дисконта 10 % составит 970 млн. руб (турбодетандер), 234 млн. руб (трехпоточная вихревая труба). Реализация варианта модернизации потребует 1029 млн. руб. капитальных вложений (турбодетандер), 750 млн. руб (трехпоточная вихревая труба). ЧДД государства из-за модернизации в величине налогов увеличится на 970 млн. руб (турбодетандер), 234 млн. руб (трехпоточная вихревая труба).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2017 г.
-------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Г	Емельянов Владимир Игоревич		

<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p> <p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Оценка и прогнозирование чрезвычайных ситуаций.</p> <p>Описание возможных источников пожара.</p> <p>Характеристика мероприятий по защите персонала промышленного объекта в случае возникновения взрыва или пожара..</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p> <p>.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗГ	Емельянов Владимир Игоревич		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 11 рис., 25 табл., 67 источников.

Ключевые слова: ресурсоэффективность, природный газ, конденсат, смесь пропан-бутан техническая (СПБТ), широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ), технология подготовки, низкотемпературная сепарация, товарный газ, моделирование, конденсат, технология стабилизации, ректификация, степень извлечения, социально-экономическая эффективность.

Объектом исследования является УНТС ГКМ.

Цель работы - оценка эффективности изменения способа охлаждения жирного газа по средствам увеличения степени извлечения целевого компонента.

В процессе исследования проводился анализ внедрения новой технологической схемы подготовки сырья на ГКМ с целью максимизации прибыли компании и решения существующих проблем подготовки.

В результате исследования была проведена оценка экономической эффективности внедрения новой технологической схемы подготовки.

Степень внедрения: результаты исследования подтвердили технологическую и экономическую эффективность первых проведенных работ, связанных с модернизацией технологии подготовки газа на нефтегазоконденсатном месторождении «М», и достижения предельной степени осушки жирного газа из юрских залежей.

Область применения: может быть применена в технологии подготовки углеводородов на нефтяных, нефтегазоконденсатных на газоконденсатных месторождениях компании ОАО «Томскгазпром».

Экономическая эффективность/значимость работы: модернизация НТС с на ГКМ позволяет полностью решить проблему качества, подготавливаемой продукции в дальнейшем во время разработки месторождения.

В будущем планируется дальнейшее исследование по выбранной теме с учетом результатов, полученных при апробации предложенных мероприятий на конкретном предприятии. Целесообразно использовать полученные результаты при оптимизации технологий на других месторождениях.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

ПЗП - призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

АСВ - асфальтосмолистые вещества

ПАВ - поверхностно-активные вещества

ОАО - открытое акционерное общество

ЗАО - закрытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

УПС - установка предварительного сброса (воды)

П- парафины

А - асфальтены

С - смолы

ЖОУ - жидкие отходы углеводородов

ЛНФ - легкая нефтяная фракция

ГПЗ - газоперерабатывающий завод

ГОСТ - государственный стандарт

ОСТ - отраслевой стандарт

СТП - стандарт предприятия

ТУ - технические условия

РД - руководящий документ

ППД - поддержание пластового давления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

МОП - межочистой период

ГТМ - геолого-техническое мероприятие

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

Оглавление

Введение.....	13
1. Методы низкотемпературной подготовки газа.....	15
1.1. Низкотемпературная сепарация.....	15
1.1.1 Технология низкотемпературной сепарации	17
1.2 Низкотемпературная конденсация	19
1.3 Низкотемпературная абсорбция	23
1.3.1 Сущность процесса абсорбции	23
1.3.2 Технология низкотемпературной абсорбции	24
1.4 Низкотемпературная ректификация.....	30
1.4.1 Ректификационная колонна	32
2. Характеристика нефтегазоконденсатного месторождения «М»	Ошибка!
Закладка не определена.	
3. Внедрение перспективных технологий подготовки природного газа в ОАО "Томскгазпром".	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 Организация подготовки природного газа к транспортировке в ОАО «Томскгазпром».....	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Технологии, применяемые для подготовки природного газа на месторождении «М»	Ошибка! Закладка не определена.
3.3. Технологические решения модернизации УНТС	Ошибка! Закладка не определена.
3.3.1. Описание технологического процесса и вариантов технологических схем УНТС месторождения «М» УКПГ и К.....	Ошибка! Закладка не определена.
3.3.2. Материальный баланс УКПГ и К на месторождении «М» ГКМ. Качество получаемых продуктов	Ошибка! Закладка не определена.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ошибка! Закладка не определена.
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	38

5.1 Производственная безопасность.....	38
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	39
1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	39
2. Метеоусловия	41
3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	42
4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	44
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)	45
1. Статическое электричество	46
2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.	47
3. Опасность поражения электрическим током	48
5.2 Экологическая безопасность.....	49
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	50
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	52
Заключение	54
Список литературы	56

Введение

Основной задачей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) является подготовка товарного газа для сдачи в систему магистральных трубопроводов. Для обеспечения надежной и бесперебойной работы газотранспортной системы к газу предъявляются требования СТО Газпром 089-2010 по температурам точки росы по воде и углеводородам. Другим товарным продуктом установки является стабильный газовый конденсат, давление насыщенных паров которого не должно превышать 66.7 кПа по Рейду при температуре исследования 37.8 °С в соответствии с ГОСТ Р 54389-2011.

Товарный газ требуемого качества может быть получен путем абсорбции, адсорбции и низкотемпературной сепарации (НТС). Однако первые две технологии имеют ряд существенных недостатков, которые ограничивают их применение в промышленных условиях. Одним из основных недостатков является невозможность удаления воды и углеводородов с помощью одного и того же поглощающего агента (Басниев, 1994). Кроме того, для регенерации сорбентов требуется высокая температура (150 – 320 °С в зависимости от используемой технологии и типа поглощающего агента) (Бекиров, Ланчаков, 1999), что повышает пожаро- и взрывоопасность установки и увеличивает энергозатраты. Эксплуатация установки также усложняется из-за необходимости периодического добавления поглощающего агента в связи с уносом в потоке очищенного газа (в случае абсорбции) (Бекиров, Ланчаков, 1999) или полной замены в связи с механическим разрушением (в случае адсорбции).

Технология низкотемпературной сепарации проста в эксплуатации, характеризуется минимальными эксплуатационными затратами, поэтому наиболее распространена в практике промышленной подготовки газа. Требуемое качество подготовки газа достигается путем снижения

температуры и давления до достижения равновесных условий сепарации, при которых из газа конденсируется требуемое количество углеводородов и воды (Басниев, 1994). При снижении температуры газового потока возможно образование газовых гидратов, которое также зависит от режима течения газа (в турбулентном потоке процесс протекает более интенсивно) (Carrol, 2009) и наличия центров кристаллизации (дефекты трубопроводов, арматура, внутренние элементы сепараторов, а также шлам, переносимый вместе с сырьевым потоком). Это делает дроссельную арматуру, а также любые теплообменные секции особенно чувствительными к отложению гидратов в связи с тем, что:

1) температура сырьевого потока при прохождении через дроссель значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона;

2) в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока;

3) в теплообменном аппарате происходит активное перемешивание газа, а также присутствует большая площадь контакта газового потока с развитой поверхностью.

Цель работы – оценка эффективности изменения способа охлаждения жирного газа.

1. Методы низкотемпературной подготовки газа

1.1. Низкотемпературная сепарация

Метод низкотемпературной сепарации (НТС). Метод состоит в охлаждении потока пластового флюида за счет дросселирования избыточного давления и механического разделения образовавшихся жидкой и газовой фаз.

Основными параметрами, влияющими на эффективность процесса НТС, являются давление, температура, состав исходной смеси, степень равновесия системы при сепарации и КПД сепаратора. При анализе причин низкой эффективности промышленных установок обращалось внимание главным образом на низкую эффективность сепарационных аппаратов и нарушения температурного режима НТС [7].

По мере разработки месторождения на истощение следовало бы для поддержания заданного уровня добычи жидких углеводородов из все облегчающегося состава исходной смеси снижать температуру сепарации. На практике же из-за непрерывного снижения свободного перепада давления температура сепарации постоянно растет. Поэтому на снижение эффективности НТС в процессе эксплуатации объективно влияют одновременно два фактора — облегчение состава пластовой смеси и повышение температуры сепарации.

Сущность процесса НТС состоит в однократной конденсации углеводородов при понижении температуры газа до минус 10 – минус 30 0С и последующем разделении жидкой и газовой фаз.

Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томсона. Процесс дросселирования – изоэнтальпийный и при термобарических условиях функционирования установок для газоконденсатных залежей северных месторождений приводит к значительному снижению температуры обрабатываемого газа: 3 – 4,5 0С на 1 МПа. Причем, значение дифференциального дроссель-эффекта зависит от состава газоконденсатной смеси и возрастает с понижением температуры газа

до дросселя. Расширение газа в турбодетандере (изоэнтропийный процесс) позволяет более эффективно использовать перепад давления газа.

За рубежом метод НТС впервые был апробирован в США для извлечения жидких углеводородов из продукции скважин газоконденсатных месторождений в 1950 г. Теоретические проработки рассматриваемой технологии во ВНИИГАЗе начаты в 1953 г. процесс НТС в отечественной практике впервые реализован на промыслах Краснодарского края в 1959 г. В то время не имелось собственного опыта проектирования, строительства и эксплуатации установок НТС. Последующее внедрение установок НТС на Шебелинском и других месторождениях Украинской республики также сопровождалось преодолением организационно-технических и технологических трудностей. Затем процесс НТС был успешно реализован на месторождениях Средней Азии, Оренбургском и Карачаганакском ГКМ.

В северных условиях технология НТС впервые в России была применена на уникальном Вуктыльском газоконденсатном месторождении, потенциальное содержание конденсата в котором доходило до 400 г/м³. Аналогичная технология была разработана и реализована в восьмидесятых годах при обустройстве гигантских северных месторождений – Уренгойского и Ямбургского (УКПГ валанжинских залежей).

1.1.1 Технология низкотемпературной сепарации

Простейший вариант технологии НТС представлен на рисунке 1.1.

Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации во входной сепаратор 1, где от газа отделяется водная фаза и нестабильный углеводородный конденсат, выпавшие в стволах скважин и газосборных сетях. Далее отсепарированный газ поступает в теплообменник 2 типа «газ-газ» для рекуперации холода сдросселированного газа, где охлаждается на 10-15 °С и более. Охлажденный газ из теплообменника подают на расширительное устройство 3, после которого его температура вследствие эффекта Джоуля - Томсона понижается от (-10) до (-30) °С. После дроссельного устройства 3 обрабатываемый газ вместе со сконденсировавшейся жидкой фазой поступает в низкотемпературный сепаратор 4, где от него отделяется жидкая фаза (водная и углеводородная), а очищенный от влаги и тяжелых углеводородов (C5+B+) холодный газ проходит рекуперативный теплообменник 2 в противотоке с «сырым» газом и далее поступает в газопровод в качестве товарного продукта [7].

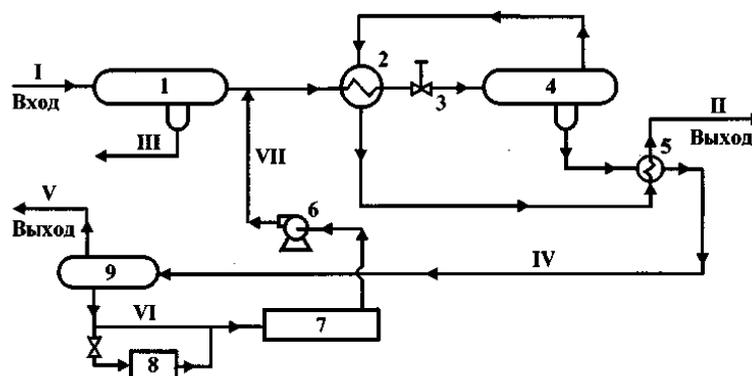


Рисунок 1.1.- Схема установки НТС производства газоконденсатных скважин

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

Эффективность охлаждения газа посредством использования процесса изоэнтальпийного расширения газа с рекуперацией холода может достигать 10-12 °С на 1 МПа свободного перепада давления.

Расчеты показывают, что в теплообменнике, дросселе и низкотемпературном сепараторе термобарические параметры природного газа отвечают области стабильности газовых гидратов кубической структуры. Для предотвращения образования гидратов используются ингибиторы гидратообразования (первоначально на южных установках НТС применялись гликоли, однако в северных условиях более удобным ингибитором оказался метанол). Впрыск ингибитора гидратообразования предусматривается как перед теплообменником 2, так и перед дросселем, чтобы обеспечить безгидратный режим эксплуатации технологического оборудования.

Водная фаза (т.е. водный раствор ингибитора) и углеводородный конденсат, выделившиеся в сепараторе 4, поступают в разделитель 9, где углеводородный конденсат частично дегазируется. Далее конденсат направляют на установку его стабилизации (в простейшем случае это может быть выветриватель). Дебутанизированный конденсат поступает на отдельную газофракционирующую установку с целью получения дизтоплива, бензина газоконденсатного, пропеллентов, хладагентов и других целевых продуктов. Стабилизация может проводиться или в промышленных условиях, или на ГПЗ. Газофракционирование конденсата проводят в заводских условиях. Газы дегазации низкого давления могут быть использованы на внутренние нужды. Отработанный водный раствор ингибитора гидратообразования (насыщенный гликоль или водный раствор метанола) направляется на установку регенерации.

1.2 Низкотемпературная конденсация

Как показывает зарубежный опыт, в современных условиях установки НТС необходимо заменять установками (заводами) низкотемпературной конденсации, отличающимися значительно более низкими температурами охлаждения потоков (до -120 °С). Такие уровни температур обеспечивают глубокое извлечение не только жидких углеводородов, но и пропана и этана.

Низкотемпературная конденсация (НТК) - это процесс изобарного охлаждения газа (при постоянном давлении) до температур, при которых при данном давлении появляется жидкая фаза. Разделение углеводородных газов методом НТК осуществляется путем охлаждения их до заданной температуры при постоянном давлении, сопровождающегося конденсацией извлекаемых из газов компонентов, с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Высокой четкости разделения углеводородных газов путем однократной конденсации и последующей сепарации добиться практически невозможно. Поэтому современные схемы НТК включают колонну деметанизации или деэтанализации. Газовая фаза при этом выводится с установки с последней ступени сепарации, а жидкая фаза после теплообмена с потоком сырьевого газа поступает на питание в колонну деметанизации или деэтанализации. В этом случае ректификация, как правило, предназначается для отделения остаточных количеств растворенных газов из жидкой фазы.

В процессе низкотемпературной конденсации (НТК) газа охлаждение продолжают лишь до заданной степени конденсации паровой фазы (исходного газа), которая определяется необходимой глубиной извлечения целевых компонентов из газа и достигается с помощью, вполне определенной (в зависимости от состава исходного газа и давления в системе) конечной температуры процесса охлаждения. Эта температура достигается путем подвода расчетного количества холода нужного температурного уровня.

Принципиальная схема переработки газа способом НТК должна включить в себя следующие узлы: компримирование газа до требуемого

давления: осушку; охлаждение газа до заданной температуры для образования двухфазной смеси; сепарацию (разделение) двухфазной смеси; сухой газ с верха сепаратора направляют потребителю, жидкую фазу (широкую фракцию углеводородов – ШФУ) – на деэтаннизацию (деметанизацию) в колонну.

Если схема НТК предназначена для получения C_{2+} высшие, то после узла деметанизации устанавливают этановую колонну, в которой получают товарный этан. Сам процесс НТК происходит в узле, состоящем из источника холода и сепаратора. Этот узел образует одну ступень сепарации. В реальных схемах перед источником холода обычно включают системы регенеративного теплообмена, которые служат для использования холода обратных потоков газа и конденсата с целью уменьшения нагрузки на источник холода.

Низкотемпературная конденсация обеспечивает глубокое извлечение и высокую чистоту товарных продуктов, она наиболее экономична из всех используемых ныне процессов.

Отбензинивание газов низкотемпературной конденсацией основано на применении низких температур для переохлаждения газовой смеси, находящейся под высоким давлением. Этот метод считается наиболее эффективным и экономичным при отбензинивании жирных газов. Так как в полученном при охлаждении конденсате содержится большое количество легких углеводородов, которые нежелательны при хранении, транспорте и переработке, то на установке рассматриваемого типа должно быть предусмотрено их отделение. Таким образом, разделение газовой смеси с применением низких температур состоит из двух основных процессов: конденсации подлежащих выделению компонентов газовой смеси и ректификации полученного конденсата с целью выделения из него состава метано-этановых фракций. В целях предотвращения гидратообразования в охлаждаемых полостях перед проведением конденсации газ предварительно должен быть осушен. Технологические расчеты процесса низкотемпературной конденсации сводятся к определению количества

конденсата при соответствующем понижении температуры и повышении давления и его ректификации.

Основным оборудованием и аппаратурой для осуществления данного метода являются компрессоры, газовые и холодильные, теплообменная аппаратура (теплообменники, испарители, конденсаторы), сепараторы, деэтанizacionная колонна и другое.

Принципиальная схема процесса низкотемпературной конденсации представлена на рисунке 1.2 [8].

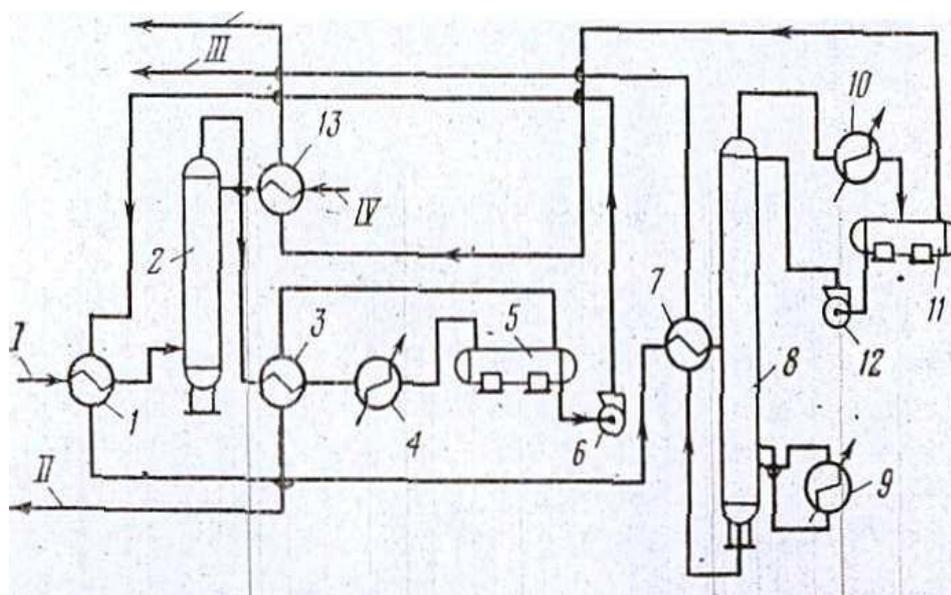


Рисунок 1.2 – Принципиальная технологическая схема установки низкотемпературной конденсации

1, 3, 7, 13 — теплообменник; 2 — установка по осушке; 4, 10 — испарители; 5, 11 — емкости — сепараторы; 6 — 12 — насосы; 8 — деэтанизатор; 9 — подогреватель; I — сырой газ; II — отбензиненный газ; III — нестабильный бензин; IV — диэтиленгликоль; V — этановая фракция.

Скомпримированный и охлажденный до 30 °С газ с промыслов поступает через теплообменник 1 (газ — бензин) на установку по осушке 2. Затем осушенный и предварительно охлажденный газ последовательно проходит газовой холодильник 3, испарители 4 и охлаждается до умеренных отрицательных температур, обеспечивающих заданную степень извлечения целевого компонента. Образовавшийся при этом конденсат отделяется в

емкости-сепараторе 5, а газ, отдав свой холод, выдается с установки. Выделившийся конденсат, содержащий большое количество метано-этановых фракций, - насосом 6 через теплообменники 1 и 7 подается в деэтанизатор, верхним продуктом которого является этановая фракция, нижним — нестабильный деэтанализированный бензин, этановая фракция с парами орошения с верха колонны поступает в испаритель 10, охлаждается до температуры конденсации паров орошения, а затем из емкости-сепаратора 11 через теплообменник 13 отводится с установки.

В теплообменнике 13 остаточным холодом этановой фракции охлаждается тощий диэтиленгликоль, поступающий в абсорберы установки осушки газа. Отделившаяся фракция из емкости 11 насосом 12 вновь возвращается на верх колонны в качестве орошения для поддержания заданной температуры. Деэтанализированный бензин с низа колонны, где также поддерживается температура с помощью подогревателя 9, под остаточным давлением через теплообменник 7 отводится с установки для подачи на фракционирование [8].

1.3 Низкотемпературная абсорбция

Для выделения жидких углеводородов из природного газа, а также для отделения этана и пропана достаточно широко используются метод низкотемпературной абсорбции. Сущностью процесса абсорбции является способность жидких углеводородов растворять в себе отдельные компоненты газовых смесей. Низкотемпературная абсорбция (НТА) основана на различии в растворимости компонентов газа в жидкой фазе при низких температурах и последующем выделении извлеченных компонентов в десорберах, работающих по полной схеме ректификации. Преимущество НТА перед НТР состоит в том, что разделение углеводородных газов можно осуществлять при умеренных температурах, используя в качестве источника холода, например, пропановые испарители, применение которых в НТР оказывается недостаточным, но четкость разделения компонентов газа в этом процессе ниже, чем в НТР.

1.3.1 Сущность процесса абсорбции

Процесс абсорбции может происходить лишь в том случае, когда парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем в жидкости (абсорбенте), вступающей с газом в контакт, то есть для протекания процесса не должно быть равновесия фаз жидкости и газа.

Различие в парциальном давлении извлекаемых компонентов и является той движущей силой, благодаря которой происходит процесс абсорбции. Чем больше величина этой силы, тем интенсивнее будет целевой компонент переходить из газовой в жидкую фазу. И тогда, когда эта движущая сила (разность парциальных давлений) приходит к нулевому значению, то есть наступает состояние равновесия, процесс поглощения прекращается.

Если парциальное давление заданного компонента в жидкости больше, чем в газе, наблюдается обратный процесс перехода компонента из жидкой в газовую фазу. Такой процесс называется десорбцией.

По известной в настоящее время пленочной теории диффузии массообмен между двумя фазами базируется на следующих допущениях: фазы на границе соприкосновения находятся в равновесии, а на границе раздела фаз имеются неподвижные слои, через которые происходит диффузия абсорбируемого вещества из одной фазы в другую. Очевидно, величина поглощенных компонентов при абсорбции или выделенных при обратном процессе (десорбции) прямо пропорциональна поверхности контакта жидкой и газовой фаз F , движущей силе абсорбции, измеряемой разностью парциального давления абсорбируемого компонента в газовой фазе p_g и парциального давления этого же компонента в состоянии равновесия на границе фаз p_p или разностью концентраций, продолжительностью контакта τ и коэффициентом K зависящим от свойств системы и гидродинамического режима процесса [8].

Основное уравнение абсорбции представляется в следующем виде [8]:

$$M = K \cdot F \cdot (p_g - p_p) \cdot \tau.$$

Измеряя массу поглощенных компонентов M в кг, поверхность контакта F в m^2 , движущую силу абсорбции $p_g - p_p$ в мм рт. ст., а время τ в часах, получим значение K , которое называют коэффициентом абсорбции, $kg/m^2 \cdot ч \cdot мм \text{ рт. ст.}$ [8].

1.3.2 Технология низкотемпературной абсорбции

Смысл технологии низкотемпературной абсорбции состоит в замене низкотемпературного сепаратора на комбинированный аппарат - абсорбер-сепаратор. В верхнюю, массообменную, часть абсорбера-сепаратора подают углеводородный конденсат с первой ступени сепарации, и этот конденсат в противотоке абсорбирует из природного газа часть оставшихся тяжелых C_{5+} ,

а также пропан-бутановую фракцию. Помимо углеводородного конденсата предлагались и другие абсорбенты (например, соляровое масло), однако при этом возникает необходимость в дополнительном узле регенерации абсорбента с извлечением абсорбированных углеводородов. Углеводородный конденсат как абсорбент в этом плане предпочтителен. Рассматриваемая технологическая схема получила название низкотемпературной абсорбции (НТА). В ее рамках возможно более существенное повышение степени извлечения пропан-бутановой фракции (на 10-15 %) и в меньшей мере - тяжелых углеводородов C_5+ (не более чем на 5 %) по сравнению с методом низкотемпературной сепарации. В настоящее время разработан ряд вариантов НТА, адаптированных к промышленным условиям, в связи с чем иногда используется аббревиатура ПНТА (промышленная низкотемпературная абсорбция).

Процесс абсорбции осуществляется в специальной колонне (абсорбере), в которой в ходе контакта восходящего потока газа со стекающей жидкостью происходит поглощение тяжелых углеводородов заданной глубиной. Поступающий в колонну сырой газ встречается с почти насыщенной жидкостью (абсорбентом), но по мере движения снизу-вверх газ встречает жидкость с меньшей концентрацией извлекаемых компонентов. На самом верху колонны газ контактирует с совершенно свежей жидкостью.

В технологии ПНТА в качестве абсорбента низкотемпературного абсорбера часто используется собственный углеводородный конденсат, выделившийся в первичном сепараторе и прошедший стадии дегазации в разделителе и охлаждения в рекуперативном теплообменнике. Принципиальная технологическая схема такого способа характеризуется достаточной простотой и более высокой эффективностью в части извлечения конденсата по сравнению с традиционной технологией НТС: удельный выход товарного нестабильного конденсата при прочих равных условиях возрастает примерно со 100 до 118-120 г/м³ товарного газа [10].

На рисунке 1.4 приводится одна из возможных схем абсорбционной установки.

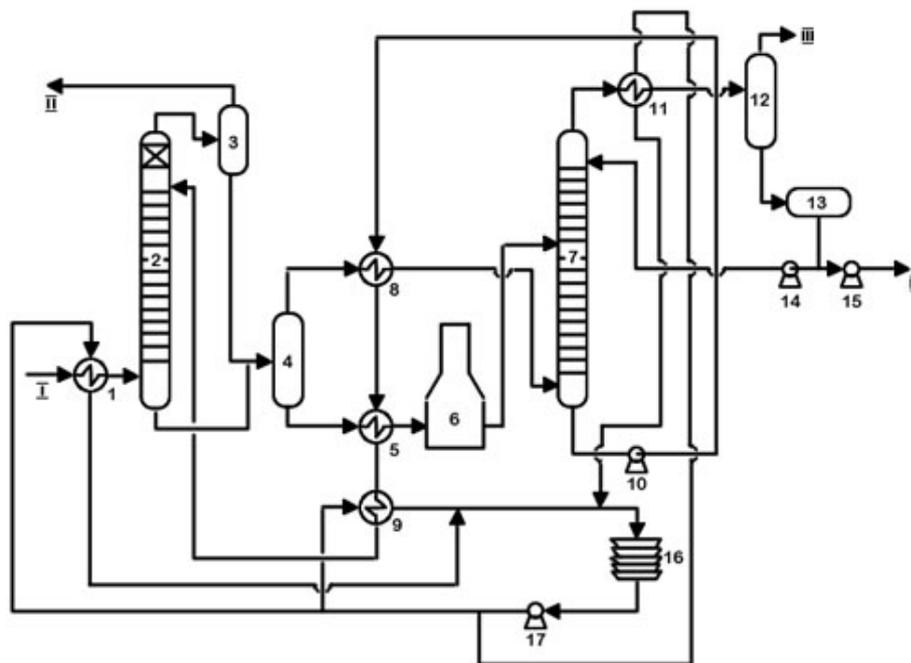


Рисунок 1.4. Технологическая схема маслоабсорбционной установки

Нефтяной газ потоком I через водяной холодильник 1 подаётся в кубовую часть тарелчатого абсорбера 2, орошаемого лёгким веретённым или трансформаторным маслом с температурой порядка 30°C давление в абсорбере не ниже 10 атм. В результате массообмена углеводороды C_3 +высш растворяются в масле, а отбензиненный газ потоком II через газовый сепаратор 3 покидает установку. Жирный абсорбент поступает в выветриватель 4, где вследствие снижения давления до 1,5 - 2 атм. из него выделяются увлеченные углеводороды C_1 и C_2 , которые после подогрева регенерированным маслом в теплообменнике 8, подаются в нижнюю часть десорбера 7 для интенсификации процесса регенерации вследствие интенсивного кипения и перемешивания. Жидкая фаза из выветривателя тоже подогревается в теплообменнике 5 и печи 6 и с температурой порядка 250°C подаётся в среднюю часть тарелчатого десорбера, работающего при атмосферном давлении. В подобных термобарических условиях от масла отгоняются все ранее поглощенные компоненты, после чего

регенерированный абсорбент с помощью насоса 10 прогоняется через теплообменники 8 и 5, где отдаёт своё тепло и после охлаждения в водяном холодильнике 9 возвращается в процесс. Паровая фаза с верхней части десорбера 7 проходит водяной конденсатор-холодильник 11 и поступает на разделение в сепаратор 12 из которого углеводороды C_1 и C_2 потоком III отводятся на местные нужды, а газовый бензин накапливается в рефлюксной ёмкости 13 откуда насосами 14 и 15 частично подаётся на орошение десорбера, а частично потоком IV выводится как товарный продукт. Хладоагентом в холодильниках 1, 9 и 11 служит хим. обессоленная вода, циркулирующая с помощью насоса 17 между ними и градирней 16.

Опытным путём установлено, что чем легче абсорбент, тем с более высокой селективностью идёт процесс, хотя для этого требуются всё более жесткие условия, да и его потери в десорбере выше. Поэтому в последнее время масло в подобных установках стали заменять на дизельное топливо, стабильный конденсат и даже реактивное топливо, что позволило при 10 - 30°C и давлении 35-70 атм в абсорбере довести степень извлечения C_3H_8 до 40 - 50 %, C_4H_{10} до 95 -100 % газового бензина. Ранее подобные результаты абсорбционным методом были недостижимы.

ПНТА, являясь более сложной и разветвленной многопараметрической системой, обладает и большим числом степеней свободы по сравнению с упрощенной технологией НТС. Это позволяет решать комплексные задачи и реагировать на постоянно меняющиеся внешние параметры. Вместе с тем, *технология* ПНТА, в сущности, лишь частично доизвлекает пропан-пентановую фракцию из газа низкотемпературной сепарации, не увеличивая выход углеводородов C_5+ . При этом она требует значительно большего расхода метанола и оказывается незащищенной при наличии тугоплавких парафинов. Эти и другие обстоятельства ограничивают широкое тиражирование технологии ПНТА на новых ГКМ севера [10].

Основной аппаратурой для осуществления абсорбционного процесса являются: абсорберы с тарелками различного типа, обеспечивающими необходимый контакт между массообменивающимися фазами, различной высоты в зависимости от числа тарелок; десорберы для осуществления второй основной операции; теплообменная аппаратура различных типов, трубчатые печи и ребойлеры, холодильники, конденсаторы (испарители) и др.

Установки этого типа подбором соответствующих давлений и температур могут обеспечить достаточное извлечение пропана и более тяжелых углеводородов на уровне международных требований. Однако в каждом отдельном случае в зависимости от особенностей конкретных условий применение данного процесса рассматривается в сопоставлении с другими способами отбензинивания.

В процессе абсорбции особое внимание необходимо уделять выбору количества и качества абсорбента.

Несмотря на положительное влияние на увеличение степени извлечения углеводородов, рост количества циркулирующего абсорбента отрицательно сказывается на экономических показателях установок этого типа.

Фактором, подтверждающим правильность выбранного абсорбента, является рост отношения его плотности к молекулярному весу. Кроме того, выбираемые абсорбенты должны отвечать следующим основным требованиям: иметь низкую среднюю точку кипения; температурный интервал разгонки должен быть в пределах $50 - 60^{\circ} \text{C}$ (но не выше 100°C); начальная точка кипения должна быть по возможности низкой соответственно режиму десорбции, но не ниже 200°C ; плотность должна быть по возможности в пределах $0,82 - 0,84$; абсорбент должен быть свободным от органических кислот, реагентов очистки, от сернистых соединений, смол и каких либо осаждающихся примесей.

Сегодня такие установки не так популярны, как прежде, и поэтому сооружают их весьма редко или вообще *больше не* сооружают. Эксплуатация

таких установок связана с большими трудностями, и сложно рассчитать эффективность удаления газоконденсатных жидкостей из газа, так как свойства тощего масла - абсорбента со временем ухудшаются [10].

1.4 Низкотемпературная ректификация

Низкотемпературная ректификация (НТР) основана на охлаждении газового сырья до температуры, при которой система переходит в двухфазное состояние, и последующем разделении образовавшейся газожидкостной смеси без предварительной сепарации в тарельчатых или насадочных ректификационных колоннах. НТР по сравнению с НТК позволяет проводить разделение углеводородных смесей с получением более чистых индивидуальных углеводородов или узких фракций.

Сущность процесса низкотемпературной ректификации идентична с процессом низкотемпературной абсорбции.

Параметры процесса разделения на установках НТР практически такие же, как и на установках НТК. Следует отметить только, что оптимальные значения коэффициентов извлечения этана из природного газа изменяются в довольно широких пределах от 40 до 70%, при этом чем больше в сыром газе этана, тем значительно больше могут изменяться эти цифры.

Сравнение технологических схем НТК и НТР показывает, что для НТР требуется меньший расход энергии на разделение при более высокой изотерме холода или при одинаковых затратах достигается более глубокое извлечение целевых компонентов. Однако установки НТР требуют использования более высокопроизводительного и, следовательно, более дорогого оборудования.

Сравнение схем НТР с внешним холодильным циклом и с турбодетандером показывает, что в первом случае требуется меньший расход энергии, но последние схемы требуют меньше капитальных вложений. Следовательно, применение технологических схем НТР с турбодетандером оправдывается только, если имеется свободный перепад давления между сырым и сухим газами, т. е. когда нет необходимости в дожати газа перед подачей его в магистральный газопровод.

Метод разделения газовых смесей ректификацией за последнее время начинает успешно внедряться в технику отбензинивания как один из наиболее эффективных. Он основывается на том, что скомпримированный газ и

выделившийся при этом конденсат подаются в ректификационную колонну, где подвергаются разделению в процессе непрерывного фазового обмена между охлажденными жидкими углеводородами, стекающими сверху вниз, и газом. Сверху колонны отводится сухой отбензиненный газ, а снизу — жидкость, обогащенная тяжело кипящими целевыми компонентами (нестабильный бензин). Преимуществом этого метода является возможность более четкого и глубокого извлечения из газов целевых углеводородов. Для достижения этого при сравнительно невысоком давлении в колонне применяется умеренный холод. Эффективность метода определяется следующими основными факторами: давлением поступающего в колонну газа и соответствующей температурой охлаждения паров из колонны; четкостью ректификации по заданной степени извлечения заданных углеводородов и газа; температурой поступающих в колонну газа и конденсата и др.

Расчет процесса ректификации производится в следующей последовательности.

1. Определение состава паровой и жидкой фаз, поступающих в колонну, а также процента отгона в зоне питания по уравнению концентрации.

2. Распределение сырья на верхний и нижний продукты (отбензиненный газ и нестабильный бензин), производимое по заданной четкости ректификации.

3. Определение температуры в сборнике рефлюкса, т. е. температуры, при которой охлаждаются пары орошения в конденсаторе. Состав холодного орошения, поступающего в колонну, соответствует составу жидкости, равновесной с верхним продуктом (отбензиненным газом) при заданном давлении и найденной температуре.

4. Определение минимального количества орошения и числа теоретических тарелок.

5. Определение количества холодного орошения подаваемого в колонну.

Дальнейшие расчеты производятся в обычной последовательности на основании материального и теплового балансов, пользуясь распространенными методами. Основными аппаратами при ректификационном способе отбензинивания являются: колонна с тарелками колпачкового типа, обеспечивающими необходимую четкость разделения углеводородной смеси, теплообменники, испарители (конденсаторы-холодильники), ребойлеры и другие аппараты, необходимые для поддержания заданного технологического режима [8].

1.4.1 Ректификационная колонна

Основным аппаратом, используемым при низкотемпературной ректификации, является ректификационная колонна. На рисунке 1.5 изображена ректификационная колонна стабилизации с низкотемпературным исходным продуктом. Исходный продукт входит в колонну в её верхней части. Он нагревается горячим газом, барботирующим через жидкость, по мере того как она стекает с тарелки на тарелку по сливным патрубкам. Испарение происходит на каждой тарелке, так что жидкость находится вблизи равновесного состояния с газом, находящимся над нею, при давлении в колонне и при температуре конкретной тарелки [9].

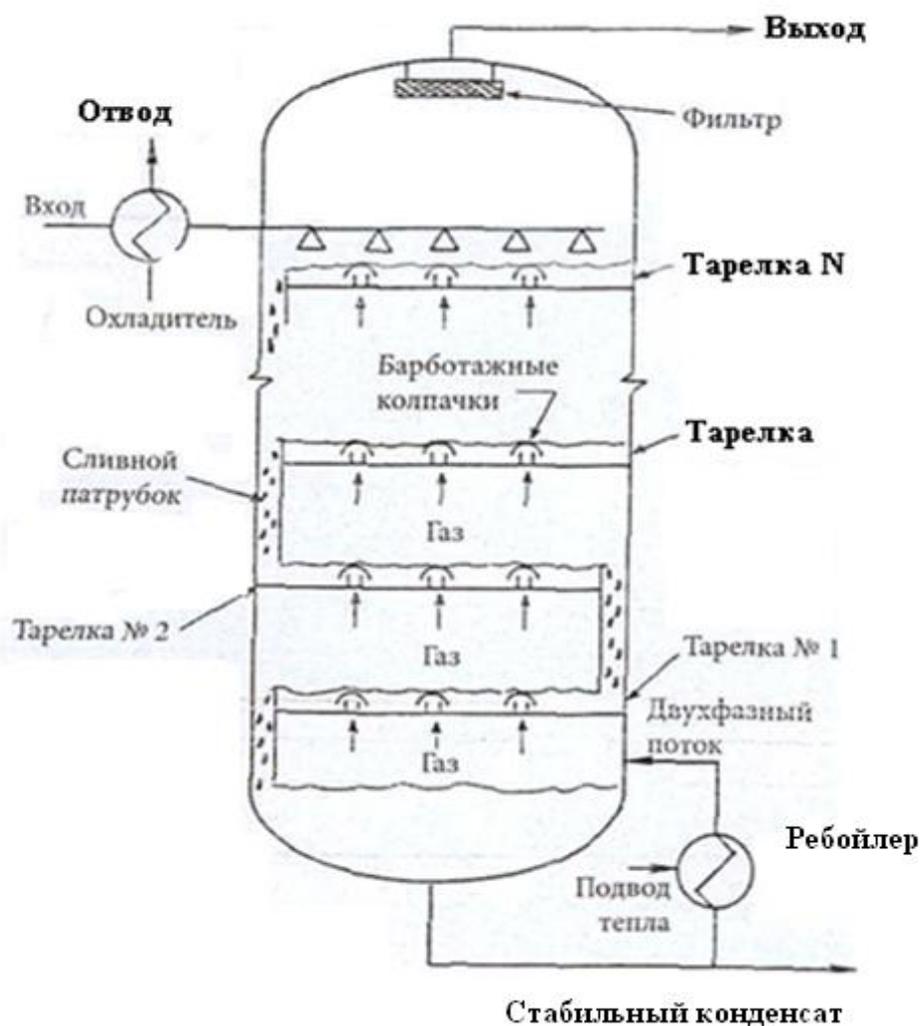


Рисунок 1.5. Ректификационная колонна с низкотемпературным исходным продуктом в системе стабилизации газоконденсата

По мере стекания жидкости вниз она становится всё более бедной лёгкими фракциями и более богатой тяжёлыми фракциями. В донной части колонны некоторое количество жидкости отбирается на ребойлер, где она нагревается и направляется в низ колонны. По мере того как газ поднимается от тарелки к тарелке, на каждой тарелке из газа удаляется всё больше и больше тяжёлых фракций, а газ становится всё богаче лёгкими фракциями и беднее тяжёлыми фракциями (процесс прямо противоположный процессу,

происходящему с жидкостью). Газ покидает колонну через отвод в её верхней части.

Чем ниже температура жидкости на входе, тем ниже доля промежуточных компонентов, которые испаряются на верхних тарелках, и тем больше выход этих компонентов в виде жидкости на нижней тарелке. Однако чем холоднее исходный продукт, тем больше тепла требуется от ребойлера, чтобы извлечь лёгкие компоненты из жидкого продукта на дне колонны. Если в жидкости остаётся слишком много лёгких компонентов, могут быть превышены ограничения по давлению насыщенных паров для жидкости. Кроме того, лёгкие компоненты могут способствовать испарению промежуточных компонентов в резервуаре-хранилище (снижая их парциальное давление). Поэтому существует некий баланс между охлаждением на входе и количеством тепла, требуемого от ребойлера.

Обычно углеводородная жидкость (стабильный конденсат) на выходе из нижней части колонны должна соответствовать заданному давлению насыщенных паров. Колонна должна быть спроектирована так, чтобы максимально увеличить количество молекул промежуточных компонентов в жидкости и не превысить при этом заданное давление насыщенных паров. Это достигается путём отбора из жидкости максимального количества молекул метана и этана и удержания как *можно большего* количества тяжёлых фракций от выхода вместе с газом [9].

Существуют также и ректификационные колонны с дефлегматором. Устройство таких колонн схоже с ректификационными колоннами с низкотемпературным исходным продуктом. Отличие состоит в том, что продукция скважин нагревается жидким продуктом со дна колонны и впрыскивается в колонну ниже верхней её части - в точке, где температура в колонне равна температуре исходного продукта. Такая схема сводит к минимуму количество испаряемых углеводородов. Колонна с дефлегматором

действует точно так же, как ректификационная колонна с холодным исходным продуктом или любая ректификационная колонна.

По мере того как жидкость стекает в колонне стабилизации, она переходит тарелки на тарелку и становится всё богаче тяжёлыми компонентами и все беднее лёгкими компонентами. Стабилизированная жидкость - стабильный конденсат охлаждается в теплообменнике скважинным потоком и только затем поступает в резервуар-хранилище.

В верхней части колонны любые промежуточные компоненты, уходящие с газом, конденсируются, отделяются от газа, перекачиваются насосом назад в колонну и орошают верхнюю тарелку. Эта сконденсированная жидкость называется флегмой, а двухфазный сепаратор, в котором происходит отделение флегмы от газа, называется дефлегматором. Флегма выполняет ту же функцию, что и холодный продукт при процессе стабилизации с холодным исходным продуктом. Холодная жидкость улавливает промежуточные компоненты из газа по мере его подъёма.

Тепло, необходимое для подачи в ребойлер, зависит от степени отделения флегмы в конденсаторе. Чем ниже температура в конденсаторе, тем чище продукт и тем больше процентное содержание промежуточных компонентов, извлекаемых в дефлегматоре и удерживаемых от вида вместе с газом. Чем горячее жидкий продукт на дне колонны, тем большее процентное содержание лёгких компонентов выкипает из жидкого продукта и тем ниже давление насыщенных паров жидкого продукта.

При стабилизации газоконденсата с дефлегматором из газа извлекается больше промежуточных компонентов, чем при стабилизации с низкотемпературным исходным продуктом. Однако он требует больших затрат для приобретения, монтажа и эксплуатации оборудования. При этом дополнительная стоимость должна быть оправдана чистой прибылью от дополнительно извлечённой жидкой продукции за вычетом стоимости природного газа, обусловленной сокращением его добычи и снижением

теплоты сгорания, по сравнению с прибылью, полученной в случае стабилизации с низкотемпературным исходным сырьём [9].

Главы 2, 3, 4 являются конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ОАО «Томскгазпром»

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров[1].

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: прием нефтегазоводяной смеси, подготовка нефти до товарного вида, утилизация подтоварной воды и попутного нефтяного газа, подача товарной нефти в нефтепровод. Работы выполняются круглогодично.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение работ на установке подготовки нефти сопровождается следующими вредными и опасными факторами, приведенными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Сливоналивные операции в резервуарных парках и автоналивных эстакадах; Сварочные работы в емкостях, аппаратах и колодцах; Установка и снятие заглушек; Работы в местах возможного обитания медведей	1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 2. Отклонения показателей климата на открытом воздухе 3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися 5. Повышенный уровень шума и вибрации	1. Статическое электричество 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Поражение электрическим током; 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.005-88[2] ГОСТ 12.1.038-82[3] СанПиН 2.2.4.548-96[4] ГОСТ 12.1.038-82[5] ГОСТ 12.1.004-91[6] ГОСТ 12.1.007-76[7] ГОСТ 12.1.008-76[8]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

1. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником формирования данного фактора является возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования при проведении сливноналивных операций, что может вызвать отравление парами углеводородов[2].

Таблица 5.2 – Свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции, отходов производства	Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)	Предельно-допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны мг/м ³ (ГОСТ 12.1.005-88)
Нефть	Пары обладают наркотическим действием; вызывают отравление; при контакте с кожей возможна пигментация	10 - при перекачке; 300 - при хранении
Нефтяной газ	Оказывает физиологическое воздействие, напоминающее опьянение	300
Дизельное топливо	Мало токсично; раздражает слизистую оболочку и кожу человека	300
Масло индустриальное	Раздражает кожу и слизистую оболочку глаз	300
Тосол А-65	Не представляет опасности ингаляционных отравлений. Опасен при попадании вовнутрь.	9,6
Ингибитор коррозии СНПХ	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Дезэмульгатор-сепарол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	40
Метанол	Оказывает отравляющее воздействие на организм	5

Безопасность при сливноналивных работах обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

1) К проведению сливноналивных операций в резервуарных парках, на железнодорожных и автоналивных эстакадах допускаются лица, прошедшие в установленном порядке медицинский осмотр, обучение, инструктаж и проверку знаний по охране труда.

2) Работники, производящие сливноналивные операции, должны быть обеспечены:

- костюмом брезентовым;
- сапогами кирзовыми;
- рукавицами брезентовыми;
- плащом непромокаемым;

при выполнении работ с этилированным бензином дополнительно:

- бельем нательным;

на наружных работах зимой дополнительно:

- курткой хлопчатобумажной на утепляющей прокладке;
- брюками хлопчатобумажными на утепляющей прокладке;

при выполнении работы по сливу-наливу железнодорожных цистерн дополнительно:

- валенками.

3) Рабочее место (эстакада) должно быть обеспечено фильтрующим противогазом на случай аварийной ситуации.

4) На рабочем месте должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения.

5) Железнодорожные пути, эстакады, трубопроводы, сливноналивные шланги с наконечниками должны быть заземлены.

На электрифицированных железных дорогах подъездные пути должны иметь два изолирующих стыка.

6) Работы во взрывоопасных и пожароопасных местах должны производиться инструментом, исключая образование искр.

7) Освещение резервуарных парков и эстакад должно быть прожекторное. Для местного освещения допускается применение взрывобезопасных аккумуляторных фонарей напряжением 12 В, включение и выключение которых должно производиться вне взрывоопасной зоны[3].

2. Метеоусловия

Согласно НТД при нормировании параметров климата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной $+10^{\circ}\text{C}$ и ниже и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$. Разграничение работ по категориям осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). К категории Ia относятся работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением. К категории Ib относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121–150 ккал/ч, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением. К категории Pa относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151–200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. К категории Pb относятся работы с интенсивностью энергозатрат 201–250 ккал/ч, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением. К категории П относятся работы с интенсивностью энергозатрат более 250 ккал/ч, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий[4].

Согласно Постановлению от 11.02.2011 г. №29а [9] работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях (таблица 7.3).

Таблица 7.3 – Условия организации работ в холодный период года на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
0	-36
0-5	-35
5-10	-34
Свыше 10	-32

3. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Главным источником формирования данного фактора является скопление вредных и взрывопожароопасных веществ, при работе связанной с осмотром, чисткой и ремонтом технологического оборудования, а также с установкой и снятием заглушек, что может вызвать отравление парами углеводородов и ожоги при возгорании смеси.

Таблица 5.4 – Индивидуальные углеводороды, входящие в состав нефтяных паров

Углеводороды	Концентрационные пределы воспламенения, % (по объему).
метан	5 – 15
этан	2.9 – 15
пропан	2.1 – 9.5
бутан	1.9 – 9.1
пентан	1.4 - 7.8
гексан	1.2 – 7.5

К работам внутри закрытых емкостей допускаются физически здоровые лица не моложе 20 лет, прошедшие специальное обучение по технике безопасности. Выполнение работ внутри закрытых емкостей допускается только при наличии письменного разрешения (допуска), выдаваемого начальником цеха ответственному руководителю работ перед началом работ внутри емкости. В допуске указывается фамилия и должность ответственного руководителя; состав бригады; содержание работ, которые необходимо провести; необходимые защитные средства; спасательное снаряжение; длительность пребывания рабочего в емкости и порядок его смены, а также особые меры безопасности.

До начала выполнения работ емкость должна быть подготовлена к ремонту, освобождена от продукта и отключена от технологических магистралей.

Работы внутри емкостей должны проводиться бригадой (но менее 2 человек): в силосах – не менее 4 человек; в канализационных колодцах – не менее 3 человек.

Перед началом ремонта лицо, ответственное за производство работ, должно проверить надежность отключения емкости, соответствующими приборами провести анализ воздуха внутри емкости и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ не превышает допустимых нормами величин. В горячих емкостях необходимо также определить температуру воздуха. Содержание диоксида углерода, метана измеряется с помощью газоанализатора.

При выполнении работ, связанных с подачей сверху деталей, материалов и других предметов, могущих нанести при их падении травму, находящиеся внутри емкости рабочие должны использовать защитные каски. Работы в емкостях с недостаточным воздухообменом, а также при присутствии в них вредных веществ рабочий должен выполнять в надетом перед спуском шланговом противогазе ПШ-1 (с естественной подачей воздуха) или ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха). При применении шлангового противогаза гофрированный шланг должен выходить наружу емкости не менее чем на 2 м. Конец шланга (заборный патрубок) закрепляется в зоне чистого воздуха. Дублер постоянно должен следить за тем, чтобы шланг не перегибался, не скручивался или не зажимался каким-либо предметом.

Перед спуском в аппарат или емкость рабочий проходит инструктаж, проверяет в присутствии руководителя работы подгонку маски по лицу, при необходимости надевает спасательный пояс с сигнальной веревкой, берет аккумуляторную включенную взрывозащищенную электролампу напряжением 12 В и осторожно, не имея в руках никаких предметов,

опускается в емкость. Затем ему подают необходимый для работы инструмент.

Сигнальная веревка служит для вытаскивания работающего в емкости. Ее прочность систематически проверяется. Дублер должен иметь комплект шлангового противогаза, вполне готовый к применению с маской, подогнанной по лицу, чтобы в случае необходимости он мог быстро войти в опасную зону для оказания помощи пострадавшему.

Спуск рабочего в емкость производится при обязательном присутствии лица, ответственного за производство работ и наблюдающего дублера. Для емкостей, имеющих верхние и нижние люки, допуск рабочих внутрь емкости осуществляется только через нижний люк.

Продолжительность пребывания рабочего в емкости устанавливается инструкцией по производству работ внутри емкостей в зависимости от условий выполняемых в них работ. При работе с применением противогаза срок единовременного пребывания рабочего в емкости не должен превышать 15 мин, с последующим отдыхом на свежем воздухе в течение 15 мин.

Для освещения в емкости при производстве ремонтных работ используются переносные светильники напряжением не выше 12 В, а для емкостей, содержащих взрывоопасные вещества, применяются переносные светильники только во взрывобезопасном исполнении. Часто для освещения емкости используют прожектор, установленный на треноге над люком. Используемый инструмент и инвентарь должны исключать искрообразование (должны быть изготовлены из цветного металла или неискрящихся материалов)[7].

4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Главным источником формирования данного фактора является скопление пищевых отходов, вторжение человека в естественную среду обитания. При встрече с медведем человеку могут быть нанесены физические увечья.

При обнаружении признаков присутствия медведя (визуальное обнаружение, звуки медвежьего рёва) или его следов с пятнами крови следует немедленно остановить работы и эвакуировать работников в безопасное место. О случившемся немедленно доложить по радиосвязи начальнику смены, либо непосредственному начальнику, для получения дальнейших указаний.

При визуальном обнаружении медведя следует определить расстояние до него (визуально), определить направление движения зверя, оценить его поведение, без паники предпринять меры по предупреждению других работников данного участка работ или промплощадки.

Безопасным расстоянием между медведем и человеком считается расстояние в 70 - 80 метров, опасным - расстояние 30 -50 метров, крайне опасным - расстояние в 10 и менее метров.

При столкновении с медведем на короткой дистанции (10 и менее метров) необходимо не паникуя, плавно, без резких движений, пятясь назад и избегая смотреть на голову зверя и ему в глаза, удалиться на 10-15 метров, после чего скорым шагом покинуть данное место.

При встрече с медведем является недопустимым производить резкие движения, кричать, бросать в животное палки, камни, использовать против животного такие средства обороны как баллончики со слезоточивым газом - панические или агрессивные действия могут спровоцировать нападение зверя.

Категорически запрещается преследование медведей (в том числе на автотранспорте), стрельба по ним с целью отпугивания[8].

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данного вида работ.

1. Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти (конденсата) друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке нефтепродуктов возникают как в самом нефтепродукте, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых она находится. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с нефтепродуктами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- заземление резервуаров, цистерн, трубопроводов;
- снижение интенсивности генерации зарядов статического электричества путем уменьшения скорости налива при правильном подборе диаметра трубопровода.

Заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами для электрооборудования и молниезащиты. Нефть и конденсат должны закачиваться в резервуары без разбрызгивания или бурного перемешивания. Для предотвращения образования опасных разрядов статического электричества скорость налива нефти при заполнении порожнего резервуара должна быть не более 1 м/с до момента затопления верхней образующей приемо-раздаточного патрубка. Ручной отбор проб допускается не ранее, чем через 10 минут после прекращения налива. Пробоотборник должен иметь токопроводящий приваренный к его корпусу медный тросик. Перед отбором пробы пробоотборник должен быть надежно заземлен путем подсоединения медного

тросика к клеммному зажиму, расположенному преимущественно на перильном ограждении резервуара.

Не допускается проведение работ внутри резервуара, где возможно образование взрывоопасных концентраций паровоздушных смесей, в спецодежде и в нательном белье из электризирующихся материалов.

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования. Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год[3].

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке.

Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании[5].

Пламя электрической дуги имеет температуру 3000 – 4000 °С и поэтому может воспламенить любое горючее вещество, причем не только при непосредственном касании, но и на некотором расстоянии. Частицы раскаленного металла (искры), образующиеся в процессе сварки, могут разлетаться на расстояние 4 – 6 м. При неисправности электрооборудования может произойти воспламенение электрической изоляции оборудования, а также соприкасающихся с ним предметов.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не

менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами[6].

3. Опасность поражения электрическим током

Напряжение электропитания - трехфазное 380/220 В, частотой 50 Гц по двум вводам от двух независимых источников - основное напряжение - по I категории.

Выполнено заземление оборудования, обеспечивающее безопасность обслуживания персонала при эксплуатации и ремонте, молниезащита объекта.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Воздействие тока на человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток	постоянный ток
	50-60 Гц	
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева

Продолжение таблицы 8.5

20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания

90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания
-----------	--------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ ИЕС 61140-2012 [24] для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи;
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

5.2 Экологическая безопасность

Основные вредные воздействия и природоохранные мероприятия провидены в таблице 7.5.

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации установки подготовки нефти

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами	Отправление отходов на полигон ОАО «Полигон» г. Томск
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание по договору со специализированными организациями. Бытовые отходы размещаются на полигоне ТБО

Продолжение таблицы 5.5

Вода и водные ресурсы	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков и дальнейшее использование в системе ППД
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства, септики)

Воздушный бассейн	Выбросы вредных и токсичных веществ при сжигании нефтяного газа на факелах и продувке оборудования	Строительство газокompрессорной станции
-------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------

После проведения оценки воздействия производственной деятельности на окружающую среду согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03[10] принимаем ориентировочный размер санитарно-защитной зоны.

Таблица 7.6 – Санитарная классификация предприятий и ориентировочные размеры нормативных санитарно-защитных зон

Класс	Вид производства
Класс I – санитарно-защитная зона 1000 м	Предприятия по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Пожарная и взрывная безопасность

Категории зданий, помещений и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности согласно НПБ 105-03[11] приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

№ пп	Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности	Степень огнестойкости и здания	Классификация помещений и наружных установок по ПУЭ[12]	
				Класс взрывоопасной зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей
1	Площадка узла подключения	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3

Продолжение таблицы 5.7

2	Площадка подогревателей	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
3	Технологическая площадка	Ан	-	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
4	Блок УПТГ	А	III	В-1а	ПА-Т1

					ПА-Т3
5	Резервуарный парк	A _н	-	B-1г	ПА-Т1 ПА-Т3
6	Насосная внешней и внутренней перекачки с узлом учета	A	II	B-1a	ПА-Т3
7	Насосная метанола	A	IV	B-1a	ПА-Т2
8	Емкости подземные аварийные и дренажные	A _н	-	B-1г (укрытие насоса- B-1a)	ПА-Т1 ПА-Т3
9	Площадки факелов Верх факельного ствола ВД и НД	A _н Г	- -	B-1г -	ПА-Т1 ПА-Т3 -
10	Площадка слива-налива нефти	A _н	-	B-1г	ПА-Т3
11	Блок дозировки реагента	A	IV	B-1a	ПА-Т3
12	Склад химреагентов	A _н	-	B-1г	ПА-Т3
13	Резервуары метанола	A _н	-	B-1г	ПА-Т2

Возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте:

- наличие легковоспламеняющихся жидкостей и взрывопожароопасных паров;
- наличие в котельной источника открытого огня и нагретых поверхностей;
- возможная разгерметизация трубопроводов или оборудования;
- наличием электрооборудования;
- наличие нагретых поверхностей оборудования и трубопроводов;
- несоблюдение правил хранения смазочных масел и обтирочных материалов;
- возможность возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти друг о друга или со стенкой трубы.

Для обеспечения контроля возникновения пожара во взрыво- и пожароопасных зонах устанавливаются взрывозащищенные извещатели пожарные типа ИП, ручные типа ИПР и оповещатели (устанавливаются снаружи вне опасной зоны). Шлейфы пожарной сигнализации выводятся на

приемные приборы пожарно-охранной сигнализации, устанавливаемые в помещении операторной УПН.

Главная задача при возникновении пожара – его локализация. Небольшие загорания, а также пожары в начальной стадии могут быть успешно ликвидированы обслуживающим персоналом первичными средствами пожаротушения: порошковые и углекислотные огнетушители, асбестовые полотна, грубошерстные ткани (кошма, войлок), песок.

Для локализации и ликвидации пожара должны использоваться стационарные средства пожаротушения. Проектом предусматриваются следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое.

При работе на взрыво- пожароопасном производстве безопасность работающего персонала должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением помещений, гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Глава составлена с учетом «Требований к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья», утвержденных Приказом МПР России от 08.07.2010 г. № 254.

Согласно Закону РФ «О недрах», под недрами понимается часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающаяся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения.

Требования по охране недр установлены законодательными и нормативными документами федерального уровня, основные из которых приведены ниже:

- Конституция Российской Федерации[13];
- Закон Российской Федерации «О недрах»[14];
- «Правила охраны недр»[15];
- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»[16].

Кроме указанных выше нормативно-правовых актов федерального уровня недропользователь должен в своей хозяйственной деятельности руководствоваться нормативно-правовыми актами Томской области, направленными на охрану недр.

Заключение

Создание ресурсосберегающих технологий промышленной подготовки газа методом низкотемпературной сепарации является актуальной задачей в связи с созданием новых газодобывающих центров, содержащих газовые залежи с высоким содержанием этана и углеводородов C_3+ , в районах с неустойчивой экосистемой и малоразвитой транспортной инфраструктурой.

В качестве критерия ресурсосбережения была определена доходность установки в течение всего жизненного цикла месторождения. Для решения поставленной задачи исследовались возможности совершенствования базовой технологии путем оптимизации технологических параметров, повышения эффективности работы отдельных аппаратов в составе установки и разработки новых аппаратно-технологических решений.

Оптимизация режима работы и модернизация установки позволяет значительно улучшить технологические параметры УКПГ, однако возможности данного метода практически не используются на практике. Повышение эффективности работы теплообменного оборудования и замена дроссельного клапана на более совершенное редуцирующее устройство, детандер, позволяет продлить период бескомпрессорной эксплуатации месторождения, однако не может решить поставленную комплексную задачу.

Разработанная технологическая схема с использованием охлаждения газа посредством турбодетандирования позволяет улучшить качество товарного газа и увеличить выход относительно базовой схемы и снизить количество факельных газов.

В данной работе проанализирована возможность решения поставленных задач как путем повышения эффективности работы отдельных блоков установки и оптимизации технологических параметров установки, так и разработки новых аппаратно-технологических схем. По результатам исследования предложена технологическая схема с охлаждением газа посредством турбодетандера, которая позволяет обеспечить максимальную доходность УКПГ в течение всего жизненного цикла и не требует увеличения

капитальных затрат по сравнению с распространенными технологическими схемами.

Список литературы

1. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: ОАО «Издательство «Недра». 1999. – 473 с.
2. Чернов. А. С. Повышение эффективности технологии промысловой подготовки газового конденсата.// Газовая промышленность.–2007.№7. – с. 54-57.
3. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей. – М.: Химия, КолосС, 2004. – 456 с.
4. Маслов А.С., Иванов В.Г., Кравцов А.В., Ушева Н.В. Повышение эффективности технологии промысловой подготовки газового конденсата.// Газовая промышленность, 2003. №7. с.54-57.
5. Дунаев А.В., Мельников В. Б. Методические проблемы расчета технологического режима УКПГ газового промысла.// Газовая промышленность.- 2012. №674 – с. 47-52
6. Жданова Н. В., Халиф А. Л., Осушка углеводородных газов, М., 1984; Кельцев Н. В., Основы адсорбционной техники, 2 изд., М., 1984.
7. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 1999.-596 с.
8. Скобло А.И., Молоканов Ю.К., Владимиров А.И., Щелкунов ВА. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 677 с.
9. http://www.energосyntop.com/texts/26/index.php?PAGEN_1=4
10. Парфенова О.Н. Энергоэффективные технологии для нефтегазового сектора.// Газнефтепром.- 2010. №11 - с. 19-22.
11. http://www.gas-dewatering.ru/gas-gasoline_processing.php
12. <http://www.streserves.ru>
13. <http://www.grasys.ru/products/gas/nitrogen/membrane/>

- 14.Руководство пользователя. – AspenTech Hysys, 2006.
- 15.Технологический регламент газокompрессорной станции Казанского НГКМ, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010.
- 16.Отчет о проведении испытаний технологического модуля №1 ОАО «Томскгазпром» по повышению нагрузки по газу. Томск, 2000.
- 17.ТУ 05751745-02-88 – Технические требования на нестабильный конденсат
- 18.ОСТ 51.65-80 Технические требования к качеству стабильного газового конденсата.
- 19.ОСТ 51.40-93 - Физико-химические показатели природных газов, поставляемых и транспортируемых по магистральным газопроводам.