

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ИНЖИНЕРНО - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

На правах рукописи

УДК 622.684

**Самихов Толиб**

**Применение современных технологий в системах подготовки газа и  
конденсата на высокосернистых месторождениях Узбекистана**

**5А 311902 – «Эксплуатация машин и оборудования нефтегазовых место-  
рождений»**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

**на соискания академической степени магистра**

**Научный руководитель:**

к.т.н. Шарипов К.К.

**Бухара-2016**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

**ВЕДЕНИЕ**.....

### **ГЛАВА I. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ СЕРНИСТОГО ГАЗА НА МЕСТОРАЖДЕНИИ**

1.1. Актуальность темы .....

1.2. Цель исследования .....

1.3. Степень изученности проблемы.....

1.4. Объект исследования.....

1.5. Научная новизна.....

### **ГЛАВА II. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ (УНТС) ГАЗА**

**2.1. Литературный обзор** .....

2.2. Низкотемпературные технологические процессы обработки продукции.....

2.3. Технические требования сепарирующей установки .....

### **ГЛАВА III. ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ**

3.1. Особенности конструкций основных узлов и систем утилизационных турбодетандерных установок .....

3.2. Турбодетандерные установки АО "КРИОКОР" .....

3.3 Детандер-генераторный агрегат ДГА-5000.....

3.4. Низкотемпературные турбодетандерные агрегаты (НТДА).....

3.5. Технологическая схема переработки сероводородо-содержащего газа .....

3.6. Порядок термогазодинамического расчета турбодетандера.....

## **ГЛАВА IV. ИСХОДНОЕ СЫРЬЕ ДЛЯ УНТС ГАЗА «УЧКЫР»**

- 4.1. Техническая характеристика рабочих веществ.....
- 4.2. Описание схемы и технологического процесса .....
- 4.3. Расчет процесса низкотемпературной сепарации газа.....

## **ГЛАВА V. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

- 5.1. Рекомендации по конструированию основных технических средств и строительных конструкций от воздействия рабочих веществ.....
- 5.2. Методы и технологические параметры очистки химически и механически загрязненных сточных вод, обезвреживания газовых выбросов и ликвидации вредных отходов.....
- 5.3. Мероприятия по технике безопасности, предотвращению чрезвычайных ситуаций, промсанитарии, противопожарной профилактике и охране окружающей среды.....

**ВЫВОДЫ.....**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....**

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....**

## **ВВЕДЕНИЕ**

## **ВВЕДЕНИЕ**

Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на расширенном заседании Кабинета Министров, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год.

В повестке дня расширенного заседания Кабинета Министров – итоги экономического и социального развития страны за истекший 2015 год и утверждение важнейших приоритетов развития экономики страны на 2016 год.

Анализируя поступательное продвижение страны по пути демократических преобразований и устойчивого развития, мы имеем все основания заявить о том, что в истекшем году сделаны решительные шаги в осуществлении принципиально важных реформ, направленных на достижение нашей главной цели – выйти на уровень развитых демократических государств мира с сильной социально ориентированной экономикой, обеспечивающей достойный уровень и качество жизни наших людей.

Речь, прежде всего, идет о реализации всесторонне продуманной Программы, направленной на обеспечение глубоких структурных преобразований, надежной защиты интересов частного предпринимательства и малого бизнеса и, что принципиально важно, – в законодательном, нормативно-правовом и практическом, как это предусмотрено в нашей Конституции, обеспечении приоритетной роли частной собственности, поступательного сокращения присутствия государства в экономике Узбекистана.

Признано целесообразным на этом этапе нашего развития под прямым управлением государства сохранить только предприятия, осуществляющие добычу и переработку углеводородного сырья, драгоценных и цветных металлов, урана, а также стратегические инфраструктурные отрасли естественных монополий – железные и автомобильные дороги, авиационные перевозки, генерирование электроэнергии, электрические и коммунальные сети.

Была поставлена задача и созданы условия для массовой продажи государственных активов, в первую очередь иностранным инвесторам. Так, по «нулевой» выкупной стоимости было реализовано на конкурсной основе новым инвесторам 506 имущественных комплексов с принятием инвесторами инвестиционных обязательств в размере около 1 триллиона сумов и 40 миллионов долларов США, а также созданием около 22 тысяч новых рабочих мест.

Среди введенных в строй объектов особо хотел бы отметить построенный совместно с южнокорейскими инвесторами и специалистами Устюртский газохимический комплекс на базе месторождения Сургиль. Этот комплекс стоимостью свыше 4 миллиардов долларов является одним из самых современных высокотехнологичных и крупных производств в мире. Его ввод в эксплуатацию позволит получать ежегодно 83 тысячи тонн полипропилена, который до этого импортировался в республику, увеличить объем производства полиэтилена в 3,1 раза, трудоустроить более 1 тысячи высококвалифицированных специалистов.

Определяя основные приоритеты социально-экономического развития нашей страны на 2016 год, мы не можем не учитывать серьезные проблемы, возникающие в связи с продолжающимся глобальным кризисом, резким сокращением спроса, неопределенностью и существенно возросшей жесткой конкуренцией на мировых рынках, падением темпов роста производства и всеми вытекающими отсюда последствиями, коснувшимися большинства государств в мире.

В этой связи непростые проблемы, стоящие перед нами в 2016 году, диктуют необходимость полного отказа от изживших себя методов инерционного прогнозирования от достигнутого уровня, полагаясь на средние показатели развития.

Главным ориентиром для нас должно быть непрерывное технологическое и техническое обновление производства, а также постоянный поиск

внутренних резервов, осуществление глубоких структурных преобразований в экономике, модернизации и диверсификации промышленности.

Иначе говоря, само время требует перейти на последовательные 3-4-стадийные циклы переработки сырья в востребованную на мировом рынке продукцию по схеме: базовое сырье – первичная переработка (полуфабрикаты) – готовые материалы для промышленного производства – готовая продукция для конечного потребления.

При этом возникает необходимость при разработке и реализации программ проследить полный цикл глубокой переработки по каждому виду первичного сырья – полуфабриката вплоть до готовой продукции конечного потребления.

Словом, нужно обеспечить прогнозирование всего цикла организации производства – от сырья до готовой продукции с обоснованием целесообразности и окупаемости затрат.

Как показывают расчеты, в результате выпуска продукции с высокой добавленной стоимостью объемы производства нефтегазохимической продукции могут быть увеличены с освоением новых ее видов к 2030 году в 3,2 раза, изделий из цветных металлов – в 2,2 раза, из черных металлов – в 2,3 раза, продукции химической промышленности, включая минеральные удобрения, – в 3,2 раза.

Наряду с этим рост производства современной готовой продукции с высокой добавленной стоимостью, востребованной на внешних рынках, станет основой устойчиво высоких темпов роста ее экспорта.

Надо сказать, что эта работа в стране уже начата. Однако она требует кардинально нового программного комплексного подхода, с тем чтобы по каждому перспективному виду сырья и полуфабрикатов, обладающих высоким потенциалом, иметь конкретную программу глубокой переработки, рассчитанную на 2020, 2025, 2030 годы.

У нас сегодня есть все основания, исходя из глубокого анализа тенденций развития мировой экономики, реальной оценки наших ресурсов и возможностей, поставить перед собой целевую задачу – не менее чем в 2 раза увеличить к 2030 году объем валового внутреннего продукта нашей страны.

Данная работа выполнена в соответствии с Техническим заданием договора № ПГ.14.17/11.11 «Разработка технологического регламента на проектирование установки низкотемпературной сепарации газа Учкыр» от 17.06.2011 г.

Цель работы – разработка технологического регламента на проектирование установки низкотемпературной сепарации газа «Учкыр». Производительность проектируемой УНТС «Учкыр» составляет 1,5 млрд.м<sup>3</sup>/год. Проектируемая УНТС «Учкыр» расположена после сероочистной установки (СОУ) «Учкыр».

Подготовка газа к транспорту на УНТС «Учкыр» предлагается осуществлять методом низкотемпературной сепарации с использованием турбодетандерного агрегата. Проектное рабочее давление газа на входе установки 5,0 МПа, на выходе – 2,5 МПа.

Очищенный и предварительно подготовленный газ с УНТС «Учкыр» направляется в газопровод до головных сооружений Газли (в летний период на закачку в ПХГ Газли, в зимний период - на вход ДКС Газли).

Жидкие углеводороды, выделяемые при подготовке газа на установке НТС, направляются в систему подготовки конденсата СОУ «Учкыр».

Сероочистная установка (СОУ) Учкыр разработана и спроектирована институтом «ВНИПИГаздобыча» г. Саратов в 1972 году, введена в эксплуатацию в I квартале 1980 г.

Реконструкция СОУ Учкыр произведена по проекту ОАО «УзЛИТИ-

нефтгаз” в 2006 г.

СОУ Учкыр предназначена для очистки от кислых компонентов мало-сернистого газа месторождений Учкыр и Даяхатынской группы (Даяхатын, Ходжиказган, Кульбешкак и Хаккуль).

Очистка достигается химабсорбцией  $H_2S$  и  $CO_2$  в аппарате колонного типа 25-30%-ным водным раствором метилдиэтанолamina (МДЭА), обеспечивающим (при соблюдении в абсорбере соответствующих условий) проведение селективной абсорбции сероводорода в присутствии двуокиси углерода (углекислоты). В результате сероводород из сырьевого газа практически извлекается полностью, а двуокись углерода – частично.

Проектная производительность реконструируемой СОУ составляет  $1,0 \cdot 10^9$   $m^3/у$  по газу ( $125000$   $m^3/h$  при  $20$   $^{\circ}C$  и  $1,033$   $kgf/cm^2$ ) - три технологические нитки (две рабочие и одна резервная) производительностью  $500 \cdot 10^6$   $m^3$  в год каждая.

СОУ Учкыр является взрыво-пожароопасным объектом.

В соответствии с принятой технологией в состав производства СОУ входят: - блок предварительной сепарации – горизонтальные сепараторы С-1 и вертикальные сепараторы С-2;

- блок абсорбции – абсорберы А-101, выветриватели С-102, теплообменники «раствор-раствор» Т-101, емкость регенерированного раствора амина Е-102, центробежный насос подачи раствора Н-1;

- блок десорбции – десорберы Д-101, испарители И-101, буферная емкость регенерированного раствора амина Е-101, аппараты воздушного охлаждения регенерированного раствора АВО-102;

- блок сепарации кислых газов – сепараторы кислых газов С-103, аппараты воздушного охлаждения кислых газов АВО-103, центробежный насос Н-2;

- блок сепарации очищенного газа вертикальный – сепаратор С-201, аппарат воздушного охлаждения очищенного газа АВО-101, теплообменник



«газ-вода» Т-102 ;

- блок подготовки газового конденсата – разделители Р-302, Р-401, емкость Е-401.

- блок фильтрации регенерированного раствора амина – фильтры Ф-1, Ф-2, Ф-3, центробежный насос Н-3;

- вспомогательное оборудование.

## **ГЛАВА I. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ СЕРНИСТОГО ГАЗА НА МЕСТОРАЖДЕНИИ**

### **1.1. Актуальность работы**

В обеспечении топливной независимости в Республике Узбекистан согласно "Концепции развития нефтяной и газовой промышленности на период 2002-2012 годы" большая роль принадлежит газо-конденсатным месторождениям (ГКМ).

Газ, подаваемый потребителям, должен соответствовать определенным товарным кондициям. Подготовку газа осуществляют на установках комплексной подготовки газа (УКПГ). Целью подготовки газа является извлечение тяжелых углеводородов и влаги для предотвращения выделения углеводородного конденсата и воды в газопроводе при его транспорте. Основная часть добываемого из ГКМ газа обрабатывается на УКПГ методом низкотемпературной сепарации (НТС).

В связи с вводом в разработку все большего количества ГКМ, проблемы проектирования и эксплуатации систем промышленной подготовки газа, повышения эффективности процесса НТС газа на УКПГ приобретают все более актуальное значение.

Теоретическое и экспериментальное обоснование повышения эффективности процесса НТС газа на УКПГ при изменяющихся условиях разра-

ботки ГКМ является актуальной проблемой, имеющей важное практическое значение, решение которой позволит извлечь дополнительные объемы жидких углеводородов и повысить качество газа.

## **1.2. Цель исследования**

Цель работы – разработка и проектирование установки низкотемпературной сепарации газа на месторождении «Учкыр» с применением НТДА (низкотемпературных турбодетандерных агрегатов).

## **1.3. Степень изученности проблемы**

Практика проектирования разработки ГКМ Узбекистана и опыт их эксплуатации показывает, что имеется ряд нерешенных проблем снижающих эффективность освоения этих месторождений. Основными из них являются следующие:

- невозможность учета взаимосвязанных проблем проектирования разработки с реальными условиями эксплуатации ГКМ; несоответствие концепции установления технологического режима УКПГ современным требованиям их эксплуатации;
- неадекватность реальным процессам известных математических моделей системы НТС газа, построенных с учетом неполноты информации, что в свою очередь ставит под вопрос качество получаемой оперативной информации, используемой при проектировании разработки ГКМ.

Это предопределяет необходимость проведения исследований комплекса взаимосвязанных проблем проектирования разработки и эксплуатации ГКМ с целью получения необходимых знаний для пополнения и корректировки научно-методических основ проектирования и анализа эксплуатации объектов добычи.

В процессе эксплуатации ГКМ в режиме истощения непрерывно изменяются показатели разработки, определяющие режим работы технологических систем: пластовое и устьевое давление, температура, дебиты скважин, состав пластового и добываемого газа, газоконденсатный фактор.

Процесс НТС газа на УКПГ, особенно в изменяющихся условиях разработки, изучен недостаточно, вследствие чего не существует строгой методики расчета технологических параметров, недостаточно учитывается влияние изменений показателей разработки.

Имеющиеся математические модели процесса НТС газа на УКПГ также не в полной мере учитывают влияние изменяющихся условий разработки ГКМ на выбор оптимальных технологических параметров. Предложенная методика комплексной оценки влияния всех технологических параметров на основе теоретических исследований с применением математических методов и промысловых исследований позволит объективно оценивать и выбирать оптимальные технологические параметры эксплуатации ГКМ.

**1.4. Объект исследования** - Месторождение «Учкыр».

**1.5. Научная новизна**

1. Проведен анализ существующей инфраструктуры на месторождении «Учкыр» и подобран оптимальный вариант оборудования УНТС установки низкотемпературной сепарации газа с применением турбодетандерных агрегатов на месторождении «Учкыр».
2. Подобраны оптимальные характеристики низкотемпературных сепарирующих установок для очистки газа от механических примесей и капельной жидкости, а также турбодетандерные агрегаты подходящие для эксплуатации на данном месторождении.

## **ГЛАВА II. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ (УНТС) ГАЗА**

### **2.1. Литературный обзор**

Процессы промышленной технологии подготовки газа, составляют основу процесса эксплуатации газоконденсатных месторождений. Отдельные задачи оптимизации локальных процессов должны исходить из общей задачи оптимизации ГКМ, которая сводится к достижению наиболее эффективных режимов эксплуатации, обеспечивающих выполнение плановых показателей по добыче и подготовке природного газа с учётом технологических и технико-экономических ограничений.

Вопросы оптимизации работы нефтегазодобывающих предприятий освещены в работах [1,2, 3, 4, 5].

К основным особенностям оптимизации процесса эксплуатации газоконденсатных месторождений, как сложного объекта управления, характеризуемого взаимосвязанностью множества технологических и технико-экономических параметров, относятся:

- огромное количество разнообразных возмущений, действующих на объект управления, учет которых позволит выработать множество всевозможных, рассредоточенных во времени и пространстве, управляющих воздействий;

- большая размерность общей задачи оптимизации процесса эксплуатации газоконденсатных месторождений, которая должна быть решена на основе использования математических методов декомпозиции, увязывающих общий критерий оптимизации с локальными критериями оптимального управления отдельными процессами газопромышленной технологии подготовки газа.

В комплекс основного производственного назначения для нефти и газодобывающего предприятия в общем случае входят скважины, кусты скважин, промплощадки с установками предварительной подготовки нефти и газа (УППГ), промплощадки с установками комплексной подготовки газа и газо-

вого конденсата (УКПГ), головные сооружения с установками полной подготовки газа и газового конденсата (ГС), промышленные трубопроводы.

В составе УППГ - один объект сбора и первичной сепарации газа, а в составе УКПГ несколько: сбора и первичной сепарации газа; подготовки газа и конденсата; компримирования газа (при необходимости), общего технологического и подсобно-вспомогательного назначения.

Технологические схемы УКПГ обеспечивают прием сырья, поступающего из скважин, прием газа от УППГ и подготовку газа к транспорту на весь период разработки месторождения. Комплексная подготовка газа может состоять из многих операций (необходимость в каждой определяется качеством и состоянием сырья): очистка от мехпримесей и капельной жидкости, осушка, отбензинивание, очистка от агрессивных примесей, охлаждение перед подачей в магистральный газопровод, стабилизация и переработка газового конденсата (или его смеси с попутной нефтью) в моторные топлива. Установки, предназначенные для подготовки газа и извлечения конденсата на газоконденсатных месторождениях, проектируются с учетом пластового давления и возможности работы в условиях изменения объема сырья и вырабатываемых продуктов [14, 15, 16].

От механических примесей, капельной жидкости газ очищается в сепараторах на УКПГ и УППГ. На газоконденсатных месторождениях для отбензинивания газа, среди прочих, применяется низкотемпературная сепарация (НТС) [6, 7, 8].

Установка НТС включает следующий минимальный набор оборудования: сепаратор I ступени; узел впрыска в поток газа ингибитора гидратообразования (метанола, 70-80% раствора диэтиленгликоля или др.); рекуперативные теплообменники, дроссель, эжектор утилизации газа выветривания, холодильная машина; низкотемпературный сепаратор (тонкой очистки); разделители газового конденсата и воды с ингибитором гидратообразования [28, 29]. На установках НТС охлаждение газа следует производить за счет дрос-

сель-эффекта, а при его отсутствии его в схему необходимо включать источник искусственного холода.

Для повышения общей заводской готовности и сокращения монтажных работ при строительстве оборудование максимально агрегатируется в укрупненные блоки с обвязкой по технологическим схемам соответствующих установок. Блоки на месте монтажа рационально стыкуются в технологические линии с минимальной протяженностью межблочных коммуникаций. Для оборудования, эксплуатируемого на открытых площадках, следует предусматривать обогрев и возможность быстрого слива застывающих жидкостей из аппаратов, защиту от коррозии.

Производственные объекты оснащаются местными регуляторами и КИП в минимально необходимом объеме, позволяющем контролировать основные технологические параметры работы оборудования непосредственно на площадке объекта (установки); средствами централизованного контроля и сигнализации; средствами оперативного управления и регулирования режима добычи нефти и газа и газового конденсата, обработки газа, внутреннего транспорта и подачи его в магистральные газопроводы или потребителю; средствами защитной автоматики, автоматически отключающими скважины и технологическое оборудование в случае аварии.

Во многих случаях помощь в быстром освоении газоконденсатного месторождения, без ожидания ввода в эксплуатацию долговременных стационарных установок подготовки газа, может мобильная сепарационная установка, частично выполняющая функции УКПГ.

Газ на выходе из установки направляется в существующие сети или в построенный коллектор потребителю. Жидкие углеводороды, нестабильный конденсат направляются на автотранспорте в действующие пункты сбора и подготовки стабильного конденсата. Кроме этого, мобильные комплексы можно использовать повсюду, где долговременное строительство промышленных сооружений нецелесообразно. Пока идет строительство УКПГ, ввод их в

эксплуатацию (а это занимает около двух лет), предприятие получает продукцию по временной схеме добычи и подготовки газа. И наконец, мобильные комплексы могут использоваться в качестве замерных установок при гидродинамических исследованиях скважин. В период освоения газоконденсатных и нефтяных месторождений, а также в период эксплуатации для проведения мероприятий по замеру дебита скважин необходима специальная установка, которая могла бы выполнять ряд функций, и обладать следующими качествами.

В России многие институты разрабатывают мобильные комплексы, которые служат целям определения среднесуточного дебита жидкости, нефти и газа в продукции, добываемой из нефтяных скважин.

В процессе работы установки измеряются рабочее давление и температура рабочей среды, которые используются при нахождении газового фактора при нормальных условиях. Весь процесс работы установки происходит автоматически, окончательные результаты определений сохраняются в памяти системы управления установки и выдаются по запросу оператора. При работе установки параметры потока газожидкостной смеси определяются непрерывно, не изменяя давление потока, что обеспечивает высокую надежность работы, высокую скорость измерения особенно при большом дебите жидкости. За короткое время работы установки можно получить достаточное число измерений.

Газожидкостная смесь поступает в газоотделитель, где происходит отделение газа от жидкости. Газ направляется в газопровод, а жидкость поступает в измерительную емкость. При достижении уровнем жидкости нижнего датчика уровня начинается отсчет времени заполнения калиброванной части емкости с известной вместимостью, а при достижении верхнего датчика уровня отсчет времени прекращается. Система контроля и управления производит расчет суточного расхода жидкости. При сливе жидкости из измерительной емкости вытеснением газа при постоянном рабочем давлении оп-

ределяется газовый фактор жидкости. При достижении высоты столба жидкости до установленного уровня измеряется гидростатическое давление столба и определяется обводненность добываемой нефти [9, 10].

Развитие в теории регулирования разработки расчетные методы позволяют улучшить показатели добычи газа и газоконденсата. Распределением отбора газа из месторождения по отдельным скважинам удастся минимизировать непроизводительные потери пластового давления. В случае газоконденсатного месторождения такая процедура позволяет увеличить текущую добычу конденсата. Перераспределение отбора газа по скважинам и его подготовки на УКПГ дает возможность сократить число обводняющихся скважин, повысить конечные коэффициенты компонентоотдачи пласта.

Создание методик решения оптимизационных задач позволяет оптимизировать многие показатели разработки газовых месторождений. К таким показателям можно отнести число, местоположение и конструкции скважин, продолжительность периодов нарастающей и падающей добычи газа, выбора процесса подготовки газа, мощности и местоположения ДКС, темпов разбуривания месторождения и т.д. С позиции оптимальности решаются задачи распределения отбора газа между месторождениями газоносной провинции, по установлению очередности ввода их в эксплуатацию.

Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья впервые были изложены в известной монографии А.И. Гриценко.

В работах П.К.Азимова, А.А.Арсланова, Д.Г.Аксенова, М.А.Берлина, Т.И.Бекирова, Б.Г.Берго, И.Г.Балыбердиной, А.И.Гриценко, В.Г.Горенкова, Г.Р.Гуревича, А.И.Гужова, Н.В.Ждановой, В.А.Загорученко, С.Н.Закирова, Э.К. Ирматова, А.Н. Истомина, Ю.П.Коротаева, А.Г.Касаткина, Д.М.Кемпбелла, Г.С.Лутошкина, А.Х.Мирзаджанзаде, В.М.Маслова, Л.М.Мильштейна, В.И.Мурина, А.Х.Наджимитдинова, С.Н.Назарова, У.С.Назарова, Е.И.Петренко, Э.Г.Синайского, А.Г.Сиротина, В.Г.Тагиева, Е.Н.Туревского, А.Л.Халифа, Е.И.Черникова, И.А.Черного,



А.И.Ширковского, В.М.Шевцова, П.Е.Яцюк и многих других освещены вопросы разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и ГКМ, а также техника и технология подготовки их к транспортированию потребителям.

На первом этапе развития газовой промышленности, когда эксплуатировались чисто газовые месторождения, на промыслах применялась индивидуальная обвязка скважин с целью отделения от газа мехпримесей и воды и замера продукции скважин. Тонкая очистка от мехпримесей, извлечение паров воды осуществлялись с использованием процессов сепарации и гликолевой осушки.

Исследованиям установок подготовки газа на ГКМ посвящены работы А.А.Арсланова, Д.Г.Аксенова, М.А.Берлина, Т.И.Бекирова, Б.Г.Берго, В.Г.Горенкова, Г.Р.Гуревича, И.С.Гусейнова, А.Н.Истомина, В.М.Маслова А.Г.Сиротина, Е.Н.Туревского, А.Л.Халифа, Е.И.Черникова, П.Е.Яцюк и др. ГКМ присущи специфические особенности: благоприятные условия в начальный период - большие дебиты скважин, возможность охлаждения газа за счет избыточного давления, большой конденсатный фактор и т.д.;

- потеря значительной доли конденсата в пластовых условиях; изменения режима работы установок промысловой и заводской обработки газа ввиду
- изменения параметров продукции скважин и состава их сырья;
- зависимость качественных показателей продукции от времени года;
- изменение состава добываемой продукции - увеличение в нем доли легких и
- уменьшение доли тяжелых компонентов;
- наличие объективных факторов, ухудшающих технико-экономические показатели предприятий на поздней стадии эксплуатации объекта. К последним факторам можно отнести снижение давления сырья, уменьшение конденсатного фактора, необходимость ввода в эксплуатацию новых скважин, дожимных компрессорных станций и холодильных установок и нередко потребность в модернизации оборудования. 1 В связи с вышеуказанными особенно-

стями опыта эксплуатации установок НТС исследования выявили ряд недостатков, важнейшие из которых:

- зависимость эффективности процесса НТС не только от температуры сепарации, но и от состава газа;
- малая глубина извлечения конденсата о образующих компонентов при принятых температурах сепарации, не обеспечивающая предотвращение' конденсации углеводородной жидкости при транспортировке по магистральным газопроводам;
- необходимость реконструкции установок НТС газа на период падающей добычи.

Входные параметры установок подготовки газа заметно влияют на уровень добычи газа из месторождений. В настоящее время основные газодобывающие объекты (Зевардинская, Шуртанская группа месторождений) Республики Узбекистан вступают в период падающей добычи газа. В связи & этим необходим перевод месторождений на компрессорную эксплуатацию.

Таким образом, исследование зависимости эффективности добычи или выработки остаточных запасов углеводородов месторождений от сроков ввода в эксплуатацию ДКС и модернизации существующих УКПГ является актуальным.

За истекший период эксплуатации из месторождений извлечены основные запасы газа, т.е. достигнута относительно высокая выработанность запасов газа и значительно снижено пластовое давление. В этой стадии разработки энергии добываемого газа уже недостаточно для обеспечения его качественной промышленной подготовки перед подачей на газоперерабатывающие, заводы. Как показывают прогнозные расчеты, при сохранении сложившейся тенденции, объемы добываемого газа и конденсата в дальнейшем будут заметно сокращаться. В промышленной практике для продления разработки ж достижения более высоких объемов добычи, а также глубокой выработки за-

чая пасов углеводородов месторождения строится дожимная компрессорная станция (ДКС) с модернизацией существующих УКПГ.

Наиболее систематические исследования особенностей процесса НТС) газа при эксплуатации месторождений, в изменяющихся условиях разработки, выполняли Т.М.Бекиров, Г.А.Зотов, А.М.Кулиев, Ю.П.Каротаев, В.М.Маслов, А.И.Ширковский и др. Вместе с тем нельзя не отметить, что те или иные вопросы повышения эффективности процесса НТС газа в изменяющихся условиях разработки ГКМ были предметом исследований ряда отраслевых научно-исследовательских институтов. Здесь необходимо отметить такие институты, как ВНИИГаз, СевКавНИИГаз, УзЛИТИнефтваз, УкрНИИГаз и др. Это объясняется тем, что именно в Краснодарском и Ставропольском краях, Средней Азии, в частности, в Республике Узбекистан и других регионах значительное число месторождений уже разрабатываются в условиях падающей добычи газа.

Все они, безусловно, нуждаются в повышении эффективности процесса НТС газа. Вместе с тем, анализ теоретических подходов и экспериментальных данных свидетельствует об изученности к настоящему времени лишь отдельных элементов единой системы эксплуатации ГКМ.

Кроме того, большинство авторов ограничилось перечислением факторов без раскрытия сущности и степени влияния их на процесс НТС газа.

Характерным для выполненных исследований является и то, что все они направлены на изучение вопросов повышения эффективности процесса НТС газа без учета изменяющихся условий эксплуатации ГКМ, а, тем более, управления процессом НТС.

Таким образом, процесс НТС газа в изменяющихся условиях эксплуатации ГКМ, как единая система с оптимальным управлением технологическими параметрами, не исследован.

На основании изложенного выкристаллизовался вывод о необходимости построения модели процесса НТС газа с эффективным регулированием теп-

ловых нагрузок по ступеням теплообмена и на ее базе раскрыть закономерности и сущность влияния изменяющихся условий, а также научно обосновать метод оценки эффективности процесса НТС газа.

В последние более чем десять лет автору пришлось заниматься вопросами повышения эффективности процесса НТС газа в изменяющихся условиях разработки ГКМ Западного Узбекистана. Требовалось найти технологические решения, которые повысили бы эффективность процесса фазового разделения многокомпонентных углеводородных смесей на установках НТС газа рассматриваемых месторождений. В частности, это касалось вопросов повышения эффективности процесса НТС газа в изменяющихся условиях разработки ГКМ.

Для решения возникших технико-экономических задач потребовалось совершенствование некоторых методических положений.

- формируется потенциально возможная номенклатура получаемых продуктов на основании знания полного состава пластового флюида;
- проводится системный анализ альтернативных технологических схем УКПГ;
- на основе выбранной схемы УКПГ создается система разработки и система внутрипромыслового сбора и транспорта;
- окончательный выбор осуществляется в целом по ГКМ на весь период его функционирования.

Решение задачи по проектированию установок комплексной подготовки газа с позиций системного подхода начинается с анализа ситуации и выявления тенденций ее дальнейшего развития. В этой ситуации нефтегазоконденсатные месторождения необходимо освоить на базе существующих технологий и оборудования и развернуть исследования по созданию новых технологий и оборудования.

Практика проектирования обустройства и опыт эксплуатации ГКМ Узбекистана показывает, что имеется ряд нерешенных проблем, снижающих

эффективность их освоения. В связи со снижением пластового давления и изменением состава газа, поступающего на установки подготовки газа, требуется принятие технических решений для дообустройства месторождений, позволяющих разрабатывать эти месторождения с максимальным технологическим эффектом.

Систему ГKM можно разделить на две крупные подсистемы: подземную и наземную. Если в подземной подсистеме главным элементом является продуктивный пласт, то в наземной - установка НТС, т.е. процесс охлаждения газа. Следовательно, в условиях нестационарности процесса разработки газо-конденсатной залежи экономическими преимуществами будут обладать те процессы (установки) охлаждения газа, термодинамическая эффективность которых на расчетных режимах и уровень загрузки энергетических мощностей (коэффициент использования) будут наибольшими в течение всего срока промышленной разработки месторождения.

Зная ресурсы компонентов ГKM, обоснование потребностей в товарных продуктах и возможностей систем дальнего транспорта и реализации создается система разработки месторождения. На основе уточненной целой системы можно сформировать общую технологическую систему ГKM и схему промысловой подготовки газа.

Для формирования технологической схемы промысловой подготовки газа необходимы исходные данные: полный состав пластового флюида и его изменение в процессе разработки; ресурсы компонентов; давление и температура и их изменение во времени; примеси, появляющиеся в перерабатываемом сырье в процессе разработки; номенклатура продуктов и требования к качеству; требования охраны окружающей среды; требования транспорта, хранения, сбыта продуктов.

В настоящее время промышленно освоен низкотемпературный процесс с температурой сепарации до минус  $70^{\circ}\text{C}$  для извлечения сжиженного газа, как наиболее трудноизвлекаемого компонента.

## **2.2. Низкотемпературные технологические процессы обработки продукции**

Низкотемпературные технологические процессы обработки продукции, главным образом газоконденсатных месторождений, активно стали внедряться, и на сегодняшний день процесс НТС является основным способом подготовки газа. Изначально технология НТС ориентирована на решение задачи качественной подготовки конденсатосодержащего газа к транспортированию по магистральному газопроводу и является рациональной в том случае, когда конденсат не рассматривается в качестве основного целевого продукта или не представляет коммерческого интереса, что характерно при добыче газов с низким конденсатным фактором. В условиях нынешних цен на жидкое топливо и с учетом истощения основных нефтяных запасов нашей страны наиболее полное извлечение конденсата из продукции ГКМ является первостепенной задачей. При нынешнем уровне развития науки и техники процесс НТС оказывается наименее эффективным способом охлаждения газа, особенно в период падения пластового давления [11, 12, 13].

В настоящее время основным способом промышленной подготовки газа месторождений Узбекистана все еще остаётся процесс НТС с охлаждением газа за счет использования избыточного (по сравнению с газопроводом) давления на входе в установку. Охлаждение газа осуществляется посредством его дросселирования, т.е. используется эффект Джоуля-Томпсона.

Каковы же достоинства применения простой технологии НТС при промышленной подготовке газа? Отметим основные из них:

- Низкие капитальные расходы и эксплуатационные затраты, особенно в начальный период эксплуатации при наличии свободного перепада давления;
- Помимо извлечения жидких углеводородов одновременно осуществляется осушка газа до требуемых отраслевым стандартом кондиций;
- Установки НТС достаточно просты в эксплуатации и техническом обслуживании, что позволяет осуществлять этот процесс в промышленных условиях без привлечения специалистов высокой квалификации;
- Легкость регулирования технологического процесса и его автоматизации в условиях промысла;
- Возможность постепенного дополнения и развития технологии при снижении пластового давления и соответственно уменьшения свободного перепада давления, так что уже на момент проектирования установки могут быть предусмотрены различные перспективные варианты продления срока ее эффективной эксплуатации (холодильные установки, ДКС, и т.д.).

Именно все эти несомненные достоинства процесса НТС и его последующих модификаций обеспечили широкую распространенность в отечественной практике установок НТС для промышленной обработки природных газов ГКМ.

Перечислим недостатки рассматриваемой простейшей технологии НТС:

- Несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом извлечение из природного газа целевых компонентов при заданных температуре и давлении в конечном низко-

температурном сепараторе зависят только от состава исходной смеси;

- В процессе эксплуатации пластовое давление падает (при этом содержание углеводородного конденсата в пластовом газе уменьшается), так что "свободный перепад" давления на дросселе уменьшается (происходит "исчерпание" дроссель-эффекта) и, следовательно, повышается температура сепарации, - в результате не только удельное количество, но и степень извлечения целевых компонентов уменьшается;
- Термодинамическое несовершенство изоэнтальпийного расширения газа как холодопроизводящего процесса (потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, "усваивается" потоком в форме теплоты, тем самым эффективность охлаждения снижается).

Современные решения по оптимизации процесса НТС сводятся в основном к замене дросселирующего устройства на турбодетандер, применению холодильных установок, вводу ДКС. Замена дросселя на вихревые трубы осуществляется редко так как процесс применения вихревых труб (ВТ) в системах осушки и очистки газа изучен не достаточно [19, 20, 21, 22, 23].





### **2.3. Технические требования сепарирующей установки**

Сепараторы представляют собой горизонтальные аппараты, снабженные технологическими штуцерами, перегородками из просечно-вытяжных листов, пеногасящей насадкой из секций Л-образных пластин, переливной перегородкой, струйными каплеотбойниками для очистки газа.

Сепараторы должны быть разработаны следующих типов:

тип I – для применения в компоновке с депульсаторами по ГП 868.01.000 ВО (при наличии пульсации потока) без пеногасящей насадки;

тип I - П – для применения в компоновке с депульсаторами по ГП 868.01.000 ВО с пеногасящей насадкой;

тип 2 – для применения без депульсаторов без пеногасящей насадки;

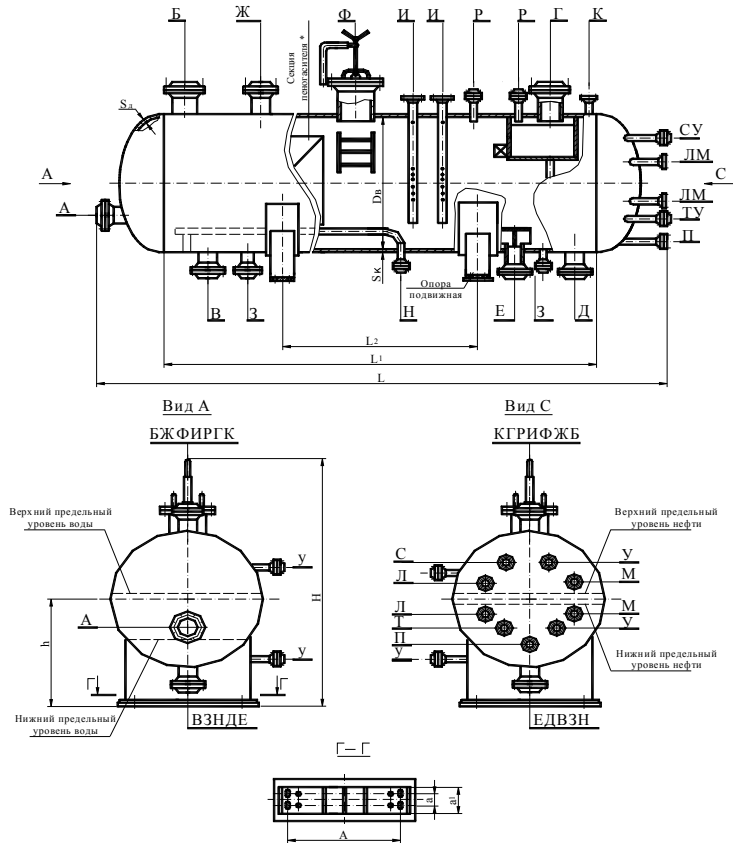
тип 2- П – для применения без депульсаторов с пеногасящей насадкой.

Сепараторы должны соответствовать требованиям ОСТ 26-291-87.

Сепараторы поставляются на место монтажа в собранном виде. Отдельно поставляются депульсаторы частями, вписывающимися в габариты погрузки железнодорожного транспорта. Сепараторы при необходимости подлежат теплоизоляции от теплопотерь.

Покрытие должно соответствовать VII классу по ГОСТ 9.032-74 и условиям эксплуатации ХЛП (6) по ГОСТ 9.104-79.

Производительность по жидкости указана в диапазоне обеспечиваемом время пребывания ее в аппарате от 15 до 40 минут, при обводненности от 30 до 90%. (рис. 1)



Сепаратор нефтегазовый ТИП 2, 2-П.

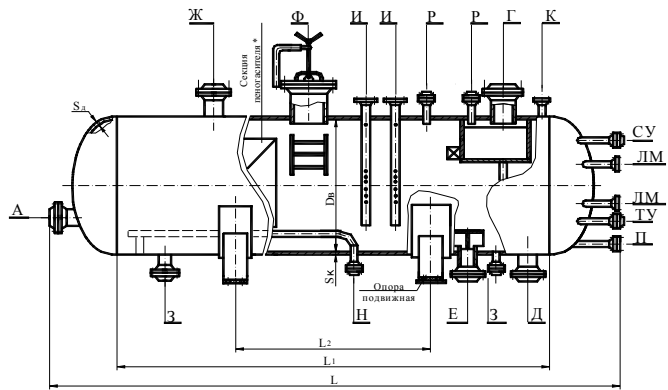


Рис. 1. Центробежные сепараторы

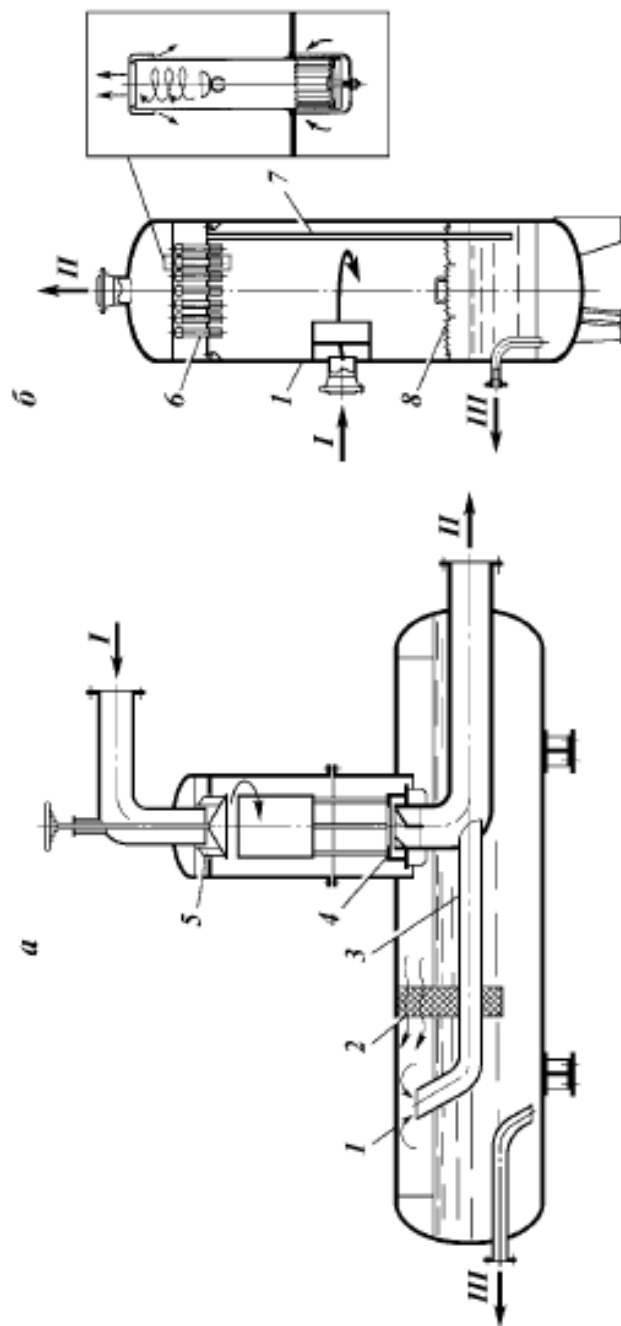


Рис. 2 Центробежный сепаратор

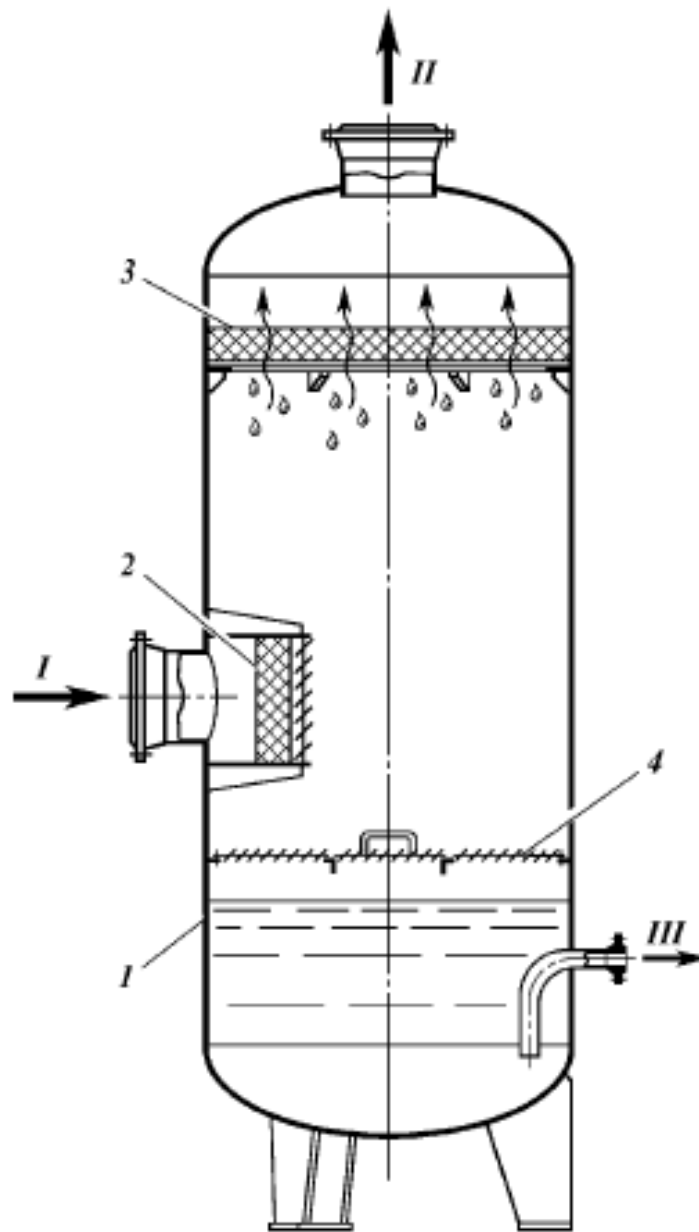


Рис. 3 Сетчатый газосепаратор

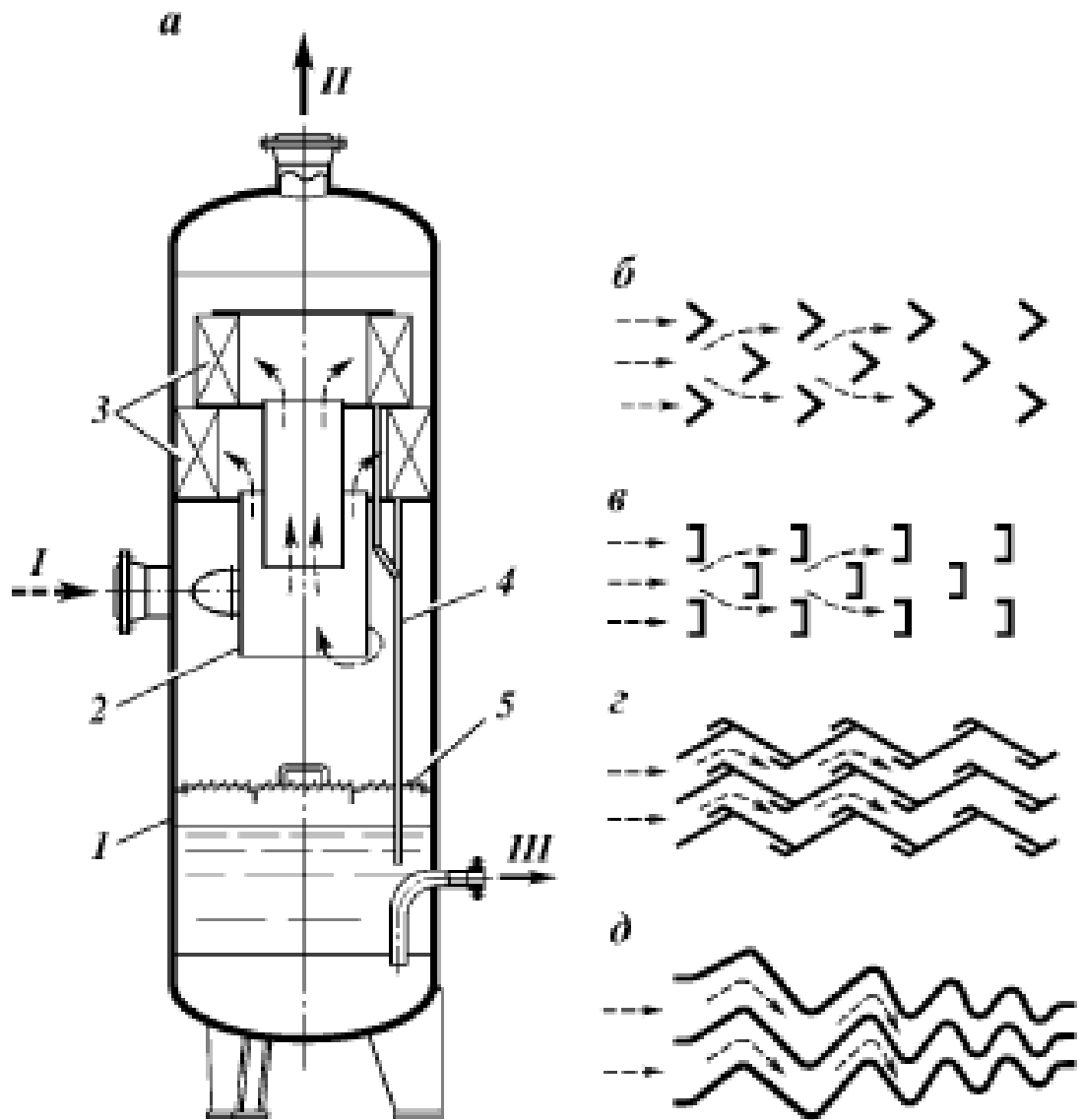


Рис. 4 Инерционный газосепаратор

## **ГЛАВА III. ТУРБОДЕТАНДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ**

### **3.1. Особенности конструкций основных узлов и систем утилизационных турбодетандерных установок**

Конструкции УТДУ и устройство систем, обеспечивающих их работоспособность, определяются в основном значением мощности и требованиями к выходным параметрам. В целом, несмотря на одинаковое назначение установок, выполнение их отдельных элементов достаточно разнообразно и во многом связано с направленностью и конструкторским опытом фирм-разработчиков.

Далее рассмотрены наиболее характерные особенности конструкций и систем некоторых турбодетандерных установок России и Украины. Сведения по установкам стран дальнего зарубежья весьма ограничены и практически не выходят за рамки технологических схем установок.

### **3.2. Турбодетандерные установки АО "КРИОКОР"**

Разработанные установки предназначены для использования на различных объектах современной энергетики - на газораспределительных и компрессорных станциях, на газораспределительных пунктах ТЭЦ, в энергоутилизационных и энергокриогенных комплексах. Диапазон мощностей установок составляет 1,2-15 *MВт*, и, естественно, весьма различны величины расходов, давлений и температур газовых потоков.

Создание эффективных и надежных турбодетандерных установок в подобных условиях требует определения достаточно оптимальных конструкций их отдельных элементов и систем, в некоторой степени их унификации на основе принципиального подхода к тем или иным конструкторским решениям и их проверки в эксплуатации.

Практически это приводит к типоразмерному ряду основных составляющих оборудования установок в заданном диапазоне мощностей. Для установок АО "Криокор" такими характерными составляющими оборудования являются:

- турбодетандеры осевого типа (при необходимости с поворотными лопатками сопловых аппаратов);
- редукторы;
- электрогенераторы (при значительной мощности с замкнутым циклом охлаждения);
- подогреватели газа перед турбодетандерами;
- регенераторы в энергоутилизационных комплексах;
- утилизационные теплообменники в энергоутилизационных комплексах;
- системы смазки подшипников циркуляционного типа;
- системы суфлирования полостей корпусов турбодетандера;
- системы автоматического управления, регулирования и защиты на базе электропневмогидравлических схем с использованием современной микропроцессорной техники;
- байпасные газовые магистрали в системах защиты.

Ознакомление с приведенными агрегатами и системами в рамках настоящей книги целесообразно провести на примере детандер-генераторного агрегата ДГА-5000, давно находящегося в эксплуатации.

### **3.3. Детандер-генераторный агрегат ДГА-5000**

ДГА-5000 предназначен для использования на ГРП мощной ТЭЦ в качестве источника электроэнергии мощностью 5000 кВт с напряжением на клеммах генератора 10 500 или 6300 В, с частотой переменного тока 50 Гц для работы параллельно с сетью неограниченной мощности, а также - для выработки холода, используемого в воздухоразделительных установках. Агрегат выпускается в климатическом исполнении УХЛ категории "4".

Природный газ для работы ДГА-5000 не должен содержать жидких включений (и конденсата), щелочных металлов, хлоридов и ванадия; содер-



жание сероводорода (по массе) допускается не более  $2,0 \cdot 10^{-5}$  % и размер механических частиц - не более  $4,0 \cdot 10^{-5}$  м (40 мкм).

### ***Основные параметры газового потока: в условиях ТЭЦ***

Расход газа через агрегат, кг/с..... 22-38

Давление газа, МПа:

- на входе..... 0,6-1,1

- на выходе..... 0,07-0,15

Температура газа, °С:

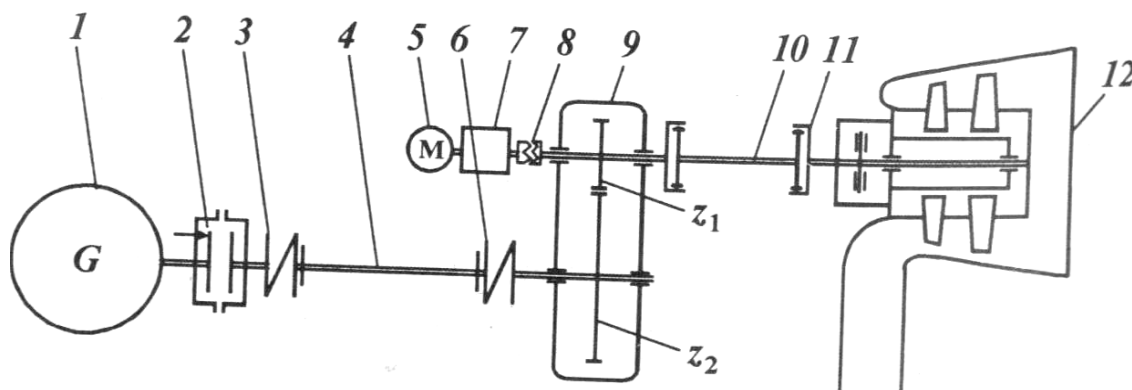
- на входе в турбодетандер ..... 60-80

- на выходе из турбодетандера..... - не ниже минус 20

Для привода электрического генератора применен осевой двухступенчатый турбодетандер с частотой вращения 9600 об/мин. Генератор Т-6-2РТЗ.1 синхронный двухполюсный, трехфазного тока предназначен для продолжительной работы во взрывобезопасной среде, не содержащей токопроводящей пыли, газов и паров масла в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Система возбуждения - бесщеточная; генератор включает синхронный возбудитель диодным вращающимся выпрямителем. Частота вращения ротора генератора 3000 об/мин. КПД генератора при номинальной нагрузке - не менее 0,973 . Система охлаждения генератора - замкнутая; сам генератор охлаждается воздухом, а последний - циркуляционной водой низкопотенциальной части ТЭЦ Расход воды - 5500 л/ч, температура воды 1-33 °С.

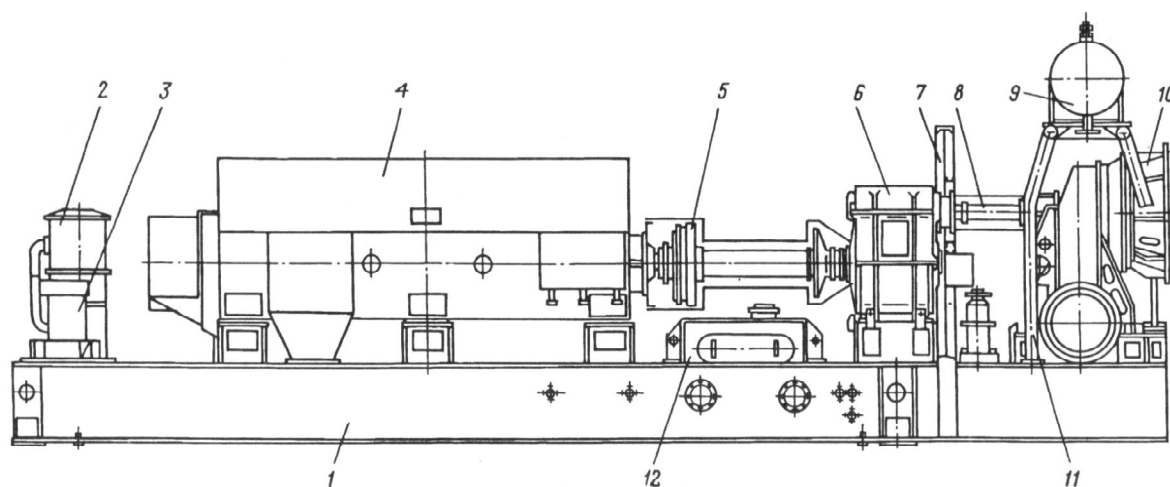
На рис. 3.1 приведена кинематическая схема ДГА-5000, а на рис. 3.2 - компоновка агрегата на раме (без подводящих и отводящих трубопроводов и внешней запорно-регулирующей арматуры). Основные агрегаты ДГА смонтированы на единой раме 1, представляющей собой жесткую сварную конструкцию из стандартного проката. В отличие от рис.1 здесь еще показаны: маслобак 12, аккумулятор масла 9, служащий для создания давления масла в полости уплотнения турбодетандера, маслоохладитель 2, обеспечивающий охлаж-

дение масла жидкостью из внешней системы, и газоплотная перегородка (стенка) 7, отделяющая отсек размещения турбодетандера от отсека электрогенератора. Размещается оборудование в стационарном здании ТЭЦ.



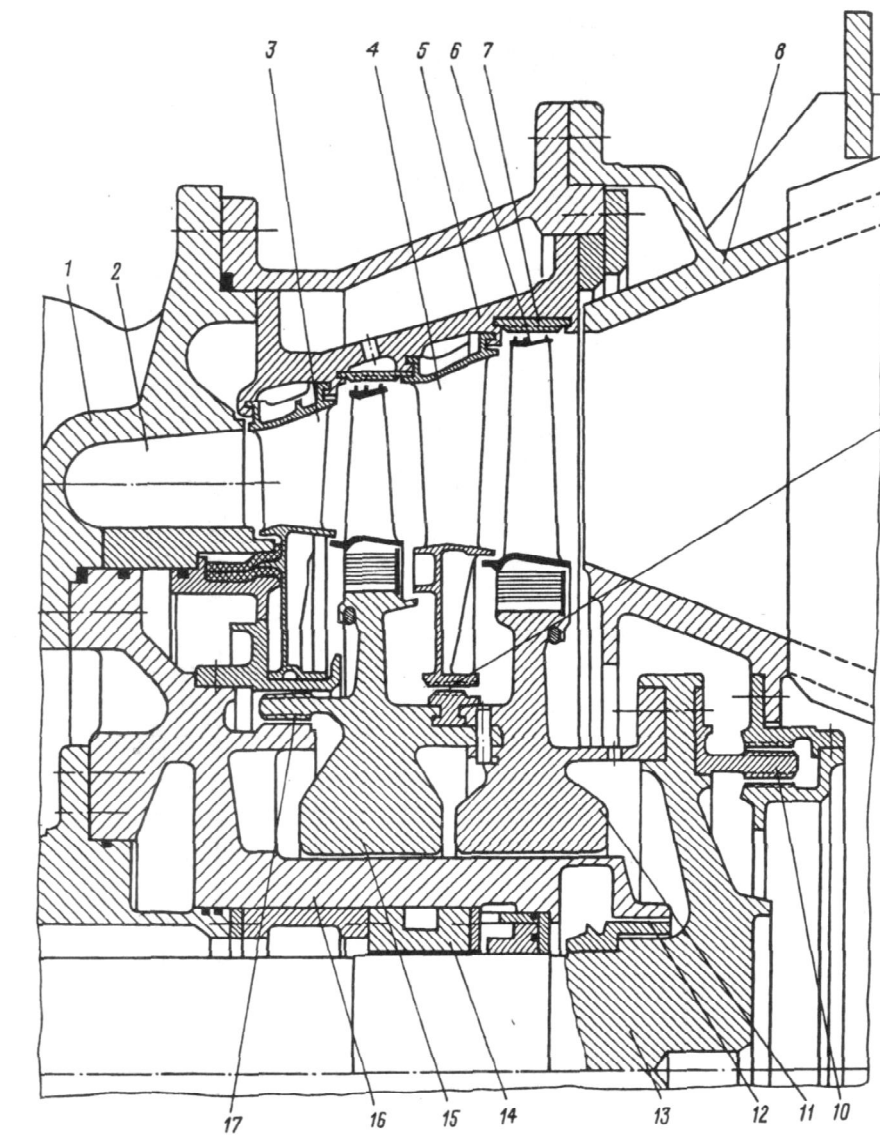
**Рис. 3.1. Кинематическая схема детандр-генераторного агрегата ДГА-5000**

1 - генератор; 2 - фрикционная муфта; 3, 6 - упорные муфты; 4, 10 - рессоры; 5 - электродвигатель; 7 - валоповоротный редуктор, 9 - редуктор; 11 - шлицевая муфта; 12 - турбодетандер



**Рис. 3.2. Компонировка на раме основных агрегатов ДГА-5000:**

1 - рама; 2 - маслоохладитель; 3 - электронасосы; 4 - электрогенератор; 5 - фрикционная муфта; 6 - редуктор; 7 - стенка здания; 8 - рессора; 9 - аккумулятор масла; 10 - турбодетандер; 11 - стойка; 12 - маслобак



**Рис. 3.3. Продольный разрез турбодетандера ДГА-5000 (без левой опоры)**

Продольный разрез турбодетандера ДГА-5000 приведен на рис. 3.3. (без левой опоры ротора). Выполнение и компоновка основных элементов статора и ротора турбодетандера соответствуют современным конструкторским тенденциям, характерным для газовых турбин судовых и авиационных газотурбинных установок.

Основной особенностью компоновки является взаимное размещение элементов корпуса и ротора, обеспечивающее максимальное уменьшение продольных размеров агрегата; этому же отвечает повышенная величина угла раскрытия проточной части ( $\alpha = 40^\circ$ ). Относительные размеры лопаточных аппаратов свидетельствуют о хорошей отработке проточной части для получения высокого КПД. Отчетливо проявляется стремление разработчиков к мак-

симальному уменьшению протечек газа и масла. Для разработанного агрегата представляется целесообразным использование опорных и упорного подшипников гидродинамического типа.

Силовой корпус 1 (см. рис. 3.3) турбодетандера включает входную улитку 2, к которой по внутреннему диаметру крепятся корпуса задней и передней опор ротора, а по наружному диаметру - корпус сопловых аппаратов 5 и выходного устройства 8. Улитка 2 и корпуса 5, 8 выполнены литыми из стали, остальные детали - цельноточенные стальные оболочки.

Наружная и внутренняя конические оболочки выходного устройства 8 по всей длине имеют кольцевые проточки (не указаны на рисунке) для снижения потерь давления газа на выходе из турбодетандера. Лабиринтная обойма 10 на внутренней оболочке служит для создания разгрузочной полости турбодетандера.

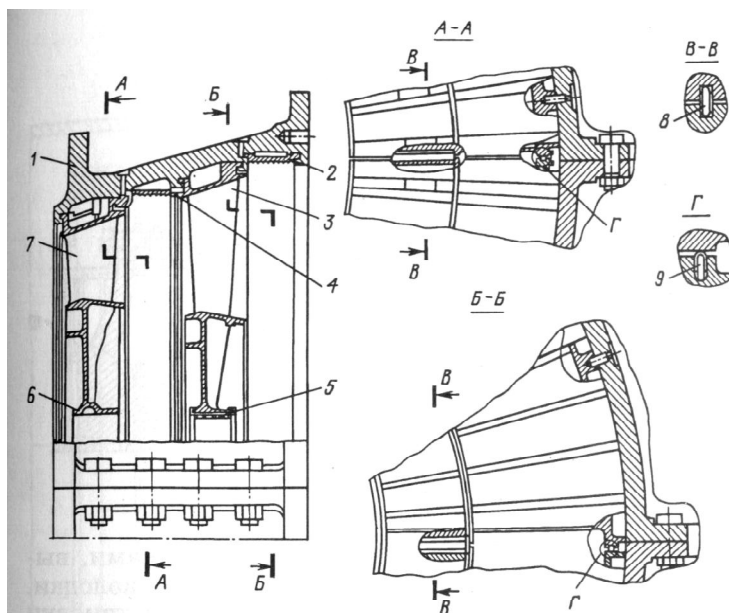
Сопловые аппараты первой и второй ступеней состоят из пакетов лопаток 3 и 4, зафиксированных специальными зацепами и штифтами в корпусе 5 (см. рис. 3.3). Пакеты сопловых лопаток (по 3-5 шт.) набираются по расточкам этого корпуса с зазорами и уплотняются специальными элементами. По внутреннему диаметру лопатки первой ступени завальцованы лентой, а лопатки второй ступени - сотовым уплотнением 9. Над каждым рядом рабочих лопаток по внутреннему диаметру корпуса 5 размещены вставки 7, которые совместно с гребнями на бандаже 6 уплотняют периферию рабочих лопаток.

Ротор турбодетандера включает диски 15 и 11 соответственно первой и второй ступеней с рабочими лопатками и вал 13: Диски соединены между собой радиальными штифтами, а с валом - призонными болтами. Маслоотражатель на втулке уплотнения 12 препятствует утечке масла с подшипниковых опор ротора. В дисках выполнены осевые пазы для установки рабочих лопаток с елочными хвостовиками. Для предотвращения осевого смещения лопатки стопорятся специальными сегментами. Все лопатки на периферийной части имеют бандажные полки с гребешками, которые со вставками сопловых аппаратов образуют соответствующие уплотнения. В пакете лопаток соплового аппарата первой ступени выполнено отверстие для визуального осмотра лопа-

ток первой ступени ротора с помощью эндоскопа. В корпусе 16 задней опоры (см. рис. 3.3) располагается вкладыш 14 опорного подшипника скольжения. Ротор имеет концевые уплотнения 10 и 17, препятствующие выходу газа из проточной части.

На рис. 3.4 показаны сопловые аппараты турбодетандера, установленные во внутреннем корпусе, имеющем горизонтальный разъем.

На рис.3.5 изображена конструкция ротора турбодетандера в сборе. Вал 1 ротора выполнен как одно целое с коническим диском, к которому с помощью болтов крепятся лабиринтовая вставка 9 и диск второй ступени, к которому, в свою очередь, с помощью радиальных штифтов 8 крепится диск 2 первой ступени. Рабочие лопатки 4 и 6 крепятся к дискам хвостовиками 3 и 7. Между дисками устанавливаются сегменты 5 уплотнения соплового аппарата второй ступени. К валу 1 крепится втулка 10 с маслоотражателем. На рис. 6 изображена левая опора ротора турбодетандера ДГА-5000.



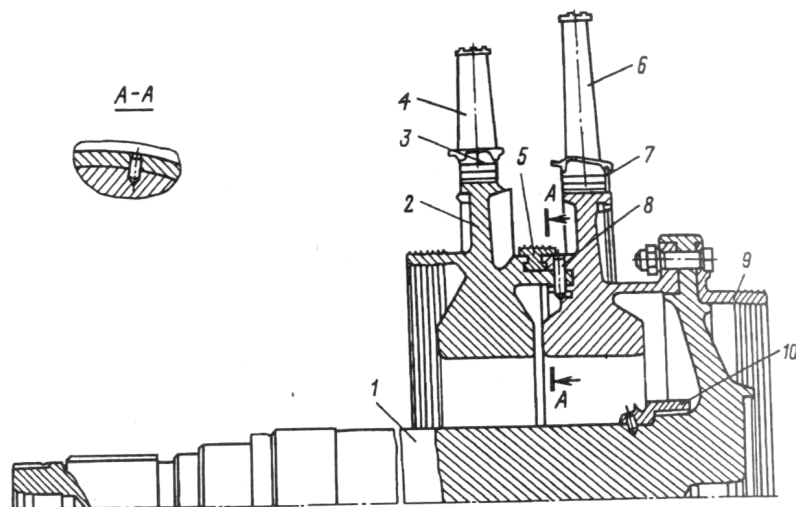
**Рис. 3.4. Сопловые аппараты турбодетандера:**

1 - корпус; 2,4- уплотняющие вставки; 3 - пакет сопловых лопаток 2-й ступени; 5 - уплотнение сотовое; 6 - лента; 7 - пакет лопаток 1-й ступени; 8, 9 - уплотнительный элемент

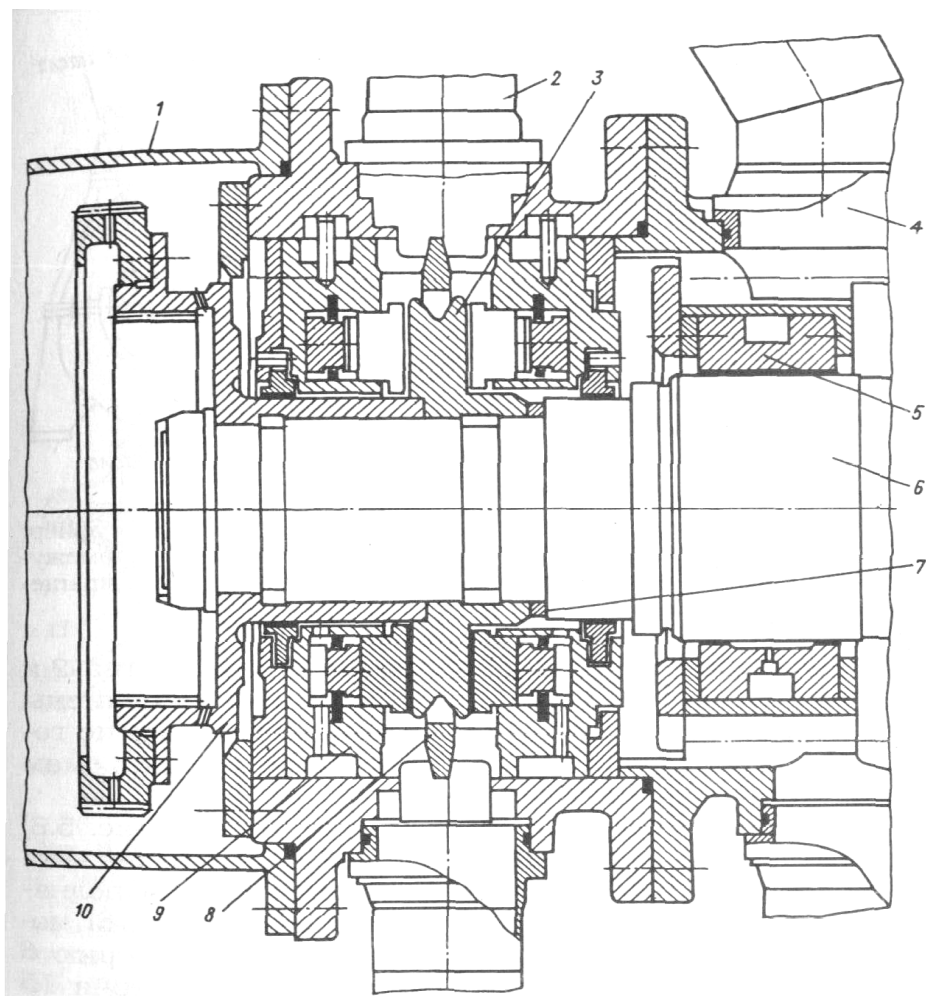
В корпусе передней опоры размещен передний опорный подшипник скольжения 5. Корпус передней опоры соединен с корпусом 9 упорного вкладыша, служащего для осевой фиксации и восприятия осевых нагрузок ротора 6 турбодетандера. Упорный вкладыш представляет собой двухсторонний пятиколодочный упорный подшипник с устройствами, выравнивающими осевые усилия на упорные колодки. Регулировочные кольца 7 и 8 служат для установки монтажного осевого разбега между колодками упорного вкладыша и торцовыми поверхностями упорного гребня 3. В корпусах опор и упорного вкладыша имеются каналы для подвода масла, полости уплотнения "масло - газ" и каналы отвода газа из полостей уплотнений.

На корпусе передней опоры установлен патрубок суфлирования 4, а на корпусе упорного вкладыша - патрубок суфлера 2 для предотвращения выброса масла.

На полумуфте 10 установлен индикатор частоты вращения ротора, а на кожухе I рессоры - преобразователь частоты вращения. Для смазки шлицевого соединения полумуфт рессоры установлен спрейер. Редуктор ДГА-5000 - простого типа, одноступенчатый цилиндрический, с косозубым зацеплением. Передаточное число 3,2; КПД - не менее 0,98.



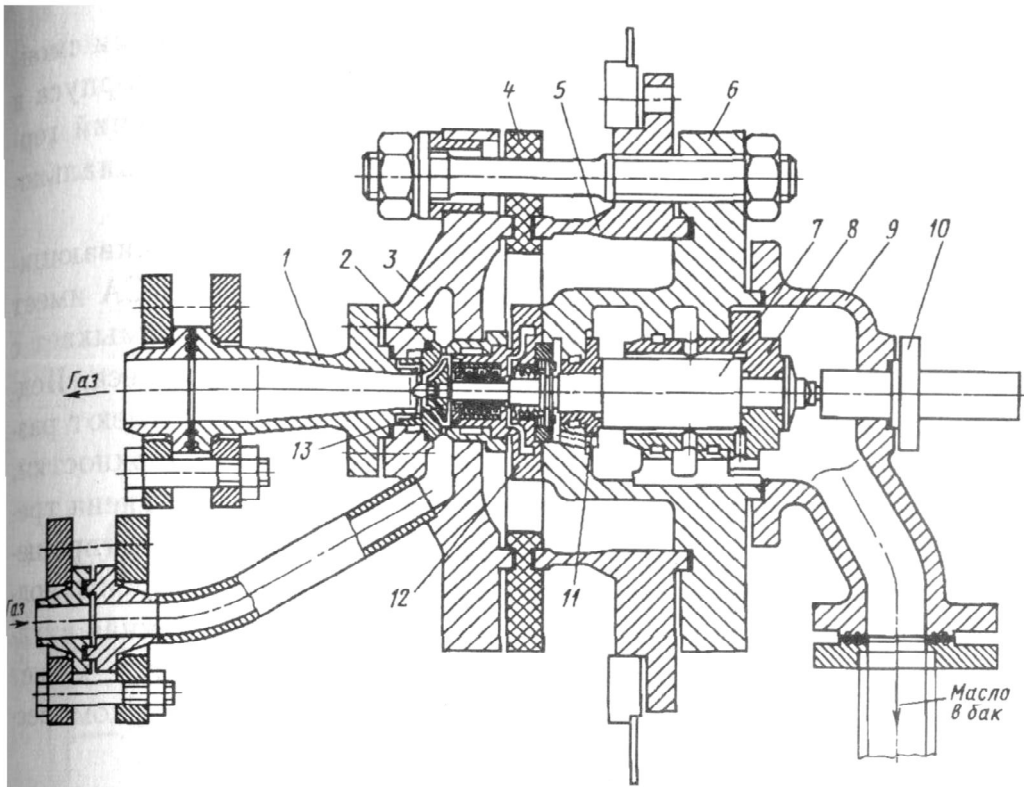
**Рис. 3.5. Ротор турбодетандера ДГА-5000**



**Рис. 3.6. Левая опора ротора турбодетандера ДГА-5000**

На рис 3.7 показан продольный разрез воздушного ТД среднего давления РТ-1,3/40. Он предназначен для воздухо-Разделительной установки и состоит из одноступенчатого ТД, Холодная часть которого заключена в теплоизоляционный кожух, и агрегата смазки.

ТД состоит из корпуса, СА, ротора, узла уплотнений и узла подшипников с тормозом. Энергия, развиваемая ТД, переходит Теплоту трения в подшипниках и в цилиндрическом масляном



**Рис. 3.7. Воздушный реактивный турбодетандер  
среднего давления:**

1 - выходной диффузор; 2 - СА; 3 - корпус; 4, 5 - фланцы; 6 - стойка подшипников; 7- ротор; 8, 11 - подшипники; 9- крышка; 10 - датчики частоты вращения; 12- узел уплотнения; 13 - рабочее колесо тормозе.

Эта теплота передается маслу и затем отводится водой в маслоохладителе. Тормоз расположен в средней части вала между опорами. При работе ТД на Расчетном режиме масло в тормозную втулку не подается, энергия расходуется только на трение в подшипниках. При работе ТД на форсированных жимах (пусковой или жидкостной режимы установки) дополнительная мощность снимается в масляном тормозе. Мощность, Расходуемую на нагрев масла в тормозе, и соответственно частоту вращения ротора регулируют изменением количества масла подаваемого в тормоз.

СА, ротор, узел уплотнения и подшипники смонтированы в стойке, которая присоединена к корпусу ТД через текстолитовую проставку и промежуточную втулку с фланцем. Корпус через фланец промежуточной втулки герметично прикреплен к теплоизоляционному кожуху. Стойка подшипников со



всеми смонтированными на ней узлами легко отсоединяется от корпуса и может быть снята для осмотра и ремонта без нарушений герметичности кожуха. Рабочее колесо полуоткрытое радиально-осевого типа закреплено на консоли вала.

СА имеет крыловидные лопатки, образующиеся сопла прямоугольного сечения. Покрывная щека СА форму внешнего обвода лопаток рабочего колеса и замыкает небольшим зазором (0,15-0,3 мм) каналы рабочего колеса. Подшипники выполнены из антифрикционной бронзы и имеют удельную подачу масла к радиальным и торцевым поверхностям

Внутренняя полость ТД в месте выхода вала уплотнена томя "плавающими" графитовыми кольцами. Для предотвращения попадания масла на графитовые кольца со стороны подшипников на валу расположена латунная маслоотбойная втулка. Воздух, прошедший через графитовые уплотнения, может быть отведен в атмосферу или во всасывающую линию компрессора.

Снабжение ТД маслом осуществляется агрегатом, расположенным отдельно от ТД. Масло из маслобака через приемный фильтр засасывается погружным шестеренным насосом и, пройдя фильтр тонкой очистки, поступает в кожухотрубный охладитель, где охлаждается водой. Затем масло через распределительный коллектор подается к подшипникам и масляному тормозу. Регулирование давления масла перед коллектором осуществляется сбросным клапаном. Горячее масло из машины самотеком сливается в маслобак.

Для предотвращения аварии в случае недопустимого падения давления масла ТД снабжен отсечным клапаном, установленным на линии подачи воздуха в ТД. Отсечной клапан закрывается с помощью пружины, а открывается сжатым воздухом, поступающим из регулировочного клапана, который связан с маслосистемой.

#### **3.4. Низкотемпературные турбодетандерные агрегаты (НТДА)**

Основным способом подготовки газа на газоконденсатных месторождениях является низкотемпературная сепарация, существенным фактором которой является повышение технического уровня промыслов путем применения

автоматизированных установок комплексной подготовки газа с использованием в технологии турбодетандерных агрегатов. (рис.2.7)

НТДА предназначены для получения глубокого холода в установках подготовки и переработки природного газа, обеспечивая перепад температур до 55 °С. В соответствии с температурой на выходе из агрегата ТДА могут применяться:

- для охлаждения природного газа (минус 2 °С)
- для извлечения газового конденсата (до минус 30 °С)
- для получения пропан-бутановой фракции (до минус 80 °С)

В зависимости от состава природного газа использование НТДА позволяет извлекать целевые компоненты, в том числе:

- метановую фракцию;
- этановую фракцию;
- пропан-бутановую фракцию;

ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов);

- бензин газовый стабильный;
- нормальный бутан;
- изобутан;
- изопентан;
- нормальный пентан;
- пентан-гексановую фракцию.

В ОАО «Турбогаз» разработаны и выпускаются турбодетандерные агрегаты производительностью от 0,5 до 10,0 млн. м<sup>3</sup>/сут при давлении газа до 13,0 МПа, рассчитанные для широкого диапазона составов газа (в том числе сероводородосодержащих) и работы на месторождениях с конденсатным фактором до 300 г/нм<sup>3</sup>.

Оперативно производится корректировка характеристик агрегата при смешении потоков из разных месторождений, имеющих различные характеристики газовых конденсатов и их фракций.

При разработке каждой новой конструкции используются последние достижения науки и техники, самые современные технологии и новые мате-

риалы, позволяющие надежно работать в любых климатических условиях от арктических до южных широт. Так в конструкции ТДА при участии французской фирмы S2M (предприятие магнитной механики) применен магнитный подвес ротора, что позволило отказаться от системы смазки подшипников.

Результаты промышленной эксплуатации подтверждают эффективность использования ТДА, а также возможность их применения для подготовки природного газа, на газоконденсатных месторождениях с различными газоконденсатными характеристиками и находящимся на разных стадиях эксплуатации, в частности на стадии падающей добычи.

Все типы промысловых ТДА в зависимости от своего назначения работают с определенным перепадом температур по охлаждаемому газовому потоку. Учитывая, что этот параметр является определяющим при проектировании, ОАО «Турбогаз» разрабатывает и изготавливает агрегаты индивидуально под конкретно заданные параметры той или иной технологии с учетом климатических условий эксплуатации.

### **3.5. Технологическая схема переработки сероводородо-содержащего газа**

При переработке сероводородо-содержащего газа с извлечением сжиженного газа при системном подходе - наиболее целесообразной является схема с установкой получения пропан-бутановых смесей (ПБС). Продукция месторождения из скважин поступает в блок разделения фаз, где разделяется на газ, газовый конденсат и водную фазу.

Газ поступает на установку НТС (конденсации), дросселируется и охлаждается до температуры, обеспечивающей 70-80%-ное извлечение углеводородного конденсата. В качестве ингибитора гидратообразования используется ДЭГ, который можно после обработки регенерировать.

После установки НТС газ, освобожденный от воды, газового конденсата и частично сернистых компонентов, при тех же температуре и давлении поступает в установку цеолитовой сероочистки. В процессе цеолитовой сероочистки газ освобождается от сероводорода, остатков воды и поступает для дальнейшего охлаждения на установку получения ПБС с целью выделения из углеводородного конденсата сжиженного газа.

Детальное экономическое исследование не отдельных процессов, а всей технологической схемы в целом позволяет из альтернативных схем выбрать наиболее рациональную. При этом необходимо обратить внимание на то, что при таком подходе система разработки месторождения не является целиком определяющей технологию подготовки добываемого сырья.

Ведущее значение приобретает скорее УКПГ, где получается конечный результат функционирования комплекса. В этом случае возникает проблема" создания новых технологий разработки для месторождений разных типов. Вместе с тем и технология УКПГ должна учитывать особенности разработки месторождения, именно это и означает согласование технологических схем элементов комплекса.

Таким образом, системный подход при дообустройстве месторождения, заключающийся в рассмотрении всего объекта и составляющих его элементов

в развитии, взаимовлиянии и единстве, позволяет выбрать наиболее рациональную технологическую схему не только отдельных элементов, но и всего объекта в целом.

Анализ теоретических подходов и экспериментальных данных свидетельствует об изученности к настоящему времени лишь отдельных элементов единой системы ГКМ.

На основании изложенного автор работы пришел к выводу о необходимости построения модели процесса НТС газа с эффективным регулированием тепловых нагрузок по ступеням теплообмена и на ее базе раскрыть закономерности и сущность влияния изменяющихся условий, а также научно обосновать метод оценки эффективности процесса НТС.

Одним из основных критериев эффективности процесса НТС является степень извлечения жидких углеводородов из газа, которая зависит от таких технологических параметров работы, как давление, температура, состав газа, количество ступеней сепарации, эффективность сепарационного оборудования и т.д.

### 3.6. Порядок термогазодинамического расчета

#### турбодетандера

#### 1. Технические условия

Начальное давление  $P_0, \text{Мн/м}^2$ .

Конечное давление  $P_0, \text{Мн/м}^2$ .

Начальная температура  $T_0, ^\circ \text{К}$ .

Расход воздуха (азота)  $m, (\text{кг/сек})$ .

Газовая постоянная  $R, (\text{ж/кг. град})$ .

#### 2. Исходные данные для расчета

- 1) Угол потока на выходе из направляющего аппарата  $\alpha_1 = 12^\circ$ .
- 2) Угол потока на выходе из колеса  $\alpha_2 = 90^\circ$ .
- 3) Угол лопатки на входе из колеса  $\beta_1 = 90^\circ$ .
- 4) Угол лопатки на выходе из колеса  $\beta_2 = 32^\circ$ .
- 5) Скоростной коэффициент направляющего аппарата  $\varphi = 0,86$ .
- 6) Скоростной коэффициент рабочего колеса  $\psi = 0,83$ .
- 7) Тип рабочего колеса односторонний, радиально-осевой.
- 8) Приведенный диаметр колеса  $d_2 = 0,36$ .
- 9) Коэффициент стеснения воронки колеса
- 10) Коэффициент стеснения сечения на входе колес  $\tau_1 = 0,85$ , на выходе  $\tau_2 = 0,85$ .
- 11) Адиабатический к.п.д.  $-\eta_{ад}$  (ориентировочно  $\eta_{ад} = 0,7$ ).
- 12) Коэффициент возврата потери теплоперепада в направляющем аппарате  $\alpha_c = 0,05$  (предварительно)

#### 3. Определение параметров состояния воздуха размеров и числа оборотов турбодетандера.

1. Степень расширения  $\bar{P}_k = \frac{P_k}{P_0}$ .

2. Коэффициент условной изоэнтروпийной скорости  $\lambda_{kt}(n_0 \bar{P}_k)$ .
3. Условная приведенная
4. Условная приведенная температура
5. Приведенная температура на выходе для идеального газа  $T(\lambda_k)$
6. Приведенная плотность на выходе  $\bar{\rho}_k = \frac{\bar{P}_k}{T(\lambda_k)}$ .
7. Среднее значение коэффициента сжимаемости при  $S_0 = \text{const}$   
(по  $Z - p$  диаграмме)
8. Критическая скорость  $a_{кр} = 18.3 \sqrt{ZT}$  м/сек.
9. Начальная плотность воздуха  $\rho_0 = \frac{P_0}{Z R T_0}$  кг/м<sup>3</sup>  $R = 287$  Дж/кг\*град).
10. Отношение скоростей  $\frac{U_1}{C_1} = \cos \alpha_1$ .
11. Отношение скоростей  $\frac{\omega_1}{U_1} = \text{tg} \alpha_1$ .
11. Расчетный параметр  $a$ :  $a = \bar{d}_2^2 \left( \frac{1}{\psi^2 \cos^2 \beta_2} - 1 \right) - \text{tg}^2 \alpha$ .
12. Приведенная окружная скорость колеса  
$$\bar{U}_1^2 = \frac{\varphi^2 \cos^2 \alpha_1 \cdot 1 + \alpha_c}{1 + \varphi^2 \cos^2 \alpha_1 (1 + a)}$$
13. Степень реактивности  $\rho = \bar{U}_1^2 (1 + a)$ .
14. Коэффициент изоэнтропийной скорости истечения газа из направляющего аппарата.  $\lambda_{1t} = \sqrt{1 - \rho_T + \alpha_1} \cdot \lambda_{2t}$ .
15. Коэффициент действительной скорости истечения газа из направляющего аппарата  $\lambda_1 = \varphi \cdot \lambda_{1t}$ .
16. Приведенное давление на выходе из направляющего аппарата
17. приведенная температура на выходе из направляющего аппарата  
 $\bar{T}(\lambda_1)$  и  $\bar{T}(\lambda_{1t})$ .
18. Коэффициент потери тепло перепада  $\alpha_c = \rho_T \left[ 1 - \frac{\bar{T}(\lambda_{1t})}{\bar{T}(\lambda_1)} \right]$ .

Если значения  $\alpha_c$  незначительно отличается от заданного, то можно продолжать. В противном случае производится пересчет.

20. Приведенная плотность воздуха на выходе из направляющего аппарата.

$$\rho_1 = \frac{\bar{P}}{\bar{T}(\lambda_1)}.$$

$$21. \bar{C}_b = \frac{n_k \operatorname{tg} \beta_2 \cdot \tau_2}{2\tau_1} \cdot \frac{1 - \xi_{bm}^2}{1 + \xi_{bm}^2}.$$

22. Относительная расчетная ширина колеса на выходе

$$\bar{b}_1 = \frac{\bar{d}_2^3 \cdot \bar{U}_1}{\varphi \sqrt{1 - \rho_t + \alpha_c} \cdot \sin \alpha_1} \cdot \frac{\bar{\rho}_k}{\rho_1} \cdot C_b.$$

23. Параметры состояния газа на выходе из направляющего аппарата: давление

$$P_1 = \bar{P}_1 \cdot P_0 \text{ мН/м}^2 \text{ температура}$$

$$T_{1ag} = \bar{T}(\lambda_1) T_0, \text{ } ^\circ \text{K}, \text{ плотность } \rho_1 = \bar{\rho}_1 \cdot \rho_0, \text{ кг/м}^3.$$

24. Скорость истечения воздуха из направляющего  $C_1 = \lambda_1 \cdot a_{kp}$ .

25. Окружная скорость колеса  $U_1 = \bar{U}_1 \lambda_{kt} \cdot a_{kp}$  м.

26. Диаметр рабочего колеса  $d_1 = \sqrt{\frac{m \cdot 10^6}{\pi \cdot \bar{b}_1 \cdot \tau_1 \cdot \rho_1 \cdot c_1 \sin \alpha_1}}$ , м.

27. Расчетная ширина колеса на выходе  $b_1 = \bar{b}_1 \cdot d_1$ .

28. Число оборотов  $n = \frac{60 U_1}{\pi d_1}$ .

29. Выходной диаметр средняя  $d_2 = \bar{d}_2 \cdot d_1$ .

30. Отношение диаметров  $k_0 = \frac{d_0}{d_2} = \sqrt{\frac{2}{1 + \xi_{bm}^2}}$ .

31. Диаметр воронки колеса  $d_0 = k_0 \cdot d_2$ .

32. Диаметр ступицы.  $d_{bm} = \xi_{bm} \cdot d_0$  мм.



**Определение расчетного адиабатического к.п.д.,  
холодопроизводительности мощности турбодетандера.**

1. Гидравлический к.п.д.  $\eta_2 = 2 \cdot \varphi \cdot \cos \alpha_1 \cdot \bar{U}_1 \sqrt{1 - \rho_r + \alpha_c}$  .

2. Динамическая вязкость воздуха (азота) при  $T_1$ .

3. Число Рейнольдса  $Re = \frac{U_1 \cdot d_1 \cdot \rho_1}{\mu_1}$  .

4. Коэффициент дисковых потерь  $\beta_{t,g} = \frac{8,9 K_{TP}}{Re^{0,2}}$  ( $K_{TP}=4$ ).

4. Поправочный коэффициент  $C_{T,g} = \frac{2\beta_{TP} \cdot 10^{-3}}{\pi \tau_1}$  .

5. Относительная потеря холода от трения дисков

$$\Delta \eta_{Tg} = \frac{C_{ту}}{C_{в}} \cdot \frac{\bar{U}_1^2}{\bar{d}_2^3} \cdot \frac{\bar{\rho}_1}{\rho_k}$$

6. Изэнтропийный тепло перепад  $\bar{\eta}_t = ZT_0 [1 - \bar{T}(\lambda_{kt})]$ , кДж/кг.

7. Расчетный адиабатический к.п.д. Дальнейший расчет по  $\eta_{ag} = 0,72$ .

9. Действительный теплоперепад в турбодетандере (удельная холодопроизводительность) :  $h = \eta_{ад} \cdot h_1$  кДж/кг

10. Холодопроизводительность турбодетандера:

$$Q = 3600 \cdot m \cdot h \text{ кДж/ч}$$

11. Мощность на валу турбодетандера (без учёта внешних потерь):

$$N = m \cdot h \text{ кВт}$$

## Термогазодинамический расчет одноступенчатого турбодетандера

Термогазодинамический расчет включает определение параметров состояния газа на выходе из соплового аппарата и из турбодетандера, определение коэффициентов скорости.

Предполагаются известными  $P_0$ ,  $T_0$ ,  $P_k$ ,  $\rho_T = \frac{h_{tk}}{h_t}$  или  $\beta_T = \frac{h_{tc}}{h_t}$ ,  $\eta_{ag}$  и  $\varphi$ .

Действительный процесс расширения в направляющем аппарате заменяется двумя процессами: S-T-диаграмме. Изэнтропийным 0- $\Gamma_t$  и изоэнтальпийным  $\Gamma_t$ -I.

Аналогично действительный процесс расширения в турбодетандере заменяется двумя процессами: 0- $K_t$  и  $K_t$ -K. Это позволяет определять основные параметры состояния, используя газодинамические функции.

Коэффициент действительной функции скорости истечения из направляющего аппарата  $\lambda_1 = \varphi(\lambda_{1t})$ ,

Приведенная температура в т.  $\Gamma$  и  $\Gamma_t$ :

$$\bar{T}_{1t} = \bar{T}_\Gamma = \bar{T}(\lambda_1) = \bar{T}(\varphi\lambda_{1t}).$$

Приведенность газа в т. I:

$$P_{1t} \cdot V_{1t} \approx P_1 V_1.$$
$$\bar{\rho}_1 = \frac{Z_0}{Z_{1t}} \cdot \frac{\bar{P}_1}{\bar{T}_{1t}} = \frac{Z_0}{Z_{1t}} \cdot \frac{\bar{P}(\lambda_{1t})}{\bar{T}(\varphi\lambda_{1t})},$$

$$\text{при } Z_{1t} = Z_0 = Z_{cp}.$$

$$\bar{\rho}_1 = \frac{\bar{P}(\lambda_{1t})}{\bar{T}(\varphi\lambda_{1t})}.$$

Коэффициент возврата тепло перепада для турбодетандеров низкого давления может не учитываться ввиду малости значения.

Параметры газа в конце процесса расширения определяется аналогично.

Процесс расширения  $P_K = \frac{P_\lambda}{P_0}$ , с помощью таблиц находим коэффициент

условной изоэнтروпийной скорости  $\lambda_{kt} = \frac{C_0}{a_{np}}$ ,

соответствующим процессам I-K и I-K't :

$$\lambda_K = \lambda'_{kt} = \sqrt{\eta_{ag}} \cdot \lambda_{kt}$$

Приведенная температура:  $\bar{T}_K = T'_{kt} = \bar{T}(\lambda_K)$ .

Приведенная плотность газа в т. К  $\bar{\rho}_K = \frac{\bar{P}_K}{\bar{T}(\lambda_K)}$ .

### **Термогазодинамический расчёт одноступенчатого турбодетандера реактивного типа**

Данные технического задания:

Начальное давление  $p_n = 4$  МПа; начальная температура  $T_n = 1700$  К; конечное давление  $p_k = 0,6$  МПа; расход газа  $m = 0,3$  кг/с;  $k = 1,4$  и  $R = 287$  к Дж / кг К ; род газа – воздух.

Исходные данные :

Тип колеса – радиально - осевое, полуоткрытое

Угол наклона лопатки колеса на входе  $\beta_1 = 90^0$ ; на выходе  $\beta_2 = 38^0$

Угол наклона сопла в СА  $\alpha_c = 14,9^0$

Угол потока на выходе из рабочего колеса  $\alpha_2 = 90^0$

Приведённый диаметр колеса  $d = 0,42$

Втулочное отношение  $\xi_{BT} = 0,4$

Средний коэффициент сжимаемости в процессе изоэнтропного расширения  $z_0 = 0,87$

Отношение скоростных коэффициентов колеса и СА  $K_3 = 0,9$

сокращаемое число сопел СА  $z_\xi = 0$

Поправочный коэффициент, учитывающий трение дисков  $K_{ТД} = 1,7$

Отношение чисел лопаток на входе в рабочее колесо и на выходе

$$k_2 = z_1/z_2 = 1$$

Коэффициент расхода щели между полуоткрытым колесом и корпусом

$$\mu_{щ} = 0,4$$

относительный минимальный зазор между колесом и корпусом для полуоткрытого колеса  $\Delta_2 = \Delta_2/d_0 = 0,015$

число сторон колеса  $n_{кол} = 1$

относительная толщина лопатки на входе колеса  $\delta_1 = 0,03$ , на выходе

$$\delta_2 = 0,6\delta_1 = 0,018$$

относительный диаметр фрезы  $d_\phi = 0,05$

средняя абсолютная высота микронеровностей  $R_z = 6.3 \cdot 10^{-6}$

Первое приближение уточняемых величин: скоростной коэффициент СА  $\varphi = 0,9$ , угол поворота которого в косом срезе СА  $\delta = 1^\circ$ , коэффициент возврата работы  $\alpha_A = 0,03$

### Расчёт:

Приведённое конечное давление  $p_k = p_k/p_H = 0,6/4 = 0,15$

Коэффициент условной изоэнтропной скорости  $\lambda_{кс} = \lambda(p_k) = \lambda(0,15) = 1,584$

Условная температура перед ТД  $\vartheta_0 = z_0 T_0 = 0,87 * 170 = 147,9 \text{ } ^\circ \text{K}$

$$B = \sqrt{k \left( \frac{2}{k+1} \right)^{\frac{k+1}{k-1}}} = \sqrt{1.4 \left( \frac{2}{1.4+1} \right)^{\frac{1.4+1}{1.4-1}}} = 0.685$$

$$A_3 = \frac{Dp_0 10^6}{\sqrt{R\vartheta_0}} = \frac{0.685 * 4 * 10^6}{\sqrt{287 * 147.9}} = 13300 \text{ кг/(м}^2 \text{с)}$$

критическая скорость воздуха при

$$a_{кр} = \sqrt{\frac{2k}{k+1} R\vartheta_0} = 18.3 \sqrt{147.9} = 222.6 \text{ м/с}$$

плотность воздуха перед ТД

$$\rho_0 = \frac{p_0 10^6}{R \theta_0} = \frac{4 \cdot 10^6}{287 \cdot 147,9} = 94,2 \text{ М}^3/\text{кг}$$

отношение диаметров для радиально – осевого колеса

$$k_0 = \sqrt{\frac{2}{1 + \xi_{\text{BT}}^2}} = \sqrt{\frac{2}{1 + 0,4^2}} = 1,313$$

1) Приведённый диаметр втулки  $d_{\text{BT}} = \xi_{\text{BT}} k_0 d = 0,4 \cdot 1,313 \cdot 0,42 = 0,220$ , угол наклона лопатки радиально – осевого колеса на диаметре втулки

$$\beta_{\text{BT}} = \arctg \left( \frac{\bar{d}}{d_{\text{BT}}} \text{tg} \beta_2 \right) = \arctg \left( \frac{0,42}{0,220} \text{tg} 38^\circ \right) = 56,2^\circ$$

приведенная меридиональная скорость воздуха на выходе из колеса при

$$\alpha_2 = 90^\circ, \bar{c}_{2m} = d \text{tg} \beta_2 = 0,42 \text{tg} 38^\circ = 0,328$$

2) Число сопл  $z_c = 360 / (1,42 \alpha_c) - z = 253,5 / 14,9 - 0 = 17,0$  ;

$$\text{степень парциальности } \varepsilon = z_c \alpha_c / 253,5 = 1$$

Коэффициент потерь от парциальности и КПД, учитывающий степень парциальности  $\xi_\varepsilon = 0,12 (1 - \varepsilon) \varepsilon = 0$ ;  $\eta_\varepsilon = 1 - \xi_\varepsilon = 1$ ;

Число лопаток колеса на входе и на выходе:  $z_1 = 4 / \text{tg} \alpha_c = 4 / \text{tg} 14,9 = 15,03$ , принимаем  $z_1 = 15$ ,  $z_2 = z_1 / k_z = 15$

Коэффициенты стеснения сечения колеса на входе и на выходе:

$$\tau_1 = 1 - z_1 \bar{\delta}_1 / (\pi \sin \beta_1) = 1 - 15 \cdot 0,03 / (3,14 \cdot \sin 90^\circ) = 0,857$$

$$\tau_2 = 1 - z_2 \bar{\delta}_2 / (\pi \sin \beta_2) = 1 - 15 \cdot 0,018 / (3,14 \cdot 0,42 \cdot \sin 38^\circ) = 0,667$$

поскольку  $\tau_2 > 0,65$  продолжаем расчёт

коэффициент  $k_c = \tau_2 = 0,667$  вспомогательный коэффициент

$$A_4 = \frac{\pi}{4} k_c k_0^2 (1 - \xi_{\text{BT}}^2) = 0,758$$

коэффициент расхода  $Q = A_4 C_{2m} d = 0,044$

3) Угол выхода потока из СА  $\alpha_1 = \alpha_c + \delta = 15,9^\circ$

Отношение скоростей на входе в колесо  $u_1 / c_1 = \sin (\beta_1 - \alpha_1) / \sin \beta_1 = 0,962$

$$\bar{\omega}_1 = \sin \alpha_1 / \sin(\beta_1 - \alpha_1), \text{ при } \beta_1 = 90^\circ \quad \bar{\omega} = \operatorname{tg} \alpha_1 = 0.285$$

приведенные относительные абсолютные скорости потока на выходе из колеса

$$\bar{\omega}_2 = \bar{d} \sin \alpha_2 / \sin(\beta_2 + \alpha_2), \text{ при } \alpha_2 = 90^\circ \quad \bar{\omega}_2 = \bar{d} / \cos \beta_2 = 0.533$$

$$\bar{c}_2 = \bar{d} \sin \beta_2 / \sin(\beta_2 + \alpha_2)$$

относительная закрутка потока на выходе из колеса

$$\bar{c}_{2u} = \bar{d} \left[ 1 - \frac{\cos \beta_2 \sin \alpha_2}{\sin(\alpha_2 + \beta_2)} \right], \text{ при } \alpha_2 = 90^\circ, \bar{c}_{2u} = 0$$

4) скоростной коэффициент колеса  $\psi = K_3 \varphi = 0,9 * 0,9 = 0,81$ ;

$$\text{коэффициент } \alpha = (\bar{\omega}_2 / \psi)^2 - \bar{d}^2 - \bar{\omega}_1^2 = 0,175$$

5) приведенная окружная скорость колеса

$$\bar{u}_1 = \sqrt{\frac{\varphi^2 (u_1/c_1)^2 (1 + \alpha_a)}{1 + \varphi^2 (u_1/c_1)^2 (1 + \alpha)}} = 0,641$$

окружная скорость колеса  $u_1 = \bar{u}_1 \lambda_{ks} \alpha_{kp} = 0.64 * 1.584 * 222.6 = 225,9 \text{ м/с}$

степени реактивности и активности ТД

$$\rho_T = \bar{u}_1^2 (1 - \alpha) = 0.483, \quad \beta_T = 1 - \rho_T + \alpha_a = 0,547;$$

коэффициенты изоэнтальной и действительной скоростей

$$\lambda_{1s} = \lambda_{ks} \sqrt{\beta_T} = 1,172, \quad \lambda_1 = \varphi \lambda_{1s} = 1,055;$$

приведенные давление, температуру и плотность на выходе из колеса определяем из ТГФ

$$\bar{p}_1 = \bar{p}(\lambda_{1s}) = 0,402; \bar{g}_{1s} = \bar{T}(\lambda_{1s}) = 0,771$$

$$\bar{g}_1 = \bar{T}(\lambda_1) = 0,814, \bar{p}_1 = \bar{p}_1 / \bar{g}_1 = 0,494$$

коэффициент возврата работы равен  $\alpha'_a = \rho_t = \frac{\bar{g}_1 - \bar{g}_1}{\bar{g}_1} = 0,0269$

поскольку  $|\alpha'_a - \alpha_a| = |0,0269 - 0,03| = 0,0031 < 0,005$ , расчёт продолжается;  
гидравлический КПД турбодетандера

$$\eta_r = 2\bar{u}_1 (\varphi \cos \alpha_1 \sqrt{\beta_T} - \bar{d} \bar{c}_{2u} \bar{u}_1) \text{ при } \alpha_2 = 90^\circ, \bar{c}_{2u} = 0,$$

$$\eta_r = 2\bar{u}_1 \varphi \cos \alpha_1 \sqrt{\beta_T} = 2 * 0,641 * 0,9 \cos 15,9^\circ \sqrt{0,547} = 0,821$$

относительная выходная потеря холода  $\Delta \bar{h}_{\text{вых}} = \bar{u}_1^2 \cdot \bar{c}_1^2 = 0,641^2 * 0,328^2 = 0,044$

КПД процесса  $0 - 2$   $\eta_{0-2} = \eta_r + \Delta \bar{h}_{\text{вых}} = 0,821 + 0,044 = 0,865$  коэффициент  
условной скорости процесса  $0 - 2$ .

$$\lambda_{0-2} = \lambda_{\text{КС}} \sqrt{\eta_{0-2}} = 1,584 \sqrt{0,865} = 1,473$$

приведённые температуры и плотность воздуха на выходе из колеса находим по ТГФ:

$$\bar{g}_2 = \bar{T}(\lambda_{0-2}) = \bar{T}(1,473) = 0,638$$

$$\bar{\rho}_2 = \bar{p}_k / \bar{g}_2 = 0,15 / 0,638 = 0,235$$

плотность воздуха на выходе из колеса  $\rho_2 = \rho_0 \bar{\rho}_2 = 94,2 * 0,235 = 22,1 \text{ кг/м}^3$

диаметр рабочего колеса  $D = \sqrt{\frac{m}{\theta u_1 \rho_2}} = \sqrt{\frac{0,3}{0,044 * 225,9 * 22,1}} = 0,037 \text{ м.}$

Так как  $D < 0,04 \text{ м.}$  определяем число лопаток на выходе из радиально – осевого колеса с учётом технологии изготовления :

$$z_{\text{л.к.}} = \frac{\pi \bar{d}_{\text{BT}} \sin \beta_{\text{BT}}}{\bar{d}_{\text{фр}} + \delta \sin \beta_2} = \frac{3,14 * 0,220 * \sin 56,2^\circ}{0,05 + 0,018 \sin 38^\circ}$$

округляем до  $z_{л.к.} = 10$ , поскольку  $z_{л.к.} < z_2 = 10$  и производим перерасчёт величин  $\tau_1, \tau_2, A_4, \theta, D$ . Получаем  $\tau_1 = 0,904, \tau_2 = 0,778, A_4 = 0,884, \theta = 0,051, D = 0,0343 \text{ м} = 34,3 \text{ мм}$ .

Функции расхода  $y_1 = y(\lambda_1) = y(1,055) = 2,04$  (по ТГФ),  $\chi = \bar{p} y_1 = 0,402 * 2,04 = 0,820$

Показатель политропы расширения СА и приведённое давление в узком сечении:

$$n = \frac{k}{[k - \varphi^2(k-1)]} = \frac{1.4}{[1.4 - 0.9^2(1.4-1)]} = 1.30$$

$$\bar{p}_* = \left(\frac{2}{n+1}\right)^{\frac{n}{1.3}} = \left(\frac{2}{1.3+1}\right)^{\frac{1.3}{1.3-1}} = 0.546$$

Сравниваем приведённые давления  $\bar{p}_1$  и  $\bar{p}_*$ , так как  $\bar{p}_1 - \bar{p}_* < 0$ , режим истечения сверхзвуковой. А. Коэффициенты изоэнтропной и действительной скоростей в узком сечении СА находим по ТГФ

$$\lambda_{*s} = \lambda\left(\frac{\bar{p}_*}{\bar{p}_1}\right) = \lambda(0.546) = 0.977$$

$$\lambda_* = \varphi \lambda_{*s} = 0.9 * 0.977 = 0.879$$

функции расхода в узком сечении

$$y_* = y(\lambda_*) = y(0.879) = 1.59 \quad \chi_* = \bar{p}_* y_* = 0.546 * 1.59 = 0.868$$

угол отклонения потока в косом срезе СА

$$\delta' = \arcsin\left(\sin \alpha_c \frac{\chi_*}{\chi_1}\right) - \alpha_c = \arcsin\left(\sin 14.9^\circ \frac{0.868}{0.820}\right) - 14.9^\circ = 0.9^\circ$$

поскольку  $|\delta - \delta'| = |1 - 0.9| = 0.1^\circ < 0.2^\circ$  допустимо для расчёта без ЭВМ, расчёт продолжаем плотность тока в узком сечении  $m_{уд} = A_3 \chi_* = 13300 * 0,868 = 11544 \text{ кг/м}^2\text{с}$

б) Внутренний диаметр и площадь расчётного сечения СА, высота и ширина сопла:



$$D_c = 1.03D = 1.03 * 0.0343 = 0.035 \text{ м}$$

$$f_c = \frac{m}{m_{\text{уд}}} = \frac{0,3}{11544} = 26 * 10^{-6} \text{ м}^2 = 26 \text{ мм}^2$$

$$h = D_c (1 - \cos \alpha_c) = 0.035 (1 - \cos 14.9^\circ) = 0.00118 \text{ м} = 1,18 \text{ мм}$$

$$b_c = \frac{f_c}{z_c h} = \frac{26}{17 * 1.18} = 1.29 \text{ мм}$$

Отношение  $k_1 = b / h = 1.29 / 1.18 = 1.09$ , находится в приемлемом диапазоне значений.

Эквивалентный диаметр сопла и скоростной коэффициент СА:

$$d_3 = \frac{2f_c}{[z_c (h_c + b_c)]} = \frac{2 * 26}{[17(1.18 + 1.29)]} = 1.23 \text{ мм}$$

$$\varphi' = 0.95 \sqrt{1 - \frac{0.1}{d_3}} = 0.95 \sqrt{1 - \frac{0.1}{1.23}} = 0.91$$

$|\varphi - \varphi'| = |0.9 - 0.91| = 0.01$ , что допустимо для расчётов, выполняемых без ЭВМ.

Давление, температура и плотность воздуха на выходе из СА:

$$p_1 = \bar{p} p_0 = 0.402 * 4 = 1.61 \text{ МПа}$$

$$\vartheta_1 = \bar{\vartheta}_1 \vartheta_0 = 0.814 * 147.9 = 120.4 \text{ К}$$

$$\rho_1 = \bar{\rho} \rho_0 = 0.494 * 94.2 = 46.5 \text{ кг/м}^3$$

диаметры выхода потока с лопаток колеса, втулки и воронки:

$$d = d * D = 0.42 * 0.0343 = 0.0144 \text{ м} = 14.4 \text{ мм}$$

$$d_{\text{вт}} = k_0 \xi_{\text{вт}} d = 1.313 * 0.4 * 0.0144 = 0.0076 \text{ м} = 7.6 \text{ мм}$$

$$d_0 = 1.313 * 0.0144 = 0.0189 \text{ м} = 18.9 \text{ мм}$$

динамическая вязкость воздуха

$$\mu_1 = \frac{6.6 * 10^{-3}}{\vartheta_1 + 111} \left( \frac{\vartheta_1}{273} \right)^{3/2} = \frac{6.6 * 10^{-3}}{120.4 + 111} \left( \frac{12.4}{273} \right)^{3/2} = 8.4 * 10^{-6} \text{ Па*с}$$

Числа Рейнольдса:

$$Re = Du_1 \rho_1 / \mu_1 = 0.0343 * 225.9 * 46.5 / (8.4 * 10^{-6}) = 43 * 10^6$$

$$Re_{\text{пр}} = 50D / R_z = 50 * 0.0343 / (6.3 * 10^{-6}) = 0.27 * 10^6$$

поскольку  $Re_{\text{пр}} < Re$ , коэффициент сопротивления

$$c_f = 0.0089 * Re_{np}^{-0.2} = 0,0089(0,27 * 10^6)^{-0.2} = 0,73 * 10^{-3}$$

коэффициент потерь на трение дисков

$$\beta_{m.d.} = k_{m.d.} c_f = 2 * 0.73 * 10^{-3} = 1.46 * 10^{-3}$$

$$\bar{\Delta} h_{m.d.} = 2 \beta_{m.d.} \frac{\bar{u}_1^2}{\theta} \frac{\rho_1}{\rho_2} = 0.050;$$

коэффициент утечек через зазор при  $\bar{\Delta}_{min} = 0.02$

$$\alpha_{ym} = \frac{4 \mu_{uf} \bar{\Delta}_{min}}{[\tau_2 (1 - \xi_{sm}^2)]} = \frac{4 * 0,490,02}{[0.778 (1 - 0.4^2)]} = 0.05$$

изэнтропный КПД ТД

$$\eta_s = [\eta(1 - \alpha_{ym}) - \Delta h_{m.d.}] \eta_\varepsilon = [0.821(1 - 0.05) - 0.042] * 1 = 0.73$$

$$\text{частота вращения ротора } n = \frac{60 u_2}{\pi D} = \frac{60 * 225,9}{3,14 * 0,343} = 125900 \text{ мин}^{-1}$$

относительная ширина колеса на входе

$$\bar{b}_1 = \frac{\frac{a_{u1}}{c_1} \bar{\rho}_1}{\pi \tau_1 \sin \alpha_1 \bar{\rho}_2} = \frac{0.051 * 0.962}{3.14 * 0.904 \sin 15.9^\circ} \frac{0.235}{0.494} = 0.030$$

ширина колеса на входе  $b_1 = \bar{b}_1 D = 0.03 * 0.0343 = 0.001 \text{ м} = 1 \text{ мм}$  ;

коэффициент условной скорости, соответствующий действительному перепаду энтальпии в ТД,

$$\lambda_K = \lambda_{KS} \sqrt{\eta_s} = 1.584 \sqrt{0.73} = 1.35$$

приведенные температура и плотность воздуха на выходе из ТД:

$$\bar{\vartheta}_K = \bar{T}(\lambda_K) = \bar{T}(1.35) = 0,696 \quad \text{по ТГФ}$$

$$\rho_K = \frac{\bar{p}_K}{\bar{\vartheta}_K} = \frac{0,15}{0,696} = 0,216$$

плотность воздуха на выходе из ТД  $\rho_K = \bar{\rho}_K \rho_0 = 0,216 * 94,2 = 20,3 \text{ кг} / \text{м}^3$  ;

действительный перепад энтальпий в ТД

$$a_k = \left(2.65 - 0.084 p'_{ks}\right) \left(\frac{293}{T'_{ks}}\right)^2 = \left(2.65 - 0.084 * 0.13\right) \left(\frac{293}{118.3}\right)^2 = 15.8 \text{ К/МПа}$$

$$h = 0.5 \lambda_{ks}^2 a_{kp}^2 \eta_s = 0.5 * 1.584^2 * 222.6^2 * 0.73 = 45400 \text{ Дж / кг}$$

мощность на валу ТД и холодопроизводительность

$$N_g = Q_x = mh = 0.3 * 45400 = 13600 \text{ Вт} = 13,6 \text{ кВт}$$

относительная скорость потока, скорость звука и число  $M$  на выходе из колеса

$$\bar{\omega}_2 = \bar{\omega}_2 u_1 = 0.533 * 225.9 = 120.4 \text{ м / с}$$

$$a_2 = \sqrt{kR \bar{v}_2 \vartheta_0} = \sqrt{1.4 * 287 * 0.638 * 147.9} = 195 \text{ м / с}$$

$$M_{\omega_2} = \frac{\omega_2}{a_2} = \frac{120,4}{195} = 0,617 < 0,96$$

т.е. допустимо.

$$\left(T'_{ks} = \bar{\vartheta}_k T_0\right) = 0.696 * 170 = 118.3 \text{ К}$$

$$p'_{ks} = \bar{p}(\lambda_k) p_0 = \bar{p}(1.36) 4.0 = 0.282 * 4 = 1.13 \text{ МПа}$$

Кроме того, можно определить средний дифференциальный дроссель – эффект для

воздуха:

$$a_k = \left(2.65 - 0.084 p'_{ks}\right) \left(\frac{293}{T'_{ks}}\right)^2 = \left(2.65 - 0.084 * 0.13\right) \left(\frac{293}{118.3}\right)^2 = 15.8 \text{ К/МПа}$$

$$T'_{ks} = \bar{\vartheta}_k T_0 = 0.696 * 170 = 118.3 \text{ К}$$

$$p'_{ks} = \bar{p}(\lambda_k) p_0 = 0.282 * 4 = 1.13 \text{ МПа}$$

дроссель – эффект и конечную температуру:

$$\Delta T_{др.к.} = \alpha_k (p'_{ks} - p_k) = 15.7(1.13 - 0.6) = 8.3 \text{ К}$$

$$T_k = T'_{ks} - \Delta T_{др.к.} = 118,3 - 8,3 = 110 \text{ К}$$

Конечная температура по диаграмме  $T - s$

## **ГЛАВА IV. Исходное сырье для УНТС газа «Учкыр»**

### **4.1. Техническая характеристика рабочих веществ**

#### Исходное сырье

Исходным сырьем для УНТС является очищенный газ после СОУ «Учкыр».

Состав газа на входе УНТС «Учкыр» приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав газа на входе УНТС «Учкыр»

<b>1 Объемная доля компонентов, %:</b>	<b>Значение</b>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>92,02</b>
<b>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></b>	<b>3,70</b>
<b>C<sub>3</sub>H<sub>8</sub></b>	<b>1,12</b>
<b>iC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	<b>0,19</b>
<b>nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub></b>	<b>0,27</b>
<b>C<sub>5</sub>H<sub>12+высш</sub></b>	<b>0,30</b>
<b>H<sub>2</sub>S</b>	<b>-</b>
<b>N<sub>2</sub></b>	<b>0,66</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>1,74</b>
<b>Итого</b>	<b>100,0</b>
<b>2 Плотность при 20°C и 760 мм рт.ст., кг/м<sup>3</sup></b>	<b>0,7438</b>
<b>3 Молекулярная масса газа</b>	<b>17,823</b>

Параметры исходного газа:

- давление на входе в УНТС 4,8-5,0 МПа;
- температура 30-35 °С.

#### Готовая продукция

Предлагаемая технология предусматривает получение товарного газа, удовлетворяющего по качеству требованиям государственного стандарта O'zDSt 948 :1999 “Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы”. Технические условия:

- температура точки росы газа по влаге в летний период не выше 0 °С, в зимний период не выше минус 5 °С
- температура точки росы газа по углеводородам в летний и зимний периоды не выше 0 °С.

Параметры товарного газа на выходе из УНТС:

- давление – 2,5 МПа;
- температура – 26-40 °С.

## Вспомогательные материалы

### Сжатый воздух

Сжатый воздух, предназначен для испытания приборов и средств автоматизации пневматической системы контроля и регулирования, поддержания заданных параметров рабочих сред, стабильной и безаварийной работы технологической нитки, а также для контроля за основными параметрами.

### Реагенты

НТС природного газа – технологический процесс, предназначенный для выделения из потока газа в промышленных условиях углеводородного конденсата и влаги при низких температурах. Изменение температурного режима при наличии в газе жидкой и твердой фаз, соотношение между которыми изменяется в зависимости от термодинамических условий, может привести к гидратообразованию в системе технологической линии установки НТС. В качестве антигидратного ингибитора на проектируемой технологической нитке предлагается использовать диэтиленгликоль (ДЭГ).

Химическая формула ДЭГ –  $C_4H_{10}O_3$ . ДЭГ смешивается с водой в любых соотношениях. В таблице 2 приведены физико-химические свойства химически чистого ДЭГ. Молекулярная масса – 106,12; относительная плотность при 20°C – 1,1184 г/см<sup>3</sup>. Температура кипения при атмосферном давлении равна 244,8 °C, температура замерзания – минус 8 °C, критическая температура – 410 °C, критическое давление – 5,10 МПа.

Товарный ДЭГ, используемый на установке, должен соответствовать требованиям и нормам ГОСТ 10136-77 “Диэтиленгликоль. Технические условия.” (таблица 3).

Таблица 2 – Физико-химические свойства диэтиленгликоля

Наименование показателей	Единица измерения	Показатели
1 Формула	-	$C_4H_{10}O_3$
2 Молекулярная масса	у.е.	106,12
3 Температура кипения - при 760 mm Hg. - при 50 mm Hg - при 10 mm Hg.	$^{\circ}C$	244,8 164 128
4 Температура - начало разложения - замерзания - вспышки - воспламенения - самовоспламенения	$^{\circ}C$	164 минус 8 135 143-170 345
5 Критическое давление	МПа	5,0
6 Критическая температура	$^{\circ}C$	410,0
7 Относительная плотность при 20 $^{\circ}C$ (воды равна 1)		1,1184
8 Теплоемкость при 15,6 $^{\circ}C$	кДж/(кг $\cdot^{\circ}K$ )	2,09
9 Теплота парообразования при атмосферных условиях	кДж/кг	628,1
10 Коэффициент теплопроводности при 20 $^{\circ}C$	В/(м $^2\cdot^{\circ}C$ )	0,2482
11 Поверхностное натяжение - при 20 $^{\circ}C$ - при температуре кипения	$10^{-3}H/m$	48,5 26,28
12 Индекс рефракции при 20 $^{\circ}C$	-	1,4472
13 Вязкость при 20 $^{\circ}C$	МПа $\cdot c$	35,7
14 Коэффициент объемного расширения при 20 $^{\circ}C$		0,00064

Таблица 3 – Техническая характеристика товарного диэтиленгликоля

Наименование	Единица измерения	Показатели в соответствии с ГОСТ 10136-77		Показатели обязательные для проверки
		А ОКП 24 2213 0100	Б ОКП 24 2213 0200	
1. Форма		жидкость	жидкость	Перед использованием проверить плотность, массовую концентрацию и внешний вид товарного диэтиленгликоля
2. Цветность	единица Хазена	10	20	
3. Плотность при 20 °С	г/см <sup>3</sup>	1,116	1,117	
4. Массовая доля органических примесей, не более	%	0,4	1,8	
в том числе этиленгликоля, не более	%	0,15	1,0	
5. Масса диэтиленгликоля, не менее	%	99,5	98	
6. Масса воды, не более	%	0,05	0,2	
7. Масса кислот при пересчете на уксусную кислоту, не более	%	0,005	0,01	
8. Число омыления на 1 г продукта	mgKOH	0,1	0,3	
9. Температурные пределы при перегонке при давлении 101,3 кПа (760 мм рт.ст.) начала перегонки, не ниже	°С	244	241	
конец перегонки, не выше	°С	249	250	

#### **4.2. Описание схемы и технологического процесса**

Требования к очищенному газу в значительной степени определяют выбор технологической схемы. Для подготовки газа Газлинской группы месторождений (после его очистки от сероводорода и двуокиси углерода на СОУ «Учкыр») предлагается строительство установки низкотемпературной сепарации газа с использованием турбодетандерного агрегата. Производительность проектной УНТС составляет 1,5 млрд. м<sup>3</sup> в год.

На рисунке 1 представлена предлагаемая принципиальная технологическая схема УНТС «Учкыр».

В состав УНТС входят:

- установка НТС газа;
- установка огневой регенерации ДЭГ;
- факельное хозяйство.

Установка НТС газа состоит из одной технологической нитки производительностью по газу 200,0 тыс.м<sup>3</sup> в сутки. В состав установки НТС входят:

- теплообменник “газ-газ” Т-101;
- блок газосепаратора С-0 для предотвращения попадания капельной жидкости в ТДА;
- моноблочный турбодетандерный агрегат;
- блок вертикального низкотемпературного газосепаратора С-103 сепарации газа;
- насосы Н-301 для впрыска регенерированного ДЭГ на вход детандера.

В состав установки огневой регенерации ДЭГ входят:

- блок разделителя Р-301;
- блок выветривателя насыщенного ДЭГ (НДЭГ) В-301;
- блок огневого регенератора ДЭГ ОР-301;
- емкость-сборник регенерированного ДЭГ (РДЭГ) Е-301;
- насосы для перекачки горячего РДЭГа из ОР-301 в емкость Е-301 – Н-302;
- теплообменник “РДЭГ – конденсат+НДЭГ” Т-301;



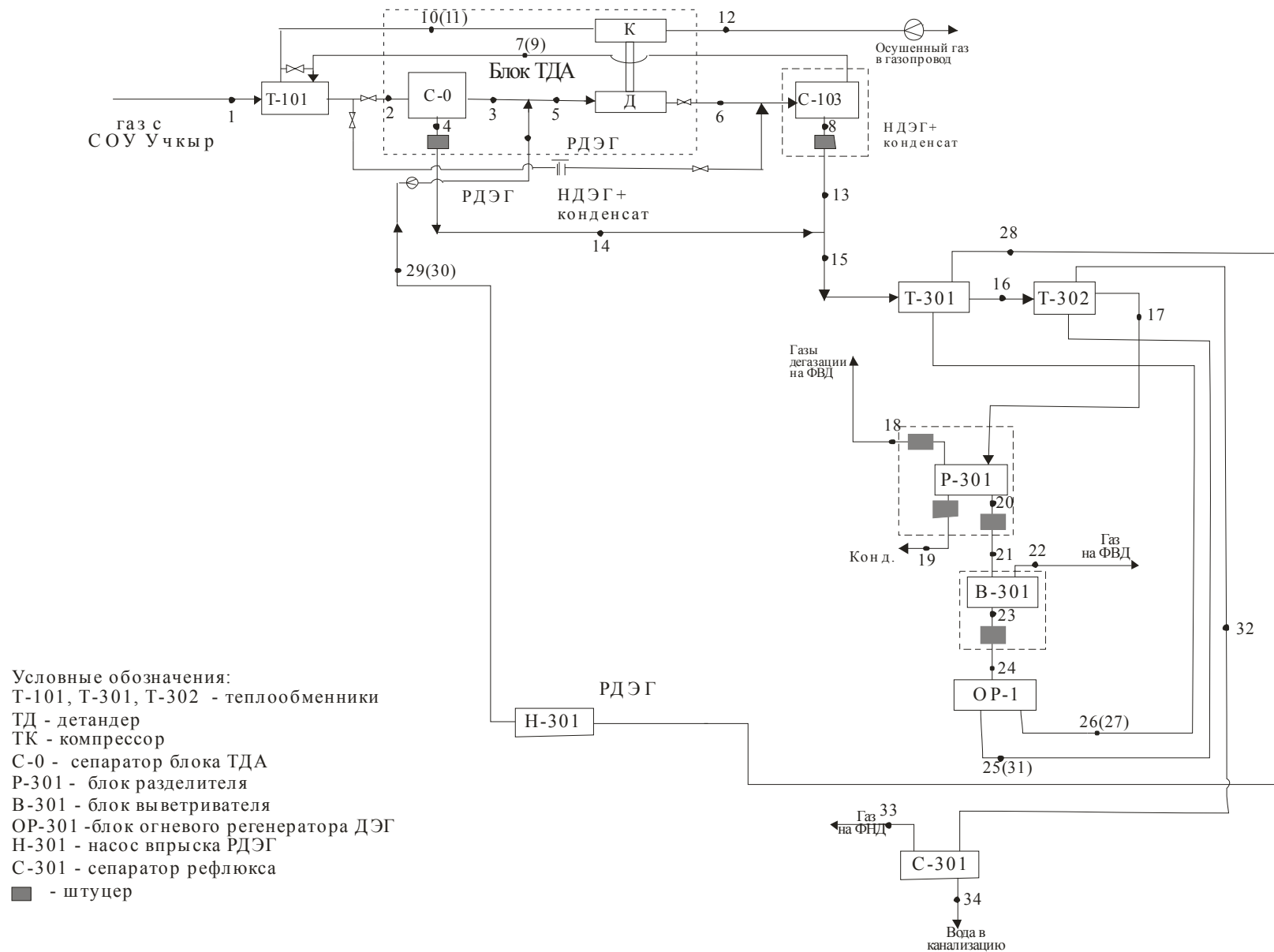


Рисунок 1 - Принципиальная технологическая схема проектируемой УНТС "Учкыр"

- теплообменник “парогазовая смесь – конденсат+НДЭГ” Т-302;
- сепаратор С-301;
- насосы впрыска РДЭГа;
- подземная дренажная емкость Е-302 с погружным насосом;
- склад ДЭГ и ингибитора коррозии.

### Система низкотемпературной сепарации газа

Принципиальная схема УНТС газа с указанием технологических параметров материальных потоков представлена на рисунке.

Входной поток газа в объеме 4,8 млн.м<sup>3</sup>/сут с давлением 5,0 МПа и температурой 35 °С поступает в трубное пространство рекуперативного теплообменника Т-101, где охлаждается до температуры 26 °С обратным потоком холодного газа. Из теплообменника Т-101 газ с давлением 4,95 МПа поступает в блок сепаратора С-0 для отделения жидкой фазы, выделившейся при охлаждении газа в теплообменнике Т-101. Блок сепаратора С-0 предназначен для предотвращения попадания жидкой фазы в турбодетандер. Из блока сепаратора С-0 поток газа с давлением 4,9 МПа направляется в турбодетандер, где происходит расширение газа до давления 1,6 МПа. При этом температура газа снижается до минус 25 °С.

Для предотвращения гидратообразования в поток влажного перед турбодетандером подается регенерированный ДЭГ с концентрацией 80 % масс.

Для учета количества ингибитора гидратообразования, подаваемого в поток газа перед турбодетандером, необходимо установить расходомеры на линиях его подачи.

Охлажденный газожидкостной поток с давлением 1,694 МПа поступает в блок низкотемпературного сепаратора С-103, где происходит отделение газа от насыщенного водой ДЭГ и углеводородного конденсата.

Очищенный и осушенный газ из блока сепаратора С-103 проходит межтрубное пространство рекуперативного теплообменника Т-101 и с дав-

лением 1,5 МПа поступает на вход компрессора, расположенного на одном валу с детандером.

В компрессоре газ компримируется до давления 2,5 МПа и через узел замера направляется в газопровод до головных сооружений Газли (в летний период на закачку в ПХГ Газли, в зимний период - на вход ДКС Газли).

Конденсат, выделяемый на установке НТС, направляется в существующую систему подготовки углеводородного конденсата СОУ «Учкыр», насыщенный ДЭГ направляется в проектируемую систему огневой регенерации ДЭГ.

Необходимо предусмотреть байпасную линию для подачи газа на вход в блок сепаратора С-103, минуя турбодетандер в случае его остановки.

#### ***Система огневой регенерации ДЭГ***

Смесь “НДЭГ+конденсат” с установки НТС поступает последовательно в трубное пространство теплообменников Т-301 и Т-302.

В качестве теплоносителя в межтрубное пространство подается: в теплообменник Т-301 –горячий регенерированный ДЭГ (РДЭГ), в теплообменник Т-302 –парогазовая смесь из огневого регенератора ОР-301.

Нагретая в теплообменниках смесь НДЭГ+конденсат направляется в блок разделителя Р-301, где происходит отделение жидкой фазы от газовой. Жидкая фаза разделяется по плотности на НДЭГ и газовый конденсат.

Из блока разделителя Р-301 НДЭГ направляется в выветриватель В-301, конденсат – в существующую систему подготовки конденсата СОУ «Учкыр» (Р-401).

Из выветривателя В-301 НДЭГ направляется в огневой регенератор ОР-301, газы дегазации – в коллектор факельных газов высокого давления.

### **4.3. Расчет процесса низкотемпературной сепарации газа**

Процесс низкотемпературной сепарации предназначен для извлечения из потока природного газа значительной части углеводородов, являющихся сырь-

ем, а также влаги в промышленных условиях. Механизм действия сепарационных процессов основан на изменении фазовых соотношений газоконденсатных смесей при изменении параметров системы.

Эффективность работы установок НТС при совершенном оборудовании и достижении состояния равновесия зависит от давления в низкотемпературном сепараторе, температуры и состава исходной смеси.

Основным показателем эффективности работы установки НТС служит средневзвешенная по технологическим линиям температура точки росы осушенного газа или температура сепарации и пропорциональная ей степень извлечения из исходного потока сжиженных углеводородов. Для процесса обработки газа на установке НТС целесообразно поддерживать режим, обеспечивающий минимальную среднюю температуру сепарации газа.

Расчет процесса низкотемпературной сепарации газа для проектируемой технологической нитки с целью получения материального баланса потоков произведен по составу и параметрам газа после СОУ «Учкыр» (см. таблицу 1).

Производительность технологической нитки НТС 4,8 млн.м<sup>3</sup>/сут по газу. На входе в технологическую нитку давление газа –5,0 МПа, температура – 35 °С, влагосодержание – 0,9 г/м<sup>3</sup>. Для предупреждения гидратообразования в поток газа на входе в теплообменник Т-102 впрыскивается 80% регенерированный диэтиленгликоль (РДЭГ) в количестве 715,4 кг/ч.

Сепарируемый поток газа, поступающий в сепаратор, рассматривается как двухфазная система, состоящая из газовой и жидкой фаз, в качестве которой принимается вода, углеводородный конденсат и ингибитор гидратообразования. Перечисленные компоненты содержатся в потоке газа как в паровой, так и в жидкой фазах.

Проведенные расчеты процесса низкотемпературной сепарации газа показывают, что при подаче с месторождения на проектную технологическую нитку сырого газа в объеме 200000 м<sup>3</sup>/ч будет получено 199400 м<sup>3</sup>/ч очищенного и осушенного газа и 1533 кг/ч нестабильного конденсата, направляемого в существующую систему подготовки конденсата СОУ «Учкыр».

## Материальный баланс производства

Материальный баланс производства проектируемой УНТС газа «Учкыр», представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Материальный баланс производства

Наименование	Количество			
	м <sup>3</sup> /ч	кг/ч	тыс.т/год	% вес.
Приход				
1 Сырой природный газ	200000	151100	1208,8	100,0
Расход				
1 Осушенный газ	199400	149400	1195,2	98,87
2 Жидкая фаза, газы дегазации		1700	13,6	1,13
4 Вода		58	0,464	0,04
Итого		<b>151100</b>	<b>1208,8</b>	<b>100,0</b>

## ГЛАВА V. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 5.1. Рекомендации по конструированию основных технических средств и строительных конструкций от воздействия рабочих веществ

Конструкцию технологических аппаратов и трубопроводов, их материальное исполнение подобрать из условия максимального снижения уровня взрывопожароопасности; дренажи аппаратов и трубопроводов герметизировать и вывести в дренажную емкость со сбросом газов в атмосферу.

Арматуру, оборудование, трубопроводы рассчитать на максимально возможное давление для предотвращения аварийных выбросов. Аппараты и трубопроводы изолировать по нормам в соответствии с требованиями технологии.

Аппараты и трубопроводы изолировать по нормам в соответствии с требованиями технологии.

Электрооборудование и освещение в пожаровзрывоопасных помещениях и на наружной установке принять во взрывобезопасном исполнении.

Предусмотреть молниезащиту и защиту всего оборудования от вторичного проявления молний и статического электричества.

Все нетоковедущие металлические части электро и технологического оборудования, строительных конструкций должны быть заземлены.

Во всех пожароопасных местах установить пожарные извещатели во взрывобезопасном исполнении.

Во взрывоопасных помещениях должны быть установлены приборы, сигнализирующие об опасной концентрации в помещении.

Все работающие насосы должны иметь 100% резерв для обеспечения непрерывности и надежности технологического процесса. Для обеспечения безопасности при эксплуатации насосов должны предусмотреть их дистанционное отключение, а также, установить на линиях приема и нагнетания запорные и отсекающие устройства с дистанционным управлением. На трубопроводах нагнетания установить обратные клапаны, предотвращающие об-

ратный поток продукта.

Предусмотреть приточно-вытяжную вентиляцию в здании насосов.

### Рекомендации по автоматизации процесса

Техническая реализация АСУТП – программно-технический комплекс должен быть совместим с существующим. Технологической схемой предусмотреть следующие меры для предохранения оборудования и процесса:

- сигнализация при превышении максимально-допустимого давления;
- защита аппаратов и трубопроводов от превышения давления и их перегрузка;
- контроль уровня в аппаратах емкостного типа при помощи трех измерителей;
- отключение аппаратов и узлов;
- система АСУ ТП;
- система коммерческого замера газа на выходе технологической нитки, с выводом показаний в операторную;
- система определения скорости коррозии оборудования;
- система противоаварийной защиты.

В соответствии с нормативными документами контроль уровня в аппаратах емкостного типа должен быть выполнен от трех независимых датчиков и предусматривает:

- местный показатель уровня;
- дистанционный показатель уровня, который может сочетаться с регулированием путем воздействия на клапан, установленный на выходе жидкости из емкости;
- сигнализация верхнего или нижнего уровней.

Нижний уровень имеет блокировку клапана, расположенного на трубопроводе выхода жидкости, что предотвращает проскок газа из аппарата в жидкостную линию.

Отключение аппаратов, трубных узлов, агрегатов осуществляется через

две отсечные арматуры.

На постоянно работающих аппаратах необходимо установить рабочие и резервные предохранительные клапаны.

## **5.2. Методы и технологические параметры очистки химически и механически загрязненных сточных вод, обезвреживания газовых выбросов и ликвидации вредных отходов**

В ходе технологического процесса образуются следующие побочные продукты и отходы:

- сточные воды;
- дымовые газы.

Сточными водами на УКПГ являются вода после охлаждения сальников насосов и после промывок технологических аппаратов, а также несконденсировавшаяся парогазовая смесь и рефлюксная вода, получаемые в процессе регенерации насыщенного раствора ДЭГ. Указанные промстоки содержат механические примеси, нефтепродукты (газовый конденсат, смазочные масла), ДЭГ, ингибитор коррозии, минеральные соли.

Проектом предусмотреть закачку загрязненных сточных вод в пласт.

Установить водомеры на линиях чистой воды и промышленных стоков для учета расхода и рационального использования водных ресурсов.

Дымовые газы образуются от следующих источников:

- от сгорания газа в технологической печи установки огневой регенерации ДЭГ и котельной установки;
- от сгорания газа на факелах.

Все аварийно-сбросные газы должны сжигаться на факелах.



### **5.3. Мероприятия по технике безопасности, предотвращению чрезвычайных ситуаций, промсанитарии, противопожарной профилактике и охране окружающей среды**

По свойствам обрабатываемого газа рабочие среды относятся к 4-му классу опасности с предельно допустимой концентрацией в рабочей зоне по углеводородам  $300 \text{ мг/м}^3$ . Физико-химические свойства компонентов, входящих в состав обрабатываемого газа, а также категория и группа взрывоопасности приведены в таблице 5.

Опасность производства обусловлена следующими факторами: нахо-

Таблица 5– Физико-химические свойства компонентов, входящих в состав обрабатываемого газа, категория и группа взрывоопасности

Класс опасности	Вещество и его химическая формула	Характеристика вещества	Температура, °С		Категория и группа взрывоопасных смесей	Пределы взрываемости в смеси с воздухом, % об.		Токсическое действие
			Кипения при 0,1 МПа, абс.	Самовосплам. с воздухом		Нижний	Верхний	
	Азот, N <sub>2</sub>	Инертный, неагрессивный газ	минус 196	-	-	-	-	При высоких концентрациях оказывает наркотическое действие
4	Метан CH <sub>4</sub>	Горючий, опасный, неагрессивный газ	минус 161,5	645	11А-Т1	4,9	15,4	-«-
4	Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-«-	минус 83,6	510	11А-Т1	3,0	15,0	-«-
4	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-«-	минус 42	446	11А-Т1	2,3	9,5	-«-
4	Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-«-	минус 0,5	430	11А-Т2	1,9	8,4	-«-
4	Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-«-	36	350	11А-Т3	1,4	78	-«-

дящийся в технологических аппаратах и трубопроводах природный газ в случае разгерметизации оборудования может образовать с воздухом взрывопожароопасную смесь; поражение электрическим током при непосредственном контакте с оборудованием, находящимся под напряжением.

Для атмосферного воздуха всех рабочих площадок характерно наличие вредных веществ 2, 3 и 4 классов опасности (предельных углеводородов, оксидов азота, оксида углерода) в газообразном состоянии, которые имеют общетоксичное действие. Возможно поступление в воздух рабочей зоны вещества 2 класса опасности (при выполнении сварочных монтажных работ).

Для повышения степени надежности и безопасности установок и улучшения управления технологическим процессом с учетом требований безопасности в соответствии с Правилами Республики Узбекистан предусмотреть:

- комплектация современными средствами АСУ ТП и КИП;
- комплектация более быстродействующей и герметичной арматурой;
- применение современных технологических процессов;
- систему противоаварийной защиты (ПАЗ) для рассечки производства от одной кнопки по входным и выходным трубопроводам с взрывопожароопасными средами. При этом каждая технологическая нитка может отсекается от своей индивидуальной кнопки.

Все операции должны выполняться дистанционно.

Для предупреждения возможности развития пожара на площадке установок проектом предусмотреть устройство системы пожарной сигнализации.

При проектировании учитывать требования по необходимому количеству эвакуационных выходов, исключить пересечения грузовых и людских потоков. В помещениях А, Б и В предусмотреть искронедающие полы.

Несущие металлические конструкции (колонны, балки, ригели) покрыть слоем огнезащитных красок.

Предусмотреть комплекс мероприятий, направленных на уменьшение воздействия установок на окружающую среду, контроль за состоянием воздушной среды возможных мест загазованности площадок.

## **Выводы**

Теоретическое и экспериментальное обобщение технологии низкотемпературной подготовки газа ГКМ способствовали решению актуальной научной проблемы, связанной с совершенствованием научно-методических концепций проектирования и анализа систем промышленной подготовки газа при разработке ГКМ, а также решению конкретных практических задач по созданию рациональных схем промышленной подготовки газа.

На основе теоретического обобщения системного анализа и общих принципов исследования сложных систем выявлены основные проблемы функционирования системы промышленной подготовки газа и конденсата ГКМ и выделены ее специфические особенности, предложена усовершенствованная концепция формирования научных основ повышения эффективности процесса НТС газа, определены соответствующие направления исследований.

В диссертационной работе обобщены результаты теоретических, экспериментальных исследований, позволивших решить комплекс взаимосвязанных проблем в области проектирования систем промышленной подготовки газа при разработке ГКМ. Результаты проведенных исследований имеют практическую и теоретическую значимость.

## Заключение

1. По результатам экспериментального анализа движения газа в системе пласт-скважина-УКПГ установлена низкая эффективность использования энергии пласта на установках НТС газа. Основные потери пластовой энергии в наземном оборудовании приходятся на узлы дросселирования природного газа установок НТС, которые составили более 12%.
2. На основе проведенных экспериментальных и теоретических исследований изучен механизм влияния перепада давления на технологические параметры процесса НТС газа и создана усовершенствованная детерминированная математическая модель процесса НТС с учетом регулирования тепловых нагрузок по ступеням теплообмена. Предложенные методы контроля системы НТС газа, позволяют получить исходную информацию для регулирования работы установок НТС (технологический режим) и проектирования системы промышленной подготовки газа ГКМ (расчет показателей разработки).
3. На основе экспериментального обобщения технологии низкотемпературной подготовки газа предложен метод определения фактической эффективности работы теплообменника с байпасированием газа, отличающийся способом получения исходной газодинамической информации на теплообменниках и способами установления и регулирования технологического режима их работы.
4. На основе экспериментального обобщения технологии низкотемпературной подготовки газа разработана методика определения эффективности теплообменного оборудования с байпасированием газа на установке НТС, которая позволяет оценить фактический коэффициент теплопередачи и количество газа, байпасируемого по обратному потоку.
5. На основе экспериментального обобщения технологии низкотемпературной подготовки газа разработана методика оптимизации технологических параметров режима работы установки НТС газа, отличающаяся обеспечением максимального извлечения углеводородного конденсата при минимальном расходе ДЭГ.

6. На основе теоретического обобщения результатов исследования технологических особенностей эксплуатации ГKM разработана методика прогнозирования технологических параметров системы НТС в условиях регулирования технологических параметров по ступеням сепарации, позволяющая наметить пути эффективного использования пластовой энергии с целью повышения эффективности процесса НТС газа.

7. Предложена технология подготовки газа с вихревой трубой для более эффективного использования давления на установке НТС. Установка рекуперативного теплообменника с вихревой трубой позволит повысить эффективность ее использования по сравнению с дросселированием. При этом улучшится качество газа при минимальных капитальных затратах.

8. Предложен пневмодетандер шестеренный, который проще по конструкции, имеет меньшее количество деталей, ниже по стоимости и работает при значительно низких оборотах - до 3000 об/мин. Снижение оборотов вращающихся частей повышает надежность и долговечность его работы.

## Список использованной литературы

1. Разделение воздуха методом глубокого охлаждения, под редакцией Елифановой В.И. и Аксельрода Л.С., М., “Машиностроение”, 1973.
2. Глизманенко Д.Л. Получение кислорода, М., “Химия”, 1972.
3. Малков Л.П., Данилов И.Б., Зельдович А.Г., Фрадков А.Б., Справочник по физико–техническим основам глубокого охлаждения, Госэнергоиздат, 1963.
4. Елифанова В.И. “Компрессорные и расширительные турбомашинны радиального типа” М., “Машиностроение”, 1973.
5. Научно-технические и экономические решения по максимальному извлечению остаточных запасов природного газа из месторождений Шуртанской группы / ПТЭО / УзЛИТИнефтваз; ГИП Т.Б. Хан. – договор № 51/326. – Ташкент, 2005
6. Ли Р.Ч. Выбор оптимальных технологических режимов на установках низкотемпературной сепарации газа // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 1999. – № 2. – С. 36-38.
7. Ли Р.Ч. Исследования с применением вихревой трубы на установках низкотемпературной сепарации газа // Ўзбекистон Республикаси Олий ва Ўрта махсус таълим вазирлиги. – ТашГТУ: «Вестник ТашГТУ», 2004. – № 4. – С. 123-127.
8. Ли Р.Ч. Методические вопросы прогнозирования технологических показателей системы сепарации газа на газоконденсатном месторождении // Науч.-техн. журнал: Химия и химическая технология. – Ташкент, 2005. – № 3. – С. 68-71.
9. Ли Р.Ч. Повышение эффективности фазового разделения многокомпонентных углеводородных смесей на установках подготовки газа газоконденсатного месторождения // Науч.-техн. журнал: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – № 9. – С. 50-52.

8. Ли Р.Ч. Подготовка газа на высокосернистом месторождении Денгизкуль-Хаузак // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 1999. – № 1. – С. 39-40.
9. Ли Р.Ч. Совершенствование научно-методических основ повышения эффективности установок подготовки газа на газоконденсатных месторождениях // Науч.-тех. журнал: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – № 10. – С. 46-48.
10. Ли Р.Ч., Айрапетян Л.Р. Выбор оптимальных технологических параметров эксплуатации УКПГ Зеварды. // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент
13. Ли Р.Ч., Ризаев Р.М. Расчет коэффициентов эффективности теплообменного оборудования на установках низкотемпературной сепарации газа // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 1999. – № 3. – С. 30-31.
14. Ли Р.Ч., Соатов Э.А. Методика определения оптимальных технологических параметров установок низкотемпературной сепарации газа // Узбекский журнал нефти и газа. – Ташкент, 1999. – № 4. – С. 17-18.
15. Тюгай В.М., Ли Р.Ч., Айрапетян Л.Р. Повышение эффективности работы системы охлаждения газа на УКПГ-1,2 Денгизкуль-Хаузак // Сборник научных трудов "УзбекНИПИнефтегаза". Москва. ИНТЭК. 1992 г. С. 154-157.
16. Язык А.В., Твердохлебов В.И. Применение турбодетандера на Вуктыльском месторождении // Газовая промышленность. № 11. Москва. ВНИИЭгазпром. 1975 г. С. 15-18.