

ОБЗОРНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

УДК 622.279.8

А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов, Т.С. Цацулина

Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений

Ключевые слова:
газоконденсатное месторождение, низкотемпературная сепарация, низкотемпературная ректификация, абсорбция, дроссель, эжектор, турбодетандер.

Keywords:
gas-condensate field, low-temperature separation, low-temperature distillation, absorption, throttle, ejector, turbo-expander.

Газоконденсатные месторождения (ГКМ) Западной Сибири и полуострова Ямал в обозримой перспективе будут доминировать по отношению к газовым (практически бесконденсатным) сеноманским залежам. Содержание углеводородов C_{5+B} в газоконденсатных залежах может составлять: от 2...3 г/м³ (аптские залежи Бованенковского и Харасавэйского месторождений) до 80...150 г/м³ (валанжинские залежи Уренгойского, Ямбургского, Заполярного и др. месторождений) и 350 г/м³ и выше для ачимовских залежей Большого Уренгоя. В настоящей работе рассмотрены особенности промышленных технологий подготовки газа на ГКМ с высоким содержанием C_{5+B} .

Одним из требований основного нормативного документа, регламентирующего качество транспортируемых газов, – СТО Газпром 089-2010 – является обеспечение определенных значений температур точек росы по углеводородам и водной фазе. Важное дополнительное требование к подготовке газа месторождений Крайнего Севера – поддержание температуры газа на выходе установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на уровне 0...–2 °С [1]. Достижение в промышленных условиях довольно жестких требований к точке росы газа по углеводородам коррелирует с задачей углубленного извлечения углеводородов C_{5+B} или C_{3+B} в составе товарного конденсата УКПГ.

В отечественной газовой отрасли промышленную подготовку газа газоконденсатных месторождений с высоким конденсатным фактором осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая имеет несколько модификаций [2]. В качестве источников холодопроизводящего элемента используют дроссель, эжектор, турбодетандерный агрегат и другие устройства. Извлечение углеводородов C_{5+B} с использованием таких технологий составляет 90...97 %, остаточное содержание C_{5+B} в составе газа сепарации – около 5 г/м³, но может достигать 10 г/м³. Степень извлечения бутана, пропана и тем более этана в составе нестабильного конденсата не высока и составляет около 55, 35...40, или 7...10 % соответственно.

Увеличение извлечения C_{5+B} из пластового газа может быть достигнуто совершенствованием технологических схем низкотемпературной сепарации и ректификации, а также разработкой перспективных комбинированных технологий, сочетающих адсорбционные, абсорбционные и низкотемпературные узлы подготовки газа.

НТС с изохальным расширением газа

Технически наиболее простым способом охлаждения газа на УКПГ при наличии перепада давлений является его изохальное расширение. Процесс изохального расширения реализуется в дроссельном и эжекторном устройствах. Технология НТС в отечественной практике используется с 60-х годов XX века на месторождениях Средней Азии, Оренбургском, Карачаганакском и др. ГКМ [3]. В настоящее время технология НТС эффективно применяется на многих газоконденсатных месторождениях Западной Сибири [4].

Установка НТС с дросселем, как правило, включает двух- или трехступенчатую сепарацию газа, его охлаждение между ступенями сепарации в рекуперативных те-

плоообменниках, изоэнтальпийное расширение газа, разделение в трехфазных разделителях отводимой из сепараторов жидкой фазы на нестабильный конденсат и водный раствор ингибитора гидратообразования (метанола или гликоля) с частичной их дегазацией. С термодинамической точки зрения изоэнтальпийное расширение газа не вполне эффективно в качестве холодопроизводящего процесса, поскольку потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, усваивается потоком в виде теплоты. Тем самым эффективность дроссельной технологии охлаждения оказывается существенно ниже потенциально возможной.

Дроссельная технология НТС характеризуется низкими капитальными и эксплуатационными затратами и легкостью регулирования технологического процесса, но имеет ряд недостатков, которые наиболее ярко проявляются при высоких значениях температуры входного потока, а именно:

- требуемый перепад давления по установке составляет 5–6 МПа, что предполагает ранний ввод дожимной компрессорной станции (ДКС) иногда с самого начала эксплуатации месторождения;
- требуется компрессорная установка для утилизации низконапорных газов концевой ступени дегазации конденсата;
- в летний период не всегда обеспечивается отрицательная по Цельсию температура товарного газа, так как для выполнения этого условия требуются слишком высокие входные давления (12 МПа и более).

Вместе с тем при определенных условиях технология НТС с дросселем может успешно решать все задачи УКПГ и являться реальной альтернативой технологии НТС с турбодетандерным агрегатом (ТДА). Она может быть рекомендована в следующих случаях:

- на начальной стадии разработки месторождения при высоких давлениях входного газа;
- объектах, где отсутствует требование к подаче газа в магистральный газопровод (МГ) с низкой температурой. В этом случае появляется возможность осуществлять полную рекуперацию холода в рекуперативном теплообменнике «газ–газ» и достигнуть достаточно низких температур НТС за счет располагаемого перепада давления;
- если приходящий на УКПГ газ имеет низкие температуры (ориентировочно ниже

10 °С), что характерно для разрабатываемых морских месторождений.

Дроссельная технология НТС может успешно применяться с обеспечением не только требуемого уровня температуры НТС, но и отрицательной температуры газа на выходе в течение 9–10 месяцев в году, если в технологическую схему УКПГ включить воздушное охлаждение газа первичной сепарации.

Другим устройством, используемым в технологических схемах НТС, является эжектор. Отличие эжекторного устройства от дроссельного заключается в возможности вовлечения (эжекции) низконапорных газов концевой дегазации конденсата в основной поток. Один из вариантов технологической схемы НТС с эжектором приведен на рис. 1.

Представленная схема в настоящее время используется для подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) [5, 6]. Отличительной особенностью схемы является двухступенчатое редуцирование газа: в эжекторе и на дроссельном устройстве. Это позволило отсрочить ввод собственной ДКС, более полно использовать сеноманскую ДКС и добиться более низкой температуры НТС. На валанжинских УКПГ отработаны технологические решения по рециркуляции антигидратного реагента – метанола [7].

Эжекторное устройство характеризуется простотой конструкции, малыми габаритами и надежностью эксплуатации. Перепад давления, необходимый для достижения требуемого температурного уровня сепарации (–30...–25 °С), сопоставим с аналогичными параметрами дроссельной технологии. Достижение более низких температур технологически затруднено вследствие увеличения количества низконапорных газов дегазации конденсата.

Важным элементом технологии НТС является рекуперативный теплообменник. В случае реализации более полной рекуперации холода низкотемпературного потока (если требование к низкой температуре товарного газа отсутствует) при соответствующей поверхности рекуперативного теплообмена технология НТС с применением изоэнтальпийного расширения может полностью обеспечить соблюдение требований к круглогодичной подготовке газа. Что позволит отказаться от применения турбохолодильной техники.

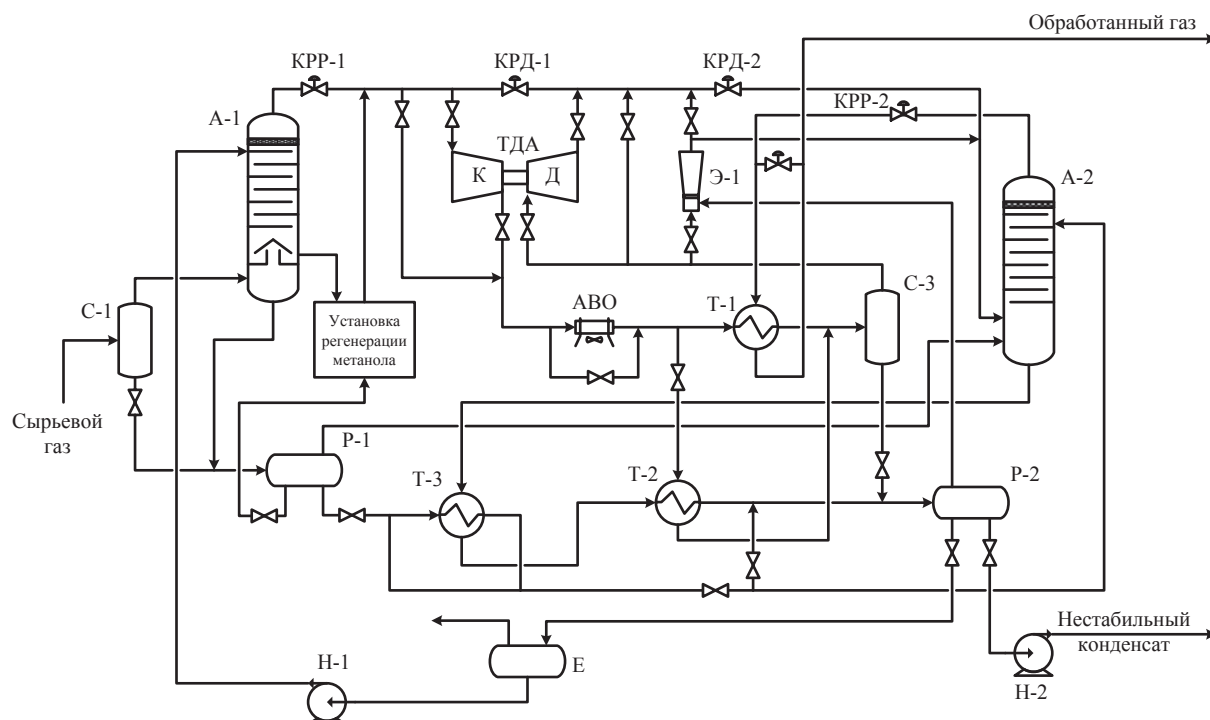


Рис. 2. Один из возможных вариантов технологической схемы НТС с ТДА с обязательной по схеме «компрессор-детандер»:

С-1, С-3 – сепараторы; Р-1, Р-2 – разделители; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; А-1 – отдувочная колонна; А-2 – абсорбер; КРР-1, КРР-2 – краны-регуляторы расхода; КРД-1, КРД-2 – краны-регуляторы давления; Е – емкость; Н-1, Н-2 – насосы; Э-1 – эжектор; остальные обозначения см. в экспликации к рис. 1

постоянную температуру НТС около -35°C круглогодично. Работа технологической схемы при подключении ТДА по схеме «Д-К» позволяет более полно использовать холод окружающей среды. Так, в зимний период может быть достигнута температура сепарации -50°C , однако летом – всего лишь -25°C . Для УКПГ месторождений Крайнего Севера, когда холод окружающей среды используется 9 месяцев в году, среднегодовая температура сепарации по такой схеме подключения ТДА составит примерно -45°C .

По сравнению со схемами, использующими изотермическое расширение, термодинамически эффективная технология НТС с ТДА обладает следующими преимуществами:

- 1) существенного снижения требуемого перепада давления для достижения необходимой температуры газа;
- 2) более позднего ввода ДКС, причем с меньшим давлением нагнетания;
- 3) достижения значительно более низких температур газа при том же перепаде давления;
- 4) безальтернативности применения ТДА для подготовки газа месторождений Крайнего

Севера, на которых требуется не только обеспечить минимальные температуры НТС, но и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки (на входе в газопровод). В первую очередь это касается летнего сезона, когда охлаждение газа за счет АВО резко сокращается или прекращается вовсе, при этом вынужденно снижается рекуперация холода в теплообменниках «газ-газ».

В то же время ТДА обладает рядом недостатков, которые отчетливо проявились в процессе эксплуатации установки НТС с ТДА на УКПГ Бованенковского НГКМ:

- 1) сложные условия эксплуатации ТДА. Эксплуатация УКПГ всегда характеризуется переменными режимами работы как по расходом, так и по термобарическим параметрам. Обрабатываемая среда – многофазный поток, состоящий из газа, углеводородной жидкости, водного раствора антигидратного реагента (метанола или этиленгликоля), пластовых механических примесей, продуктов воздействия на пласт и компрессорного масла ДКС;
- 2) ТДА всегда работает с повышенными жидкостными нагрузками по входному пото-

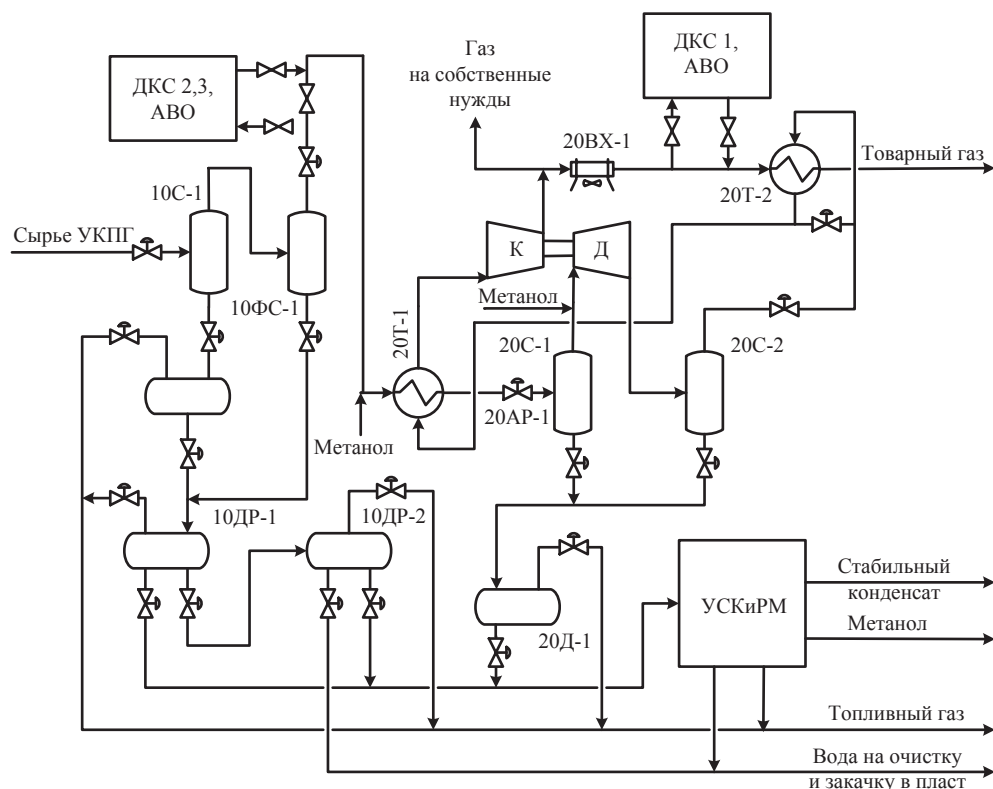


Рис. 3. Типовая технологическая схема НТС с ТДА

с обвязкой по схеме «детандер–компрессор»:

10С-1, 20С-1, 20С-2 – сепараторы; 10ДР-1, 10ДР-2 – дегазаторы-разделители;
10ФС-1 – фильтр-сепаратор; 20Д-1 – дегазатор; 20ФХ-1 – воздушный холодильник;
20ТД-1 – турбодетандерный агрегат; 20Т-1, 20Т-2 – теплообменники; 20АР-1 – арматурный узел;
УСКМРМ – установка стабилизации конденсата и регенерации метанола

ку, часто с превышениями в десятки раз по отношению к требованиям производителей ТДА. Надо отметить, что еще не создан надежный и приемлемый по цене сепаратор, способный обеспечить капельный унос углеводородного конденсата и ингибитора гидратообразования менее 20 мг/м³;

3) компрессор ТДА вносит теплоту в систему подготовки газа, что снижает эффект охлаждения газа в турбодетандере и критично для установок НТС, где нужно обеспечить отрицательные температуры товарного газа;

4) эксплуатация ТДА требует наличия специально подготовленного персонала – специалистов по компрессорной и турбохолодильной технике. Учитывая массовый рост количества эксплуатируемых ТДА, это требование выполнить не просто;

5) разработка исходных требований к ТДА обуславливает проведение многочисленных расчетных исследований установки НТС с охватом сезонных изменений и всего жизнен-

ного цикла месторождения. Для выполнения этой задачи нужны высококвалифицированные и опытные технологи, которые имеются далеко не во всех организациях;

6) в процессе эксплуатации ТДА довольно часто приходится останавливать, а вместе с ним и технологическую линию (в проектах, как правило, не предусматривают резерва ТДА на каждой технологической линии). Выход новой (резервной) линии на требуемый температурный режим работы происходит в течение 20...40 мин. Это означает, что за такое время в МГ поступает некондиционный газ с повышенными точками росы;

7) в случае применения этиленгликоля в качестве антигидратного реагента перед расширением в турбодетандере газ необходимо осушить в специальном абсорбере высококонцентрированным (не менее 83...85 %) водным раствором гликоля, так как впрыск жидкости (антигидратного реагента) в поток перед детандером недопустим по условиям эксплуатации турбомашин.

Таким образом, технология НТС с ТДА является оптимальной для подготовки газа месторождений Крайнего Севера, на которых требуется одновременно обеспечить минимальные температуры НТС и отрицательную температуру подготовленного газа на выходе из установки НТС. Тогда как при проектировании обустройства остальных объектов целесообразно рассматривать альтернативные технологии с использованием дросселя, эжектора, установок генерации внешнего холода, устройств газодинамической сепарации (3S-сепараторов) и др.

НТС с внешним холодильным циклом

В качестве хладагента используются пропан и смеси углеводородов. В отечественной практике пропановая холодильная установка (ПХУ) была внедрена на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, она позволила проводить процесс сепарации газа на температурном уровне $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ [10]. Установки НТС с холодильным циклом позволяют продлить период работы УКПГ без ДКС и снизить энергетические затраты на компримирование газа на ДКС примерно на 50 % по сравнению с эжекторной или дроссельной технологиями. При этом резко сокращается количество газоперекачивающих агрегатов. Применение ПХУ потребует включения в схему НТС дожимного компрессора на газах концевой ступени дегазации конденсата.

Холодильная установка представляет собой самостоятельный технологический объект с собственной инфраструктурой, в частности с довольно сложной системой хранения хладагента, что требует значительного увеличения площади застройки завода. В целом технология НТС с ПХУ на температурном уровне до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$... $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ может и должна рассматриваться как реальная альтернатива турбодетандерной или дроссельной (эжекторной) технологиям.

НТС с газодинамическим сепаратором

Устройства газодинамической сепарации, или 3S-сепараторы, [11] пока не получили широкого распространения в практике подготовки газа, однако они обладают определенными достоинствами, которые позволяют им занять промежуточное положение между дросселем (эжектором) и ТДА. По простоте конструкции и энергетическим затратам на ДКС данное устройство близко к эжектору, а по выходу углеводородного конденсата – к ТДА.

Применение абсорбционной технологии в промышленных условиях

Как отмечалось ранее, традиционные технологии НТС на температурном уровне сепарации около $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ характеризуются недостаточно глубоким извлечением этана, пропан-бутанов и даже углеводородов $\text{C}_{5+\text{B}}$.

Первые попытки более глубокого извлечения ценных компонентов в составе продуктового нестабильного конденсата предпринимались в 80–90 годы прошлого века. Был разработан и внедрен на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ технологический процесс промышленной низкотемпературной абсорбции (ПНТА). Аналогичный процесс также реализовали на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ [12]. Дополнительное извлечение углеводородов $\text{C}_{3+\text{B}}$ по технологии ПНТА осуществляется на традиционном уровне сепарации около $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ за счет абсорбции этих компонентов из газа низкотемпературной сепарации. В качестве абсорбента применяется дегазированный и охлажденный конденсат, выделенный на 1-й ступени сепарации (см. рис. 2). Извлечение углеводородов по технологии ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ по сравнению с «классической» технологией НТС при идентичных термобарических параметрах работы возросло со 100 до 115 г/м³, при этом следует иметь в виду, что увеличение выхода товарного нестабильного конденсата происходило в основном за счет углеводородов $\text{C}_3\text{--C}_4$.

Технология ПНТА обладает следующими недостатками, которые не позволяют проводить дальнейшее тиражирование этой технологии на других объектах.

1. В верхней части абсорбера происходит контакт товарного газа с абсорбентом, в составе которого содержатся тяжелые углеводороды $\text{C}_{10}\text{--C}_{20}$. Контакт происходит при температурах $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже, вследствие чего существует прямая опасность замерзания и отложения тугоплавких парафинов внутри абсорбера (данные явления имели место на УКПГ-1В). Кроме того, существенное негативное влияние оказывает даже небольшой капельный унос «тяжелого» абсорбента на точку росы товарного газа по углеводородам. Данные особенности процесса не позволяют проводить подготовку газа и извлечение конденсата при температурах $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$... $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$.

2. Технология ПНТА применима только в том случае, если товарным продуктом УКПГ является нестабильный газовый конденсат.

3. Отсутствуют возможности регулирования количества и компонентного состава абсорбента. В частности, в процессе разработки месторождения количество абсорбента значительно снижается.

Полноценный классический процесс низкотемпературной абсорбции реализован на Оренбургском газоперерабатывающем заводе [10]. Несмотря на имеющиеся серьезные недостатки, процесс ПНТА может быть усовершенствован в части организации циркуляционных потоков абсорбента с целью регулирования его количества и компонентного состава.

Применение процесса ректификации в промышленных условиях

Наиболее радикальным способом углубленного извлечения конденсата является реализация процесса НТС на температурном уровне $-55...-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Реализация НТС на более низком температурном уровне нецелесообразна в промышленных условиях, так как не только усложняется технология, но также возникает необходимость применения высоколегированных сталей, что резко удорожает УКПГ. Кроме того, на данном температурном уровне в промышленных условиях происходит интенсивная конденсация нецелевого компонента – метана, который выделяется при дегазации и фактически превращается в «паразитный» поток.

Проведение процесса при столь низких температурах требует включения в технологическую схему УКПГ ректификационной колонны. Технологические схемы, содержащие в себе ректификационную колонну, интегрированную в общую схему подготовки газа, получили название низкотемпературной сепарации и ректификации (НТСР) [13, 14]. Разнообразие технологий НТСР [15, 16] связано с особенностями состава месторождения и требованиями к жидкой продукции. По данной технологии можно получать нестабильный, деганизованный или стабильный конденсаты. Технология НТСР на указанном температурном уровне позволяет извлекать в продуктовый нестабильный конденсат 98...99 % углеводородов C_{5+B} , 60...70 % пропан-бутанов и 20...25 % этана от их содержания в сырьевом потоке. Изначально она разработана для извлечения на месторождениях Надым-Пур-Тазовской нефтегазовой области углеводородного конденсата, подлежащего переработке на действующем заводе деганизации и строящемся в Новом Уренгое газохимическом комплексе.

Один из вариантов технологии НТСР с получением товарного нестабильного конденсата приведен на рис. 4, он реализован в проекте обустройства валанжинских залежей Заполярного НГКМ [15]. В технологии НТСР в качестве питания ректификационной колонны используется нестабильный конденсат 1-й ступени сепарации, а в качестве орошающего потока – конденсат, выделенный на последующих ступенях сепарации. В орошении колонны практически не содержатся «тяжелые» углеводороды.

Таким образом, технология НТСР является перспективной применительно к решению задачи углубленного извлечения ценных углеводородов на газоконденсатных месторождениях ОАО «Газпром».

Криогенные технологии

Низкотемпературные процессы извлечения углеводородов на температурном уровне $-100...-90\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже используются только в заводских условиях, например на Астраханском газоперерабатывающем и Оренбургском гелиевом заводах, которые расположены в непосредственной близости от промышленных УКПГ. Эти примеры показывают, что промышленная низкотемпературная сепарация газа, совмещенная с заводской переработкой в рамках одного промышленного объекта, может успешно работать, обеспечивая максимально высокий выход жидкой товарной продукции и соблюдение требований к качеству товарного газа по температурам точек росы с большим запасом.

Достижение низких температур обеспечивается применением турбохолодильной техники или холодильных циклов [17–20]. Такие схемы позволяют практически полностью извлекать C_{5+B} , бутаны в количестве 99, 95 % пропана и 60...80 % этана [17, 19]. Единным для всех схем такого типа является ступенчатое охлаждение газа с последующим разделением газожидкостного потока в низкотемпературной зоне. Разделение охлажденной газожидкостной смеси на газ деганизации и широкую фракцию углеводородов (ШФЛУ) осуществляется в ректификационной колонне.

Иная картина наблюдается на отдаленных месторождениях Крайнего Севера и полуострова Ямал, где отсутствуют потребители этановой фракции, а ее транспорт с УКПГ на дальние расстояния требует самостоятельной сети этанопроводов. Здесь целесообразно на промыслах максимально полно извлекать конди-

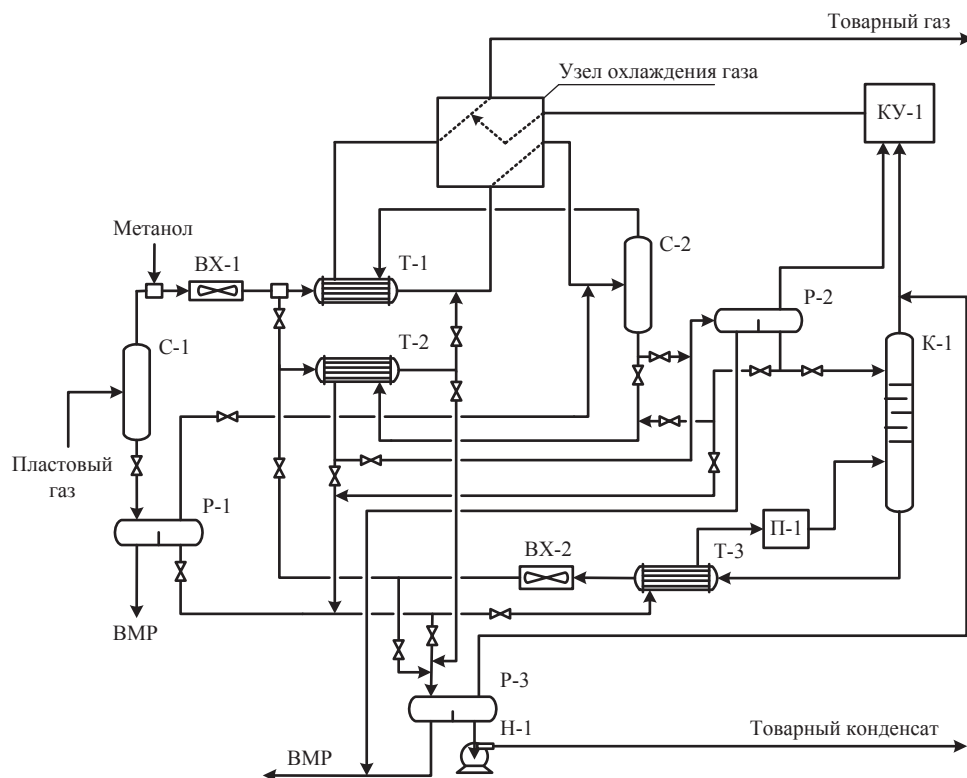


Рис. 4. Принципиальная технологическая схема НТСР:

P-1, P-2, P-3 – разделители; BX-1, BX-2 – воздушные холодильники; K-1 – колонна ректификации; КУ-1 – компрессорная установка; П-1 – печь подогрева конденсата; ВМР – водно-метанольный раствор

ционный стабильный конденсат, а этан, пропан и бутаны оставлять в газе, подлежащем дальнейшему транспорту по МГ. Для квалифицированного и максимально полного извлечения стабильного конденсата применима одна из модификаций технологии НТСР на температурном уровне сепарации $-45...-40^{\circ}\text{C}$ [13].

По проведенному анализу низкотемпературных технологий промышленной подготовки газа можно сделать следующие выводы.

1. Актуальной задачей на действующих газоконденсатных промыслах является снижение содержания C_{3+B} или C_{5+B} в подготовленном газе и увеличение выхода товарного углеводородного конденсата.

2. Доминирующим процессом подготовки газа на газоконденсатных месторождениях Крайнего Севера служит низкотемпературная сепарация с турбодетандерными агрегатами. Однако данная технология обладает не только важными преимуществами, но и рядом серьезных недостатков.

3. При проектировании УКПГ на новых объектах подготовки конденсатсодержащих газов рекомендуется наряду с технологией НТС с ТДА рассматривать технологии НТС с пропановыми холодильными установками, а в некоторых случаях – НТС с использованием дроссельного устройства или устройств газодинамической сепарации. Выбор того или иного варианта технологии при проектировании обустройства газоконденсатного месторождения обусловлен составом пластового газа, а также технико-экономическими, логистическими и многими другими факторами.

4. Развитие промышленных технологий обработки углеводородного сырья должно идти по пути дальнейшего снижения содержания C_{3+B} или C_{5+B} в подготовленном газе и увеличения извлечения жидких углеводородов за счет применения усовершенствованных абсорбционных процессов и технологий с использованием ректификации.

Список литературы

1. Ходанович И.Е. Тепловые режимы магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович, Б.Л. Кривошеин, Р.Н. Бикчентай. – М.: Недра, 1971. – 216 с.
2. Истомин В.А. Низкотемпературные процессы промышленной обработки природных газов. – Ч. I / В.А. Истомин. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 76 с.
3. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986. – 261 с.
4. Касперович А.Г. Балансовые расчеты при проектировании и планировании переработки углеводородного сырья газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: учебн. пособ. / А.Г. Касперович, Р.З. Магарил. – М.: КДУ, 2008. – 412 с.
5. Николаев О.А. Обеспечение эффективной эксплуатации валанжинских УКПГ после ввода ДКС и насосной станции подачи конденсата Уренгойского НГКМ / О.А. Николаев, О.П. Кабанов, Н.А. Цветков и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 4. – С. 31–34.
6. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности добычи и подготовки газа валанжинских залежей Уренгойского комплекса / Г.А. Ланчаков, В.А. Ставицкий, Н.А. Цветков и др. // Актуальные вопросы и научно-технические решения по технике и технологии добычи, извлечения и подготовки углеводородного сырья к транспорту на газоконденсатных месторождениях: материалы заседания секции «Добыча и промышленная подготовка газа и газового конденсата» НТС ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – С. 43–47.
7. Истомин В.А. Методические рекомендации по предупреждению гидратообразования на валанжинских УКПГ Уренгойского ГКМ. – Ч. II: Анализ эффективности различных вариантов нетрадиционного использования летучего ингибитора гидратов – метанола / В.А. Истомин, А.Г. Бурмистров, В.П. Лакеев и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 1991. – 157 с.
8. Кубанов А.Н. Применение турбохолодильной техники на УКПГ: компрессор-детандер или детандер-компрессор / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, А.В. Прокопов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 55–62.
9. Кубанов А.Н. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УКПГ-2В Бованенковского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов и др. // Вести газовой науки: Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 4 (15). – С. 84–89.
10. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 596 с.
11. Андреев О.П. Технологические схемы УКПГ на основе 3S-технологии для северных нефтегазоконденсатных месторождений / О.П. Андреев, Р.М. Минигулов, Р.В. Корытников и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2009. – № 2. – С. 4–10.
12. Бекиров Т.М. Анализ работы опытной установки промышленной низкотемпературной абсорбции / Т.М. Бекиров, Е.Н. Туревский, В.В. Брагин и др. – М., 1995. – 39 с.
13. Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неокремюрских залежей месторождений полуострова Ямал с получением стабильного конденсата / А.Н. Кубанов, А.В. Козлов, Т.С. Цацулина и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 54–60.
14. Кубанов А.Н. Интенсификация промышленной низкотемпературной обработки природных газов на северных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук / А.Н. Кубанов. – М., 1998.
15. Пат. 2476789 РФ / Приоритет 24.08.2011 г.
16. Пат. 2124682 РФ / Приоритет 02.11.1995 г.
17. Юшина В.С. Современное состояние технологии выделения легких углеводородов / В.С. Юшина, Е.Н. Туревский, Л.В. Грипас и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 87 с.
18. Берлин М.А. Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М.А. Берлин, В.Г. Гореченков, В.П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.
19. Пат. 2382301 РФ / Приоритет 20.10.2008 г.
20. Пат. 2382302 РФ / Приоритет 20.10.2008 г.