

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ульянов Б. А., Бадеников В. Я., Ликучёв В. Г. Процессы и аппараты химической технологии. – Ангарск: АГТА, 2006. – 744 с.
2. Батунер Л. М., Позин М. Е. Математические методы в химической технике. – Л.: Химия, 1987. – 824 с.
3. Архипов В. А., Коноваленко А. И. Практикум по теории подобия и анализу размерностей. Учебное пособие. – Томск: ТГУ, 2016. 93 с.
4. Алабужев П. М., Геронимус В. Б., Минкевич Л. М., Шеховцов Б. А. Теории подобия и размерностей. Моделирование. – М.: Высшая школа, 1968. – 208 с.

УДК 665.72

*Былков Василий Александрович,*  
студент кафедры «Химическая технология топлива»,  
ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»,  
e-mail: danilkrabovv@gmail.com

*Раскулова Татьяна Валентиновна*  
д.х.н., зав. кафедрой «Химическая технология топлива»,  
ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»,  
e-mail: raskulova@list.ru

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ  
ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ КОВЫКТИНСКОГО И СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Bylkov V.A., Raskulova T.V.*

**COMPARATIVE CHARACTERISTICS OF PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES  
OF GAS CONDENSATES FROM KOVYKTINSKY AND SREDNEVILYUYSKY FIELDS**

**Аннотация.** Рассмотрены физико-химические свойства стабильных газовых конденсатов Ковыктинского и Средневилюйского месторождений. Показаны отличия физико-химических свойств, группового и фракционного состава газоконденсата различных месторождений.

**Ключевые слова:** стабильный газовый конденсат, групповой углеводородный состав, фракционный состав.

**Abstract.** The physicochemical properties of stable gas condensates of the Kovyktinskoye and Srednevilyuyskoye fields are considered. The differences in physical and chemical properties, group and fractional composition of gas condensate from various fields are shown.

**Keywords:** stable gas condensate, hydrocarbon type content, fractional breakdown.

За последние годы мировой уровень добычи природного газа и газоконденсата увеличился в несколько раз. Для России, имеющей около 47,8 трлн. м<sup>3</sup> разведанных запасов природного газа на планете, данный тип углеводородов является не только эффективным энергоресурсом, но и важнейшим средством решения экономических проблем [1].

Россия по праву считается одним из лидеров по разработкам, добыче и поставкам природного газа на мировой рынок (рис. 1). Природа щедро наградила её этим видом сырья, к настоящему времени разработано и освоено около двухсот месторождений по добыче газа и газового конденсата. Наиболее значимые месторождения природного газа

были открыты в 60-х – 80-х годах прошлого столетия [2]. Основные залежи были обнаружены в районах Заполярья, Северо-Западной Сибири и на дальнем Востоке. Некоторые (Уренгойское, Ямбургское) газовые месторождения РФ являются крупнейшими в мире и относятся к уникальным, то есть имеющим запасы более 5 трлн. м<sup>3</sup> газа.

В ведущих российских нефтегазодобывающих компаниях всё чаще актуализируются вопросы о разработке газоконденсатных месторождений. Основным отличием газоконденсатов от традиционного природного газа является наличие значительного количества жидких углеводородов (C<sub>5</sub> и выше) различного состава.

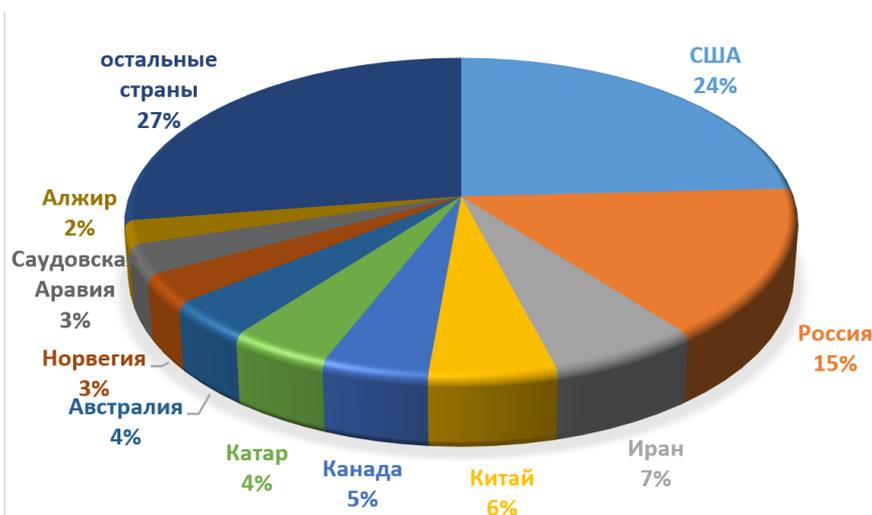


Рисунок 1 – Страны-лидеры по добыче природного газа (данные «British Petroleum», 2023) [3]

При этом, в отличие от нефтяного сырья, также содержащего данные углеводороды, газоконденсаты практически не содержат смол, асфальтенов и высокомолекулярных соединений, что существенно облегчает их переработку. Газовый конденсат используют для получения различных топливных продуктов (ракетного, котельного, дизельного топлива, бензина), нефтехимического сырья, растворителей и т.д.

На территории Восточной Сибири, в том числе на территории Иркутской области, находятся как газовые, так и газоконденсатные месторождения. Поскольку условия формирования углеводородных запасов каждого месторождения индивидуальны, актуальной задачей является сравнение состава и свойств газоконденсатов различного происхождения.

Целью данной работы являлся анализ группового углеводородного состава и нормируемых физико-химических свойств газоконденсатов (ГК) Ковыктинского и Средневилуйского газоконденсатных месторождений. Недропользователями данных месторождений являются ПАО «Газпром» и ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» (ПАО «ЯТЭК»), соответственно.

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (Ковыкта) – крупнейшее на востоке России по запасам газа. Месторождение относится к категории уникальных и содержит в качестве извлекаемых запасов 2,4 трлн. м<sup>3</sup> газа и 90,6 млн. тонн газового конденсата. Именно на базе этого месторождения формируется Иркутский центр газодо-

бычи и ресурсная база для газопровода «Сила Сибири» и Амурского газоперерабатывающего завода.

Средневилуйское газоконденсатное месторождение по величине извлекаемых запасов (145,2 млрд. м<sup>3</sup> и 33,8 млрд. м<sup>3</sup> газового конденсата) принадлежит к числу средних.

Определение группового углеводородного состава проводили методом капиллярной газовой хроматографии на газовом хроматографе «Хроматэк-Кристалл 5000 исполнение 1» с программным обеспечением «Хроматэк ДНА» по ГОСТ 32507-2013 методом Б [4]. Данный метод предназначен для определения индивидуальных углеводородов (до C<sub>13</sub> включительно) и групп n-парафиновых, изопарафиновых, ароматических, нафтеновых, олефиновых углеводородов (ПИАНО) и оксигенатов. Углеводородные компоненты, элюирующиеся после C<sub>13+</sub> определяют, как одну группу. Время проведения одного испытания составляет примерно 2 ч.

Анализ группового углеводородного состава стабильного ГК указанных месторождений приведен в таблице 1. Сырой (нестабильный) конденсат представляет собой жидкость, которая содержит, кроме жидких углеводородов, растворенные газообразные гомологи метана (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>). После стабилизации (удаление основной части газообразных углеводородов) в составе конденсата преобладает содержание следующих углеводородов: пентанов (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>), гексанов (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>) и гептанов (C<sub>7</sub>H<sub>16</sub>). Кроме углеводородов метанового ряда в составе ГК имеются

ароматические (с  $C_8H_{10}$ ) и нафтеновые (с  $C_6H_{12}$ ) углеводороды. При этом углеводороды с длиной цепи более  $C_{18}$  (твердые при

обычных условиях), высокомолекулярные смолы и асфальтены в исследованных ГК практически отсутствуют.

Таблица 1 – Групповой углеводородный состав ГК

Содержание УВ, % масс.	Месторождение	
	Ковыктинское	Средневилюйское
н-Парафины	33,3	31,4
Изопарафины	46,5	32,6
Арены	8,4	10,2
Нафтены	9,0	23,9
Олефины	1,2	Менее 1,0
Итого	98,23	97,93

Таблица 2 – Физико-химические свойства ГК

№ п/п	Наименование показателей /метод определения	Нормативное значение [5]	Нормативное значение [6]	Ковыктинское ГКМ [5]	Средневилюйское ГКМ [6]
1	Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.) / ГОСТ 1756 [8]	не более 66,7 (500)	не более 101,3 (760)	51,0 (383)	94,0 (705)
2	Массовая доля воды, % / ГОСТ 2477-2014 [9]	не более 0,5	не более 0,5	–	менее 0,5
3	Массовая доля механических примесей, % / ГОСТ 6370-2018 [10]	не более 0,05	не более 0,05	< 0,005	< 0,050
4	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм <sup>3</sup> / ГОСТ 21534-2021 [11]	не более 100	не более 100	4,8	–
5	Массовая доля серы, % / ГОСТ Р 51947-2002 [12]	–	–	0,1070	0,0264
6	Массовая доля сероводорода, млн <sup>-1</sup> (ppm) / ГОСТ Р 50802 [13]	не более 20	–	< 2,0	–
7	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн <sup>-1</sup> (ppm) / ГОСТ Р 50802 [13]	не более 40	–	40,2	–
8	Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> / ГОСТ 3900-2022 [14]	–	–	710,0	714,8
9	Плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup> / ГОСТ Р 51069 [15]	–	–	713,5	719,2
10	Температура начала кипения, °С	–	–	31	29
11	Температура конца кипения, °С	–	–	309	242
12	Выход фракций до температуры (°С), %: 100 200 300	–	–	33,8 79,3 96,6	52,0 92,0 –

ГК Ковыктинского месторождения отличается меньшим содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов, но характеризуется большим количеством нормальных

парафиновых и изопарафиновых углеводородов.

Физико-химические свойства ГК должны соответствовать требованиям ГОСТ

Р 54389-2011 [5]. В соответствии с этими требованиями по содержанию хлористых солей и сернистых соединений (сероводорода и алкилмеркаптанов) ГК подразделяются на группы 1 и 2. Ковыктинский ГК по совокупности показателей качества может быть отнесен к группе 1. Значения показателей физико-химических свойств ГК Средневилюйского месторождения должны соответствовать СТО 00153815-001-2021 [6].

Конденсаты заметно различаются по фракционному составу: в Средневилюйском преобладают бензиновые фракции, на Ковыктинском наряду с бензиновыми фракциями содержатся дизельные фракции (табл. 2).

Исходя из физико-химических характеристик газовых конденсатов можно предложить наиболее эффективное направление переработки и дальнейшего использования в промышленности [7].

Газовый конденсат Ковыктинского месторождения по давлению насыщенных паров может считаться стабильным ( $D_2$ ). По содержанию серы его можно отнести к сернистым, по содержанию ароматических углеводородов – к третьему типу ( $A_3$ ) с низким содержанием ароматических углеводородов. Содержание линейных парафинов (33,3 % масс.) позволяет сделать вывод о том, что он относится к высокопарафинистым (вид  $H_1$ ), по фракционному составу ГК относится ко второй группе с концом кипения 250-320 °С. Соответственно, данный ГК может применяться для получения бензиновой фракции, реактивного топлива и дизельного зимнего топлива. За счет высокого содержания парафинов, данный ГК может являться сырьем для их получения. Так как в составе ГК Ковыктинского месторождения содержится незначительное количество ароматических уг-

леводородов, потенциально он может применяться в качестве сырья пиролиза для производства низших олефинов (этилена и пропилена) и ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилолов). Газовый конденсат Средневилюйского месторождения по давлению насыщенных паров может считаться нестабильным ( $D_1$ ). По содержанию серы его можно отнести к малосернистым, по содержанию ароматических углеводородов – ко второму типу ( $A_2$ ) со средним содержанием ароматических углеводородов. Содержание линейных парафинов (31,4 % масс.) говорит о том, что он относится к высокопарафинистым (вид  $H_1$ ), по фракционному составу ГК относится к третьей группе облегченного фракционного состава с концом кипения ниже 250 °С. Соответственно, данный ГК может применяться для получения бензиновой фракции, реактивного топлива и дизельного зимнего топлива. За счет высокого содержания парафинов, данный ГК, также как и Ковыктинский ГК, может являться сырьем для их получения. Так как ГК Средневилюйского месторождения характеризуется значительным содержанием нафтеновых углеводородов при небольшом содержании ароматических соединений, он является более ценным сырьем для процессов пиролиза по сравнению с Ковыктинским ГК. Для удаления легких углеводородов  $C_3$ - $C_5$  Средневилюйский ГК должен подвергаться стабилизации, в результате которой будут получаться углеводородные жирные газы. Они являются ценным нефтехимическим сырьем и могут применяться не только в качестве компонентов сырья пиролиза, но и в качестве исходных веществ для процессов паровой каталитической конверсии с целью производства водо-

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нефть и капитал. <https://oilcapital.ru/news/2023-11-24/rejting-stran-po-zapasam-gaza-kto-lidiruet-3088981>. – Дата публикации: ноябрь 2023.
2. ПАО «ТГК-1». Моя Энергия. Топ-3 российских газовых месторождений. Профессиональный взгляд. <https://www.myenergy.ru/professional/2022/top-3-rossiiskikh-gazovykh-mestorozhdenii>. Дата обращения: 19.10.2024.
3. Statistical Review of World Energy / Energy Institute. – 2023. – S. 1. – P. 60. <https://>

[www.energyinst.org/data/assets/pdf\\_file/0004/105542/EI\\_Stat\\_Review\\_PDF\\_single\\_1.pdf](http://www.energyinst.org/data/assets/pdf_file/0004/105542/EI_Stat_Review_PDF_single_1.pdf).  
Дата публикации: февраль 2023.

4. ГОСТ 32507-2013. Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии. – М.: Стандартинформ, 2019.

5. ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2012.

6. СТО 00153815-001-2021. Конденсат газовый стабильный. [https://rsp-neft.ru/filearhiv/pub/1691566840\\_PasportGaz.kondensat%20stabilny\(YATEK,Respublika%20Saha,%20Op.%20Kisil-Syr\).pdf](https://rsp-neft.ru/filearhiv/pub/1691566840_PasportGaz.kondensat%20stabilny(YATEK,Respublika%20Saha,%20Op.%20Kisil-Syr).pdf). Дата обращения: 22.10.2024.

7. ОСТ 57.58-79. Конденсаты газовые. Технологическая классификация. Срок введения в действие: 01.01.1980.

8. ГОСТ 1756. Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров. – М.: Стандартинформ, 2006.

9. ГОСТ 2477-2014. Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды. – М.: Стандартинформ, 2018.

10. ГОСТ 6370-2018. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартинформ, 2019.

11. ГОСТ 21534-2021. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. –

М.: Российский институт стандартизации, 2021.

12. ГОСТ Р 51947-2002. Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии. – М.: Госстандарт России, 01.07.2003.

13. ГОСТ Р 50802-2021. Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов. – М.: Российский институт стандартизации, 2021.

14. ГОСТ 3900-2022. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Российский институт стандартизации, 2023.

15. ГОСТ Р 51069-97. Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром. – М.: Стандартинформ, 2008.

УДК 678 : 66.012

*Гененко Наталия Ивановна,*

*магистрант, Ангарский государственный технический университет,*  
*e-mail: natashamiss@mail.ru*

*Зайцев Игорь Владимирович,*

*магистрант, Ангарский государственный технический университет,*  
*e-mail: pt888@mail.ru*

*Черниговская Марина Алексеевна,*

*к.т.н., доцент, Ангарский государственный технический университет,*  
*e-mail: pt888@mail.ru*

## РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ В ПРОЦЕССАХ ЭКСТРУЗИИ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

*Genenko N.I., Zaitsev I.V., Chernigovskaya M.A.*

### RESOURCE SAVING IN POLYMER MATERIALS EXTRUSION PROCESSES

**Аннотация.** В статье рассмотрены основные источники и причины появления отходов в процессах экструзии полимерных материалов. Предложены варианты минимизации количества отходов.

**Ключевые слова:** полимерные материалы, экструзия, вторичные материалы.

**Abstract.** The main sources and causes of waste formation in polymer extrusion processes were examined. Methods for minimizing the amount of waste were proposed.

**Keywords:** polymer materials, extrusion, secondary raw materials.

Полимерная промышленность в настоящее время является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей. Это возможно благодаря большому разнообразию получаемых полимерных материалов и широким возможностям для их применения. Однако столь активное использование полимерных материалов влечет за собой появление большого количества полимерных отхо-

дов. По данным [1] в настоящее время количество промышленных и бытовых полимерных отходов составляет более 75 % от объема производимых полимерных материалов.

Проблема полимерных отходов заключается в их синтетической природе, а следовательно – в низкой разлагаемости в условиях полигонов для захоронения твердых отходов. В связи с этим большую актуальность