



Научная статья
УДК 622.279.51
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2026.1.7>

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ С НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ КОНДЕНСАТА В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ

Розалия Кирилловна Добролюбова^{1*},
Екатерина Ивановна Инякина²,
Мохаммед Джавад Зейналабидин Альшейхли³,
Евгений Викторович Ваганов⁴,
Иван Игнатьевич Краснов⁵

- ^{1,5} Политехнический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова в г. Мирном (д. 14, ул. Ойунского, Мирный, Республика Саха (Якутия), 678174, Российская Федерация)
- ^{2,4} Тюменский индустриальный университет (д. 38, ул. Володарского, Тюмень, 625000, Российская Федерация)
- ³ Киркукский университет (ул. Аль-Саяда, Киркук, 36001, Ирак)
¹ rose941101@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3815-4550>
- ² injakinai@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6835-8955>
- ³ mohammed.jawad@uokirkuk.edu.id; <https://orcid.org/0000-0002-6679-2309>
- ⁴ e.v.vaganov@icloud.com; <https://orcid.org/0000-0002-0502-8948>
- ⁵ iikrasnov17@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-6368-3289>
- * Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

В процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений с низким содержанием жидких фракций углеводородов необходимо прогнозирование коэффициента извлечения конденсата (КИК), давления начала и максимальной конденсации многокомпонентной системы. Для изучения термодинамических свойств, применяемые отечественные установки класса УФР, УГК из-за конструктивных особенностей имеют большую погрешность измерений. Точность построения зависимости выпадения конденсата от изменения пластовых условий может быть неудовлетворительна и необходимо проведение дополнительных исследований. Существующие же графоаналитические методы определения конденсатоотдачи также не обладают достаточной точностью расчета. Целью работы является определение параметров газоконденсатной характеристики методом дифференциальной конденсации на установке – PVT фирмы Chandler Engineering, имеющей диапазон измерения давлений от атмосферного до 137,90 МПа и температуры до 204 °С. Находящийся непосредственно в ячейке PVT– соотношений бараскоп высокого разрешения позволяет с достаточной точностью получить изображение и истинное измерение выпавшей жидкой фазы. Данная установка позволила изучить углеводородные смеси с низким содержанием конденсата в пластовом газе. По результатам экспериментальных исследований построены зависимости выпавшей

жидкой фазы от изменения давления для углеводородных систем с низким содержанием конденсата в пределах от 3 до 30 г/м³ и выше. В работе на основании исследований определен текущий КИК, измерено давление начала конденсации многокомпонентной углеводородной системы для залежей Бованенковского месторождения, которое соответствует начальному пластовому давлению. Экспериментально получено давление максимальной конденсации газоконденсатных систем с низким содержанием конденсата в пластовом газе, находящееся в интервале от 0,40 до 0,60 МПа. Объектом термодинамических исследований является газоконденсатные залежи, которые при разработке в составе добываемой продукции имеют низкое содержание жидких фракций углеводородов.

Ключевые слова: газоконденсатная система, PVT–исследования, прогнозирование показателей разработки, коэффициент извлечения конденсата, низкое содержание конденсата в пластовом газе, давление максимальной конденсации

Для цитирования: Оценка результатов исследований при разработке залежей с низким содержанием конденсата в пластовом газе / Р.К. Добролюбова, Е.И. Инякина, М.Д.З. Альшейхли, Е.В. Ваганов, И.И. Краснов // Наука. Инновации. Технологии. 2026. № 1. С. 165-192. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2026.1.7>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 14.10.2025;
одобрена после рецензирования 16.01.2026;
принята к публикации 02.02.2026.

2.8.4. Development and operation of oil and gas fields Research article

Evaluation of research results in the development of deposits with low condensate content in reservoir gas

**Rozaliya K. Dobrolyubova^{1*},
Ekaterina I. Inyakina²,
Mohammed A. Alsheikhly³,
Evgeniy V. Vaganov⁴,
Ivan I. Krasnov⁵**

^{1,5} Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University (14, st. Oyunsky, Mirny, Republic of Sakha (Yakutia) 678174, Russian Federation))

^{2,4} Tyumen Industrial University (38, Volodarskogo, Tyumen, 625000, Russian Federation)

³ University of Kirkuk, Kirkuk, IRAQ

- ¹ rose941101@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3815-4550>
² injakinaei@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0001-6835-8955>
³ mohammed.jawad@uokirkuk.edu.id; <https://orcid.org/0000-0002-6679-2309>
⁴ e.v.vaganov@icloud.com; <https://orcid.org/0000-0002-0502-8948>
⁵ iikrasnov17@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-6368-3289>
* Corresponding author

Abstract.

In the process of developing oil and gas condensate fields with a low content of liquid hydrocarbon fractions, it is necessary to predict the condensate recovery factor (CRF), the onset pressure and maximum condensation of a multicomponent system. Due to their design features, domestically produced UFR and UGK units used to study thermodynamic properties have significant measurement errors. The accuracy of plotting the relationship between condensate formation and changes in reservoir conditions may be unsatisfactory, requiring further research. Existing graphical analytical methods for determining condensate recovery also lack sufficient calculation accuracy. The goal of this study is to determine gas condensate characteristics using differential condensation using a Chandler Engineering PVT unit, which has a pressure measurement range from atmospheric to 137.90 MPa and temperatures up to 204 °C. A high-resolution baroscope located directly in the PVT cell allows for accurate imaging and true measurement of the precipitated liquid phase. This setup allowed for the study of hydrocarbon mixtures with low condensate content in reservoir gas. Based on the results of experimental studies, dependencies of the precipitated liquid phase on pressure changes were constructed for hydrocarbon systems with a low condensate content in the range from 3 g/m³ to 30 g/m³ and higher. In this work, based on the research, the current CRF was determined, the pressure of the onset of condensation of a multicomponent hydrocarbon system for the deposits of the Bovanenkovo field was measured, which corresponds to the initial reservoir pressure. The maximum condensation pressure of gas condensate systems with low condensate content in reservoir gas was experimentally obtained, ranging from 0.40 MPa to 0.60 MPa. The object of thermodynamic research is gas condensate deposits, which, when developed as part of the extracted products, have low content of liquid hydrocarbon fractions.

Keywords:

gas condensate system, PVT studies, forecasting development indicators, condensate recovery factor, low condensate content in reservoir gas, maximum dew point pressure.

For citation:

Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Alsheikhly MDZ, Vaganov EV, Krasnov II. Evaluation of research results in the development of deposits with low condensate content in reservoir gas. *Science. Innovations. Technologies.* 2026;(1): 165-192. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2026.1.7>

Conflict of interest:

the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 14.10.2025;
approved after reviewing 16.01.2026;
accepted for publication 02.02.2026.

Введение

С использованием PVT-установки «Chandler Engineering 3000» методом дифференциальной конденсации исследовано фазовое поведение флюидальных систем, включая пластовые смеси с низким конденсатным фактором. Термодинамические свойства, зависимости выпавшей жидкой фазы от изменения давления, фазовые переходы жидких и газообразных углеводородов изучены в пределах от 3 до 50 г/м³ и выше [1,2,3].

На основе экспериментальных измерений пластовой системы залежей Бованенковского месторождения выявлено, что фазовое поведение углеводородных смесей с низким конденсатным фактором существенно отличается по сравнению с традиционными представлениями. Установлено, что многокомпонентные углеводородные смеси с низким содержанием конденсата имеют давление максимальной конденсации в интервале от 0,40 до 0,60 МПа. Полученные данные экспериментальных исследований многокомпонентных смесей способствуют оптимизации процесса разработки. Достоверность прогнозной величины КИК в большой степени определяется знанием фазовых переходов пластовых флюидов [4, 5]. Обозначенная проблема актуальна в связи с необходимостью разработки подобных месторождений с низким содержанием конденсата таких, как Чаяндинское в Якутии, Ковыктинское в Восточной Сибири и др. Конденсатный фактор залежей этих месторождений находится от 5,0 до 50 г/м³ в парфеновских залежах Ковыктинского месторождения. При таких конденсатных системах стандартные методы построения диаграмм зависимости объема потери конденсата от изменения давления становятся малоэффективными из-за низкой точности визуальной фиксации начала выпадения конденсата. Построение в широком диапазоне значений фазовых диаграмм пластовых флюидов с низким конденсатным фактором, позволяющих определять параметры начала выпадения конденсата с высокой точностью, требует применения нового экспериментального оборудования.

PVT-опыты проводились на установке «Chandler Engineering 3000» при пластовых термобарических условиях на рекомбинированных пробах газа сепарации и конденсата, методом дифференци-

альной конденсации [6, 7]. На основании проведенных опытов определено значение КИК, давление начала и максимальной конденсации. В рамках работы по данным исследований было выявлено, что давление максимальной конденсации изучаемой пластовой смеси варьируется от 0,40 до 0,60 МПа для условий разработки залежей Бованенковского месторождения [8,9].

Материалы и методы исследований

Изучение многокомпонентных смесей для получения достоверной информации о фазовых переходах пластового газа в процессе разработки нефтегазоконденсатных месторождений с низким содержанием конденсата осуществлялось на основании экспериментального моделирования. С целью получения данных, отражающих особенности пластовых смесей, применялась PVT-установка «Chandler Engineering». При исследовании за основу были взяты отечественные методики экспериментального моделирования, разработанные специалистами ООО «Газпром ВНИИ-ГАЗ» [10–12].

Отличительной особенностью конструкции оборудования является возможность проведения исследований углеводородных систем с низким содержанием конденсата. Лабораторные PVT-опыты проводились методом дифференциальной конденсации при постоянном объеме и пластовых термобарических условиях на рекомбинированных пробах пластового газа с низким содержанием конденсата. Замер объема выпавшего конденсата фиксировался в результате перемещения плавающего поршня. Он соединен с цифровым насосом объемного замещения (модель 2216). Снижение давления происходило ступенчато в режиме jog-mode при замере объема выпавшей жидкой фазы в PVT-ячейке. С помощью электромагнитной мешалки и акустический миксера ускоряется процесс стабилизации фаз. Весь процесс исследования можно разделить на несколько этапов:

1. Проведение PVT-экспериментов газоконденсатных систем по определению давления начала конденсации;
2. Проведение PVT-опытов по определению давления

максимальной конденсации и коэффициента конденсатоотдачи.

На основе полученных экспериментальных данных были построены графические зависимости пластовых потерь конденсата от снижения давления. Результаты исследований позволили определить для изучаемых пластовых смесей начальный и конечный КИК. В связи с тем, что данная проблематика недостаточно изучена был выполнен комплекс термодинамических исследований многокомпонентных систем с низким содержанием конденсата в газе для условий разработки залежей Бованенковского газоконденсатного месторождения [13-14].

Результаты исследований и их обсуждение

С целью эффективного прогнозирования показателей разработки газовых и газоконденсатных залежей требуются данные о прогнозном КИК, давлении начала и максимальной конденсации многокомпонентных пластовых флюидов. Во многих случаях не представляется возможным получить необходимый комплекс исходных параметров для определения потерь конденсата в залежи. По данным исследований в строении геологического разреза Бованенковского НГКМ принимают участие мезозойско-кайнозойский платформенный чехол и доюрский фундамент. Продуктивные пласты ханты-мансийской свиты ($XM_{1,2}$) представлены песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми с простоями тёмно-серых глин. В настоящее время определено снижение продуктивности скважин, так для исследуемого эксплуатационного объекта в 15 скважинах до 10 %, в 11 скважинах до 30 % и в трех скважинах от 30 до 50 %. В целом динамика снижения конденсатоотдачи соответствует проектной для месторождения, работающего на режиме истощения пластовой энергии. Наиболее вероятной причиной увеличения пластовых потерь и снижения КИК является увеличение конденсационной воды в продукции скважин. Изучение продуктивной характеристики (ИПГХ) при контроле за разработкой пласта $XM_{1,2}$, проводилось с использованием передвижного тест-сепаратора (ПТС), входящего в передвижной ком-

плекс для исследования и освоения скважин (ПКИОС). Режим работы ПТС задавался давлением в шлейфе. С его помощью проводились замеры дебита газа сепарации, конденсата и конденсационной воды по всем скважинам. На каждом режиме с МТСУ отбирались пробы конденсата, газа сепарации и пластовой воды. Так по двум скважинам № 5309, № 5310 исследования выполнены на одном режиме и по 7 скважинам № 5211, № 5212, № 5310, № 5411, № 5412, № 5609, № 6508) исследования проведены с замером дебита и отбором проб конденсата МТСУ и ПКИОС. Продолжительность работы скважин на исследуемых режимах изменялась в широком диапазоне времени от семи часов до 180 часов. Термобарические условия на первой ступени сепарации составили: давление 5,982 МПа – 8,198 МПа; температура изменялась в пределах 3,7 °С – 31,1 °С. Дебит газа сепарации изменялся от 154,13 тыс. м³/сут (скважина 5809) до 610,56 тыс. м³/сут (скважина 21009), при переходе на второй режим дебита газа сепарации увеличивался от 22,9 тыс. м³/сут до 82,4 тыс. м³/сут. На режимах дебит нестабильного конденсата изменялся от 0,027 м³/сут (скважина 6201) до 1,346 м³/сут (скважина 3612). КГФ на режимах ГКИ составил 0,104 – 7,310 см³/м³, коэффициент усадки нестабильного конденсата 0,82 – 0,99, дебит попутной воды 0,01 – 0,91 м³/сут. Зависимости изменения КГФ и коэффициента усадки конденсата от температуры сепарации МТСУ не прослеживается. Изменение КГФ и коэффициента усадки конденсата от температуры сепарации представлено на рисунке 1.

Определение состава пластового газа для каждого режима проводилось на основе результатов исследований проб газа сепарации и конденсата, выбранных по результатам процедуры оценки качества отобранных проб. По результатам исследований в газе сепарации молярная доля гомологов метана составляет: этана от 2,78 до 3,076 %; пропана от 0,023 до 0,04 %; бутанов от 0,007 до 0,098 %; жидких углеводородов от 0,012 до 0,073 %. Из неуглеводородных компонентов в составе газа определено содержание азота (до 0,74%), углекислого газа (0,152–0,732 %), гелия (0,00–0,006%), в единичных пробах водорода до 0,012 %. Газ имеет плотность 0,691–0,698 кг/м³, молярную массу 16,60–16,77 г/моль.

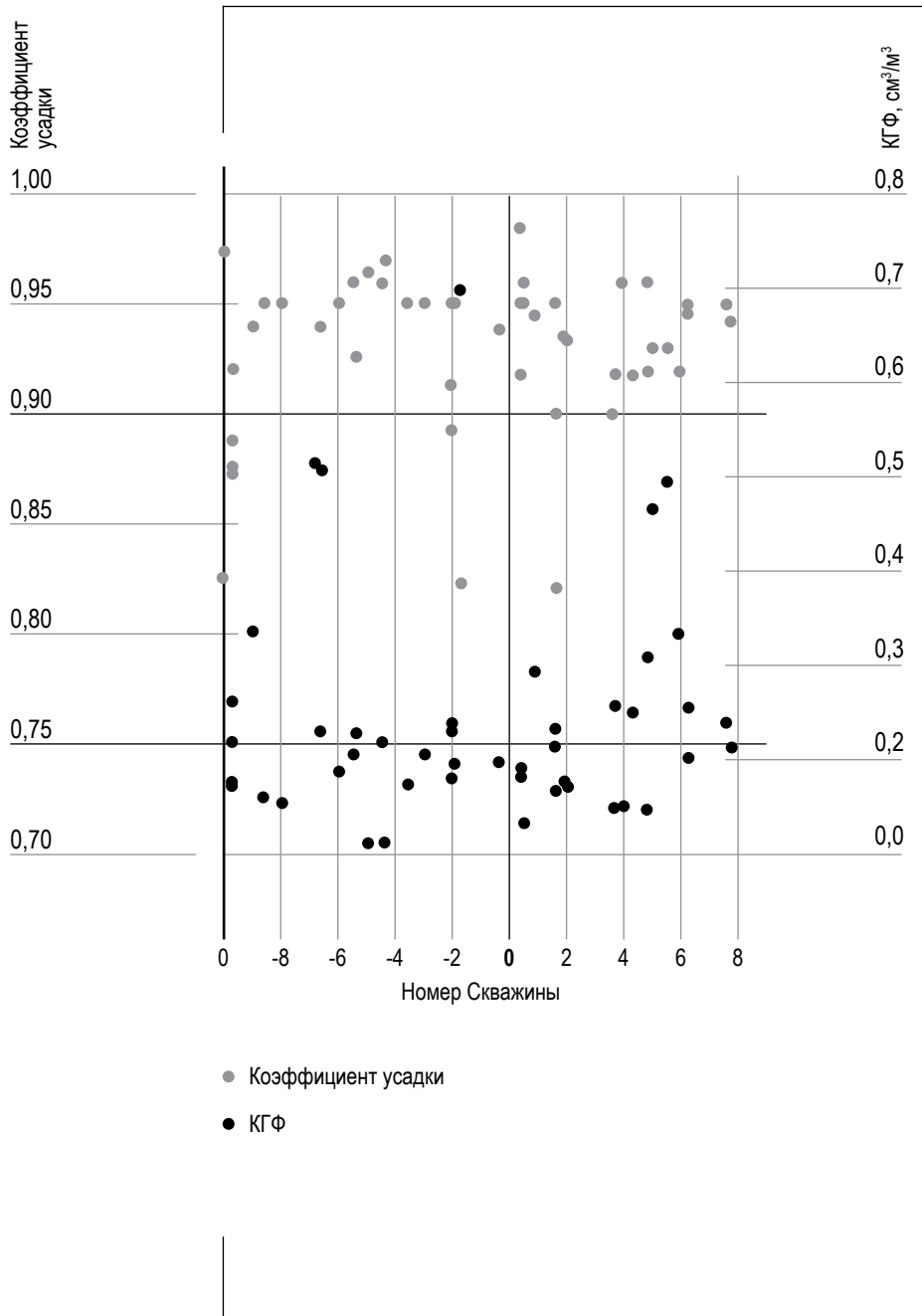


Рис. 1.

Изменение КГФ и коэффициента усадки конденсата от температуры сепарации.

Fig. 1. Change in the condensate-gas factor and the condensate shrinkage coefficient from the separation temperature.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

По результатам хроматографических исследований углеводородный ряд дегазированного конденсата определен до C_{20} -высш. В его составе молярное содержание УВ C_{1-4} по составляет от 0,646 %-мол. до 4,451 %-мол. Содержание промежуточных легкой части высококипящих углеводородов изменяется в достаточно широком диапазоне. По дегазированному конденсату физико-химическим методом определялась плотность, молярная масса рассчитывалась по результатам хроматографических исследований. По скважинам № 5211, № 5212, № 5310, № 5411, № 5412, № 5609, № 6508 состав пластового газа рассчитывался на основе результатов лабораторных исследований проб газа сепарации и нестабильного конденсата (рис. 2.).

На стадии геологоразведочных работ исследование сепарационных проб углеводородных систем, отобранных при изучении газоконденсатной характеристики Бованенковского месторождения, выполнялись на установке УГК-3. Для «тощих» углеводородных систем с потенциальным содержанием конденсатообразующих компонентов в пределах от 5 до 30 г/м³ для определения коэффициента конденсатоотдачи использовались графо-аналитические зависимости, полученные на основании обработки результатов экспериментальных исследований. Монограммы для определения КИК и потенциального содержания конденсата, построенные по экспериментальным данным для углеводородных систем с низким содержанием конденсата в пластовом газе представлены на рисунках 4 и 5. Так определенный расчетно-аналитическим методом КИК для залежей Бованенковского месторождения составил от 86 до 0,90.

С целью изучения термодинамических свойств, определения давления начала и максимальной конденсации были проанализированы результаты исследований на установке УГК-3. Эксперименты заключались в определении пластовых потерь конденсата на рекомбинированных пробах пластового газа при снижении от начального пластового до атмосферного давления. Моделирование процесса разработки выполнялось на истощение углеводородной смеси по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [8–10]. Результаты экспериментальных PVT-исследований представлены в таблице 1 и на рисунках 6–9.

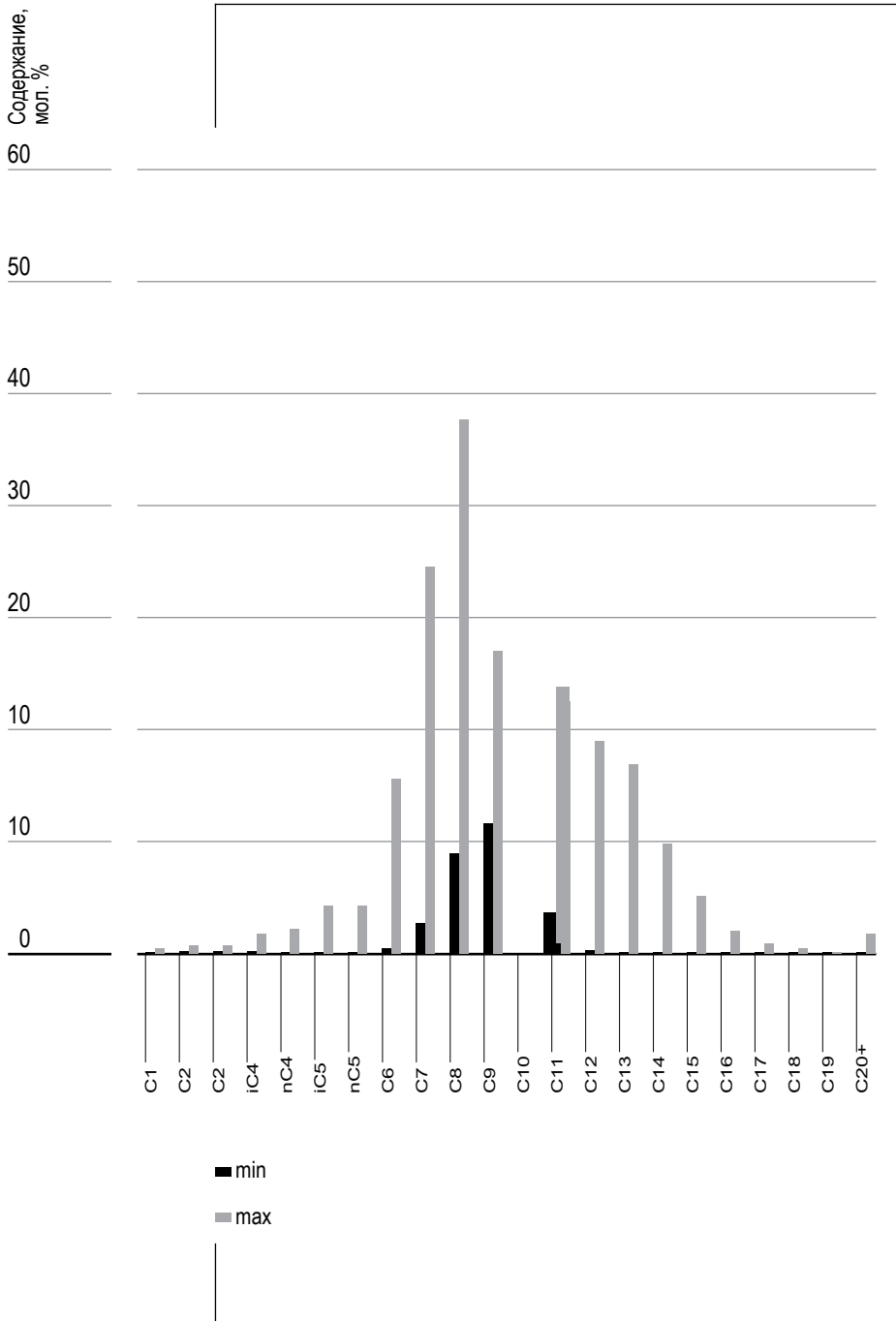


Рис. 2.

Углеводородный состав дегазированного конденсата

Fig. 2. Hydrocarbon composition of degassed condensate

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

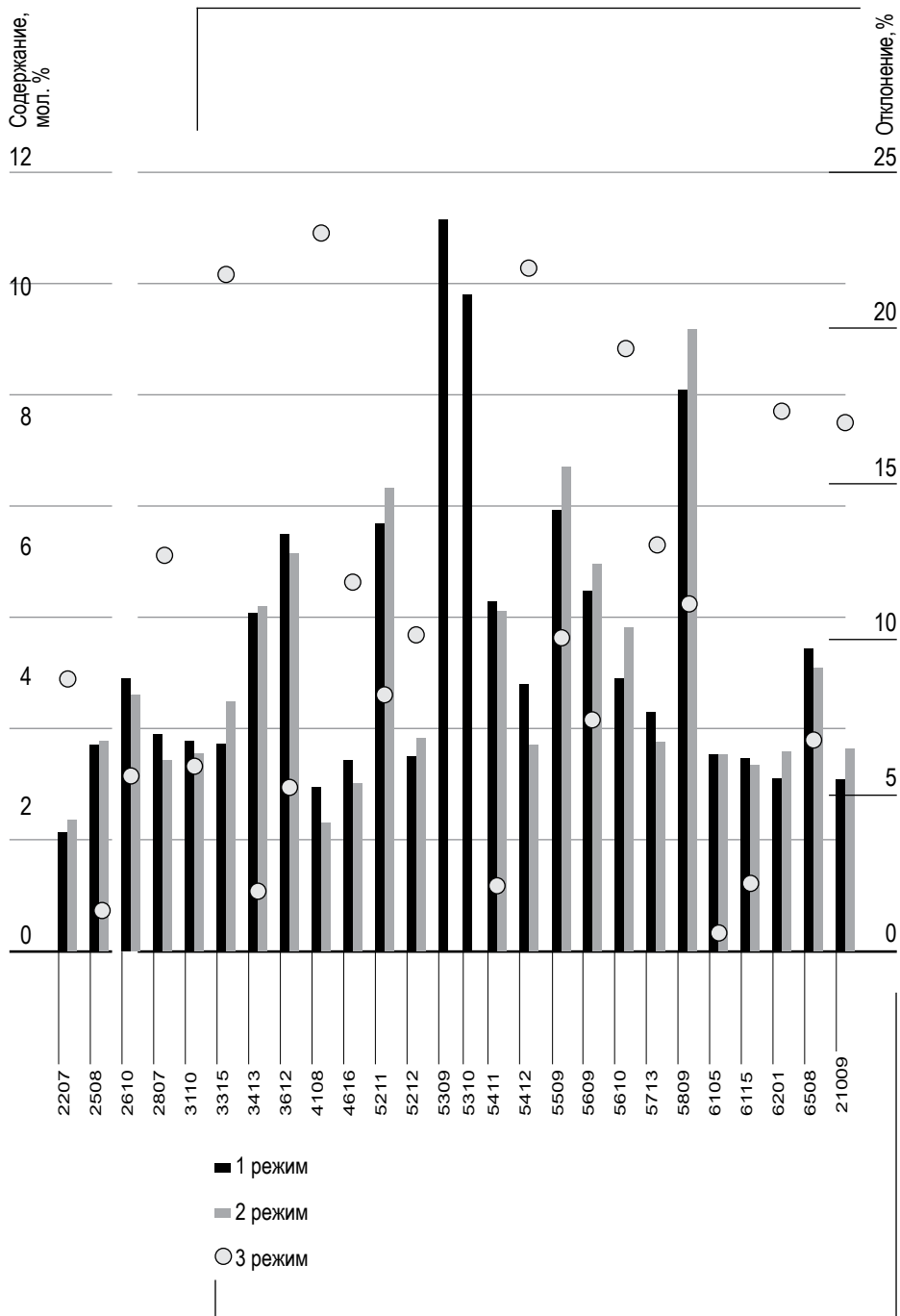


Рис. 3.

Изменение содержания конденсата в пластовом газе

Fig. 3. Change in condensate content in reservoir gas

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

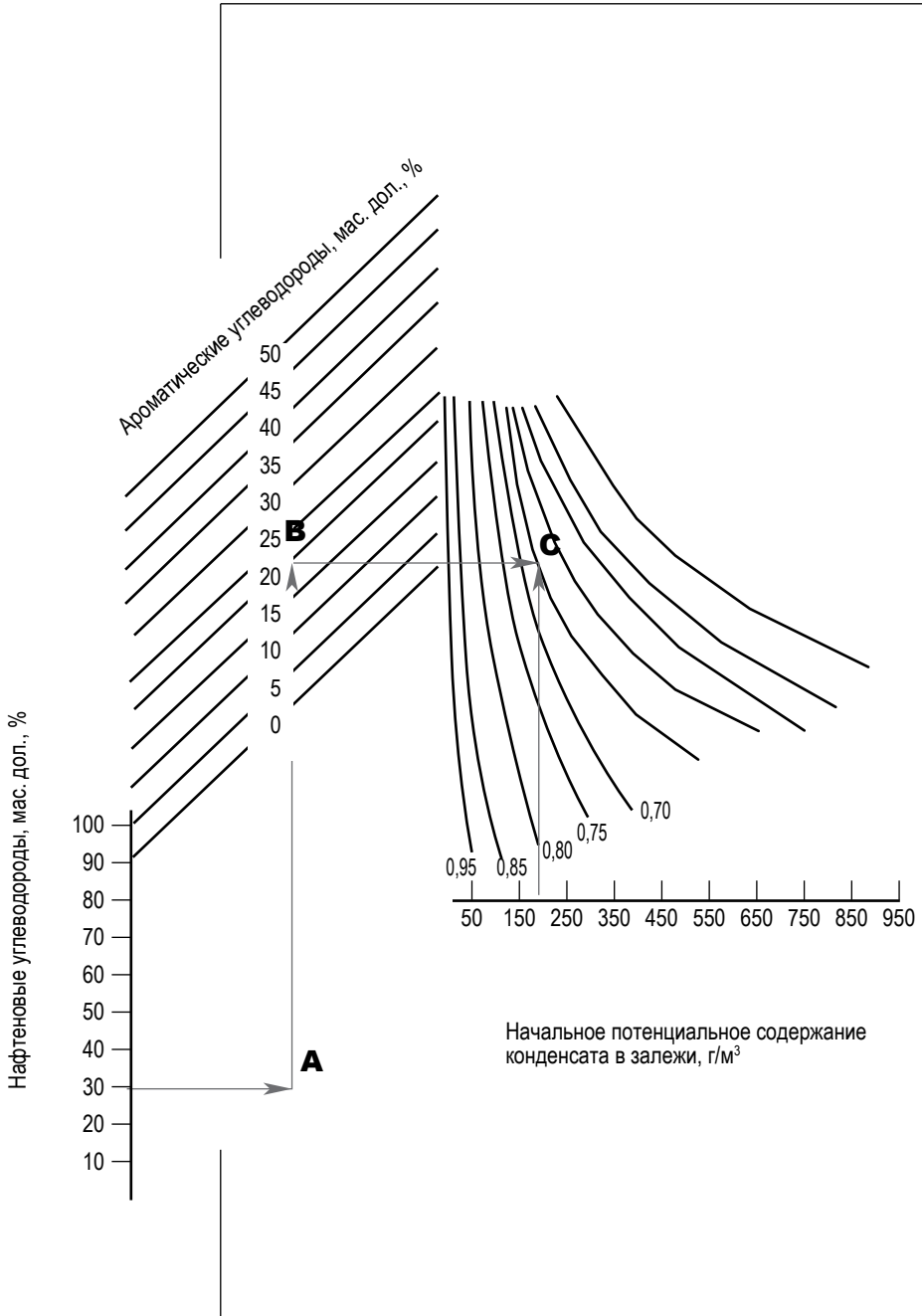


Рис. 4.

Монограммы для определения потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

Fig. 4. Monograms for determining the potential condensate content in reservoir gas.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

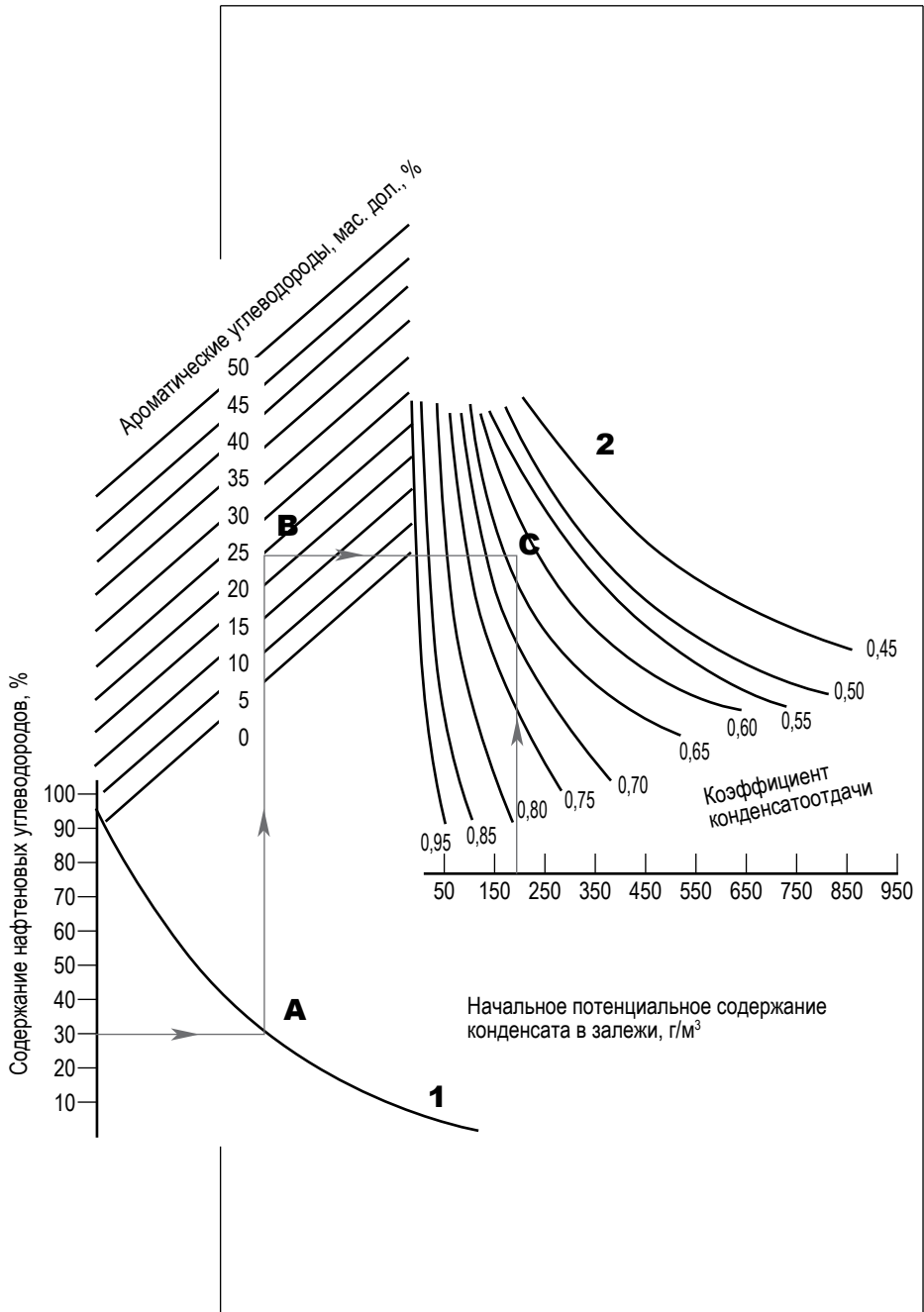


Рис. 5.

Обобщенные монограммы для определения конденсатоотдачи.

Fig. 5. Generalized monograms for determining condensate recovery.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

ТАБЛИЦА 1. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ КОНДЕНСАТА ПРИ СНИЖЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ИНТЕРВАЛАХ ОТ 1730 М ДО 1960 М
Table 1. Results of determining condensate losses with pressure reduction in intervals from 1730 m to 1960 m

Интервал отбора проб пластового газа							
(1730–1734 м)		(1786–1804 м)		(1815–1820 м)		(1950–1960 м)	
Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, см ³ /м ³	Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, см ³ /м ³	Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, см ³ /м ³	Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, см ³ /м ³
15,30	0,00	16,00	0,0	15,89	0,0	19,5	0,0
14,72	1,33	15,11	5,0	15,30	3,3	18,0	5,4
10,59	9,4	12,95	13,0	13,54	10,0	15,6	11,4
8,24	10,7	11,28	19,0	11,18	16,8	13,2	17,8
6,08	10,3	9,71	21,8	9,81	20,0	10,8	20,4
4,02	9,8	7,85	24,5	6,97	19,2	8,4	22,0
2,02	8,5	7,26	25,0	5,00	16,8	6,3	22,0
0,10	6,8	5,59	23,7	2,65	13,4	4,2	20,4
—	—	0,10	12,0	—	—	0,1	13,5

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

Исследования рекомбинированных проб пластового газа, отобранного в интервале 1730–1734 м с потенциальным содержанием конденсата до 30,5 г/м³ выполнялись на установке РVT-соотношений. При начальном пластовом давлении 15,78 МПа и температуре 52 °С давление начала конденсации составило 15,30 МПа, что на 0,48 МПа ниже пластового давления. Давление максимальной конденсации составило 8,24 МПа, КИК равен 0,90. Результаты экспериментальных исследований методом дифференциальной конденсации пластового газа, отобранного из интервала (1730–1734 м) приведены на рисунке 6.

По результатам экспериментальных исследований пластового газа, отобранного в интервале 1786–1804 м содержание конденсата составило 35,3 г/м³ при пластовом давлении 17,1 МПа и температуре 54 °С.

В данном эксперименте давление начала конденсации составило 16,0 МПа, что ниже пластового давления на 1,10 МПа. Давление максимальной конденсации равно 7,26 МПа, КИК составил 0,86.

По результатам экспериментальных исследований проб отобранных в интервале 1815–1820 м содержание конденсата в газе со-

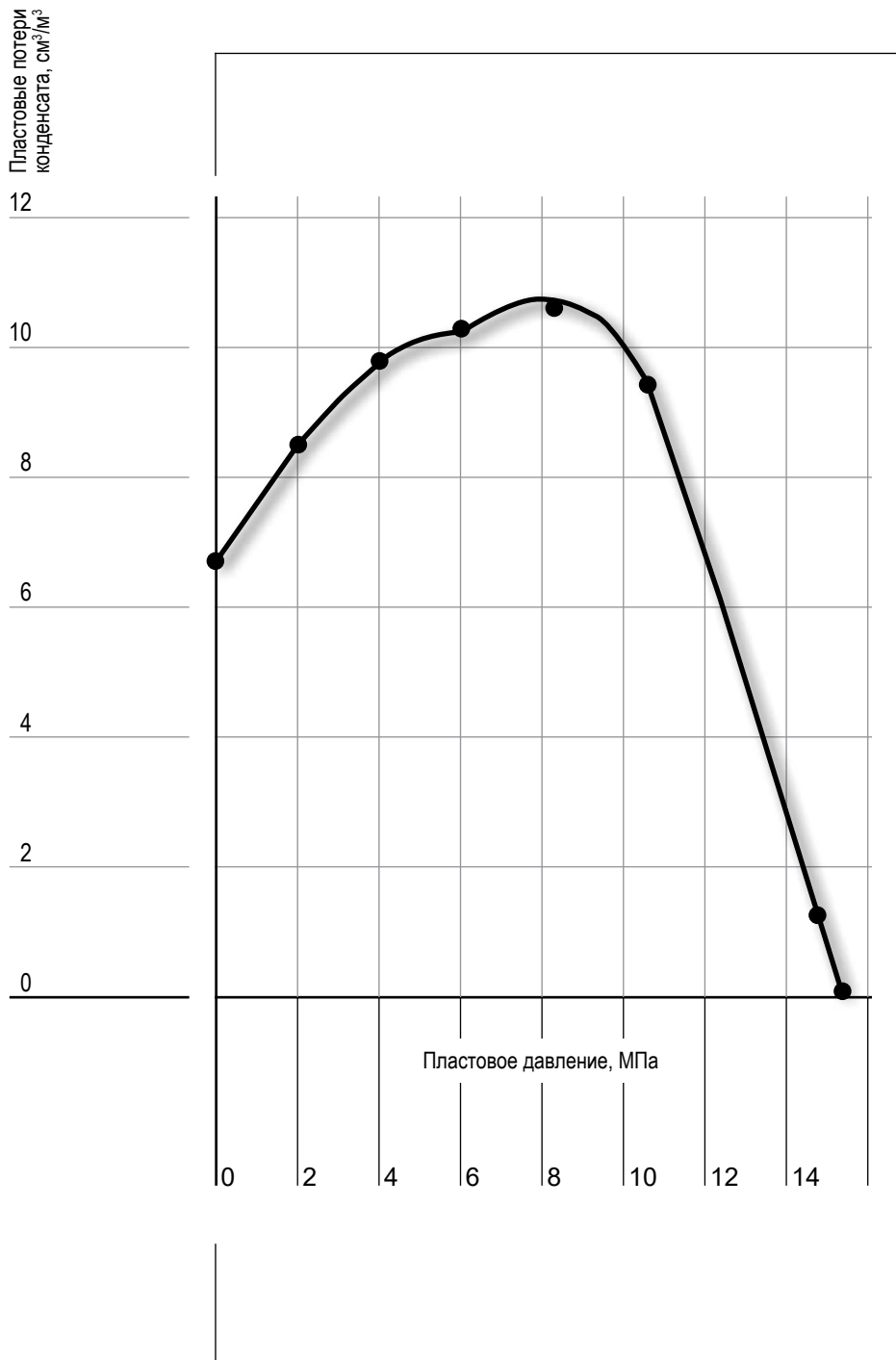


Рис. 6.

Зависимость пластовых потерь конденсата от изменения давления.

Fig. 6. Dependence of reservoir condensate losses on pressure changes.

Источник: составлено авторами. Source: compiled by the authors.

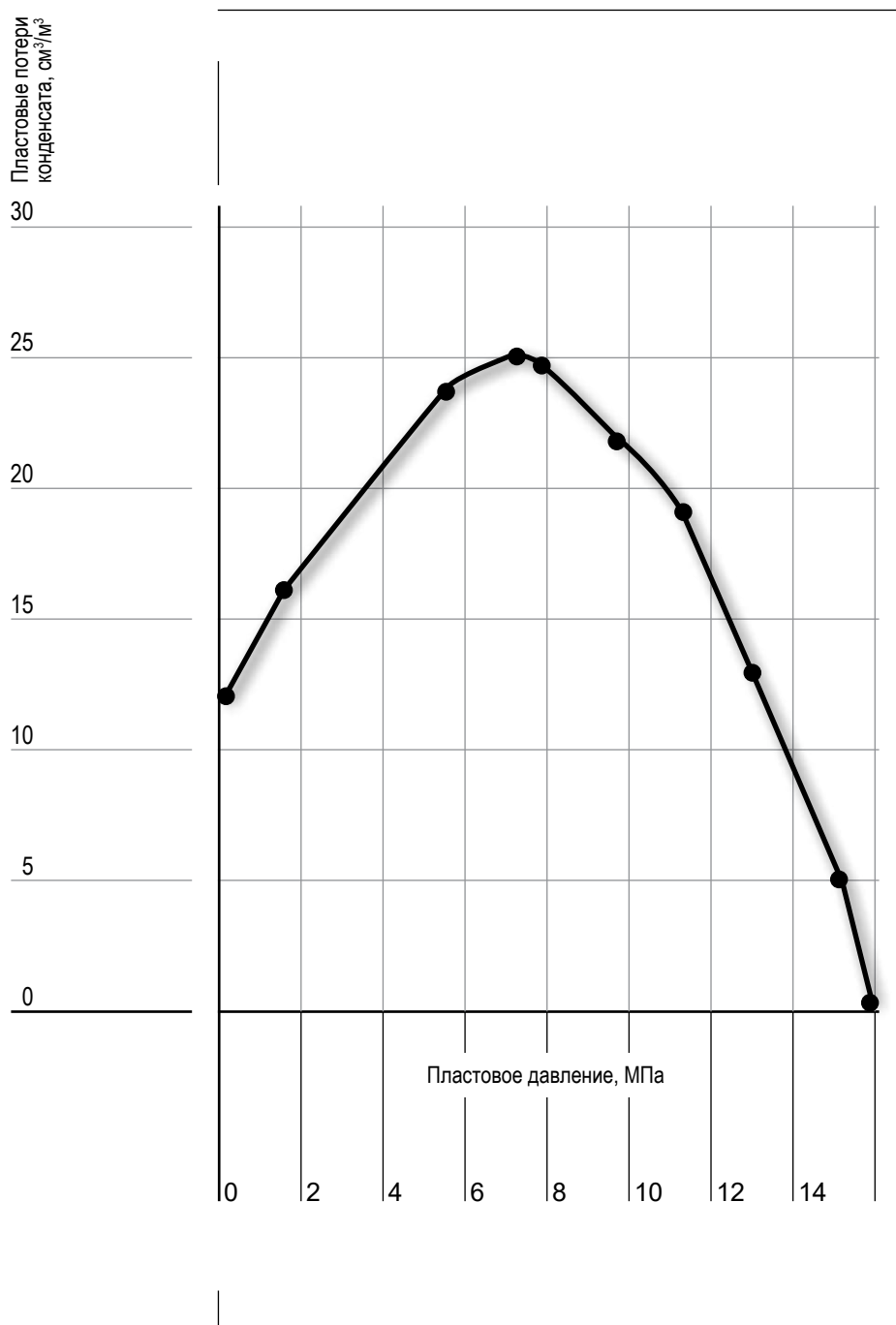


Рис. 7.

Результаты дифференциальной конденсации пластового газа, отобранного в интервале (1786–1804 м).

Fig. 7. Results of differential condensation of reservoir gas sampled in the interval (1786–1804 m).

Источник: составлено авторами. Source: compiled by the authors.

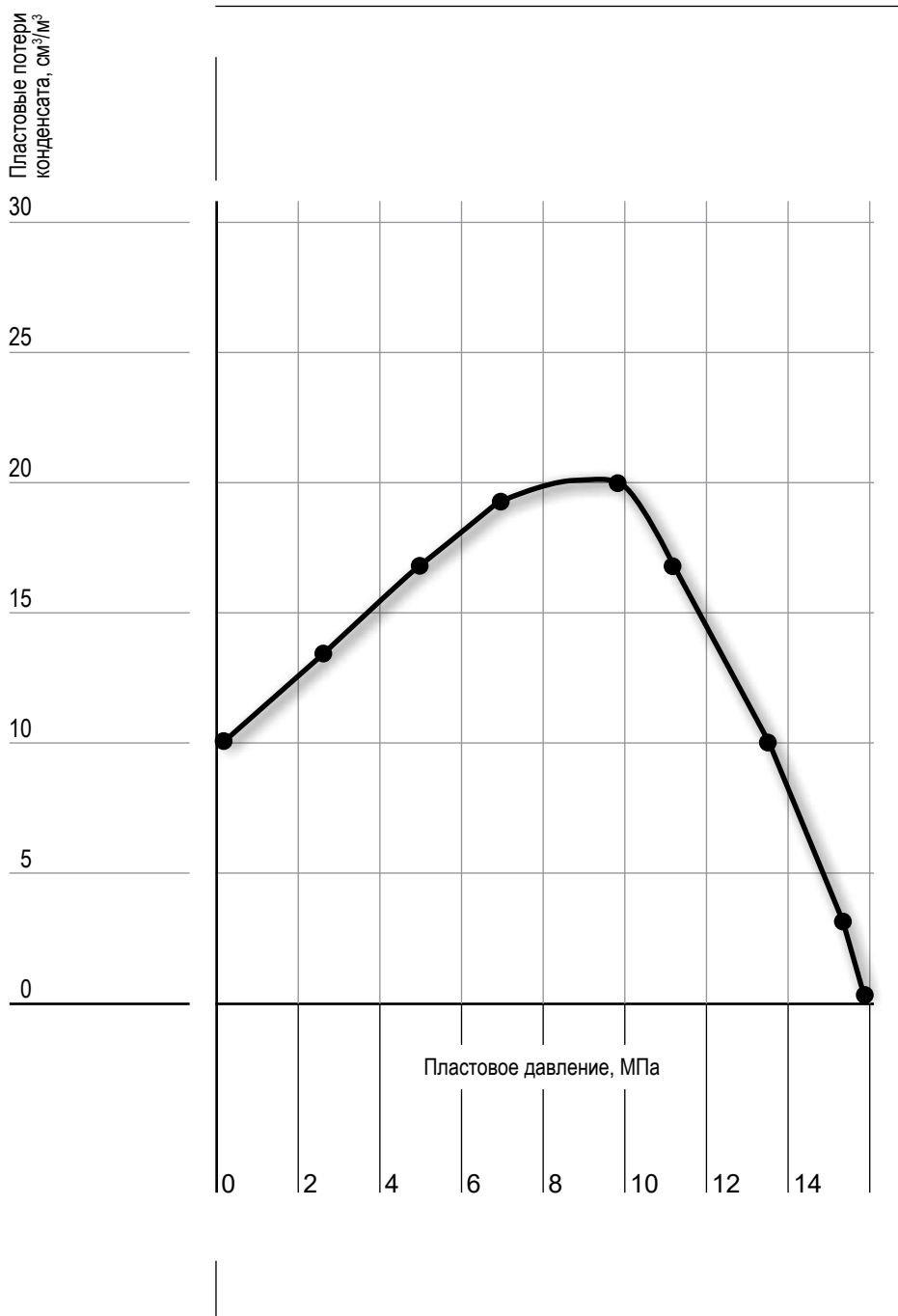


Рис. 8. Результаты дифференциальной конденсации пластового газа, отобранного в интервале (1815–1820 м).

Fig. 8. Results of differential condensation of reservoir gas sampled in the interval (1815–1820 m).

Источник: составлено авторами. Source: compiled by the authors.

ставило $37,5 \text{ г/м}^3$ при пластовом давлении $17,3 \text{ МПа}$ и температуре $56 \text{ }^\circ\text{C}$. При этом давление начала конденсации составило $15,9 \text{ МПа}$, что ниже пластового давления на $1,4 \text{ МПа}$. Давление максимальной конденсации равно $7,26 \text{ МПа}$, КИК составил $0,85$.

Результаты исследований рекомбинированных проб, отобранных из залежи в интервале $1900\text{--}1959 \text{ м}$, приведены в таблице 2 и на рисунках 9–11.

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕРЬ КОНДЕНСАТА ПРИ СНИЖЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ИНТЕРВАЛАХ ОТ 1900 м ДО 1958 м
Table 2. Results of determining condensate losses with a decrease in pressure in intervals from 1900 м to 1958 м

Интервал отбора проб пластового газа					
1900–1905 м		1980–1990 м		1942–1958 м	
Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$	Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$	Давление, МПа	Количество выделившегося конденсата, $\text{см}^3/\text{м}^3$
19,3	0,0	20,0	0,0	19,12	0,0
17,6	3,6	17,7	7,2	18,00	5,7
15,6	7,8	14,6	12,2	16,25	12,2
13,3	13,6	11,7	19,4	13,20	23,2
10,8	18,8	7,8	22,7	10,50	27,6
8,2	21,5	3,9	19,4	8,00	26,8
5,5	22	0,2	12,2	5,50	24,0
3,9	19,9	—	—	2,45	20,6
2,2	17,8	—	—	0,15	18,0
0,2	15	—	—	—	—

Источник: составлено авторами.
Source: compiled by the authors.

В результате исследований рекомбинированных проб сепарации, отобранных в интервале $1942\text{--}1958 \text{ м}$, содержание конденсата в газе составило $37,9 \text{ г/м}^3$ при пластовом давлении $19,3 \text{ МПа}$ и температуре $69 \text{ }^\circ\text{C}$. При этом давление начала конденсации составило $17,9 \text{ МПа}$, что ниже пластового давления на $1,4 \text{ МПа}$. Давление максимальной конденсации равно $8,0 \text{ МПа}$, КИК составил $0,86$. Смесь

находилась в двухфазном состоянии, полное растворение достигалось при давлении 19,8 МПа, КИК составил 0,869. Экспериментами по растворимости не было подтверждено содержание в пластовом газе конденсата, поэтому его значение определялось по номограмме с учетом насыщенности пластовой системы. Поскольку давление начала конденсации пластового газа превысило пластовое давление, то данные исследования признаны не представительными.

Для сравнения в настоящее время были проведены эксперименты на установке *PVT*-соотношений «Chandler Engineering-3000» для рекомбинированных проб газа сепарации и конденсата, отобранных в интервалах 1900–1905 м и 1980–1990 м. По расчетным данным у пробы, отобранной в интервале 1942–1958 м, содержание конденсата в газе 34,7 г/м³. Пластовое давление составило 19,51 МПа при температуре 67,5 °С, давление начала конденсации равно 19,51 МПа и равно пластовому давлению. Давление максимальной конденсации равно 7,26 МПа, КИК составил 0,870.

По результатам экспериментальных исследований рекомбинированной пробы пластового газа, отобранной в интервале 1980–1990 м и пластовом давлении 19,89 МПа при температуре 63 °С давление начала конденсации 19,89 МПа совпало с пластовым давлением. Давление максимальной конденсации равно 5,50 МПа, потери конденсат составили 22 г/м³ и конечный КИК равен 0,872.

Таким образом, следует отметить недостаточную изученность фазовых характеристик пластового газа, степень насыщенности пластов носит не однозначный характер. По большинству проведенных экспериментальных исследований пластовая газоконденсатная система характеризуется как недонасыщенная, т.е. давление начала конденсации ниже пластового давления. В то же время единичным исследованиям получены данные, свидетельствующие о предельном насыщении пластовой газоконденсатной системы. При этом не было получено достаточной информации о прогнозном изменении содержания конденсата в пластовом газе в процессе разработки месторождения на режиме истощения, при постоянном объеме. В этих условиях на залежах Бованенковского месторождения рекомендуется сопровождение новых газоконденсатных исследований отбором проб на рекомбинирование. Также следует обоснова-

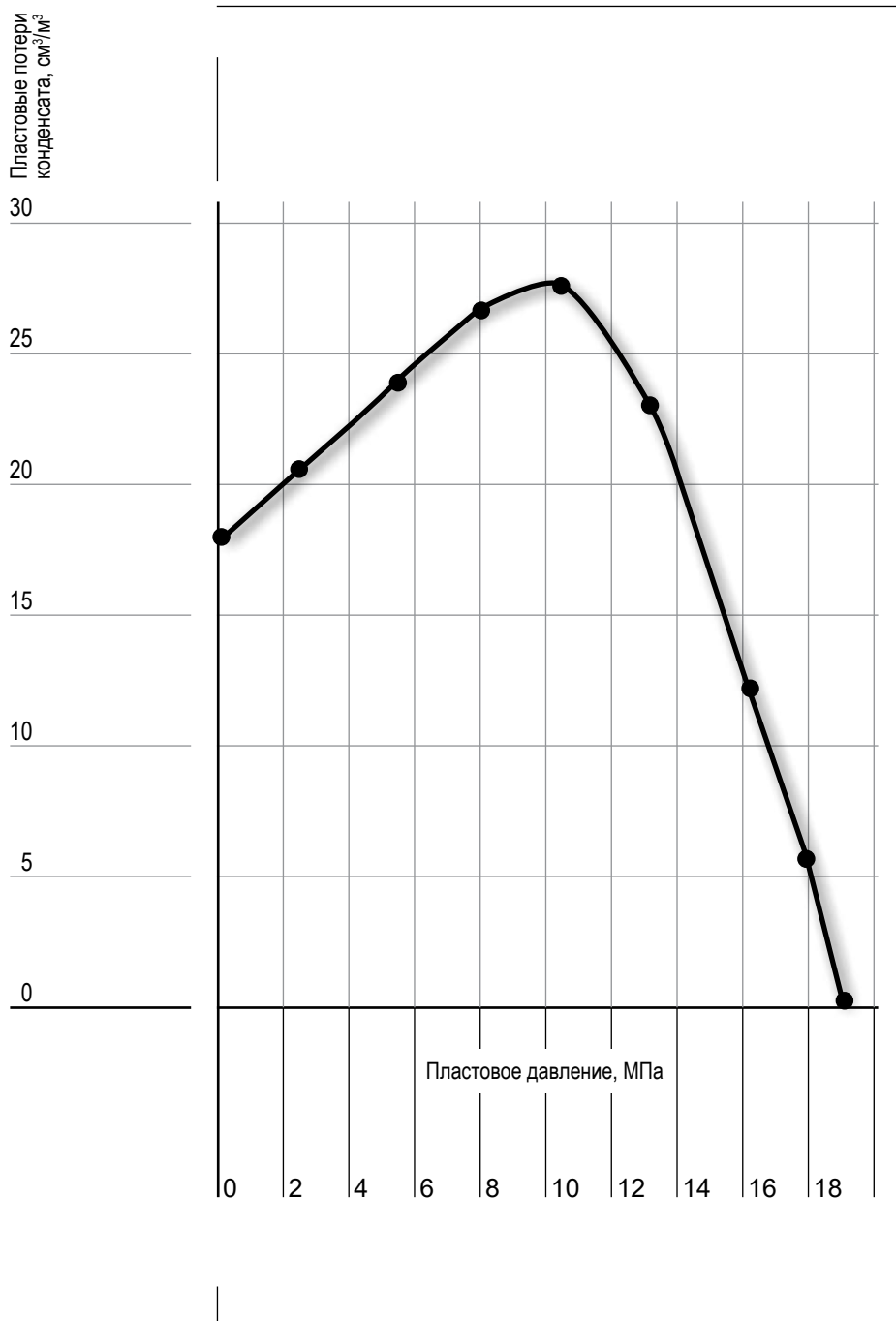


Рис. 9.

Результаты дифференциальной конденсации пластового газа, отобранного в интервале 1942–1958 м.

Fig.9. Results of differential condensation of reservoir gas sampled in the interval 1942–1958 m.

Источник: составлено авторами. Source: compiled by the authors.

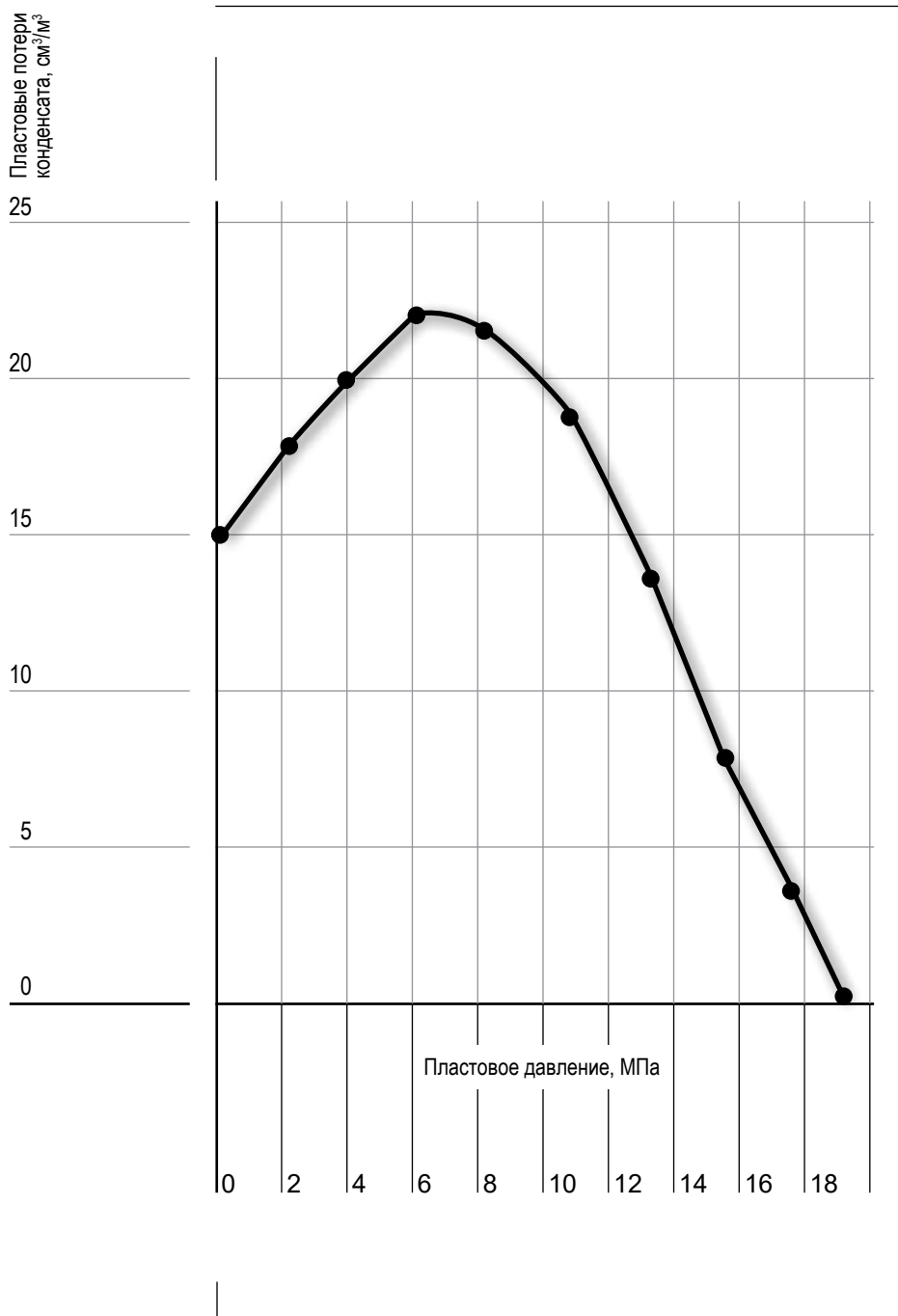


Рис. 10.

Результаты дифференциальной конденсации пластового газа, отобранного в интервале 1900–1905 м.

Fig.10. Results of differential condensation of reservoir gas sampled in the interval 1900–1905 m.

Источник: составлено авторами. Source: compiled by the authors.

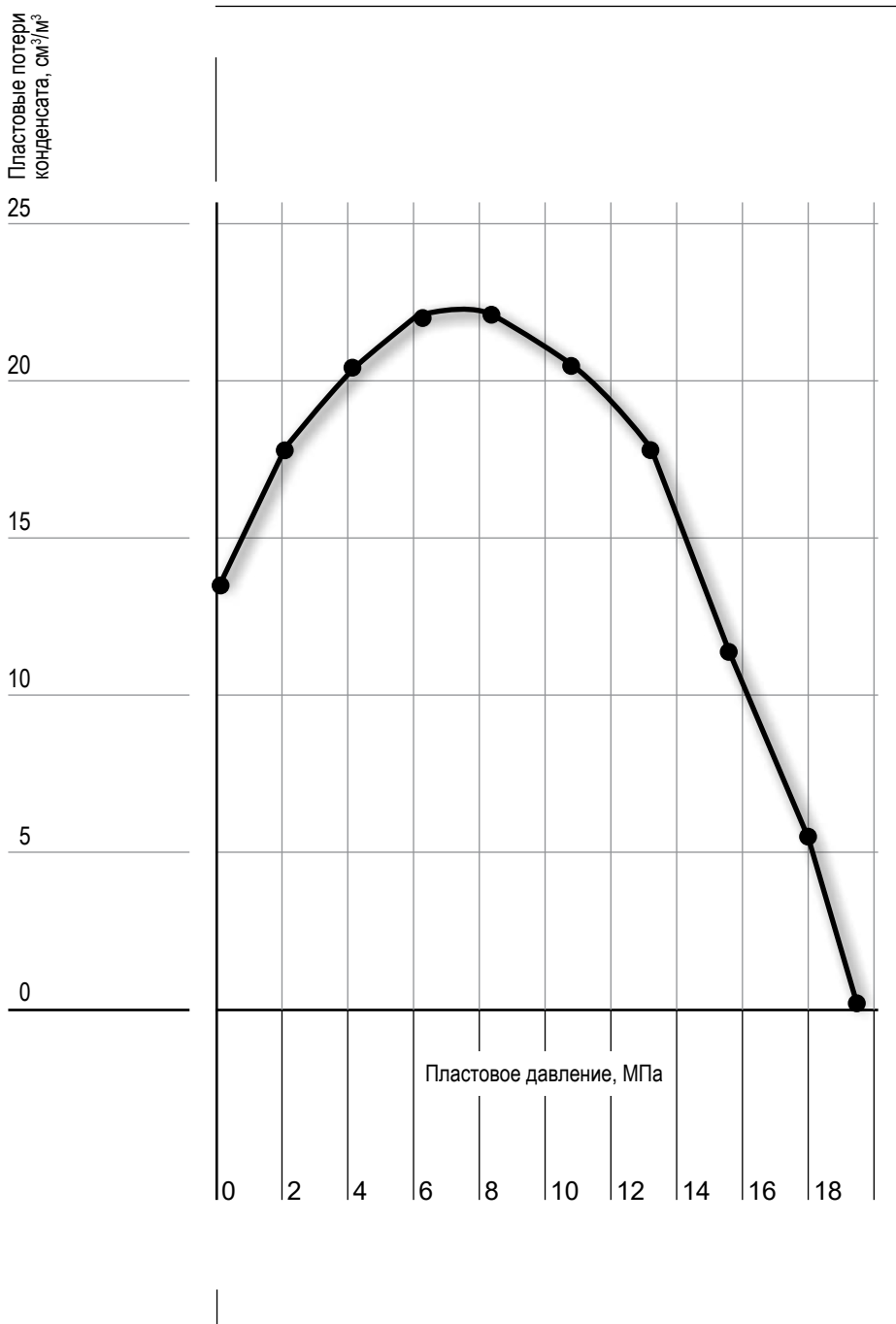


Рис. 11.

Результаты дифференциальной конденсации пластового газа 1980–1990.

Fig.11. Results of differential condensation of reservoir gas 1980–1990.

Источник: составлено авторами. Source: compiled by the authors.

ние оптимальных режимов проведения газоконденсатных исследований с учетом допустимой депрессии и скорости газового потока на башмаке НКТ. Необходимо установление степени насыщенности пластовой системы и обоснование прогнозных зависимостей изменения содержания жидких углеводородов в пластовом газе пластов при снижении давления для месторождений с низким содержанием конденсата.

Полученные данные позволяют сделать вывод, что пластовая газоконденсатная система по фазовому состоянию является насыщенной. Поэтому давление перехода из однофазного парогазового состояния в жидкое равно начальному пластовому давлению. В опытах по дифференциальной конденсации при постоянном объеме от давления начала конденсации до максимальной конденсации идет процесс выпадения жидкой фазы. Затем после давления максимальной конденсации до атмосферного проходит процесс ретроградного испарения.

Так, в результате сравнения проведенных экспериментов установлено, что на установке УГК-3 из-за ее конструктивной особенности давление максимальной конденсации пластовой системы получилось завышенным. Реальное же давление максимальной конденсации пластовой системы определенное и на установке PVT «Chandler Engineering-3000» и оно находится в интервале от 4,0 до 6,0 МПа, что подтверждено на других рекомбинированных пробах газа сепарации и конденсата, при разработке месторождений с низким содержанием конденсата.

Заключение

Результаты измерений на установке PVT «Chandler Engineering-3000» показали, что фазовое поведение углеводородных смесей с низким конденсатным фактором существенно меняются по сравнению с традиционными представлениями. Установлено, что давление максимальной конденсации многокомпонентной углеводородной смеси с низким содержанием конденсата в пластовом газе находится в интервале от 0 4,0 МПа до 6,0 МПа.

Полученные данные позволяют прогнозировать потери углеводородов в пласте и корректировать динамику текущей конденсатотдачи при разработке залежей Бованенковского месторождения.

В опыте при давлении максимальной конденсации 5,5 МПа пластовые потери конденсата составили 22,0 г/м³ для углеводородной смеси, отобранной из интервала 1900–1905 м и потенциальном содержании конденсата в газе 34,7 г/м³ конечный КИК равен 0,872.

Таким образом, рекомендуется для исследования газоконденсатных систем с низким содержанием конденсата комплексная РVT-установка «Chandler Engineering». На основе экспериментальных значений производной давления и объема выпавшего конденсата при постоянном поровом объеме построены диаграммы пластовых потерь флюидов. Представление результаты исследований углеводородных флюидов, позволяют определить пластовые потери и коэффициент извлечения конденсата, включая многокомпонентные системы с низким конденсатогазовым (КГФ) фактором.

Список источников

1. Добролюбова Р.К. Исследование влияние азота на пластовые потери конденсата при разработке Чаяндинского месторождения / Р. К. Добролюбова, Е. И. Инякина, И. И. Краснов // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 3. С. 75–96.
2. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем / А. И. Гриценко, И. А. Гриценко, В. В. Юшкин и др. М.: Недра, 1995. 432 с.
3. Zeinalabideen M. J., Al-Hilali M. M., Savinkov A. State of the art of advanced spectral noise and high-precision temperature logging technology utilization in Iraqi oil fields: an integration approach to diagnose wells performance complications // Journal of Petroleum Exploration and Production. 2021. No. 11(4). P. 1597–1607.
4. Краснова Е. И., Грачев С. И. Результаты исследования фазового поведения углеводородов при наличии пластовой воды в газоконденсатной системе // Академический журнал Западной Сибири. 2012. №4. С. 10.
5. Катанова Р.К. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюнгского месторождения / Р. К. Катанова, Е. Е. Левитина, Е. И. Инякина, И. И. Краснов // Наука. Инновации. Технологии. 2020. №4. С. 29-40.
6. Инякина Е. И. Термодинамические процессы при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Москва, 2022. 98 с.

7. Прогноз потерь углеводородов в залежи при разработке газоконденсатных месторождений. / Р. К. Добролюбова, Е. И. Инякина, И. И. Краснов, В. В. Инякин, А. Ф. Семенов // Наука. Инновации. Технологии. 2024. №4. С. 111–142.
8. Eliseeva M. I., Inyakina E. I. Efficiency gains for using production capabilities of an oil and gas production enterprise based on innovative process solutions // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. С. 012087.
9. Инякина Е. И., Катанова Р. К., Альшейхли М. Д. З. Методика прогнозирования текущего содержания конденсата и потерь углеводородов в пласте // Нефть и газ: опыт и инновации. 2019. Т. 3. №2. С. 20–41.
10. Sulaiman I. N., Zeinalabideen M. J., Abed A. A. An improved correlation to investigate the effect of chemical additives on the mobility ratio of two-phase flow Periodicals of Engineering and Natural Sciences, 2021. No. 9(1). P. 227–234.
11. Николаева С. Д., Катанова Р. К., Инякина Е. И. Изучение потенциального содержания конденсата в пластовом газе на разведочных площадях месторождений Западной Якутии // Материалы научно-практической конференции им. Д. И. Менделеева. Тюмень, 2021. С. 313–315.
12. Инякина Е. И., Островская Т. Д. Влияние содержания неуглеводородных компонентов в пластовом газе на конденсатоотдачу // Научный форум. Сибирь. 2022. Т. 8. №2. С. 26–28.
13. Katanova R. K. et al. Estimation of the influence of oil flows on the formation losses of condensate during the development of multi-layer deposits / R. K. Katanova, I. I. Krasnov, E. I. Inyakina, M. D. Z. Alsheikhly // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. "International Science and Technology Conference "Earth Science", ISTC EarthScience 2022. Chapter 1. 2022. С. 022067.
14. Прогноз потерь углеводородов в залежи при разработке газоконденсатных месторождений / Р. К. Добролюбова, Е. И. Инякина, И. И. Краснов, В. В. Инякин, А. Ф. Семенов // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 111–142.
15. Inyakina E. I., Alsheikhly M. D. Z., Katanova, R.K. Justification of Condensate Recovery during Development of Productive Layers in Termokarstovoye Field // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021, 666(4), 042040.

References

1. Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II. Study of the Effect of Nitrogen on In-Plant Condensate Losses during the Development of the Chayandinskoye Field. *Science. Innovations. Technologies.* 2022;(3):75-96. (In Russ.).
2. Gritsenko AI, Gritsenko IA, Yushkin VV et al. *Scientific Foundations for Predicting the Phase Behavior of Reservoir Gas Condensate Systems.* Moscow: Nedra; 1995. 432 p. (In Russ.).
3. Zeinalabideen MJ, Al-Hilali MM, Savinkov A. State of the art of advanced spectral noise and high-precision temperature logging technology utilization in Iraqi oil fields: an integration approach to diagnose wells performance complications. *Journal of Petroleum Exploration and Production.* 2021;11(4):1597-1607. (In Russ.).
4. Krasnova EI, Grachev SI. Results of the study of the phase behavior of hydrocarbons in the presence of formation water in a gas condensate system. *Academic Journal of Western Siberia.* 2012;(4):10. (In Russ.).
5. Katanova RK, Levitina EE, Inyakina EI, Krasnov II. Assessment of hydrocarbon losses in the T1-A reservoir during the development of the Srednetyungskoye field. *Science. Innovations. Technologies.* 2020;(4):29-40. (In Russ.).
6. Inyakina EI. *Thermodynamic processes in the development of oil and gas condensate fields.* Moscow, 2022. 98 p. (In Russ.).
7. Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II, Inyakin VV, Semenenko AF. Forecast of hydrocarbon losses in a reservoir during the development of gas condensate fields. *Science. Innovations. Technologies.* 2024;(4):111-142. (In Russ.).
8. Eliseeva MI, Inyakina EI. Efficiency gains for using production capabilities of an oil and gas production enterprise based on innovative process solutions. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.* 2019. P. 012087. (In Russ.).
9. Inyakina EI, Katanova RK, Alsheikhli MDZ. Methodology for forecasting the current condensate content and hydrocarbon losses in the reservoir. *Oil and Gas: Experience and Innovations.* 2019;3(2):20-41. (In Russ.).
10. Sulaiman IN, Zeinalabideen MJ, Abed AA. An improved correlation to investigate the effect of chemical additives on the mobility ratio of two-phase flow *Periodicals of Engineering and Natural Sciences,* 2021;9(1):227-234.

11. Nikolaeva SD, Katanova RK, Inyakina EI. Study of the potential condensate content in reservoir gas in exploration areas of Western Yakutia fields. Proceedings of the scientific and practical conference named after D.I. Mendeleev. Tyumen, 2021. P. 313-315. (In Russ.).
12. Inyakina EI, Ostrovskaya TD. Effect of non-hydrocarbon component content in reservoir gas on condensate recovery. Scientific forum. Siberia. 2022;8(2):26-28. (In Russ.).
13. Katanova RK, Krasnov II, Inyakina EI, Alsheikhly MDZ. Estimation of the influence of oil flows on the formation losses of condensate during the development of multi-layer deposits. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. International Science and Technology Conference "Earth Science", ISTC EarthScience 2022.Chapter 1. 2022. P. 022067.
14. Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II, Inyakin VV, Semenenko AF. Forecast of hydrocarbon losses in a deposit during the development of gas condensate fields. Science. Innovations. Technologies. 2024;(4):111-142. (In Russ.).
15. Inyakina EI, Alsheikhly MDZ, Katanova RK. Justification of Condensate Recovery during Development of Productive Layers in Termokarstovoye Field. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.2021;666(4):042040.

Информация об авторах

Розалия Кирилловна Добролюбова, старший преподаватель базовой кафедры «Нефтегазовое дело», МПТИ (ф) Северо-Восточного федерального университета им. М.К. Аммосова. Scopus ID: 57216504633, Researcher ID: AAA-9825-2020.

Екатерина Ивановна Инякина, кандидат технических наук, доцент кафедры РЭНГ Тюменского индустриального университета. Scopus ID: 57208147649, Researcher ID: A-1091-2018.

Мохаммед Джавад Зейналабидин Альшейхли, кандидат технических наук, директор студенческого городка Киркукского университета, Ирак. Scopus ID: 57220579256, Researcher ID: AAY-7333-2021.

Иван Игнатьевич Краснов, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры «Нефтегазовое дело», МПТИ (ф) Северо-Восточного федерального университета им. М. К. Аммосова. Scopus ID: 57208147750, Researcher ID: A-5654-2018.

Евгений Викторович Ваганов, аспирант кафедры РЭНГ Тюменского индустриального университета.

Вклад авторов: все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

Information about the authors

Rozalia K. Dobrolyubova – Senior Lecturer of the Basic Department of Oil and Gas, Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University, named after M.K. Ammosov, Scopus ID: 57216504633, Researcher ID: AAA-9825-2020.

Ekaterina I. Inyakina – Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor of the RENG Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57208147649, Researcher ID: A-1091-2018.

Mohammed Jawad Zeinalabideen Alsheikhly – PhD, Assistant Professor, Director of Department of Dormitories, University of Kirkuk, Kirkuk, Iraq.

Ivan I. Krasnov – Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor of the Basic Department of Oil and Gas Business, MPTI (f) FGAOU VO North-Eastern Federal University named after M. K. Ammosov, Scopus ID: 57208147750, Researcher ID: A-5654-2018.

Evgeniy V. Vaganov – postgraduate student of the Department of RENG, Tyumen Industrial University.

Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article.