

# СТАБИЛИЗАЦИЯ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПРИ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА ПО ТЕХНОЛОГИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ С ДЕФЛЕГМАЦИЕЙ

УДК 66.022.1:622.279.8

**Н.Д. Мухаметова**, ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ» (Уфа, РФ), mukhametova\_n@mail.ru

**А.В. Колчин**, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», АИТ НГ «Интегрированные технологии» (Уфа, РФ), al.v.kolchin@gmail.com

**А.В. Курочкин**, к.х.н., АИТ НГ «Интегрированные технологии», intechufa@gmail.com

**Ф.Р. Исмагилов**, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет» (Астрахань, РФ), frismagilov@bk.ru

**Д.М. Мухаметов**, ООО «Газпром добыча Оренбург» (Оренбург, РФ), mukhametov-dm@yandex.ru

После определенного периода эксплуатации месторождения пластовое давление падает и требуется подготовка природного газа к транспортировке по технологии низкотемпературной сепарации. Компримирование газа необходимо для создания требуемого перепада давления на дроссель-клапане. Ввиду значительных затрат на строительство и эксплуатацию дожимной компрессорной станции внедрение малозатратных технологий подготовки газа в данных условиях важно с экономической точки зрения. Ранее была предложена технология низкотемпературной сепарации с дефлегмацией, которая позволяет значительно продлить период бескомпрессорной эксплуатации месторождения по сравнению с традиционной технологией низкотемпературной сепарации.

В статье при помощи программного комплекса Aspen HYSYS рассмотрены различные схемы стабилизации газового конденсата, получаемого на установке низкотемпературной сепарации, применительно к обеим технологиям. Показано, что увеличение числа ступеней дегазации конденсата повышает эффективность его стабилизации при снижении удельных энергозатрат на нагрев. Недостатки ступенчатой дегазации, среди которых потеря легких компонентов конденсата, невозможность производства сжиженных газов, загрязнение окружающей среды при сжигании газов стабилизации или значительные затраты на их сбор и утилизацию, могут быть устранены при использовании колонного оборудования.

Обычно применение ректификационных колонн для стабилизации газового конденсата ограничено в связи со сложностью их транспортировки и монтажа в промышленных условиях, а также значительным расходом энергии. В связи с этим в работе предложена новая схема стабилизации с использованием колонного оборудования, которая обеспечивает более четкое разделение нестабильного конденсата, чем в традиционной ректификационной колонне, требует низких энергозатрат на нагрев конденсата при его стабилизации и может найти применение в промышленных условиях.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ, ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ДЕФЛЕГМАЦИЯ, СТАБИЛИЗАЦИЯ КОНДЕНСАТА, СТУПЕНЧАТАЯ ДЕГАЗАЦИЯ, ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ, ГАЗЫ СТАБИЛИЗАЦИИ.

Традиционно подготовку газа осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), которая включает входную сепарацию сырьевого газа, его рекуперативное охлаждение газом НТС, редуцирование и НТС газа. Также на установке, как правило, осуществляют стабилизацию газового конденсата (рис. 1, здесь: ВС – узел

входной сепарации; РТО – узел рекуперативного теплообмена; НТС – узел НТС; СК – узел стабилизации газового конденсата).

Требуемый для качественной подготовки газа температурный режим, как правило, обеспечивается за счет эффекта Джоуля – Томсона при редуцировании сырьевого газа. Вместе с тем при

эксплуатации газоконденсатного месторождения давление в системе «пласт – скважина – система сбора скважинной продукции – установка комплексной подготовки газа (УКПГ)» постепенно снижается, в связи с чем на определенном этапе требуется строительство дожимной компрессорной станции, т. е. месторождение

**Mukhametova N.D.**, State Unitary Enterprise “Institute of Oil Refining of the Republic of Bashkortostan” (Ufa, Russian Federation), mukhametova\_n@mail.ru

**Kolchin A.V.**, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Ufa State Petroleum Technological University”, Association of Technical Engineers of Oil and Gas “Integrated Technologies” (Ufa, Russian Federation), al.v.kolchin@gmail.com

**Kurochkin A.V.**, Candidate of Sciences (Chemistry), Association of Technical Engineers of Oil and Gas “Integrated Technologies”, intechufa@gmail.com

**Ismagilov F.R.**, Doctor of Sciences (Engineering), Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education “Astrakhan State Technical University” (Astrakhan, Russian Federation), frismagilov@bk.ru

**Mukhametov D.M.**, Gazprom dobycha Orenburg LLC (Orenburg, Russian Federation), mukhametov-dm@yandex.ru

### Gas condensate stabilization during gas treatment with the use of the technology of low-temperature separation with dephlegmation

After a certain period of field operation, the reservoir pressure reduces, and the treatment of natural gas is required for transportation using low-temperature separation technology. Gas compression is necessary to create the required pressure difference across the choke valve. Due to significant costs for the construction and operation of a booster compressor station, the introduction of low-cost gas treatment technologies under these conditions is important from the economic point of view. Earlier, the technology of low-temperature separation with dephlegmation was proposed, which can significantly extend the period of non-compressor operation of the field compared to traditional low-temperature separation technology. The article considers various schemes of stabilization of the gas condensate produced at the low-temperature separation unit with the use of Aspen HYSYS software for both technologies. It is shown that increase in condensate degassing stages increases the efficiency of its stabilization with a decrease in the specific energy consumption for heating. The disadvantageous features of step degassing, such as loss of the condensate light components, the impossibility of producing liquefied gases, environmental pollution during the combustion of stabilization gases or significant costs for their collection and disposal, can be eliminated due to column equipment.

Usually, the use of distillation columns for gas condensate stabilization is limited by the complexity of their transportation and installation in the field conditions as well as by significant energy expenditure. In this regard, the article proposes a new stabilization scheme with column equipment that provides more sharp separation of unstable condensate than in the traditional distillation column, requires low energy for heating the condensate during its stabilization and can be applicable in the field conditions.

**KEYWORDS:** LOW-TEMPERATURE SEPARATION, NATURAL GAS TREATMENT, DEPHLEGMATION, CONDENSATE STABILIZATION, STEP DEGASSING, GAS CONDENSATE, STABILIZATION GASES.

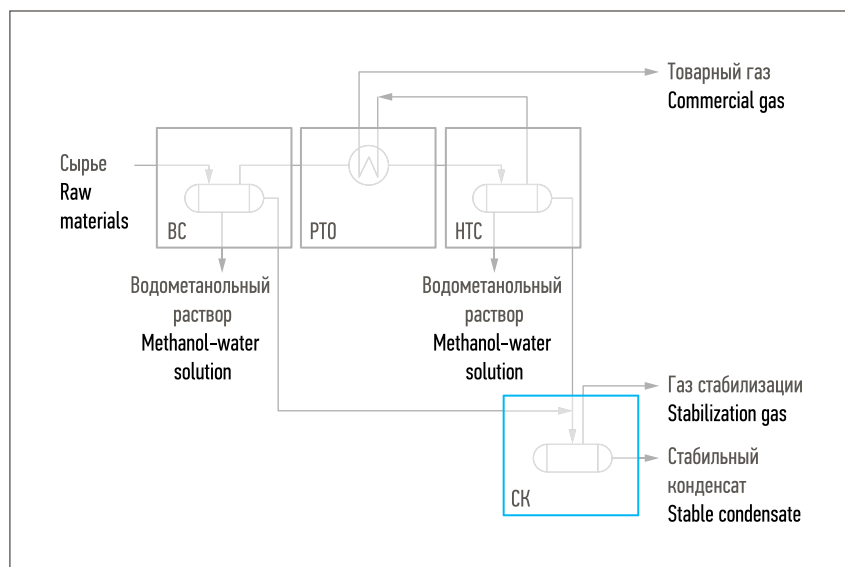


Рис. 1. Принципиальная схема комплекса установок подготовки газа и конденсата с применением технологии НТС

Fig. 1. Schematic diagram of the gas and condensate treatment units complex using the low-temperature separation technology

вступает в так называемый период компрессорной эксплуатации [1]. В связи со значительными затратами при строительстве и эксплуатации дожимной компрессорной станции продление периода бескомпрессорной эксплуатации месторождения имеет важное экономическое значение. Одним из решений данной задачи является внедрение новых технологий, обеспечивающих нормативное качество подготовленного газа при низком перепаде давления между входом на установку и выходом из нее (рис. 2) [2].

На рис. 3 (здесь: ВС – узел входной сепарации; РТО – узел рекуперативного теплообмена; Д – узел дефлегмации; НТС – узел НТС; СК – узел стабилизации конденсата) представлена принци-

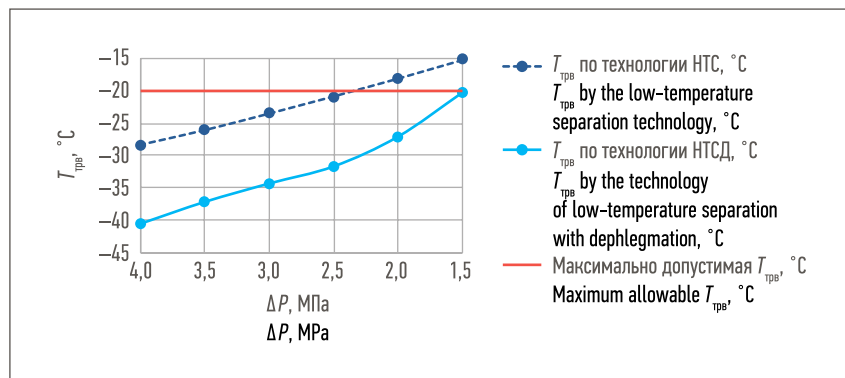


Рис. 2. Зависимость температуры точки росы товарного газа по воде  $T_{трг}$  от перепада давлений на установке  $\Delta P$   
Fig. 2. Dependence of the water dew point of commercial gas  $T_{трг}$  on the pressure difference at the unit  $\Delta P$

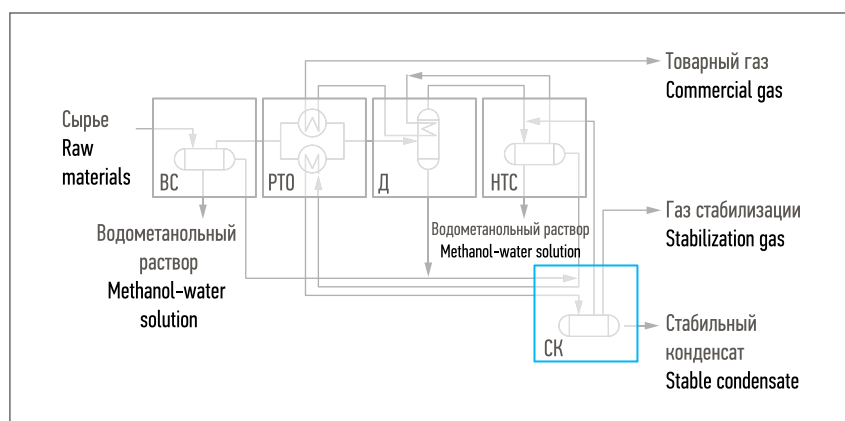


Рис. 3. Принципиальная схема комплекса установок подготовки газа и конденсата с применением технологии НТСД  
Fig. 3. Schematic diagram of the gas and condensate treatment units complex using the technology of low-temperature separation with dephlegmation

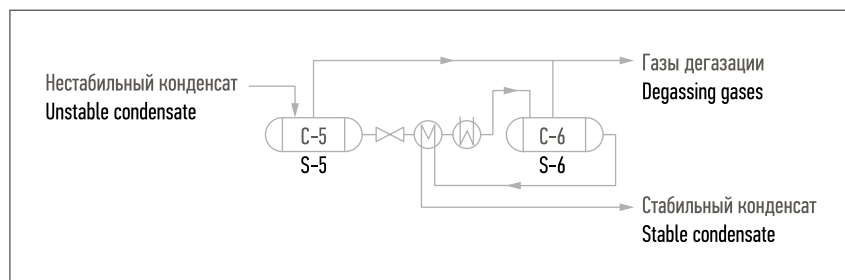


Рис. 4. Схема двухступенчатой дегазации конденсата  
Fig. 4. Scheme of two-stage condensate degassing

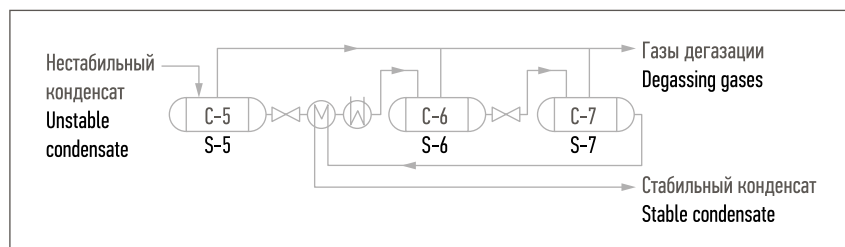


Рис. 5. Схема трехступенчатой дегазации конденсата  
Fig. 5. Scheme of three-stage condensate degassing

альная схема подготовки газа по технологии низкотемпературной сепарации с дефлегмацией (НТСД), согласно которой, в отличие от традиционной схемы НТС, после входной сепарации сырой газ охлаждается не только газом НТС, но и редуцированной смесью конденсатов [3] для более полной рекуперации холода системы. Затем охлажденный газ подвергается дефлегмации за счет холода газа НТС для снижения массообменной нагрузки на стадию НТС и, следовательно, уменьшения требуемого перепада давлений. Далее газ дефлегмации осушается на стадии НТС, нагревается последовательно на стадиях дефлегмации и рекуперативного теплообмена и выводится с установки в качестве товарного газа. При этом жидкая фаза со всех стадий разделения объединяется, выветривается, нагревается на стадии рекуперативного теплообмена и подвергается стабилизации с получением стабильного конденсата.

Стабилизация газового конденсата – неотъемлемая стадия комплексной подготовки продукции газоконденсатного месторождения. Наиболее простая схема стабилизации – двухступенчатая дегазация (рис. 4, где водные потоки условно не показаны).

Также известны следующие варианты схем стабилизации: трехступенчатая дегазация (рис. 5); стабилизация с применением процесса ректификации (рис. 6, здесь: РТ – рекуперативный теплообменник; К – ректификационная колонна; П – печь; АВО – аппарат воздушного охлаждения).

Кроме известных схем, предложена стабилизация газового конденсата с использованием колонного оборудования со встроенной теплообменной секцией по схеме, представленной на рис. 7 (здесь: Н – нагреватель; К – колонна стабилизации; Т – теплообменник).

Ступенчатая дегазация с применением сепараторов имеет ряд недостатков: потеря легких компонентов конденсата, невоз-

возможность производства сжиженных газов, затраты на сбор и утилизацию газов стабилизации. Колонная стабилизация, напротив, позволяет решить вышеперечисленные проблемы, поскольку обладает высокой четкостью разделения углеводородной смеси. Проведение стабилизации при высоких давлениях облегчает утилизацию газов стабилизации, производство товарных сжиженных газов без использования искусственного холода, а также позволяет получать стабильный конденсат с низким давлением насыщенных паров, что снижает потери ценного продукта при его транспортировке.

В статье рассмотрена эффективность различных схем стабилизации газового конденсата, а также проведено их сравнение в составе технологий НТС и НТСД. Далее схемы пронумерованы следующим образом: схемы 1 и 2 – двух- и трехступенчатая дегазация соответственно; схема 3 – стабилизация с использованием ректификационной колонны; схема 4 – предлагаемая схема стабилизации.

### КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Расчетные исследования были проведены в программном комплексе Aspen HYSYS [4] на примере УКПГ Восточно-Уренгойского месторождения мощностью 1,5 млрд  $\text{Nm}^3/\text{год}$  при проектном входном давлении 6,0 МПа. Состав пластового газа представлен в табл. 1.

В настоящее время стабилизация газового конденсата на предприятии осуществляется по схеме 1 (рис. 4).

Модель действующей установки разработана в программном комплексе Aspen HYSYS с учетом гидравлического сопротивления трубопроводов и технологического оборудования за исключением блока стабилизации газового конденсата. Модель процесса подготовки газа по технологии

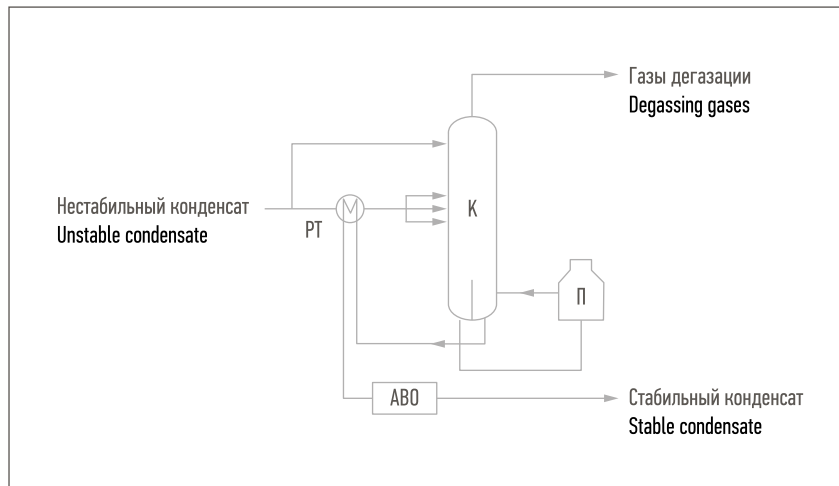


Рис. 6. Схема стабилизации газового конденсата с ректификационной колонной  
Fig. 6. Scheme of gas condensate stabilization with distillation column

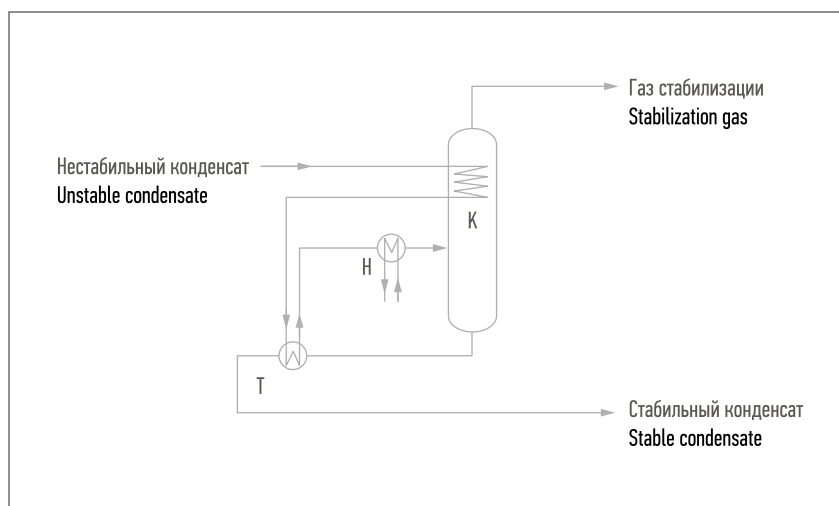


Рис. 7. Предлагаемая схема стабилизации газового конденсата  
Fig. 7. The proposed scheme of gas condensate stabilization

Таблица 1. Состав пластового газа на входе УКПГ  
Table 1. Composition of the reservoir gas at the input of the gas processing plant

Компонент Component	Содержание, мол. доля Content, mol. fraction
$\text{CH}_4$	0,854
$\text{C}_2\text{H}_6$	0,069
$\text{C}_3\text{H}_8$	0,033
$\Sigma \text{C}_4\text{H}_{10}$	0,014
$\Sigma \text{C}_{5+}$	0,031
$\text{CO}_2$	0,001

НТСД разработана без учета гидравлического сопротивления трубопроводов и метанола.

В схеме стабилизации 3 [5] принято 37 практических тарелок, что с учетом реального КПД ситовых

тарелок составляет около 20 теоретических тарелок. При моделировании схемы 4 условно принято 20 теоретических тарелок. В качестве параметров сравнения приняты: выход стабильного кон-

денсата по ГОСТ Р 54389–2011 [6] и выход газов стабилизации без учета воды и метанола, а также величина удельных энергозатрат на нагрев конденсата.

### ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Изменение схемы стабилизации влияет, главным образом, на соотношение выхода газов стабилизации и стабильного газового конденсата, а также на перераспределение компонентов нестабильного конденсата между газовой и жидкой фазой и никак не отражается на выходе и качестве товарного газа.

Результаты моделирования вышеперечисленных схем стабилизации в составе технологий НТС и НТСД представлены в табл. 2, 3. Увеличение количества ступеней дегазации повышает выход стабильного конденсата при снижении выхода газов стабилизации, а наилучший результат демонстрирует колонная стабилизация конденсата, так как увеличение числа ступеней ведет к повышению четкости разделения. Кроме того, при переходе от ступенчатой дегазации к колонной стабилизации происходит значительное снижение энергозатрат на нагрев конденсата.

Применение технологии НТСД позволяет дополнительно снизить энергозатраты на стабилизацию за счет предварительного нагрева выветренной и редуцированной смеси конденсатов на стадии рекуперативного теплообмена. Технология НТСД обеспечивает более низкую температуру процесса, поэтому выделяемый нестабильный конденсат содержит больше метана и этана, что обуславливает повышенный выход газов стабилизации.

За счет высокой эффективности колонная стабилизация экономически привлекательна. Вместе с тем в промышленных условиях из-за климатических и (или) ландшафтных особенностей площадки, а также плохо развитой инфраструктуры монтаж и экс-

Таблица 2. Сравнение схем стабилизации газового конденсата при традиционной технологии НТС

Table 2. Comparison of gas condensate stabilization schemes with traditional low-temperature separation technology

Параметр сравнения Comparison parameter	Схема 1 Scheme 1	Схема 2 Scheme 2	Схема 3 Scheme 3	Схема 4 Scheme 4
Выход стабильного конденсата в расчете на сырье, мас. % Stable condensate yield calculated by raw materials, wt. %	12,6	13,1	15,7	15,3
Выход газов стабилизации в расчете на сырье, % об. Stabilization gases yield calculated by raw materials, vol. %	2,8	2,7	2,0	2,1
Энергозатраты, кДж/т Energy consumption, kJ/t	73	60	38	42

Таблица 3. Сравнение схем стабилизации газового конденсата при предложенной технологии НТСД

Table 3. Comparison of gas condensate stabilization schemes with the proposed technology of low-temperature separation with dephlegmation

Параметр сравнения Comparison parameter	Схема 1 Scheme 1	Схема 2 Scheme 2	Схема 3 Scheme 3	Схема 4 Scheme 4
Выход стабильного конденсата в расчете на сырье, мас. % Stable condensate yield calculated by raw materials, wt. %	12,5	14,5	15,4	15,5
Выход газов стабилизации в расчете на сырье, % об. Stabilization gases yield calculated by raw materials, vol. %	3,7	3,2	2,9	2,9
Энергозатраты, кДж/т Energy consumption, kJ/t	75	40	29	33

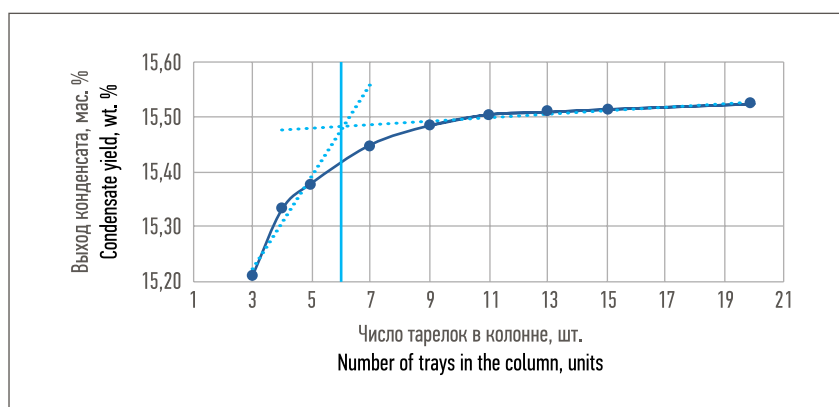


Рис. 8. Зависимость выхода стабильного конденсата от количества тарелок в колонне стабилизации

Fig. 8. Dependence of stable condensate yield on the number of trays in the stabilization column

плуатация вертикального оборудования большой высоты (>12 м) сопровождается определенными сложностями, и применение колонн менее предпочтительно по сравнению со ступенчатой се-

парацией. Усовершенствование традиционной конструкции колонн стабилизации [5] позволит снизить массогабаритные характеристики аппарата и избежать вышеперечисленных проблем.

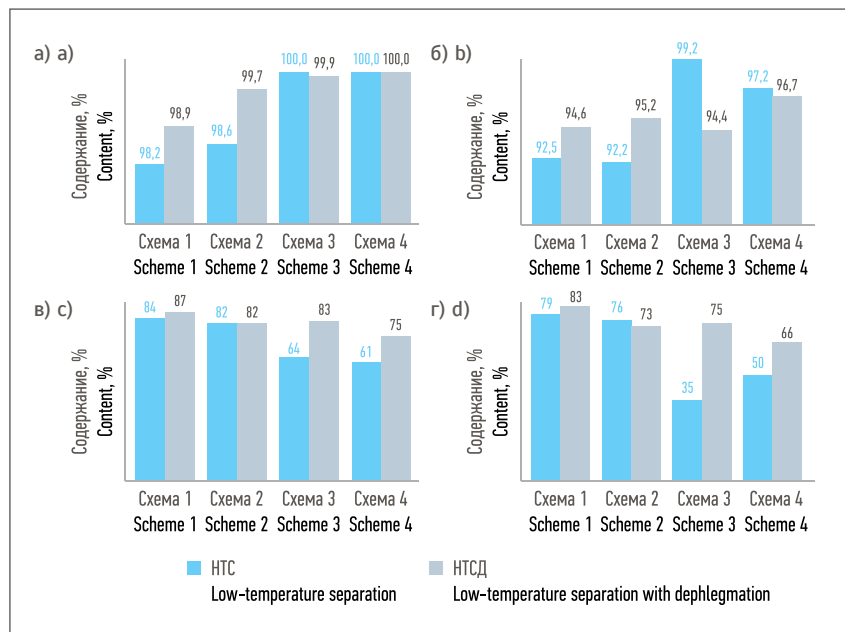


Рис. 9. Распределение углеводородов в газе стабилизации: а) этана; б) пропана; в) изобутана; г) н-бутана  
Fig. 9. Distribution of hydrocarbons in the stabilization gas: а) ethane; б) propane; в) iso-butane; г) n-butane

В рамках усовершенствования рассмотрена возможность снижения числа теоретических тарелок в колонне и изменение схемы охлаждения верха аппарата. Оптимизация количества теоретических тарелок проведена на примере схемы стабилизации 4 в составе технологии HTСД. Результаты расчета (рис. 8) показывают, что оптимальное число теоретических тарелок в колонне стабилизации равно 6. Использование контактных эле-

ментов с высоким КПД, например регулярной сетчатой насадки, не только обеспечивает уменьшение высоты аппарата, но и упрощает его эксплуатацию. В свою очередь, это позволяет осуществлять стабилизацию газового конденсата в промышленных условиях с использованием колонного оборудования.

Анализ составов газов стабилизации (рис. 9) позволил предположить, что для снижения уноса тяжелых углеводородов с газами

стабилизации необходимо дополнительное охлаждение верха колонн стабилизации.

Данная проблема может быть решена при перераспределении холода технологических потоков, повышении давления редуцированного конденсата или использовании внешних источников холода.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реконструкция действующего предприятия с заменой двухступенчатой дегазации конденсата на колонную стабилизацию газового конденсата обеспечивает прирост выхода стабильного конденсата до 27,3 тыс. т/год и снижение количества газов стабилизации на 7,6 млн  $\text{Nm}^3/\text{год}$ .

В свою очередь, полная реконструкция – с применением технологии HTСД и предложенной схемы стабилизации – позволит увеличить выход стабильного конденсата на 25,2 тыс. т/год при повышении количества газов стабилизации на 0,9 млн  $\text{Nm}^3/\text{год}$  и существенном снижении энергозатрат на нагрев конденсата.

Таким образом, внедрение предлагаемых технических решений связано с небольшими капитальными затратами и быстро окупится за счет выработки дополнительной товарной продукции и заметного снижения энергозатрат на подготовку газа. ■

## ЛИТЕРАТУРА

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 880 с.
2. Mukhametova N., Kolchin A., Elizariyeva N., et al. Gas Condensate Field Infrastructure Reengineering on the Declining Production Stage to Increase Profitability of Exploitation // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, 2016. SPE 183262.
3. Патент № 2637517 РФ. Способ комплексной подготовки газа / А.В. Курочкин, Н.Д. Мухаметова [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/263/2637517.html> (дата обращения: 30.11.2018).
4. Aspen HYSYS [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.aspentech.com/products/engineering/aspem-hysys> (дата обращения: 30.11.2018).
5. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. 596 с.
6. ГОСТ Р 54389–2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200086745> (дата обращения: 30.11.2018).

## REFERENCES

1. Vyakhirev R.I., Gritsenko A.I., Ter-Sarkisov R.M. Development and Operation of Gas Fields. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 2002, 880 p. (In Russian)
2. Mukhametova N., Kolchin A., Elizariyeva N., et al. Gas Condensate Field Infrastructure Reengineering on the Declining Production Stage to Increase Profitability of Exploitation. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. Abu Dhabi, 2016, SPE 183262.
3. Patent No. 2637517 RF. Method for Integrated Gas Treatment. A.V. Kurochkin, N.D. Mukhametova [Electronic source]. Access mode: <http://www.findpatent.ru/patent/263/2637517.html> (access date: November 30, 2018). (In Russian)
4. Aspen HYSYS [Electronic source]. Access mode: <https://www.aspentech.com/products/engineering/aspem-hysys> (access date: November 30, 2018).
5. Bekirov T.M., Lanchakov G.A. Gas and Condensate Treatment Technology. Moscow, Nedra-Biznestsentr, 1999, 596 p. (In Russian)
6. State Standard GOST R 54389–2011. Stable Gas Condensate. Specifications [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200086745> (access date: November 30, 2018). (In Russian)