

УДК 665.522.2

## ВЛИЯНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА СТЕПЕНЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ $C_{3+}$ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ПОДГОТОВКЕ С ГАЗОКОНДЕНСАТНЫМ СЫРЬЕМ

Гатиятов Артур Рамильевич<sup>1</sup>,

arthuro\_94@mail.ru

Шишмина Людмила Всеволодовна<sup>1</sup>,

shishmina@tpu.ru

Зятиков Павел Николаевич<sup>1</sup>,

zpavel@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

**Актуальность.** В Томской области сложились благоприятные условия для реализации такого рационального пути использования попутного нефтяного газа, как его совместная подготовка с природным газом по технологии низкотемпературной сепарации. Это направление будет развиваться. Компания «Газпромнефть-Восток» реализует масштабный инвестиционный проект, направленный на достижение 95 % -го уровня полезного использования попутного нефтяного газа группы месторождений. Добываемый на этих активах газ будет направлен на установку комплексной подготовки газа и конденсата Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения. С другой стороны, для подготовки газа газоконденсатных месторождений актуальной задачей является увеличение выхода стабильного углеводородного конденсата. Для ее решения необходима оптимизация технологических схем низкотемпературной сепарации с учетом компонентных составов сырьевого газа. Поэтому исследование влияния нефтяного газа на степень извлечения конденсирующихся компонентов при подготовке смеси газов разного происхождения является актуальным.

**Цель:** установить влияние попутного нефтяного газа на степень извлечения углеводородов  $C_{3-4}$  и  $C_{5+}$  при совместной подготовке газов газоконденсатного и нефтяного месторождений по технологии низкотемпературной сепарации.

**Объект:** установка комплексной подготовки газа и конденсата.

**Метод:** технологическое моделирование в среде программы Aspen HYSYS.

**Результаты.** Максимальный эффект детандирования наблюдается у сухого газа газового месторождения: 11–22 °С/МПа; снижение содержания метана в газах газоконденсатных и нефтяных месторождений приводит к снижению эффекта детандирования; при понижении температуры газа перед детандером от –5 до –20 °С величина эффекта детандирования уменьшается для газов газового и газоконденсатных месторождений, а для газов нефтяных месторождений увеличивается; совместная подготовка попутного нефтяного и природного газов позволяет исключить явление ретроградного испарения конденсата; совместная подготовка исследованных газоконденсатного и попутного нефтяного газов при давлении перед детандером 6 МПа увеличивает степень извлечения в нестабильный конденсат углеводородов  $C_{5+}$  на 1,9 %, но снижает степень извлечения углеводородов  $C_{3-4}$  на 7,9 % относительно ожидаемых величин.

### Ключевые слова:

Природный газ, попутный нефтяной газ, низкотемпературная сепарация, состав, степень извлечения, конденсат.

### Введение

Одним из вариантов рационального использования попутного нефтяного газа (ПНГ) является его совместная подготовка с природным газом на установках комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК) по технологии низкотемпературной сепарации (НТС). Природным газом принято называть газ газовых и газоконденсатных месторождений [1]. Такой способ использования ПНГ позволяет нефтедобывающим предприятиям выполнить Постановление Правительства Российской Федерации, устанавливающее требование к нефтегазовым компаниям по утилизации 95 % добываемого попутного нефтяного газа. Технология подготовки смеси ПНГ и природного газа реализована на УКПГиК Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Одной из проблем установок подготовки газа и конденсата является непостоянство состава сырья. Изменение состава сырого газа вследствие прео-

бладания какого-либо из видов сырья ведет к необходимости изменения технологического режима аппаратов установки с целью обеспечения требуемого качества товарного газа и конденсата.

Объектом настоящего исследования является установка комплексной подготовки газа и конденсата.

Цель исследования – установить влияние состава попутного нефтяного газа на эффект детандирования и степень извлечения углеводородов  $C_{3+}$  при совместной подготовке газов газоконденсатного и нефтяного месторождений по технологии НТС.

В настоящее время одной из самых эффективных технологий подготовки газа газоконденсатных месторождений является низкотемпературная сепарация [2–5]. Обычно для получения низкой температуры газа и последующей конденсации жидкости используются такие аппараты, как дроссель, эжектор или детандер [6–11]. В работе

[12] представлен анализ влияния различных факторов на эффективность технологии НТС. В настоящее время наблюдается тенденция к внедрению турбодетандерных агрегатов на УКПГК [13–20]. Поэтому задачей исследования является анализ влияния состава газа, давления и температуры сырья на эффект детандирования и степень извлечения целевых компонентов.

#### Влияние состава газа на эффект детандирования

Исследование проводилось на основе принципиальной технологической схемы процесса НТС (рис. 1). В этой части работы проведено моделирование технологии низкотемпературной сепарации газов различного состава. Расчеты фазового равновесия выполнены по уравнению состояния Пенга–Робинсона в программном комплексе Aspen HYSYS [21–24]. Для исследования взяты составы газов газового, двух газоконденсатных и двух нефтяных месторождений. Объемная доля метана в их составе приведена в табл. 1. Диапазоны исследованных входных давлений и температур потока газа перед детандером составляют 3–6 МПа,  $-4...-20$  °С, соответственно.

Таблица 1. Составы газов

Table 1. Gas compositions

Месторождения Fields	Газовое Gas	Газоконденсатные Gas condensate		Нефтяные Oil	
		1	2	1	2
Содержание метана, % об. Methane content, % vol.	97,8	88,5	81,6	80,5	78,7

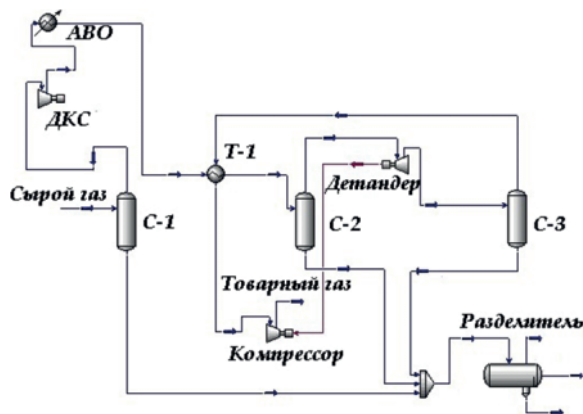


Рис. 1. Моделирующая схема процесса низкотемпературной сепарации газа

Fig. 1. Modeling scheme of the low-temperature gas separation

Адекватность модели оценивалась сравнением компонентных составов товарного газа, полученного в процессе моделирования, и товарного газа реального УКПГ. Как следует из табл. 2, относительная погрешность по основным компонентам не превышает 10 %.

Под эффектом детандирования понимается изменение температуры газа на единицу изменения давления, °С/МПа. Результаты исследования пред-

ставлены на рис. 2, 3. Наиболее сильный эффект детандирования наблюдается у более сухого газа газового месторождения. Снижение содержания метана в составе газов газоконденсатных месторождений приводит к снижению эффекта детандирования. Попутный нефтяной газ обладает наиболее низким эффектом детандирования.

Таблица 2. Сравнение составов реального товарного газа и рассчитанного по программе HYSYS

Table 2. Comparison of compositions of the real commercial gas and gas calculated in the software HYSYS

Состав газа, % об. Gas composition, % vol.	Производственный режим Production mode	Расчет Calculation	Абсолютная погрешность Absolute error	Относительная погрешность Relative error
CH <sub>4</sub>	87,34	87,33	0,01	0,01
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	4,60	4,57	0,03	0,65
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,98	3,13	0,15	5,03
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,18	1,11	0,07	5,93
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,20	0,18	0,02	10,00
C <sub>6+в</sub>	0,03	0,02	0,01	33,33
N <sub>2</sub>	2,83	2,79	0,04	1,41
CO <sub>2</sub>	0,82	0,84	0,02	2,44

Для выбранных диапазонов давления наблюдается тенденция к увеличению эффекта детандирования с уменьшением входного давления (при условии, что во всех случаях перепад давлений на детандере одинаков и равен 1,19 МПа). Для газа газового месторождения при входной температуре минус 5 °С и давлении 6 МПа коэффициент детандирования равен 11,2 °С/МПа, а при давлении 3 МПа он почти в два раза выше и составляет 22,2 °С/МПа. Данная зависимость прослеживается и для других газов. Причиной этого является то, что на величину эффекта детандирования оказывает влияние множество различных характеристик газа, таких как теплоемкость газовой и жидкой фаз, теплота конденсации компонентов.

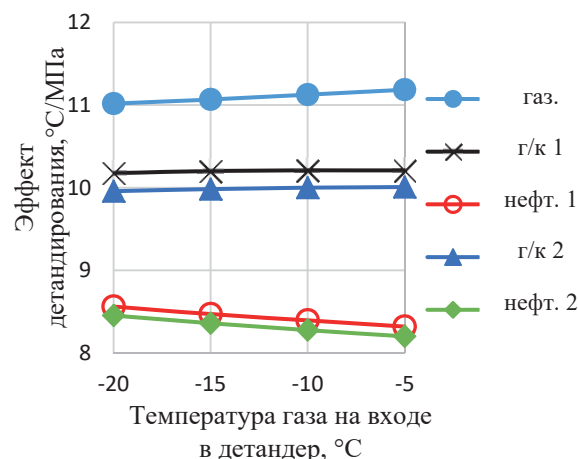


Рис. 2. Зависимости эффекта детандирования от состава газа при входном давлении 6 МПа

Fig. 2. Dependence of the expander effect on gas composition at input pressure of 6 MPa

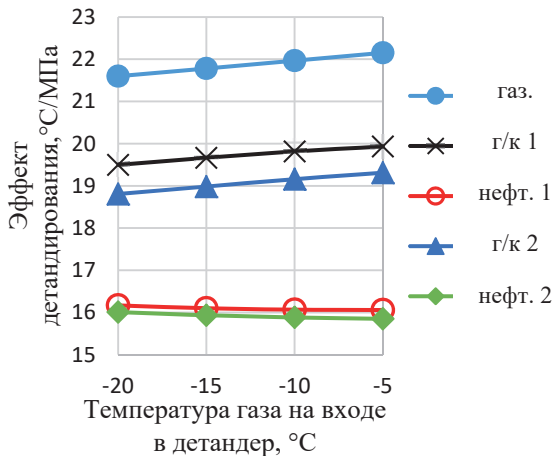


Рис. 3. Зависимости эффекта детандирования от состава газа при входном давлении 3 МПа

Fig. 3. Dependence of the expander effect on gas composition at input pressure of 3 MPa

Кроме того, для исследованных газов установлена различная динамика величины эффекта детандирования при изменении температуры газа на входе в детандер. Это проявляется в том, что для газов газового и газоконденсатных месторождений по мере понижения температуры наблюдается уменьшение эффекта детандирования, а для попутных нефтяных газов – эффект детандирования увеличивается (рис. 2, 3).

#### Влияние состава газа на критическое давление

Газ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется невысоким конденсатным фактором, что может привести к ретроградному испарению выпавшего конденсата в условиях действующего режима низкотемпературного сепаратора [25–27]. Для исследования возможности проявления ретроградного испарения, снижающего степень извлечения целевых углеводородов и повышающего вследствие этого точку росы по углеводородам подготовленного газа, проведен анализ фазовых диаграмм «давление–температура» газа газоконденсатного месторождения, ПНГ и их смеси в соотношении 1:1 для составов, соответствующих состоянию газов перед детандером (рис. 4–6).

Критическая точка для газа газоконденсатного месторождения соответствует давлению 5,58 МПа и температуре минус 74 °С. Эти параметры находятся в диапазоне рабочего давления технологической линии, а значит при температурах ниже минус 70 °С и давлении, превышающем критическое, будет возникать эффект ретроградного испарения жидких углеводородов, что повлечет за собой снижение степени извлечения  $C_{5+}$ . Однако такие низкие температуры не применяются на действующей установке.

Для ПНГ характерно более высокое критическое давление и температура: 10,2 МПа, минус 33 °С, соответственно. Критическое давление – выше области рабочих давлений сепарации. С понижением температуры газа в области рабочих давлений количество жидкой фазы будет увеличи-

ваться и для данного состава газа ретроградное испарение не возникнет.

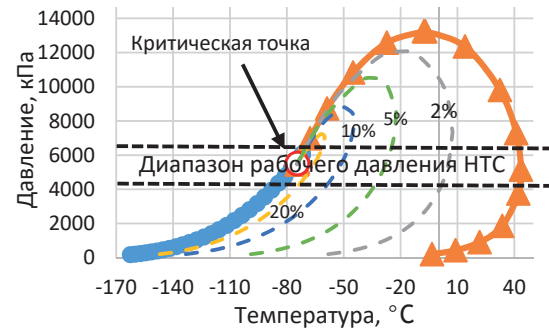


Рис. 4. Фазовая диаграмма для газа газоконденсатного месторождения

Fig. 4. Phase diagram for the gas from a gas condensate field

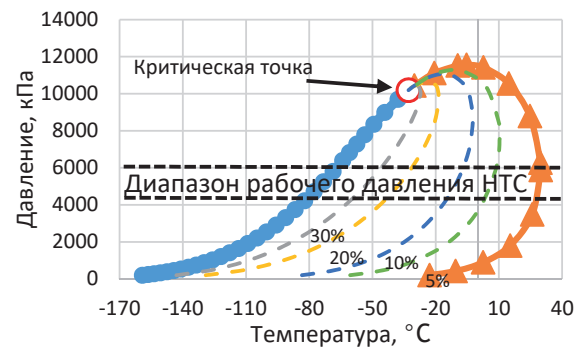


Рис. 5. Фазовая диаграмма для попутного нефтяного газа

Fig. 5. Phase diagram for the associated petroleum gas

Для смеси газов газоконденсатного месторождения и ПНГ критическая точка лежит выше диапазона рабочего давления и соответствует 8,56 МПа и температуре минус 52,7 °С (рис. 6), что исключает явление ретроградного испарения при подготовке газа. Таким образом, влияние попутного нефтяного газа на процесс НТС в смеси с природным газом заключается в значительном снижении возможности проявления ретроградного испарения конденсата в условиях действующих технологических параметров низкотемпературного сепаратора.

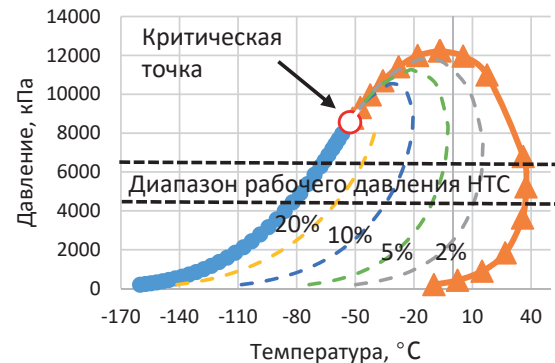


Рис. 6. Фазовая диаграмма для смеси газов газоконденсатного и нефтяного месторождений в соотношении 1:1

Fig. 6. Phase diagram for a gas mixture of the gas condensate and oil fields in the ratio of 1:1

Так как сырой газ газоконденсатного месторождения и ПНГ содержат в своём составе ценные для химической отрасли углеводороды  $C_{3+}$ , дальнейшее исследование направлено на изучение влияния состава смеси газов на их степень извлечения.

#### Влияние состава газа на степень извлечения углеводородов $C_{3+}$

Для оценки влияния состава смеси газов газоконденсатного и нефтяного месторождений на степень извлечения углеводородов  $C_{3+}$  по результатам моделирования составлены материальные балансы процесса НТС для отдельных газов и для их смеси в соотношении 1:1 (табл. 3, 4). Термобарические параметры во всех исследуемых случаях оставались неизменными и составляли:

- диапазон давлений газа на входе в детандер 2–12 МПа;
- температура в низкотемпературном сепараторе  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;
- перепад давления на детандере 1,19 МПа;
- массовый расход газа 100 тыс. кг/ч.

Таблица 3. Расчетная степень извлечения углеводородов  $C_{3+}$  при давлении перед детандером 6 МПа

Table 3. Calculated recovery rate of hydrocarbon  $C_{3+}$  at pressure of 6 MPa

Газ месторождения Gas of field	Содержание углеводородов $C_{3+}$ , кг/ч Hydrocarbon content $C_{3+}$ , kg/h		Степень извлечения, % Recovery rate, %
	в исходном газе in original gas	в нестабильном конденсате in instable condensate	
Газоконденсатное 1 Gas condensate 1	6626	5693	85,9
Нефтяное 1 Oil 1	4753	4501	94,7
Смесь 1:1 Mix 1:1	11379	10194 (ожидаемое) (expected)	89,6
		10411 («фактическое») (calculated)	91,5

Из результатов расчета следует, что степень извлечения компонентов  $C_{3+}$  при подготовке газоконденсатного сырья составляет 85,9 %, для нефтяного газа – 94,7 % (табл. 3). Предполагая, что взаимное влияние при совместной подготовке газа отсутствует, при тех же технологических параметрах получили бы значение степени извлечения «ожидаемой» равное 89,6 %. Однако расчет показал, что степень извлечения выше ожидаемого значения на 1,9 %. Это говорит о положительном влиянии ПНГ на степень извлечения углеводородов  $C_{3+}$  из смеси газов.

Зависимости степени извлечения компонентов  $C_{3+}$  от давления приведены на рис. 7. В рабочем диапазоне давлений фактическая степень извлечения  $C_{3+}$  выше ожидаемой. Максимальная степень извлечения составляет 91,5 % при давлении газа перед детандером 6 МПа. В целом степень извлечения углеводородов  $C_{3+}$  при рабочем давлении доста-

точно высокая. При давлениях 2, 3 и 10 МПа ожидаемая и «фактическая» степени извлечения практически одинаковы. При давлении газов 11 МПа наблюдается уменьшение «фактической» степени извлечения  $C_{3+}$  из смеси газов относительно ожидаемой.

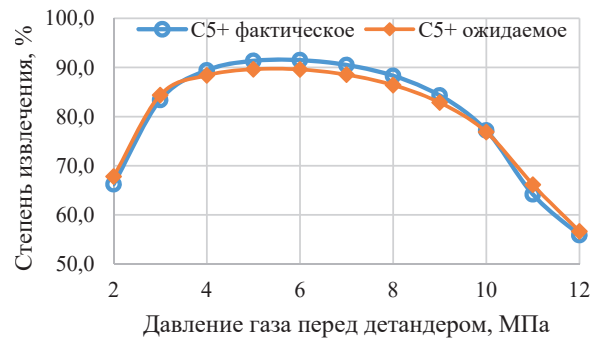


Рис. 7. Зависимости степени извлечения углеводородов  $C_{3+}$  от давления смеси газов перед детандером

Fig. 7. Dependences of the recovery rate of hydrocarbons  $C_{3+}$  on gas pressure before the expander

Аналогичные расчеты проведены для оценки степени извлечения углеводородов  $C_{3-4}$  (табл. 4). Степень извлечения пропан-бутановой фракции, как и следовало из теории [28, 29], значительно ниже, чем углеводородов  $C_{3+}$ . Для исследуемого газоконденсатного сырья она составляет 20,8 %, для нефтяного – 57 %. При совместной подготовке газов степень извлечения углеводородов  $C_{3-4}$  ниже ожидаемой на 7,9 %. Такая зависимость прослеживается для диапазона давлений 3–11 МПа (рис. 8).

Таблица 4. Расчетная степень извлечения углеводородов  $C_{3-4}$  при давлении перед детандером 6 МПа

Table 4. Calculated recovery rate of hydrocarbon  $C_{3-4}$  at pressure of 6 MPa

Газ месторождения Gas of field	Содержание углеводородов $C_{3-4}$ , кг/ч Hydrocarbon content $C_{3-4}$ , kg/h		Степень извлечения, % Recovery rate, %
	в исходном газе in original gas	в нестабильном конденсате in instable condensate	
Газоконденсатное 1 Gas condensate 1	8644	1802	20,8
Нефтяное 1 Oil 1	22665	12910	57,0
Смесь 1:1 Mix 1:1	31309	14713 (ожидаемое) (expected)	47,0
		12240 (фактическое) (calculated)	39,1

При давлениях 2 и 12 МПа «фактическая» степень извлечения приближается к ожидаемой.

Таким образом, при совместной подготовке газов разного происхождения по технологии НТС их потенциал в отношении извлечения углеводородов  $C_{3-4}$  в нестабильный конденсат реализован не полностью.

Зависимость количества нестабильного конденсата от давления показана на рис. 9. Количество

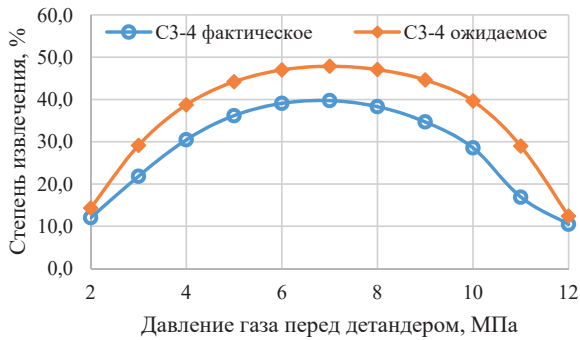


Рис. 8. Зависимость степени извлечения углеводородов C<sub>3-4</sub> от давления смеси газов перед детандером

Fig. 8. Dependence of the recovery rate of hydrocarbons C<sub>3-4</sub> on gas pressure before the expander

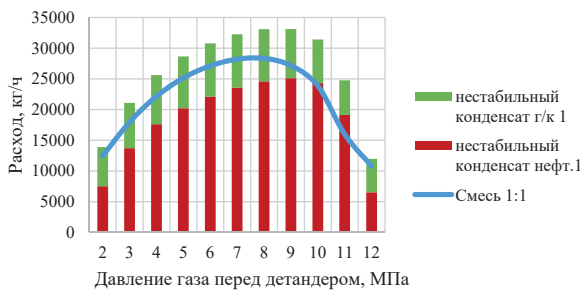


Рис. 9. Зависимость количества нестабильного конденсата от давления газа перед детандером

Fig. 9. Dependence of unstable condensate amount on gas pressure before the expander

извлекаемого нестабильного конденсата при минимальном (2 МПа) и максимальном давлении газа перед детандером (12 МПа) в наибольшей степени

соответствует ожидаемой величине. Но при этом его абсолютная величина минимальна, что свидетельствует о нерациональном использовании сырьевого газа. Кроме того, можно заметить, что ни при одном режиме работы низкотемпературного сепаратора ожидаемое количество конденсата не достигается, главным образом из-за низкой степени извлечения углеводородов C<sub>3-4</sub>.

### Заключение

По результатам технологического моделирования процесса низкотемпературной сепарации газов в среде программного комплекса Aspen HYSYS установлено:

- максимальный эффект детандирования наблюдается у сухого газа газового месторождения: 11–22 °С/МПа;
- снижение содержания метана в газах газоконденсатных и нефтяных месторождений приводит к снижению эффекта детандирования;
- при понижении температуры газа перед детандером от –5 до –20 °С величина эффекта детандирования уменьшается для газов газового и газоконденсатных месторождений, а для газов нефтяных месторождений увеличивается;
- совместная подготовка ПНГ и природного газа позволяет исключить явление ретроградного испарения конденсата;
- совместная подготовка исследованных газоконденсатного и попутного нефтяного газов при давлении перед детандером 6 МПа увеличивает степень извлечения в нестабильный конденсат углеводородов C<sub>5+</sub> на 1,9 %, но снижает степень извлечения углеводородов C<sub>3-4</sub> на 7,9 % относительно ожидаемых величин.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Oilfield Glossary. URL: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/raw\\_natural\\_gas.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/raw_natural_gas.aspx) (28.05.2019).
2. Кидни А., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа / Перевод с англ. яз. 2-го издания / под ред. О.П. Лыкова, И.А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2014. – 664 с.
3. Колокольцев С.Н. Совершенствование технологий подготовки и переработки углеводородных газов. – М.: ЛЕНАНД, 2015. – 584 с.
4. Прокопов А.В., Истомин В.А., Федулов Д.М. Выделение углеводородов C<sub>3+в</sub> из газоконденсатной смеси при промышленной подготовке пластового флюида // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 2016. – № 4 (28). – С. 202–206.
5. Технологические процессы и методы расчета оборудования установок подготовки углеводородных газов: учебное пособие / Г.К. Зиберт, Е.П. Запорожец, А.Г. Зиберт, И.М. Валиуллин, Н.Н. Андреева. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 447 с.
6. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексной подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2012. – 630 с.
7. Петрухин В.В., Петрухин С.В. Справочник по газопромысловому оборудованию. – М.: Инфа-Инженерия, 2013. – 928 с.
8. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец, Д.Г. Антониади, Г.К. Зиберт, И.М. Валиуллин, Е.Е. Запорожец, А.И. Гриценко, В.В. Ключико, О.В. Савенок. – Краснодар: ИД «Юг», 2012. – 620 с.
9. Ahmed Abd El-Kader Bhran, Mohamed Hassan Hassanean, Mohamed Galal Helal. Maximization of natural gas liquid production from an existing gas plant // Egyptian Journal of Petroleum. – 2015. – V. 380. – P. 333–341.
10. Kherbeck L., Chebbi R. Optimizing ethane recovery in turboexpander processes // Journal of Industrial and Engineering Chemistry. – 2015. – V. 351. – P. 292–297.
11. Parametric studies on floating pad journal bearing for high speed cryogenic turboexpanders / A. Jain, M.M. Jadhav, S. Karimulla, A. Chakravarty // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2017. – V. 278. – P. 1–8.
12. Анализ влияния характеристик газа на эффективность узла редуцирования / Н.Л. Елизарьева, А.В. Колчин, Г.Е. Коробков, А.В. Курочкин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 4 (102). – С. 178–184.
13. Анализ пиковых режимов установки комплексной подготовки газа (УКПГ) Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / К.М. Давлетов, В.Ю. Глазунов, И.П. Эльберт, А.Р. Хафизов // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2013. – № 5. – С. 170–178. URL: <http://ogbus.ru> (28.05.2019).

14. Методический подход к расчетному исследованию промышленной подготовки природного газа к транспорту по технологии низкотемпературной сепарации с применением турбодетандерных агрегатов / М.А. Воронцов, Д.М. Федулов, А.С. Грачев, А.В. Прокопов, В.Ю. Глазунов // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 2016. – № 2 (26). – С. 105–111.
15. Современное состояние технологий промышленной подготовки газа газоконденсатных месторождений / А.В. Прокопов, А.Н. Кубанов, В.А. Истомина, Д.М. Федулов, Т.С. Цацулина // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 2015. – № 3 (23). – С. 100–108.
16. Технологический анализ работы турбохолодильной техники на начальном этапе эксплуатации УПГ № 2 Бованенского НГКМ / А.Н. Кубанов, М.А. Воронцов, Д.М. Федулов, Глазунов В.Ю. // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 2013. – № 4 (15). – С. 84–89.
17. Awajogak Anthony Ujile, Dirina Amesi. Performance Evaluation of Refrigeration Units in Natural Gas Liquid Extraction Plant // Hindawi Publishing Corporation. Journal of Thermodynamics. – 2014. – V. 2014. – P. 1–13.
18. Foglietta J.H. Dew point turboexpander process a solution for high pressure fields // Lummus Process Technology. – Houston, Texas: Randall Gas Technologies, A Division of ABB Lummus Global Inc., 2017. – P. 18.
19. Esmaili A. Supersonic Separation of Natural Gas Liquids by Twister Technology // Chemical engineering transactions. – 2016. – V. 52. – P. 7–12.
20. Ribwar Abdulrahman. Optimal NGL Recovery From Natural Gas Using Turboexpander: a Case Study and Simulation // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – 2015. – V. 51. – P. 536–538.
21. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundam. – 1976. – V. 15. – № 1. – P. 59–64.
22. Fissore D., Sokeipirim D. Simulation and energy consumption analysis of a propane plus recovery plant from natural gas // Fuel Processing Technology. – 2011. – V. 800. – P. 656–662.
23. Jaubert J.-N., Mutelet F. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method // Fluid Phase Equilibria. – 2004. – V. 224. – P. 285–304.
24. Process Simulation and Evaluation of Ethane Recovery Process using Aspen-HYSYS Mashallah Rezakazemia, Nejat Rahmani-anb, Hassan Jamilb, Saeed Shirazianc // Chemical engineering transactions. – 2018. – V. 70. – P. 61–66.
25. Булейко В.М., Григорьев Б.А., Овсяникова М.С. Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором // Вести газовой науки: научно-технический сборник. – 2017. – № 2 (30). – С. 4–13.
26. Особенности технологических процессов промышленной подготовки природного газа с низким конденсатным фактором / А.В. Дунаев, В.А. Истомина, А.Н. Кубанов, В.В. Моисеев, Д.М. Федулов // Газовая промышленность. – 2015. – № 11. – С. 80–83.
27. Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A. Phase behavior of petroleum reservoir fluids. – Boca Raton: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015. – 446 p.
28. Сбор и промышленная подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомина, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999. – 473 с.
29. Прокопов А.В., Истомина В.А., Федулов Д.М. Степень извлечения и остаточное содержание углеводородов  $C_{5+В}$  в газе сепарации газоконденсатных месторождений // НефтегазоХимия. – 2016. – № 2. – С. 64–70.

Поступила 31.05.2019 г.

#### Информация об авторах

**Гатиятов А.Р.**, аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального Томского политехнического университета.

**Шишмина Л.В.**, кандидат химических наук, доцент отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Зятиков П.Н.**, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального Томского политехнического университета.

UDC 665.522.2

## EFFECT OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS ON THE RATE OF HYDROCARBON $C_{3+}$ RECOVERY IN CO-TREATMENT WITH GAS CONDENSATE FEEDSTOCK

Artur R. Gatiyatov<sup>1</sup>,

arthuro\_94@mail.ru

Lyudmila V. Shishmina<sup>1</sup>,

shishmina@tpu.ru

Pavel N. Zyatikov<sup>1</sup>,

zpavel@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**Relevance.** In Tomsk region there are favorable conditions for implementing such efficient way to use associated petroleum gas, as its co-treatment with natural gas applying the technique of low-temperature separation. This direction is supposed to be developed. The company «Gazpromneft-Vostok» is implementing a large-scale investment project aimed at achieving a 95 % level of beneficial use of associated petroleum gas from the cluster of the fields. The gas produced at this cluster will be directed to the gas and condensate treatment plant at Myldzhinskiy oil and gas condensate field. On the other hand, for treatment of gas from gas-condensate fields, the crucial task is to increase the yield of the stabilized hydrocarbon condensate. To solve this problem, it is necessary to optimize the process schemes of low-temperature separation based on the component gas compositions. Therefore, the relevant topic is to study the effect of petroleum gas on the rate of recovery of condensing components in the treatment of a mixture of gases of different origins.

**The main aim** of the research is to determine the effect of associated petroleum gas on the rate of hydrocarbon recovery  $C_{3-4}$  and  $C_{5+}$  in gas co-treatment of gas-condensate and oil fields based on low-temperature separation.

**The object** of the research is an integrated gas and condensate treatment plant.

**Method:** modeling with a software package Aspen HYSYS.

**Results.** Dry gas from the natural gas field has the maximum expander effect: 11–22 °C/MPa. Decrease in methane content of gases in the gas condensate and oil fields leads to reduction of the expander effect. When lowering gas temperature before the expander from minus 5 °C to minus 20 °C the expander effect value decreases for the gases of the gas and gas condensate fields, but increases for the gases of oil fields. Co-treatment of associated petroleum and natural gases allows eliminating the retrograde condensate evaporation. Co-treatment of the studied gas condensate and associated petroleum gases at a pressure of 6 MPa before the expander increases the recovery rate of  $C_{5+}$  hydrocarbons into unstable condensate by 1,9 %, but decreases the recovery rate of  $C_{3-4}$  hydrocarbons by 7,9 % relative to the expected values.

### Key words:

Natural gas, associated petroleum gas, low-temperature separation, composition, recovery rate, condensate.

### REFERENCES

- Oilfield Glossary. URL: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/raw\\_natural\\_gas.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/raw_natural_gas.aspx) (28.05.2019).
- Kidni A., Parrish W.R., Makkartni D. *Osnovy pererabotki prirodnoy gaza* [Fundamentals of natural gas processing]. Translated from English. Eds. O.P. Lykov, I.A. Golubeva. St-Petersburg, Professiya Publ., 2014. 664 p.
- Kolokoltsev S.N. *Sovershenstvovanie tekhnologiy podgotovki i pererabotki uglevodorodnykh gazov: monografiya* [Improving the technology of preparation and processing of hydrocarbon gases: monography]. Moscow, LENAND Publ., 2015. 584 p.
- Prokopov A.V., Istomin V.A., Fedulov D.M. Vydelenie uglevodorodov  $C_{3+V}$  iz gazokondensatnoy smesi pri promyslovoy podgotovke plastovogo flyuida [Extraction of  $C_{3+V}$  hydrocarbons from gas-condensate mixture during field preparation of formation fluid]. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, no. 4 (28), pp. 202–206.
- Zibert G.K., Zaporozhec E.P., Zibert A.G., Valiullin I.M., Andreeva N.N. *Tekhnologicheskie protsessy i metody rascheta oborudovaniya ustanovok podgotovki uglevodorodnykh gazov* [Technological processes and methods for calculating the equipment of hydrocarbon gas treatment plants: a training manual]. Moscow, I.M. Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ., 2015. 447 p.
- Arnold K., Stewart M. *Spravochnik po oborudovaniyu dlya kompleksnoy podgotovki gaza. Promyslovaya podgotovka uglevodorodov* [Surface Production Operations: Design of Gas-Handling Systems and Facilities]. Translated from English. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2012. 630 p.
- Petrukhin V.V., Petrukhin S.V. *Spravochnik po gazopromyslovomu oborudovaniyu* [Handbook of gas field equipment]. Moscow, Infa-Inzheneriya Publ., 2013. 928 p.
- Zaporozhec E.P., Antoniadi D.G., Ziber G.K., Valiullin I.M., Zaporozhec E.E., Gritsenko A.I., Kyuyko V.V., Savenyuk O.V. *Regulyarnye protsessy i oborudovanie v tekhnologiyakh sbora, podgotovki i pererabotki neftyanykh i prirodnykh gazov* [Regular processes and equipment in technologies for the collection, preparation and processing of petroleum and natural gases]. Krasnodar, Yug Publ. House, 2012. 620 p.
- Ahmed Abd El-Kader Bhran, Mohamed Hassan Hassanean, Mohamed Galal Helal. Maximization of natural gas liquids production from an existing gas plant. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2015, vol. 380, pp. 333–341.
- Kherbeck L., Chebbi R. Optimizing ethane recovery in turboexpander processes. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2015, vol. 351, pp. 292–297.
- Jain A., Jadhav M.M., Karimulla S., Chakravarty A. Parametric studies on floating pad journal bearing for high speed cryogenic turboexpanders. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2017, vol. 278, pp.1–8.
- Elizareva N.L., Kolchin A.V., Korobkov G.E., Kurochkin A.V. Analysis of the influence of gas characteristics on the effective

- performance of reduction assembly. *Problems of collection, preparation and transportation of oil and petroleum product*, 2015, no. 4 (102), pp. 178–184. In Rus.
13. Davletov K.M., Glazunov V.Yu., Elbert I.P., Khafizov A.R. Analysis of peak modes complex gas (GPP) of the Bovanenkovskoe oil and gas field (NGKM). *Oil and Gas Business: electronic scientific journal*, 2013, no. 5, pp. 170–178. In Rus.
  14. Vorontsov M.A., Fedulov D.M., Grachev A.S., Prokopov A.V., Glazunov V.Yu. Metodicheskiy podkhod k raschetnomu issledovaniyu promyslovoy podgotovki prirodnogo gaza k transportu po tekhnologii nizkotemperaturnoy separatsii s primeneniem turbodetandernykh agregatov [Methodical approach to computational study of natural gas field preparation for transport using low-temperature separation technology applying turbo-expander units]. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, no. 2 (26), pp. 105–111.
  15. Prokopov A.V., Kubanov A.N., Istomin V.A., Fedulov D.M., Tsatsulina T.S. Sovremennoe sostoyanie tekhnologiy promyslovoy podgotovki gaza gazokondensatnykh mestorozhdeniy [Current state of the field gas treatment technology of gas condensate fields]. *Vesti gazovoy nauki*, 2015, no. 3 (23), pp. 100–108.
  16. Kubanov A.N., Vorontsov M.A., Fedulov D.M., Glazunov V.Yu. Tekhnologicheskii analiz raboty turbokholodilnoy tekhniki na nachalnom etape ekspluatatsii UPG № 2 Bovanenkovskogo NGKM [Technological analysis of turbo-refrigeration equipment operation at the initial stage of the UPG No. 2 operation of the Bovanensky NGKM]. *Vesti gazovoy nauki*, 2013, no. 4 (15), pp. 84–89.
  17. Awajogak Anthony Ujile and Dirina Amesi. Performance Evaluation of Refrigeration Units in Natural Gas Liquid Extraction Plant. *Hindawi Publishing Corporation. Journal of Thermodynamics*, 2014, vol. 2014, pp. 1–13.
  18. Foglietta J.H. Dew point turboexpander process a solution for high pressure fields. *Lummus Process Technology*. Texas, U.S.A, Randall Gas Technologies, A Division of ABB Lummus Global Inc. Houston, 2017. 18 p.
  19. Esmaeili A. Supersonic Separation of Natural Gas Liquids by Twister Technology. *Chemical engineering transactions*, 2016, vol. 52, pp. 7–12.
  20. Ribwar Abdulrahman. Optimal NGL Recovery From Natural Gas Using Turboexpander: a Case Study and Simulation. *Chemistry and Technology of Fuels and Oils*, 2015, vol. 51, pp. 536–538.
  21. Peng D.Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 1976. V. 15. № 1. P. 59–64.
  22. Fissore D., Sokeipirim D. Simulation and energy consumption analysis of a propane plus recovery plant from natural gas. *Fuel Processing Technology*, 2011, vol. 800, pp. 656–662.
  23. Jaubert J.-N., Mutelet F. VLE predictions with the Peng-Robinson equation of state and temperature dependent calculated through a group contribution method. *Fluid Phase Equilibria*, 2004, vol. 224, pp. 285–304.
  24. Mashallah Rezakazemia, Nejat Rahmianianb, Hassan Jamilb, Saeed Shirazianc. Process Simulation and Evaluation of Ethane Recovery Process using Aspen-HYSYS. *Chemical engineering transactions*, 2018, vol. 70, pp. 61–66.
  25. Buleyko V.M., Grigorev B.A., Ovsyanikova M.S. Investigation of phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensate ratios. *Vesti gas science: scientific and technical collection*, 2017, no. 2 (30), pp. 4–13. In Rus.
  26. Dunaev A.V., Istomin V.A., Kubanov A.N., Moiseev V.V., Fedulov D.M. Upstream treatment of gas with lower condensate factor: Technology aspects. *Gas industry*, 2015, no. 11, pp. 80–83. In Rus.
  27. Pedersen K.S., Christensen P.L., Shaikh J.A. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. Boca Raton, CRC Press, Taylor & Francis Group, 2015. 446 p.
  28. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kul'kov A.N., Suleimanov R.S. *Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na severnykh mestorozhdeniyakh Rossii* [Gathering and conditioning of gas on the northern gas fields of Russia]. Moscow, Nedra Publ., 1999. 473 p.
  29. Prokopov A.V., Istomin V.A., Fedulov D.M. Extraction extent and residual content of C<sub>5+B</sub> hydrocarbons in produced gas of gas-condensate fields. *OilGasChemistry*, 2016, no. 2, pp. 64–70. In Rus.

Received: 31 May 2019.

#### Information about the authors

**Artur R. Gatiyatov**, postgraduate student, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Lyudmila V. Shishmina**, Cand Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Pavel N. Zyatikov**, Dr. Sc., professor, National Research Tomsk Polytechnic University.