

**Министерство высшего и среднего специального образования
Республики Узбекистан**

**Бухарский технологический институт пищевой и лёгкой
промышленности**

Кафедра: «Техника и технология нефтегазовой промышленности»

На правах рукописи

УДК 62.23.27.76

Абдуллаева Шохиста

**Влияние параметров режимов работы системы сбора на
эффективность подготовки газа**

**Специальность: 5А 540301-Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений.**

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискания академической степени магистра

Научный руководитель:

проф. Дустов Х.Б.

Заведующий кафедрой:

доц. Жумаев К.К.

Руководитель отдела магистратуры:

доц. Шомуродов Т.Р.

Бухара-2011г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
ВВЕДЕНИЕ	4
Глава I. Подготовка газа	10
1.1. Показатели качества газа.....	10
1.2. Классификация процессов и методов подготовки газа.....	12
1.3. Требования к качеству газа.....	14
1.4. Схемы сбора внутрипромыслового транспорта газа и конденсата.....	16
Глава II. Исследование установки комплексной подготовки газа месторождений Зеварды и Шуртан	25
2.1. Технологическая схема установок комплексной подготовки газа.....	25
2.2. Анализ режимов загрузки УКПГ и их влияние на эффективность процесса подготовки газа.....	36
2.3. Оценка эффективности работы основных видов оборудования УКПГ...	45
2.4. Анализ эффективности работы системы регенерации ДЭГа.....	60
2.5. Оценка эффективности ведения технологического процесса подготовки газа.....	71
Заключение	82
Литература	85

АННОТАЦИЯ

В данной работе с целью определения влияния параметров режимов работы системы сбора на эффективность подготовки газа изучены показатели качества газа, классификация процессов и методов подготовки газа, требования к качеству газа. Рассмотрены технологические схемы установок комплексной подготовки газа месторождений Зеварды и Шуртан. На основе анализа режимов загрузки УКПГ и их влияние на эффективность процесса подготовки газа, а также анализа эффективности работы системы регенерации ДЭГа - даны оценки эффективности работы основных видов оборудования УКПГ и эффективности ведения технологического процесса подготовки газа

АННОТАЦИЯ

Ушбу диссертация ишида газни тайёрлаш самарадорлигига газ йиғувчи тармоқ иш тартиби кўрсаткичларининг таъсирини аниқлаш мақсадида газнинг сифат кўрсаткичлари, газни тайёрлаш усуллари ва жараёнлар тафсифи, ҳамда газ сифатига қўйилган талаблар ўрганилган. Мисол сифатида Зеварда ва Шўртан конларининг газни комплекс тайёрлаш тизимларининг технологик иш тартиби кўриб чиқилган. Тахлиллар асосида ГКТҚ ни тўлдириш тарзлари ва уларнинг самарали газни тайёрлаш жараёнига таъсири, ҳамда ДЭГни қайта тикланиш тизимининг самарали ишлаши тахлили натижасида ГКТҚ жихозларининг асосий турларининг самарали ишлаши ва газни тайёрлаш самарали технологик жараёнини олиб бориш бахоси келтирилган.

SUMMARY

In given work with purpose of the determination influence parameter state of working systems of the collection on efficiency of preparing the gas to studied factors quality gas, categorization of the processes and methods of preparing the gas, requirements to quality of the gas. They Are Considered technological schemes of the installation of complex preparing the gas месторождений Zevardi and SHurtan. On base of the analysis mode loading UKPG and their influence upon efficiency of the process of preparing the gas, as well as analysis to efficiency of the functioning(working) the system to regenerations DEGA - are given estimations to efficiency of the work main type equipment UKPG and efficiency of conduct of the technological process of preparing the gas.

ВВЕДЕНИЕ

СОСТОЯНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ И РОСТА ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ

В Республике Узбекистан открыто 190 месторождений углеводородного сырья, из них газовых и газоконденсатных - 94, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и нефтяных - 96.

Из открытых месторождений 47% находятся в разработке, 35% - подготовлены к освоению, на остальных продолжаются разведочные работы.

Разведаны запасы природного газа по 136 месторождениям (из них разрабатываются 59). К промышленному освоению и разработке подготовлены 49 месторождений газа, которые в своем составе содержат конденсат.

Сегодняшние прогнозные ресурсы нефти и газа, оцениваемые в денежном эквиваленте более 1 триллиона долларов США, наличие подготовленных и выявленных перспективных ловушек нефти и газа позволяют успешно вести разведку и добычу во всех нефтегазоносных регионах Узбекистана.

Компанией "Узбекнефтегаз" принимаются меры по обеспечению в 2004-2020 годах прироста запасов углеводородного сырья по промышленным категориям в размере от 75,0 до 112 млн. т. за счет дальнейшего увеличения объемов глубокого поисково-разведочного и параметрического бурения, сейсморазведочных работ в нефтегазоперспективных регионах Узбекистана.

При этом запасы природного газа по промышленным категориям будут наращиваться от 60 до 85 млрд. м³ в год, что позволит восполнить сырьевую базу добычи углеводородов и увеличить объемы экспорта природного газа при обеспечении надежного снабжения отраслей экономики и населения природным газом.

Актуальность работы. Качество подготовки газа к транспорту является той основной, которая предопределяет уровень гидравлического состояния газопроводов, энергетические затраты на транспорт газа, эффективность условий последующей переработки газа, степень и уровень утилизации ценных углеводородных компонентов и, в конечном итоге, надежность газоснабжения всего региона.

Исходя из этого, задачей настоящей работы являлось выяснение влияния параметров работы системы сбора на эффективность подготовки газа, выяснение степени соответствия фактических и проектных решений по технологической схеме подготовки газа, фактических и фирменных характеристик установленного на УКПГ оборудования, установления формы и степени влияния внешних факторов и внутренних технологических связей между отдельными узлами и системами установки, определения технологических возможностей установки и эффективности ведения технологического процесса подготовки газа. В процессе анализа указанного комплекса вопросов выявились имеющиеся отклонения их от норм технологического регламента, причины таких отклонений и вызываемые ими изменения качества подготовки газа. На этой основе устанавливается эффективность мероприятий по ликвидации или локализации отрицательных воздействий, вызываемых как неудовлетворительной работой отдельных элементов, систем, так и нарушением проектных решений по всей установке в целом.

Выбор установок комплексной подготовки газа месторождений Зеварды и Шуртан в качестве объектов обследования определяется тем, что они являются основными источниками добычи малосернистого газа по нефтегазоносной провинции Западного Узбекистана. По ним, как и по всем разрабатываемым месторождениям малосернистого газа Западного Узбекистана, принята единая технологическая система промышленной подготовки газа – низкотемпературная сепарация газа. УКПГ этих месторождений оборудованы идентичными технологическими аппаратами.

Анализ и оценка состояния всего указанного комплекса вопросов проводились параллельно для УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан. Причем опорным объектом рассмотрения принята установка подготовки газа месторождения Зеварды. УКПГ месторождения Шуртан рассматривается только при наличии принципиальных отличий от УКПГ месторождения Зеварды.

Цель настоящей работы. Изучение и определение влияние параметров работы системы сбора на эффективность подготовки газа

Основные задачи исследований:

1. Определение влияние параметров работы системы сбора на эффективность подготовки газа на установках комплексной подготовки газа месторождений Зеварда и Шурт ан
2. Эффективности работы основных видов оборудования УКПГ
3. Эффективности ведения технологического процесса подготовки газа.

Методы решения поставленных задач.

1. Изучение показателей качества газа и требования к ним, классификация процессов и методов подготовки газа. Схемы сбора внутрипромыслового транспорта газа и конденсата
2. Анализ режимов загрузки УКПГ и их влияние на эффективность процесса подготовки газа
3. Анализ эффективности работы системы регенерации ДЭГа

Основные защищаемые положения.

1. Технологическая схема установок комплексной подготовки газа.
2. Оценка эффективности работы основных видов оборудования УКПГ.
3. Анализ режимов загрузки УКПГ и их влияние на эффективность процесса подготовки газа

Практическая значимость.

1. Выявлены режимы загрузки УКПГ и их влияние на эффективность процесса подготовки газа
2. Оценка эффективности системы подготовки газа на установках комплексной подготовки газа месторождений Зеварда и Шуртан

Публикация.

По теме диссертации опубликована одна работа.

Объем работы.

Магистерская диссертация состоит из введения, двух глав, заключения и списка литературы. Объем магистерской диссертации 86 страниц, в том числе рисунков и таблиц и список использованной литературы из наименований.

В Узбекистане 2011 год объявлен «Годом малого бизнеса и предпринимательства». Об этом было объявлено в торжественном собрании, посвященное 18-летию Конституции Республики Узбекистан, которое прошло во Дворце международных форумов «Узбекистон».

Глава Узбекистана предложил объявить наступающий новый 2011 год «Годом малого бизнеса и частного предпринимательства» в целях повышения на новый уровень социально-экономического развития страны. «Сегодня малый бизнес и частное предпринимательство своей особо важной и весомой долей в экономике, ролью и воздействием, проще говоря, большой значимостью, которую не заменит ни одна сфера и направление, занимают особое место в развитии государства и общества», - отметил Президент Узбекистана.

Президент подчеркнул: «Если в 2000 году субъектами малого бизнеса было произведено 30% внутреннего валового продукта страны, то спустя небольшой срок, по итогам 2010 года этот показатель, как ожидается, достигнет 53%». «Затрагивая эту тему, хочу особо привлечь ваше внимание к тому, что малый бизнес и частное предпринимательство становятся важным фактором по обеспечению занятости и источником стабильного дохода. Об этом свидетельствует и тот факт, что в настоящее время в этой сфере трудятся свыше 74% от общей численности занятого населения страны», - заявил он.

Глава Узбекистана сказал, что серьезное значение необходимо придать решению вопроса об участии субъектов малого бизнеса и частного предпринимательства в сфере внешней экономической деятельности, их выхода на региональные и мировые рынки. «В настоящее время у нас малый бизнес и частное предпринимательство в основном сосредоточены в сферах торговли, услуг и связи, переработки сельскохозяйственной продукции. Вместе с тем необходимо создать широкие возможности для развития малого бизнеса и частного предпринимательства в промышленных отраслях, организации современных высокотехнологичных инновационных

производств в сферах нанотехнологий, фармакологии и фармацевтики, информационно - коммуникационных и биотехнологий, применения альтернативной энергетики, одним словом, открыть путь развитию малого бизнеса и частного предпринимательства.

Глава I. Подготовка газа

1.1. Показатели качества газа

Газ на промыслах перед подачей его потребителям обычно специально подготавливают, т. е. приводят его качество в соответствие с требованиями, при соблюдении которых обеспечиваются бесперебойная транспортировка и использование его потребителями без осложнений, нарушений санитарных норм и условий безопасности. Показатели качества газа, поставляемого с промыслов, зависят от специфики потребителей.

Если потребитель газа – газоперерабатывающий завод, то на промысле обычно подготавливают газ исходя только из условия бесперебойной подачи его на завод, а дальнейшая необходимая обработка газа проводится на заводе.

Если нефтяной газ подается с промысла непосредственно коммунально-бытовым потребителям, то его качества должно соответствовать требованиям ГОСТ 5542 – 78 «Газы природные топливные для коммунально-бытового назначения».

Требования к качеству газа, подаваемого в магистральные газопроводы, установлены ОСТ 51.40 – 83 «Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы. Технические требования».

Основные показатели качества газа, регламентированные указанными стандартами, приведены в табл. 1.

Температура точек росы газа, подаваемого в магистральный газопровод при давлении 5,5 МПа, должна составлять не более, °С:

а) для умеренного климатического района:

в период с I/V по III/X по воде 0; по углеводородам 0;

в период с I/X по III/IV по воде (-5); по углеводородам 0;

б) для холодного климатического района:

в период с I/V по III/X по воде (-10); по углеводородам (-5);

в период с I/X по III/IV по воде (-20); по углеводородам (-10).

Основные показатели качества газа

Таблица 1.

Показатель	Для газа, подаваемого коммунально-бытовым потребителям	Для газа, подаваемого в магистральные газопроводы
Теплота сгорания низшая, кДж/м ³	39400-52000	-
Допустимое отклонение теплоты сгорания от номинального значения, %, не более	±5	-
Содержание в газе, г/м ³ , не более:		
Меркаптановой серы	0,036	0,036
Сероводорода	0,02	0,02
Механических примесей	0,001	0,003
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0	1,0
Интенсивность запаха при объемном содержании газа в воздухе 1%, балл, не менее	3,0	-

В отдельных случаях, когда газ транспортируется по местным (тупиковым) газопроводам с целевым назначением конкретным потребителям или когда объем подаваемого в газопроводы нефтяного газа составляет незначительную часть от общего объема транспортируемого по этим газопроводам газа и не оказывает существенного влияния на изменение качественных показателей образующейся газовой смеси, требования к качеству нефтяного газа могут отличаться от указанных в табл.1. и

устанавливаться, исходя из конкретных условий.

Нефтегазодобывающие предприятия ежегодно заключают с потребителями договор на поставку-прием газа, в котором указываются показатели качества газа исходя из требований действующих стандартов и конкретных условий.

Качество газа, подаваемого в технологические газопроводы, определяют с учетом бесперебойного и безопасного осуществления технологических процессов. Например, при использовании газа для закачки в пласт или для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин температура точки росы подготовленного газа по воде должна быть не менее чем на 3-5°C ниже температуры начала образования гидратов при максимальных рабочих давлениях указанных процессов.

1.2. Классификация процессов и методов подготовки газа

К основным технологическим процессам подготовки газа можно отнести следующие:

очистку газа от механических примесей – проводится с целью предотвращения загрязнения и эрозии коммуникаций, оборудования, приборов и газопотребляющих устройств;

осушку газа – проводится для удаления из газа капельной влаги и уменьшения содержания в нем водяных паров с целью предотвращения образования кристаллогидратов и ледяных пробок в газопроводах при транспортировке газа;

очистку газа от сероводорода и двуокиси углерода – проводится с целью предотвращения корродирующего воздействия указанных компонентов на оборудование и трубопроводы и приведения содержания их в газе в соответствие с требованиями санитарных норм;

отбензинивание газа – проводится для удаления (полного или частичного) из газа пропан-бутановых и более тяжелых (бензиновых)

углеводородных компонентов с целью предотвращения образования в газопроводах жидкостных пробок и получения сырья для нефтехимических и химических производств.

Указанные технологические процессы можно осуществлять различными методами:

компрессионным – использование свойства воды и углеводородов при увеличении давления переходить из парообразного и газообразного состояний в жидкое; образовавшуюся жидкость можно отделить от газа в сепараторах;

низкотемпературными – использование свойства воды и углеводородов при понижении температуры переходить из парообразного и газообразного состояний в жидкое; образовавшуюся при этом жидкость также можно отделить от газа в сепараторах. Понижение температуры газа возможно вследствие использования энергии самого газа (дроссель-эффекта), применения искусственного охлаждения или естественного холода окружающей среды (например, низких температур окружающего воздуха в зимний период);

абсорбцией – извлечение из газа влаги и определенных компонентов с применением жидких поглотителей;

адсорбцией – извлечение из газа влаги и определенных компонентов с применением твердых поглотителей;

адгезией (прилипание) – использование сил поверхностного натяжения и прилипания с целью удаления из газа капельной жидкости и механических частиц;

фильтрацией – пропуск газа через фильтры и насадки различных конструкций;

механическими – использование сил тяжести и центробежных сил с целью удаления из газа механических частиц и капелек жидкости в сепараторах различных конструкций.

Обычно адгезия, фильтрация и механические факторы, используемые

при очистке газа, проявляются в комплексе;

комбинированными – сочетание нескольких методов (например, применение низких температур и абсорбции).

Особое место в комплексе технологических процессов и методов подготовки газа занимает одоризация, т. е. придание ему характерного запаха.

1.3. Требования к качеству газа

Нефтяной и природный газ содержат влагу, конденсирующиеся углеводороды, агрессивные и отравляющие компоненты (меркаптаны, сероводород и др.), механические частицы (песок, выносимый из пласта, продукты коррозии металлов и т.д.).

Эти компоненты и примеси при определенных условиях могут привести к закупорке и разрушению коммуникаций, оборудования, приборов и отравлению людей.

В связи с этим газ на промыслах специально подготавливают, т. е. приводят его качество в соответствии с требованиями, при соблюдении которых обеспечиваются нормальное транспортирование и использование его потребителями без осложнений, нарушений санитарных норм и условий безопасности.

В зависимости от специфики потребителей требования к качеству газа могут быть различными.

Если газ подают непосредственно коммунально-бытовым потребителям, то основные показатели качества, которым он должен соответствовать, следующие:

- 1) теплота сгорания $-37\,400 - 52\,000$ кДж/м³ (допустимое отклонение от указанных пределов - $\pm 5\%$);
- 2) содержание меркаптановой серы – не более 0,036 г/м³;
- 3) содержание сероводорода – не более 0,02 г/м³;

- 4) содержание кислорода – не более 1 об. %;
- 5) содержание механических примесей – не более 0,001 г/м³;
- 6) интенсивность запаха при содержании газа в воздухе 1 об. % - не менее 3 баллов.

Требования к качеству газа, подаваемого в магистральные газопроводы, определяют, исходя из условия его бесперебойного транспортирования на дальние расстояния и с учетом дополнительных операции по подготовке газа, осуществляемых в системе магистральных газопроводов перед подачей его коммунально-бытовым потребителям. При современной технологии магистрального транспорта газа обязательно осуществляется его очистка от механических частиц и капельной жидкости перед поступлением на компрессорные станции, поскольку попадание этих примесей в компрессоры недопустимо. Поэтому в магистральные газопроводы можно подавать газ с содержанием механических примесей до 0,003 г/м³. В системе газопроводов их содержание в газе уменьшается до нормы, установленной для коммунально-бытовых потребителей. Газ от сероводорода, меркаптанов и кислорода на магистральных газопроводах обычно не очищают, поэтому содержание этих компонентов в газе, подаваемо в магистральные газопроводы, не должно превышать норм, установленных для коммунально-бытовых потребителей. В целях предотвращения закупорки газопроводов гидратными, ледяными и жидкостными пробками предусмотрен дополнительный показатель качество газа – точка росы по влаге и углеводородам (т.д. температура, при которой в условиях транспорта газа начинают конденсироваться содержащиеся в нем пары воды и тяжелые углеводороды). Этот показатель установлен для давления 5,5 МПа в пределах от 248 до 268 К в зимний период (с 1 октября по 30 апреля) и от 258 до 273 К в летний период (с 1 мая до 30 сентября) – в зависимости от климатических условий на территории прокладки газопроводов.

Когда газ транспортируется по местным (тупиковым) газопроводам для

конкретных потребителей или когда объем подаваемого в газопроводы газа составляет незначительную часть от общего объема транспортируемого газа и не оказывает существенного влияния на изменение качественных показателей смеси, требования к качеству газа могут отличаться от указанных и устанавливаются, исходя из конкретных условий.

Если потребителем газа является газоперерабатывающий завод, то на промысле обычно подготавливают газ, исходя только из условия обеспечения бесперебойной подачи его на завод, а дальнейшую необходимую обработку газа проводят на заводе.

В каждом конкретном случае показатели качества газа указывают в договорах, заключаемых между предприятиями, добывающими газ, и потребителями.

1.4. Схемы сбора внутрипромыслового транспорта газа и конденсата

При разработке газовых или газоконденсатных месторождений с небольшим содержанием углеводородного конденсата и при отсутствии сероводорода в составе пластового газа применяют четыре схемы внутрипромыслового сбора газа: линейную, лучевую, кольцевую и групповую (рис. 1.1.).

Название схемы сбора обуславливается конфигурацией газосборного коллектора. При этих схемах сбора и внутрипромыслового транспорта газа каждая скважина имеет отдельную технологическую нитку и комплекс оборудования для очистки газа от механических примесей, жидкостей и предотвращения образования кристаллогидратов углеводородных газов (сепараторы, конденсатосборники, установки для ввода метанола в поток газа и т.д.).

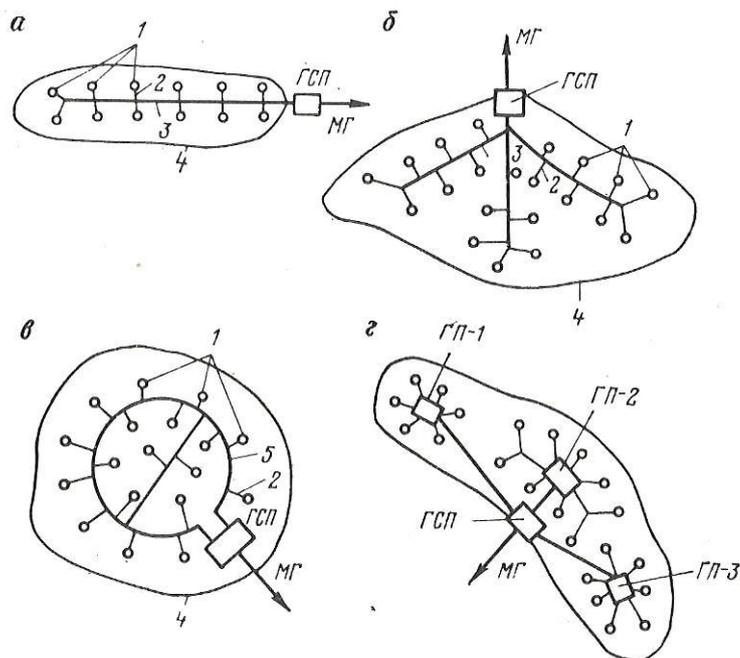


Рис. 1.1.Схемы промыслового сбора газа и конденсата:

а – линейная, *б* – лучевая, *в* – кольцевая, *г* – групповая; 1 – скважины; 2 – шлейфы; 3 – линейный газосборный коллектор; 4 – контур газоносности; 5 – кольцевой газосборный коллектор; ГСП – групповой сборный пункт; МГ – магистральный газопровод; ГП – газосборный пункт

Газ из скважин, пройдя прискважинные сооружения по очистке от твердых взвесей и жидкостей, по шлейфам направляется в общий газосборный коллектор, промысловый газосборный пункт (ГСП) и магистральный газопровод. Углеводородный конденсат из прискважинных сооружений по самостоятельным трубопроводам, проложенным параллельно газопроводам, направляется на ГСП.

Конфигурация газосборного коллектора зависит от формы площади газоносности, числа и размещения добывающих скважин, числа газоносных пластов, состава газа в них, методов промысловой обработки газа и способов замера его объема.

Линейный коллектор применяется, как правило, на газовых месторождениях с вытянутой площадью газоносности, лучевая схема – при раздельной эксплуатации газовых пластов с различными начальными

давлениями и составом газа, кольцевой коллектор – на больших по размерам площадях газоносности с большим числом скважин и различными потребителями газа.

Линейная, лучевая и кольцевая схемы промышленного сбора и транспорта газа с прискважинными сооружениями и отдельными технологическими нитками промышленной обработки газа для каждой скважины имеют следующие недостатки:

Промышленное оборудование установлено на большой территории.

Скважины с прискважинным оборудованием для очистки, осушки и замера газа требуют большого числа квалифицированного обслуживающего персонала.

Значительные длина промышленных дорог, металлоемкость коммуникаций водоснабжения, теплоснабжения и доставки реагентов.

Сложность устройства и функционирования систем дистанционного измерения давления, температур, расходов, управления технологическим режимом работы скважин и прискважинного оборудования.

Значительные потери газа и конденсата в запорной арматуре и прискважинных сооружениях.

При разработке газоконденсатных месторождений стали применять групповую – коллекторную схему сбора, внутрипромышленного транспорта газа и конденсата. В этом случае отделение твердых взвесей от газа, получение углеводородного конденсата, измерение объемов сухого газа и конденсата проводят на газосборном пункте (ГП), который стал называться установкой комплексной подготовки газа – УКПГ, которая размещается, как правило, в центре группы скважин. Газ и конденсат от УКПГ по самостоятельным трубопроводам поступают на промышленный газосборный пункт (ПГСП) или головные сооружения магистрального газопровода (ГС). Число УКПГ может быть различным. При получении сухого газа и стабильного конденсата возможны две схемы промышленной обработки газоконденсатной смеси: децентрализованная. Если сухой газ и стабильный

конденсат приобретают товарные кондиции на групповых пунктах сбора и обработки газа (УКПГ), где установлено все необходимое для этого оборудование, схема называется децентрализованной.

Централизованной называется схема получения сухого газа конденсата с заданными товарными кондициями на промышленном газосборном пункте или головных сооружениях магистрального газопровода. В этом случае на УКПГ осуществляются лишь сбор и первичная сепарация газа и они называются установками предварительной подготовки газа – УППГ.

Газопроводы от скважин до газосборного коллектора или УКПГ называются шлейфами. Их рассчитывают по формуле пропускной способности газопровода

$$Q = 103,15E \sqrt{\frac{(p_1^2 - p_2^2)D^5}{\lambda \Delta \bar{z} \bar{T} L}}, \quad (1)$$

где E – коэффициент уменьшения пропускной способности шлейфа из-за наличия жидкостей и отложений твердой фазы в газопроводе; p_1, p_2 – абсолютные давления в начале и конце шлейфа соответственно, 0,1 МПа; D – внутренний диаметр шлейфа, см; $\lambda = \lambda(Re)$ – коэффициент гидравлического сопротивления шероховатых труб; Δ – относительная плотность газа по воздуху; \bar{z}, \bar{T} – средние по длине L коэффициент сверхсжимаемости и абсолютная температура газа соответственно; L – длина шлейфа, км.

На основе обработки данных промышленных исследований А. И. Ширковский получил следующие эмпирические формулы для расчета E :

$$E = 1 - 0,15 \eta_k^{1/4} / \nu^{1/2}$$

при $0 \leq \eta_k \leq 180 \text{ см}^3/\text{м}^3,$

$$2 \leq \nu \leq 11 \text{ м/с};$$

$$e = 1 - 0,1\eta_k^{1/4} / \nu$$

$$\text{при } 180 < \eta_k \leq 150 \text{ см}^3/\text{м}^3,$$

$$1 < v < 6 \text{ м/с};$$

где

$$\eta_k = Q_k / Q_{\Gamma};$$

$$v = \frac{4Q_{\Gamma} \bar{z} \bar{p}_{CT} \bar{T}}{0,864 \cdot 10^5 \pi D^2 \bar{p} \bar{z}_{CT} T_{CT}};$$

$$\bar{p} = \frac{2(p_1^3 - p_2^3)}{3(p_1^2 - p_2^2)};$$

$$\bar{T} = (T_1 + T_2) / 2.$$

Здесь η_k - конденсатогазовое отношение, см³/м³; Q_к, Q_Г – расходы стабильного конденсата и сухого газа, см³/сут и м³/сут соответственно; v - средняя скорость газового потока в шлейфе, м/с; р_{ст}, z_{ст} – давление и коэффициент сжимаемости газа при стандартных условиях; T₁, T₂ – абсолютные температуры в начале и конце шлейфа, К.

Толщина стенки трубы шлейфа определяется из расчета на прочность при давлении, равном начальному статическому давлению на устье скважины до начала эксплуатации залежи, или на давление, равное 16 МПа при р_{ст.г.} 16 МПа. Внутренний диаметр шлейфа определяется из расчета на максимальный дебит скважины таким образом, чтобы потери давления были не больше 0,05 – 0,1 МПа на 1 км длины шлейфа. При обосновании диаметра шлейфа также учитываются термодинамические условия. Шлейф может играть роль холодильника газа, выходящего из скважины с температурой, большей температуры грунта на уровне укладки шлейфа, или подогревателя, если температура газа, выходящего из скважины, меньше температуры грунта. Обычно внутренний диаметр шлейфа единичной скважины равен 102, 125 или 150 мм. При движении газа с куста скважин до УКПГ диаметр выкидной линии равен 200, 325 и даже 426 мм. Промысловый газосборный коллектор рассчитывается как сложный газопровод с подключением по пути газовых линий. На рис.1.1. изображена схема части промыслового газосборного коллектора.

Запишем уравнения расхода газа для каждого участка, сложим их и получим

$$\sum_{i=1}^n q_i^2 l_i = k^2 (p_1^2 - p_{n+1}^2), \quad (2)$$

Где q_i – расход газа на i -м участке; l_i – длина i -го участка; p_1, p_{n+1} – давления газа в начале и конце коллектора соответственно; $k = 36,9 D_k^{8/3}$ при $z = 1$; $t_{cp} = 15$ 0С; $DK = \text{const}$.

Предположим, что при тех же длине, диаметре и давлениях газа в начале и конце коллектора, но без подключения газовых линий или расхода газа по пути средний постоянный расход газа по газопроводу q , тогда

$$q^2 L = k^2 (p_1^2 - p_{n+1}^2), \quad (3)$$

где L – общая длина коллектора.

Из сравнения уравнений (2) и (3) получим

$$q^2 L = \sum_{i=1}^n q_i^2 l_i. \quad (4)$$

Внутренний диаметр промышленного газосборного коллектора определяется на конец компрессорного периода эксплуатации месторождения с постоянным суточным отбором газа. Давление газа в начале газосборного коллектора p_1 принимается равным давлению обработки газа на УКПГ, ближайшей к началу газосборного коллектора, давление газа в конце газосборного коллектора p_{n+1} принимается равным давлению газа на приеме промышленной дожимной компрессорной станции (головной КС), часто расположенной на ПГСП в конце газосборного коллектора.

Из уравнения (3) вычисляем k и затем определяем искомый диаметр промышленного газосборного коллектора D_k . Обычно промышленный газосборный коллектор строится из труб диаметрами от 500 до 1420 мм.

Толщина стенки труб промышленного газосборного коллектора рассчитывается по давлению газа на УКПГ в первый год эксплуатации месторождения, несколько превышающему давлению газа в начале

магистрального газопровода (5,6 или 7,6 МПа).

Для охраны окружающей среды, повышения безопасности работа людей, ликвидации потерь газа и углеводородного конденсата при газодинамических и газоконденсатных исследованиях скважин, при удалении жидкостей с забоя скважин, из шлейфовых газопроводов, для повышения эксплуатационной надежности работы газопромысла в месте с высоконапорной системой сбора и внутрипромыслового транспорта газа и конденсата одновременно проектируется и сооружается низконапорная герметизированная система сбора, измерения и использования газа и углеводородного конденсата, а также других жидкостей.

Расчет сложной внутри- и межпромысловой газосборной сети при большом числе скважин, ГСП или УКПГ, дожимных компрессорных станций, при значительной протяженности промысловых и межпромысловых коллекторов с неустановившимся режимом в течения газа в них представляет собой сложную комплексную оптимизационную задачу. В современных условиях она решается методами динамического программирования с использованием в расчетах ЭВМ.

Системы проектирования схем обустройства газовых месторождений на ЭВМ.

Система состоит из информационного и математического обеспечения. Информационное обеспечение включает подробный перечень необходимой для решения задачи информации: нормативные материалы, картографический материал, данные проекта системы разработки и т.д.

Математическое обеспечение включает математические модели, алгоритмы и систему взаимосвязанных и информационно согласованных программ, составленных на машинном языке АЛГОЛ-60 для ЭВМ БЭСМ-6. Система позволяет определять оптимальные варианты технологических схем сбора и транспорта газа и промысловых дорог в динамике, на любой интервал проектирования. В результате расчетов определяются очередность ввода объектов в эксплуатацию, изменение их производственных

характеристик во времени (динамика капитальных вложений, добычи газа, строительства дорог, газопроводов и т.д.).

С помощью системы можно имитировать всевозможные проектные решения для поиска реального проекта в режиме человеко-машинного общения. ЭВМ осуществляет газодинамические расчеты движения газа в шлейфах и промысловых газосборных коллекторах, рассчитывает конфигурацию, протяженность и стоимость дорог, вычерчивает получающиеся схемы и печатает таблицы.

Общая схема функционирования системы состоит из следующих этапов: 1) сбор и подготовка исходной информации; 2) подготовка информации для реализации технологических решений; 3) подготовка системы к функционированию; 4) разложение задачи комплексного проектирования на две части: а) проектирование системы сбора и транспорта газа; б) проектирование системы автомобильных дорог; 5) решение задачи размещения УКПГ для системы сбора и транспорта газа; 6) построение коммуникационных сетей; 7) решение задачи размещения ДКС, газодинамические расчеты газопроводов, определение числа и типов компрессоров, диаметров газопроводов; 8) трассирование автомобильных дорог; 9) синтез задачи проектирования; 10) формирование и вывод показателей рассчитанных вариантов в виде таблиц и схем, вычерченных графопостроителем ЭВМ; 11) анализ вариантов схем комплексного обустройства, выбор реального проекта.

В результате функционирования системы по каждому из отобранных вариантов схем обустройства месторождений определяют: 1) число и место строительства УКПГ; 2) годы ввода их в эксплуатацию; 3) производительность УКПГ по годам; 4) число скважин, подключаемых к УКПГ; 5) структуру и протяженность газосборных сетей по каждой УКПГ и их диаметры; 6) металлоемкость газосборных сетей в динамике; 7) места строительства и мощности ДКС; 8) структуру сети дорог и очередность их строительства; 9) основные технико-экономические показатели по вариантам

обустройства месторождения (стоимость обустройства, число УКПГ и их стоимость, длина, металлоемкость и стоимость газосборных сетей и магистральных газопроводов, стоимость компрессорных станций, их число, типы используемых компрессоров, динамика освоения капиталовложений и т.д.).

Глава II. Установки комплексной подготовки газа месторождений Зеварды и Шуртан

2.1.ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УСТАНОВОК КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

На УКПГ подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации с использованием энергии расширения газа.

Несмотря на общность принципиальных решений, заложенных в структурное построение системы промышленной подготовки газа на месторождениях Зеварды и Шуртан, их конкретная реализация даже на стадии проектирования характеризуется целым рядом существенных различий. В еще большей степени они проявились на стадии фактического использования систем обустройства этих месторождений. Указанное обстоятельство послужило основой для отдельного рассмотрения и сопоставления принципиальных проектной и фактической технологических схем подготовки газа для рассматриваемых месторождений.

Месторождение Зеварды

По проекту обустройство, выполненному институтом Узгипрогаз, на месторождении Зеварды принято централизованная схема сбора и подготовки газа.

Сырьевой базой УКПГ являются запасы газа месторождения Зеварды. Кроме этого, на УКПГ может подаваться газ месторождения Алан, Памук и Култук по межпромысловому газопроводу Култук-Зеварды. Направление и объем подачи газа по этому газопроводу определяются текущим конкретным соотношением величин противодавлений на входе в УКПГ месторождений Култук и Зеварды.

В состав УКПГ месторождения Зеварды входят четыре блока,

состоящие каждый из трех технологических ниток. В общие коллекторы блоков газ поступает по промышленным коллекторам с соответствующих сборных пунктов. Общие коллекторы первого и второго блоков соединены между собой через перемычку. Коллекторы второго, третьего и четвертого блоков соединены между собой последовательно. Такая конструкция общих коллекторов отдельных блоков УКПГ и их взаимосвязь не обеспечивала полного смешения поступающей в них продукции и равномерного ее распределения между отдельными технологическими нитками. Так как со сборных пунктов на УКПГ поступает газожидкостная смесь, то вследствие значительно более высокой инерционности жидкостной части потока по сравнению с газовой основная его часть поступала на тупиковые нитки каждого блока. В целях частичной локализации такого эффекта по рекомендации Средазниигаза выполнены работы по кольцеванию входного коллектора в целом по УКПГ. Это позволило в некоторой степени сгладить неравномерность распределения жидкости, поступающей на УКПГ, между отдельными технологическими нитками.

Из сборного коллектора газ направляется в технологические нитки (рис. 2.1). После сепаратора С-101, где происходит отделение капельной влаги и углеводородного конденсата, газ поступает в теплообменник первой ступени Т-101, где охлаждается обратным потоком газа. Для регулирования степени охлаждения газа теплообменник Т-101 оборудован байпасом по обратному потоку газа. После этого газ поступает в сепаратор С-102, где от него отбивается влага и углеводородный конденсат и направляется в теплообменник Т-102. Здесь газ охлаждается обратным потоком газа и поступает на дросселирование.

По проектному решению перед сепаратором С-103 газ должен разделяться на два потока:

Основной поток газа через регулирующий штуцер дросселируется и охлаждается за счет дроссель-эффекта;

Часть газа в качестве активного потока идет через эжектор, в котором

откуда газопровод.

По проектному решению вода и конденсат, осаждающиеся в разделительной части сепараторов С-101 и С-102, разделенным потоком должны направляться в дегазатор пластовой воды и теплообменник Т-103 «конденсат-конденсат». Фактически вода и конденсат из сепараторов С-101 и С-102 (из-за неисправности клапанов-регуляторов на технологических нитках) общим потоком по конденсатной линии сбрасывались в разделитель Р-201. Отсюда вся жидкость (вода и конденсат) после частичной дегазации направлялась в С-201, КТУ и Е-201. в результате даже частичный сброс пластовой и конденсационной воды, осаждаемой в сепараторах С-101 и С-102, производился только из емкостей Е-201, т.е. практически вся поступающая на установку вода проходила по всему технологическому тракту подготовки конденсата, резко ухудшая условия его дегазации и вызывая дополнительные потери конденсата из емкостей Е-201. Дополнительные потери конденсата из емкостей Е-201 были связаны с дренажом в канализацию подтоварной воды.

Для поддержания заданного уровня жидкости в первичных сепараторах С-101 и С-102 предназначены клапаны – регуляторы. Наиболее высокая интенсивность отказов работы клапанов – регуляторов наблюдается на линиях сброса воды из первичных сепараторов С-101 и С-102. Это вызвано значительной эрозией седла и клапана приборов. Эрозия возникает вследствие высоких значений перепадов давления и соответственно развитого кавитационного режима их работы. Действительно, если на линиях вывода углеводородного конденсата из первичных сепараторов перепад давления на клапанах-регуляторах составляет 4-5 МПа, то аналогичная величина на линиях вывода воды достигает значений 9,0-9,5 МПа. На процесс разрушения исполнительного механизма клапанов-регуляторов, в первую очередь по сепараторам С-101, оказывало и наличие в потоке воды механической примесей, выносимых потоком сырья из скважин. В результате, как показал опыт эксплуатации этих приборов на сепараторах С-

101, С-102 УКПГ месторождений Зеварды, Култук, Шуртан длительность периода их надежной работы ограничивалась тремя-пятью месяцами. Этим объясняется вынужденный переход на совместный сброс по конденсатной линии всего объема жидкости, отбираемого в первичных сепараторах. Но такой вынужденный прием обуславливает нарушение многих проектных технологических связей между аппаратами и системами УКПГ.

Для устранения указанных выше недостатков фактической схемы Средазниигазом была выдана рекомендация по сбросу воды из разделителей Р-201 в дегазаторы пластовой воды. Соответствующая переобвязка была реализована ГПУ Мубарекгаз. Такое решение одновременно ликвидировало и перегрузку С-201 и КТУ по объему поступающей в них жидкости, которая вызывала сокращение времени пребывания конденсата в этих емкостях и ухудшение условий его дегазации.

Существующая технологическая схема УКПГ не располагает возможностью использования теплого потенциала потока углеводородного конденсата, отбираемого из сепараторов С-101 и С-102. Согласно изменениям в проекте, внесенным институтом Узгипрогаз, теплообменник Т-103 «Конденсат-конденсат» аннулирован и заменен теплообменниками «ПВК (пары верха колонны) – конденсат» и «горячей РДЭГ – конденсат». Эти теплообменники обеспечивают необходимый подогрев смеси НДЭГ – конденсат, поступающей из сепараторов С-103.

Для предупреждения образования гидратов перед теплообменником Т-102 предусматривается впрыск 80% - го ДЭГа в поток газа.

Регенерация насыщенного ДЭГа производится в огневых регенераторах ОР-301, рассчитанных ЦКБН на испарение влаги в количестве 54 кг/ч. Регенерация насыщенного ДЭГа производится последующей технологической схеме: насыщенный ДЭГ из разделителей Р-201 направляется в выветриватель В-301, откуда растворенный в ДЭГе газ выбрасывается в факельную линию, а ДЭГ поступает на регенерации в огневой регенератор ОР-301.

Здесь уместно заметить, что указанное выше деление УКПГ на четыре блока носит практически условный характер и связано с очередностью строительства и ввода ее в эксплуатацию. Структурное построение УКПГ месторождения Зеварды носит централизованный характер. Этот принцип проявляется в наличии общих для УКПГ систем сбора смеси НДЭГ – конденсат из низкотемпературных сепараторов С-103, разделения и дегазации углеводородного конденсата, регенерации и подачи ДЭГа в технологические нитки.

Такое решение имеет свои преимущества и недостатки. К недостаткам могут быть отнесены следующие факторы.

Наличии общего коллектора для сбора насыщенного ДЭГа и углеводородного конденсата и сепараторов С-103 всех технологических ниток и возможность подачи РДЭГа в теплообменники Т-102 также из общего для всей УКПГ коллектора создают значительные трудности при переводе УКПГ с горячего на холодный режим и в определенной степени сужают потенциальные возможности по оперативному управлению режимами работы отдельных блоков и составляющих их технологических ниток. Трудности осуществления такого процесса состоят в том, что при его реализации в сепараторы С-103 поступает резко повышенное количество капельной влаги. Это зачастую сопровождается повышенными потерями ДЭГа вследствие отсутствия резервных емкостей для сбора больших количеств его сильно разбавленного раствора.

Наличие общего коллектора для подачи РДЭГа в теплообменники Т-102 практически исключает возможность целенаправленного регулирования режимов работы отдельных технологических ниток. Вследствие низкой эффективности существующие системы регулирования подачи ДЭГа в отдельные технологические нитки (в зависимости от изменения степени их загрузки по объему обрабатываемого газа) не функционируют. В результате в каждую технологическую нитку поступает приблизительно равно и количество РДЭГа, в то время как они в разное степени загружены по объему

обрабатываемого газа. Определяющую роль на характер распределения РДЭГа по отдельным технологическим ниткам УКПГ в этих условиях будут оказывать текущие гидравлические характеристики всех элементов системы его подачи.

Общая для УКПГ система сбора и разделения смеси НДЭГ – конденсат приводила к тому, что степень загрузки по объему жидкости (конденсата) ряда параллельно подключенных к единому коллектору разделителей Р-201 была неравномерной: Последнее обуславливало снижение эффективности их работы в целом. В перезагруженных по объему жидкости аппаратах падала четкость разделения смеси, что вызвало необоснованные потери ДЭГа с конденсатом и резкое ухудшение условий работы системы регенерации ДЭГа.

Равномерная загрузка параллельно подключенных к единому коллектору разделителей Р-201 была обеспечена путем установки на входе сырья в каждый из них регулирующих штуцеров.

Аналогично наличию общего коллектора по раствору насыщенного ДЭГа для ряда параллельно работающих огневых регенераторов на ряду с заложенным в проекте принципом пропорционального регулирования уровня жидкости в отдельных технологических аппаратах различных систем УКПГ приводит к неравномерному распределению сырья (НДЭГа) как между параллельно работающими огневыми регенераторами ОР-301, так и по каждому из них во времени. Следствиями такого характера распределения сырья по огневым регенераторам являются:

Повышенные потери ДЭГа рефлюксом;

Образование паровых пробок в дефлегматорах колонн огневых регенераторов, обслуживающих усиление степени неравномерности загрузки аппаратов ОР-301.

Для их предотвращения ниже излагается техническое решение, призванное обеспечить равномерную загрузку огневых регенераторов.

Одним из наиболее существенных преимуществ централизованной

схемы УКПГ месторождения Зеварды является возможность использования суммарного потока паров верха колонн ОР-301 для подогрева смеси НДЭГ – конденсат, отбираемой из низкотемпературных сепараторов С-103.

Месторождение Шуртан

Система подготовки газа на ГКМ Шуртан включает себя сбор газа со скважин на сборные пункты, блок входных ниток (БВН), установку предварительной подготовки газа (УППГ), установки разделения и дегазации углеводородного конденсата, регенерации и подачи ДЭГа на УНТС и вспомогательные оборудование (насосная, технологические емкости, факельные площадки и т.п.).

Газ со скважин по шлейфам поступает на сборные пункты, откуда через БВН и общий коллектор распределяется по параллельным технологическим ниткам УППГ. Здесь газ проходит предварительную очистку от механических примесей и капельной жидкости в сепараторах С-1 (первичные сепараторы конструкции ЦКБН). В разделительной секции сепараторов С-1 пластовая и конденсационная вода должны определяться от углеводородного конденсата и через клапан регулятор уровня выводится в дегазатор пластовой воды, откуда сбрасываться в канализацию. Углеводородный конденсат из сепараторов С-1 подается по конденсатопроводу на УНТС.

Фактически же регулирующие клапаны, установленные на линиях продувки сепараторов С-1 по воде, отключены, и сброс ее практически не производится. Это вызвано той же причиной, что и на УКПГ месторождения Зеварды – значительной эрозией седла и клапана приборов. В результате вся жидкость (конденсат и вода), отбиваемая в сепараторах С-1, может отводиться только по конденсатной линии в конденсатопровод на УНТС.

Принимая во внимание, что на УППГ при производительности 100% только капельной влаги поступает ≈ 90 т/сут., становится ощутимой дополнительная нагрузка на конденсатопровод.

Таким образом, в реальных условиях УППГ лишь частично выполняет

свойственные ей технологические функции.

Газ с УППГ по межпромысловым газопроводам поступает на входной коллектор УНТС, откуда распределяется на параллельно работающие технологические нитки (рис. 2.2). Межпромысловые газопроводы УППГ – УНТС длиной 22км одновременно выполняют и функции дополнительного теплообменника, обеспечивающего за счет теплообмена с окружающей средой охлаждение газа.

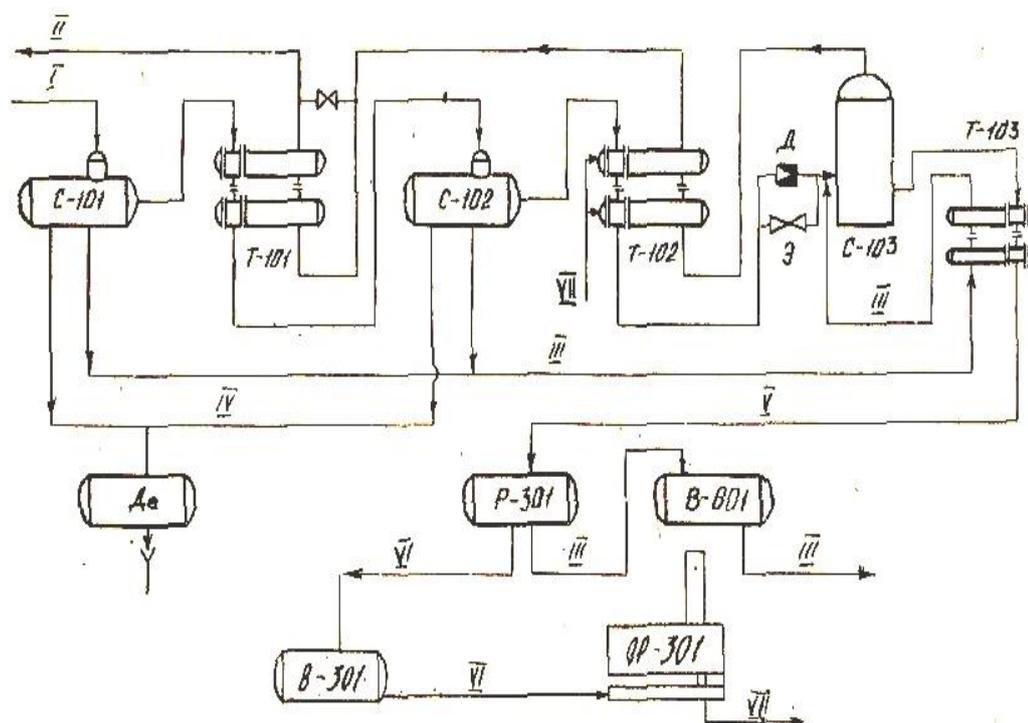


Рис.2.2. Принципиальная технологическая схема НТС УППГ месторождения Шуртан:

С-101, С-102 – горизонтальные сепараторы I и II ступеней; Т-101, Т-102, Т-103 – теплообменники; Д – дроссель; Э – эжектор; С-103 – низкотемпературный сепаратор; Д_с – дегазатор пластовой воды; Р-301 – разделитель; В-301 – выветриватель; В-601 – выветриватель; ОР-301 – огневой регенератор;

I – сырой газ; II – осушенный газ; III – конденсат; IV – вода; V – НДЭГ + конденсат; VI – НДЭГ; VII - РДЭГ

Исходя из конструкции входного коллектора УНТС и фактического соотношения направлений поступающего и распределяемого газового сырья, создавались условия для неравномерного его распределения между отдельными технологическими нитками УНТС. На входной коллектор УНТС и УППГ поступает газожидкостная смесь. Вследствие значительно более высокой инерционности жидкостной части потока по сравнению газовой большая часть массы жидкостного потока будет поступать на тупиковые нитки. Распределение же газовой части потока между технологическими нитками происходит в обратной закономерности. Это достаточно убедительно подтверждается как характером загрузки технологических ниток по объему обрабатываемого газа, так и степенью избыточного разбавления ДЭГа по ним. Из входного коллектора газ направляется в технологические нитки УНТС.

Принципиальные проектные и фактические технологические схемы установок УНТС идентичны для месторождений Шуртан и Зеварды. Рассмотрим фактическую технологическую схему УКПГ месторождения Шуртан.

Эжекторы на технологических нитках, предназначенные для утилизации газов дегазации углеводородного конденсата из разделителей, отсутствуют.

Жидкость, отбиваемая в сепараторах С-101 и С-102 по большей части технологических ниток (что уже не имеет принципиального значения – по всем ли ниткам или только по части из них) общим потоком по конденсатным линиям, минуя теплообменники Т-103 «конденсат-конденсат», сбрасывается в разделители Р-301 (по маркировке УКПГ месторождения Шуртан). Отсюда вся жидкость (вода и конденсат) после частичной дегазации направляется в выветриватель В-601 и далее в технологические емкости конденсата, откуда откачивается насосом на нефтеналивную эстакаду. Отсутствие сброса воды из технологических аппаратов С-101, С-102 и, наконец, из Р-301 вызывается главным образом незаконченностью

строительства канализационной системы.

В результате практически вся поступающая на установку вода проходит по всему технологическому тракту подготовки конденсата, резко ухудшая условия его дегазации и вызывая дополнительные энергетические затраты на его транспорт.

Еще более дестабилизирующим фактором нормальной работы самой УКПГ является, по сути дела, исключение из технологической схемы теплообменника Т-103. подача в теплообменники Т-103 совместного потока конденсата и воды в качестве греющего агента приводила неоднократно к их загидрачиванию. Поэтому жидкость из сепараторов С-103 поступала на разделение в Р-301, подогреваемая только за счет теплообмена с окружающей средой при охлаждении ее по межтрубному пространству теплообменников Т-103 (теплообменники типа «труба – в трубе»). Эффективность такого процесса, особенно в зимних условиях, безусловно, мало. Это означает, что создаются наиболее неблагоприятные условия для достижения необходимой четкости разделения жидкости, поступающей в разделители Р-301, на составляющие компоненты – НДЭГ и конденсат. В свою очередь это вызывает нарушение нормальной работы системы регенерации ДЭГа и обуславливает повышенные потери как ДЭГа, так и конденсата.

Впрыск в поток обрабатываемого газа перед низкотемпературным сепаратором С-103 насыщенного углеводородного конденсата не производится, т.е. в какой-то степени снижается общий выход сырого конденсата за счет отсутствия абсорбционного эффекта. Однако до включения в работу установки стабилизации конденсата (УСК) от такого проектного решения было бы маловероятным ожидать эффекта. Такое суждение основывается на том, что в качестве абсорбента должен использоваться углеводородный конденсат, насыщенный легкими углеводородами. Поэтому его абсорбционная способность в условиях сепаратора С-103 будет относительно невелика. С другой стороны, возможность дополнительного его насыщения, прежде всего за счет

компонентов С3 – С5, при отсутствии УСК приводила бы лишь к их избыточным потерям на факеле после разделителя Р-301 и выветривателя В-601. Это может быть в равной степени отнесено и к УКПГ месторождения Зеварды.

И наконец, необходимо отметить, что технологическая обвязка системы УНТС и установок разделения и регенерации ДЭГа допускает возможность разделения их на индивидуальные блоки. В состав каждого такого блока входят две технологические нитки со своей индивидуальной системой подачи, сбора, разделения и регенерации ДЭГа. Такое решение является, безусловно, рациональным как в технологическом, так и в технико-экономическом плане и позволит расширить возможности оперативного управления режимом работы УКПГ в целом. Особенно четко эти преимущества по УКПГ месторождения Шуртан проявляются в сопоставлении с аналогичными решениями по УКПГ месторождения Зеварды.

2.2. АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЗАГРУЗКИ УКПГ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Существенное значение для обеспечения устойчивой работы УКПГ имеет степень равномерности загрузки во времени наряду с изменениями общего уровня потребления. Это связано с большой инерционностью тепловых процессов по УКПГ и перераспределением газа между отдельными нитками. Поэтому частые и резкие изменения производительности УКПГ, причем знакопеременного характера, могут приводить к нарушению нормального технологического режима ее работы, зачастую сопровождающихся гидратообразованием по отдельным технологическим ниткам.

Анализ характера загрузки УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан во времени являет наличие многократных и в большом диапазоне колебаний ее

100%-й эффективности работы сепараторов С-101 и С-102. принимая во внимание их существенную зависимость от нагрузки, действительные количества капельной влаги могут быть только значительно выше, увеличиваясь с ростом нагрузки. Однако даже без учета последнего замечания количество капельной влаги, поступающей в сепараторы С-103, изменялось в 2,7 раза. Это означает, что в таком же диапазоне должна изменяться и тепловая мощность функционирующей системы регенерации ДЭГа.

Понятно, что быстрая, а тем более моментальная перестройка работы всех аппаратов и систем УКПГ (в том числе и числа одновременно функционирующих ниток) в соответствии с темпом меняющейся ее загрузки невозможна. Отсюда – неустойчивость режима работы установки и как прямое следствие – снижение качества подготовки газа.

Однако объективным показателем характера загрузки по объему обрабатываемого газа, отражающим возможности реализации регламентированных режимов работы технологических ниток является динамика изменения этой величины по каждой технологической нитке. Правомерность такого суждения основывается на том, что даже при неизменной величине загрузки УКПГ в целом (тем более на уровне, не превышающем ее номинальной производительности) текущая производительность отдельных технологических ниток изменяется в значительном интервале, отклоняясь от ее номинальной величины в пределах от -27% до +20%. Так, при суммарной часовой производительности УКПГ, равной 108%. 3,4,5 технологические нитки характеризовались производительностью, превышающей их номинальную величину на 20-28%. Одновременно 6 технологическая нитка была загружена ниже номинальной на 20%. Таким образом, в один и тот же момент времени производительность отдельных ниток отличалась друг от друга до 50%.

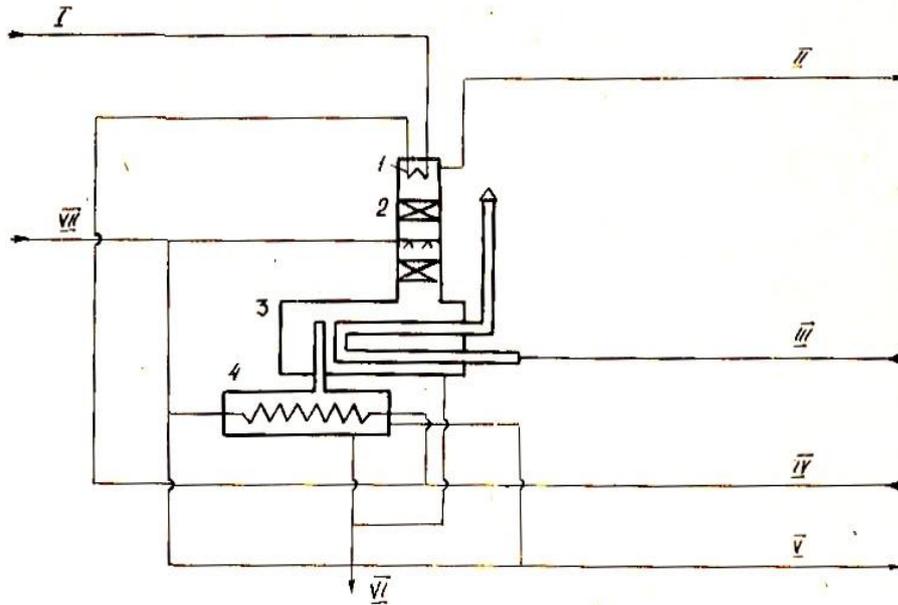


Рис.2.4. Изменение загрузки технологических ниток по УКПГ месторождения Зеварды

На рис.2.4 в качестве характерного примера приведена динамика изменения текущей производительности одновременно функционирующих технологических ниток УКПГ. Следует отметить, что работа технологических ниток с таким разным уровнем загрузки осуществлялась при практически равной подаче ДЭГа в каждую из них. Кроме того, увеличение скоростей газового потока (при повышенной нагрузке ниток) в сепараторах С-101 и С-102 вызывает существенное снижение эффективности их работы. Это в конечном итоге определяет уносы значительного количества жидкости и прежде всего воды в сепараторы С-103. в результате происходит сильное разбавление ДЭГа водой не только по отдельным (перегруженным по объему газа) ниткам, ни и по УКПГ в целом по сравнению с работой УКПГ с той же суммарной производительностью и равной загрузке всех технологических ниток. Чрезмерное разбавление ДЭГа водой вызывает, в свою очередь, увеличение нагрузки на систему регенерации и может служить причиной образования гидратов по наиболее перегруженным ниткам.

Анализ большого фактологического материала по режимам загрузки

отдельных технологических ниток и УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан в целом достаточно четко выявляют их существенную нестационарность.

В этом плане влияние характера загрузки УКПГ и составляющих ее технологических ниток на эффективность процесса подготовки газа становится особо значимым, поскольку установление оптимальных параметров значительно усложняет возможность единовременного учета всего многообразия физических, технических и технологических взаимосвязей, изменяющихся параметров работы элементов, узлов и систем УКПГ.

В процессе проведения обследования на технологических нитках УКПГ в целях определения показателей, характеристик и эффективности работы отдельных видов оборудования и систем авторы исходили из представления о стационарности режимов их функционирования в рассматриваемые моменты времени. Последнее, естественно, может вносить определенные погрешности в оценку определяемых величин, особенно по таким аппаратам, как теплообменники, обладающими большой емкостью и инерционностью системы.

Наряду с процессом неравномерной загрузки по объему обрабатываемого газа как между технологическими нитками, так и каждой из них во времени, на УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан достаточно четко проявляется и неравномерный характер загрузки технологических ниток по объему жидкости. Естественно, что оба эти процесса тесно взаимосвязаны.

Определенное влияние на интенсивность этого процесса оказывает, как было указано выше, конструкция входного коллектора УКПГ. Она не обеспечивает полного смешения поступающей в коллектор продукции и равномерного распределения ее между нитками. Но и при одной и той же конструкции входного коллектора наблюдаются достаточно резкие изменения загрузки технологических ниток по объему жидкости.

**Концентрация ионов хлора в пробах воды, отобранной из сепаратора
С-101 УКПГ месторождения Зеварды**

Сепаратор	Содержание ионов хлора, г/л	Сепаратор	Содержание ионов хлора, г/л	
С-101/1	0,035	С-101/5	0,443	
	0,050		11,205	
	0,063		13,829	
	0,355		12,670	
	1,560		168,400	
	0,133		66,000	
	3,540		3,000	
	1,030		19,000	
	0,420		С-101/6	33,828
	0,017			37,410
	С-101/2	0,797		1,596
		0,070		2,659
0,095			29,100	
0,078			17,99	
0,284			0,170	
0,106		С-101/7	11,790	
1,770	9,350			
С-101/3	0,195		11,080	
	0,070		10,990	
	0,035		8,420	
	0,035		10,600	
	0,170		2,870	
	0,017		4,000	
С-101/4	3,014	С-101/8	7,400	
	4,255		25,790	
	3,450		16,660	
	7,300		37,820	
	13,386		22,510	
	3,800		146,450	
	117,40		12,320	
	115,86		3,720	
			4,000	

Основанием для таких оценок могут служить приведенные в табл.2.1 данные по минерализации проб капельной влаги, отобранных из входных сепараторов С-101 технологических ниток УКПГ месторождения Зеварды.

Степень минерализации капельной влаги, поступающей в одну и ту же технологическую нитку во времени, изменяется в несколько десятков раз. В этом проявляется как влияние неравномерности распределения жидкости между нитками при перераспределении между ними общего потока газа, так и влиянием режимов работы скважин, характера и периодичности процессов накопления пластовой воды в призабойной зоне и выбросов ее с потоком газа. Вместе с тем, прослеживается и взаимосвязь между производительностью технологической нитки по объему газа и степенью минерализации поступающей в нее капельной влаги, т.е. по сути дела нагрузкой нитки по объему жидкости. Она достаточно четко проявляется в результате сопоставления данных, представленных в табл. 2.2.

Таблица 2.2

**Взаимосвязь степени нагрузки первой технологической нитки УКПГ
месторождения Зеварды по объемом газа и жидкости**

Номер нитки	Расход газа, %/ч	Содержание ионов хлора в воде сепаратора С-101, г/л
1	97,6	1,56
1	94,4	1,73
1	108,8	0,78

Из данных табл. 2.2 видно, что с увеличением производительности нитки по объему газа наблюдается снижение минерализации воды, поступающей в С-101, или соответственно уменьшение общего количества воды за счет ее перераспределения между отдельными нитками.

Значительные расхождения по степени минерализации капельной влаги, поступающей в отдельные технологические нитки, свидетельствуют о том, что выносы высокоминерализованной воды происходят из призабойной

зоны не на всех скважинах месторождения Зеварды. Последующие исследования подтвердили этот вывод. Изоляционные работы, проведенные на отдельных скважинах месторождения Зеварды, привели к снижению общего уровня минерализации воды, поступающей на УКПГ, практически вдвое.

Выполненное по рекомендации специалистов, кольцевание входного коллектора УКПГ месторождения Зеварды обеспечило резкое снижение неравномерности загрузки технологических ниток по объему капельной жидкости. Частично этому способствовало и обеспечение практически равномерной загрузки технологических ниток УКПГ по объему обрабатываемого газа (табл.2.3.).

Таблица 2.3.

**Степень загрузки технологических ниток УКПГ
месторождения Зеварды**

Дата	Номер технологической нитки	Расход газа, тыс. м3/ч	Дата	Номер технологической нитки	Расход газа, тыс. м3/ч
	1	100		10	124
	3	106		11	126
	4	100		12	122
	5	108		1	124
	6	102		3	122
	10	110		4	124
	11	100		5	128
	7	112		6	124
	12	110		7	120
	1	120		9	126
	3	124		10	126
	4	128		11	126
	5	124		12	124
	6	130			
	7	122			
	9	124			

Одним из косвенных показателей достижения указанного эффекта явилось

выравнивание степени минерализации капельной влаги, поступающей в отдельные технологические нитки. Степень влияния этой суммы факторов наглядно иллюстрируется сопоставлением уровня минерализации раствора ДЭГа по отдельным ниткам УКПГ месторождения Зеварды, имевшими место до и после их реализации (табл.2.4).

Таблица 2.4

Уровень минерализации раствора ДЭГа,отобранного из технологических ниток УКПГ месторождения Зеварды

Концентрация ионов хлора в пробах ДЭГа, г/л					
Дата	Место отбора проб	Содержание ионов хлора, г/л	Дата	Место отбора проб	Содержание ионов хлора, г/л
	С-103/5	1,63		С-103/1	1,14
	Е-302	2,58		С-103/4	0,77
	С-103/6	2,16		С-103/5	1,06
	С-103/5	1,27		С-103/6	0,73
	С-103/8	2,16		С-103/7	1,06
	Е-302	2,42		С-103/9	1,26
	С-103/8	2,05		С-103/11	1,22
	С-103/6	2,21		Е-302	1,26
	С-103/5	2,08		С-103/1	1,20
	С-103/4	2,02		С-103/4	1,09
	С-103/3	1,98		С-103/5	0,93
	С-103/1	1,73		С-103/6	1,00
				С-103/7	0,96
				С-103/9	1,08
				С-103/11	1,08
				Е-302	1,18

2.3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСНОВНЫХ ВИДОВ ОБОРУДОВАНИЯ УКПГ

Прежде чем перейти к изложению результатов, полученных в процессе обследования, целесообразно сделать следующее замечание. Неадекватность фактических и проектных решений по технологической схеме УКПГ, осложнившая возможность нормального функционирования отдельных видов оборудования, технически неудовлетворительное состояние ряда видов штатного КИПа, а зачастую и отсутствие его по отдельным видам оборудования привело к тому, что дать оценку даже качественного характера для таких видов оборудования оказалось практически невозможным. Поэтому в тех случаях, когда это оказывалось возможным, специалисты использовали различные косвенные методы и способы для получения такой оценки. Сделанное выше замечание в определенной степени может быть отнесено к сепараторам. Существующие методы определения эффективности сепарационного оборудования при их высокой трудоемкости и технической сложности не обеспечивают необходимой достоверности получаемых результатов (1). Высокая погрешность результатов обуславливается трудностью достижения необходимой достоверности представительной пробы газожидкостной смеси, отбираемой из исследуемого трубопровода. В соответствии с этим при оценке эффективности работы сепарационного оборудования применение в основном находят косвенные методы. К этой категории технологических аппаратов на УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан относятся сепараторы С-101 и С-102.

Опыт эксплуатации УКПГ различных газоконденсатных месторождений со всей очевидностью выявляет важность и необходимость постоянного контроля за эффективностью работы первичных сепараторов С-101 и С-102, поскольку именно они зачастую определяют резкие нарушения нормального режима работы как технологических ниток, так и систем регенерации ДЭГа. Это обусловлено тем, что при снижении эффективности работы сепараторов

С-101 и С-102 количество капельной влаги, поступающей в низкотемпературные сепараторы, резко возрастает. При снижении значений коэффициентов эффективности сепараторов С-101 и С-102, например до 60%, количество капельной влаги, поступающей в сепаратор С-103, увеличивается при прочих равных данных в 2,3 + 2,5 раза, обуславливая резкое снижение концентрации насыщенного ДЭГа и возможность образования гидратов.

Переходя к оценке эффективности работы первичных сепараторов С-101, С-102, целесообразно остановиться на состоянии и возможности нормального функционирования их вспомогательного оборудования: уровнемеров и регулирующих клапанов. Выход из строя по ряду аппаратов регулирующих клапанов по сбросу жидкости привел к тому, что отвод ее (воды и конденсата) из всех первичных сепараторов С-101 УКПГ осуществлялся только по конденсатной линии. Периодические отказы в работе регулирующих клапанов либо несвоевременный сброс жидкости при использовании "ручного" способа выполнения такой операции создавали основу и возможность для переполнения первичных сепараторов, снижения эффективности их работы и практически полного исключения их из технологической схемы в подобных ситуациях.

Естественно, что наличие таких, пусть даже кратковременных характеристик работы первичных сепараторов и особенно сепараторов С-102 может свести на нет высокие показатели эффективности работы всех других взаимосвязанных с ними технологических аппаратов. При оценке эффективности работы первичных сепараторов С-101 и С-102 специалисты использовали соотношения материальных балансов по насыщению газа влагой и разбавления им раствора ДЭГа. Поскольку эти последовательно работающие сепараторы совершенно идентичны, то эффективность их работы принималась равной с определенной долей погрешности. Далее по результатам определения концентрации ДЭГа, подаваемого на впрыск в технологическую нитку и отбираемого из низкотемпературного сепаратора С-103, рассчитывали количество поглощенной им капельной влаги. Исходя из значений

термодинамических параметров газового потока по сепараторам С-102 и С-103 устанавливалось потенциальное количество капельной влаги, которое должно быть сконденсировано на технологической линии между ними. Сопоставление этих величин и служит основой для нахождения искомой эффективности работы первичных сепараторов.

В соответствии с этими предпосылками эффективность работы указанных сепараторов определялась по уравнению

$$K = 1 + \frac{W_1 - W_2}{2(W_{\text{ПА}} - W_1)} - \sqrt{\left[\frac{W_1 - W_2}{2(W_{\text{ПА}} - W_1)} \right]^2 + \frac{W_2 - W_3 + g_D \left(\frac{C_P}{C_H} - 1 \right)}{W_{\text{ПА}} - W_1}}, \quad ; \quad (2.1)$$

где $W_{\text{ПА}}$, W_1 , W_2 , W_3 - соответственно влагоемкость газа при термодинамических условиях (P,t) в пласте и работы сепараторов С-102, С-102, С-103, г/м³; g_D - количество подаваемого РДЭГа в рассматриваемую технологическую нитку, кг/ч; C_P , C_H - соответственно концентрация регенерированного и насыщенного ДЭГа, %;

Заметим, что на каждой технологической нитке отсутствуют возможности замера количества подаваемого в них регенерированного ДЭГа. Поэтому, принимая во внимание незначительное гидравлическое сопротивление системы распределения ДЭГа, исходили из условия равномерного распределения общей подачи ДЭГа между отдельными технологическими нитками. Однако принятие такого условия может иногда приводить к существенному искажению получаемых результатов. Именно с такой ситуацией специалисты столкнулись при обработке результатов обследования УКПГ месторождения Зеварды.

Действительно, анализ данных, приведенных в табл. 2.5, показывает значительное отличие значения концентрации НДЭГа по 7-й технологической нитке от аналогичных величин по другим ниткам даже при практически одинаковой загрузке по объему обрабатываемого газа.

Проводимые специалистами одновременно замеры температуры точки

росы по водяным парам обрабатываемого газа показали, что если по 7-й технологической нитке температура точки росы по воде была на $6\div 7^{\circ}\text{C}$ ниже температуры сепарации, то по всем остальным ниткам эта разница была в пределах $1\div 3^{\circ}\text{C}$. Такие результаты как по величине концентрации НДЭГа, так и по температуре точки росы по воде могли быть следствием резко увеличенной подачи РДЭГа в теплообменники Т-102 7-й технологической нитки. Выполненная по рекомендации авторов ревизия форсунок впрыска ДЭГа по Т-102/7 подтвердила наличие их значительной эрозии, обусловившей перерасход РДЭГа.

В табл. 5 приведены данные по работе 7-й технологической нитки за несколько дней, в течение которых имела место подобная ситуация. Этим мы преследовали две цели. Первая состояла в том, чтобы еще раз обратить внимание на необходимость периодического контроля в процессе эксплуатации такого параметра, как величина концентрации НДЭГа по низкотемпературным сепараторам С-103 отдельных технологических ниток. Вторая - в том, чтобы показать нецелесообразность использования полученных в этот период параметров работы всех остальных технологических ниток для оценки эффективности работы первичных сепараторов.

Использование же данных по работе технологических ниток УКПГ, приведенных в табл. 2.5, для определения эффективности работы первичных сепараторов С-101 и С-102 в соответствии с выражением (I) приводило к совершенно неверным результатам. Так, по 7-й технологической нитке коэффициенты эффективности работы сепараторов С-101 и С-102 превышали 100%, в то время как по всем остальным ниткам они составляли 65-79%. Проведенные авторами оценочные расчеты показали, что фактическая подача РДЭГа в Т-102/7 была в 2,5 раза больше, чем по любой другой технологической нитке. При этом условии эффективность работы первичных сепараторов по всем технологическим ниткам оказалась на уровне 74-87% (см. табл. 5).

Таблица 2.5

**Параметры режимов работы технологических ниток и
эффективность работы первичных сепараторов УКПГ месторождения**

Зеварды

Но ме р ни тк и	Расход газа, тыс.м ³ /ч	Температур а газа, °С			Количес т - во подаваем ого РДЭГа, кг/ч	Концентра ция ДЭГа, %		Количество воды сепарируемой в С- 103, кг/тыс.м ³			Кoeffиц иент эффектив ности, %
		С- 10 1	С- 10 2	С- 10 3		С _Р	С _Н	Унос из С- 102	Конде нсат в С-102, С-103	Всего	
I	136	56	27	-3	371	78	60	0,478	0,340	0,818	77,5
4	140	56	27	-5	371	78	60	0,455	0,350	0,795	78,7
6	120	54	25	-5	371	78	58	0,766	0,390	1,066	67,8
8	150	50	40	-2	371	78	54	0,349	0,750	1,099	75,6
9	142	47	39	-2	371	78	52	0,596	0,710	1,306	65,5
7	146	50	30	-3	371	78	70	-	0,410	-	100
7	146	52	31	-1	318	76	70	-	0,420	-	100
	139	52	29	-2	325	77	70	-	0,390	-	100
7	146	50	30	-5	742	78	70	0,171	0,410	0,581	87,3
8	150	50	40	-2	296,8	78	54	0,129	0,750	0,879	87,1
9	142	47	39	-2	296,8	78	52	0,335	6,710	1,045	75,2
6	120	54	25	-5	296,8	78	58	0,553	0,300	0,853	74,3
4	140	56	27	-5	296,8	78	60	0,286	0,350	0,636	84,9
I	136	56	27	-3	296,8	78	60	0,315	0,340	0,655	83,6

Таблица 2.6

Параметры работы технологических ниток и коэффициенты эффективности работы первичных сепараторов УКПГ месторождения Зеварды

Но ме р ни тк и	Расход газа, тыс.м ³ / ч	Температ ура газа, °С			Количес тво подавае мого РДЭГа, кг/ч	Концентр ация ДЭГа, %		Количество воды сепарируемой в С- 103, кг/тыс.м ³			Кoeff ициент эффект ив- ности, %
		С- 10 1	С- 10 2	С- 10 3		С _Р	С _Н	Унос из С- 102	Конде нсат в С-102, С-103	Всего	
1	122	52	28	0	300	76	50	0,929	0,350	1,279	61,7
	104	48	26	-1	307	54	40	0,580	0,315	0,895	70,8
3	120	52	29	-4	300	76	52	0,758	0,396	1,154	67,1
4	122	54	25	-5	300	76	60	0,350	0,302	0,652	81,5
5	134	54	25	-3	300	76	56	0,509	0,290	0,799	75,6
6	110	54	26	-2	300	76	57	0,610	0,300	0,910	72,3
7	124	52	24	-4	300	76	51	0,910	0,276	1,186	63,2
8	140	52	34	-1	300	76	54	0,346	0,523	0,871	78,9

При анализе результатов исследований режимов работы технологических ниток УКПГ (см. табл. 2.6), резкого влияния указанного выше фактора не наблюдалось. В соответствии с выражением (I) были определены коэффициенты эффективности первичных сепараторов С-101 и С-102. Здесь специалисты исходили из условия равномерного распределения подаваемого одним насосом общего расхода РДЭГа между отдельными технологическими нитками.

Правомерность использования в рассматриваемом случае такого подхода определялась следующими результатами. Исходя из фактической концентрации РДЭГа, равной 76%, фактических значений концентрации

НДЭГа по С-103, расчетное значение концентрации НДЭГа в выветривателе В-30I при условии равномерного распределения РДЭГа по ниткам равно 54,7%; фактически – 55%, т.е. принятое условие вполне допустимо к обеспечивает достаточную точность расчета.

Коэффициенты эффективности работы сепараторов С-101 и С-102 по отдельным ниткам изменялись в интервале 62-82%. Причем, как специально показано в табл. 6, в частности по 1-й технологической нитке, полученные результаты следует рассматривать лишь как текущую оценку эффективности работы первичных сепараторов. Так, при снижении нагрузки по объему обрабатываемого газа с 122 до 104 тыс.м³/ч коэффициент эффективности работы первичных сепараторов увеличился с 61,7% до 70,8%. Коэффициенты эффективности работы первичных сепараторов находятся в прямой зависимости от степени нагрузки каждой технологической нитки, характера перераспределения в каждый текущий момент времени жидкостной части общего потока, поступающего на УКПГ, сырья между отдельными нитками, надежности работы по каждому из первичных сепараторов С-101 и С-102 вспомогательного оборудования - уровнемеров и регулирующих клапанов.

Именно этими факторами обуславливаются резкие снижения показателей эффективности работы первичных сепараторов. Например, при подаче 72% РДЭГа концентрация его насыщенного раствора в С-103 снижалась до 23%. Это явилось в основном следствием переполнения по жидкости сепаратора С-102/7 и практически полным ее выносом в низкотемпературный сепаратор С-103. Текущий показатель эффективности работы первичных сепараторов С-101 и С-102 7-й технологической нитки в этот момент времени оказался равным 18%. В конечном итоге такой режим работы 7-й технологической нитки привел к ее загибанию и соответственно к последующему резкому снижению качества подготовки газа.

Завершая оценку эффективности работы первичных сепараторов, следует отметить обоснованность данных по величине расхода РДЭГа,

подаваемого на впрыск в каждую технологическую нитку. Если резкие отклонения этого показателя по отдельным технологическим ниткам от среднего значения могут быть установлены, то для определения менее интенсивных изменений необходимо использование иных методов и средств. Более того, даже при наличии резких отклонений можно установить лишь наличие этого факта, но с достаточной точностью определить действительные величины подачи РДЭГа в каждую нитку в конкретных условиях УКПГ месторождения Зеварды не представляется возможным.

В соответствии с этим специалисты предлагается подход, позволяющий в определенной степени избежать указанных затруднений дают следующие рекомендации:

Зная количество конденсационной воды, поступающей в сепаратор, и установив минерализацию (или содержание одного из главных ионов, определяющего тип пластовой воды) образующегося в нем раствора, можно расчетным путем определить количество пластовой воды, выносимой потоком газа и соответственно общее количество влаги, которое должно отбиваться в сепараторе С-101.

Оно будет определяться по выражению

$$(W_{iA} - W_1) + g_0, \quad (2.2)$$

где W_{iA} - равновесное влагосодержание газа в пластовых условиях, кг/тыс.м³;

W_1 - то же при термодинамических условиях (P,t) работы сепаратора С-101, кг/тыс.м³;

g_0 - количество пластовой воды в растворе, отбираемом из сепаратора С-101, кг/тыс.м³;

$$g_0 = \frac{(W_{iA} - W_1)}{C_{iE} / \tilde{N}_1 - 1}, \quad (2.3)$$

C_{iE} - содержание хлор-иона в пластовой воде, г/л;

C_1 - то же, в растворе сепаратора С—101, г/л.

Количество капельной влаги, уносимой газовым потоком из сепаратора С-101, будет определяться:

по степени минерализации раствора в сепараторе С-101

$$g_1 = \left[(W_{i\bar{A}} - W_1) + \left(\frac{W_{i\bar{A}} - W_1}{C_{i\bar{E}} / \tilde{N}_1 - 1} \right) \right] (1 - K_1), \quad (2.4)$$

по степени минерализации раствора в сепараторе С-102

$$g_1 = \frac{(W_{i\bar{A}} - W_1)}{C_1 / \tilde{N}_{21} - 1}, \quad (2.5)$$

где K_1 - коэффициент эффективности работы сепаратора С-101;

C_2 - содержание хлор-иона в растворе сепаратора С-102, г/л.

Отсюда

$$K_1 = 1 - \frac{(W_1 - W_2)C_2}{C_1 - C_2} \cdot \frac{\tilde{N}_{i\bar{E}} - \tilde{N}_1}{(W_{i\bar{E}} - W_1)\tilde{N}_{i\bar{E}}}, \quad (2.6)$$

По аналогии на основании анализов по степени минерализации растворов, образующихся в сепараторах С-102 и С-103, можно определить величину уноса капельной влаги из сепаратора С-102 (g_2) и соответственно коэффициент эффективности его работы (K_2). Такой способ приемлем только при условии попадания в сепаратор С-103 одного раствора минерализованной жидкости - из сепаратора С-102.

Наличие уноса минерализованной жидкости из сепаратора С-102 в сепаратор С-103, как правило, обуславливает появление и постепенное увеличение минерализации раствора ДЭГа. В этом случае при известном количестве ДЭГа (g_2), подаваемого на впрыск в рассматриваемую технологическую нитку УКПГ, и начальной C_H и конечной C_P его

концентрации в водном растворе коэффициент эффективности работы сепаратора С-102 будет определяться

$$K_2 = 1 - \frac{g_D \left(\frac{C_P}{C_H} - 1 \right) - (W_2 - W_3)}{(W_1 - W_2) \frac{C_2}{C_1 - C_2}}. \quad (2.7)$$

Однако количество ДЭГа, подаваемого на впрыск в каждую нитку УКПГ, особенно при работе одного насоса на несколько параллельных технологических ниток, не всегда является точно известной величиной. Здесь существенное влияние на степень равномерности распределения ДЭГа по ниткам будут оказывать величина гидравлических сопротивлений линий его подачи и состояние форсунок. Поэтому в конкретных условиях количества подаваемого ДЭГа по ниткам могут в значительной степени различаться. Определение их значений позволит не только установить величину K_2 , но и предпринять конкретные действия, обеспечивающие относительно равномерное распределение ДЭГа по параллельно работающим технологическим ниткам.

В этом случае количество подаваемого ДЭГа и коэффициенты эффективности работы сепараторов С-102 по каждой технологической нитке могут быть определены из совместного решения системы уравнений, построенных на основе материальных балансов: по разбавлению ДЭГа водой и минерализации растворов, поступающих в сепаратор С-103.

Тогда

$$g_0 = \frac{(W_2 - W_3)C_2}{\frac{C_H}{C_P}(C_2 - C_3) - (C_2 + C_D)}, \quad (2.8)$$

обработки результатов исследований режимов работы теплообменников Т-101 и Т-102 и соответственно определения их коэффициентов теплопередачи авторы неоднократно сталкивались с ситуацией, когда коэффициенты по своей величине не укладывались в реально возможный диапазон их изменения. Это являлось следствием влияния следующих факторов:

периодические отказы в работе уровнемеров и регулирующих клапанов способствовали переполнению сепараторов и выносу больших количеств жидкости по прямому и обратному потокам в теплообменники Т-101 и Т-102;

возникновение вследствие неравномерности газопотребления нестационарных тепловых процессов в теплообменниках Т-101 и Т-102, обладающих большими емкостью и инерционностью системы.

Проявления этих факторов и вызывают значительный разброс значений коэффициентов теплопередачи. Поэтому для анализа параметров режима работы технологических ниток и соответственно теплообменников Т-101 и Т-102 исследования их проводили в те периоды времени, когда влияние указанных факторов могло быть сведено до минимума.

Регулирование тепловых режимов работы технологических ниток УКПГ месторождения Зеварды осуществлялось за счет перепуска части обратного потока холодного газа по тепловому байпасу Т-101. Объем газа, проходящего по байпасу мимо теплообменника, как правило, неизвестен. Поэтому определение фактических коэффициентов теплопередачи теплообменников Т-101 оказывалось невозможным. Исключение составляли те моменты времени, в течение которых технологические нитки эксплуатировались при полном закрытии тепловых байпасов по Т-101. Для таких периодов и определялись фактические коэффициенты теплопередачи.

Для регулирования тепловых режимов работы технологических ниток стал использоваться тепловой байпас по теплообменнику Т-102. Здесь, так же как и в случае с тепловым байпасом по Т-101, объем газа, проходящего мимо теплообменника Т-102, неизвестен и соответственно определение фактических коэффициентов теплопередачи теплообменников также стало

нереальным. Поэтому в тех случаях, когда указывается о применении регулирования по тепловому байпасу теплообменника, то приведенные для него коэффициенты теплопередачи носят условный характер и используются только для целей сопоставления и анализа.

Фактические коэффициенты теплопередачи теплообменников Т-101 и Т-102, определенные по режимам работы технологических ниток УКПГ месторождения Зеварды, как правило, выше их соответствующих проектных величин. В табл. 2.7 в качестве примера приведены некоторые из них. Поскольку в этот период времени тепловые байпасы по Т-102 были установлены и использовались только на части технологических ниток, то представляется возможность для проведения сопоставления параметров работы технологических ниток с байпасом по Т-102 и без него. Такое сопоставление позволяет выявить степень их воздействия на характер распределения тепловых нагрузок между последовательно работающими рекуперативными теплообменниками Т-101 и Т-102 и соответственно на тепловые режимы работы технологических ниток.

Действительно на тех нитках, где используется регулирование теплового режима работы нитки по байпасу Т-102, коэффициенты теплопередачи теплообменников Т-101 составляют 1066-1150 $\text{кДж/м}^2\text{ч}^0\text{С}$, а аналогичные величины по Т-102 - 418-627 $\text{кДж/м}^2\text{ч}^0\text{С}$ (естественно последние величины по указанным выше причинам носят условный характер), т.е. в этом случае наиболее полно используется тепло-передающая поверхность теплообменника Т-101. Температура газа в сепараторах С-102 поддерживалась на уровне 25-30 $^{\circ}\text{С}$. При отсутствии байпаса по Т-102 (7,8,9 технологические нитки) температура газа в С-102 была равна 39-40 $^{\circ}\text{С}$. Это означало, что количество капельной влаги, конденсирующейся на участке технологической линии между С-102 и С-103, в последнем случае вдвое больше, чем в предыдущем.

**Значения коэффициентов теплопередачи теплообменников УКПГ
месторождения Зеварды**

Номер техно- логиче- ской нитки	Расход газа, тыс. м ³ /ч	Температура газа, °С								Коэффициент теплопередачи и х4,19, кДж/м ² ч °С		Состояние байпаса по теплообменнику	
		Прямой поток				Обратный поток							
		Т-101		Т-102		Т-101		Т-102					
		ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД	ВХОД	ВЫХОД	Т-101	Т-102	Т-101	Т-102
1	146	56	30	30	13	19	46	-3	19	260,0	147,4	Закрытое	Открытое
4	142	56	27	27	10	15	46	-5	15	272,8	144,9	То же	То же
4	140	56	27	27	11	16	44	-5	16	257,2	129,2	""	""
1	136	56	27	27	12	17	48	-3	17	259,4	126,3	""	""
7	146	50	30	30	8	22	47	-3	22	384,2	261,7	""	Отсутствие
8	150	50	40	40	11	31	45	-2	31	146,4	291,7	Закрытое	То же
9	152	47	39	39	12	29	45	-2	29	145,8	267,2	То же	""
7	146	52	31	31	10	23	48	-1	23	361,0	241,0	""	""
1	124	56	27	27	12	13	49	-3	13	258,1	105,2	""	Открытое
3	154	57	25	25	8	13	50	-5	13	378,0	166,0	""	""
8	148	53	36	36	10	29	50	-3	29	366,0	291,0	""	Отсутствие
9	154	53	40	40	11	28	47	-2	26	167,7	263,9	Открытое	Отсутствие

Внедрение предложенной авторами рекомендации по установке тепловых байпасов на Т-102 было начато на УКПГ Зеварды. Поскольку в начальный период времени тепловые байпасы по Т-102 были установлены только на части тепловых ниток, то имелась широкая возможность для проведения сопоставления параметров работы технологических ниток с байпасом по Т-102 и без него.

В табл. 2.8. приведены параметры режимов работы по первой и шестой технологическим ниткам до и после включения в работу теплового байпаса

по Т-102. Приводя в этой таблице значения количеств воды, конденсирующейся в сепараторах С-102 и С-103 при различных коэффициентах эффективности работы сепараторов С-101и С-102, авторы хотели обратить внимание на необходимость поддержания их на предельно возможном высоком уровне и на важность полученных результатов.

Была завершена реализация этой рекомендации по всем технологическим ниткам УКПГ месторождения Зеварды. До реализации этого мероприятия существующая система регенерации ДЭГа оказалась неспособной обеспечить восстановление концентрации ДЭГа до требуемого уровня. В результате происходило загирачивание технологических ниток. После реконструкции технологических ниток их устойчивая работа обеспечивалась при отрицательных температурах сепарация, что позволяло не только повышать качество подготовки газа, но и дополнительно утилизировать конденсат в количестве 6-7 г/м³ обрабатываемого газа.

Одновременно эта рекомендация была принята проектной организацией и внедрена в составе технологической схемы УКПГ месторождения Памук.

Таким образом, оценивая эффективность работы теплообменников Т-101 и Т-102, можно констатировать, что они не только соответствуют их фирменным характеристикам, но и располагают определенным резервом. Теплообменники Т-101 и Т-102 вполне в состоянии обеспечить регламентированный тепловой режим работы технологических ниток УКПГ, естественно, при условии, что в процессе эксплуатации не будет происходить ухудшение их теплотехнических характеристик.

Таблица 2.8.

Распределение жидкости (воды), конденсирующейся по сепараторам С-102 и С-103 по шестой и первой технологическим ниткам до и после включения теплового байпаса по Т-102

Расход газа, м ³ /ч	Коэффициенты эффективности С-101 и С-102	До включения в работу теплового байпаса по Т-102						После включения в работу теплового байпаса по Т-102					
		Температура газа в сепараторе, °С		Количество воды, конденсирующейся в сепараторах				Температура газа в сепараторе, °С		Количество воды, конденсирующейся в сепараторах			
		С-102	С-103	С-102		С-103		С-102	С-103	С-102		С-103	
				г/м ³	кг/ч	г/м ³	кг/ч			г/м ³	кг/ч	г/м ³	кг/ч
Шестая технологическая нитка													
120	98			0,65	78,0	0,01	121,2			1,36	163,2	0,30	36,0
	95			0,71	85,2	1,04	124,8			1,40	168,0	0,34	40,8
	90	45	-3	0,80	96,0	1,09	130,8	24	-3	1,46	175,2	0,43	51,6
	85			0,88	105,6	1,16	139,2			1,50	180,0	0,53	63,6
	80			0,94	112,8	1,24	148,8			1,53	183,6	0,65	78,0
Первая технологическая нитка													
110	98			1,06	116,6	0,59	64,9			1,44	158,4	0,21	23,1
	95			1,11	122,1	0,63	69,3			1,48	162,8	0,26	38,6
	90	35	-3	1,18	129,8	0,70	77,1	19	-2	1,53	168,3	0,35	38,5
	85			1,24	136,4	0,79	96,7			1,57	172,7	0,46	50,6
	80			1,28	140,8	0,89	97,9			1,59	174,9	0,58	63,7

2.4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ДЭГа

Принципиальная технологическая схема огневого регенератора приведена на рис. 2.5. Проектный режим его работы определяется следующими параметрами. Раствор насыщенного 70%-го ДЭГа при температуре 15-20°C и давлении 0,3 МПа поступает из выветривателя В-30I в дефлегматор насадочной колонны, где подогревается парами верха колонны до температуры 65°C. Одновременно на поверхности дефлегматора происходит частичная конденсация паров, причем в первую очередь паров ДЭГа. Сконденсировавшиеся пары образуют флегму, стекающую вниз по колонне навстречу потоку пара. Из дефлегматора раствор НДЭГа под давлением 0,25 МПа поступает в змеевик буферной емкости, где за счет теплообмена с горячим раствором РДЭГа должен нагреваться до температуры 88°C. Далее этот раствор поступает в качестве питания в насадочную колонну. Давление питания (потока) - 0,03 МПа.

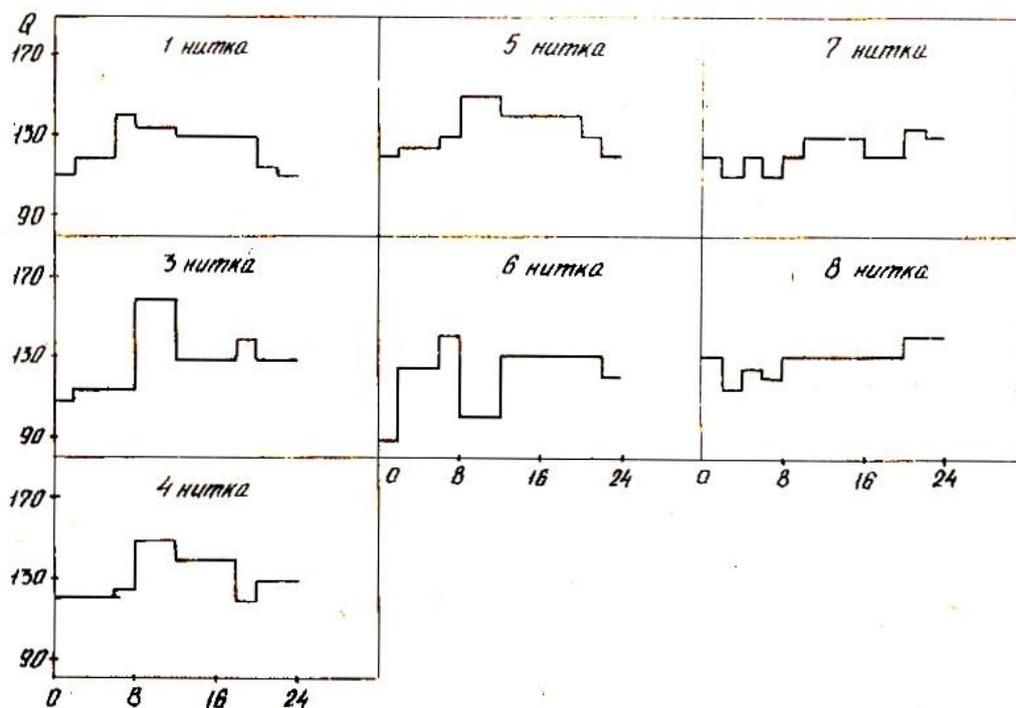


Рис.2.5. Принципиальная схема обвязки огневого регенератора:

1 – дефлегматор; 2 – насадочная колонна; 3 – испаритель; 4 – буферная емкость.

I – насыщенный ДЭГ из выветривателя; II – пары верха колонны в АВМ; III – топливный газ с узла редуцирования; IV – ДЭГ со склада; V – регенерированный ДЭГ; VI – к дренажной емкости; VII – ДЭГ из дренажной емкости

Раствор НДЭГа стекает по насадке колонны многократно контактируя с парами, поднимающимися по колонне из испарителя. В результате каждого такого контакта происходит испарение НК (воды) из раствора и конденсация из состава паров ВК (высококипящего компонента -ДЭГа), т.е. происходит «исчерпание жидкости» или в максимальной степени удаление из нее НК с тем, чтобы в испаритель стекала жидкость, близкая по составу к чистому ВК.

Проектные (номинальные) параметры работы огневого регенератора ОР-30I:

температура жидкости в испарителе - 126°С;

давление паров в колонне - 0,03 МПа;

температура верха паров - 104 °С;

расход топливного газа - 12 м³/ч при давлении на входе в горелку - 0,05 МПа.

Заметим, что при расчете проектного режима работы насадочной колонны ОР-301 не учитывалось наличие углеводородных газов, растворенных в насыщенном ДЭГе. И, наконец, одним из основных параметров, определяющих нормальный режим работы колонны, является объем испаряемой влаги, равный 54 кг/ч.

Процесс регенерации НДЭГа является непрерывным, т.е. подача сырья (НДЭГа) должна быть постоянной и непрерывной.

Анализ фактических режимов эксплуатации огневого регенератора на УКПГ месторождения Зеварды позволил выявить значительные отклонения их от указанных выше проектных значений. Прежде всего, подача сырья в огневые регенераторы не является постоянной и равномерной, так как уже в проектных решениях по установке НТС заложены условия, нарушающие

этот принцип.

Действительно, по всей технологической линии движения раствора НДЭГа (от сепараторов С-103 через разделители Р-201, выветриватели В-301 в огневые регенераторы) предусматривается его ступенчатый (дискретный) отбор по мере накопления определенного уровня жидкости. Различные осложнения в работе установки НТС (в частности, периодические задержки с возвращением в В-301 засоленного ДЭГа, который при отрицательных температурах имеет высокую вязкость) еще в большей степени усугубляют этот процесс.

В результате происходит неравномерная во времени подача НДЭГа в огневые регенераторы. Это означает, что в определенные периоды времени в каждом отдельно взятом регенераторе количество питания и соответственно количество флегмы, поступающие в колонну, резко уменьшаются вплоть до полного их прекращения. Таким образом, режим питания насадочных колонн регенераторов характеризуется достаточно резкими, близкими к скачкообразным изменениями. В такой ситуации практически исчезает возможность реализации заложенного в проекте режима непрерывной ректификации в насадочных колоннах ОР-301. Фактически имеет место периодически повторяющийся процесс перехода от режима ректификации с переизбытком для реальной тепловой мощности испарителя подачи сырья и флегмы до режима простой перегонки без дефлегмации.

В течение первой фазы такого переходного процесса происходит снижение температуры жидкости в испарителе и соответственно уменьшение количества образующихся паров (с преобладанием в их составе низкокипящего компонента - паров воды). Во второй фазе начинается быстрое увеличение температуры жидкости в испарителе, сопровождающееся столь же интенсивным процессом - увеличения количества образующихся паров, в составе которых по мере «исчерпания» жидкости быстро повышается концентрация высококипящего компонента – ДЭГа. Пар верха колонны в этом случае практически совершенно не

конденсируется на дефлегматоре, что приводит к уносу и соответственно безвозвратным потерям большого количества ДЭГа. То есть для второй фазы такого процесса характерен режим простой перегонки без дефлегмации. К концу периода этой фазы создаются условия (что неоднократно отмечалось на практике) для образования в дефлегматоре паровых пробок вследствие перегрева парами верха колонны раствора НДЭГа, находящегося практически в состоянии покоя и змеевике дефлегматора.

Для частичной локализации такого эффекта использовалось сочетание следующих режимов загрузки сырьем ОР-301;

Периодического, основного по массе, через клапан – регулятор выветривателя В-301;

Непрерывного, вспомогательного по величине, через байпас клапана – регулятора выветривателя В-301.

Благодаря этому, как показал опыт эксплуатации огневых регенераторов, унос ДЭГа в паровом состоянии из насадочной колонны снижается вследствие образования в ней некоторого количества флегмы, и в основном предотвращается процесс образования в дефлегматоре паровых пробок.

Наряду с отмеченным выше процессом неравномерного во времени поступления раствора НДЭГа в каждый из регенераторов происходит и процесс неравномерного распределения его в каждый данный момент времени между параллельно подключенными к одному коллектору огневыми регенераторами.

Влияние степени неравномерности загрузки раствором НДЭГа отдельных регенераторов в каждый момент времени достаточно наглядно представлено в табл. 2.9. и 2.10. эти результаты были получены в процессе проведения обследования режимов работы УКПГ.

Они показывают, что величина тепловой нагрузки (мощности) отдельных регенераторов отличалась друг от друга в 1,5-2,5 раза. Давление топливного газа перед форсункой жаровой трубы, определяющее величину

его расхода и соответственно тепловую мощность, изменялось по отдельным ОР-301 от 0,01 МПа до 0,16 МПа и более (предел измерений установленных ЭКМ). То есть отдельные регенераторы работали при существенной тепловой недогрузке (низкой тепловой мощности) даже по отношению к ее номинальной величине (ОР-301/2), в то время как другие (ОР-301/5) эксплуатировались со столь же существенной тепловой перегрузкой.

Таблица 2.9.

Параметры режимов работы огневых регенераторов УКПГ месторождения
Зеварды

Наименование	Температура ДЭГа в испарителе, °С	Давление ДЭГа на входе, МПа			Давление топлива газа перед форсункой жаровой трубы, МПа	Давление паров в колонне, МПа
		В дефлегматор	В колонну	В змеевик буферной емкости		
ОР-301/1	125	0,28	0,06	0,14	0,085	0,024
	120	0,26	0,06	0,13	0,072	0,015
	120	0,32	0,06	0,23	0,148	0,114
	120	0,24	0,06	0,13	0,050	0,070
ОР-301/2	120	0,20	0,05	0,17	0,010	0,012
	124	0,18	0,045	0,17	0,012	0,010
	118	0,25	0,010	0,20	0,084	0,090
ОР-301/3	122	0,31	0,03	0,13	0,08	0,035
	122	0,23	0,03	0,07	0,065	0,030
	120	0,34	0,03	0,17	0,16	0,102
	116	0,26	0,03	0,12	0,104	0,074
ОР-301/4	122	0,	-	0,14	0,090	0,040
	124	0,	-	0,12	0,088	0,037
	120	0,	-	0,22	0,102	0,10
	116	0,	-	0,14	0,067	0,09
ОР-301/5	112	0,	0,05	0,09	0,16	0,015
	112	0,	0,04	0,18	0,16	0,020
	110	0,	0,10	0,21	0,16	0,075
	112	0,	0,10	0,13	0,16	0,075
ОР-301/6	116	-	0,032	0,13	0,040	0,016
	112	-	0,032	0,17	0,045	0,020
	104	-	0,030	0,20	0,143	0,076
	116	-	0,030	0,19	0,110	0,075

Таблица 2.10

Значения концентрации ДЭГа по отдельным системам
его регенерации на УКПГ месторождения Зеварды

Место сбора	Концентрация ДЭГа, %	Место сбора	Концентрация ДЭГа, %
В-301	48	ОР-1	74
ОР-1	62	ОР-2	76
ОР-4	74	ОР-3	70
ОР-6	60	ОР-6	72
Е-301	78	ОР-4	60
В-101	72	ОР-5	59
ОР-1	80	СР-1	65
ОР-3	82	ОР-2	70
ОР-6	84	ОР-3	52
		В-301	32
	.	Е-302	60
В-301	70		
ОР-1	82	ОР-1	60
ОР-3	79	ОР-6	70
ОР-4	75	ОР-2	50
ОР-5	84	ОР-3	52
ОР-6	82	ОР-4	40
В-301	60	ОР-5	62
ОР-1	70	В-301	42
ОР-3	68	Е-302	50
ОР-4	72		
ОР-5	74		
ОР-6	74		
Е-302	72		

Так, тепловая мощность ОР-301/2 была в 1,43 раза меньше номинальной ее величины, а в тот же момент тепловая мощность ОР-301/5 превышала ее в 1,73 раза. О том же говорят и различные значения перепадов давления по раствору НДЭГа между его входом в дефлегматор и колонну. Эти значения, определяющие расход НДЭГа, переменны как по отдельным аппаратам в рассматриваемый момент, так и по каждому аппарату во времени.

Эти данные (в первую очередь) по тепловой мощности дают основание сделать вывод о том, что реализация условий равномерной и постоянной загрузки ОР-301 по объему НДЭГа позволит обеспечить его регенерацию в существующих количествах при тепловой перегрузке регенераторов, не превышающей 20-30%.

Если же принять в качестве допустимой (хотя бы на период подготовки к пуску новых аппаратов) предельную тепловую перегрузку, то производительность существующей системы регенерации по объему испаряемой влаги могла быть существенно увеличена.

Давление паров в колоннах регенераторов изменялось в пределах 0,01-0,11 МПа. Увеличение давления в колоннах выше 0,05-0,06 МПа было связано с поступлением в ОР-301 в этот период времени НДЭГа низкой концентрации, что вызвало повышенные скорости паров по колоннам и соответственно повышенные потери ДЭГа с рефлюксом. Наглядным свидетельством такой зависимости являются результаты, приведенные в табл. 2.11.

Таблица 2.11.

Содержание ДЭГа в рефлюксе системы регенерации УКПГ месторождения Зеварды в зависимости от ее нагрузки по объему испаряемой влаги

Концентрация ДЭГа, %		Объем испаряемой влаги, кг/ч	Содержание ДЭГа в рефлюксе, %
Насыщенного	Регенерированного		
62	80	480	2
60	78	500	3
54	78	780	14
56	79	720	10

Резюмируя изложенное, следует отметить наличие достаточно явной взаимосвязи между неравномерностью загрузки по объему раствора НДЭГа отдельных регенераторов (как в текущий момент, так и во времени) и

значительными отклонениями режимов их работы от номинальных. Однако не меньшее влияние на режим работы ОР-301 оказала и существенная перегрузка их по объему и соответственно скорость паров по колонне. Это было вызвано двумя причинами.

Первой и основной из них было поступление в систему регенерации НДЭГа низкой концентрации. При этом в пересчете на один огневой регенератор объем влаги, подлежащей испарению, достигал значений 160-100 кг/ч. По этой причине обеспечить восстановление концентрации ДЭГа существующей системой регенерации оказалось невозможным даже при условии предельной тепловой перегрузки ОР-301. При этом давление паров в колонне поднималось до 0,12-0,15 МПа при нормальной величине 0,03 МПа и технически допустимой 0,06 МПа. Количество влаги, подлежащей испарению, возрастало в пересчете на один ОР-301 до 260-280 кг/ч.

В соответствии с этим для обеспечения требуемой степени регенерации насыщенного ДЭГа на УКПГ месторождения Зеварды практически одновременно были выполнены две реконструкции:

для снижения скорости паров (соответственно снижения давления в колоннах, уменьшения уноса ДЭГа) были заменены насадочные колонны с Ду 250 на Ду 325 мм;

для уменьшения количества капельной влаги, попадающей в сепараторы С-103, были установлены тепловые байпасы по Т-102, обеспечивающие рациональное распределение тепловых нагрузок между теплообменниками Т-101 и Т-102.

Реализация этих мероприятий позволила перевести работу УКПГ с горячего (положительные температуры сепарации) на холодный (отрицательные температуры сепарации) режим. Система регенерации ДЭГа, состоящая из шести ОР-301, обеспечила восстановление требуемой концентрации ДЭГа при производительности УКПГ 880-920 тыс.м³/ч.

Однако потери ДЭГа с рефлюксом оставались весьма высокими. Максимальное содержание ДЭГа в рефлюксе достигало 32-36% при среднем

содержании 14-15%. В абсолютном выражении потери ДЭГа с рефлексом достигали 2-2,2 м³/сут.

Неустойчивый во времени характер содержания ДЭГа в рефлюксе определялся в основном указанным выше переменным режимом работы каждого регенератора, высокое содержание ДЭГа в рефлюксе - повышенными скоростями паров по колонне. Причиной перегрузки колонны ОР-301 по объему паров являлся углеводородный конденсат в больших количествах попадавший (из-за нарушения режимов работы разделителей Р-201/3,4) в выветриватели В-301 и соответственно в регенераторы. При этом соотношение объемов раствора ДЭГа и углеводородного конденсата в пробах рефлюкса паров верха колонн ОР-301 изменялось от 1:7 до 10:1. В этом состояла вторая причина перегрузки колонн по скорости паров. Углеводородный конденсат (температура начала кипения 70-75°С) попадая в испарители ОР-301, при нагревании его до температуры 120-125°С резко увеличивался объем паров в колонне и соответственно столь же резко увеличивалась их скорость.

Судя по высоким значениям концентрации ДЭГа и фракционному составу углеводородного конденсата в пробах рефлюкса (приведен ниже), таб.2.12, скорость паров в насадочных колоннах ОР-301 достигала значений, соответствующих режимам "захлебывания" насадочных колонн, когда становится возможным вынос из них части поступающего сырья. .

Таблица 2.12.

Фракционный состав углеводородного конденсата,
отобранного из рефлюксов огневого регенератора

$t, ^\circ\text{C}$	$V, \%$	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \%$	$t, ^\circ\text{C}$	$V, \%$
Н.К.75					
80	1	210	86	92	10
90	7	220	87	100	20
100	20	230	88	105	30
110	36	240	89	114	40
120	49	250	90	121	50
130	60	260	91	130	60
140	67	270	92	146	70
150	73	280	93	170	80
160	77	290	94	240	90
170	80	300	95	-	-
180	82				
190	84				
200	85	К.К 305			
Выход 95 %, остаток 5%, d_4^{20} -0,759					

Были выполнены рекомендации специалистов по предотвращению попадания углеводородного конденсата в огневые регенераторы. Это привело не только к резкому снижению потерь ДЭГа с рефлюксом, но и к снижению давления паров в колоннах. При этом максимальное содержание ДЭГа в рефлюксе уменьшилось до 14 - 16% при среднем содержании 4 - 6 %. Потери ДЭГа были определены при производительности УКПГ 100 – 107%. При такой производительности УКПГ (либо даже при меньшей - 85 - 95%, но резких перегрузках по объему газа нескольких технологических ниток) существующая система регенерации оказывается уже не способной обеспечить испарение необходимого объема влаги. Хотя при определенной тепловой перегрузке регенераторов и обеспечивается восстановление требуемой концентрации ДЭГа, однако повышенные скорости паров по колоннам и переменный во времени режим их работы определяют такие еще относительно высокие потери ДЭГа. Характерным признаком наличия относительно высоких потерь ДЭГа с рефлюксом является, как правило,

повышение давления паров в колонне до 0,06÷0,07 МПа и выше.

Анализ режимов работы огневых регенераторов при производительности УКПГ 82-87% и относительно равномерной загрузке по объему обрабатываемого газа отдельных технологических ниток показал, что даже максимальные потери ДЭГа не превышали 4-6%, снижаясь практически до 0. Аналогично максимальное давление паров в насадочных колоннах не превышало 0,02-0,03 МПа.

Отмечая различную производительность УКПГ по объему обрабатываемого газа, следует иметь в виду, что возможности существующей системы регенерации ДЭГа в значительной мере зависят от величины и степени равномерности загрузки отдельных технологических ниток. Здесь уместно напомнить о том, что коэффициенты эффективности работы сепараторов С-102 находятся в прямой зависимости от их производительности, снижаясь особенно значительно при превышении ее номинальной величины (120-125 тыс.м³/ч) и соответственно приводя к дополнительному разбавлению ДЭГа.

Поэтому при одной и той же суммарной производительности УКПГ существующая система регенерации ДЭГа может как обеспечивать, так и не обеспечивать требуемой концентрации регенерированного ДЭГа в зависимости от равномерности и величины загрузки отдельных технологических ниток. Характерен в этом отношении пример, когда при одной и той же суммарной нагрузке УКПГ по объему газа резкая перегрузка трех технологических ниток (на 20% от номинальной) привела к тому, что концентрация насыщенного ДЭГа, поступающего в систему регенерации, снизилась с 54 до 42%. Это соответствовало дополнительному поступлению капельной влаги в ДЭГ в количестве 600-700 кг/ч. Восстановление концентрации регенерированного ДЭГа было достигнуто путем сброса части перенасыщенного ДЭГа и восполнения его потерь за счет подпитки системы высококонцентрированным ДЭГом.

Анализ проведенной работы со всей очевидностью показал, что

обеспечение условий равномерной загрузки как отдельных регенераторов, так и каждого из них во времени, позволит существенно расширить потенциальные возможности системы регенерации по объему испаряемой влаги.

Качественно аналогичные тенденции были характерны и для режимов работы системы регенерации ДЭГа на УКПГ месторождения Шуртан. В количественном плане они были умеренны, чему способствовала возможность индивидуальной работы отдельных блоков УКПГ.

Внедрение ряда мероприятий по УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан, направленных на обеспечение устойчивости их работы и повышение качества подготовки газа, привели к заметному снижению отрицательных явлений в режимах работы системы регенерации ДЭГа.

Наиболее значительные позитивные изменения характерны для УКПГ месторождения Зеварды. По состоянию максимальные потери ДЭГа с рефлюксом паров верха колонн не превышают $2\div 3\%$, давление паров в насадочных колоннах - $0,02\div 0,025$ МПа.

Несколько менее значительные результаты были достигнуты по системе регенерации ДЭГа на УКПГ месторождения Шуртан. Основная причина состоит в отсутствии до настоящего времени системы подогрева смеси НДЭГ - конденсат, отбираемой из низкотемпературных сепараторов С-103, и соответственно сохранении возможности попадания углеводородного конденсата совместно с ДЭГом в систему его регенерации.

2.5.ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕДЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Совокупность результатов, вытекающих из представленного выше анализа режимов работы отдельных узлов, систем и всей установки в целом, установленный характер влияния внешних и внутренних факторов и

воздействий на качественные и количественные изменения параметров процесса подготовки газа и степень соответствия фактической и проектной технологических схем установки, фактических (эксплуатационных) и фирменных показателей и характеристик работы отдельных видов оборудования дает основание сделать следующий основной вывод:

УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан по своим технологическим возможностям, несмотря на имеющиеся отрицательные отклонения по перечисленному комплексу вопросов, способны обеспечить требуемое качество подготовки газа.

Рассматривая результаты оценки работы отдельных узлов, технологических ниток и систем УКПГ с точки зрения эффективности ведения технологического процесса подготовки газа в целом, следует указать, что зачастую отсутствовало полное соответствие между режимами работы узлов и систем УКПГ. Это и понятно: УКПГ представляет весьма сложную многосвязную систему. Изменение любого параметра ее работы в целях выбора его оптимального значения требует учитывать не только явное, видимое изменение соответствующего узла и его связей, но также вторичные, неявные изменения по всей установке. Именно учет всей суммы факторов, внутренних и внешних воздействий в их взаимодействии определяет эффективность ведения технологического процесса подготовки газа и качество обрабатываемого газа.

Характерен в этом отношении вопрос о качестве подготовки газа. Так, сопоставление значений параметров качества подготовки газа (температуры точек росы по воде и углеводородам), определяемых в процессах эксплуатации и проведения обследований УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан, выявляет зачастую их существенное отличие. Причин здесь несколько.

1. Сам метод определения контролируемых параметров (прибор ТТР-8) обладает определенной субъективной погрешностью.
2. Параметры качества подготовки газа, определяемые в процессе

эксплуатации, как правило, по УКПГ в целом, отражают совместное влияние режимов работы всех технологических ниток при наличии или отсутствии в текущий момент каких-либо отклонений их параметров от номинальных значений. Причем в процессе замера исследователи обычно не касаются вопроса наличия или отсутствия указанных отклонений. Напротив, перед определением контролируемых параметров по отдельным технологическим ниткам или УКПГ в целом первоначально устанавливалось отсутствие нарушений режимов работы отдельных узлов, технологических ниток и обеспечивающих их нормальное функционирование систем УКПГ. При наличии таковых устранялись причины их возникновения и замер проводился заново. Т.е. такие данные характеризуют возможности работы технологических ниток в условиях, наиболее приближающихся к нормальным.

Как показали результаты проведенных специалистами исследований на УКПГ месторождений Щуртан, Зеварды и Култак, качество подготовки газа зависит не только от параметров работы технологических ниток, а тем более УКПГ в настоящий момент, но и в предшествующий период. Так было установлено, что даже кратковременные нарушения нормального технологического режима по любой нитке УКПГ обуславливают резкое снижение качества подготовки газа на относительно большой период времени.

Не менее существенное влияние на качество подготовки газа оказывают периодические загибания технологических ниток.

Причин их возникновения много. Среди них наиболее часто имеют место такие как: резкие перегрузки технологических ниток по объему обрабатываемого газа при практически неизменной подаче в них РДЭГа; низкая его концентрация; отсутствие (УКПГ месторождения Щуртан) или неполнота использования (УКПГ месторождения Зеварды) разрешающей способности регулирования тепловых режимов работы технологических ниток при применении байпасов по Т-102; ограниченные значения

теплотехнических характеристик рекуперативных теплообменников при резкой перегрузке технологических ниток по объему обрабатываемого газа.

Анализ режимов работы УКПГ выявляет внешне такую взаимосвязь: в летний период времени случаи загирачивания технологических ниток единичны, в зимний период число их резко возрастает. Безусловно, влияние наружной температуры на эту зависимость имеется, но незначительное, поэтому учитывается чисто внешний характер такой связи.

Истинная же причина возрастания числа загирачиваний технологических ниток в зимний период времени состоит в том, что по сравнению с летним периодом суточная производительность УКПГ (как на месторождении Шуртан, так и Зеварды) возросла на 40%, а объем подаваемого в технологические нитки РДЭГа практически оставался неизменным. В результате удельный расход его (кг/тыс.м³) снижался в 1,5÷1,7 раза. Поэтому в летний период времени при подаче на впрыск 78-84% РДЭГа концентрация его насыщенного раствора была 66 -72%, в зимний период концентрация его насыщенного раствора снижалась до 48-58%, нередко падая до 30 - 42% (см.табл. 2.13).

Сравнивая фактические данные с проектным решением, можно отметить следующее. В проекте, исходя из фирменных показателей работы оборудования, в технологические линии должен подаваться РДЭГ 80%-й концентрации. Конечная концентрация (НДЭГа, подаваемого на регенерацию, предусматривается не ниже 70%. В реальных же условиях концентрации НДЭГа значительно меньше. При резком увеличении нагрузки по объему газа отдельных технологических ниток происходит сильное разбавление раствора ДЭГа и последующее загирачивание ниток.

Таблица 2.13

Значения концентраций РДЭГа и НДЭГа по УКПГ месторождения
Зеварды при различной производительности по объему обрабатываемого газа

Расход газа, тыс .м ³ /ч	Концентрация ДЭГа, %		Расход газа, тыс .м ³ /ч	Концентрация ДЭГа, %	
	С _Р (Е-302)	С _Н (В-301)		С _Р (Е-302)	С _Н (В-301)
705	84	72	870	73	58
810	84	72	650	80	64
810	84	72	710	76	62
810	86	70	800	77	60
720	84	70	800	78	57
700	81	61	900	72	56
720	82	65	910	73	53
820	72	60	920	76	52
720	76	64	870	76	60
775	78	66	930	78	58
800	80	66	950	76	56
800	73	64	970	76	42
820	68	57	880	70	55
900	70	58	880	75	58
810	78	66	890	78	54
850	76	60	870	80	62
950	74	54	840	78	54
950	75	58	970	78	46
950	77	58	970	72	30
900	75	56	880	62	32
870	77	61	825	68	42

Частичная локализация причин, обуславливающих резкое разбавление ДЭГа по технологическим ниткам, была обеспечена за счет увеличения практически в 2 раза удельного количества РДЭГа, подаваемого в технологические нитки. В результате концентрация раствора НДЭГа увеличивалась от 46÷52% - УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан до 68 - 70%, соответственно возросли и концентрации раствора РДЭГа от 60-76% до 78 - 84% . Это мероприятие позволило предотвратить гидратообразование по технологическим ниткам УКПГ месторождений Шуртан и Зеварды в зимний период. Только по УКПГ месторождения Шуртан технологическая эффективность этого мероприятия оценивается величиной дополнительной добычи конденсата, равной 10,2 тыс.т.

Достижение требуемого качества подготовки газа на УКПГ является одной из важнейших задач. Но не менее важной в народно - хозяйственном плане является и задача максимально возможного извлечения из обрабатываемого газа углеводородного конденсата.

Для этого необходимо достижение и постоянное поддержание температуры сепарации по технологическим ниткам на уровне -10 °С. Реализация этого условия существенно увеличит утилизацию ценных углеводородных компонентов из добываемого газа.

Однако реализация такого мероприятия сопряжена, особенно для УКПГ месторождения Зеварды, с определенными техническими трудностями. Здесь следует напомнить, что в связи с выносом на УКПГ высокоминерализованной пластовой воды происходит процесс постепенного засоления ДЭГа. Повышение минерализации раствора ДЭГа приводит к резкому возрастанию его вязкости. Причем интенсивность этого процесса возрастает с ростом концентрации ДЭГа и понижением температуры сепарации. Кроме того, он сопровождается и другим побочным явлением - с ростом концентрации НДЭГа происходит образование более устойчивой эмульсии ДЭГ- конденсат. В результате начинает проявляться тенденция по задержке раствора НДЭГа в систему регенерации. Локализация этого

явления оказалась возможной путем подогрева низа ванны низкотемпературного сепаратора С-103 и соответственно подогрева и частичного разложения образовавшейся эмульсии.

Для этого на УКПГ месторождения Зеварды была создана индивидуальная система подогрева и подачи теплоагента в змеевик низа ванн низкотемпературных сепараторов С-103. Она представляет собой закрытую систему, состоящую из емкости, насоса, системы подогрева теплоагента, трубопроводов, змеевиков, встроенных в низкотемпературные сепараторы С-103, и соответствующей запорной и предохранительной арматуры.

В качестве теплоагента принят раствор ДЭГа. Такое решение способствовало повышению надежности работы этой системы, особенно в зимний период времени, так как предотвращается возможность замерзания теплоносителя в трубопроводах и змеевиках сепараторов С-103 при прекращении работы этой системы.

При испытании и дальнейшей работе этой системы температуры сепарации газа по технологическим ниткам опускались до $(-11) \div (-12) \text{ } ^\circ\text{C}$. Загидрачивания технологических ниток и задержек с возвратом НДЭГа не наблюдались. Температура жидкости в ванне сепаратора С-103 поддерживалась на уровне $2 \div 5 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Система подогрева низа ванн низкотемпературных сепараторов функционировала (согласно выборке по оперативным диспетчерским данным) в течение 5 месяцев. В течение указанного периода времени температура сепарации поддерживалась в среднем на уровне $-8 \text{ } ^\circ\text{C}$. Благодаря этому была обеспечена дополнительная утилизация конденсата, равная 7,1 тыс,т.

Для УКПГ месторождения Шуртан предложена аналогичная схема подогрева смеси НДЭГ -конденсат в низкотемпературных сепараторах С-103 с последующим дополнительным ее нагревом в теплообменниках Т-103.

Говоря о достижении регламентированного качества подготовки газа, специалисты имели в виду выполнение требований существующих тех-

нических условий (ТУ) на газ или ОСТа 51.40-83. Ими устанавливаются параметры качества подготовки газа, обеспечивающие условия квалифицированного транспорта газа (исключение возможности конденсация жидкости из газа при его транспорте). Однако такие требования к качеству подготовки газа, как показывает опыт эксплуатации установки цеолитовой очистки газа на месторождении Шуртан, оказываются существенно заниженными.

Так, проведенные исследования показали, что при обеспечении на выходе УКПГ качества подготовки газа с точкой росы по углеводородам -5°C (температура сепарации -8°C) из него может быть дополнительно получено стабильного конденсата при температуре сепарации, равной -30°C , в количестве $4 \text{ см}^3/\text{м}^3$. Аналогично при обеспечении точки росы по углеводородам -10°C (температура сепарации -13°C) дополнительный выход стабильного конденсата при температуре сепарации -30°C равен $1 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Исследования конденсатов регенерации цеолитов показывают, что температуры конца их кипения колеблются в условиях работы УКПГ (при поддержании температур сепарации от -8 до -14°C) от 280 до 165°C . Температура газов регенерации на выходе из адсорберов составляет $240 \div 250^{\circ}\text{C}$. Концентрация компонентов C_{5+} в газах охлаждения на выходе из адсорберов не достигает соответствующих значений в исходном газе.

Вся эта сумма факторов позволяет говорить о том, что существующие проектные решения по УКПГ и требования ОСТа 51.40-83, в первую очередь по содержанию в газе на выходе УКПГ компонентов C_{5+} , являются одной из причин существующих трудностей при достижении номинальной производительности установки цеолитовой очистки газа. Возможный путь локализации указанного явления состоит в поддержании на всех технологических нитках температур сепарации не выше $(-12) \div (-14)^{\circ}\text{C}$ и одновременном использовании абсорбционного эффекта путем подачи в поток газа перед сепаратором С-103 стабильного конденсата с УППГ. Первые эксперименты в этом направлении дали обнадеживающие

результаты.

Иными словами, технологические принципы построения УКПГ при их размещении перед цеолитовыми установками очистки газа требуют корректировки.

Не менее важными и пока нерешенными являются вопросы достижения проектных значений сероемкости используемых цеолитов.

Безусловно, одним из важнейших условий, обеспечивающих ведение технологического процесса подготовки газа в целом на регламентированном уровне его эффективности, является возможность контроля и управления параметрами процесса. Но именно в этом плане возможности, самой УКПГ и обслуживающего ее персонала в значительной мере ограничены.

Так, только наличие неравномерности загрузки технологических ниток по объему обрабатываемого газа автоматически ведет к соответствующим нестационарным изменениям во времени давления и скорости газового потока по длине технологической линии. Они в свою очередь обуславливают возникновение и нестационарных тепловых процессов, определяющих скорость установления устойчивых условий работы технологического оборудования. При этом попытка регулирования одного или нескольких параметров работы тех или других узлов установки будет отражаться на показателях всех ее остальных узлов, вызывая зачастую нежелательные реакции и последствия. Кроме того, необходимое изменение какого-либо параметра работы установки может достигаться различными технологическими приемами, эффективность и целесообразность которых в каждом конкретном случае в условиях эксплуатации УКПГ принимается априори.

Часть клапанов регуляторов уровня жидкости в течение достаточно короткого периода времени работы (максимально - 4÷6 месяцев) выходят из строя вследствие эрозии их клапанов и седел. Часты нарушения нормального функционирования уровнемеров типа УБП. Отсутствие ряда приборов (перепадомеры по коагулирующим сеткам сепараторов С-103, по

теплообменникам Т-101 и Т-102, расходомеров по жидкости, термометров сопротивления по ряду точек замера на огневых регенераторах и т.д.) не только снижает объем необходимой информации о текущих характеристиках процесса, но зачастую способствует и принятию необоснованных решений по его регулированию.

Нестационарные режимы работы технологических ниток усугубляют влияние и такого показателя характеристики процесса, как время запаздывания, т.е. промежуток времени между моментом начала изменения входного сигнала (P,t) и моментом начала изменения входной величины. Изменение времени запаздывания вызывает, с одной стороны, неустойчивость процесса и, с другой стороны, обуславливает зачастую необоснованную реакцию обслуживающего персонала. Результатом этого, как правило, является снижение качества подготовки газа. Отсюда становится понятной настоятельная необходимость в создании на УКПГ системы автоматического управления режимами работы ее отдельных узлов, элементов и систем.

Действительно, только наличие относительно резких колебаний производительности УКПГ в течение суток выдвигает требование многократной перенастройки режимов работы большого числа ее аппаратов, узлов и систем. В технологической последовательности это начинает выглядеть следующим образом. Резкое изменение производительности технологических ниток вызывает необходимость:

достижения максимально возможной равномерности загрузки по газу и жидкости между отдельными технологическими нитками;

регулирования их теплового режима за счет изменения степени раскрытия теплового байпаса по Т-102 (и при необходимости по Т-101) или за счет изменения давления газового потока на их входе;

регулирования завихрительных устройств сепарационных элементов первичных сепараторов С-101 и С-102;

регулирования режимов работы системы регенерации ДЭГа за счет

изменения тепловой мощности и производительности по РДЭГу функционирующих ОР-301 или за счет изменения количества одновременно работающих огневых регенераторов;

регулирования количества подаваемого в технологические нитки РДЭГа.

Совершенно ясно, что быстрый учет такого количества факторов для комплекса, состоящего из 10-12 одновременно работающих технологических ниток, принятие и практическая реализация эффективных решений по каждому из них при отсутствии системы автоматического регулирования и управления технологическим процессом подготовки газа нереальны. Поэтому наряду с необходимостью реализации ряда мероприятий, способствующих повышению эффективности ведения технологического процесса подготовки газа, обеспечению его устойчивости и повышению технико-экономических показателей, главной, хотя и в определенной степени перспективной должна быть проблема разработки, создания и освоения системы автоматического регулирования и управления режимами работы как отдельных узлов, систем, так и всей УКПГ в целом.

Отсутствие же системы автоматического регулирования режимов работы отдельных технологических ниток, а соответственно и всей УКПГ, тем более в условиях проявления существенной нестационарности процессов потребления газа, определяет неустойчивость режимов их работы и, как следствие, переменный уровень обеспечиваемого качества подготовки газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газ на промыслах перед подачей его потребителям обычно специально подготавливают, т. е. приводят его качество в соответствие с требованиями, при соблюдении которых обеспечиваются бесперебойная транспортировка и использование его потребителями без осложнений, нарушений санитарных норм и условий безопасности. Показатели качества газа, поставляемого с промыслов, зависят от специфики потребителей.

В данной диссертационной работе с целью определения влияния параметров режимов работы системы сбора на эффективность подготовки газа - рассмотрены УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан.

УКПГ представляет весьма сложную многосвязную систему. Изменение любого параметра ее работы в целях выбора его оптимального значения требует учитывать не только явное, видимое изменение соответствующего узла и его связей, но также вторичные, неявные изменения по всей установке. Именно учет всей суммы факторов, внутренних и внешних воздействий в их взаимодействии определяет эффективность ведения технологического процесса подготовки газа и качество обрабатываемого газа.

Характерен в этом отношении вопрос о качестве подготовки газа. Так, сопоставление значений параметров качества подготовки газа (температуры точек росы по воде и углеводородам), определяемых в процессах эксплуатации и проведения обследований УКПГ месторождений Зеварды и Шуртан, выявляет зачастую их существенное отличие. Причин здесь несколько.

1. Параметры качества подготовки газа, определяемые в процессе эксплуатации, как правило, по УКПГ в целом, отражают совместное влияние режимов работы всех технологических ниток при наличии или отсутствии в текущий момент каких-либо отклонений их параметров от номинальных значений. Причем в процессе замера исследователи обычно не касаются вопроса наличия или отсутствия указанных отклонений. Напротив, перед

определением контролируемых параметров по отдельным технологическим ниткам или УКПГ в целом первоначально устанавливалось отсутствие нарушений режимов работы отдельных узлов, технологических ниток и обеспечивающих их нормальное функционирование систем УКПГ. При наличии таковых устранялись причины их возникновения и замер проводился заново. Т.е. такие данные характеризуют возможности работы технологических ниток в условиях, наиболее приближающихся к нормальным.

Как показали результаты проведенных исследований на УКПГ месторождений Щуртан, Зеварды и Култук, качество подготовки газа зависит не только от параметров работы технологических ниток, а тем более УКПГ в настоящий момент, но и в предшествующий период. Так было установлено, что даже кратковременные нарушения нормального технологического режима по любой нитке УКПГ обуславливают резкое снижение качества подготовки газа на относительно большой период времени.

Не менее существенное влияние на качество подготовки газа оказывают периодические загибания технологических ниток.

Существенное значение для обеспечения устойчивой работы УКПГ имеет степень равномерности загрузки во времени наряду с изменениями общего уровня потребления. Это связано с большой инерционностью тепловых процессов по УКПГ и перераспределением газа между отдельными нитками. Поэтому частые и резкие изменения производительности УКПГ, причем знакопеременного характера, могут приводить к нарушению нормального технологического режима ее работы, зачастую сопровождающихся гидратообразованием по отдельным технологическим ниткам.

Безусловно, одним из важнейших условий, обеспечивающих ведение технологического процесса подготовки газа в целом на регламентированном уровне его эффективности, является возможность контроля и управления параметрами процесса. Но именно в этом плане возможности, самой УКПГ и

обслуживающего ее персонала в значительной мере ограничены.

Анализ проведенной работы со всей очевидностью показал, что обеспечение условий равномерной загрузки как отдельных регенераторов, так и каждого из них во времени, позволит существенно расширить потенциальные возможности системы регенерации по объему испаряемой влаги.

На основе анализа режимов загрузки УКПГ и их влияние на эффективность процесса подготовки газа, анализа эффективности работы системы регенерации ДЭГа, дана оценка эффективности работы основных видов оборудования УКПГ и эффективности ведения технологического процесса подготовки газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. И.А.Каримов «Все наши планы и проблемы служат для ускоренного развития страны для повышения блага народа», Ташкент 2011г.
- 2.Способ регенерации насыщенного раствора гликоля / Т.М.Бекиров, А.Л.Халиф, В.И.Елистратов, В.Е. Губяк и др. 1991, БИ, № 3.
3. Бекиров Т.М. О размещении ДКС на газовых месторождениях, - ГШазовая промышленность.1988.№ 2, с.26-28.
4. О взаимов увязке показателей УКПГ и МГ / Т.М.Бекиров, В.И.Мурин, В.А.Сулейманов и др. – Газовая промышленность.1989, № 10, с.53-55.
- 5.Бекиров Т.М., Толстов В.В., Грипас Л.В. об определении влияния эффективности сепарации на фактическую точку росы газа. – Газовая промышленность. 1989.,№ 3, с.43-45.
6. Сулейманов В.А./ Андронова О.К. Расчёт тепловых режимов газопроводов в сложных геокриологических условиях. – В сб.: Трубопроводный транспорт газа / на уч.тр. ВНИИ газа.,1987, с.219-223.
7. Чарный И.А. Основы газовой динамики. – М.: Гостоптехиздат, 1961.,с.201.
- 8.Бараз В.И. «Сбор, подготовка и транспортирование нефтяного газа», М.; «Недра», 1987.
- 9.Ширковский А.И. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», М.; «Недра», 1987.
- 10.Басниев К.С. «Добыча и транспорт газа и газового конденсата», М.; «Недра», 1985.
- 11.Коротаяев Ю.П., Гродзелова К.Л. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»,Москва, изд. ВНИИЭГАЗПРОМ,1983.
- 12.Система проектных схем обустройства газового месторождения на ЭВМ/ В.Р. Хачатуров, Н.Д.Астахов, П.Ф. Буракевич и др. – Газовая промышленность,1979, №3, с.32-34.
13. Шевский А.И., Ткаченко М.Ф. Метод определения уноса конденсата из газосепараторов. - Газовая промышленность, 1978, № 1, с. 30-31.
- 14.Оценка эффективности работы первичных сепараторов УКПГ

Култак/Маслов В.М., Ныркова Л.Н., Яцюк П.Е., Келеш И.Р. - Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭгазпром, 1981, № 5, с.4-9.

15. Опыт промысловой обработки газа и конденсата месторождения Шатлык/ Далматов В.В., Черников Е.И., Говорун В.П., Туревский Е.Н.-М.: ВНИИЭгазпром, 1983 (Обз.информ. Сер. Подготовка и переработка газа и газового конденсата, вып. 4).

16. Маслов В.М., Дусаев М.Ф. Анализ неравномерной загрузки оборудования УКПГ Зеварды при подготовке газа. - Подготовка и переработка газа и газового конденсата. М.: ВНИИЭгазпром, 1981, №12, с. 6-10.

17.Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений, М.,Недра,1987.

18.http://dic.academic.ru/dic.nsf/enc_geolog/4513/%D0%A1%D0%B1%D0%BE%D1%80

19.<http://cho-kak.ru/book/view>

20.http://books.wikimart.ru/textbooks/model/1897370/uchebniki_i_obuchayushha_ya_literatura_sbornik_zadach_po_sboru_i_podgotovke_nefti_gaza_i_vody_na_promyslaxuchebnoe_posobie_dlya_vuzovizd3_lutoshkin_gs_dunyushkin_ii/

21. <http://oz/by/books>

22. <http://ru.cyokobid.com>