



ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 550.8.023

EDN: DVYQZP

DOI: 10.21285/2686-9993-2025-48-2-237-248



**Расчет компонентно-фракционного состава добываемого
пластового флюида Ковыктинского месторождения**

М.Л. Белькович^а

^а*Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия*

Резюме. Целью работы являлся расчет компонентно-фракционного состава добываемого пластового флюида при помощи комплексных лабораторных исследований. Актуальность состояла в получении достоверных данных о характеристиках пластового флюида для обеспечения эффективного управления процессами добычи и обработки углеводородов. В результате лабораторных исследований был определен фазовый состав глубинных проб, которые являются пластовым газом. Для каждой из проб были установлены зависимости плотности и вязкости от давления, что помогает лучше оценивать поведение флюида при различных условиях добычи. Кроме того, проведенные исследования позволили выявить влияние геологических факторов на состав и свойства флюидов, что является важным для оптимизации процессов добычи. Для пластового газа была проведена дегазация, определен подробный компонентно-фракционный состав газа дегазации и дегазированного конденсата. Составы всех исследованных газов представлены в двух видах: в развернутой компонентно-фракционной форме (когда неуглеводородные компоненты и углеводороды от метана до пентанов представлены индивидуально, а углеводороды тяжелее пентанов сгруппированы в узкие десятиградусные фракции, ранжированные по температурам кипения углеводородов) и в стандартной форме (когда компоненты тяжелее пентана приведены в виде фракций по числу атомов углерода с более или менее тяжелым остатком). Состав пластового газа рассчитан на основе составов газа дегазации и дегазированного конденсата по принципу материального баланса. Полученные данные могут быть использованы для анализа процесса добычи углеводородов и дальнейшего повышения эффективности разработки Ковыктинского месторождения. Результаты работы способствуют более глубокому пониманию характеристик пластового флюида и открывают новые перспективы для улучшения технологий добычи и переработки углеводородов.

Ключевые слова: скважина, глубинная проба, пластовый газ, компонентно-фракционный состав, физико-химические свойства

Для цитирования: Белькович М.Л. Расчет компонентно-фракционного состава добываемого пластового флюида Ковыктинского месторождения // Науки о Земле и недропользование. 2025. Т. 48. № 2. С. 237–248. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2025-48-2-237-248>. EDN: DVYQZP.

APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY,
GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

**Calculation of component-fractional composition
of extracted Kovykta field formation fluid**

Mikhail L. Belkovich^а

^а*Irkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia*

Abstract. The purpose of the work is to calculate the component-fractional composition of the produced formation fluid using complex laboratory studies. The relevance of the study is determined by the obtaining of reliable data on formation fluid characteristics in order to ensure effective management of hydrocarbon production and processing. The laboratory studies resulted in the determination of the phase composition of downhole samples, which were presented by formation gas. Dependences of density and viscosity on pressure were determined for each sample, which enabled better assessment of fluid behavior under various production conditions. In addition, the conducted studies allowed us to identify the influence of geological factors on fluid composition and properties, which is important for optimizing production processes. Formation gas was subjected to degassing and a detailed component-fractional composition of degassing gas and degassed condensate was determined. The compositions of all the gases studied have been presented in two forms: an expanded component-fractional form (non-hydrocarbon components and hydrocarbons from methane to pentanes are presented individually, and hydrocarbons heavier than pentanes



are grouped into narrow ten-degree fractions ranked by hydrocarbon boiling points) and a standard form (components heavier than pentane are presented as fractions by the number of carbon atoms with a more or less heavy residue). The composition of formation gas was calculated based on degassing gas and degassed condensate composition using the material balance principle. The data obtained can be used to analyze the hydrocarbon production process and further enhancement of the efficiency of the Kovykta field development. The research results contribute to deeper understanding of formation fluid characteristics and open new prospects for improving hydrocarbon production and processing technologies.

Keywords: well, downhole sample, formation gas, component-fractional composition, physical-chemical properties

For citation: Belkovich M.L. Calculation of component-fractional composition of extracted Kovykta field formation fluid. *Earth sciences and subsoil use*. 2025;48(2):237-248. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2025-48-2-237-248>. EDN: DVYQZP.

Введение

На Ковыктинском газоконденсатном месторождении продуктивные отложения относятся к парфеновскому горизонту чорской свиты венда (его площадь составляет порядка 7 тыс. км²), который представляет собой переслаивание песчаников и аргиллитов с прослоями аргиллитов. В юго-восточном и северо-западном направлениях горизонт фациально переходит в более глинистые разности. В нем выделяют два продуктивных пласта – П1 и П2, между которыми залегает пачка аргиллитов, толщина которой варьируется, достигая 15 м [1]. Данные о компонентно-фракционном составе пластового флюида являются основой для расчетов в системах гидродинамического и технологического моделирования [2].

Расчет компонентно-фракционного состава добываемого пластового флюида представляет собой ключевой этап в нефтегазовой промышленности, определяющий состав и свойства добываемых нефти и газа. Достоверность прогнозных расчетов величины углеводородоотдачи в большой степени предопределяется знанием состояния и фазового поведения пластовых флюидов, насыщающих продуктивный коллектор [3].

В данной статье рассмотрена методика расчета компонентно-фракционного состава добываемого пластового флюида на основе результатов комплексных лабораторных анализов проб. Основные этапы исследований включают в себя физико-химические и газовые анализы, по результатам которых определяются содержание и пропорции таких компонентов, как углеводороды, сероводород, углекислый газ и пр.

Ключевым этапом рассматриваемого процесса являлось определение методик обра-

ботки (вычисления объемного состава, газового фактора и степени дополнительной конденсации наряду с другими показателями) и анализа данных. Достоверность полученных результатов имеет решающее значение для эффективности эксплуатации месторождения, определения объемов запасов углеводородного сырья и планирования будущих обычных операций¹.

Определение компонентно-фракционного состава добываемого флюида является ключевым этапом в работе инженеров и геологов. Полученные данные о его составе оказывают существенное влияние на эффективность процессов добычи и переработки углеводородов. Точность информации способствует оптимизации использования ресурсов и, следовательно, содействует устойчивому развитию нефтегазовой отрасли.

Материалы и методы исследования

Компонентно-фракционным составом газоконденсатной смеси (добываемого пластового газа) является состав, в котором газобразная часть представлена в виде индивидуальных углеводородных и неуглеводородных компонентов, а конденсатная часть – в виде фракций выкипания конденсатообразующих компонентов в определенных температурных границах, в мольных (объемных) и массовых долях или процентах². Основной объем природного газа, добываемого на газовых и газоконденсатных месторождениях, составляет метан, доля которого может достигать 90 процентов. Прочие углеводороды и неуглеводородные компоненты встречаются в значительно меньшей степени [4, 5].

¹ СТО Газпром 5.5-2007. Обеспечение единства измерений. Конденсат газовый нестабильный. Методика определения компонентно-фракционного и группового углеводородного состава. М.: Газпром, 2007. 86 с.

² СТО Газпром 2-3.3-1258-2021. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов. Экспериментальные исследования на установках фазового равновесия. Газоконденсатные системы. СПб.: Газпром Экспо, 2021. 24 с.



Нестабильный газовый конденсат, ежегодная добыча которого в России в последние годы превышает 25 млн т, выделяют из пластового газа (сырья газоконденсатных месторождений)¹. Данные по химическому составу нестабильного газового конденсата необходимы для решения таких основных задач, как подсчет и учет изменений запасов газа и конденсата, а также – транспортировка и его переработка [6, 7].

Как правило, среди углеводородных компонентов выделяются две группы. В первую входят индивидуальные компоненты (метан, этан, пропан и пр.), во вторую – группы компонентов, представленные пентанами и более тяжелыми соединениями. Выделение последних в отдельную категорию обусловлено тем, что из всех компонентов добываемого пластового газа в процессе разработки месторождения наиболее существенно меняется содержание конденсата, представляющего собой углеводороды группы C₅₊, и неуглеводородных компонентов (смола, асфальтены, серо-содержащих соединений и т. д.) [8–10].

Дегазацией нестабильных жидких углеводородов является процесс их приведения из термобарических условий отбора пробы, при которых она является однофазной жидкой к стандартным условиям с разделением на газовую и жидкую фазы с целью определения компонентно-фракционного состава пробы³ [11–13]. Газовая хроматография находит широкое применение в изучении как жидких, так и газообразных углеводородов. Эта методика стала предметом множества исследований, которые значительно расширили область ее применения [14–18].

Анализ фазы пластового газа глубинных проб с целью определения компонентно-фракционного состава был проведен мето-

дом, отраженным в СТО Газпром 5.5-2007¹, и включал в себя следующие этапы:

1. Проведение дегазации фазы пластового газа при постоянных термобарических условиях (температуре и давлении), в процессе которой исходный пластовый газ разделялся на газ дегазации (замерен счетчиком) и дегазированный конденсат (взвешен). Было определено объемно-массовое соотношение процесса дегазации (газовый фактор). Значения газового фактора дегазации фазы пластового газа глубинных проб представлены в табл. 1. Полученные пробы газа дегазации и дегазированного конденсата были отобраны для проведения дальнейших хроматографических исследований.

2. Определение компонентно-фракционных составов проб газа дегазации методом газовой хроматографии. Анализ углеводородных компонентов проводится на капиллярной колонке с использованием пламенно-ионизационного детектора, анализ неуглеводородных компонентов – на насадочных колонках с регистрацией на детекторе по теплопроводности. Итоговый состав проб газа дегазации получают путем объединения углеводородного и неуглеводородного составов.

3. Определение компонентно-фракционного состава проб дегазированного конденсата, которое было проведено методом газовой хроматографии (имитированная дистилляция) с применением капиллярной колонки длиной 30 м.

4. Расчет состава фазы пластового газа был проведен по принципу материального баланса, рассчитанного с использованием газового фактора дегазации фазы пластового газа.

Оценка запасов углеводородов проводится отдельно для легких (CH₄, C₂H₆, C₃H₈ и т. д.) и тяжелых углеводородов. На основании по-

Таблица 1. Результаты проверки качества глубинных проб Ковыктинского месторождения
Table 1. Results of quality control of Kovykta deposit downhole samples

Контейнер, объем, см ³	Параметр отбора пробы		Параметр открытия баллона		Объем фаз при условиях перепуска в лабораторные контейнеры, см ³	Газовый фактор дегазации, м ³ /т	Заключение
	Температура, °С	Давление, МПа	Температура, °С	Давление, МПа			
№ 3365, 420	58	66,77	58	65,88	Пластовый газ – 100 %	18726,2	Проба качественна
№ 3542, 420	58	66,47	58	65,22	Пластовый газ – 100 %	18136,9	Проба качественна
№ 5092, 420	58	66,47	58	61	Пластовый газ – 100 %	15124,3	Проба качественна

³ СТО Газпром 5.40-2011. Пластовый газ. Определение компонентно-фракционного состава. М.: Газпром, 2011. 193 с.



следних, в частности по данным содержания пентанов, рассчитываются запасы газового конденсата^{4,5}.

В результате был определен компонентно-фракционный состав глубинных проб пластового газа от легких углеводородов (метан, этан, пропан) до конца кипения, включая неуглеводородные компоненты, такие как N₂ и CO₂. Отобранные пробы в лаборатории были проверены на качество по методу, описанному в СТО Газпром 2-3.3-1258-2021².

У контейнеров с глубинными пробами пластового флюида замерено давление открытия при температуре отбора и проверено наличие или отсутствие газовой фазы. Если давление в контейнере достаточно высокое и газовая фаза отсутствует, то отобранные пробы являются качественными, то есть их компонентно-фракционный состав соответствует составу исследуемого продукта [10].

Результаты проверки качества глубинных проб пластового флюида представлены в табл. 1. Проверка показала, что все отобранные глубинные пробы качественны. В контейнерах содержится фаза пластового газа. Все пробы были переданы для дальнейших исследований.

Определение плотности фазы пластового газа глубинных проб было проведено с помощью плотномера высокого давления Anton Paar DMA 512 P вибрационного типа методом, отраженным в стандарте ASTM D 5002-19⁶, который описывает методику расчета компонентно-фракционного состава тяжелых и остаточных нефтепродуктов при пониженном давлении, а также метод, используемый для определения диапазона температур кипения нефтепродуктов, которые могут частично или полностью испаряться при максимальной температуре жидкости в 400 °С.

Указанный метод применяется для оценки дистилляционных характеристик нефтепродуктов и фракций, которые могут разлагаться во время перегонки при атмосферном давлении. Полученный диапазон кипения, рассчитанный

в условиях, обеспечивающих разделение на одной теоретической тарелке, может использоваться в технических расчетах для проектирования перегонного оборудования, разработки соответствующих смесей для промышленных нужд и проверки соответствия нормативным требованиям, а также для оценки возможности использования конкретного продукта в переработке или других целях. Интервал кипения тесно связан с такими характеристиками, как вязкость, упругость паров, теплотворная способность, средний молекулярный вес. Каждое из этих свойств может стать ключевым фактором в определении пригодности продукта для его предполагаемого использования [19].

Определение вязкости фазы пластового газа глубинных проб проведено с помощью вискозиметра EV 1000 согласно руководству по эксплуатации⁷. В основе работы данного прибора лежит явление электромагнетизма. Два соленоида управляют движением поршня вверх и вниз под воздействием постоянного магнитного поля. Специальная электрическая схема анализирует время движения поршня для определения вязкости жидкости. Измерение показаний температуры производится при помощи встроенного датчика RTD.

Вискозиметрическая система включает электромагнитный вискозиметр SPSL 440 и набор из шести калиброванных поршней для измерения вязкости в диапазоне от 0,02 до 10000 сПз, датчик давления с цифровым дисплеем, датчик температуры и нагревательную рубашку. Нагрев осуществляется посредством внешнего нагревательного термостата с системой рециркуляции.

Результаты исследования и их обсуждение

Определение плотности и вязкости фазы пластового газа глубинных проб было проведено в диапазоне давлений при пластовой и стандартной температурах (20 °С). Результаты показаны на рис. 1–3.

⁴ ГОСТ Р 56539-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения материального баланса. Основные технические требования. М.: Стандартинформ, 2016. 28 с.

⁵ Зотова Г.А., Алиева З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.

⁶ ASTM D 5002-2019. Стандартный метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API сырой нефти с помощью цифрового плотномера. М.: Интерстандарт, 2019.

⁷ EV 1000. Электромагнитный вискозиметр высокого давления и температуры // Представитель линии приборов VINCI Technologies в странах СНГ. Режим доступа: <http://www.vinci-technologies.ru/node/491> (дата обращения: 03.03.2025).

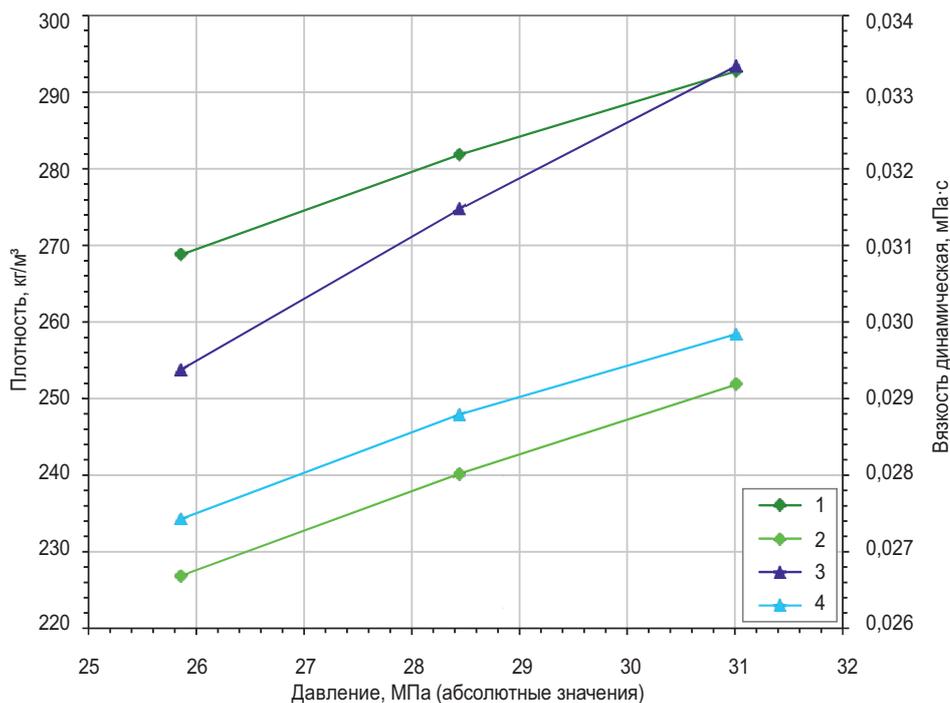


Рис. 1. Зависимость плотности и вязкости от давления для глубинной пробы пластового газа (контейнер № 5092):

1 – плотность при температуре 20 °С; 2 – плотность при температуре 58 °С;
3 – вязкость при температуре 20 °С; 4 – вязкость при температуре 58 °С

Fig. 1. Density and viscosity vs pressure for a formation gas downhole sample (container no. 5092):

1 – density at 20 °C; 2 – density at 58 °C; 3 – viscosity at 20 °C; 4 – viscosity at 58 °C

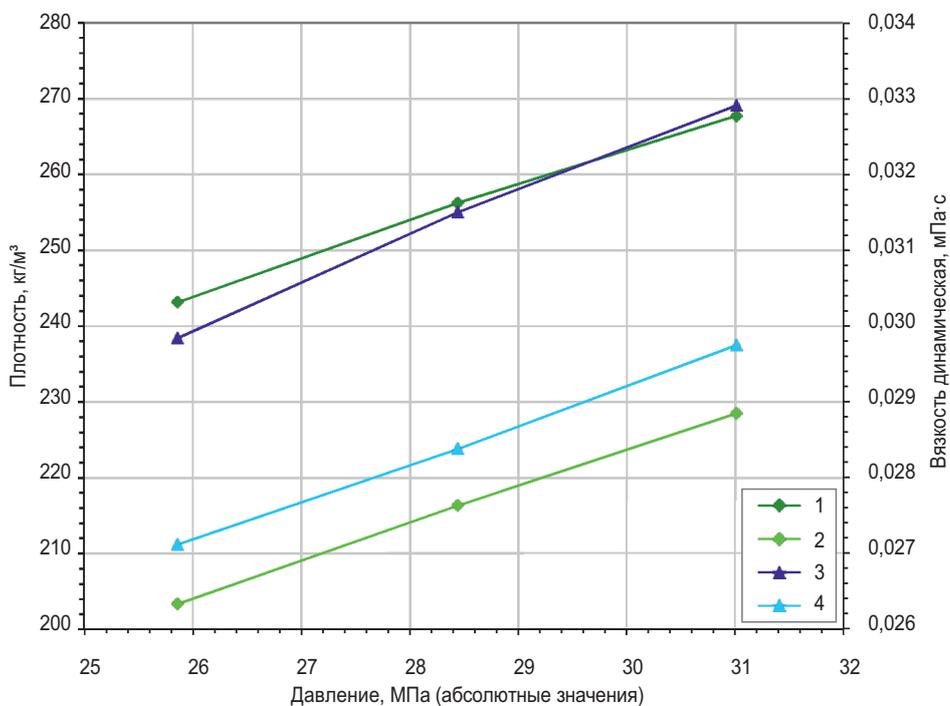


Рис. 2. Зависимость плотности и вязкости от давления для глубинной пробы пластового газа (контейнер № 3542)

Условные обозначения см. на рис. 1

Fig. 2. Density and viscosity vs pressure for a formation gas downhole sample (container no. 3542)

See Fig. 1 for legend

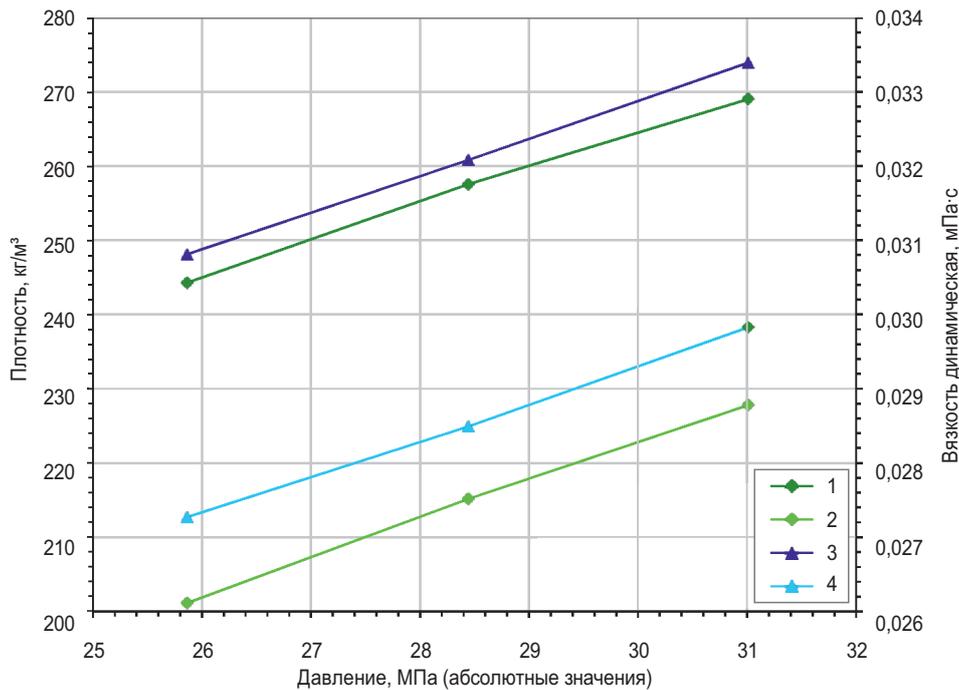


Рис. 3. Зависимость плотности и вязкости от давления для глубинной пробы пластового газа (контейнер № 3365)

Условные обозначения см. на рис. 1

Fig. 3. Density and viscosity vs pressure for a formation gas downhole sample (container no. 3365)

See Fig. 1 for legend

Компонентно-фракционные составы глубинных проб пластового газа приведены в табл. 2, 3 и на рис. 4.

Расчет молярной массы каждой пробы $M_{\text{НГК}}$ проводится по формуле

$$M_{\text{НГК}} = \sum \frac{x_i^{\text{НГК}}}{100} \times M_i,$$

где $x_i^{\text{НГК}}$ – молярная доля i -го компонента или фракции нестабильного газового конденсата, %; M_i – молярная масса i -го компонента или фракции нестабильного газового конденсата, г/моль (кг/кмоль); 100 – коэффициент для перевода долей в проценты.

Массовую долю i -го компонента и фракции в газоконденсатной смеси $w_i^{\text{ГКС}}$, %, вычисляют по формуле

$$w_i^{\text{ГКС}} = \frac{m_i^{\text{ГКС}}}{m_{\text{ГКС}}} \times 100,$$

где $m_i^{\text{ГКС}}$ – масса каждого i -го компонента, фракции в газоконденсатной смеси, кг; $m_{\text{ГКС}}$ – масса газоконденсатной смеси, кг; 100 – коэффициент для перевода долей в проценты.

Молярную долю i -го компонента, фракции в газоконденсатной смеси $x_i^{\text{ГКС}}$, %, вычисляют по формуле

$$x_i^{\text{ГКС}} = \sum \frac{n_i^{\text{ГКС}}}{n_{\text{ГКС}}} \times 100,$$

где $n_i^{\text{ГКС}}$ – количество каждого i -го компонента, фракции в газоконденсатной смеси, кмоль; $n_{\text{ГКС}}$ – количество газоконденсатной смеси, кмоль; 100 – коэффициент для перевода долей в проценты⁸.

Формат представления компонентного состава добываемого сырья определяется целями проводимых аналитических исследований. Для решения большинства задач, таких как предварительная оценка, достаточно использовать упрощенный формат, ограничивающийся компонентами C_1 – C_5 и C_{6+} или C_1 – C_{12} , C_{13+} . При необходимости более детальное распределение фракций тяжелой жидкой части конденсата может быть получено с помощью моделирования. Однако при проектировании, планировании и прогнозировании перспективного развития систем транспорта и переработки жидких углеводородов требуется более точ-

⁸ ГОСТ Р 57851.4–2017. Смесь газоконденсатная. Часть 4. Расчет компонентно-фракционного состава. М.: Стандартинформ, 2017. 50 с.



Таблица 2. Компонентно-фракционные составы глубинных проб пластового газа, дифференцированные по температуре кипения
Table 2. Component-fractional compositions of boiling temperature-differentiated downhole samples of formation gas

Компонент и фракция	Температура кипения, °C	Контейнер					
		3365		3542		5092	
		Молярная масса, г/моль					
		19,09		19,14		19,36	
		Массовая доля, %	Мольная доля, %	Массовая доля, %	Мольная доля, %	Массовая доля, %	Мольная доля, %
N ₂	-195,8	3,1525	2,1482	3,2334	2,2096	3,1316	2,1640
CO ₂	-78,5	0,2215	0,0961	0,3605	0,1568	0,2655	0,1168
CH ₄	-161,5	75,5838	89,9349	75,2905	89,8440	74,3807	89,7487
C ₂ H ₆	-88,6	7,3922	4,6927	7,3114	4,6548	7,2525	4,6688
C ₃ H ₈	-42,1	2,7047	1,1708	2,6721	1,1600	2,6547	1,1653
i-C ₄ H ₁₀	-11,7	0,7613	0,2500	0,7525	0,2478	0,7483	0,2492
n-C ₄ H ₁₀	-0,5	1,1171	0,3669	1,1058	0,3642	1,0995	0,3662
i-C ₅ H ₁₂	27,9	0,6804	0,1800	0,6733	0,1787	0,6753	0,1812
n-C ₅ H ₁₂	36,1	0,5338	0,1412	0,5291	0,1404	0,5327	0,1429
F 45-60	52,5	0,1233	0,0272	0,1219	0,0270	0,1247	0,0279
F 60-70	65	0,8000	0,1662	0,7998	0,1666	0,8257	0,1739
F 70-80	75	0,0453	0,0090	0,0483	0,0096	0,0482	0,0097
F 80-90	85	0,1265	0,0240	0,1358	0,0258	0,1345	0,0258
F 90-100	95	0,6094	0,1103	0,6326	0,1148	0,6818	0,1251
F 100-110	105	0,1615	0,0279	0,1691	0,0293	0,1845	0,0324
F 110-120	115	0,3895	0,0644	0,3954	0,0656	0,4613	0,0774
F 120-130	125	0,1967	0,0311	0,1999	0,0317	0,2361	0,0378
F 130-140	135	0,1557	0,0235	0,1592	0,0241	0,1887	0,0289
F 140-150	145	0,2763	0,0400	0,2800	0,0407	0,3388	0,0498
F 150-160	155	0,2353	0,0327	0,2370	0,0330	0,2891	0,0407
F 160-170	165	0,2684	0,0358	0,2693	0,0360	0,3285	0,0444
F 170-180	175	0,2719	0,0348	0,2734	0,0351	0,3314	0,0430
F 180-190	185	0,2366	0,0290	0,2367	0,0291	0,2869	0,0357
F 190-200	195	0,2617	0,0309	0,2611	0,0309	0,3165	0,0379
F 200-210	205	0,2485	0,0282	0,2470	0,0281	0,3001	0,0345
F 210-220	215	0,3122	0,0341	0,3118	0,0341	0,3744	0,0414
F 220-230	225	0,2752	0,0288	0,2748	0,0289	0,3285	0,0349
F 230-240	235	0,3497	0,0353	0,3495	0,0353	0,4150	0,0424
F 240-250	245	0,2844	0,0276	0,2853	0,0278	0,3362	0,0331
F 250-260	255	0,3231	0,0302	0,3255	0,0305	0,3811	0,0362
F 260-270	265	0,2680	0,0242	0,2722	0,0246	0,3160	0,0289
F 270-280	275	0,2714	0,0236	0,2784	0,0243	0,3211	0,0283
F 280-290	285	0,2277	0,0191	0,2363	0,0199	0,2704	0,0230
F 290-300	295	0,1709	0,0138	0,1798	0,0146	0,2040	0,0168
F 300-310	305	0,1890	0,0148	0,2011	0,0158	0,2257	0,0179
F 310-320	315	0,1639	0,0124	0,1774	0,0134	0,1980	1,5 E-02
F 320-330	325	0,1048	0,0076	0,1155	0,0084	0,1291	9,6 E-03
F 330-340	335	0,1098	0,0077	0,1230	0,0087	0,1371	9,8 E-03
F 340-350	345	0,0880	0,0060	0,1000	0,0068	0,1129	7,8 E-03
F 350-360	355	0,0853	0,0056	0,0984	0,0065	0,1121	7,5 E-03
F 360-370	365	0,0550	0,0035	0,0647	0,0041	0,0746	4,8 E-03
F 370-380	375	0,0532	0,0033	0,0634	0,0039	0,0741	4,6 E-03
F 380-390	385	0,0400	0,0024	0,0485	0,0029	0,0573	3,5 E-03
F 390-400	395	0,0278	0,0016	0,0343	0,0020	0,0410	2,4 E-03
F 400-410	405	0,0172	9,6 E-04	0,0217	0,0012	0,0262	1,5 E-03
F 410-420	415	0,0103	5,6 E-04	0,0136	7,4 E-04	0,0163	8,9 E-04
F 420-430	425	0,0077	4,0 E-04	0,0105	5,5 E-04	0,0119	6,3 E-04
F 430-440	435	0,0056	2,8 E-04	0,0080	4 E-04	0,0086	4,4 E-04
F 440-450	445	0,0034	1,7 E-04	0,0053	2,6 E-04	0,0058	2,9 E-04



F 450–460	455	0,0017	8,2 E-05	0,0033	1,6 E-04	0,0033	1,6 E-04
F 460–470	465	6,0 E-04	2,8 E-05	0,0020	9,1 E-05	0,0015	6,9 E-05
F 470–480	475	–	–	6,2 E-04	2,8 E-05	4,9 E-04	2,2 E-05
Сумма		100	100	100	100	100	100

Таблица 3. Компонентно-фракционные составы глубинных проб пластового газа, дифференцированные по количеству атомов углерода
Table 3. Component-fractional compositions of carbon atom number-differentiated downhole samples of formation gas

Компонент и фракция	Температура кипения, °С	Контейнер					
		3365		3542		5092	
		Молярная масса, г/моль					
		19,09		19,14		19,36	
		Массовая доля, %	Мольная доля, %	Массовая доля, %	Мольная доля, %	Массовая доля, %	Мольная доля, %
N ₂	-195,8	3,1525	2,1479	3,2334	2,2094	3,1316	2,1637
CO ₂	-78,5	0,2215	0,0961	0,3605	0,1568	0,2655	0,1168
CH ₄	-161,5	75,5838	89,9249	75,2905	89,8339	74,3807	89,7378
C ₂ H ₆	-88,6	7,3922	4,6922	7,3114	4,6543	7,2525	4,6682
C ₃ H ₈	-42,1	2,7047	1,1707	2,6721	1,1599	2,6547	1,1652
i-C ₄ H ₁₀	-11,7	0,7613	0,2500	0,7525	0,2478	0,7483	0,2492
n-C ₄ H ₁₀	-0,5	1,1171	0,3669	1,1058	0,3642	1,0995	0,3661
i-C ₅ H ₁₂	27,9	0,6804	0,1800	0,6733	0,1786	0,6753	0,1812
n-C ₅ H ₁₂	36,1	0,5338	0,1412	0,5291	0,1404	0,5327	0,1429
F C ₆	52,5	0,8044	0,1775	0,8027	0,1776	0,8274	0,1851
F C ₇	83,8	0,8007	0,1524	0,8324	0,1589	0,8760	0,1691
F C ₈	112,2	0,7833	0,1312	0,8027	0,1349	0,9160	0,1556
F C ₉	138,4	0,5102	0,0761	0,5189	0,0776	0,6225	0,0941
F C ₁₀	162,7	0,6005	0,0807	0,6036	0,0814	0,7356	0,1003
F C ₁₁	185,2	0,5483	0,0672	0,5490	0,0675	0,6651	0,0827
F C ₁₂	206,3	0,5520	0,0623	0,5498	0,0623	0,6653	0,0762
F C ₁₃	226	0,5815	0,0607	0,5808	0,0608	0,6934	0,0734
F C ₁₄	244,7	0,5585	0,0543	0,5600	0,0546	0,6605	0,0651
F C ₁₅	262,3	0,4971	0,0453	0,5034	0,0460	0,5862	0,0542
F C ₁₆	279	0,4201	0,0360	0,4327	0,0372	0,4976	0,0433
F C ₁₇	294,9	0,2780	0,0225	0,2922	0,0237	0,3315	0,0272
F C ₁₈	310,1	0,2705	0,0208	0,2901	0,0223	0,3245	0,0253
F C ₁₉	324,6	0,1579	0,0115	0,1737	0,0127	0,1941	0,0144
F C ₂₀	338,4	0,1403	0,0098	0,1578	0,0110	0,1764	0,0125
F C ₂₁	351,8	0,1133	0,0075	0,1301	0,0087	0,1479	0,0100
F C ₂₂	364,6	0,0725	0,0046	0,0850	0,0054	0,0979	0,0063
F C ₂₃	376,9	0,0624	0,0038	0,0746	0,0046	0,0872	0,0054
F C ₂₄	388,8	0,0409	0,0024	0,0500	0,0030	0,0593	0,0035
F C ₂₅	400,3	0,0249	0,0014	0,0311	0,0018	0,0373	0,0021
F C ₂₆	411,3	0,0134	7,3 E-04	0,0174	9,6 E-04	0,0210	0,0012
F C ₂₇	422,1	0,0087	4,6 E-04	0,0118	6,3 E-04	0,0137	7,3 E-04
F C ₂₈	432,5	0,0063	3,2 E-04	0,0088	4,5 E-04	0,0096	5,0 E-04
F C ₂₉	442,5	0,0039	1,9 E-04	0,0059	2,9 E-04	0,0064	3,2 E-04
F C ₃₀	452,3	0,0021	9,9 E-05	0,0036	1,7 E-04	0,0038	1,9 E-04
F C ₃₁	461,8	8,6 E-04	4 E-05	0,0022	1 E-04	0,0019	8,7 E-05
F C ₃₂	471	1,4 E-04	6,5 E-06	0,0010	4,7 E-05	7,3 E-04	3,4 E-05
F C ₃₃	480	–	–	1,7 E-04	7,9 E-06	1,6 E-04	7,2 E-06
Сумма		100	100	100	100	100	100

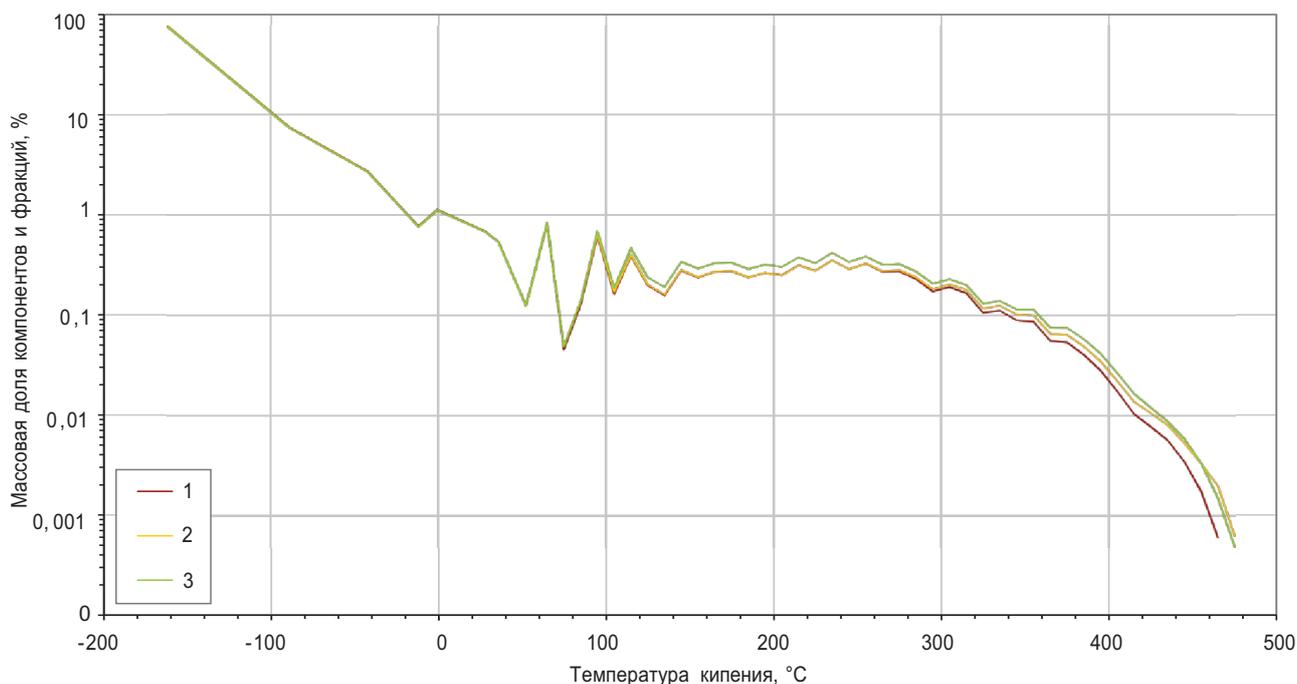


Рис. 4. Компонентно-фракционные составы глубинных проб пластового газа:

1 – контейнер № 3365; 2 – контейнер № 3542; 3 – контейнер № 5092

Fig. 4. Component-fractional compositions of formation gas downhole samples:

1 – container no. 3365; 2 – container no. 3542; 3 – container no. 5092

ная информация о компонентно-фракционном составе сырья. В таких случаях необходимо получать детальное представление состава до отдельных углеводородов C_5 и далее узкими фракциями до C_{44} или температур кипения порядка $500\text{ }^\circ\text{C}$ и выше [20].

Составы всех исследованных газов представлены в двух видах: в развернутой компонентно-фракционной форме (когда неуглеводородные компоненты и углеводороды от метана до пентанов представлены индивидуально, а углеводороды тяжелее пентанов сгруппированы в узкие десятиградусные фракции, ранжированные по температурам кипения углеводородов (см. табл. 2)) и в стандартной форме (когда компоненты тяжелее пентана представляются в виде фракций по числу атомов углерода с более или менее тяжелым остатком (см. табл. 3)).

Результаты исследования показали, что компонентно-фракционный состав пластового флюида Ковыктинского газоконденсатного месторождения характеризуется высоким содержанием метана и легких углеводородов. Анализ физических свойств подтверждает возможность эффективного использования существующих технологий для добычи газа. Полученные данные подчеркивают важность комплексного подхода к анализу пластовых флюидов в условиях современного нефтега-

зового производства и могут служить основой для дальнейших исследований в области разработки газоконденсатных месторождений.

Заключение

При исследовании Ковыктинского месторождения проводились лабораторные физико-химические и аналитические исследования глубинных проб пластового флюида. В ходе работы было определено, что по фазовому составу пробы являются пластовым газом.

Для пластового газа была проведена дегазация, определены подробный компонентно-фракционный состав газа дегазации и дегазированного конденсата, экспериментально показано влияние давления и температуры на плотность и вязкость проб пластового газа. В процессе исследования был детально рассчитан состав пластового газа на основе составов газа дегазации и дегазированного конденсата по принципу материального баланса.

Результаты расчетов компонентно-фракционного состава добываемого пластового флюида Ковыктинского газоконденсатного месторождения предоставляют важную информацию для оптимизации процессов его разработки и могут быть использованы для повышения эффективности добычи углеводородов на данном месторождении.



Список источников

1. Кокарев П.Н., Сердюкова В.А., Диких И.А. Особенности строения пород-коллекторов парфёновского горизонта Ковыктинской зоны газонакопления по материалам геофизического исследования скважин и результатам испытаний скважин // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2018. Т. 41. № 3. С. 78–92. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-3-78-92>. EDN: YMMCOD.
2. Касперович А.Г., Крайн Д.Р., Омельченко О.А., Мурыхныч Н.А., Рычков Д.А., Фатеев Д.Г. [и др.]. Проблемы и возможности совершенствования исследования и моделирования газоконденсатных флюидов // Вести газовой науки. 2021. № 1. С. 149–156. EDN: BAVWPV.
3. Булейко В.М., Григорьев Б.А., Овсяникова М.С. Исследование фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором // Вести газовой науки. 2017. № 2. С. 4–13. EDN: ZIDUOJ.
4. Мавлетдинов М.Г. Оценка типа пластового флюида, добываемого из скважин газонефтяной залежи, по компонентному составу проб газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 2. С. 162–174. <https://doi.org/10.29222/irng.2078-5712.2022-37.art12>. EDN: MYVVUR.
5. Арыстанбекова С.А., Волынский А.Б. Сравнительная характеристика единиц концентрации применительно к стандартным образцам для газохроматографического анализа углеводородных проб // Стандартные образцы. 2014. № 4. С. 5–9. EDN: TKUHSF.
6. Арыстанбекова С.А., Волынский А.Б. Современные подходы к определению углеводородного состава газового конденсата // Газовая промышленность. 2019. № 8. С. 40–47. EDN: XOTRDA.
7. Мешков А.В., Осипов Е.В. Особенности анализа состава сжиженных углеводородных газов. Разработка стандартных образцов сжиженных углеводородных газов в баллонах постоянного давления // Стандартные образцы. 2014. № 1. С. 62–65. EDN: SLTAHJ.
8. Назыров М.Р., Еремеева С.В., Валева О.Н., Швец А.Н., Овчаренко А.И. Особенности учета углеводородов C_{5+6} в добываемой пластовой смеси Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. № 12. С. 52–56. EDN: ZXGUKF.
9. Арыстанбекова С.А., Волынский А.Б., Прудников И.А. Современные методы газохроматографического анализа нестабильного газового конденсата. М.: Изд-во ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. 180 с. EDN: QKKKRX.
10. Вяхирев Д.А., Брук А.И., Фуглина С.А. Объемно-хроматографический метод анализа смесей углеводородов в газовой фазе // Труды Комиссии по аналитической химии. 1955. Т. 6. № 9. С. 137.
11. Юрил Я.Э., Леонтьев С.А., Рогалев М.С. Дегазация нестабильных жидких углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 7. С. 50–53. EDN: XANSEV.
12. Егзарьянц С.В. Хроматографические методы анализа нефтепродуктов // Вестник Московского университета. Серия 2: Химия. 2009. Т. 50. № 2. С. 75–99. EDN: KWUKRP.
13. Вигдергауз М.С. Газовая хроматография как метод исследования нефти: монография. М.: Наука, 1973. 256 с. EDN: YNCSHZ.
14. Trestianu S., Zilioli G., Sironi A., Saravalle C., Munari F., Galli M., et al. Automatic simulated distillation of heavy petroleum fractions up to 800 °C TBP by capillary gas chromatography. Part I: Possibilities and limits of the method // Journal of High Resolution Chromatography. 1985. Vol. 8. Iss. 11. P. 771–781. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240081113>.
15. Lipsky S.R., Duffy M.L. High temperature gas chromatography: the development of new aluminum clad flexible fused silica capillary columns coated with thermostable nonpolar phases: Part 2 // Journal of High Resolution Chromatography. 1986. Vol. 9. Iss. 12. P. 725–730. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240091203>.
16. Curvers J., van den Engel P. Gas chromatographic method for simulated distillation up to a boiling point of 750 °C using temperature programmed injection and high temperature fused silica wide-bore columns // Journal of High Resolution Chromatography. 1989. Vol. 12. Iss. 1. P. 16–22. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240120106>.
17. Firor R.L., Philips R.J. Fused silica columns for high-temperature simulated distillation // Journal of High Resolution Chromatography. 1989. Vol. 12. Iss. 3. P. 181–183. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240120316>.
18. Subramanian M., Deo M.D., Hanson F.V. Compositional analysis of bitumen and bitumen-derived products // Journal of Chromatographic Science. 1996. Vol. 34. Iss. 1. P. 20–26. <https://doi.org/10.1093/chromsci/34.1.20>.
19. Nazeri M., Chapoy A., Valtz A., Coquelet C., Tohidi B. New experimental density data and derived thermophysical properties of carbon dioxide – sulphur dioxide binary mixture (CO_2-SO_2) in gas, liquid and supercritical phases from 273 K to 353 K and at pressures up to 42 MPa // Fluid Phase Equilibria. 2017. Vol. 454. P. 64–77. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2017.09.014>.
20. Нестеренко А.Н., Касперович А.Г., Омельченко О.А., Рычков Д.А., Якушенко Е.А. Практический опыт, проблемы и пути совершенствования методов определения и прогноза составов добываемого сырья газоконденсатных месторождений для адекватного моделирования его промысловой подготовки, транспорта и переработки // Вести газовой науки. 2016. № 4. С. 27–36. EDN: YKOWOF.

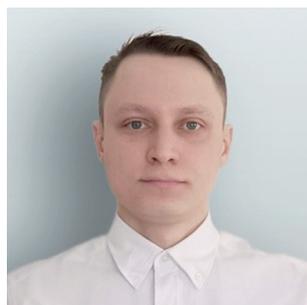
References

1. Kokarev P.N., Serdyukova V.A., Dikikh I.A. Structural features of Parfenovsky horizon reservoir formations of the Kovykta gas condensate field by well logging data and well testing results. *Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits*. 2018;41(3):78-92. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2018-41-3-78-92>. EDN: YMMCOD.



2. Kasperovich A.G., Krayn D.R., Omelchenko O.A., Murykhnykh N.A., Rychkov D.A., Fateyev D.G., et al. Challenges and capabilities to perfect studying and modelling of gas-condensate fluids. *Vesti gazovoy nauki*. 2021;1:149-156. (In Russ.). EDN: BAVWPV.
3. Buleiko V.M., Grigoryev B.A., Ovsyanikova M.S. Investigation of phase behavior of hydrocarbon mixtures with low condensate ratios. *Vesti gazovoy nauki*. 2017;2:4-13. (In Russ.). EDN: ZIDUOJ.
4. Mavletdinov M.G. Assessment of the type of reservoir fluid extracted from wells of a gas and oil deposit by the component composition of gas samples. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022;2:162-174. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art12>. EDN: MYVVRU.
5. Arystanbekova S.A., Volynskii A.B. Comparative characteristic of concentration units relating to reference materials for gas chromatography analysis of hydrocarbon samples. *Measurement Standards. Reference Materials*. 2014;4:5-9. (In Russ.). EDN: TKUHSF.
6. Arystanbekova S.A., Volynskii A.B. Modern approaches to the determination of hydrocarbon composition of gas condensate. *Gazovaya promyshlennost'*. 2019;8:40-47. (In Russ.). EDN: XOTPDA.
7. Meshkov A.V., Osipov E.V. The distinctive features of the analysis of liquefied hydrocarbon gases composition. Development of reference materials of liquefied hydrocarbon gases in constant pressure cylinders. *Measurement Standards. Reference Materials*. 2014;1:62-65. (In Russ.). EDN: SLTAHJ.
8. Nazyrov M.P., Yeremeeva S.V., Valeeva O.N., Shvets A.N., Ovcharenko A.I. Features of accounting of the C_{5+H} hydrocarbons in the extracted formation fluid of the Orenburgskoe oil and gas condensate field. *Gazovaya promyshlennost'*. 2017;12:52-56. (In Russ.). EDN: ZXGUKF.
9. Arystanbekova S.A., Volynskii A.B., Prudnikov I.A. *Modern methods of gas chromatographic analysis of unstable gas condensate*. Moscow: PJSC Gazprom VNIIGAZ; 2011, 180 p. (In Russ.). EDN: QKKKPX.
10. Vyakhirev D.A., Bruk A.I., Fuglina C.A. Volumetric chromatographic method for the analysis of hydrocarbon mixtures in gas phase. *Trudy Komissii po analiticheskoi khimii*. 1955;6(9):137. (In Russ.).
11. Yuril Ya.E., Leontiev S.A., Rogalev M.S. Degassing of unstable liquid hydrocarbons. *Exposition Oil Gas*. 2016;7:50-53. (In Russ.). EDN: XANSEV.
12. Yegazariyants S.V. Chromatographic methods for the petroleum products analysis. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 2: Khimiya*. 2009;50(2):75-99. (In Russ.). EDN: KWUKRP.
13. Vigdergauz M.S. *Gas chromatography as a method for the investigation of petroleum*. Moscow: Nauka; 1973, 256 p. (In Russ.). EDN: YNCSHZ.
14. Trestianu S., Zilioli G., Sironi A., Saravalle C., Munari F., Galli M., et al. Automatic simulated distillation of heavy petroleum fractions up to 800 °C TBP by capillary gas chromatography. Part I: Possibilities and limits of the method. *Journal of High Resolution Chromatography*. 1985;8(11):771-781. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240081113>.
15. Lipsky S.R., Duffy M.L. High temperature gas chromatography: the development of new aluminum clad flexible fused silica glass capillary columns coated with thermostable nonpolar phases: Part 2. *Journal of High Resolution Chromatography*. 1986;9(12):725-730. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240091203>.
16. Curvers J., van den Engel P. Gas chromatographic method for simulated distillation up to a boiling point of 750 °C using temperature programmed injection and high temperature fused silica wide-bore columns. *Journal of High Resolution Chromatography*. 1989;12(1):16-22. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240120106>.
17. Firor R.L., Phillips R.J. Fused silica columns for high-temperature simulated distillation. *Journal of High Resolution Chromatography*. 1989;12(3):181-183. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240120316>.
18. Subramanian M., Deo M.D., Hanson F.V. Compositional analysis of bitumen and bitumen-derived products. *Journal of Chromatographic Science*. 1996;34(1):20-26. <https://doi.org/10.1093/chromsci/34.1.20>.
19. Nazeri M., Chapoy A., Valtz A., Coquelet C., Tohidi B. New experimental density data and derived thermophysical properties of carbon dioxide – sulphur dioxide binary mixture (CO₂–SO₂) in gas, liquid and supercritical phases from 273 K to 353 K and at pressures up to 42 MPa. *Fluid Phase Equilibria*. 2017;454:64-77. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2017.09.014>.
20. Nesterenko A.N., Kasperovich A.G., Omelchenko O.A., Rychkov D.A., Yakushenko Ye.A. Practical experience, issues and ways to perfect methods for makeup and prediction of primary products composition of gas- condensate fields in order to simulate their field treatment, transfer and processing. *Vesti gazovoy nauki*. 2016;4:27-36. (In Russ.). EDN: YKOWOF.

Информация об авторе / Information about the author



Белькович Михаил Леонидович,
аспирант,
институт «Сибирская школа геонаук»,
Иркутский национальный исследовательский технический университет,
г. Иркутск, Россия,
✉ belkovichmikhail@yandex.ru
<https://orcid.org/0009-0002-9979-7445>
Mikhail L. Belkovich,
Postgraduate Student,
Siberian School of Geosciences,
Irkutsk National Research Technical University,
Irkutsk, Russia,
✉ belkovichmikhail@yandex.ru
<https://orcid.org/0009-0002-9979-7445>

**Вклад автора / Contribution of the author**

Автор выполнил исследовательскую работу, на основании полученных результатов провел обобщение, подготовил рукопись к печати.

The author performed the research, made a generalization on the basis of the results obtained and prepared the copyright for publication.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

The author declares no conflicts of interests.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The final manuscript has been read and approved by the author.

Информация о статье / Information about the article

Статья поступила в редакцию 03.05.2025; одобрена после рецензирования 29.05.2025; принята к публикации 08.06.2025.

The article was submitted 03.05.2025; approved after reviewing 29.05.2025; accepted for publication 08.06.2025.