

**Казанский Федеральный Университет**  
**Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов<sup>1</sup>**  
**Kazan Federal University,**  
**Department of high-viscosity oils and natural bitumen**  
**Российское газовое общество<sup>2</sup>**  
**Russian Gas Society**

**Низкотемпературная температурная сепарация. Абсорбционные технологии подготовки газо-конденсатных углеводородных смесей**  
**Low-temperature temperature separation. Absorption technologies for the preparation of gas-condensate hydrocarbon mixtures**

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>b</sup>

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich <sup>a</sup>,

Doctor of technical sciences, professor of the department of high-viscosity oils and natural bitumen <sup>1,a</sup>,

Candidate of technical sciences,

Associate professor of the department of high-viscosity oils and natural bitumen <sup>1,2,b</sup>

Member of the RGS Expert Council, Acting Head of the Hydrogen and Alternative Energy Group<sup>2,b</sup>

Kazan, Russia

E-mail: kemalov@mail.ru

**Аннотация:** Природные газоконденсатные газы можно разделить на две группы: попутные нефтяные газы (ПНГ) и газы газоконденсатных месторождений. Эти газы различаются по составу углеводородных компонентов. Переработка нефтяных газов преимущественно осуществляется на газо перерабатывающих заводах, где максимально полно извлекают углеводороды (УВ) С3+В. Основные товарные продукты переработки ПНГ – сжиженный углеводородный газ, сухой отбензиненный газ (метан-этан), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) и бензиновая фракция (С5+В). В технологической цепочке переработки ПНГ абсорбционные технологии заняли определенную нишу. На текущем технологическом уровне развития в заводских условиях они позволяют практически полностью извлекать УВ С3+ В из сырьевого потока.

**Ключевые слова:** Природные газоконденсатные газы, сжиженный углеводородный газ, сухой отбензиненный газ (метан-этан), широкая фракция легких углеводородов и бензиновая фракция, абсорбционные технологии, попутные нефтяные газы, газы газоконденсатных месторождений, низкотемпературная температурная сепарация, абсорбционные технологии подготовки

**Abstract:** Natural gas condensate gases can be divided into two groups: associated petroleum gases (APG) and gases of gas condensate fields. These gases differ in the composition of hydrocarbon components. The processing of petroleum gases is mainly carried out at gas processing plants, where hydrocarbons (HC) C<sub>3</sub>+B are extracted as fully as possible. The main commercial products of APG processing are liquefied petroleum gas, dry distilled gas (methane-ethane), a wide fraction of light hydrocarbons (SHFLU) and gasoline fraction (C<sub>5</sub>+B). Absorption technologies have occupied a certain niche in the technological chain of APG processing. At the current technological level of development in factory conditions, they allow almost completely extracting HC C<sub>3</sub>+ B from the raw material stream.

**Keywords:** Natural gas condensate gases, liquefied petroleum gas, dry distilled gas (methane-ethane), broad fraction of light hydrocarbons and gasoline fraction, absorption technologies, associated petroleum gases, gases of gas condensate fields, low-temperature temperature separation, absorption technologies of preparation.

### **Введение (Introduction)**

Промысловая подготовка газов газоконденсатных месторождений в России осуществляется по технологии низкотемпературной сепарации газа (НТС). Эффективность работы установок НТС прежде всего определяется степенью извлечения УВ C<sub>5</sub>+B. В зависимости от сложившейся транспортной и производственной инфраструктуры степень извлечения пропанбутановой фракции может варьироваться. В пластовых газах газоконденсатных месторождений УВ C<sub>5</sub>+ B содержится в широком диапазоне концентраций: от 2

г/м<sup>3</sup> («тощие» сеноманаптские залежи Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ)) до 100–350 г/м<sup>3</sup> («жирные» Валанжинские и Ачимовские залежи Уренгойского месторождения). Текущие термобарические параметры концевой ступени сепарации установок НТС: температура – около – 30 °С, давление – 5–7 МПа [1]. Для тощих газоконденсатных газов степень извлечения УВ С5+В не превышает 60 % [2]. Для жирных газов степень извлечения С5+В составляет 90–98 % [3–5], при этом содержание УВС5+В в газе концевой ступени сепарации (товарном газе) варьируется в диапазоне от 2 до 6 г/м<sup>3</sup>. Пора счетным оценкам для месторождений с содержанием УВС5+В в пластовом газе 30–50 г/м<sup>3</sup> степень извлечения УВ С5+В находится на уровне 70 %. В тоже время степени извлечения пропана и бутанов на установках НТС составляют, соответственно, 20–30 % и 60–50 % и меняются в зависимости от содержания этих компонентов в пластовом газе. Таким образом, в процессе подготовки газов газоконденсатных месторождений имеет место недостаточно полное извлечение УВС5+В и С3–С4. Поэтому с целью более полного извлечения тяжелых углеводородов целесообразно проводить оптимизацию существующих и разработку новых технологических решений. В этой связи проанализируем имеющийся опыт применения абсорбционных технологий для подготовки ПНГ и газов газоконденсатных месторождений.

### **Абсорбционные установки подготовки попутного нефтяного газа**

Первоначально абсорбционные технологии использовались для подготовки ПНГ с целью выделения пропан-бутановой фракции и УВ С5+В. Содержание УВ С3+В в попутных нефтяных газах: пропан-бутанов ~30 % масс. и С5+В ~3 % масс. [6]. Одним из способов подготовки нефтяных и природных газов как на отечественных, так и на зарубежных газоперерабатывающих заводах остается масляная абсорбция [7]. Этот способ подготовки ПНГ впервые был применен в США в 20-х гг. прошлого века для извлечения газового бензина. Масло абсорбционные установки (МАУ) состояли из двух колонн – абсорбера и десорбера [8]. Процесс абсорбции осуществлялся при температуре окружающей среды, давление процесса составляло от 1,4 до 4,0 МПа. Абсорбер, как правило,

содержал 30 тарелок колпачкового типа. В качестве абсорбента применялись тяжелые нефтяные фракции, по консистенции напоминающие масла. Доля извлекаемых на этих установках УВ C5+В составляла 60–70 % от потенциального содержания в обрабатываемом газе. В России подготовка ПНГ так же использовалась на начальном этапе разработки нефтяных месторождений, например, с применением мобильных малогабаритных абсорбционных установок (месторождения Северо западной части Башкирии [8]) (рис. 1). Установка монтировалась на платформе длиной 7,5 и шириной 2,5 м. Крупно габаритные аппараты – абсорбер, десорбер и др. – транспортировались отдельно. Объем газа, подготавливаемого непосредственно на месте сбора или очистки нефти отводы, составлял от нескольких десятков тысяч до 600 м<sup>3</sup>/сут, давление абсорбции – 1,0 МПа, температура – плюс 30 °С, удельный расход абсорбент А находился на уровне 0,8 кг/м<sup>3</sup>. В качестве абсорбент А на таких установках, как правило, использовался керосин.

Степень извлечения УВ C5+В достигала 90 %. МАУ имеют ряд недостатков:

- высокий расход абсорбента (~0,8 кг/м<sup>3</sup>);
- существенные потери абсорбента с газовой фазой (в составе обработанного газа);
- невозможность применения данного способа подготовки ПНГ на месторождениях с недостаточным количеством УВ-фракции, используемой для восполнения потерь абсорбента;
- газ, подготовленный по этой технологии, не отвечает требованиям СТО 089-2010, т.е. перед подачей в магистральный газопровод требуются дополнительные технологические операции. Таким образом, технологии масляной абсорбции заняли определенную нишу в подготовке ПНГ. Дальнейшее развитие этих технологий пошло по пути снижения температуры абсорбции, что позволило увеличить извлечение пропан-бутановой фракции и УВ C5+В.

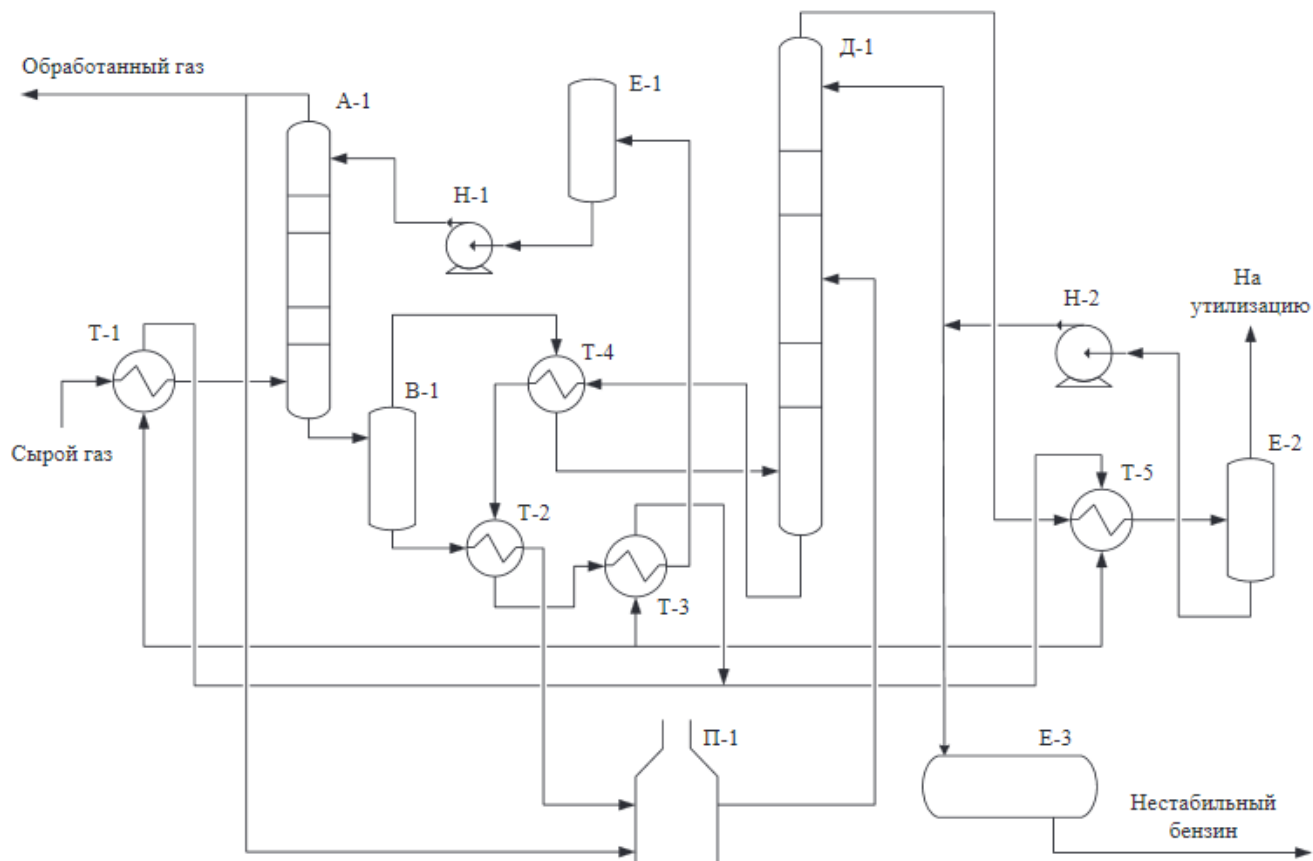


Рис. 1. Технологическая схема подготовки ПНГ: А-1 – абсорбер; В-1 – выветриватель; Д-1 – десорбер; Е-1, Е-2, Е-3 – емкости абсорбента; Н-1, Н-2 – насосы; П-1 – печь насыщенного абсорбента; Т-1, Т-2, Т-3, Т-4, Т-5 – теплообменники

Применительно к газоконденсатным месторождениям МАУ планировалось использовать на начальном этапе разработки. Газ после абсорбции предполагалось компримировать и закачивать в продуктивный горизонт для поддержания пластового давления [9]. При этом на определенном этапе освоения месторождения должна осуществляться реконструкция установки комплексной подготовки газа (УКПГ) с переводом на низкотемпературный процесс.

## **Абсорбционные установки подготовки газа газоконденсатных месторождений (ГКМ)**

Абсорбционные установки подготовки пластового газа, в которых массообмен между абсорбентом и подготавливаемым газом осуществляется при отрицательных по Цельсию температурах, получили название установок низкотемпературной абсорбции (НТА). Наиболее простой абсорбционный процесс, по эффективности абсорбции не превышающий одной теоретической ступени контакта, – впрыск абсорбента в трубопровод перед низкотемпературным сепаратором. Инжекторное устройство в таких установках, как правило, располагается перед редуцирующим элементом – дросселем, эжектором, турбодетандером [10] и др. – или теплообменником [11].

В качестве абсорбента применяется конденсат с первой или промежуточной ступеней сепарации, либо УВ-фракция. Перед подачей УВ-жидкости на вход в низкотемпературный сепараторе Е дополнительно охлаждают. Это позволяет уменьшить влияние теплого абсорбента на повышение температуры сепарации. Для предупреждения образования гидратов в процессе охлаждения абсорбента подают метанол. Расчетные исследования по влиянию впрыска нестабильного конденсата на выход товарной продукции были проведены для УКПГ-11В Уренгойского НГКМ. Дополнительный выход деэтанализованного конденсата составил 14,3 г/м<sup>3</sup> [12].

На Шебелинском промысле в качестве абсорбента использовались продукты переработки конденсата: стабильный конденсат и углеводородная фракция с температурой начала кипения 170–180 °С (УФ-170) [13]. Результаты промышленного эксперимента показали, что УФ-170 обладает наилучшими абсорбционными свойствами. Абсорбент подавался перед дросселем и теплообменником за 35–40 м до низкотемпературного сепаратора.

При вводе в поток фракции конденсата (УФ-170) в количестве 10 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> выход конденсата существенно увеличился. Эффективность извлечения УВ С3+В впрыском абсорбента на вход в низкотемпературный сепаратор приблизительно соответствует 0,7 теоретической ступени контакта. Увеличение степени извлечения может быть достигнуто применением массообменных

аппаратов (абсорберов), оптимизацией температуры процесса НТС и другими технологическими приемами. Абсорберы применяют в технологиях заводской и промысловой НТА. Рассмотрим каждую из технологий более подробно. Один из вариантов технологии НТА заводского типа реализован на Оренбургском ГПЗ. Установка НТА предназначена для извлечения УВ С3+В из газов деэтанализации конденсата. Абсорбция осуществляется при давлении 1,36 МПа и температуре  $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Регенерация абсорбента подразумевает следующие операции: предварительную десорбцию пропан-бутановой фракции в отдельной колонне, регенерацию абсорбента совместно с УВ- жидкостью с установки НТС на установке получения стабильного конденсата и отвод абсорбента из колонны получения стабильного конденсата. Поддержание поглотительной способности абсорбента осуществляется посредством постоянной подпитки УВ-жидкостью с температурой начала кипения  $130\text{--}140\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Для выделения из абсорбента продуктов осмоления, механических примесей и других производится фильтрация части регенерируемого абсорбента с последующим возвратом в технологический цикл. Проведены специальные исследования по определению влияния состава абсорбента на степень извлечения целевых компонентов [9].

Было установлено, что наибольший выход целевых компонентов обеспечивает абсорбент с температурой начала кипения  $125\text{--}130\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В процессе разработки месторождения происходило «облегчение» состава пластового газа и снижение количества подпитывающего абсорбент потока. Удельный расход абсорбента снижался, поэтому для восполнения потерь состав абсорбента был изменен: температура начала кипения абсорбента снижена со  $130\text{--}140\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $125\text{--}130\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В отечественной газовой отрасли промышленные низкотемпературные абсорбционные технологии (ПНТА) подготовки природного газа были реализованы на УКПГ-1В Ямбургского (рис. 2) и на отдельной линии УКПГ-8В Уренгойского НГКМ. Товарной жидкой продукцией УКПГ является нестабильный конденсат. Месторождения расположены недалеко от завода по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) в Новом Уренгое, что позволяет использовать жидкую продукцию в качестве сырья для газохимического комплекса.

При разработке и адаптации абсорбционных технологий применительно к промышленным условиям ставилась задача упростить подготовку абсорбента и повысить извлечение компонентов С<sub>3</sub>+В по сравнению с технологией низкотемпературной сепарации (НТС). В качестве абсорбента использовался частично дегазированный и охлажденный конденсат с первой ступени сепарации. В зимний период работа технологической схемы УКПГ-1В (см. рис. 2) осуществляется по технологии НТС с эжектором. Поддержание температуры абсорбции в летний период осуществляется применением турбодетандеров, которые расположены параллельно эжекторам. Входным потоком компрессора ТДА служит газ из А-1. Компримированный газ последовательно охлаждается в АВО и Т-1, сепарируется в С-3 и поступает на вход в турбодетандер. Расширение газа в детандере осуществляется до давления, несколько превышающего давление в магистральном газопроводе. Далее газ поступает на вход в абсорбер А-2.

Проектная технологическая схема подготовки газа и конденсата на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ существенно отличалась от фактически реализованной в последствии. В проектной схеме предусматривалась гликолевая осушка сырого газа в аппарате А-1 высококонцентрированным водным раствором диэтиленгликоля (ДЭГ). В дальнейшем от гликолевой осушки отказались, а абсорбер А-1 стали использовать как аппарат для отдувки метанола из водно-метанольного раствора разделителя Р-2 [14–16]. Организована дополнительная подача метанола в конденсат с первой ступени сепарации – в теплообменники Т-2 и Т-3. В процессе эксплуатации УКПГ-1В было обнаружено, что технологическая схема ПНТА чувствительна к наличию тяжелых УВ парафинового ряда в составе пластового газа [17]. При температурах ниже –(28–33) °С происходило отложение парафинов в НТА.



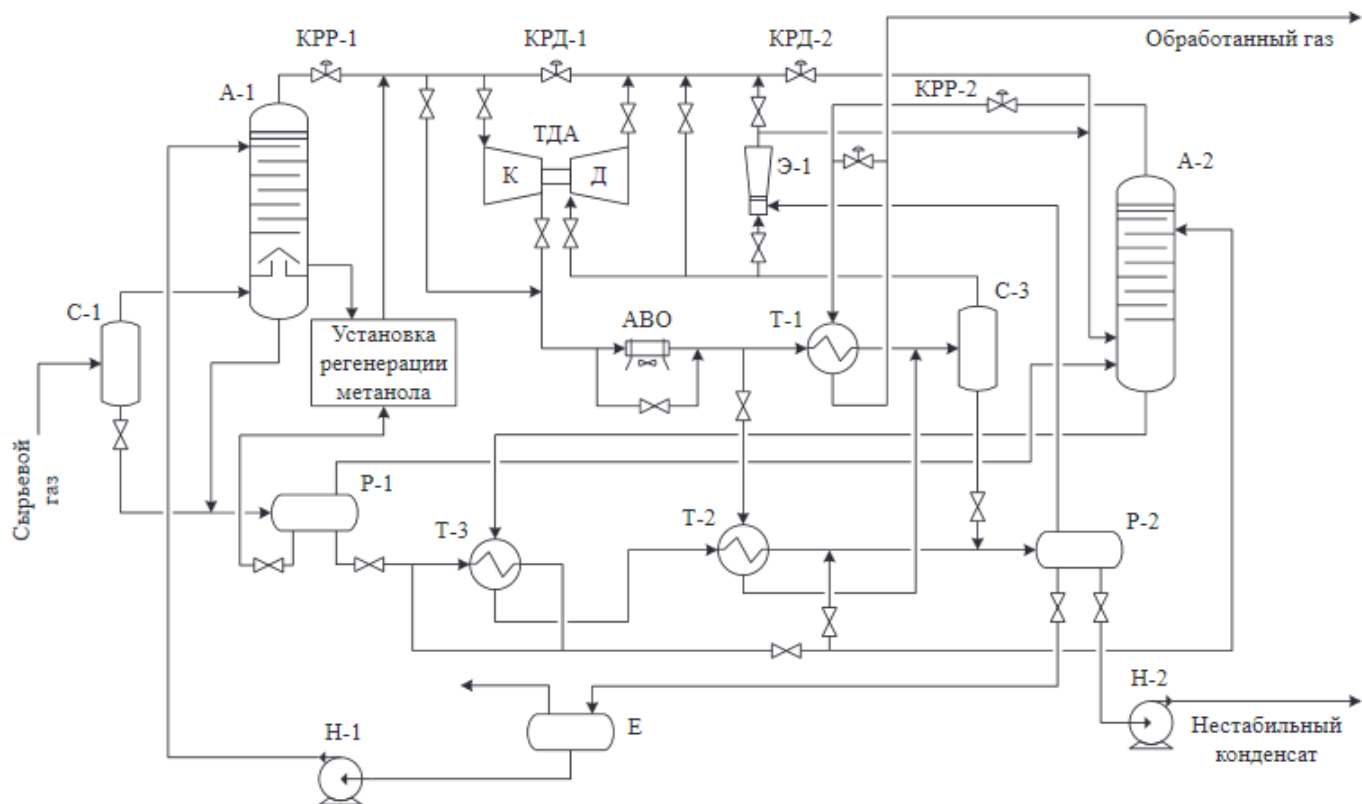


Рис. 2. Технологическая схема УКПГ-1В Ямбургского НГКМ (факт.): А-1, А-2 – абсорберы; АВО – аппарат воздушного охлаждения; КРД-1, КРД-2 – краны-регуляторы давления; КРР-1, КРР-2 – краны-регуляторы расхода; КРТ-3 – кран-регулятор температуры; Н – насос; Р-1, Р-2 – разделители; С-1, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; ТДА – турбодетандерный агрегат (К – компрессор, Д – детандер); Э-1 – эжектор

Для борьбы с парафиноотложением абсорбер периодически останавливали, прогревали и промывали высоко концентрированным раствором метанола. В настоящее время эта проблема отсутствует в связи со снижением содержания парафинов в пластовом газе. Еще одна особенность – высокие значения показателей точки росы товарного газа по УВ, которые не удовлетворяют требованиям СТО Газпром 089-2010.

Согласно технологической схеме, финальная подготовка товарного газа осуществляется в аппарате А-2, где газ контактирует с абсорбентом. Наличие уносов абсорбента с верхней части колонны в подготовленный газ приводит к увеличению температуры точки росы газа по УВ.

Для снижения уноса абсорбента его подачу осуществляли в середину колонны, увеличив таким образом фильтрационную секцию абсорбера. Это повысило качество подготовленного товарного газа.

В технологической схеме ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ отсутствует возможность регулировать количество абсорбента и его состав. Расход абсорбента зависит от потенциального содержания УВ С5+В в составе пластового газа. В процессе эксплуатации месторождения расход абсорбента снизился со 150 до 65 г/м<sup>3</sup>. При постоянном расходе пластового газа уменьшение количества абсорбента более чем в 2 раза снизило извлечение УВС 5+В приблизительно на 0,5 г/м<sup>3</sup>.

Расчетное сравнение технологических схем ПНТА и НТС на температурном уровне сепарации –25 °С показало, что дополнительное количество нестабильного конденсата за 1991–1998 гг. составило 760 тыс. т. Это соответствует увеличению выхода товарного продукта на 13,6 %. В составе дополнительно извлеченного конденсата содержится 5 % масс. этана, 64 % масс. пропан-бутанов и 19 % масс. Пентановой фракции и более тяжелых УВ, из которых пентаны составляют ~ 70 %. Таким образом, селективность абсорбента в технологии ПНТА на УКПГ-1В преимущественно ориентирована на извлечение пропан-пентановой фракции. В тоже время увеличение выхода нестабильного конденсата уменьшило количество товарного газа за указанный период на 0,87 % по сравнению с объемом товарного газа по схеме НТС.

Опытно-экспериментальная технологическая линия подготовки газа по технологии ПНТА была реализована на УКПГ-8В Уренгойского НГКМ [18] (рис. 3). Производительность линии составляла 5 млн м<sup>3</sup>/сут. Схема ПНТА на УКПГ-8В имеет ряд конструктивных отличий от УКПГ-1В Ямбургского НГКМ:

- в схему включен многофункциональный абсорбер-сепаратор (А-201), состоящий из сепарационной, массообменной и фильтрующей секций;
- газ выветривания конденсата первой ступени используется в качестве газа отдувки в абсорбер-сепараторе (А-201).

Комбинированная колонна-сепаратор состоит из 10 ситчатых и одной полуглухой тарелки, расположенной между 4-й и 5-й тарелками. Для уменьшения уноса капельной жидкости с газом установлены два ситчатых фильтра.

Экспериментально исследовались три режима работы установки ПНТА:

- работа по схеме НТС с подачей части конденсата первой ступени разделения в поток сырого газа, поступающего в абсорбер-сепаратор;
- работа по схеме ПНТА с подачей части конденсата первой ступени разделения на 5-ю тарелку колонны-сепаратора (три теоретические ступени контакта);
- работа по схеме ПНТА с подачей части конденсата первой ступени разделения на 1-ю тарелку колонны-сепаратора (пять теоретических ступеней контакта).

Промысловые испытания проводились при давлении 5,9–6,0 МПа и температурах (30–22) °С. Исследовалось влияние температуры, давления и количества орошения подаваемого на вход в НТС или абсорбер на степень извлечения тяжелых УВ из газа. В целом преимущество абсорбционной технологии по сравнению с технологией НТС экспериментально подтверждено.

В таблице приведены результаты исследований остаточного содержания УВ С5+В в подготовленном газе для рассматриваемых вариантов работы технологических схем. Согласно представленным данным, наиболее низкие значения содержания УВ С5+В – в подготовленном газе для технологии ПНТА с пятью теоретическими тарелками. При увеличении количества орошения остаточное содержание УВ С5+В в газе снижается. Таким образом, оптимальным с точки зрения количества подаваемого абсорбента является режим с подачей всего количества нестабильного конденсата с первой ступени сепарации. Результаты эксперимента показали, что максимальное дополнительное извлечение УВ С5+В из газа сепарации составляет 50 % и количество УВ С5+В в газе сепарации снижается с 7,0 до 3,2 г/м<sup>3</sup>.

## Бифункциональные абсорбенты

Параллельно развитию абсорбционных установок с использованием в качестве абсорбента УВ конденсата первой ступени сепарации исследовались абсорбенты, позволяющие одновременно извлекать воду и УВ C<sub>5</sub>+В. Такие абсорбенты получили название бифункциональных. В процессе исследований определены три основные группы абсорбентов:

- ЭТ-1 (смесь ДЭГ и моно-этилового эфира триэтиленгликоля);
- N-метилпирролидон (N-МП);
- смесь ДЭГ с соляровым маслом.

Рассмотрим каждый из этих абсорбентов и проанализируем результаты лабораторных и опытно-промышленных испытаний. Абсорбент ЭТ-1 (разработка Донецкого политехнического института) состоит из ДЭГ и моноэтилового эфира

Остаточное содержание УВ C<sub>5</sub>+В в подготовленном газе для вариантов работы технологических схем подготовки газа

| Количество орошения<br>(доля нестабильного<br>конденсата с 1-й ступени),<br>% | Остаточное содержание УВ C <sub>5</sub> +В в подготовленном газе для технологических схем, г/м <sup>3</sup> |                |   |   |
|---|---|----------------|---|---|
|   | НТС   | НТС с впрыском | ПНТА с тремя<br>теоретическими<br>тарелками | ПНТА с пятью<br>теоретическими<br>тарелками |
| 0   | 7,0   | –              | –   | –   |
| 25  | –   | 5,93           | 3,94  | 3,91  |
| 50  | –   | 5,48           | 3,96  | 3,23  |
| 75  | –   | 5,24           | –   | 4,24  |
| 100   | –   | 5,09           | –   | 4,13  |

Актуальные проблемы добычи газа No 2 (26) / 2016 ТЭГ. Это внешне прозрачная, бесцветная или слегка желтоватая гигроскопичная жидкость, обладающая слабым гликолевым запахом. ЭТ-1 хорошо растворим в воде, ацетоне, этаноле, метаноле и этиленгликоле, предназначен для осушки и частичного извлечения из природного газа примесей, а также предотвращения гидратообразования. ЭТ-1 разработан как альтернатива ДЭГ с возможностью частичного извлечения УВ C<sub>5</sub>+В, а также других неуглеводородных примесей (меркаптанов).

Рекомендовался к применению на установках НТС. В отличие от ДЭГ обладает малой вязкостью и низкой температурой замерзания (ниже  $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Как и ДЭГ, осушитель ЭТ-1 термически устойчив. Водные растворы ЭТ-1 с массовой долей 60–80 % имеют температуру замерзания  $-57$  и  $-62\text{ }^{\circ}\text{C}$  соответственно. Это позволяет осуществлять обработку природного газа при отрицательных температурах контакта газ–абсорбент.

Процесс осушки и извлечения тяжелых УВ из природного газа поглотителем ЭТ-1 испытан в промышленных условиях на Щебелинском ГКМ, Сенюманской залежи Медвежьего месторождения и установке НТС УКПГ-9 Оренбургского ГКМ. Испытания осуществлялись при следующих условиях:

- температура контакта – от  $+15$  до  $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- регенерация осушителя ЭТ-1 осуществлялась до массовой доли 96–96 %;
- удельный массовый расход ЭТ-1, впрыскиваемого в газовый поток, –  $10\text{--}12\text{ г/м}^3$ . При этих условиях точка росы по влаге составляет минус  $(30\text{--}25)\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а по УВ – минус  $(5\text{--}3)\text{ }^{\circ}\text{C}$ , степень извлечения меркаптанов – до 22 %. Как показали испытания, замена ДЭГ на ЭТ-1 не потребует реконструкции УКПГ.

Извлечение УВ  $\text{C}_5\text{+В}$  с применением в качестве абсорбента ЭТ-1 на порядок эффективнее, количество извлекаемых УВ  $\text{C}_5\text{+В}$  составляет  $0,2\text{ г/м}^3$ . N-метилпирролидон в качестве абсорбента активно применяется в химической промышленности для выделения ароматических УВ из УВ смеси и очистки газов от кислых и сераорганических соединений [19].

Благодаря химическому строению N-МП способен абсорбировать воду и углеводородные компоненты  $\text{C}_5\text{+В}$ . Изучение абсорбционных свойств N-МП для целей газовой промышленности осуществлялось на модельных смесях в лабораторных условиях.

Наиболее значимым и с точки зрения моделирования процесса абсорбции природного газа стали испытания на смеси метан–гексан–вода. Извлечение воды из газа при массовом соотношении газа и N-МП 2:1 составило 98 % и не зависело от количества гексана в смеси, что соответствует точке росы по влаге –  $(40\text{--}24)\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Извлечение гексана несколько хуже, чем воды: при массовом соотношении газа и N-МП 2:1 извлечение составляет 75 % и не зависит от количества гексана

в смеси.

Все исследования проводились при комнатной температуре, можно предположить, что абсорбция газа при пониженных температурах может оказаться более эффективной из-за более низкого равновесного содержания УВ С5+В в газе. К сожалению, испытания N-МП на промышленной установке подготовки газа не были реализованы. В качестве самостоятельного направления разработки бифункционального абсорбента выделился подбор компонентов для последовательного извлечения водной и УВ составляющих газового потока. Для извлечения водной фазы использовали ДЭГ. Для абсорбции УВ фазы рассматривались следующие поглотители: УВ фракция с температурой начала кипения 280–350 °С (соляровое масло), октиловый спирт, ундециловый спирт, трибутилфосфат и др. [20]. Удельный расход абсорбента составлял от 10 до 100 л на 1000 м<sup>3</sup> газа. Рассматривались прямоточные и противоточные варианты контакта газа и абсорбента [21].

Для противоточного варианта контакта предложена последовательная абсорбция газового потока ДЭГ и УВ фракцией в одном аппарате. Лабораторные испытания показали, что наибольшими абсорбционными свойствами по отношению к извлечению УВ С5+В обладает соляровое масло. В дальнейших экспериментах исследовались масла с молекулярными массами 250 и 370 г/моль.

В результате определено, что абсорбент с меньшей молекулярной массой обладает большей поглотительной способностью. Температура процесса абсорбции составляла 5–20 °С. Кратность орошения абсорбента составляла ~ 2 л/м<sup>3</sup>, а степень извлечения УВ С5+В из газа – 90–95 %.

Одним из условий выбора УВ составляющей абсорбента была возможность совместной регенерации бифункционального абсорбента. Данный процесс отработана пилотной установкой регенерации ДЭГ.

Рассматривались атмосферная регенерация абсорбента и регенерация с отпарным газом. Качество регенерации абсорбента контролировалось с помощью хроматографа, а также косвенно по изменению глубины извлечения и точки росы по УВ по сравнению с данными, полученными при абсорбции газа только маслами.

По результатам эксперимента выявлено, что совместная регенерация абсорбента не сказывается на поглощающей способности ДЭГ. Бифункциональные абсорбенты не получили промышленного внедрения на промысловых объектах добычи газа в основном по причинам:

- недостаточной апробации процесса;
- значительных транспортных расходов, связанных с восполнением потерь абсорбента в товарном газе.

Пути дальнейшего развития промысловых абсорбционных технологий подготовки газоконденсатных газов Разработанные абсорбционные технологии подготовки пластового газа главным образом ориентированы на повышение степени извлечения пропан-бутанов.

В настоящее время углубленное извлечение УВ C5+В на промысловых объектах становится все более востребованным. Этого можно достигнуть снижением температуры сепарации и / или применением абсорбционных технологий. Перспективным направлением развития абсорбционных технологий является разработка селективного абсорбента для извлечения УВ C5+В. Удаленность промысловых объектов газодобычи от развитых районов не позволяет осуществлять абсорбцию газа привезенным абсорбентом.

Наиболее перспективным абсорбентом представляется УВ-фракция, выделенная из конденсата непосредственно на объекте добычи газа. Для увеличения поглотительной емкости абсорбента необходимо рассмотреть варианты его дополнительной подготовки.

## **Заключение**

В работе рассмотрено текущее состояние абсорбционных технологий подготовки конденсатсодержащих газов. Показано, что существующие технологические схемы имеют потенциал дальнейшего повышения степени извлечения УВ C5+В. Перспективным направлением в этой области считается разработка модификаций абсорбционной технологии с подбором селективного абсорбента.

Важным моментом при разработке новых способов подготовки газа является использование накопленного опыта эксплуатации установок ПНТА на УКПГ-1В Ямбургского НГКМ и УКПГ-8В Уренгойского НГКМ.

Проанализированы результаты лабораторных и промышленных испытаний бифункциональных абсорбентов. Их дальнейшая разработка и внедрение могут оказаться перспективными применительно к месторождениям с низким конденсатным фактором, где для качественного извлечения УВ С3+В типовые технологии могут оказаться недостаточно эффективными.

### Список литературы

1. А.В. Прокопов, В.А. Истомин Абсорбционные технологии промышленной подготовки газоконденсатных газов Актуальные проблемы добычи газа No 2 (26) / 2016 165 - 173 Научно-технический сборник. Вести газовой науки
1. Прокопов А.В. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов С5+В в газе сепарации газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, В.А. Истомин, Д.М. Федулов // Нефтегазохимия. – 2016. – No 2 (в печати).
2. Дунаев А.В. Особенности технологических процессов промышленной подготовки природного газа с низким конденсатным фактором / А.В. Дунаев, Д.М. Федулов, А.Н. Кубанов и др. // Газовая промышленность. – 2015. – No 11. – С. 80–83
3. Кубанов А.Н. Пути решения задачи подготовки газа неоконюрских 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. – No 4. – С. 54–60.
4. 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 // Газовая промышленность. – 2013. – No 4. – С. 31–34.
5. Ланчаков Г.А. Влияние режима эксплуатации УКПГ Ен Яхинского месторождения на подготовку конденсата / Г.А. Ланчаков, О.П. Кабанов, В.А. Ставицкий и др. // Газовая промышленность. – 2007. – No7. – С. 71–73.



Соловьянов А.А. Стратегия и пользования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А.А. Соловьянов, Н.Н. Андреева, В.А. Крюков и др. – М.: Редакция газеты «Кворум», 2008. – 320 с.7. Халиф А.Л. Абсорбция углеводородных газов / А.Л. Халиф, С.П. Одинцова, И.С. Двалишвили и др. – М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1965. – 49 с.8. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле / А.М. Лобков. – М.: Недра, 1968. – 285 с.9. Бекиров Т.М. Технология обработки газа и конденсата / Т.М. Бекиров, Г.А. Ланчаков. – М.: Недра, 1999. – 596 с.10. Авторское свидетельство СССР No 593720. Способ подготовки природного газа к транспорту / В.П. Максимов, А.П. Агишев, М.Ф. Ткаченко и др. – 1978.

11. Авторское свидетельство СССР No 274089. Способ подготовки газа газовых и газоконденсатных месторождений к дальнему транспорту / В.А. Коновалов, А.В. Хремин, В.Ф. Савельев и др. – 1970.12. Гриценко А.И. Научные основы промысловой обработки углеводородного сырья / А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1977. – 239 с.13. Беспрозванный А.В. Перспективы подготовки валанжинского газа Ен Яхинского месторождения / А.В. Беспрозванный, О.П. Кабанов, В.А. Ставицкий и др. // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – С. 143–149.

14. Патент РФ No 2124929 на изобретение. Способ переработки природного газа / А.Г. Ананенков, З.С. Салихов, В.М. Губин и др.; приоритет 23.06.1998.

15. Патент РФ No 2161526 на изобретение. Способ подготовки природного газа / А.Г. Ананенков, А.Г. Бурмистров, Н.И. Кабанов и др.; приоритет 06.06.2000.

16. Патент РФ No 2283690 на изобретение. Способ обработки газоконденсатной углеводородной смеси / О.П. Андреев, А.К. Арабский, И.В. Лебенкова и др.; приоритет 21.02.2005.

17. Кубанов А.Н. Опыт эксплуатации технологии ПНТА и перспективы внедрения новых способов извлечения жидких углеводородов / А.Н. Кубанов, Е.Н. Туревский, С.А. Шевелев // Оценка эффективности научно-технических решений, реализованных на нефтегазодобывающих объектах ОАО «Газпром»: материалы науч.-тех. Совета ОАО «Газпром». – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – С. 134–143.

18. Бекиров Т.М. Анализ работы опытной установки промышленной низкотемпературной абсорбции / Т.М. Бекиров, Е.Н. Туревский, В.В. Брагин и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – 39 с.
19. Авторское свидетельство СССР No 629955. Абсорбент для осушки и очистки газа / А.А. Лознов, И.А. Полосин, Л.М. Маркман и др. – 1978.
20. Авторское свидетельство СССР No 1727869. Абсорбент для очистки и осушки природного газа / Н.Л. Ярым-Агаев, В.Г. Матвеев, Л.Д. Афанасенко и др. – 1992.
21. Авторское свидетельство СССР No 1066299. Способ подготовки природного газа к транспорту / Е.Н. Туревский, А.Е. Винокур, В.Г. Гореченков. – 1984.