



Научная статья  
УДК 622.279.51  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.6>

## ПРОГНОЗ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Розалия Кирилловна Добролюбова<sup>1\*</sup>,  
Екатерина Ивановна Инякина<sup>2</sup>,  
Иван Игнатьевич Краснов<sup>3</sup>,  
Владислав Витальевич Инякин<sup>4</sup>,  
Анастасия Федоровна Семеновко<sup>5</sup>

- <sup>1,3</sup> Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Политехнический институт (филиал) в г. Мирном (д. 14, ул. Ойунского, Мирный, Республика Саха (Якутия), 678174, Российская Федерация)
- <sup>2,4,5</sup> Тюменский индустриальный университет (д. 38, ул. Володарского, Тюмень, 625000, Российская Федерация)
- <sup>1</sup> [rose941101@mail.ru](mailto:rose941101@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0003-3815-4550>
- <sup>2</sup> [injakinai@tyuiu.ru](mailto:injakinai@tyuiu.ru); <https://orcid.org/0000-0001-6835-8955>
- <sup>3</sup> [iikrasnov17@gmail.com](mailto:iikrasnov17@gmail.com); <https://orcid.org/0000-0002-6368-3289>
- <sup>4</sup> [vladislav.inyakin2011@yandex.ru](mailto:vladislav.inyakin2011@yandex.ru); <https://orcid.org/0000-0002-5205-2676>
- <sup>5</sup> [semenenkoaf@tyuiu.ru](mailto:semenenkoaf@tyuiu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-0004-3464>
- \* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

Проектирование и прогноз разработки газоконденсатных месторождений, сопровождающийся построением гидродинамических моделей (ГМ) формируется на основании РVT–модели пластовой многокомпонентной системы. Для создания такой модели применяется методика, основанная на уравнениях состояния и алгоритме моделирования парожидкостных переходов углеводородных смесей. Выполненные в рамках работы исследования контактным и дифференциальным способом на модели пластового флюида (МПФ) с имитацией процесса естественного истощения залежи доказали, что невысокое конденсатосодержание приводит к меньшим его потерям в пласте. Так на примере пластовой смеси Ковыктинского месторождения выявлено, что данное содержание конденсата в газе смещает давление максимальной конденсации в область более низких пластовых давлений. Продуктивный горизонт П является базовым объектом сосредоточения промышленных запасов газа и составляющих его компонентов. В верхней части терригенного комплекса чорской свиты он представлен средне-мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями алев-

ролитов и аргиллитов. По соотношению в разрезе прослоев песчаников и алевро-глинистых отложений парфеновский горизонт разделяется на два обособленных пласта (сверху-вниз:  $P_1$  и  $P_2$ ), где глинистая перемычка между ними во многих скважинах отсутствует. Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $P_1$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида позволили определить давление начала конденсации, которое составило 25,40 МПа и давление максимальной конденсации равное 7,50 МПа. Данные проведенных исследований позволяют формулировать прогнозные рекомендации по изменению свойств флюидов и коэффициента извлечения конденсата.

**Ключевые слова:** газоконденсатные месторождения, прогноз разработки месторождения, пластовые потери углеводородов, PVT-исследования, конденсат

**Для цитирования:** Добролюбова Р. К., Инякина Е. И., Краснов И. И., Инякин В. В., Семененко А. Ф. Прогноз потерь углеводородов в залежи при разработке газоконденсатных месторождений // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 4. С. 111–142. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.6>

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 19.09.2024;  
одобрена после рецензирования 20.11.2024;  
принята к публикации 15.12.2024.

#### **2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)** Research article

### **Forecast of hydrocarbon losses in deposits during the development of gas condensate fields**

**Rozalia K. Dobrolyubova<sup>1\*</sup>,  
Ekaterina I. Inyakina<sup>2</sup>,  
Ivan I. Krasnov<sup>3</sup>,  
Vladislav V. Inyakin<sup>4</sup>,  
Anastasia F. Semenenko<sup>5</sup>**

<sup>1,3</sup> Mirny Polytechnic Institute (branch), North-Eastern Federal University (14, Oyunsky St., Mirny, Republic of Sakha (Yakutia), 678174, Russian Federation)

<sup>2,4,5</sup> Tyumen Industrial University (38, Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russian Federation)

<sup>1</sup> [rose941101@mail.ru](mailto:rose941101@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0003-3815-4550>

<sup>2</sup> [inyakinaei@tyuiu.ru](mailto:inyakinaei@tyuiu.ru); <https://orcid.org/0000-0001-6835-8955>

<sup>3</sup> iikrasnov17@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-6368-3289>

<sup>4</sup> vladislav.inyakin2011@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5205-2676>

<sup>5</sup> semenenkoaf@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0009-0007-0004-3464>

\* Corresponding author

#### Abstract.

The design and forecast of the development of gas condensate fields, accompanied by the construction of hydrodynamic models (HM), is based on the PVT model of a reservoir multicomponent system. To create such a model, a technique based on equations of state and an algorithm for modeling vapor-liquid transitions of hydrocarbon mixtures is used. The studies performed in the framework of the work by the contact and differential method on the reservoir fluid model (MPF) with imitation of the process of natural depletion of the deposit proved that low condensate content leads to lower losses in the reservoir. Thus, using the example of a reservoir mixture of the Kovyktinskoye field, it was revealed that this condensate content in the gas shifts the pressure of maximum condensation to the region of lower reservoir pressures. The productive horizon P is the basic object of concentration of industrial gas reserves and its constituent components. In the upper part of the terrigenous complex of the Chorskaya formation, it is represented by medium-fine-grained sandstones with subordinate layers of siltstones and mudstones. According to the ratio in the section of sandstone interlayers and silt-clay deposits, the Parthenovsky horizon is divided into two separate layers (from top to bottom: P<sub>1</sub> and P<sub>2</sub>), where there is no clay bridge between them in many wells. The results of the forecast of hydrocarbon losses in the P1 reservoir, that were performed using algorithms for modeling vapor-liquid equilibrium on a reservoir fluid model, allowed us to determine the pressure of the beginning of condensation, which was 25.40 MPa and the maximum condensation pressure equal to 7.50 MPa. The data of the conducted studies allow us to formulate predictive recommendations on changes in the properties of fluids and the condensate recovery coefficient.

#### Keywords:

gas condensate fields, forecast of field development, reservoir losses of hydrocarbons, PVT research, condensate

#### For citation:

Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II, Inyakin VV, Semenenko AF. Forecast of hydrocarbon losses in deposits during the development of gas condensate fields. *Science. Innovations. Technologies.* 2024;(4):111-142. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.4.6>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 19.09.2024;  
approved after reviewing 20.11.2024;  
accepted for publication 15.12.2024.

## **Введение**

Проектирование и прогноз разработки газоконденсатных месторождений, сопровождающийся построением гидродинамических моделей (ГМ), формируется на основании *PVT*-модели пластовой многокомпонентной системы. Для создания такой модели применяется методика, основанная на уравнениях состояния и алгоритме моделирования парожидкостных переходов углеводородных смесей. Выполненные в рамках работы исследования контактным и дифференциальным способом на модели пластового флюида (МПФ) с имитацией процесса естественного истощения залежи доказали, что невысокое конденсатосодержание приводит к меньшим его потерям в пласте. Так на примере пластовой смеси Ковыктинского месторождения выявлено, что данное содержание конденсата в газе смещает давление максимальной конденсации в область более низких пластовых давлений.

Расчеты показали приемлемое для практического применения совпадение *PVT*-экспериментальных и теоретических результатов. Результаты проведенных исследований позволяют формулировать прогнозные рекомендации по изменению свойств флюидов и коэффициента извлечения конденсата.

## **Материалы и методы исследований**

Исследования термодинамических свойств газоконденсатных систем и прогноз пластовых потерь конденсата в залежи выполнялись с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на моделях фазового состояния с имитацией процесса разработки в режиме естественного истощения [1–3]. При моделировании в *PVT*-дизайнере TNavigator подбирались параметры смеси, которые в дальнейшем были использованы как переменные в адаптации экспериментов. Для создания модели пластового флюида (МПФ) использовались многокомпонентные системы анализируемого состава в пределах парфеновских отложений Ковыктинского месторождения. Пластовая система состояла из индивидуальных летучих и жидких углеводородных компонентов с различным потенциальным содержанием конденсата в составе природного газа [4, 5, 6]. В рассматриваемом случае исполь-

зовалось модифицированное уравнение Пенга-Робинсона с функцией корректировки объема Peneloux (Т). В нашем случае, по полученным данным CVD- эксперимента строилась зависимость потерь конденсата и коэффициента объемного расширения газа от текущего давления в залежи [7–12]. Настройка МПФ выполнялась после каждого этапа адаптации свойств флюидодинамической смеси с указанием молекулярной массы [13–17]. Также по методике «Газпром ВНИИГАЗ» определялось давление начала конденсации и максимальной конденсации тяжелых фракций углеводородов для условий разработки пластов  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  Ковыктинского месторождения [18, 19].

### **Результаты исследований и их обсуждение**

Промышленные углеводородные скопления парфеновского горизонта в вендских резервуарах доказаны на Ковыктинском газоконденсатном месторождении. Данный горизонт залегает в верхней части терригенного комплекса чорской свиты и представлен средне-мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. По соотношению в разрезе прослоев песчаников и алевро-глинистых отложений парфеновский горизонт разделяется на два обособленных пласта (сверху-вниз:  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$ ), где глинистая перемычка между ними во многих скважинах отсутствует. Горизонт является базовым объектом сосредоточения промышленных запасов газа и составляющих его компонентов. В основном блоке выделены две газоконденсатные залежи – северная и основная. При испытании в скважинах № 174 и № 4 получены притоки газоконденсатной смеси дебитами, соответственно, 23,5 и 11,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При совместном опробовании пластов  $\Pi_1$  и  $\Pi_2$  на штуцере диаметром 8,0 мм в открытом стволе: в скважине № 51 в интервале (от минус 2 198,5 до минус 2 306,0 м) получены повышенные газопоказания дебитом 133,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 15 в интервале (от минус 2 188,5 до минус 2 275,5 м) получен газ дебитом 180,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 21 в интервале (от минус 2 195,3 до минус 2 283,3 м) получен газ дебитом 100,0 тыс. м<sup>3</sup>/сут; в скважине № 67 в интервале (от минус 2 180,1 до минус 2 278,1 м) дебит газа составил 146,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Коэффициент пористости в продуктивной части по данным ГИС 20 определений в среднем составляет 0,11 д. ед. с диапазоном изменения от 0,08 до 0,15 д. ед. Средний коэффициент газонасыщенности – 0,73 д. ед. с диапазоном изменения от 0,55 до 0,89 д. ед. по 9 определениям. Проницаемость в продуктивной части в среднем составляет  $2,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> с диапазоном изменения от  $0,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $19,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по 20 определениям.

Анализируя результаты исследований необходимо отметить, что отбор проб производился согласно действующей инструкции Р Газпром 086-2010, при определении начального состава пластового газа и его свойств. Выявлено, что информативными для моделирования являются данные газоконденсатных исследований, выполненные сепарационными методами и на режиме с соблюдением условий полного выноса жидкости с забоя скважин: депрессия на пласт не более 20 % и скорость потока не менее 2,5 м/с. Обобщая результаты анализа промысловых испытаний парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ, можно заключить следующее: отсутствие результатов по определению профиля притока при совместном испытании пластов  $\Pi_1 + \Pi_2$  затрудняет возможность оценить вклад каждого пласта в величину потенциального содержания конденсата в пластовом газе. В лабораторных условиях пробы насыщенного конденсата были разгазированы, определено количество стабильной жидкой фазы и объем выделившихся газов дегазации. Хроматографическим способом установлен их компонентный состав, определена плотность стабильного конденсата и значение молекулярной массы. Исходя из состава газа сепарации и данных разгазирования проб конденсата, был рассчитан состав пластового газа.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 1 и рисунке 1–3.

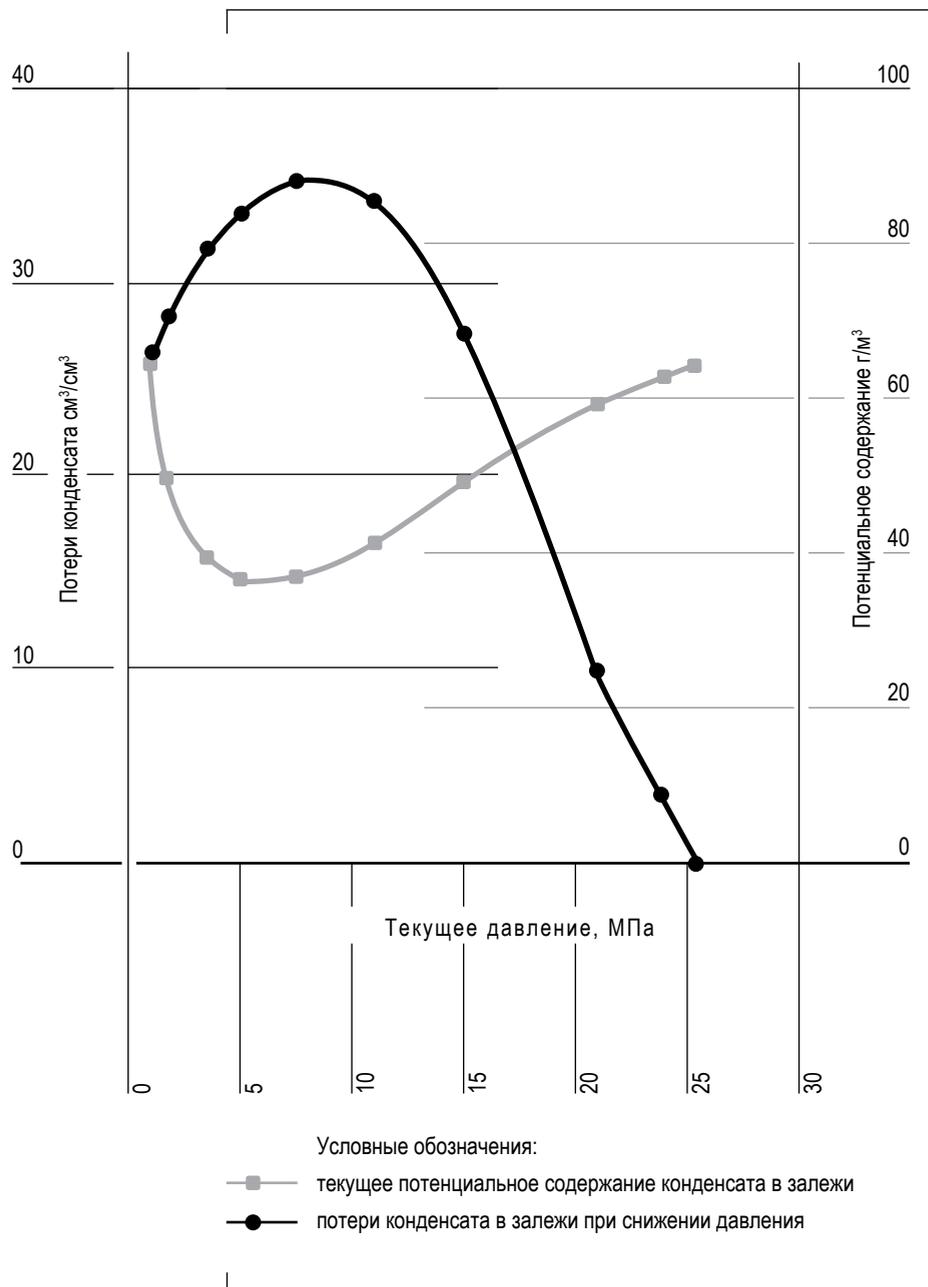
Таким образом, в опыте с точки давления начала конденсации – 25,40 МПа до максимальной конденсации – 7,5 МПа идет процесс конденсации тяжелых фракций углеводородов, затем процесс рет-

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА П1 ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Table 1. Results of forecasting hydrocarbon losses in reservoir P<sub>1</sub> gas-condensate mixture and potential condensate content in gas when reservoir pressure changes for the conditions of the Kovyktinskoye field

№ п.п.	Углеводородная смесь для условий пласта П1 с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе равном 63,8 гр/м <sup>3</sup>			
	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Текущее давление в залежи, МПа	Потенциальное содержание конденсата в залежи, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5
1	25,4	0,01	25,4	63,8
2	24,0	3,5	24,0	62,3
3	21,0	9,9	21,0	59,3
4	15,0	27,3	15,0	49,1
5	11,0	34,2	11,0	41,5
6	7,5	35,1	7,5	37,2
7	5,0	33,4	5,0	36,8
8	3,5	31,5	3,5	39,1
9	1,7	28,2	1,7	49,7
10	1,0	26,5	1,0	63,8
11	0,00	0,0	0,00	63,8

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

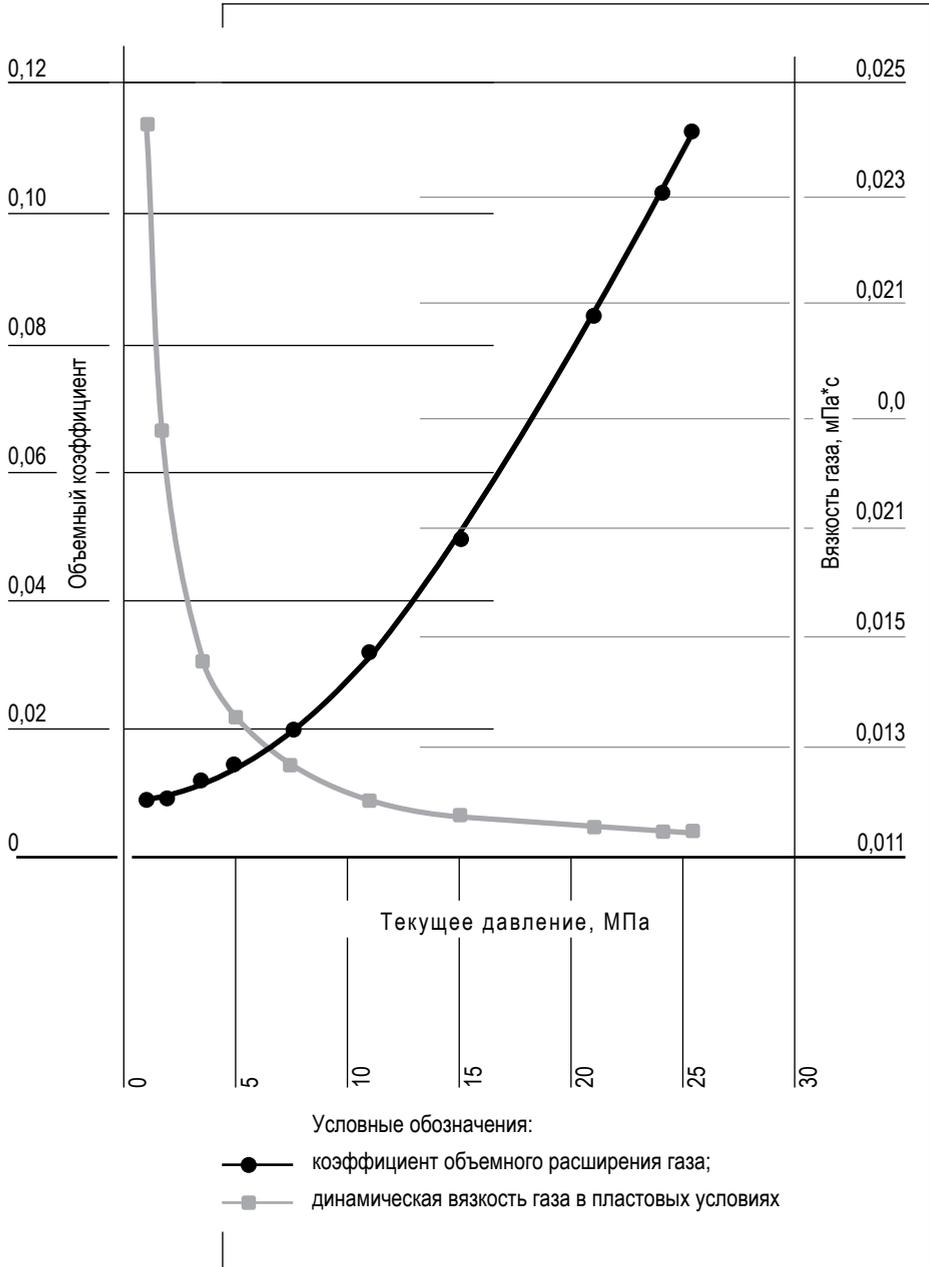


**Рис. 1. Динамика потенциального содержания конденсата в газе и потери углеводородов при изменении давления пластовой системы.**

Fig. 1. Dynamics of potential condensate content in gas and hydrocarbon loss with changes in reservoir system pressure.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

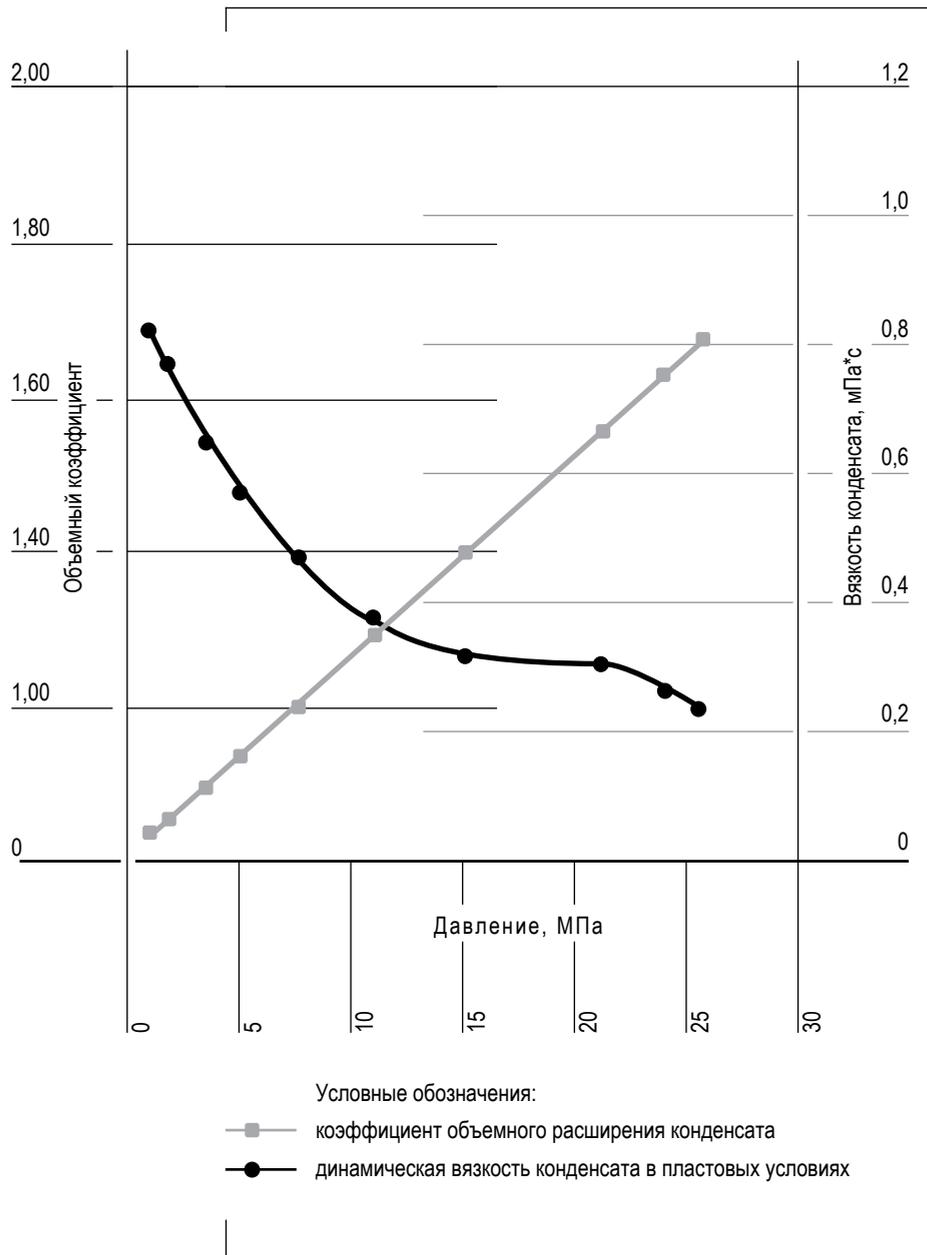


**Рис. 2. Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи.**

Fig. 2. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in the reservoir.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 3. Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи.**

Fig. 3. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

роградного испарения. В опыте при давлении начала конденсации потенциальное содержание конденсата составило  $63,8 \text{ г/м}^3$ , затем в процессе конденсации снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $37,2 \text{ г/м}^3$ .

По полученным результатам эксперимента видим, что в период конденсации пластовой углеводородной системы, а затем в процессе ретроградного испарения динамическая вязкость газа снижается. В точке давления начала конденсации динамическая вязкость газа составляет  $0,0241 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость газа снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $0,0133 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Также по полученным результатам эксперимента (рис. 3) мы можем наблюдать, что в период конденсации (от пластового давления до давления максимальной конденсации) пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения динамическая вязкость конденсата увеличивается. В точке давления начала конденсации ( $25,4 \text{ МПа}$ ) динамическая вязкость конденсата составляет  $0,2397 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость конденсата увеличивается и при давлении максимальной конденсации равно  $0,4650 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержании конденсата в газе  $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 2.

Таким образом, в опыте при давлении начала конденсации ( $25,4 \text{ МПа}$ ) потенциальное содержание конденсата составило  $11,0 \text{ г/м}^3$ , затем в процессе конденсации снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $6,5 \text{ г/м}^3$ . Потери конденсата в залежи при давлении максимальной конденсации составили  $3,6 \text{ г/м}^3$ . С точки давления начала конденсации –  $25,40 \text{ МПа}$  до максимальной конденсации –  $5,0 \text{ МПа}$  идет процесс конденсации, затем процесс ретроградного испарения.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1+\Pi_2$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержании

Таблица 2. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА П1 И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Table 2. Results of forecasting hydrocarbon losses in reservoir P<sub>1</sub> and potential condensate content in gas with changes in reservoir pressure for the conditions of the gas-condensate mixture of the Kovyktinskoye field

№ п.п.	Углеводородная смесь с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе равном 11,0 см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>			
	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Текущее давление в залежи, МПа	Потенциальное содержание конденсата в залежи, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5
1	25,4	0,0	25,4	11,0
2	20,0	0,0	20,0	11,0
3	16,0	0,0	16,0	11,0
4	14,1	0,0	14,1	11,0
5	13,0	1,0	13,0	10,2
6	10,0	2,8	10,0	8,3
7	7,0	3,5	7,0	7,0
8	5,0	3,6	5,0	6,5
9	3,0	3,4	3,0	6,6
10	2,0	3,2	2,0	7,3
11	1,0	2,8	1,0	9,5

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

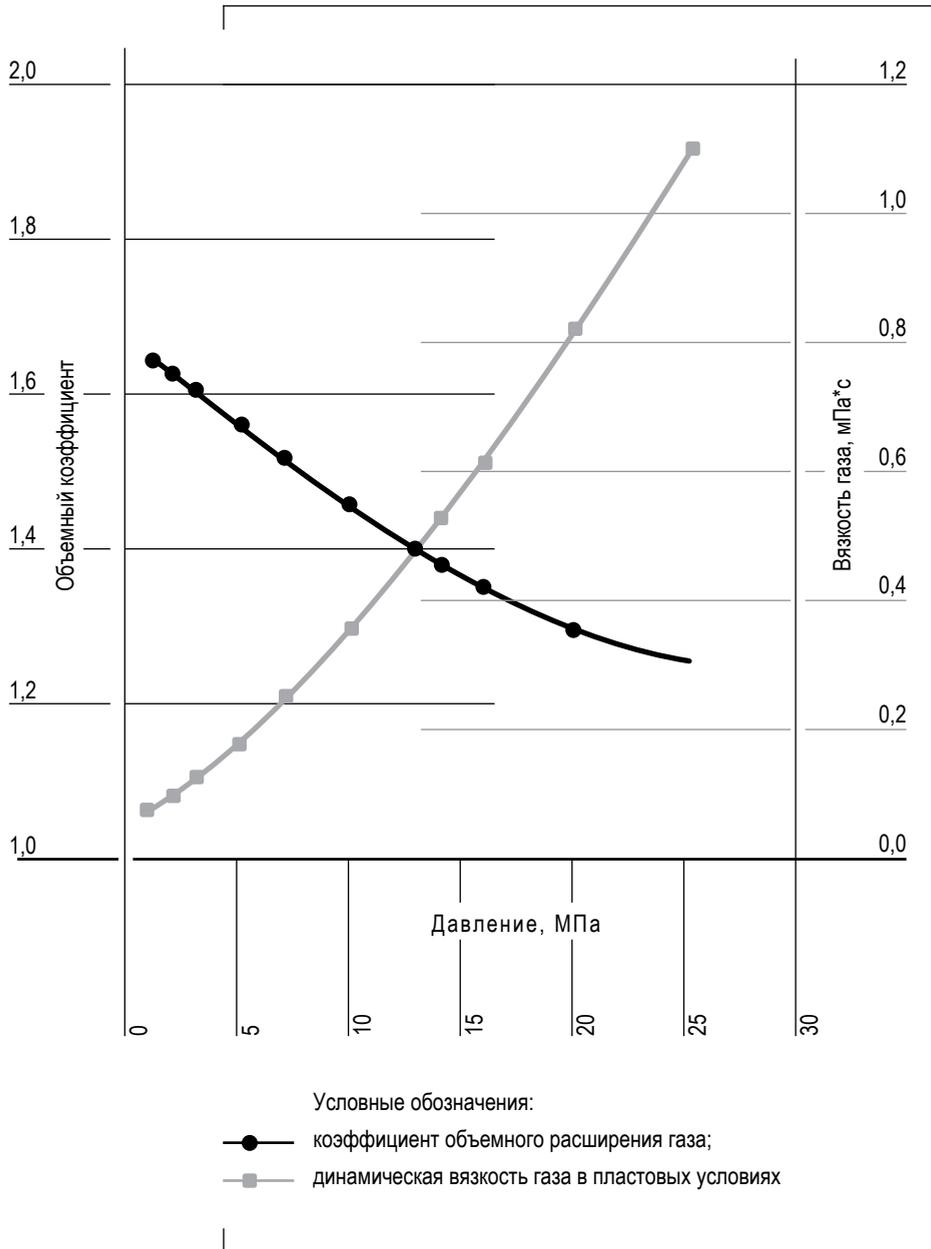


Рис. 4.

**Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи.**

Fig. 4. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

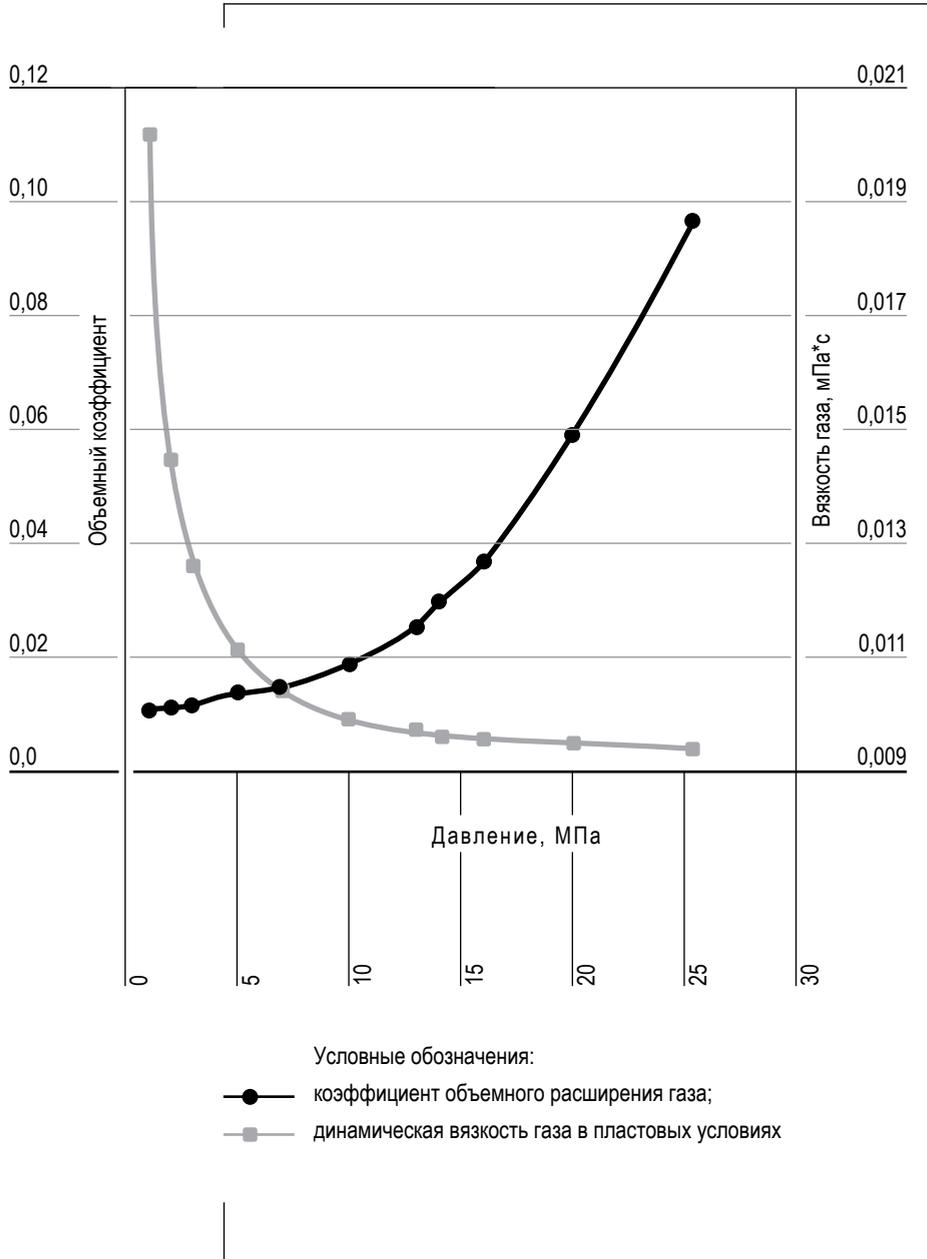


Рис. 5.

**Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи.**

Fig. 5. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in the reservoir

Источник: составлено авторами.

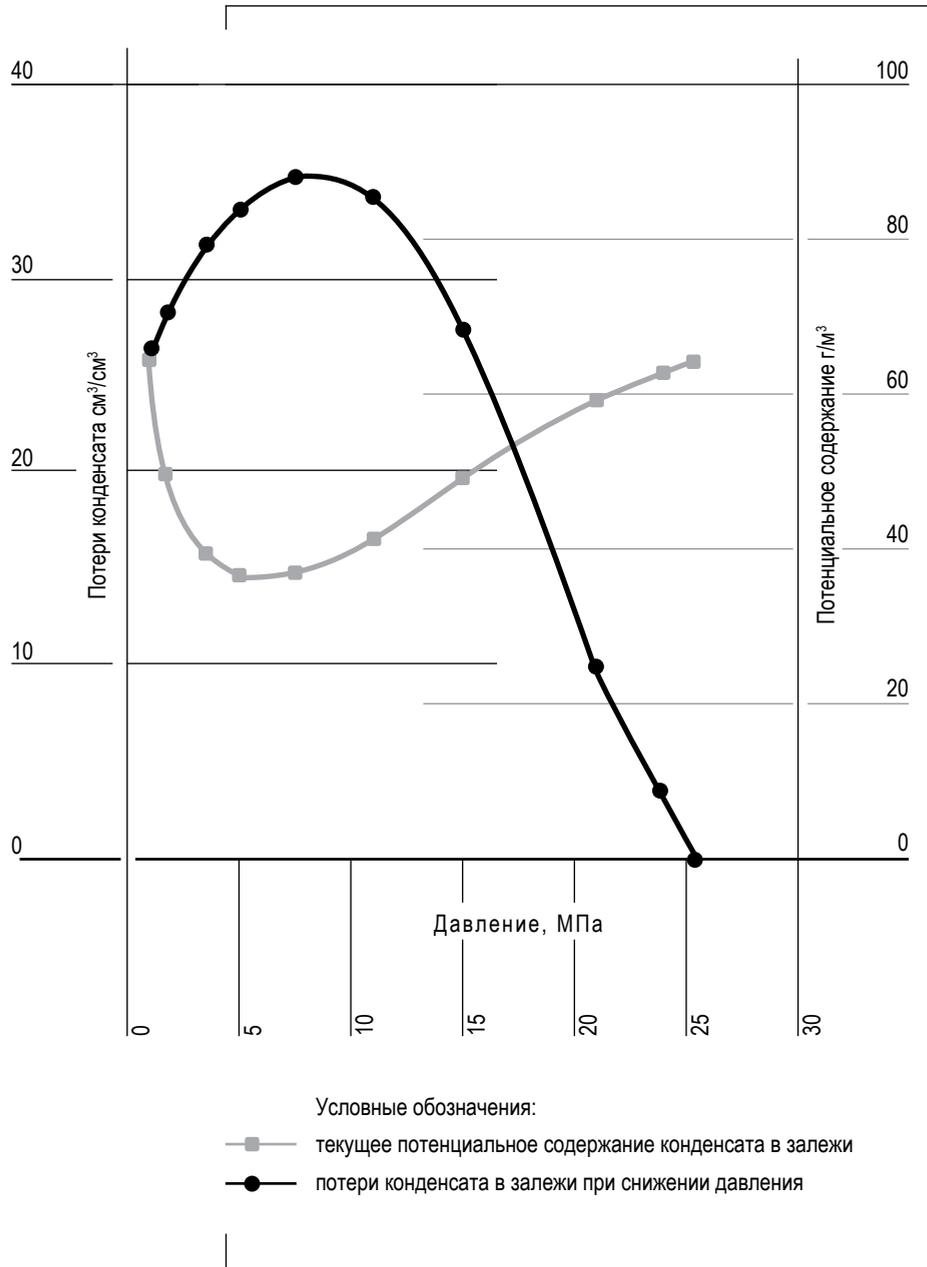
Source: compiled by the authors.

ТАБЛИЦА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОГНОЗА ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА  $P_1 + P_2$  ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ И ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ГАЗЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
Table 3. Results of the forecast of hydrocarbon losses in the  $P_1 + P_2$  reservoir of the gas-condensate mixture and the potential condensate content in the gas when the reservoir pressure changes

№	Углеводородная смесь для условий пласта $P_1 + P_2$ с потенциальным содержанием конденсата в пластовом газе равном $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ Пласт			
	Текущее давление в залежи, (МПа)	Потери конденсата в залежи, ( $\text{г}/\text{м}^3$ )	Текущее давление в залежи, (МПа)	Потенциальное содержание конденсата в залежи, ( $\text{см}^3/\text{м}^3$ )
1	25,4	0,0	25,4	11,0
2	20,0	0,0	20,0	11,0
3	18,0	0,0	18,0	11,0
4	16,0	0,0	16,0	11,0
5	14,1	0,0	14,1	11,0
6	13,0	1,0	13,0	10,2
7	10,0	2,8	10,0	8,3
8	7,0	3,6	7,0	7,0
9	5,0	3,6	5,0	6,5
10	3,0	3,4	3,0	6,6
11	2,0	3,2	2,0	7,3
12	1,0	2,9	1,0	9,5

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

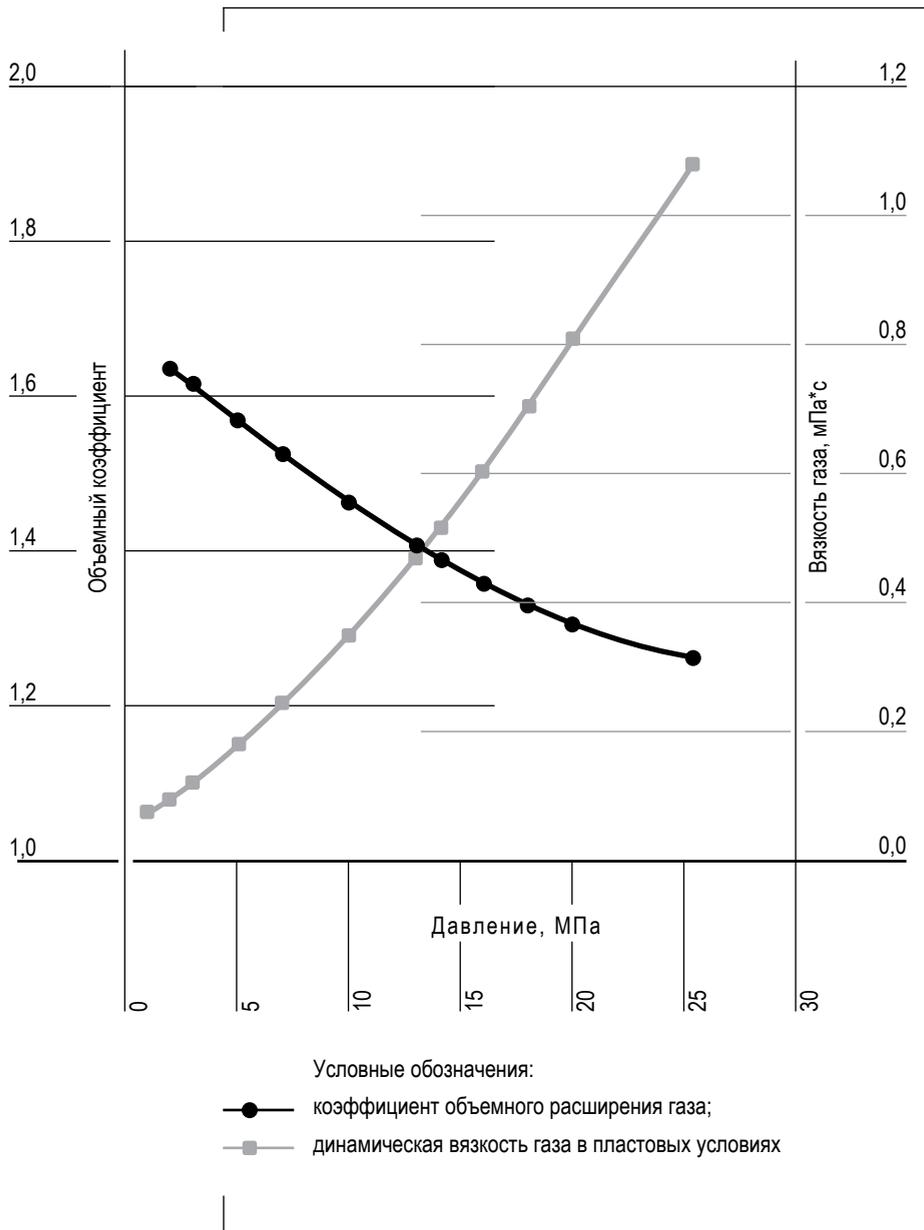


**Рис. 6. Динамика потенциального содержания конденсата в пластовом газе и потери углеводородов при изменении пластового давления.**

Fig. 6. Dynamics of potential condensate content in reservoir gas and hydrocarbon losses when reservoir pressure changes

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors



**Рис. 7. Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи.**

Fig. 7. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir

Источник: составлено авторами.  
 Source: compiled by the authors

конденсата в газе  $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 3 и рисунке 6.

По полученным данным эксперимента видим (табл. 3 и рис. 6), что в период конденсации пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения потенциальное содержание конденсата увеличивается. В точке давления начала конденсации (25,4 МПа) потенциальное содержание конденсата составляет  $65 \text{ г}/\text{м}^3$ , с изменением коэффициента объемного расширения потенциальное содержание конденсата снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $40 \text{ г}/\text{м}^3$ .

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $11,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 2.

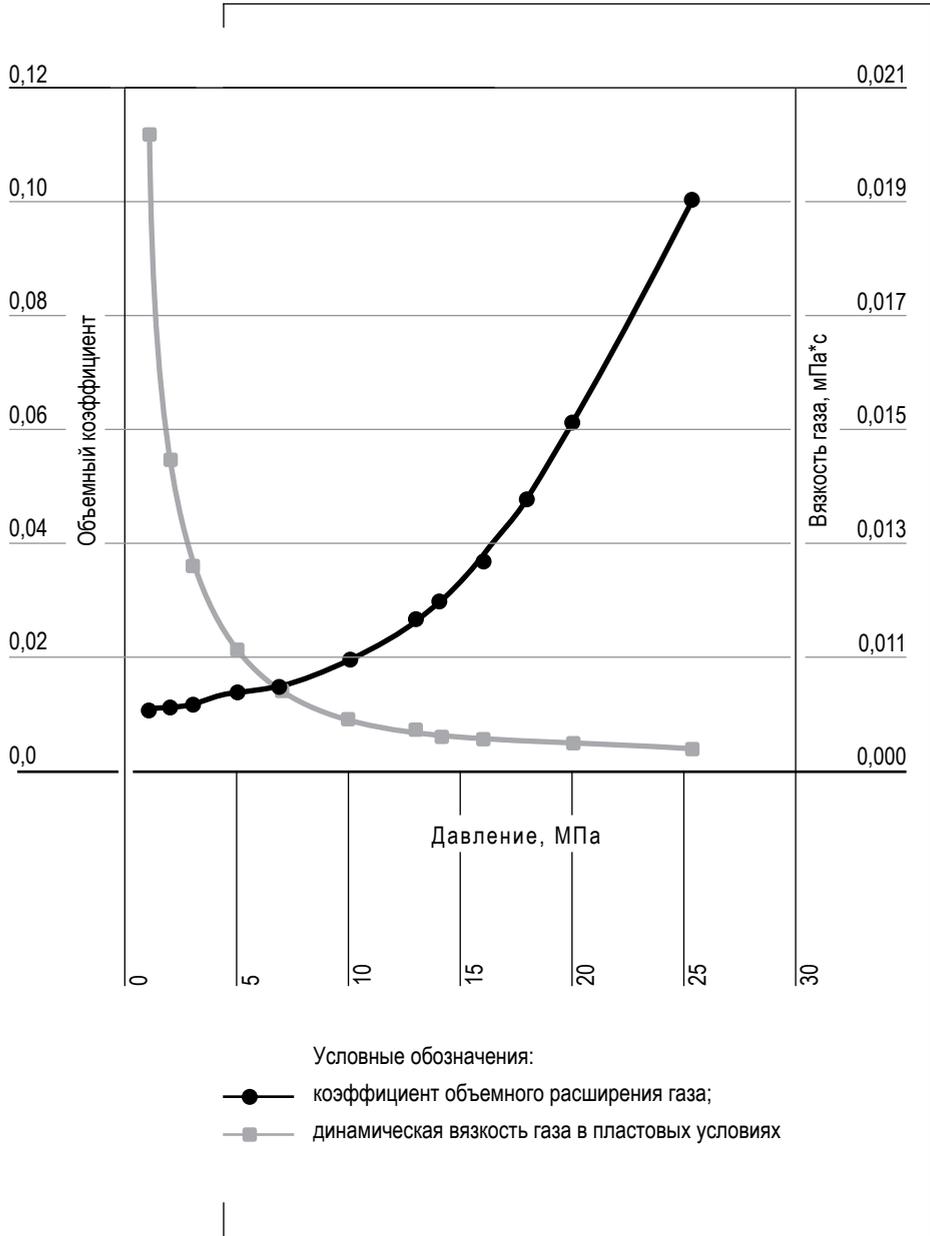
Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления залежи приведена на рисунке 7.

По полученным кривым можно наблюдать, что при давлении начала конденсации вязкость конденсата увеличивается от  $0,3138 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  до  $0,760 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , а объемный коэффициент начинается снижаться.

Далее была построена зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи (рис. 8).

Также по полученным результатам эксперимента (рис. 8) мы можем наблюдать, что период конденсации пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения динамическая вязкость газа снижается. В точке давления начала конденсации (25,4 МПа) динамическая вязкость конденсата составляет  $0,0191 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость газа снижается и при давлении максимальной конденсации равна  $0,0105 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_2$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденса-



**Рис. 8. Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи.**

Fig. 8. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in the reservoir.

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

Таблица 4. ДИНАМИКА ПОТЕНЦИАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ КОНДЕНСАТА В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ И ПОТЕРИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
Table 4. Dynamics of potential condensate content in reservoir gas and hydrocarbon losses when reservoir pressure changes

№ п.п.	Пластовая углеводородная смесь, Пласт 2			
	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Текущее давление в залежи, МПа	Потенциальное содержание конденсата в залежи, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5
1	25,4	0,0	25,4	63,8
2	24,0	3,5	24,0	62,3
3	21,0	9,8	21,0	59,3
4	15,0	27,1	15,0	49,1
5	10,0	35,0	10,0	40,1
6	7,5	35,2	7,5	37,2
7	5,0	33,5	5,0	36,8
8	3,5	31,7	3,5	39,2
9	1,7	28,4	1,7	49,9
10	1,0	26,7	1,0	64,1

Источник: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors

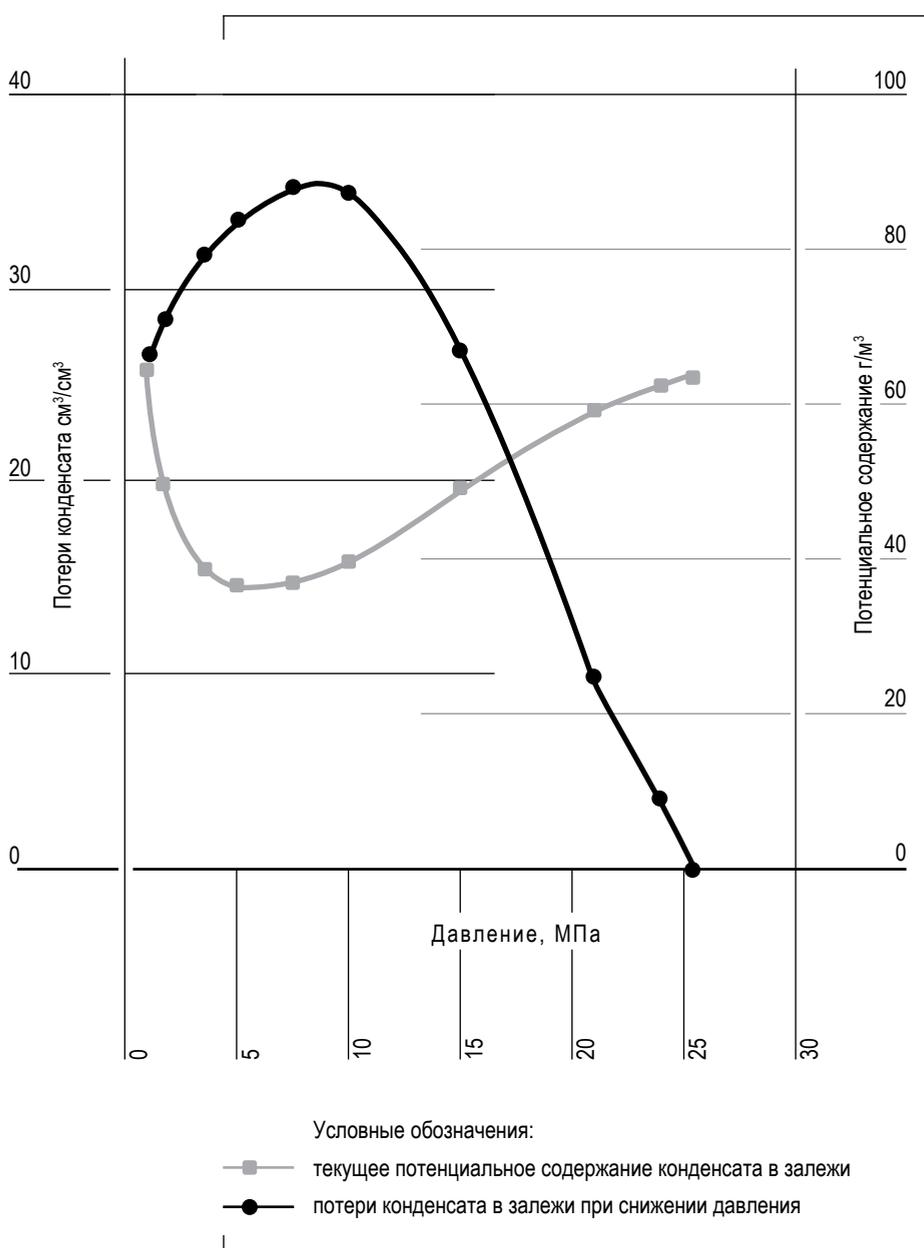


Рис. 9.

**Динамика потенциального содержания конденсата в пластовом газе и потери углеводородов при изменении пластового давления Пласт  $P_1 + P_2$ .**

Fig. 9. Dynamics of potential condensate content in reservoir gas and hydrocarbon losses when reservoir pressure changes Reservoir  $P_1 + P_2$ .

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

та в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 4.

Таким образом, в опыте при давлении начала конденсации (25,4 МПа) потенциальное содержание конденсата составило  $63,8 \text{ г}/\text{м}^3$ , затем в процессе конденсации снижается и при давлении максимальной конденсации равно  $37,20 \text{ г}/\text{м}^3$ . Потери конденсата в залежи при давлении максимальной конденсации составили  $35,2 \text{ г}/\text{м}^3$ . С точки давления начала конденсации – 25,40 МПа до максимальной конденсации – 7,50 МПа идет процесс конденсации, затем процесс ретроградного испарения.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\text{P}_2$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 5.

Также по полученным результатам эксперимента (рис. 10) мы можем наблюдать, что период конденсации пластовой углеводородной системы и процессе ретроградного испарения и динамическая вязкость газа увеличивается. В точке давления начала конденсации (25,4 МПа) динамическая вязкость конденсата составляет  $0,2641 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ , с изменением коэффициента объемного расширения динамическая вязкость газа увеличивается и при давлении максимальной конденсации равна  $0,41 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

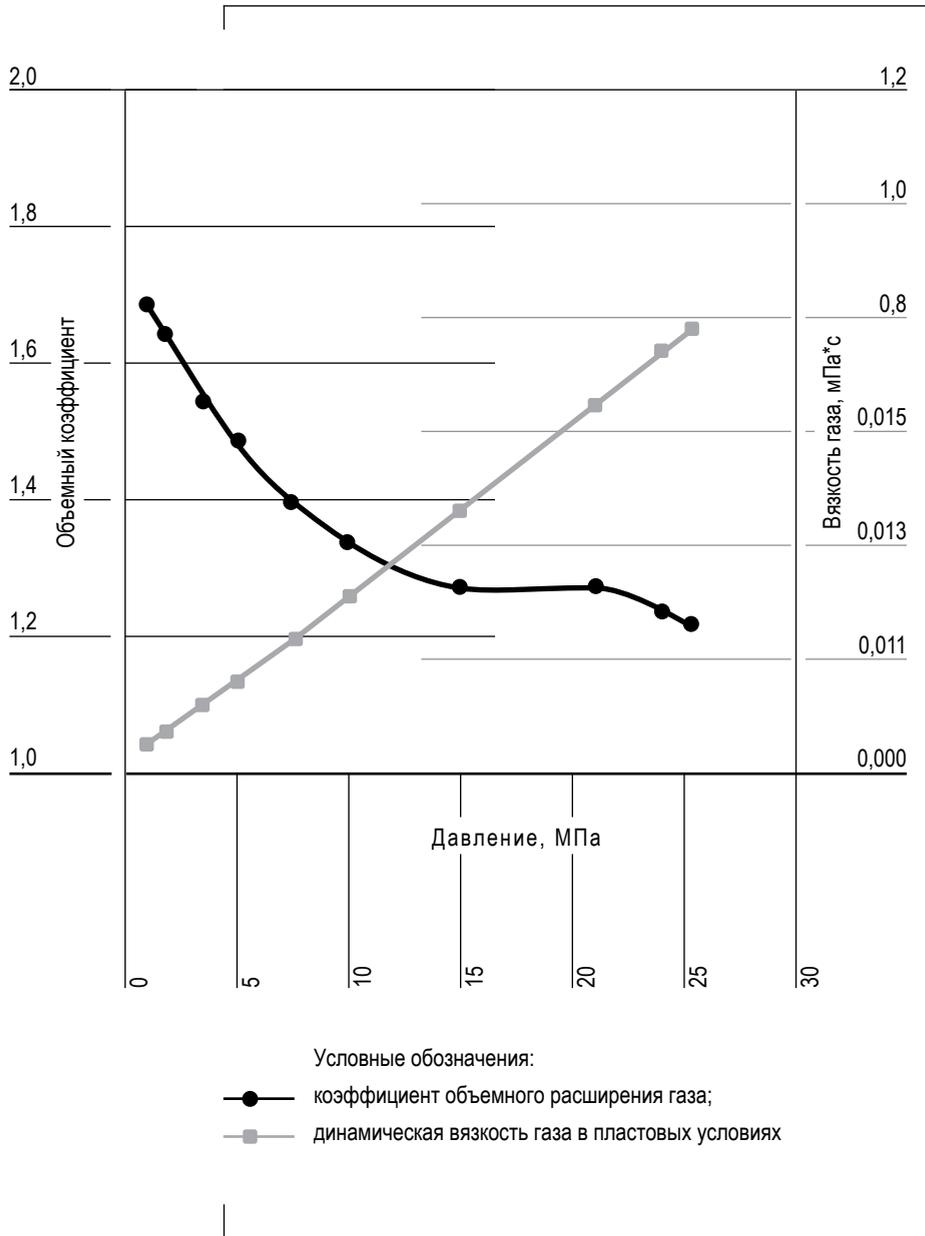
Результаты динамической вязкости пластового газа и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи пласта  $\text{P}_2$  газоконденсатной смеси, выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида приведены в таблице 6.

Таблица 5. ЗАВИСИМОСТЬ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ КОНДЕНСАТА И КОЭФФИЦИЕНТА ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ  
Table 5. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in the reservoir

№ п.п.	Пластовая углеводородная смесь, Пласт П2 (модель № 4)			
	Текущее давление в залежи, (МПа)	Потери конденсата в залежи, (г/м <sup>3</sup> )	Коэффициент объемного расширения конденсата	Динамическая вязкость конденсата, (мПа·с)
1	2	3	4	5
1	25,4	0,0	1,6512	0,2643
2	24,0	3,5	1,6178	0,2926
3	21,0	9,8	1,5444	0,3339
4	15,0	27,1	1,3870	0,3399
5	10,0	35,0	1,2596	0,4100
6	7,5	35,2	1,1969	0,4818
7	5,0	33,5	1,1351	0,5839
8	3,5	31,7	1,0991	0,6619
9	1,7	28,4	1,0586	0,7754
10	1,0	26,7	1,0434	0,8251

Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.



**Рис. 10. Зависимость динамической вязкости конденсата и коэффициента объемного расширения от изменения давления в залежи Пласт П<sub>2</sub>.**

Fig. 10. Dependence of dynamic viscosity of condensate and coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in Reservoir P<sub>2</sub>.

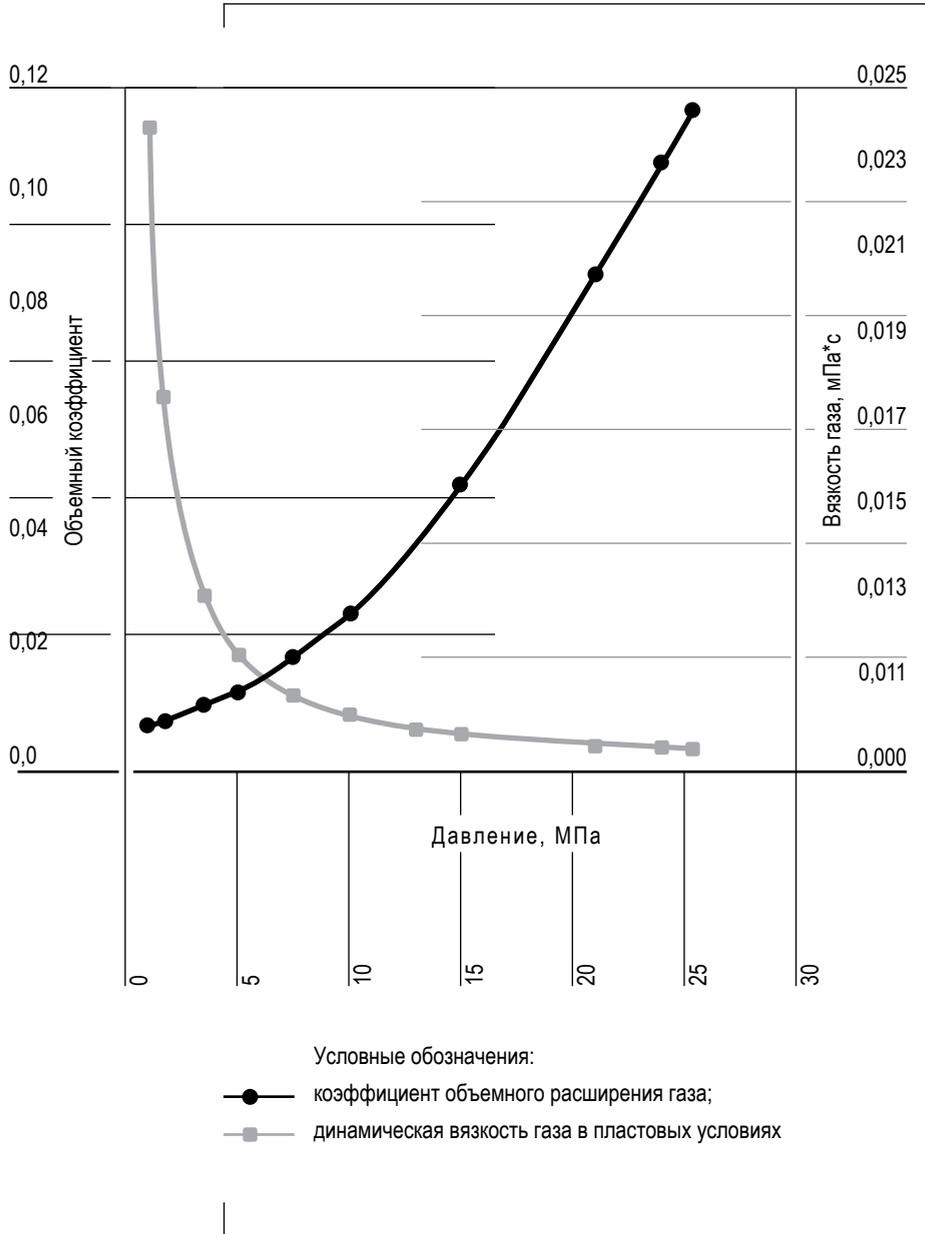
Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

ТАБЛИЦА 6. ЗАВИСИМОСТЬ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА И КОЭФФИЦИЕНТА ОБЪЕМНОГО РАСШИРЕНИЯ ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАЛЕЖИ ПЛАСТ  $P_2$   
Table 6. Dependence of the dynamic viscosity of reservoir gas and the coefficient of volumetric expansion on changes in pressure in Reservoir  $P_2$

№ п.п.	Пластовая углеводородная смесь, Пласт $P_2$ (модель №4)			
	Текущее давление в залежи, (МПа)	Потери конденсата в залежи, (г/м <sup>3</sup> )	Коэффициент объемного расширения газа	Динамическая вязкость газа, (мПа·с)
1	2	3	4	5
1	25,4	0,0	0,0040	0,0246
2	24,0	3,5	0,0041	0,0235
3	21,0	9,8	0,0046	0,0212
4	15,0	27,1	0,0065	0,0169
5	10,0	35,0	0,0100	0,0143
6	7,5	35,2	0,0137	0,0134
7	5,0	33,5	0,0212	0,0127
8	3,5	31,7	0,0310	0,0124
9	1,7	28,4	0,0658	0,0121
10	1,0	26,7	0,1135	0,0120

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



**Рис. 11. Зависимость динамической вязкости газа и коэффициента объемного расширения газа от изменения давления в залежи Пласт  $P_2$ .**

Fig. 11. Dependence of the dynamic viscosity of gas and the coefficient of volumetric expansion of gas on changes in pressure in Reservoir  $P_2$ .

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

### **Заключение**

Таким образом выявлено, что информативными для моделирования являются данные газоконденсатных исследований, выполненные сепарационными методами и на режиме с соблюдением условий полного выноса жидкости с забоя скважин: депрессия на пласт не более 20 % и скорость потока не менее 2,5 м/с. Обобщая результаты анализа промысловых испытаний парфеновского горизонта Ковыктинского ГКМ, можно заключить следующее: отсутствие результатов по определению профиля притока при совместном испытании пластов  $\Pi_1 + \Pi_2$  затрудняет возможность оценить вклад каждого пласта в величину потенциального содержания конденсата в пластовом газе.

Результаты прогноза потерь углеводородов в залежи пласта  $\Pi_1$  газоконденсатной смеси при потенциальном содержания конденсата в газе  $63,8 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , выполненные с применением алгоритмов моделирования парожидкостного равновесия на модели пластового флюида позволили определить давление начала конденсации, которое составило 25,40 МПа и давление максимальной конденсации равно 7,50 МПа. По данным исследований начальное потенциальное содержание конденсата в пластовом газе составило  $63,8 \text{ гр}/\text{м}^3$ , затем в процессе конденсации снизилось и при давлении максимальной конденсации стало  $37,2 \text{ гр}/\text{м}^3$ . Накопленные результаты опытов позволили на основании выявленной закономерности основных свойств многокомпонентных систем сделать вывод, что в процессе ретроградного испарения динамическая вязкость газа снижается от 0,0241 мПа·с до 0,0133 мПа·с, а вязкость конденсата увеличивается с 0,2397 мПа·с до 0,4650 мПа·с. Так, снижение конденсатосодержания в пластовом газе приводит к увеличению конденсатоотдачи.

### **Список источников**

1. Алиев З. С., Андреев С. А., Власенко А. П. и др. Технологический режим работы газовых скважин. М.: Недра, 1978. 279 с.
2. Баталин О. Ю., Брусиловский А. И., Захаров М. Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 224 с.

3. Брусиловский А. И. Методология применения кубических уравнений состояния для моделирования природных газоконденсатных смесей // Газовая промышленность. 2019. № 4. С. 16–19.
4. Зотова Г. А., Алиева З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
5. Гриценко А. И., Гриценко И. А., Юшкин В. В. и др. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.
6. Добролюбова Р. К. Инякина Е. И., Краснов И. И. Исследование влияние азота на пластовые потери конденсата при разработке Чайндинского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 3. С. 75–96. URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/588> (дата обращения: 10.06.2024).
7. 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.
8. Гриценко И. Ю., Островская Т. Д., Юшкин В. В. PVT–исследования Уренгойского месторождения ачимовская свита. М.: ВНИИГАЗ, 2000. С. 12–15.
9. Краснова Е. И., Островская Т. Д. Оценка увеличения продуктивности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений // Академический журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9. № 6 (49). С. 31.
10. Катанова Р.К., Левитина Е.Е., Инякина Е.И., Краснов И.И. Оценка потерь углеводородов в залежи пласта Т1-А при разработке Среднетюнгского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2020. №4. С. 29–40. URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/70> (дата обращения: 11.06.2024).
11. Математическое моделирование фазового поведения пластовых углеводородных смесей в критической области. Определение плотностей сосуществующих фаз: отчет о НИР. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. 50 с.
12. Инякина Е. И., Катанова Р. К., Инякин В. В., Альшейхли М.Д.З. Изучение влияния остаточной нефти на плас-

- товые потери конденсата на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Инновации. Технологии. 2021. № 1. С. 39–52. URL: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/121> (дата обращения: 11.06.2024).
13. Щебетов А. В., Галкин М. В. Оценка качества и моделирование газоконденсатных исследований в условиях неопределенности исходных данных // Газовая промышленность. 2009. № 9. С. 40–44.
  14. Katanova R. K., Krasnov I. I., Inyakina E. I., Alsheikhly M. D. Z. 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. Ser. "International Science and Technology Conference 'Earth Science'", ISTC EarthScience 2022. Chapter 1. 2022. P. 1–6.

### References

1. Aliyev ZS, Andreev SA, Vlasenko AP et al. Technological mode of operation of gas wells. Moscow: Bosom; 1978. 279 p. (In Russ.).
2. Batalin OYu, Brusilovsky AI, Zakharov MYu. Phase equilibria in natural hydrocarbon systems. Moscow: Bosom; 1992. 224 p. (In Russ.).
3. Brusilovsky AI. Methodology of application of cubic equations of state for modeling natural gas condensate mixtures. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*. 2019;(4):16-19. (In Russ.).
4. Zotova GA, Alieva ZS. Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate wells. Moscow: Bosom; 1980. 301 p.
5. Gritsenko AI, Gritsenko IA, Yushkin VV et al. Scientific foundations of the prediction of the phase behavior of reservoir gas condensate systems. Moscow: Bosom; 1995. 432 p. (In Russ.).
6. Dobrolyubova RK, Inyakina EI, Krasnov II. Research Influence of Nitrogen on Formation Condensate Loss During the Development of the Chayandinskoye Field. *Science. Innovations. Technologies*. 2022;(3):75-96. Available from: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/588> [Accessed 10 June 2024]. (In Russ.)

7. Krasnova EI, Grachev SI. Results of a study of the phase behavior of hydrocarbons in the presence of reservoir water in a gas condensate system. *Academic Journal of West Siberia*. 2012;(4):10. (In Russ.).
8. Gritsenko IYu, Ostrovskaya TD, Yushkin VV. PVT – studies of the Urengoyevskoye field Achimovskaya formation. Moscow: VNIIGAZ; 2000. P. 12–15. (In Russ.)
9. Krasnova EI, Ostrovskaya TD. Assessment of the increase in productivity of gas condensate wells at a late stage of field development. *Academic Journal of West Siberia*. 2013;9(6(49)):31. (In Russ.).
10. Katanova RK, Levitina EE, Inyakina EI, Krasnov II. Assessment of Hydrocarbon Losses in the Reservoir Formation T1-A During the Development of the Srednetungsky Field. *Science. Innovations. Technologies*. 2020;(4):29-40. Available from: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/70> [Accessed 11 June 2024]. (In Russ.).
11. Mathematical modeling of the phase behavior of reservoir hydrocarbon mixtures in the critical region. Determination of the densities of coexisting phases: a research report. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (NRU); 2018. 50 p. (In Russ.).
12. Inyakina EI, Katanova RK, Inyakin VV, Alsheikhli MDZ. Studying the effect of residual oil on reservoir condensate losses at the Srednebotuobinsk oil and gas condensate field. *Science. Innovations. Technologies*. 2021;(1):39-52. Available from: <https://scienceit.elpub.ru/jour/article/view/121> [Accessed 11 June 2024]. (In Russ.).
13. Shchebetov AV, Galkin MV. Quality assessment and modeling of gas condensate studies in conditions of uncertainty of initial data. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*. 2009;(9):40-44. (In Russ.).
15. 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: collection IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Ser. "International Science and Technology Conference 'Earth Science'", ISTC EarthScience 2022. Chapter 1. 2022;1-6.

### **Информация об авторах**

**Розалия Кирилловна Добролюбова** – старший преподаватель базовой кафедры нефтегазового дела, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Политехнический институт (филиал) в г. Мирном, Scopus ID: 57216504633, Researcher ID: AAA-9825-2020.

**Екатерина Ивановна Инякина** – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета, Scopus ID: 57208147649, Researcher ID: A-5650-2018.

**Иван Игнатьевич Краснов** – кандидат технических наук, доцент базовой кафедры нефтегазового дела, Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, Политехнический институт (филиал) в г. Мирном, Scopus ID: 57208147750, Researcher ID: A-5654-2018.

**Владислав Витальевич Инякин** – старший преподаватель кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета, Scopus ID: 57196256738, Researcher ID: A-1091-2018.

**Анастасия Федоровна Семененко** – старший преподаватель кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского индустриального университета, Scopus ID: 57223111651.

**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), 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 Development and Operation of Oil and Gas Fields Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57208147649, Researcher ID: A-5650-2018.

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

**Vladislav V. Inyakin** – Assistant of the Development and Operation of Oil and Gas Fields Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57196256738, Researcher ID: A-1091-2018.

**Anastasia F. Semenenko** – Senior Lecturer of the Drilling of Oil and Gas Wells Department, Tyumen Industrial University, Scopus ID: 57223111651.

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