

УДК 622.276.054.5

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УКПГ-9
ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

**EFFICIENCY ANALYSIS OF PREPARATION OF GAS ON UKPG-9 OF
YAMBURG GAS FIELD. TECHNOLOGICAL PART**

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассматриваются основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России и пути их решения. Показана необходимость подготовки газа к транспорту (низкотемпературная сепарация, абсорбционная осушка, адсорбционная осушка). Приведены технологические процессы абсорбционной осушки газа. Проблема совершенствования абсорбционной осушки газа является актуальной и значимой на современном этапе развития газовой промышленности.

Ключевые слова: эффективность подготовки газа, показатели качества подготовки газа, требования к качеству товарного газа, низкотемпературная сепарация, абсорбционная осушка, адсорбционная осушка, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль

Kusov Gennady Vladimirovich
graduate student,
North Caucasian federal university

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of Engineering,
associate professor,
associate professor of Oil and gas
business of a name of
professor G.T. Vartumyan,
Kuban State University of Technology

Annotation. The article discusses the main challenges of improving the quality of preparation of gas fields in the north of Russia and ways of their solution. The necessity to transport gas treatment (low-temperature separation, absorption drying, adsorption drying). The technological processes of absorption gas dehydration. The problem of improving the absorption of gas dehydration is relevant and important at the present stage of development of the gas industry.

Keywords: efficiency of gas treatment, gas quality indicators, requirements for the quality of commercial gas, low-temperature separation, absorption drying, adsorption drying, diethylene glycol and triethylene glycol.

Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России и пути их решения

В настоящее время основная добыча газа (более 90 %) на северных месторождениях России осуществляется за счёт разработки чисто газовых залежей, главным образом, сеноманского продуктивного горизонта. Достаточно упомянуть только такие уникальные месторождения-супергиганты как Заполярное, Медвежье Уренгойское, Ямбургское.

В стадии проектирования разработки находится ряд крупных чисто газовых месторождений Западной Сибири и п-ова Ямал, намеченных к освоению уже в ближайшие годы. Природный газ этих месторождений метанового типа: содержание метана доходит до 98–99 об. %, иногда встречаются залежи с примесью азота (обычно не более 1,0 об. %), тогда как более тяжёлые компоненты (C_{2+B}) находятся только в следовых количествах.

Согласно действующему отраслевому стандарту, регламентирующему основные требования на качество товарного природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам (ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия), при подготовке к транспорту сеноманских газов северных месторождений требуется только их

осушка до определённой точки росы: $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ в холодный период года (с 01.10 по 30.04) и $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ в тёплый период (с 01.05 по 30.09). Соблюдение требований отраслевого стандарта обеспечивает безгидратный транспорт газа, даже на наиболее гидратоопасном головном участке магистрального газопровода.

Для улучшения в целом ситуации с показателями качества подготовки газа на северных месторождениях необходимо решить комплекс взаимосвязанных научно-технических и организационных проблем.

1. Целесообразно чётко дифференцировать и конкретизировать показатели качества товарного газа применительно к каждому типовому технологическому процессу подготовки газа (адсорбционная осушка, абсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация газа и её модификации). При этом должны быть учтены наиболее характерные технологические примеси в товарном газе, возникающие из-за особенностей технологического процесса подготовки газа, и сформулированы требования по показателям качества газа, учитывающие сложившиеся реалии. В частности, это предложение означает коренную переработку ныне действующего ОСТа (ОСТ 51.40-93).

2. Разработать и внедрить контрольно-измерительную аппаратуру нового поколения, основанную на современных физических принципах диагностики примесей в товарном газе. При этом следует обратить особое внимание на калибровку и градуировку новых типов приборов (в том числе и влагомеров), а также на разработку детальных методик измерения и их стандартизацию применительно к реальным промышленным условиям. При этом основное внимание должно быть уделено на доведение до практического использования влагомеров конденсационного типа, надёжно диагностирующих появление конденсированной фазы.

3. Детально проанализировать существующие технологические схемы подготовки газа на предмет обеспечения требуемых показателей качества. При этом выявить типовые ситуации, когда объективно возникают условия для несоблюдения показателей качества. Предложить рекомендации по совершенствованию технологических процессов и их модификаций в тех или иных случаях, когда возникает реальная опасность несоблюдения показателей, связанная с несовершенством технологии.

4. Проанализировать диспетчерские данные газотранспортных предприятий по особенностям работы газопроводов с учётом периодически возникающих технологических осложнений и нарушений. На этой основе разработать адекватные реальной практической ситуации математические модели транспорта товарного (осушенного) газа с допустимым количеством технологических примесей (гликолей, метанола, стабильного конденсата, масел и пр.). Особенно это касается межпромысловых коллекторов осушенного газа и головных участков магистральных газотранспортных систем, которые во многих случаях следует рассматривать как «естественное» продолжение установок подготовки газа.

5. Сформулировать чёткие технические требования к технологическим аппаратам (абсорберам на УКПГ, входным сепараторам на головных КС и др.), что позволило бы технологически грамотно ставить задачи по ревизиям и модернизациям существующего оборудования, а также по разработке технологического оборудования нового поколения.

Необходимость подготовки газа к транспорту

Природный газ содержит механические примеси в твёрдом, жидком и газообразном состоянии. К твёрдым примесям относятся оксиды алюминия, соединения кремния, железа, кальция, магния, серы и другие; к жидким и газообразным – вода, её пары, пары солей, образующиеся при высоком давлении, и тяжёлые углеводороды. Механические примеси, содержащиеся в газе, способствуют развитию эрозии, износу газопроводов и оборудования компрессорных станций (КС), засоряют контрольно-измерительные приборы и увеличивают вероятность аварийных ситуаций на КС, ГРС и газопроводах.

Содержание сероводорода выше допустимых пределов способствует развитию коррозии внутренней поверхности газопроводов, газоперекачивающих агрегатов (ГПА), арматуры и загрязнению атмосферы помещений токсичными продуктами. Кислород из

атмосферы попадает в газопровод и оборудование КС при строительстве и ремонте в результате недостаточной продувки. Наличие кислорода в природном газе может привести к образованию взрывоопасных смесей или выделению элементарной серы при наличии сероводорода. Содержание диоксида углерода снижает калорийность газа.

Наличие влаги в газе вызывает коррозию газопроводов и оборудования КС, а также образование кристаллогидратов. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге была на 5–6 °С ниже наиболее низкой температуры газа при транспортировке его по газопроводу.

Тяжёлые углеводороды в газе вызывают опасность конденсации их при определённых термодинамических условиях транспортирования газа. Это наряду с содержанием влаги снижает пропускную способность газопроводов и увеличивает мощность, необходимую для транспортировки. Содержание механических примесей в газе не должно превышать 0,1 г/100 м³, сероводорода – 2 г/100 м³, кислорода – 1 %, диоксида углерода – 2 %.

Наличие паров воды в углеводородных газах связано с контактом газа и воды в пластовых условиях, а также с условиями их последующей обработки (сепарации, очистки от примесей и др.).

Присутствие в газе влаги нежелательно (а иногда опасно) для процесса его транспортировки, поскольку влага может выпадать в чистом виде или в виде гидратов с углеводородами, приводя к осложнениям в работе систем транспортного устройства. Нежелательна влага в газе, если последующая его переработка ведётся при низких температурах, при этом точка его росы должна быть ниже температур технологической переработки газа.

Достижимая точка росы газа зависит от способов его осушки – прямым охлаждением, абсорбцией, адсорбцией или комбинированием этих способов.

Показатели качества природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, регламентированы стандартом и приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Требования к качеству товарного газа

| Показатель | Климатический район* | | | |
|--|----------------------|-------|----------|-------|
| | умеренный | | холодный | |
| | л | з | л | з |
| Точка росы, °С, не выше: | | | | |
| – по влаге | 0 | –5 | –10 | –20 |
| – по углеводородам | 0 | 0 | –5 | –10 |
| Содержание кислорода, % (об.), не более | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Содержание, г/м ³ , не более: | | | | |
| – сероводорода | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| – серы тиоловой | 0,036 | 0,036 | 0,036 | 0,036 |
| – механических примесей | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 |

* л – летний период (с 01.05 по 30.09); з – зимний период (с 01.10 по 30.04)

Наличие паров воды в углеводородных газах связано с контактом газа и воды в пластовых условиях, а также с условиями их последующей обработки (сепарации, очистки от примесей и др.).

Обычно тяжёлые углеводородные газы при тех же условиях содержат паров воды меньше, чем лёгкие. Наличие в газе H₂S и CO₂ увеличивает содержание паров воды, а наличие азота – уменьшает.

Влагосодержание газа – это количество паров воды (г/м³) в состоянии их насыщения при данных температуре и давлении.

Абсолютной влажностью газа называют фактическое содержание паров воды (г/м³ газа), а отношение абсолютной влажности к влагосодержанию называют относительной влажностью.

Осушка газа – это удаление из него влаги, т.е. снижение абсолютной (и относительной) влажности. Обычно качество осушки (глубину осушки) оценивают точкой ро-

сы, т.е. температурой при данном давлении, при которой пары воды приходят в состояние насыщения. Чем глубже осушка, тем ниже точка росы, которая обычно составляет, в зависимости от последующего назначения газа, от минус 20 до минус 70 °С.

Достижимая точка росы газа зависит от способов его осушки – прямым охлаждением, абсорбцией, адсорбцией или комбинированием этих способов.

Низкотемпературная сепарация

Если при постоянном давлении охлаждать газ, то избыточная влага будет конденсироваться, а точка его росы соответственно снижаться. На этом основана сушка газа охлаждением, причём нижний предел охлаждения газа ограничивается условиями образования гидратов.

Самостоятельного значения для осушки газа такой метод не нашёл и применяется обычно как элемент в комбинации с другими методами (для предварительного удаления основного количества влаги).

Абсорбционная осушка

Такая осушка основана на селективном поглощении (растворении) паров воды жидкими абсорбентами, в качестве которых применяют ди- и триэтиленгликоли.

Частичная осушка газа происходит в ряде процессов очистки его от соединений серы (например, в процессе «Селексол»). Для глубокой осушки газа используют процессы поглощения влаги гликолями (ДЭГ и ТЭГ) (рисунок 1).

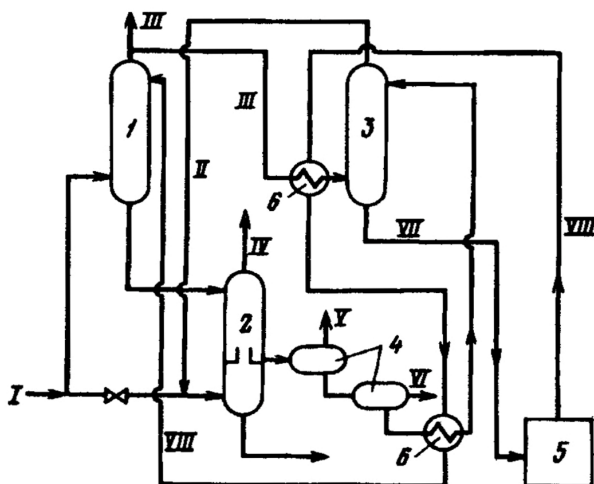


Рисунок 1 – Принципиальная схема очистки и осушки газа раствором ДЭГ:

- 1 – абсорбер очистки от сероводорода; 2 – абсорбер осушки;
- 3 – колонна отдувки; 4 – дегазаторы; 5 – блок регенерации ДЭГ;
- 6 – теплообменник; I, II и III – исходный, отдувочный и очищенный от сероводорода газы;
- IV – осушенный газ; V – газ дегазации; VI – жидкие углеводороды;
- VII – раствор ДЭГ, насыщенный сероводородом и водой;
- VIII – регенерированный раствор ДЭГ

Принципиальная схема абсорбционной осушки газа аналогична приведённой на рисунке 2, но в качестве поглотителей в ней используют ДЭГ или ТЭГ.

В абсорбере газ на тарелках противотоком контактирует с гликолем, который подают в абсорбер с температурой 30–40 °С. Давление в абсорбере не более 10–12 МПа. Сверху абсорбера осушенный газ направляют в магистраль, а насыщенный влагой гликоль через выветриватель (для отдува поглощенных углеводородов) и через систему подогревателей поступает в десорбер. В последнем за счёт более низкого давления (0,2–0,3 МПа) и подвода тепла через ребойлер поглощенная влага испаряется и затем отводится через верх десорбера, а сконцентрированный до 96–98 % гликоль направляется снова на абсорбцию (после охлаждения).

Глубина осушки газа от влаги существенно зависит от концентрации гликоля на входе в абсорбер, однако термическая десорбция воды не позволяет достичь концен-

трации выше 97 % из-за того, что при температурах 164 °С (ДЭГ) и 206 °С (ТЭГ) гликоли начинают разлагаться. При концентрации гликоля 96–97 % точка росы газа после осушки снижается не более чем на 30 °С (это депрессия точки росы). Если же концентрация гликоля на входе в абсорбер составляет 99 %, то депрессия точки росы возрастает до 40 °С. Такая депрессия точки росы оказывается в ряде случаев (низкотемпературная переработка газа) также недостаточной, и поэтому для углубления осушки газа используют вакуумную десорбцию влаги из гликоля (при давлении 0,06–0,08 МПа и температуре около 200 °С). Концентрация регенерированного гликоля в этом случае повышается до 99,5 %, а депрессия точки росы возрастает до 50–70 °С.

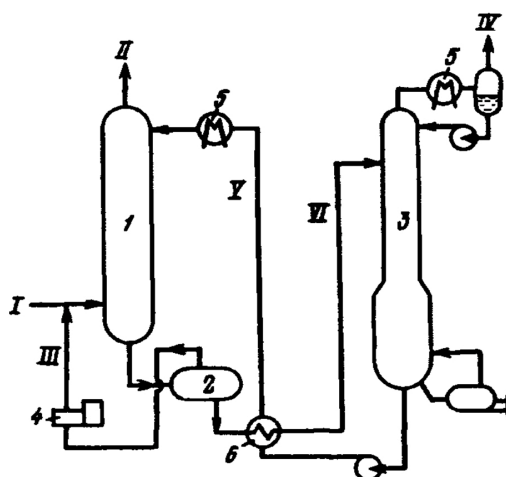


Рисунок 2 – Принципиальная схема очистки и осушки газа процессом «Селексол»:

- 1 – абсорбер; 2 – дегазатор; 3 – десорбер; 4 – дожимной компрессор;
5 – холодильники; 6 – теплообменник;
I, II, III – см. обозначения на рисунке 1; IV – кислые газы;
V, VI – регенерированный и насыщенный растворы абсорбента

Более широкое распространение получили схемы десорбции гликоля с вводом отпарного агента в десорбер. В качестве такого агента используют обычно осушенный газ с верха абсорбера, предварительно нагреваемый до 180–200 °С и подаваемый через маточник в низ десорбера. Ввод этого агента позволяет снизить парциальное давление паров воды в десорбере, т.е. обеспечить эффект вакуума и за счёт этого довести концентрацию гликоля до 99,3–99,6 %.

Максимально возможную депрессию точки росы газа (80–90 °С) можно достичь, используя двухступенчатую осушку. В этом случае установка имеет две системы абсорбции и десорбции. На первой ступени газ грубо осушается гликолем концентрацией 96–97 %, а затем поступает в абсорбер второй ступени, где гликолем с концентрацией 99,5–99,6 % глубоко доосушается. Соответственно в десорбере первой ступени влага десорбируется при давлении, близком к атмосферному, а на второй ступени – под вакуумом или с вводом в десорбер отпарного агента.

Экономически важным параметром процесса осушки является кратность абсорбента, т.е. количество гликоля, циркулирующее в системе, на 1 кг извлекаемой влаги. На большинстве установок, использующих ТЭГ, кратность составляет 10–35 л/кг влаги. На установках двухступенчатой глубокой осушки с депрессией точки росы до 90 °С кратность возрастает до 70 л/кг.

Общее количество циркулирующего в системе гликоля $V_{эл}$ (м³/ч) определяется из уравнения

$$V_{эл} = V \cdot \Delta W \cdot q,$$

где V – количество осушенного газа, м³/ч; ΔW – извлекаемое из газа количество влаги, кг/м³; q – кратность абсорбента, кг/кг.

Общими для всех технологических линий являются: установка регенерации насыщенного ДЭГа, и, в случае необходимости, станция охлаждения (СОГ) с АВО и холодильными агрегатами на пропановом цикле (иногда используется смешанный пропан-бутановый хладагент) для охлаждения осушенного газа до температуры грунта с целью минимизации экологических последствий и повышения надежности систем транспорта газа. При снижении рабочего давления в абсорберах ниже рабочего давления в магистральном газопроводе приходится дополнительно включать в «хвосте» технологического процесса дожимную компрессорную станцию (ДКС) со своей системой воздушного охлаждения. На завершающей стадии разработки месторождения согласно проектам обустройства месторождений вводится в действие ещё одна ДКС в «голове» процесса с тем, чтобы обеспечить работу абсорберов в проектом режиме при рабочем давлении примерно 4–5 МПа. В рассматриваемой технологии концентрация регенерированного ДЭГа составляет 98,5–99,3 масс. %, а насыщенного ДЭГа – на 2,0–2,5 % меньше (при кратности циркуляции 7–12 кг/1000 м³ газа).

Адсорбционная осушка

Сущность адсорбционной осушки состоит в избирательном поглощении поверхностью пор твёрдого адсорбента молекул воды с последующим извлечением их из пор внешними воздействиями (повышением температуры адсорбента или снижением давления среды).

Принципиальная схема установки адсорбционной осушки газа показана на рисунке 3.

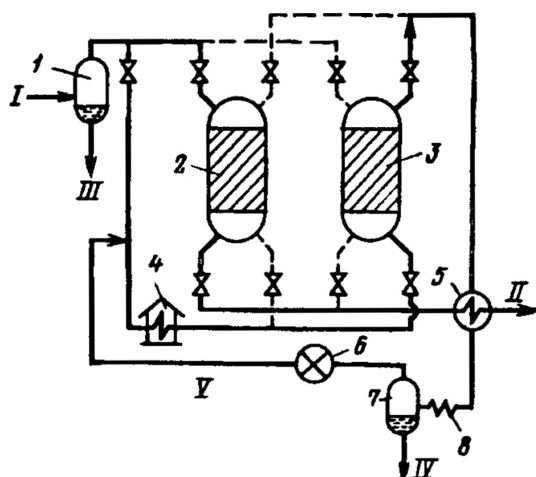


Рисунок 3 – Принципиальная схема адсорбционной осушки газа:
 1, 7 – сепараторы; 2, 3 – адсорберы (десорберы); 4 – печь;
 5 – теплообменник; 6 – компрессор; 8 – холодильник;
 I, II – исходный и осушенный газ; III – углеводороды и влага;
 IV – вода; V – рециркулирующий десорбирующий газ

Аппараты 2 и 3 попеременно работают в режимах адсорбции и десорбции, с автоматическим переключением газовых потоков по мере насыщения адсорбента (на рисунке 3 аппарат 2 показан в стадии адсорбции, а 3 – в стадии десорбции).

После насыщения адсорбента в аппарате 2 (контроль ведётся по точке росы газа на выходе) его переключают на подачу горячего десорбирующего газа из печи 4. В качестве десорбирующего газа используют исходный углеводородный газ (20–30 %) или, как показано на рисунке, его подают на циркуляцию с помощью дожимного компрессора 6. Десорбция влаги идет за счёт высокой температуры газа и снижения парциального давления паров воды. Увлажнённый газ после десорбера 3 охлаждается в теплообменнике 5 вначале сухим газом, затем в холодильнике 8 и в сепараторе 7 от него отделяется капельная влага.

Адсорбционная осушка позволяет достичь депрессию точки росы до 100 °С (точка росы до минус 90 °С). В качестве адсорбента используют бокситы (оксид алюминия), силикагели и синтетические цеолиты. Их адсорбционная ёмкость существенно

зависит от размера пор и соответственно удельной поверхности последних. Некоторые свойства адсорбентов приведены ниже:

| Показатель | Бокситы | Силикагели | Цеолиты |
|---|-----------|------------|----------|
| Размеры гранул, мм | – | 2,5–4,0 | 1,5–3,5 |
| Насыпная плотность, кг/м ³ | 690-960 | 400–770 | 480–800 |
| Средний диаметр пор, нм | 8–40 | 3–15 | 0,3–1,0 |
| Удельная поверхность пор, м ² /г | 30–140 | 200–600 | 500–800 |
| Адсорбционная ёмкость по воде, г/г | 0,04–0,15 | 0,14–1,0 | 0,2–0,65 |
| Теплота адсорбции, кДж/кг воды | 4187 | 4187 | 4187 |

Полный цикл работы одного аппарата включает четыре следующих периода:

1) адсорбция при температуре 35–50 °С, давлении 8–12 МПа, длительности контакта газа с адсорбентом не менее 10 с (скорость газа в аппарате 0,15–0,30 м/с). Длительность адсорбции выбирают исходя из адсорбционной ёмкости поглотителя, начальной и конечной влажности газа, загрузки адсорбента в аппарате;

2) нагрев адсорбента, который производится после переключения аппарата с режима адсорбции на десорбцию. Нагрев ведётся горячим газом из печи 4 (см. рисунок 3) со скоростью не более 160 °С в час. Время, затрачиваемое на нагрев, составляет 0,60–0,65 от периода адсорбции;

3) десорбция – вытеснение из пор адсорбента поглощённой воды и восстановление его адсорбционной активности. Она начинает происходить, когда температура адсорбента достигнет 200–250 °С (для силикагелей) или 300–350 °С (для цеолитов). Горячий газ в периоды нагрева и десорбции проходит слой адсорбента в направлении, противоположном направлению осушаемого газа в периоде адсорбции (т.е. снизу вверх);

4) охлаждение адсорбента, его начинают после завершения десорбции и переключения аппарата на режим адсорбции (осушки). Охлаждение ведут исходным холодным газом. Период охлаждения занимает 0,35–0,40 от времени, затрачиваемого на адсорбцию.

При адсорбционной осушке наличие в газе углеводородов от бутанов и выше осложняет процесс, потому что эти углеводороды поглощаются в стадии адсорбции на выходной части слоя адсорбента и при десорбции воды при высокой температуре склонны к образованию коксовых отложений в порах адсорбента. Постепенное закоксовывание адсорбента ведёт к снижению его адсорбционной ёмкости, поэтому требуется периодически регенерировать адсорбент, т.е. выжигать из его пор кокс.

При осушке газов, содержащих кислые компоненты, наиболее надёжными в работе являются цеолиты.

Технологические процессы абсорбционной осушки газа

В настоящее время наибольшее распространение в России получил абсорбционный метод с применением диэтиленгликоля (ДЭГа) в качестве основного абсорбента, тогда как за рубежом чаще всего используют более эффективный осушитель – триэтиленгликоль (ТЭГ). Выбор в пользу ДЭГа в своё время мотивировался наличием собственной промышленной базы на химических производствах (хотя практически весь период эксплуатации северных месторождений частично использовался ДЭГ импортной поставки), а также ожидаемой низкой температурой контакта в абсорберах, что не вполне подтвердилось впоследствии (при понижении температуры контакта «газ – гликоль» в абсорбере преимущества ТЭГа полностью элиминируются).

На схеме, кроме технологических линий установок осушки в цехах № 1 и № 2, изображены ёмкости дренажные для ДЭГа и насыщенного метанола, установленные на отдельных площадках (рис. 4).

Сырой газ с давлением $P_p = 7,85$ и температурой $t_p = 0$ – минус 2 °С по коллектору-гребёнке $\varnothing 1020$ подаётся в цех осушки. Подключение технологических ниток установки осушки выполнено непосредственно от распределительного коллектора-гребёнки десятию трубопроводами $\varnothing 426$. Применение коллектора-гребёнки исключает возможность скопления в нем жидкости и залповый её вынос в технологические нитки осушки.

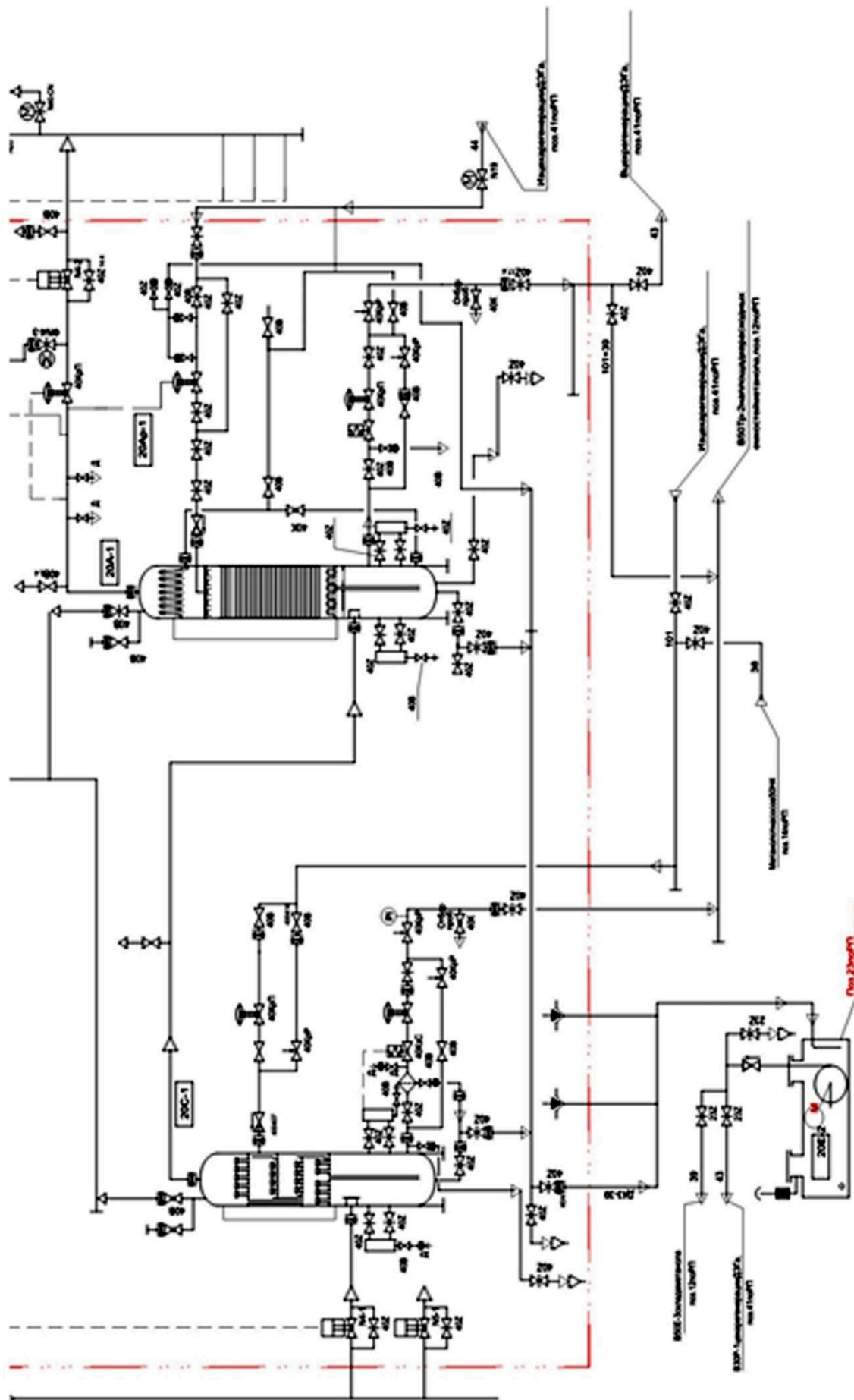


Рисунок 4 – Ёмкости дренажные для ДЭГа и насыщенного метанола, установленные на отдельных площадках

В цехе осушки установлено по десять идентичных технологических линий производительностью 10 млн м³/сут. каждая. Назначение установки – отделение от газа мехпримесей и воды.

В нижеприведённом описании линий осушки обозначение арматуры сделано для 4-ой линии в каждом цехе.

Кроме того, в составе каждого цехе есть ёмкость дренажная для ДЭГа и насыщенного метанола, обслуживающая все технологические линии установки.

Каждая технологическая линия осушки газа содержит в своём составе:

- блок газосепаратора с промывочной секцией;
- блок абсорбера;
- арматурный блок абсорбера.

На линии входа газа в блок газосепаратора установлен кран проходной пневмоприводной с байпасной линией, укомплектованной задвижкой. Байпас предназначен для плавного увеличения давления в аппарате во время пуска.

Сырой газ из коллектора-ребенки поступает в сепаратор с промывочной секцией. Сепаратор представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1800 мм и высотой 9950 мм, в котором последовательно расположены:

- узел входа газа с отклоняющей пластиной и коагулятором для предварительного отделения жидкости и мехпримесей;
- тарелка с центробежными элементами (121 шт.), обеспечивающая дальнейшую очистку газа от жидкости и мехпримесей;
- секция отмывки газа рефлюксной водой от солей и механических примесей, содержащая две массообменные тарелки с элементами (всего 390 шт.). Рефлюксная вода подаётся на верхнюю массообменную тарелку из ёмкости 30E-7 установки регенерации гликоля;
- тарелка с прямоточно-центробежными элементами (121 шт.) для окончательной очистки газа от жидкости.

В результате контакта газа с водой в промывочной секции уменьшается содержание солей в газе. Промывочная вода, насыщенная солями, из «кармана» нижней массообменной тарелки поступает на полотно нижней сепарационной тарелки и по сливным трубам стекает в куб аппарата, где собирается вся отделённая от газа жидкость.

Блок сепаратора кроме трубопроводов подвода и отвода газа обвязан следующими коммуникационными линиями:

- линия подвода рефлюкса на верхнюю массообменную тарелку;
- линии отвода из кубовой части промывочной и отсепарированной жидкости;
- дренажная линия с задвижками.

Газ, очищенный от пластовой воды, мехпримесей и солей, отводится с верха сепаратора и по трубопроводу Ø 426 подаётся в блок абсорбера.

Абсорбер представляет собой вертикальный аппарат диаметром 1900 мм и высотой 12150 мм. Аппарат содержит две секции: массообменную и сепарационную.

Массообменная секция состоит из контактных устройств, представляющих собой регулярную пластинчатую насадку. Число слоёв насадки 16, высота насадки 3352 мм. Подача РДЭГа в массообменную секцию абсорбера осуществляется через распределитель жидкости, выполненный в виде коробов со сливными трубами. Над массообменной секцией расположены 2 слоя газораспределительной насадки высотой 300 мм.

Выходная сепарационная секция состоит из тарелки с фильтрующими элементами в количестве 117 штук.

Газ поступает в абсорбер через радиальный штуцер входа с распределителем потока, где происходит частичное отделение капельной жидкости. Жидкость через отверстие в распределителе стекает в кубовую часть аппарата. Далее газ проходит через тарелку из просечно-вытяжного листа (для более равномерного распределения газа по сечению аппарата), паровые патрубки глухой тарелки и поступает в массообменную секцию, где контактирует с высококонцентрированным РДЭГом, стекающим вниз.

Газ из массообменной секции поступает в выходную сепарационную, где при проходе через фильтрующие патроны отбивается унесенный капельный гликоль. Со-

бренный в сепарационной секции насыщенный гликоль (НДЭГ) по внешнему трубопроводу с отключающим краном отводится с фильтрующей тарелки в кубовую часть аппарата. НДЭГ из кубовой части аппарата отводится в коллектор и далее на регенерацию.

Осушенный газ отводится с верха абсорбера по трубопроводу \varnothing 426, замеряется с помощью камерной диафрагмы и далее, через клапан подаётся в коллектор \varnothing 1020 осушенного газа.

Клапан регулирующий осуществляет поддержание заданного расхода газа по технологической линии с одновременной корректировкой давления в абсорбере.

Влагосодержание осушенного газа замеряется влагомером «Конг-Прима 2», установленным на выходном трубопроводе после камерной диафрагмы.

Регулирование подачи и отвода гликоля в (из) абсорбер осуществляется с помощью коммуникационных технологических линий блока арматурного абсорбера.

Блок абсорбера содержит:

- линию подвода РДЭГа в массообменную секцию абсорбера;
- линию отвода НДЭГа из абсорбера.

Кроме перечисленного в цехе осушки на блоках и коммуникациях установлены средства КИПиА, обеспечивающие функции измерения, регулирования, сигнализации, дистанционного управления и противоаварийной защиты оборудования цеха.

Осушенный газ поступает в коллектор \varnothing 1020, по которому направляется на площадку АВО газа и далее, через отключающие охранные краны в газопровод.

Газ на собственные нужды (топливный газ) отбирается от коллектора осушенного газа и поступает на площадку подогревателей газа. Подогрев необходим для предотвращения возможного гидратообразования при редуцировании и обеспечения необходимой (20 °С) температуры топливного газа.

Разработаны и многочисленны модификации технологических схем абсорбционной осушки газа, которые практически не нашли применения в отечественной газопромышленной практике.

Накопленный опыт работы установок диэтиленгликолевой осушки газа (на Медвеьем, Уренгойском и Ямбургском месторождениях) убедительно свидетельствует об их достаточно надёжной работе и возможности практически постоянного соблюдения требований отраслевого стандарта, особенно в начальный период эксплуатации месторождений. Тем не менее, в отрасли не прекращается проработка новых и перспективных научно-технических решений в следующих направлениях:

- анализ и совершенствование собственно технологических схем осушки;
- выбор абсорбентов, наиболее приемлемых для тех или иных условий, в том числе и при пониженных температурах контакта;
- разработка методов очистки абсорбентов от механических примесей, солей, продуктов деструкции и др.;
- модернизация основного технологического оборудования;
- совершенствование систем регенерации насыщенного абсорбента;
- нормирование, прогноз технологических потерь абсорбентов и анализ путей их сокращения;
- модернизация АВО и разработка принципиально новых решений по системам воздушного охлаждения газа.

Литература:

1. Технологический регламент эксплуатации установки комплексной переработки газа УКПГ-9 Ямбургского НГКМ. ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» 2006 г. ООО «ЯГД» ОАО «Газпром». Согласован гл. инженером проекта ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» А.С. Черниковым, гл. инженером ОАО «ЮжНИИгазпрогаз» В.В. Коломийцевым, начальником ГПУ ООО «Ямбурггаздобыча» А.А. Дьяковым, утвержден гл. инженером ООО «ЯГД» З.С. Салиховым.

2. Коррективы к проекту разработки сеноманской залежи Ямбургского НГКМ (протокол от 20.03.2007 г. № 14-р/2007).

3. Истомин В.А. Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» О

ходе работ по обеспечению качества добываемого газа, транспортируемого и поставляемого потребителям, в том числе и на экспорт, природного газа (ВНИИГаз, февраль 1998 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1998.

4. Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С., Шампурова Л.И. Продукция газовой промышленности: основные требования к качеству и методы контроля качества. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1994.

5. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. – Л. : Недра, 1980.

6. Туревский Е.Н. Критерий качества подготовки газа к транспорту // Газовая промышленность. – 1993. – № 2.

7. Халиф А.Л. и др. Приборы для определения влажности газа. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1995 (Обзорная информация. Серия: Подготовка, переработка и использование газа).

8. Ланчаков Г.А., Дудов А.Н., Кульков А.Н., Гузов В.Ф., Толстов В.А., Салихов Ю.Б., Ставицкий В.А. Анализ работы основного технологического оборудования Уренгойского ГКМ // Материалы НТС «Анализ работы модернизированного оборудования на действующих промыслах и использование современных технологий и оборудования на новых месторождениях Западно-Сибирского региона» (г. Саратов). – М. : РАО «Газпром», 1996.

9. Истомин В.А., Ефимов Ю.Н. Усовершенствованная технологическая схема двухстадийной абсорбционной осушки газа на северных месторождениях // Сб.: «Актуальные проблемы освоения газовых месторождений Крайнего Севера». – М. : ВНИИГАЗ, 1995.

10. Бекиров Т.М., Мурин В.И., Сулейманов В.А., Сидорина В.П. О взаимосвязке показателей УКПГ и МГ // Газовая промышленность, 1989.

11. Салихов З.С., Андреев О.П., Ершов А.А. и др. Анализ результатов опытных работ по модернизации абсорберов с целью повышения эффективности осушки // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Надым, апрель 2001 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2001.

12. Толстов В.А. Опыт работы сепарационного оборудования в компрессорный период эксплуатации месторождений и основные направления его дальнейшего совершенствования // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Надым, апрель 2001 года). – М. : «ИРЦ Газпром», 2001.

13. Ананенков А.Г., Демин В.М., Салихов З.С. и др. Анализ и перспективы модернизаций десятиmillionных абсорберов гликолевой осушки в целях поддержания высокого качества продукции ООО «Ямбурггаздобыча» // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Ямбург, май 2000 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2000.

14. Зайцев Н.Я., Салихов З.С., Шевелев С.А. и др. Анализ результатов промышленных испытаний и перспектив модернизации абсорберов МФА П «Ямбурггаздобыча» на основе новых адаптированных расчетно-эмпирических методов оценки эффективности сепарационных и массообменных тарелок // Сборник материалов НТС ОАО «Газпром» (г. Ноябрьск, май 1999 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1999.

15. Дудов А.Н., Кульков А.Н., Ставицкий В.А., Ефимов Ю.Н., Истомин В.А. Обеспечение качества подготовки углеводородного сырья, добываемого на промыслах Уренгойского ГКМ // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» «О ходе работ по обеспечению качества добываемого газа».

16. Истомин В.А. Основные проблемы совершенствования качества подготовки газа на северных месторождениях России // Материалы научно-технического совета РАО «Газпром» «О ходе работ по обеспечению качества добываемого газа, транспортируемого и поставляемого потребителям, в том числе и на экспорт, природного газа» (ВНИИГаз, февраль 1998 года). – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1998.

17. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения [Электронный ресурс]. – URL : <http://refleader.ru/jgernermerbew.html>

18. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2001. – 603 с.

19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 179–197.

References:

1. Production schedules of operation of installation of complex conversion of UKPG-9 gas of Yamburg gas field. JSC Yuzhniigiprogaz of 2006 of LLC YaGD of JSC Gazprom. The hl. is approved engineer of the project of JSC Yuzhniigiprogaz A.S. Chernikov, hl. the engineer of JSC Yuzhniigiprogaz V.V. Kolomiytsev, the chief of GPU of LLC Yamburggazdobycha A.A. Dyakonov, approved hl. engineer of LLC YaGD Z.S. Salikhov.

2. Amendments to the project of development of a Cenomanian deposit of Yamburg gas field (the protocol of 20.03.2007 No. 14-r/2007).
3. Istomin V.A. The main problems of a quality excellence of preparation of gas on northern fields of Russia // Materials of scientific and technical council of RJSC Gazprom About a progress in quality assurance of the extracted gas transported and delivered to consumers including for export, natural gas (VNIIGAZ, February, 1998). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1998.
4. Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleymanov R.S., Shampurova L.I. Products of the gas industry: main quality requirements and methods of quality control. – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1994.
5. Gukhman L.M. Preparation of gas of northern gas fields for distant transport. – L. : Subsoil, 1980.
6. Turevsky E.N. Criterion of quality of training of gas to transport // Gas industry. – 1993. – № 2.
7. Caliph A.L., etc. Devices for determination of humidity of gas. – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1995 (Survey information. Series: Preparation, conversion and use of gas).
8. Lanchakov G. A., Dudov A. N., Kulkov A. N., Guzov V.F., Tolstov V.A., Salikhov Yu.B., Stavitsky V.A. Job analysis of the capital processing equipment of the Urengoy GKM // Materials NTS «Job Analysis of the Upgraded Equipment on the Operating Crafts and Use of Modern Technologies and the Equipment on New Fields of the West Siberian Region» (Saratov). – M. : «RJSC Gazprom», 1996.
9. Istomin V.A., Yefimov Yu.N. The advanced technological scheme of a two-phasic absorbing osushka of gas on northern fields // Sat.: «Urgent problems of development of gas fields of Far North». – M. : VNIIGAZ, 1995.
10. Bekirov T.M., Murin V.I., Suleymanov V.A., Sidorina V.P. About an agreement of indicators of the GPP and MG // Gas industry, 1989.
11. Salikhov Z.S., Andreyev O.P., Yershov A.A., etc. The analysis of results of pilot works on upgrade of absorbers for the purpose of increase in efficiency of an osushka // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Nadym, April, 2001). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 2001.
12. Tolstov V.A. A work experience of the separation equipment during the compressor period of operation of fields and the main directions of its further enhancement // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Nadym, April, 2001). – M. : «IRTs Gazprom», 2001.
13. Ananenkov A.G., Dyomin V.M., Salikhov Z.S., etc. The analysis and the prospects of upgrades of ten-million absorbers of the glycoleft osushka for the purpose of high-quality maintenance of products of LLC Yamburggazdobycha // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Yamburg, May, 2000). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 2000.
14. Hares N.Ya., Salikhov Z.S., Shevelyov S.A., etc. The analysis of results of industrial testing and the prospects of upgrade of absorbers of MFA P Yamburggazdobycha on the basis of new adapted settlement and empirical evaluation methods of efficiency of separation and mass-exchanged plates // Collection of materials NTS JSC Gazprom (Noyabrsk, May, 1999). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1999.
15. Dudov A.N., Kulkov A.N., Stavitsky V.A., Yefimov Yu.N., Istomin V.A. Quality assurance of preparation of the hydrocarbonic raw materials extracted on crafts of the Urengoy GKM // Materials of scientific and technical council of RJSC Gazprom «About progress in quality assurance of the extracted gas».
16. Istomin V.A. The main problems of a quality excellence of preparation of gas on northern fields of Russia // Materials of scientific and technical council of RJSC Gazprom «About progress in quality assurance of the extracted gas transported and delivered to consumers including for export, natural gas» (VNIIGAZ, February, 1998). – M. : LLC «IRTs Gazprom», 1998.
17. Efficiency analysis of preparation of gas on UKPG-9 of Yamburg gas field [An electronic resource]. – URL : <http://refleader.ru/jgemmerbew.html>
18. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in case of a construction of oil and gas wells. – Krasnodar : LLC «Prosveshcheniye-Yug», 2001. – 603 p.
19. Kusov G.V., Savenok O.V. Upgrade of low-temperature separators on the Urengoy gas-condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – № 2. – P. 179–197.