

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА Х... НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО)

УДК 622.279.8-047.44(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Баскакова Александра Сергеевна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Баскаковой Александре Сергеевне

Тема работы:

Анализ эксплуатации комплексной подготовки газа на Х... нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема подготовки сырого природного газа к транспортировке, технологические регламенты, фондовая и научная литература, нормативные документы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Осушка природного газа; физические основы абсорбционной осушки; факторы, влияющие на процесс осушки; особенности осушки на Х... месторождении; анализ возникающих осложнений. Физические основы процесса регенерации; описание технологических схем огневой и паровой регенерации; оптимизация установки регенерации

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Физические процессы абсорбционной осушки природного газа и конденсата на X... нефтегазоконденсатном месторождении	
Физические процессы регенерации абсорбента на X... нефтегазоконденсатном месторождении	
Социальная ответственность	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Баскакова Александра Сергеевна		18.02.2018

Обозначения, определения и сокращения

- АВО** – аппарат воздушного охлаждения;
- АСУ ТП** – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- ГКМ** – газоконденсатное месторождение;
- ГП** – газовый промысел;
- ГТС** – газотранспортная система;
- ГТЭС** – газотурбинная электростанция;
- ДЭГ** – диэтиленгликоль;
- ДКС** – дожимная компрессорная станция;
- КНС** – канализационная насосная станция;
- ЛВЖ** – легковоспламеняющаяся жидкость;
- МВИ ИТЦ** – методика выполнения измерений инженерно-технического центра;
- МФА** – монофункциональный аппарат;
- НГКМ** – нефтегазоконденсатное месторождение;
- НДЭГ** – насыщенный диэтиленгликоль;
- НПБ** – нормы пожарной безопасности;
- ОРА** – огневая регенерация абсорбента;
- ПНДФ** – природоохранный нормативный документ федерального уровня;
- ПДК** – предельно-допустимая концентрация;
- ППК** – пружинный предохранительный клапан;
- ППТПиИГ** – пункт подготовки топливного, пускового и импульсного газа;
- ПЭГ** – пропиленгликоль;
- РДЭГ** – регенерированный диэтиленгликоль;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- СПАЗ** – система противоаварийной защиты;
- СЭО** – система экстренного останова;
- ТКПГ** – технологический корпус подготовки газа;
- ТП** – технологический процесс;

ТТР – температура точки росы;

ТЭГ – триэтиленгликоль;

УВК – управляющий вычислительный комплекс;

УКПГ – установка комплексной подготовки газа;

ЦОГ – цех очистки газа;

ЦРД – цех регенерации ДЭГа;

ЭГ – этиленгликоль.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 77 с., 6 рис., 15 табл., 20 источников.

Ключевые слова: газ, газовый промысел, месторождение, установка комплексной подготовки газа, осушка, абсорбция, паровая регенерация, огневая регенерация, диэтиленгликоль, температура точки росы.

Объектом исследования являются элементы установки комплексной подготовки газа, а именно технологический корпус подготовки газа и цех регенерации гликоля.

Цель работы – анализ эксплуатации установки комплексной подготовки газа, сравнение способов регенерации абсорбента и выявление наиболее эффективного.

В процессе исследования был рассмотрен метод подготовки сырого газа с абсорбционной осушки газа, изучены методы огневой и паровой регенерации абсорбента (диэтиленгликоля).

В результате исследования выявлено экономическое преимущество огневого метода регенерации над паровым.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: осушка газа проводится с применением диэтиленгликоля – двухатомного спирта, на специальных абсорбционных установках, дальнейшая регенерация диэтиленгликоля происходит в блоке регенерации с использованием теплоты предварительно нагретого пара либо непосредственной теплопередачи от сгорающего газа.

Область применения: данную технологию осушки газа целесообразно применять в районах крайнего севера, где необходимо глубокое обезвоживание природного газа и понижение температуры точки росы до минимальных значений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА X... НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	11
1.1. Физические основы абсорбционного процесса.....	12
1.2. Осушка природных газов.....	13
1.3. Факторы, влияющие на процесс осушки природного газа	16
1.4. Особенности осушки природного газа на X... нефтегазоконденсатном месторождении	17
1.5. Проблемы, возникающие при эксплуатации установок гликолевой осушки.....	19
1.5.1. Вспенивание.....	20
1.5.2. Коррозия.....	21
1.5.3. Сепарация.....	21
1.5.4. Охлаждение.....	22
1.6. Анализ осложнений процесса осушки природного газа на X... м нефтегазоконденсатном месторождении.....	22
2. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ РЕГЕНЕРАЦИИ АБСОРБЕНТА НА X... НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	25
2.1. Сущность процесса регенерации	27
2.2. Описание технологической схемы установки комплексной подготовки газа с огневой регенерацией абсорбента X... месторождения.....	31
2.3. Описание технологической схемы установки паровой регенерации диэтиленгликоля X... месторождения.....	32

2.4. Оптимизация установки регенерации диэтиленгликоля.....	32
2.5. Расчет материального баланса установки.....	43
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
Список используемых источников.....	76

ВВЕДЕНИЕ

Перспективы газовой промышленности России на ближайшее будущее первостепенно определены дальнейшей эксплуатацией X... газоконденсатного месторождения Крайнего Севера. Именно поэтому тема анализа эксплуатации установок комплексной подготовки газа, выявление наиболее эффективных его узлов, а также формирование рекомендаций по совершенствованию процесса подготовки газа и регенерации абсорбента – задача весьма актуальная.

X... месторождение природного газа – супергигантское газовое месторождение, является третьим в мире по величине пластовых запасов. Находится в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области России. Эксплуатационный фонд X...о месторождения насчитывает более 1300 скважин. Разработка и добыча на данном месторождении осуществляется компанией ООО «Газпром добыча X...» с 1966 года.

Основной технологический процесс подготовки газа к транспортировке осуществляется на установке комплексной подготовки газа (УКПГ). УКПГ представляет собой комплекс технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата. Товарной продукцией УКПГ являются: сухой газ газовых месторождений, газовый конденсат.

Процессы очистки и осушки газа на УКПГ № 16 X... газоконденсатного месторождения осуществляются в технологическом корпусе подготовки газа (ТКПГ), обеспечивающем подготовку товарного природного газа с необходимыми показателями качества для дальнейшего его транспорта потребителю.

На промысле также осуществляется регенерация абсорбента, используемого для осушки сырого газа. Процессы эти происходят в цехе регенерации ДЭГа, входящего в состав УКПГ. После осушки из абсорбента необходимо удалить влагу, доведя тем самым концентрацию до необходимых значений, чтобы использовать его повторно. На УКПГ X... месторождения

используется два способа регенерации: паровая и огневая. Последний появился сравнительно недавно на молодых промыслах, одним из которых является газовый промысел 16, введенный в эксплуатацию 13 октября 2004 года.

Цель данной выпускной квалификационной работы – комплексный анализ эксплуатации УКПГ, изучение способов регенерации абсорбента с последующим сравнительным анализом.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить технологию осушки сырого газа на УКПГ;
2. Исследовать способы регенерации абсорбента, применяемые на промыслах X... месторождения;
3. Провести необходимые расчеты экономических показателей регенерации на паровой и огневой установках;
4. На основе сравнения результатов проведенных расчетов выбрать наиболее подходящий для условий данного месторождения способ регенерации абсорбента.

1. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ АБСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА Х... НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Многие углеводородные газы, которые подлежат переработке, содержат влагу. Наличие влаги негативно влияет на процессы его переработки, способствуя увеличению энергетических затрат и усложнению технологического процесса. Транспортировка газа требует глубокого обезвоживания газа, а также качественной очистки от механических примесей. Для осушки газа применяются различные методы в зависимости от климатических условий, требуемого объема осушенного газа, экономических ресурсов и др.

Транспортировка газа, содержащего влагу, может привести к образованию конденсатных отложений на внутренних стенках трубопровода, а также к образованию кристаллогидратов. Кристаллогидраты, отлагаясь на поверхности труб и оборудования, способствуют сужению диаметра проходных отверстий, приводящему к увеличению гидравлических сопротивлений при прохождении технологических потоков по трубам. Требования по степени осушки, которые предъявляются к углеводородным газам, зависят от температуры их транспортировки и переработки. Чем выше температура, тем выше требования. Содержание кислых компонентов в газе в совокупности с наличием водяных паров оказывает негативное воздействие на состояние трубопровода и оборудования, так как значительно усиливает коррозионные процессы.

Компоненты природного газа, взаимодействуя с водой, могут образовывать гидраты. Газовые гидраты – это твердые кристаллические соединения, образующиеся при определенных термобарических условиях из воды и низкомолекулярных газов. По внешнему виду гидраты напоминают лед или снег. Отложение гидратов на стенках трубопровода может стать причиной

полного прекращения прохождения газа. Наличие капельной влаги в газе является обязательным условием образования кристаллогидратов.

Чаще всего гидраты образуются в местах дросселирования газа, в следствие резкого снижения температуры газа. В этих условиях из газа выделяется влага, которая насыщается газом и превращается в гидраты [1].

Во избежание образования гидратов, газ необходимо осушать. В исключительных случаях в систему подается метанол или гликоль, которые связывают влагу и предотвращают выпадение гидратов.

Осушка газа производится на специализированных установках твердыми (хлористый кальций, силикагель, молекулярные сита и др.) или жидкими (диэтиленгликоль и триэтиленгликоль) веществами, а также с использованием холода, вырабатываемого специальными холодильными машинами или получаемого путем снижения высокого давления в штуцерах.

1.1. Физические основы абсорбционного процесса

Абсорбция — процесс избирательного поглощения компонентов газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом), происходящий по всему объёму вещества (рисунок 1).

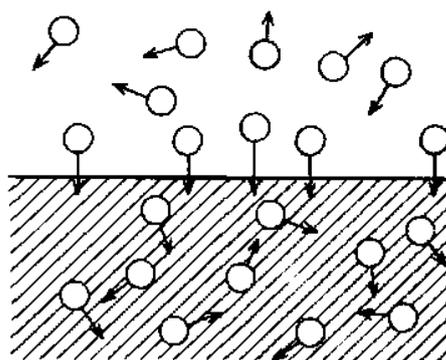


Рисунок 1 – Физические основы процесса абсорбции

Процесс абсорбции происходит в случае, если парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем в жидком абсорбенте, который вступает в контакт с этим газом, таким образом, чтобы процесс

абсорбции протекал, необходимо отсутствие термодинамического равновесия между газом и абсорбентом. Различие в парциальном давлении извлекаемого компонента в газе и жидкости является той движущей силой, под действием которой происходит поглощение (абсорбция) данного компонента жидкой фазой из газовой фазы. Чем больше эта движущая сила, тем интенсивнее переходит этот компонент из газовой фазы в жидкую.

По своей природе различают два вида абсорбции: физическую, при которой извлечение компонентов из газа происходит благодаря их растворимости в абсорбентах и химическую (хемосорбцию), которая основана на химическом взаимодействии извлекаемых компонентов с активной частью абсорбента. Скорость физической абсорбции определяется диффузионными процессами, скорость хемосорбции зависит от скорости диффузии и химической реакции [2].

1.2. Осушка природных газов

В нефтяной и газовой промышленности абсорбция нашла своё применение для разделения, осушки и очистки углеводородных газов. Лёгкие углеводородные фракции, такие как этан, пропан, бутан и компоненты бензина извлекаются путём абсорбции. Абсорбция нашла своё применение в очистке природных газов от кислых компонентов — сероводорода, используемого для производства серы, диоксида углерода, серооксида углерода, сероуглерода, тиолов (меркаптанов) и т.п.; с помощью абсорбции также разделяют газы пиролиза и каталитического крекинга и осуществляют санитарную очистку газов от вредных примесей [2].

Путем абсорбционной осушки газа содержание влаги в газе стараются уменьшить до такой степени, чтобы пары воды в газопроводе не достигали состояния насыщения (точки росы) и, следовательно, не могли конденсироваться. Контроль точки росы по воде и углеводородам потоков природного газа требуется как для безопасной транспортировки, так и для

безопасного использования природного газа. Типовые значения точек росы природного газа по воде варьируются от минус 5 до минус 20 °С, а по углеводородам от 0 до минус 10 °С в зависимости от требований к товарной продукции.

В качестве абсорбентов при разделении углеводородных газов используют бензиновые или керосиновые фракции, а в последние годы и газовый конденсат, при осушке — диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ), обладающий сходными с ДЭГом физическими и химическими свойствами.

ДЭГ, представитель двухатомных спиртов (рисунок 2), является прозрачной вязкой жидкостью с молекулярной массой 106,12 и плотностью $\rho_{20}=1,1184$ т/м³. Температура его кипения при давлении 760 мм рт.ст. равна 245°С. Упругость паров при 20°С составляет лишь 1,333 Па (0,01 мм рт.ст.). Потери ДЭГа при регенерации 5-18 г на 1000 м³.

ТЭГ – жидкость с плотностью $\rho_{20}=1,1254$ т/м³ и температурой кипения 287,4 °С (при 20°С). Потери от испарения при регенерации ТЭГа составляют около 2 г на 1000 м³ газа [3].



Рисунок 2 – Структурные формулы диэтиленгликоля и триэтиленгликоля

Для абсорбционной очистки газов от кислых компонентов применяют N-метил-2-пирролидон, гликоли, пропиленкарбонат, трибутилфосфат, метанол; в качестве химического поглотителя используются моно- и диэтаноламины.

Абсорбция является процессом в основном однонаправленным, т.е. абсорбент можно считать практически нелетучим. [2].

К осушителям предъявляется ряд требований, в числе которых высокая поглотительная способность в широком интервале концентраций, давлений и температур, высокая селективность в отношении компонентов газа, т.е. низкая взаиморастворимость с ними, низкое давление насыщенных паров,

нейтральность в отношении компонентов газов и ингибиторов, применяемых в процессе добычи газа, и низкая коррозионная активность. Кроме того, осушители должны иметь низкую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорбере, теплообменниках и другом массообменном оборудовании. А также использование осушителя должно быть экономически целесообразным, следовательно, не маловажным требованием является дешевизна.

Некоторая часть абсорбента в ходе его эксплуатации на УКПГ может попадать на почву и в водоёмы. В связи с этим осушитель должен быть не ядовит, не токсичен и способен к полному биологическому разрушению [4].

Абсорбент подбирается с учетом состава углеводородного газа, давления и температуры процесса, а также производительности установки. Выбор осушителя определяется также его селективностью, коррозионной активностью, поглотительной способностью, стоимостью, токсичностью и другими факторами.

Перечисленным требованиям в той или иной степени отвечают гликоли: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей с их эфирами и т.д. [4].

ДЭГ и ТЭГ обладают рядом преимуществ перед другими сорбентами, поэтому именно они получили наибольшее распространение в отечественной практике.

Преимущества жидких сорбентов:

- диэтиленгликоль и триэтиленгликоль хорошо растворимы в воде;
- ДЭГ и ТЭГ легко восстанавливаются (регенерируются), а также характеризуются высокой стабильностью после восстановления;
- имеют низкую упругость паров (парциальное давление) при контакте с газом, что способствует незначительным потерям абсорбента;
- практически не образуют пен и эмульсий с углеводородным конденсатом и довольно легко разделяются с последним в отстойниках в результате значительной разности в плотностях.

Основным недостатком этих сорбентов является сравнительно высокая отпускная цена за тонну [3].

Гликоли являются двухтомными спиртами жирного ряда и с водой смешиваются во всех соотношениях. Водные растворы гликолей не вызывают коррозии оборудования. Благодаря этому оборудование установок осушки газа изготавливается из дешевых марок стали.

Ещё одним важным свойством гликолей можно назвать способность к понижению температуры замерзания водных растворов. Именно эта особенность гликолей позволяет использовать их водные растворы в качестве антигидратных ингибиторов при отрицательных температурах контакта [4].

1.3. Факторы, влияющие на процесс осушки природного газа

Эффективность процесса осушки определяется следующими параметрами: давлением, температурой контакта, природой абсорбента и его концентрацией. При увеличении давления влагосодержание газа снижается, а, следовательно, уменьшается необходимое количество раствора для подачи на осушку с целью получения газа с заданной точкой росы.

Степень осушки в значительной степени зависит от температуры контакте газ-абсорбент. Увеличение этой температуры способствует повышению парциального давления воды над абсорбентом, которое приводит к повышению точки росы осушаемого газа. Обратный эффект наблюдается при понижении температуры контакта. Температура абсорбционной осушки обычно составляет не выше 45-50⁰С.

Температура точки росы осушаемого газа будет тем ниже, чем меньше концентрация воды в абсорбенте. Для осушки газа температуры 0-40⁰С обычно используют растворы с содержанием 90-98,5 % ДЭГ или 95-99 % ТЭГ.

Степень регенерации гликоля (т.е. концентрация гликоля на входе в абсорбер) существенно влияет на глубину осушки газа. Однако способность гликолей к химической десорбции не позволяет достичь максимальных значений

концентрации, так как при температурах 164°C (ДЭГ) и 206°C (ТЭГ) гликоли начинают разлагаться. При условии не достижения этих температур максимальная (теоретическая) степень регенерации диэтиленгликоля составляет 96,7%, для триэтиленгликоля – 98,1%. Депрессия точки росы газа, т.е. её снижение поле осушки, находится в пределах 25-30°C при концентрации гликоля 96-97%.

При концентрации гликоля на входе в абсорбер 99% депрессия точки росы может возрасти до 40°C. Однако и такое значение депрессии может оказаться недостаточным в ряде случаев (низкотемпературная переработка газа), поэтому для увеличения глубины осушки газа используется вакуумная десорбция влаги из гликолей. Депрессия точки росы в таком случае возрастает до 50-70°C, а концентрация регенерированного гликоля в может составлять 99,5%.

Наличие ароматических углеводородов в конденсате и бензине способствует повышению растворимости в них гликолей, что приводит к их потере. Однако снизить растворимость их растворимость в углеводородах можно разбавлением гликолей водой.

Наличие углеводородного конденсата и механических примесей могут оказать существенное влияние на вспениваемость гликоля. Именно поэтому для снижения потерь диэтиленгликоля с сухим газом нашли своё применение антивспениватели, так как силиконы, октиловый спирт, триалкилфосфа [5].

1.4. Особенности осушки природного газа на X... нефтегазоконденсатном месторождении

Сырой газ, проходящий с кустов скважин на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность - 100%), таким образом, при снижении температуры возможно гидратообразование, и как следствие закупорка трубопровода. Образование гидратных пробок в трубопроводах газоконденсатных

месторождений (ГКМ) Крайнего Севера считается весьма серьезной аварией, ликвидация которой является чрезвычайно дорогим мероприятием. Технологические нитки осушки газа, расположенные в цехе очистки газа (ЦОГ) на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначены для очистки и осушки газа, что позволяет исключить гидратообразование и нарушение режима работы магистрального трубопровода. Качественным показателем товарного продукта - осушенного газа является его влагосодержание, которое измеряется по точке росы в градусах Цельсия. Так или иначе, этот показатель влияет на процесс перекачки газа и доставку его конечному потребителю, особенно это актуально в холодное время года, в связи с довольно низкими температурами окружающей среды.

Таким образом, при понижении влагосодержания газа уменьшаются затраты на его перекачку и транспортировку по магистральному трубопроводу, а также увеличивается его качественные показатели как товарного продукта, что повышает экономическую эффективность работы установки комплексной подготовки газа.

На первом этапе осушки газа необходимо его тщательно очистить от твердых примесей и агрессивных компонентов (например, от минерализованной воды), так как они способствуют быстрому износу дорогостоящего технологического оборудования, вызывают нарушения в условиях нормальной эксплуатации установок. Именно поэтому одним из важнейших технологических процессов на УКПГ является сепарация природного газа.

Процесс сепарации может быть основан на действии сил инерции, диффузии, сопротивления, тяжести, электрических, тепловых и др. Осуществляется в системе жидкость-газ, либо газ-твердая среда.

Для достижения необходимого качества сепарируемого газа необходимо выбрать сепаратор оптимальной производительности. Это является одним из серьезных вопросов эксплуатации сепарационных установок природного газа на нефтегазоконденсатных месторождениях регионов Крайнего Севера.

Природный газ подвергается глубокой осушке, причем процесс этот необходим практически для всего объема газа, добываемого на месторождениях Крайнего Севера. Осушка является следующим этапом в технологической цепи подготовки газа.

На установках осушки газа газоконденсатных месторождений Крайнего Севера в качестве абсорбента нашёл своё широкое применение диэтиленгликоль (ДЭГ). Его применимость может быть объяснена следующими его свойствами:

- высокая поглощающая способность в достаточно большом диапазоне давлений и концентраций, температур, обеспечивающая эффективность процесса осушки;

- нейтральность, позволяющая ему не вступать в химическую реакцию с метанолом, который используется в качестве ингибитора для предупреждения процесса гидратообразования;

- низкое давление насыщенных паров, обеспечивающее минимальные потери во время эксплуатации при испарении;

- низкая вязкость в условиях эксплуатации, что обеспечивает хороший контакт с газом в тарелках абсорбера;

- большая разница между температурами кипения воды и ДЭГа (более чем в два раза), что позволяет осуществлять его регенерацию в промышленных условиях достаточно простым способом;

- высокая устойчивость против термического разложения и окисления, обеспечивающая низкую скорость старения, и т.д. [6].

1.5. Проблемы, возникающие при эксплуатации установок гликолевой осушки

Большинство эксплуатационных проблем процесса гликолевой осушки связаны с одной (иногда несколькими одновременно) из следующих причин: пенообразование, коррозия, недостаточная (неадекватная) сепарация газа на входе в абсорберы, недостаточное охлаждение раствора гликоля после

регенерации. Все эти явления до некоторой степени взаимосвязаны. Обычными признаками возникновения их являются увеличение потерь гликоля или уменьшение депрессии точки росы, т.е. повышение точки росы осушенного газа. Потери, не превышающие 16 г ТЭГ на 1000 м³ осушенного газа, являются нормальными. Они складываются из утечки при работе насосов, розливов, использования гликоля обслуживающим персоналом в качестве антифриза для автомобилей, а также потерь в результате уноса ТЭГ в паровой фазе из абсорберов [7].

1.5.1. Вспенивание

Из-за сравнительно высокой вязкости ТЭГ имеет склонность к пенообразованию. Наличие тяжелых углеводородов, в частности ароматических, а также накопление грязи и мелких твердых частиц способствует вспениванию гликолей. Конструкция применяемых тарелок, в которых скорость движения газа через прорези колпачков очень высока, также может быть причиной вспенивания гликоля.

Для уменьшения потерь гликоля при вспенивании раствора возможно применение разрушителей тумана (пены). В большинстве случаев в верхней части абсорбера рекомендуется устанавливать два разрушителя пены на расстоянии не менее 15—20 см друг от друга. Третий разрушитель можно устанавливать после абсорбера. Первый разрушитель, по существу, является коагулятором пены, второй и третий — работают как сепараторы.

Продукты коррозии (сульфиды железа), буровые растворы, продукты распада гликолей и другие подобные вещества способствуют образованию устойчивой пены, поэтому возникает необходимость в проведении постоянной качественной сепарации газа и фильтрации раствора гликоля. При осушке газов, содержащих коррозионные компоненты, необходимо иметь два параллельно работающих фильтра для очистки всего потока гликоля от механических примесей. Каждый фильтр периодически необходимо отключать от потока, и

производить полную зачистку его. Это является гарантией нормальной работы установки.

К добавлению ингибитора пенообразования прибегают в случаях очень сильного вспенивания гликолей. Это почти всегда дает положительные результаты. При применении ингибиторов следует помнить, что добавление их в большом количестве может значительно увеличить пенообразование [7].

1.5.2. Коррозия

Гликоли при определенных условиях могут реагировать с сернистыми соединениями, образуя нежелательные продукты разложения. Этот процесс можно контролировать хорошей фильтрацией и восстановлением гликолей.

Кислотность раствора гликоля должна поддерживаться с помощью соответствующих реактивов в пределах 6—9 единиц рН. Для этой цели можно использовать в небольших количествах щелочи, например, амины.

Ингибиторы коррозии, которыми покрывается поверхность металлов также дают положительный эффект [7].

1.5.3. Сепарация

Необходимо максимально предотвратить попадание соленой пластовой воды в абсорбер, так как дальше она поступит с насыщенным раствором гликоля в ребойлер. Именно поэтому условием хорошей очистки газа является эффективная сепарация газа на входе в абсорбер. При попадании пластовой воды в ребойлер вода испаряется, а соль откладывается на поверхности труб и стенках аппарата. Это приводит к местным перегревам и опасному прогоранию труб. Часто это случается на тех месторождениях, где скважины «официально» несут только пресную воду.

Правильно спроектированный сепаратор, обеспечивающий достаточно эффективную очистку газа улавливает грязь из труб, пыль, капли компрессорных

масел, буровых растворов, капельную жидкость, ингибиторов коррозии и другие примеси, оказывающие отрицательное влияние на работу установки гликолевой осушки газа. [7].

1.5.4. Охлаждение

Температура гликоля, поступающего на орошение абсорберов, должна быть не выше 60°C. Температуру не выше 50-55°C на входе в абсорбер рекомендуется поддерживать с целью предотвращения больших потерь гликоля на очень крупных установках. В некоторых случаях возможна установка холодильника регенерированного раствора гликоля на выходе теплообменника «гликоль-гликоль».

На некоторых установках наблюдаются большие потери гликоля с рефлюксом при регенерации. Основная причина этих потерь — низкая температура окружающего воздуха. Пары, поднимающиеся вверх по колонне, конденсируются в больших количествах и в конце концов заполняют ректификационную колонну ребойлера. Признаком переполнения является появление вместо водяных паров струи жидкости на верху колонны. Загрязнение насадки ректификационной колонны также может привести к большим потерям гликоля. Пары, выходящие с верха колонны, необходимо отводить с установки, чтобы они при конденсации не попали в зону пламени блока регенерации [7].

1.6. Анализ осложнений процесса осушки природного газа на X... м нефтегазоконденсатном месторождении

На X... месторождении схема подготовки газа сеноманской залежи реализована в последовательности «Дожимная компрессорная станция (ДКС) I степени сжатия – технологический корпус осушки газа – ДКС II степени сжатия – Станция охлаждения газа (СОГ)». Однако на поздних стадиях разработки площадей месторождения данная схема не позволяет подготавливать газ в

соответствии с требованиями отраслевого стандарта. Изменение термобарических параметров осушки газа с применением гликоля способствует снижению эффективности работы массообменных частей аппаратов гликолевой осушки, так как параметры установок остаются в рамках проектных решений и изменяются недостаточно динамичен в сравнении термобарическими характеристиками процесса осушки. Аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа, находящиеся в составе дожимной компрессорной станции первой ступени сжатия, не предназначены для охлаждения «сырого газа», следовательно, они не обеспечивают оптимальную температуру газа и температуру контакта газ-ДЭГ в абсорбере. Исходя из этой зависимости, при реализации всех регламентных технологических параметров осушки газа, можно определить граничные термобарические параметры, при которых требуемую температуру точки росы достичь будет уже невозможно.

Как было указано выше, для оптимальной работы установки абсорбционной осушки газа необходимы определенные значения температуры контакта газ-абсорбент. Ввод в эксплуатацию дожимной компрессорной станции I ступени, расположенной в голове технологического процесса (перед технологическим корпусом подготовки газа) стал причиной повышения температуры контакта газ-диэтиленгликоль, что отрицательно сказывается на качестве подготовки газа. В теплое время года аппараты воздушного охлаждения газа не справляются с отводом теплоты по причине отсутствия температурного напора. Таким образом, температура газа на входе в ТКПГ приблизительно равна температуре компримирования газа, поступающего с ДКС. Гидратообразование в АВО при охлаждении сырого газа является проблемой в холодный период года.

Все эти явления оказывают негативное влияние на эффективность процесса массообмена, проходящего в рециркуляционных элементах, расположенных на тарелках многофункционального аппарата (МФА).

Ещё одним обязательным элементом УКПГ, не напрямую относящимся к процессам подготовки газа к транспорту, является цех регенерации ДЭГа (ТЭГа), предназначенный для восстановления гликолей после процесса абсорбции.

После взаимодействия абсорбента и углеводородного газа ДЭГ (ТЭГ) становится насыщенным (с большим содержанием воды). Так как осушка газа не предполагает единоразовое использование гликоля, его необходимо регенерировать для дальнейших циклов (повысить концентрацию гликоля до 96-99,5%). Для получения концентрированных растворов гликоля для осушки газа необходим процесс регенерации.

2. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ РЕГЕНЕРАЦИИ АБСОРБЕНТА НА Х... НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

После контакта в абсорбере с сырьевым газом гликоли насыщаются водой. Кроме того, при циркуляции в системе в гликолях накапливаются различные примеси. Ниже подробно описываются источники загрязнения растворов гликолей, рассматриваются влияние этого фактора на показатели работы УКПГ и основные способы регенерации растворов от воды и других примесей.

Процесс добычи газа сопровождается выносом капельной жидкости (пластовой воды), частиц керна, остатков бурового раствора и т.д. из пласта. Поэтому все схемы обработки газа включается в себя входной сепаратор, одной из важных функций которого является отделение от газа капельной жидкости и механических примесей.

Капельная жидкость – пластовая вода; как правило, она содержит в том или ином количестве растворенные соли, в составе которых преобладает хлористый натрий. Наряду с этим в состав солей входит хлористый кальций, карбонаты кальция и натрия, хлористый магний и др.

Первый этап отделения капельной жидкости осуществляется во входных сепараторах. Однако этого недостаточно и часть жидкости всё-таки поступает в абсорбер. Там она поглощается раствором гликоля, который используется в качестве абсорбента для извлечения из газа паров воды. Помимо капельной воды и её паров, в гликоле происходит накопление продуктов коррозии оборудования, а также тяжелые углеводороды.

Происходит также накопление компрессорного масла в гликоле. На одной из установок в него попадало до $0,45 \text{ мг/м}^3$ компрессорного масла. Следует отметить, что это всего лишь в 2-3 раза меньше, чем величина равновесных потерь ДЭГа с осушенным газом, и практически столько же, сколько составляют равновесные потери ТЭГа. Поэтому к уносу масла с обработанным газом и влиянию этого фактора на показатели газотранспортной системы (ГТС)

необходимо относиться с той же серьезностью, что и к равновесным потерям гликоля с газом.

Наличие примесей в циркулирующем ДЭГе оказывает отрицательное влияние на работу установок осушки газа. Так, в процессе нагрева и регенерации на теплопередающих поверхностях оборудования отлагаются твердые асфальтоподобные конгломераты, отстоящие из кристаллические соли, песка и окарины, механических примесей, частиц глины, смолистых продуктов.

Коррозионная активность раствора увеличивается за счет накопления в нём минеральных солей, что ведет к существенному усилению коррозии оборудования газопромысловых объектов и конструкционных материалов.

Опыт эксплуатации ряда установок осушки газа подтверждает высокую коррозионную активность ДЭГа в системах осушки и регенерации – наблюдается коррозия тарелок и перегородок в абсорберах и колоннах регенерации, прогары труб испарителя и т.д. (при наличии в растворе механических примесей и растворенных солей).

Наличие солей в растворе повышает его вязкость. Одно из отрицательных последствий этого ухудшение массообменного процесса (при прочих равных условиях).

Значительное накопление в гликоле тяжелых углеводородов может стать причиной образования двухфазной системы в виде эмульсии, которое приводит в частичному осаждению углеводородов на поверхности труб и образованию пленки. В результате стенки становятся неровными, а в пониженных областях под действием высоких температур могут разлагаться скопившиеся углеводороды и гликоль. Образующиеся кислоты, усиливая коррозию, способствуют разрушению материала оборудования. Продукты коррозии, накапливаясь в гликолях, усугубляют вышеописанные проблемы.

Серьезной причиной осложнений является углерод, который образуется в результате разложения тяжелых углеводородов. Быстро отлагаясь на поверхности жаровых труб, он создает пленки на их поверхности. В процессе

наращивания углеродного слоя процесс теплообмена ухудшается, температура стенок повышается, что может стать причиной появления трещин.

Шлам, который образуется из продуктов разложения тяжелых углеводородов и гликоля, накапливается и забивает теплообменники и тарелки. Помимо этого, накопление шлама усиливает эрозию арматуры и регуляторов, деталей насоса, а также требует периодической замены фильтрующих элементов.

Механические примеси, попадая в абсорберы, забивают его контактные элементы. В результате этого происходит ухудшение массообменного процесса между фазами, снижает эффективность процессов.

В ходе длительной эксплуатации сечения контактных устройств забиваются механическими примесями, в следствие чего увеличивается скорость газа, что в свою очередь приводит к усилению пенообразования и уносу гликоля в капельном виде [4].

В связи с изложенным важное значение приобретают вопросы регенерации растворов от влаги и их очистки от различных примесей, таких как минеральные соли, механические примеси, продукты коррозии.

2.1. Сущность процесса регенерации

Для повторного использования растворов гликолей на установках осушки газа необходимо подвергнуть их регенерации от поглощенных примесей. При этом количество выделенных веществ должно быть равно количеству поглощенных компонентов. В противном случае происходит накопление примесей в растворе и снижение его поглотительной способности.

Регенерация насыщенных растворов гликоля производится на специальных блоках УКПГ. Для этого применяют процессы ректификации при атмосферном давлении и под вакуумом, с использованием азеотропного реагента и отпарного газа.

Ниже приводится характеристика основных процессов регенерации растворов гликолей.

Ректификационные процессы. Эти процессы наиболее эффективно протекают в том случае, когда температура низа колонн соответствует температуре кипения ректификата – кубового продукта. Как было указано выше, ДЭГ и ТЭГ нельзя нагревать выше 164 и 206⁰С ввиду их термической неустойчивости. При такой температуре низа десорбера и давлении верха колонны максимальная концентрация ДЭГа и ТЭГа в регенерированных растворах составит 96,7 и 98,1 % соответственно. Однако растворы такой концентрации в условиях производства не обеспечивают достаточную глубокую осушку газа. В связи с этим для повышения глубины регенерации гликолей применяют вакуумный способ. Температура кипения гликолей в зависимости от вакуума в системе приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Зависимость температуры кипения гликолей от давления

p, мм рт.ст.	Гликоль		p, мм рт.ст.	Гликоль	
	ДЭГ	ТЭГ		ДЭГ	ТЭГ
1	91,8	114,0	60	174,0	201,5
2	120,0	144,0	100	187,5	214,6
10	133,8	158,1	200	207,0	235,0
20	148,0	174,0	400	226,5	256,6
40	164,3	191,3	760	244,8	287,3

Разрежение (вакуум) в системе создается с помощью специальных насосов. Вакуумные насосы подключаются к газовой фазе, отводимой из рефлюксной емкости, и, подсасывая остаточный газ, создают разрежение в системе.

В качестве гидрозатворной жидкости в вакуум-насосах установок регенерации гликоля применяется оборотная вода.

Азеотропная регенерация. На практике применяются также процессы азеотропной отпарки воды, которые позволяют получить регенерированный

раствор, содержащий до 99,5% (масс.) гликоля. При этом способе для увеличения относительной летучести воды в систему добавляют специальные реагенты – азеотропообразующие вещества. Разделяющие агенты, используемые в процессах азеотропной ректификации, должны:

- изменять относительную летучесть компонентов заданной смеси в желательном направлении;
- легко регенерироваться из смесей с компонентами системы, подвергаемой разделению;
- быть безопасными в обращении, доступными и по возможности дешевыми.

Кроме того, они не должны вступать в химическую реакцию с компонентами заданной смеси.

При азеотропной регенерации ДЭГа и ТЭГа можно использовать бензол, толуол и ксилол.

Процесс азеотропной регенерации протекает по следующей схеме (рисунок 3).

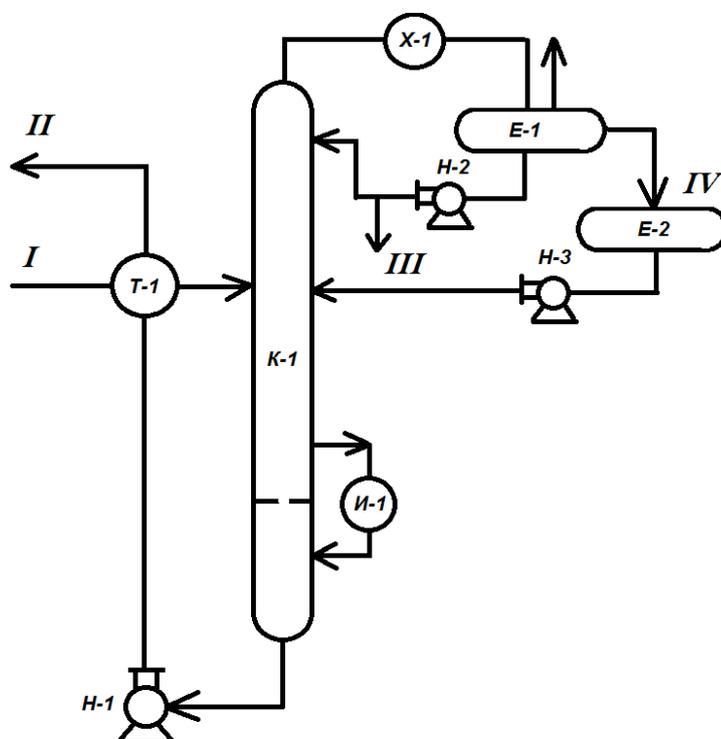


Рисунок 3 – Принципиальная технологическая схема блока регенерации по азеотропному способу:

K-1 – десорбер; *И-2* – испаритель; *E-1* – рефлюксная емкость; *E-2* –
буферная емкость; *H-1, H-2, H-3* – насосы;
I – насыщенный раствор гликоля; *II* – регенерированный раствор
гликоля; *III* – вода; *IV* – азеотропобразующий компонент.

Насыщенный раствор осушителя, выводимый из абсорбера в рекуперативный теплообменник Т-1, подается на регенерацию в колонну К-1. В эту же колонну ниже ввода насыщенного абсорбента подается азеотропный агент. Образовавшаяся смесь паров поглощенного компонента – воды и азеотропного агента охлаждается в холодильнике Х-1, конденсируется и поступает для разделения в емкость Е-1. Азеотропный агент направляется в буферную емкость Е-2, отсюда насосом Н-3 подается в десорбер. Регенерированный раствор гликоля отводится с низа десорбера.

Увеличение количества толуола приводит к повышению концентрации регенерированного гликоля. Но при этом одновременно возрастает расход энергии на процесс.

Процесс азеотропной регенерации эффективен для концентрирования растворов гликолей, содержащих от 2 до 6% воды. При содержании воды в больших количествах процесс становится невыгодным из-за значительной энергоемкости.

Регенерация гликоля с применением отпарного газа. Для получения раствора гликоля с концентрацией 99% и выше используется способ регенерации с применением отпарного газа. Этот способ применяют для регенерации как гликолей, так и других трудноразделяемых растворов.

Отпарной газ можно подавать как в испаритель, так и непосредственно под первую тарелку (считая с низа) десорбера. Подача газа в систему уменьшает парциальное давление воды и способствует его выделению в паровую фазу [4].

2.2. Описание технологической схемы установки комплексной подготовки газа с огневой регенерацией абсорбента X... месторождения

Физико–химические показатели и требования к ДЭГу, циркулирующему в системе осушки газа УКПГ, должны соответствовать СТО 05751745–151–2009 «Диэтиленгликоль, циркулирующий в системе осушки газа и регенерации ДЭГ УКПГ ООО «Газпром добыча X...». Технические требования». Они приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Физико–химические показатели и требования к ДЭГу, циркулирующему в системе осушки газа

Наименование показателя	Норма	Способ определения
1. Плотность при 20°С, г/см ³ 1.1 РДЭГ 1.2 НДЭГ	1,113-1,121 1,113–1,125	ГОСТ 18995.1-73
2. Массовая доля воды, %, не более	не нормируется	ГОСТ 14870-77
3. Массовая доля хлоридов, г/дм ³ , не более	20,0	МВИ ИТЦ
4. Массовая доля кислот в пересчете на уксусную, %, не более	0,05	ГОСТ 10136
5. Водородный показатель (рН), ед. рН, не менее	3,5	ПНДФ 14.1:2:3:4.121
6. Массовая доля мехпримесей, мг/дм ³ (частицы размером не более 0,2 мм), не более	750	ГОСТ 6370–83
8. Содержание ДЭГ, % масс., не менее 8.1 РДЭГ 8.2. НДЭГ	99,3 97,3	МВИ

На УКПГ-16 применен типовой технологический процесс абсорбционной осушки природного газа. Абсорбционная осушка природного газа является физическим процессом, так как между целевым компонентом (влажностью), поглощаемым из газовой фазы, и абсорбентом отсутствует химическое взаимодействие.

Дальнейшая информация подраздела (стр. 32 – 37) скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

2.3. Описание технологической схемы установки паровой регенерации диэтиленгликоля X... месторождения

Информация подраздела 2.3 скрыта (стр. 37 – 40), так как относится к категории коммерческой тайны.

2.4. Оптимизация установки регенерации диэтиленгликоля

Назначение регенерационной установки абсорбента, как было указано в технологической схеме, заключается в получении регенерированного гликоля необходимой концентрации, которая при подаче в абсорбер с определённым расходом сможет обеспечить требуемую глубину (качество) осушки газа. Диапазон регулирования концентрации восстановленного гликоля на регенерационных установках составляет 0,8-1,0% и определяется исключительно параметрами работы испарителя, а именно температурой и давлением. Отклонению концентрации от заданной величины может наблюдаться в случае загрязнения гликоля продуктами разложения и солями.

Дальнейшая информация (стр. 40 – 43) скрыта, так как относится к категории коммерческой тайны.

2.5. Расчет материального баланса установки

Расчет материального баланса регенерационной установки проводится на основе фактических значений реального процесса регенерации на УКПГ-16.

Материальный баланс составляется для определения количества и состава веществ, участвующих в процессе регенерации.

В регенерационной колонне непрерывного действия получается 7320 кг/ч диэтиленгликоля с концентрацией 93,1 % мол. Содержание ДЭГа в исходной смеси 93,78 % масс., а воды 6,22 % масс. Кубовый остаток содержит 99,6 % мол. воды. Определить количество исходной смеси $G_{исх}$, РДЭГа G_d и кубового остатка G_k , кг/ч и кмоль/ч. Найти число питания F , число куба W , а также концентрации ДЭГа в кубовом остатке $\bar{a}_{B\text{ куб}}$ и концентрацию воды в РДЭГе $\bar{a}_{В\text{ вых}}$ в % масс.

Исходные данные

Бинарная смесь: диэтиленгликоль ($C_4H_{10}O$) – вода;

$\bar{G}_d = 7320$ кг/ч; $a_{В\text{ вых } d} = 93,1\%$ мол.; $\bar{a}_{B\text{ в}} = 6,22\%$ и $\bar{a}_{В\text{ в } d} = 93,78\%$ масс.; $a_{B\text{ куб}} = 99,6\%$ мол.

Справочные данные

Температура разложения ДЭГа $C_4H_{10}O$ $t_d = 164$ °С, поэтому процесс регенерации проводится при температуре, близкой к температуре разложения (для получения максимальной концентрации ДЭГа на выходе), но не достигая её.

Мольные массы: воды $M_B = 18$ и ДЭГа $M_d = 106$ кг/кмоль.

Решение

Расчеты по регенерации проводят в кмоль/с или кмоль/ч и в мол долях.

Концентрация потоков

Кубовый остаток:

Необходимо перевести проценты в доли, используя соотношение:

$$x_i = a_i / 100 \quad (2.5.1)$$

где x_i – мольная доля i -ого компонента, %

a_i – мольная концентрация i -ого компонента, доли ед.

$$x_{BKVB} = a_{BKVB}/100 = 99,6/100 = 0,996 \text{ мол. долей};$$

Доля второго компонента бинарной системы определяется по формуле:

$$x_j = 1 - x_i \quad (2.5.2)$$

$$x_{DKVB} = 1 - x_{BKVB} = 1 - 0,996 = 0,004 \text{ или } x_K = 0,004 \text{ мол. долей};$$

Переход от мольных долей к массовым долям осуществляется по соотношению:

$$\bar{x}_i = \frac{M_i x_i}{M_j} = \frac{x_i M_i}{x_i M_i + (1 - x_j) M_j} \quad (2.5.3)$$

где M_i и M_j – мольные массы i -ого и j -ого компонентов соответственно, мол. доли.

\bar{x}_i – массовая доля компонента i , масс. доли.

$$\bar{x}_K = \frac{M_A x_K}{M_K} = \frac{x_K M_D}{x_K M_D + (1 - x_K) M_B} = \frac{0,004 \cdot 106}{0,004 \cdot 106 + (1 - 0,004) 18} = 0,0231 \text{ масс. доли.}$$

или $\bar{a}_{DK} = 2,31$ % масс.

Вода (пар) в НДЭГе:

$$\bar{x}_{BVB} = \bar{a}_{BVB}/100 = 6,22/100 = 0,0622 \text{ или } \bar{x}_C = 0,0622 \text{ масс. доли};$$

Перейти от массовых долей к мольным можно по формуле:

$$x_i = \frac{\bar{x}_i / M_i}{\bar{x}_i / M_i + (1 - \bar{x}_i) / M_j} \quad (2.5.4)$$

$$x_C = \frac{\bar{x}_C / M_B}{\bar{x}_C / M_B + (1 - \bar{x}_C) / M_D} = \frac{0,0622/18}{0,0622/18 + (1 - 0,0622)/106} = 0,28 \text{ мол. доли.}$$

Регенерированная смесь:

$$x_{BVLXД} = a_{BVLXД}/100 = 93,1/100 = 0,931 \text{ или } x_D = 0,931 \text{ мол. долей};$$

$$x_D = \frac{x_D M_A}{M_D} = \frac{0,931 \cdot 106}{0,931 \cdot 106 + (1 - 0,931) 18} = 0,9876 \text{ масс. долей.}$$

Концентрация воды в РДЭГе:

$$x_{BVLXB} = 1 - x_{BVLXД} = 1 - 0,931 = 0,069 \text{ мол. доли};$$

$$\bar{x}_{\text{ВЫХВ}} = \frac{x_{\text{ВЫХВ}} M_B}{x_{\text{ВЫХВ}} M_B + (1 - x_{\text{ВЫХВ}}) M_D} = \frac{0,069 \cdot 18}{0,069 \cdot 18 + (1 - 0,069) 106} = 0,0124 \text{ масс. долей или}$$

$$\bar{a}_{\text{ВЫХВ}} = 1,24 \% \text{ масс.}$$

Основные концентрации: $x_C = 0,28$; $x_D = 0,931$; $x_K = 0,004$ мол. доли;

$\bar{x}_C = 0,0622$; $\bar{x}_D = 0,9876$; $\bar{x}_K = 0,0231$ масс. долей.

Мольные массы

Мольные массы определяются по формуле:

$$M_{\text{см}} = M_i x_i + M_j (1 - x_i) \quad (2.5.5)$$

где $M_{\text{см}}$ – мольная масса исходного компонента (смеси компонентов), кг/кмоль.

Исходной смеси:

$$M_{\text{ИСХ}} = M_B x_C + M_D (1 - x_C) = 18 \cdot 0,28 + 106(1 - 0,28) = 81,36 \text{ кг/кмоль.}$$

РДЭГа:

$$M_{\text{РД}} = M_D x_D + M_{\text{Д}} (1 - x_D) = 106 \cdot 0,931 + 18(1 - 0,931) = 99,93 \text{ кг/кмоль.}$$

Кубового остатка:

$$M_{\text{КУВ}} = M_B x_K + M_D (1 - x_K) = 106 \cdot 0,004 + 18(1 - 0,004) = 18,35 \text{ кг/кмоль.}$$

Расходы потоков из уравнений материального баланса

РДЭГа:

Для определения мольного расхода необходимо воспользоваться формулой:

$$G_i = \bar{G}_i / M_i \quad (2.5.6)$$

где \bar{G}_i – массовый расход компонента, кг/ч,

G_i – мольный расход компонента, кмоль/ч.

$$G_D = \bar{G}_D / M_{\text{РД}} = 7320 / 99,93 = 73,25 \text{ кмоль/ч.}$$

Исходной смеси:

Расход исходной смеси можно определить по формуле:

$$G_{\text{ИСХ}} = G_D \frac{x_D - x_K}{(1 - x_C) - x_K} \quad (2.5.7)$$

где $G_{\text{ИСХ}}$ – мольный расход исходного вещества (НДЭГа), кмоль/ч;

G_D – мольный расход регенерированного ДЭГа на выходе, кмоль/ч.

$$G_{ИСХ} = G_D \frac{x_D - x_K}{(1 - x_C) - x_K} = 73,25 \cdot \frac{0,931 - 0,004}{(1 - 0,28) - 0,004} = 94,84 \text{ кмоль/ч.}$$

Массовый расход рассчитывается из соотношения:

$$\bar{G}_i = G_i M_i \quad (2.5.8)$$

$$\bar{G}_{ИСХ} = G_{ИСХ} M_{ИСХ} = 94,84 \cdot 81,36 = 7716,2 \text{ кг/ч;}$$

Кубового остатка:

По уравнению материального баланса можно определить неизвестный мольный расход:

$$G_m = G_i - G_j \quad (2.5.9)$$

где G_i, G_j – известные мольные расходы i -го и j -го компонентов соответственно, кмоль/ч;

G_m – мольный расход неизвестного компонента, кмоль/ч.

$$G_K = G_{ИСХ} - G_D = 94,84 - 73,25 = 21,59 \text{ кмоль/ч;}$$

$$\bar{G}_K = G_K M_K = 21,59 \cdot 18,35 = 396,2 \text{ кг/ч.}$$

$$\bar{G}_K = \bar{G}_{ИСХ} - \bar{G}_D = 7716,2 - 7320 = 396,2 \text{ кг/ч.}$$

Количество флегмы (подача рефлюкса на орошение верха регенерационной колонны) определяется по формулам:

$$G_\phi = G_K R \quad (2.5.10)$$

$$\bar{G}_\phi = \bar{G}_K R \quad (2.5.11)$$

где G_ϕ, \bar{G}_ϕ – мольный и массовый расход флегмы соответственно, кмоль/ч и кг/ч;

G_K, \bar{G}_K мольный и массовый расход кубового остатка соответственно, кмоль/ч и кг/ч;

R – флегмовое число.

$$G_\phi = G_K R = 0,44 \cdot 21,59 = 9,5 \text{ кмоль/ч;}$$

$$\bar{G}_\phi = \bar{G}_K R = 0,44 \cdot 396,2 = 174,33 \text{ кг/ч.}$$

Относительные мольные расходы (на 1 кмоль РДЭГа):

Число питания определяется отношением расхода исходного вещества (НДЭГа) к выходу РДЭГа по формуле:

$$F = G_{исх} / G_{д} \quad (2.5.12)$$

где $G_{исх}$ – мольный расход НДЭГа, кмоль/ч;

$G_{д}$ – мольный расход РДЭГа, кмоль/ч;

F – число питания.

$$F = G_{исх} / G_{д} = 94,84 / 73,25 = 1,3;$$

Число куба рассчитывается по формуле:

$$W = G_{к} / G_{д} \quad (2.5.13)$$

где $G_{к}$ – мольный расход кубового остатка, кмоль/ч;

$G_{д}$ – мольный расход РДЭГа, кмоль/ч;

W – число куба.

$$W = G_{к} / G_{д} = 21,59 / 73,25 = 0,3 .$$

Результаты расчетов показаны на рисунке 6.

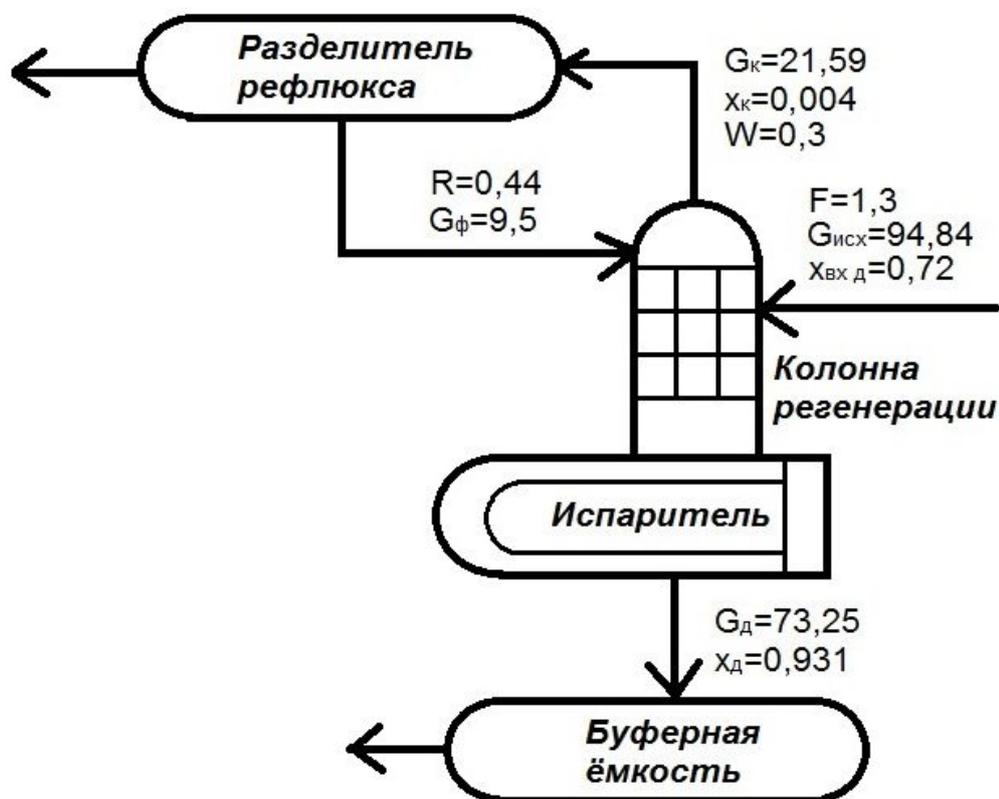


Рисунок 6 – Распределение потоков в блоке регенерации

Ответ. Расходы в кг/ч: $\bar{G}_{исх} = 7716,2$, $\bar{G}_k = 396,2$; $\bar{G}_\phi = 174,33$; расходы в кмоль/ч: $G_{исх} = 94,84$; $G_k = 21,59$; $G_d = 73,25$; $G_\phi = 9,5$; относительные мольные расходы: $F = 1,3$; $W = 0,3$. Концентрация ДЭГа в кубе $\bar{a}_{дк} = 2,31$, а воды в РДЭГе $\bar{a}_{выхв} = 1,24$ % масс.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Баскакова Александра Сергеевна

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметных стоимостей процессов огневой и паровой регенерации за фиксированный период времени
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведения расчета материальных затрат на оплату труда и расхода ресурсов, амортизационных отчислений
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет огневой и паровой регенерации

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глызина Татьяна Святославовна	канд. хим. наук		16.04.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Баскакова Александра Сергеевна		16.04.2018

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Осуществление процесса регенерации гликоля на промыслах Х... нефтегазоконденсатного месторождения происходит двумя вышеописанными методами: паровым и огневым. Процесс этот является непрерывным с последовательной или параллельной работой отдельных идентичных технологических ниток регенерации, за исключением случаев планового останова всего промысла с целью проведения комплексной ревизии, наладки системы автоматизации либо изменения или совершенствования технологических процессов.

Контроль за процессом регенерации, не зависимо от способа, осуществляется круглосуточно сменным персоналом, а именно операторами по добыче нефти и газа, в дневную и ночную смены соответственно.

Для начала необходимо обозначить принципиальную технологическую разницу между паровой и огневой регенераций, так как это и будет является основой для дальнейших расчетов.

Огневая регенерация предполагает использование природного газа (газ для собственных нужд, подготовленный непосредственно на промысле) для нагрева диэтиленгликоля и выпарки из него воды. Это процесс происходит в блоке огневой регенерации. Газ поступает в печь, где воспламеняется от искры высокого напряжения, проходит через пучок труб, контактирующий с НДЭГом, поступающий в испаритель с верха регенерационной колонны. Продукты сгорания газа отводятся через дымовую трубу.

Паровая же регенерация предполагает нагрев НДЭГа паром, поступающим в блок регенерации из котельной. В котельной пар нагревается газом собственных нужд до температуры около 200⁰С и по трубопроводу попадает в блок регенерации ДЭГа. Соответственно в экономических расчетах данного метода необходимо учитывать, что помимо оператора по добыче нефти и газа задействован оператор котельной установки.

Информация удалена (стр. 52 – 58), так как относится к категории коммерческой тайны.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4П	Баскакова Александра Сергеевна

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – установки комплексной подготовки газа газовых промыслов №15 и №16 Х... нефтегазоконденсатного месторождения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение источников опасных и вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • работы во взрыво- и пожароопасных помещениях; • обслуживание запорной арматуры оборудования, находящегося под высоким давлением; • проведение газоопасных и огневых работ вблизи действующего технологического оборудования; • обслуживание установок в различных метеорологических условиях. Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия установки комплексной подготовки газа на состояние атмосферы, поверхностных вод, почвы и недр. Комплекс мер по охране окружающей среды.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – пожара, его источников, действий при пожаре и комплекса мер по обеспечению пожарной безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Меры по обеспечению безопасности при эксплуатации производственных объектов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.03.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Вторушина Анна Николаевна	к. х. н.		22.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Баскакова Александра Сергеевна		22.03.2018

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Газовая промышленность России – динамически развивающаяся отрасль с огромным потенциалом и запасами. Особо перспективными для разработки являются районы Крайнего Севера, в частности Х... нефтегазоконденсатное месторождение – крупнейшее газовое месторождение России. Впервые данное месторождение было обнаружено в 1966 году, недалеко от поселка Х.... С 1978 года началась капитальная добыча, а в 1984 газ Х... месторождения стал поставляться в западные страны.

Процесс подготовки газа к подаче в магистральный трубопровод осуществляется на установке комплексной подготовки в технологическом корпусе подготовки газа. Здесь происходит его сепарация и осушка с применением жидких сорбентов. Далее сорбент также необходимо осушить для повторного использования. Возможно применение двух методов регенерации: паровой и огневой. Огневая регенерация внедрена сравнительно недавно, а технико-экономические показатели данного метода выше. Это подтверждается технологическими и финансовыми расчетами, проведенными во второй и третьей главах соответственно.

Все процессы, происходящие на УКПГ, требуют постоянного контроля за состоянием оборудования и рабочими параметрами, так как отклонение их от нормы может привести к неблагоприятному воздействию на окружающую среду, а также нанести вред здоровью рабочего персонала. Именно поэтому раздел «социальная ответственность» является обязательным к рассмотрению. Оператор по добыче нефти и газа должен быть ознакомлен с правилами проведения различных видов работ, а также с общими требованиями техники безопасности и санитарной гигиены во избежание создания аварийных ситуаций.

Информация удалена (стр. 62 – 74), так как относится к категории коммерческой тайны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен процесс подготовки газа к подаче в магистральный трубопровод, подробно описано явление абсорбции, его технологическое применение на X... месторождении.

На 15 и 16 газовых промыслах данного месторождения для осушки газа используется диэтиленгликоль. Его регенерация для дальнейшего повторного использования проводится двумя методами: паровым (ГП-15) и огневым (ГП-16). Оба способа подробно описаны и изучены.

Были рассчитаны средние финансовые затраты на проведение огневой и паровой регенерации в течение месяца. Затраты на осуществление паровой регенерации, а также контроль этого процесса со стороны оператора по добыче нефти и газа, составили 794459,4 руб, затраты огневой регенерации 449950,7 руб.

Основываясь на данных, полученных в ходе расчетов, можно сказать что огневая регенерация процесс экономически более выгодный. Однако огневая регенерация является процессом более аварийно-опасным, чем паровая, по причине наличия очень высоких температур в печи, а, следовательно, значительных перепадов температуры на стенках печи (так как температура гликоля поддерживается не выше 164⁰С). Это может приводить к налипанию частиц на внешней стенке жаровых труб и ухудшению процесса теплопередачи. Потому необходимо постоянный контроль за состоянием оборудования и периодическая механическая чистка элементов конструкции. Для выбора метода регенерации необходимо учесть большое количество факторов, таких как необходимая глубина осушки ДЭГа, состав пластовой воды, степень предварительной очистки ДЭГа перед входом в блок регенерации и т.д.

Также в работе изучены возможные опасности при работе оператора в цеховых помещениях с оборудованием, разработаны и уточнены меры по производственной безопасности с целью минимизации воздействия на работника вредных и опасных производственных факторов.

Список используемых источников

1. Горбунов А. М., Каратун О. И., Повышение эффективности работы установок осушки углеводородного газа// Вестник Астраханского государственного технического университета: мультидисц. науч. журнал/ 2005. №. 6. С 104-107.
2. paht.vector-study.ru/process/absorb/what.html
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М., «Недра», 1977, 192 с.
4. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А., Технология обработки газа и конденсата. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 1999. – 596 с.: ил.
5. studfiles.net/preview/4588426/
6. Андреев, Е.Б. Автоматизация технологических процессов добычи и подготовки нефти и газа / Е.Б. Андреев, А.И. Ключников // Учебное пособие. – Недра-Бизнесцентр. – М.: – 2008. – 399 с
7. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. Норман, США 1972. Пер. с англ. Под ред. Д-ра техн. Наук Гудкова С.Ф. М., «Недра», 1977 с. 349.
8. Ларюхин Алексей Иванович. Разработка математических моделей абсорбционной осушки и гидратообразования при подготовке природного газа: диссертация кандидата технических наук: 05.13.18, 25.00.17 / Ларюхин Алексей Иванович; [Место защиты: Ижев. гос. техн. ун-т]. - Ижевск, 2008. - 158 с. : ил.
9. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и станции охлаждения газа (СОГ) газового промысла № 16 Песцовой площади Х... НГКМ. М.: ОАО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», 2010. – 228 с.
10. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС)

- газового промысла № 15 Песцовой площади Х... НГКМ. М.: ОАО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», 2010. – 180 с.
11. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
 12. ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы»
 13. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
 14. Конспект вводного инструктажа по охране труда. – ООО «Газпром добыча Х...», 2008. – 32 с.
 15. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
 16. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
 17. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
 18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
 19. Панов, Г. Е. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Г. Е. Панов, Л. Ф. Петрашин, Г. Н. Лысяный. – М.: Недра, 1996. – 234 с.
 20. НПБ 105-95 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности».