

2.8.4.  
УДК 622.279.51  
DOI:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
10.37493/2308-4758.2023.1.8

**Инякина Е. И.,  
Левитина Е. Е.,  
Рябикова К. О.,  
Инякин В. В.**

Тюменский индустриальный университет  
г. Тюмень  
Россия

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ**

Введение.

С расширением объемов бурения морского шельфа и отдалением месторождений от береговой линии возрастает количество добывающих скважин, расположенных в сложных подводно-геологических условиях, что осложняет проведение исследований. Например Юрхаровское месторождение расположено полосой вдоль Тазовского полуострова под акваторией Карского моря. При этом данные, получаемые по результатам исследований необходимы при подсчете запасов и проектировании разработки залежей углеводородов.

Материалы и методы

исследований.

Моделирование условий эксплуатации месторождения при различных термодинамических состояниях проводилось с целью определения влияния паров воды и фракций нефти на потери конденсата в процессе разработки залежи [6-9]. Эксперименты проводились для определения количества конденсата в составе пластового газа, физико-химических свойств углеводородов и влияния тяжелых фракций нефти на конденсатоотдачу [5, 10]. Прогнозирование потерь конденсата в залежи в зависимости от влияния негативных факторов необходимо учитывать при подсчете запасов углеводородов и составлении проекта разработки месторождения [11, 13].

Результаты исследований

и их обсуждение.

В изученной части разреза Юрхаровского месторождения, расположенного на шельфе Тазовской губы выявлены газовые залежи в апт-альб-сеноманском комплексе и газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками в неокосском комплексе. Выделение объектов разработки основывалось на комплексе геолого-геофизических данных, основными из которых являются наличие в разрезе коллекторов и покрышек и единого гипсометрического положения ГВК или ВНК в случае нефтегазоконденсатной залежи. Корреляция разрезов скважин и выделение продуктивных пластов основывались на выборе реперов, похожести каротажных диаграмм,

с учётом характера насыщения коллекторов и результатов испытания скважин. В результате экспериментальных PVT-исследований определялось влияние водяного пара и фракций нефти как составной части углеводородной системы на величину пластовых потерь в залежи. Проведенный анализ выполненных исследований подтвердил, что многокомпонентные углеводородные системы состоят из смеси газа, конденсата и водяных паров, а также фракций нефти, что существенно меняет свойства системы и динамику ее фазовых процессов при разработке Юрхаровского месторождения.

**Выводы.** Проведенные PVT-эксперименты с целью выявления влияния водяных паров и компонентов нефти, находящихся в составе природного газа показали, что прогнозный текущий и конечный коэффициенты извлечения конденсата завышены. Анализ результатов исследований выявил различное влияние водяных паров на пластовые потери углеводородов в залежи из-за увеличения парциального давления. При наличии пластовой воды в газоконденсатной системе величина КИК уменьшилась до 4-5%. Таким образом определена причина увеличения пластовых потерь конденсата в залежи при разработке нефтегазоконденсатных месторождений на шельфе Карского моря.

**Ключевые слова:** шельф, газоконденсат, потери углеводородов, термодинамические исследования, коэффициент извлечения конденсата.

Inyakina E. I.,  
Levitina E. E.,  
Ryabikova K. O.,  
Inyakin V. V.

Tyumen Industrial University,  
Tyumen,  
Russia

### **Investigation of Formation Fluid During the Development of Fields on the Kara Sea Shelf**

**Introduction.** With the expansion of offshore drilling and the distance of fields from the coastline, the number of production wells located in difficult underwater geological conditions is increasing, which complicates research. For example, the Yurkharovskoye field is located in a strip along the Tazovsky Peninsula under the waters of the Kara Sea. At the same time, the data obtained from the results of research are necessary when calculating reserves and designing the development of hydrocarbon deposits.

**Materials and research methods.**

Modeling of the operating conditions of the field under various thermodynamic conditions was carried out in order to determine the ef-

fect of water vapor and oil fractions on condensate losses during the development of the deposit [6–9]. The experiments were carried out to determine the amount of condensate in the reservoir gas, the physicochemical properties of hydrocarbons, and the effect of heavy oil fractions on condensate recovery [5,10]. Prediction of condensate losses in the reservoir depending on the influence of negative factors must be taken into account when calculating hydrocarbon reserves and drawing up a field development project [11, 13].

Research results and  
their discussion.

In the studied part of the section of the Yurkharovskoye field, located on the shelf of the Taz Bay, gas deposits were identified in the Aptian-Albian-Cenomanian complex and gas condensate deposits with oil rims in the Neocomian complex. The selection of development objects was based on a set of geological and geophysical data, the main of which are the presence of reservoirs and seals in the section and a single hypsometric position of the GWC or WOC in the case of an oil and gas condensate deposit. Correlation of well sections and identification of productive formations was based on the choice of benchmarks, the similarity of well logs, taking into account the nature of reservoir saturation and well test results. As a result of experimental PVT studies, the influence of water vapor and oil fractions as an integral part of the hydrocarbon system on the reservoir losses in the deposit was determined. The analysis of the performed studies confirmed that multicomponent hydrocarbon systems consist of a mixture of gas, condensate and water vapor, as well as oil fractions, which significantly changes the properties of the system and the dynamics of its phase processes during the development of the Yurkharovskoye field.

Conclusions.

The conducted PVT-experiments in order to identify the effect of water vapor and oil components that are part of natural gas showed that the predicted current and final condensate recovery factors are overestimated. An analysis of the research results revealed a different effect of water vapor on reservoir losses of hydrocarbons in the deposit due to an increase in partial pressure. In the presence of formation water in the gas condensate system, the CFC value decreased to 4-5%. Thus, the reason for the increase in reservoir losses of condensate in the deposit during the development of oil and gas condensate fields on the shelf of the Kara Sea was determined.

Key words:

shelf, gas condensate, hydrocarbon losses, thermodynamic studies, condensate recovery coefficient

## **Введение**

В настоящее время в рамках энергетической стратегии Российской Федерации ожидается активное освоение морских нефтегазоконденсатных залежей. С расширением объемов морского бурения и отдалением месторождений от береговой линии возрастает количество добывающих скважин, расположенных в сложных подводно-геологических условиях, что осложняет проведение исследований. Промысловый опыт разработки залежей нефти и газа Крайнего Севера показал, что начинать целесообразно освоение шельфовых месторождений в регионах с развитой инфраструктурой. Таким примером может быть Юрхаровское месторождение, рядом с которым разрабатываются нефтегазоконденсатные залежи Ямбургского месторождения и имеется уже работающая трубопроводная инфраструктура. Газоконденсатные залежи Юрхаровского месторождения расположены полосой вдоль Тазовского полуострова, в основном под акваторией Карского моря.

При проектировании разработки нефтегазоконденсатных месторождений необходимо учитывать негативное влияние на коэффициент извлечения конденсата водяных паров и нефтяных компонентов в составе пластового флюида [2–4]. Для оценки конденсатоотдачи и определения пластовых потерь углеводородов были выполнены термодинамические исследования рекомбинированных проб, отобранных из скважин при разработке шельфа Карского моря. Исследования проводились на PVT-установке фирмы Chandler Engineering, которая позволяет проводить опыты в широком диапазоне давлений и температур. Лабораторные PVT-опыты позволили определить влияние паров воды на величину потерь конденсата в залежи при различном ее содержании в системе. Было установлено, что наличие водяных паров повышает парциальное давление и увеличивает конденсацию углеводородов в залежи. Проведенный анализ исследований пластовых флюидов подтвердил, что фракции нефти в системе влияют на коэффициент извлечения конденсата (КИК).

## **Материалы и методы исследований**

Моделирование осуществлялось способом дифференциальной конденсации с целью определения степени влияния

паров воды и тяжелых фракций нефти на потери конденсата в процессе разработки залежи [6–9]. В настоящее время мало изучено влияние пластовой воды и паров нефти на свойства газоконденсатных систем, в связи с этим необходимо исследование влияния парогазовой смеси на величину КИК [1, 18]. Был выполнен комплекс исследований пластовых проб из продуктивных горизонтов Юрхаровского месторождения [12]. Эксперименты проводились для определения физико-химических свойств углеводородов, оценки содержания конденсата в составе пластового газа и влияния тяжелых фракций нефти на конденсатоотдачу [5, 10]. Прогнозирование потерь конденсата в залежи в зависимости от влияния негативных факторов необходимо учитывать при подсчете запасов углеводородов и составлении проекта разработки месторождения [11, 13].

Промысловые исследования позволили определить дебит газа сепарации и содержание насыщенного конденсата в пластовом газе для расчета конденсатогазового фактора (КГФ). Состав пластовой газоконденсатной системы определялся исходя из содержания и объемов газа сепарации и нестабильного конденсата, отобранных в том же режиме сепарации. Прогноз пластовых потерь конденсата от участия неуглеводородных компонентов в термодинамических процессах необходим для получения исходных параметров при подсчете запасов углеводородов, а так же для проектирования разработки месторождений [15–17].

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

В изученной части разреза Юрхаровского месторождения, расположенного на шельфе Тазовской губы, выявлены газовые залежи в апт-альб-сеноманском комплексе и газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками в неокомском комплексе.

Залежь пласта БУ<sub>5</sub> вскрыта 35 скважинами (4 поисково-разведочные и 31 эксплуатационная), на различных а.о. от –2514,0 до –2601,6 м. Наличие залежи подтверждено опробованием одной поисково-разведочной и шестью эксплуатационными скважинами. Исследования ГДИ в эксплуатационных скважинах проведены совместно с нижележащими пластами (БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>).

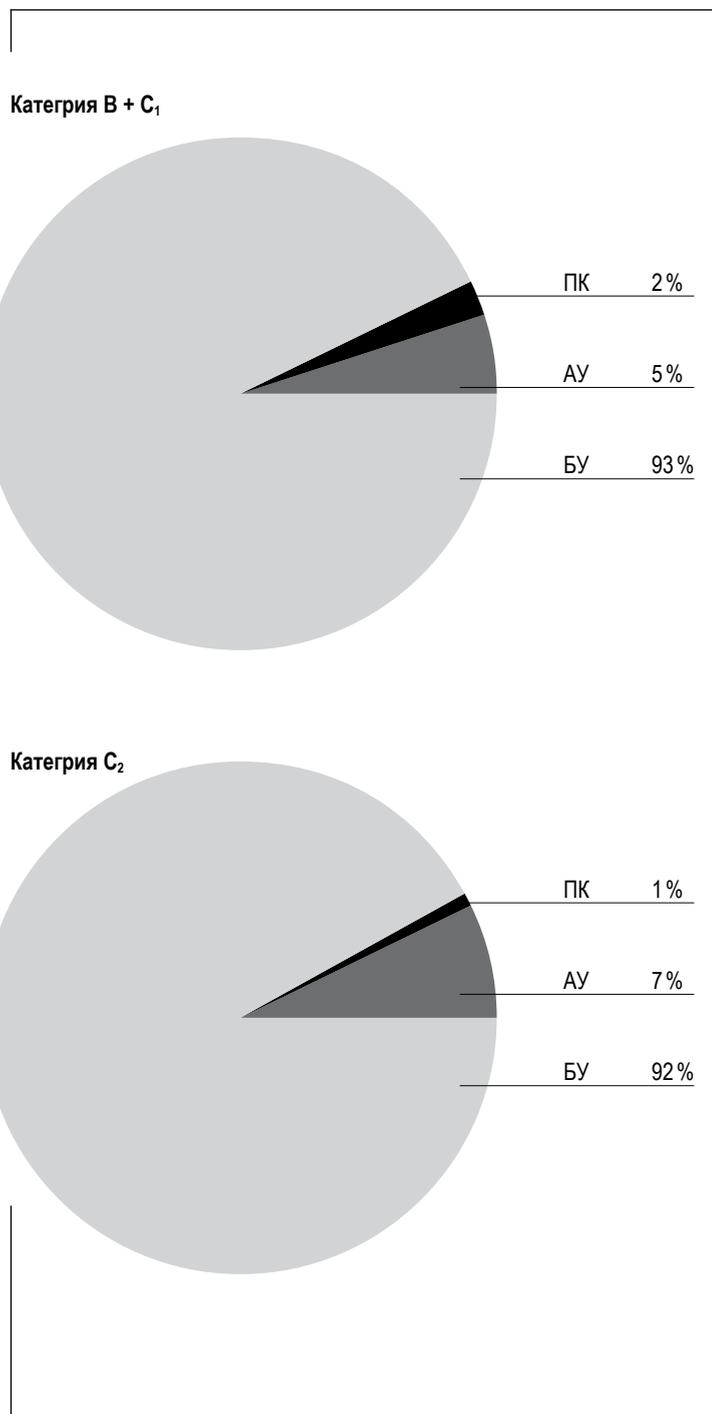


Рис. 1.

**Распределение запасов конденсата по пластам месторождения.**

Fig. 1. Distribution of condensate reserves by reservoir layers.

Пласт БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> содержит одну газоконденсатную залежь, вскрытую 42 скважинами (8 поисково-разведочных и 34 эксплуатационные) на различных а.о. от -2535,9 до -2640,7 м. Пласт испытан в 5 поисково-разведочных скважинах и 7 эксплуатационных. Продуктивность залежи подтверждена опробованием скважины 100, где получен фонтан газоконденсата [14]. Ниже представлено распределение запасов конденсата по пластам Юрхаровского месторождения, расположенных вдоль Тазовского полуострова, в основном под акваторией Карского моря.

Изучение свойств пласта БУ<sub>6</sub> методами ГДИ было проведено в следующих эксплуатационных скважинах: (скважина №355, скважина №353, скважина №360) совместно с пластами (БУ<sub>5</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>7</sub> [в скважине №360]), при этом дебиты пластового флюида составил 1499,23 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 24 мм. Средние значения толщин по скважинам соответствуют 10,0 и 8,0 метров, соответственно. Средневзвешенная газонасыщенная толщина в целом по залежи определена равной 9,5 метров.

Залежь пласта БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> вскрыта 16 скважинами на а.о. от -2604,1 до -2638,2 метров. Залежь подтверждена опробованием скважины №355 (1 и 2 ствол), а также скважиной №353 и скважиной №360. Исследования свойств пласта методами ГДИ проведены в следующих эксплуатационных скважинах: (скважина №355\_2, скважина №353и скважина №360) совместно с пластами БУ<sub>5</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>7</sub> (в скважине №360), при этом дебиты полученного пластового флюида составил 1559,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 24 мм.

Распределение газонасыщенной толщины по продуктивным пластам месторождения показано на рисунке 2.

Пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> представлен одной газоконденсатной залежью, вскрытой 34 поисково-разведочными и эксплуатационными скважинами на а.о. от -2619,4 до -2709,8 м. Залежь подтверждена опробованием скважин 355 (1 и 2 ствол), 310, 120, 351, 353, 360.

Исследования свойств пласта методами ГДИ проведены в следующих эксплуатационных скважинах: совместно с пластами БУ<sub>5</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>7</sub> (в скважине №360), при этом дебиты полученной газоконденсатной смеси изменяются от 1254,1 до 1700,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут на штуцере 24 мм (скважине №360). Среднее значение газонасыщенной толщины пласта составляет 7,6 м (диапазон изменения

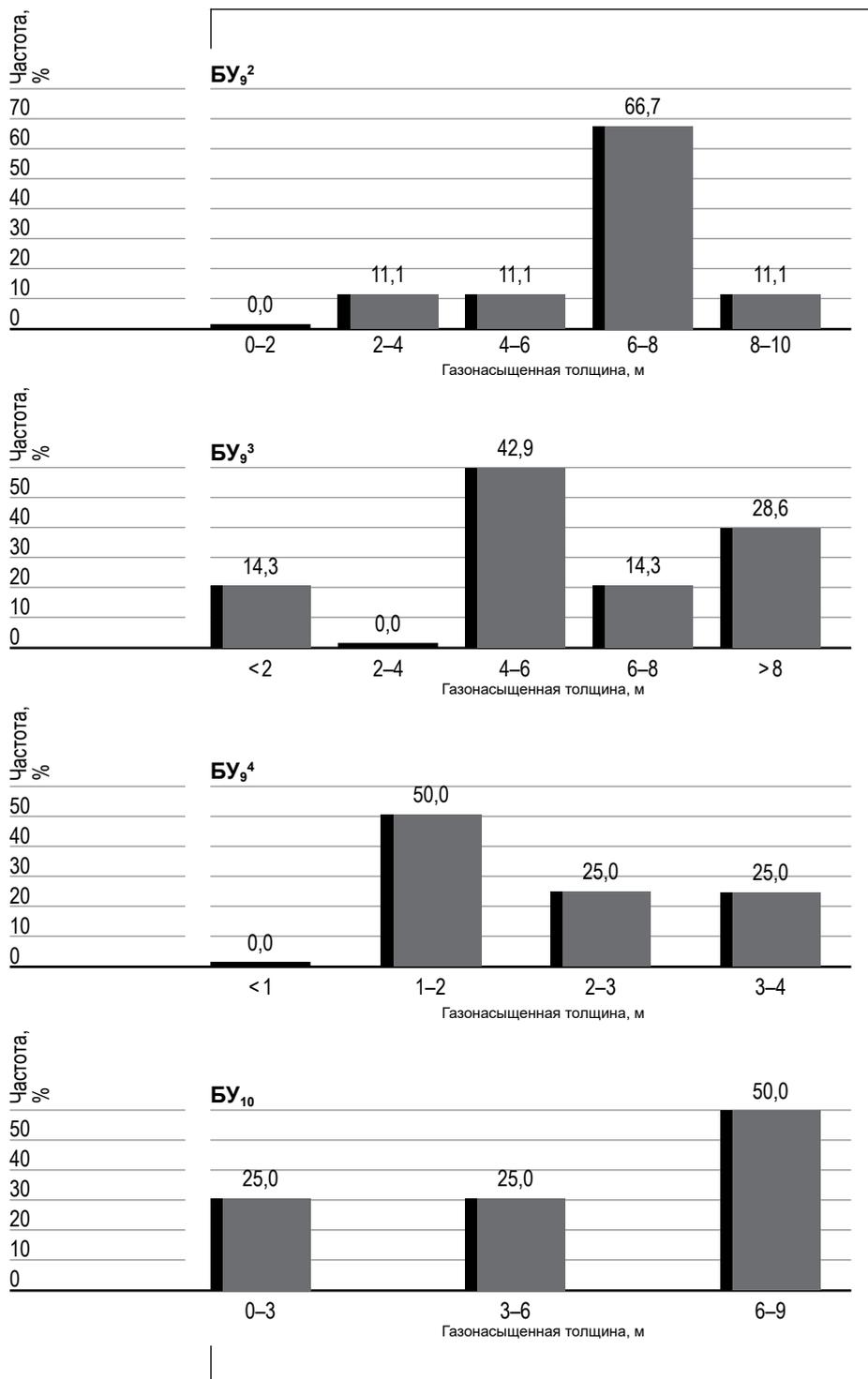


Рис. 2.

**Распределение газонасыщенной толщины по пластам.**  
Fig. 2. Distribution of gas-saturated thickness across reservoirs.

от 2,2 м (скв. 313) до 10,8 м (скв. №368). Средневзвешенная газонасыщенная толщина в целом по залежи определена равной 8,2 м. ГВК принят на абсолютной отметке  $-2711$  м. Залежь по насыщению газоконденсатная, по типу пластово-сводовая. Размеры залежи в принятом контуре  $11,0 \times 7,3$  км, высота 101 метр.

Изучение пластовых газоконденсатных систем продуктивных горизонтов Юрхаровского месторождения проводилось с целью получения исходных данных, необходимых при подсчете запасов углеводородов. Экспериментальные PVT-исследования выполнялись на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации, отобранных на месторождении при исследовании скважин. Для определения величины пластовых потерь конденсата проводились исследования на пробах газоконденсатной смеси неоконских горизонтов Юрхаровского месторождения с различным содержанием конденсата в пластовом газе [12, 21].

Изотермы конденсации углеводородов пластовой смеси Юрхаровского месторождения по пластам БУ<sub>5</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> в присутствии пластовой воды в системе и без нее приведены на рисунке 3.

Исследования выполнялись при пластовых условиях и различном потенциальном содержании конденсата в пластовом газе. В опытах использовался конденсат и сепарационный газ, отобранный при исследовании скважин месторождения. Зависимость пластовых потерь конденсата от давления при различном потенциальном содержании, полученная в результате термодинамических исследований рекомбинированных проб газа сепарации и конденсата для пластов БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>–БУ<sub>9</sub><sup>1</sup>, представлена на рисунке 4.

Следует отметить, что для более детального изучения влияния воды на фазовые процессы была проведена серия экспериментов. В экспериментах использовался конденсат с плотностью от  $0,670$  г/см<sup>3</sup> до  $0,716$  г/см<sup>3</sup> и молекулярной массой  $89$  г/моль. Результаты исследования газоконденсатной системы в присутствии фракций нефти в системе и без ее содержания при первичных (скв. №№ 90, 101) и текущих (скв. № 132, в 2-фазном состоянии) исследованиях по пласту БУ<sub>8</sub> приведены на рисунке 5.

Результаты исследования газоконденсатной системы в присутствии пластовой воды в системе и без ее содержания по скважинам №№ 270-283 Юрхаровского месторождения приведены на рисунке 6.

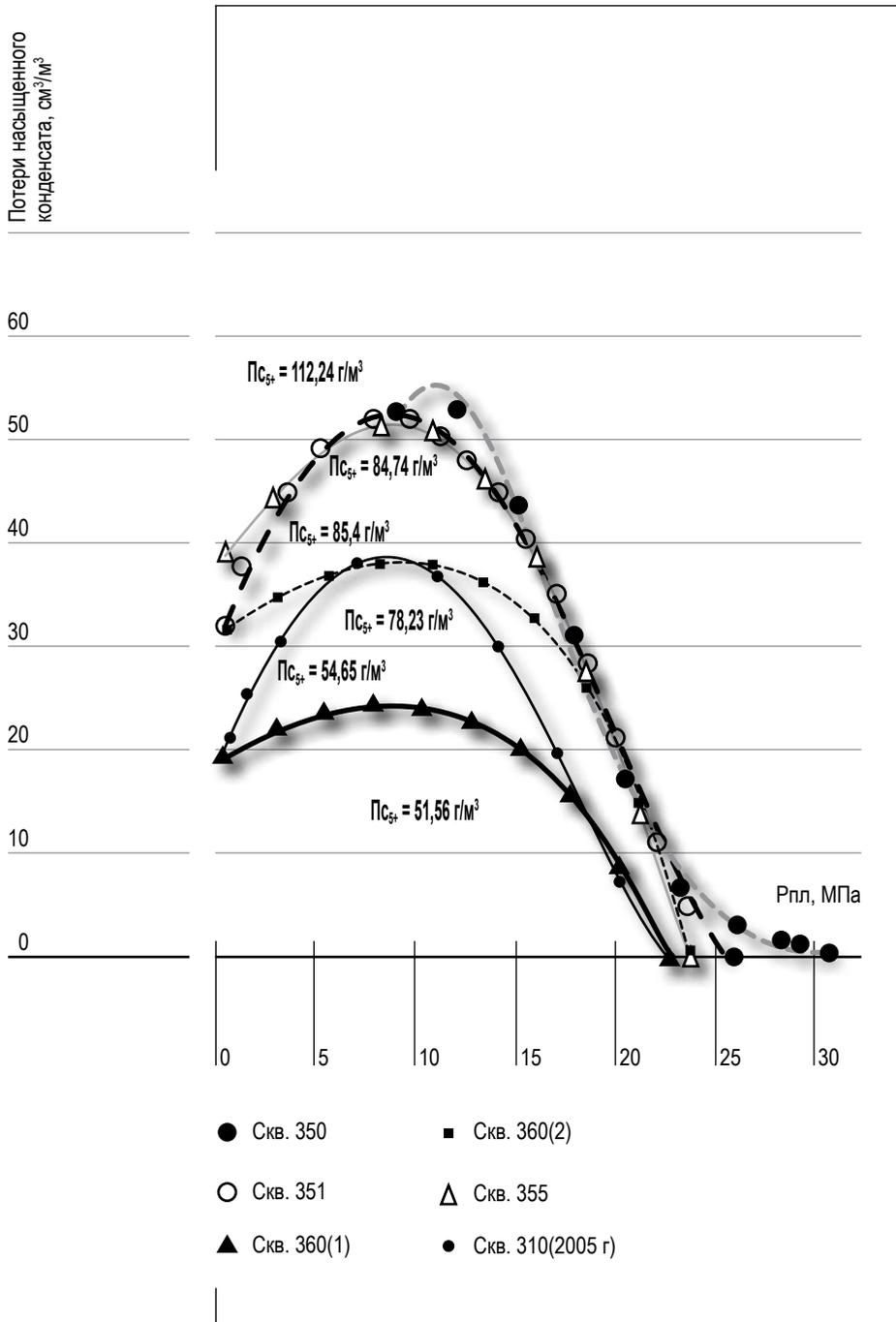


Рис. 3.

Результаты термодинамических исследований на начальной стадии разработки по пластам  $BU_5^0$ ,  $BU_5^1$ .

Fig. 3. Results of thermodynamic studies at the initial stage of development for  $BU_5^0$ ,  $BU_5^1$  formations.

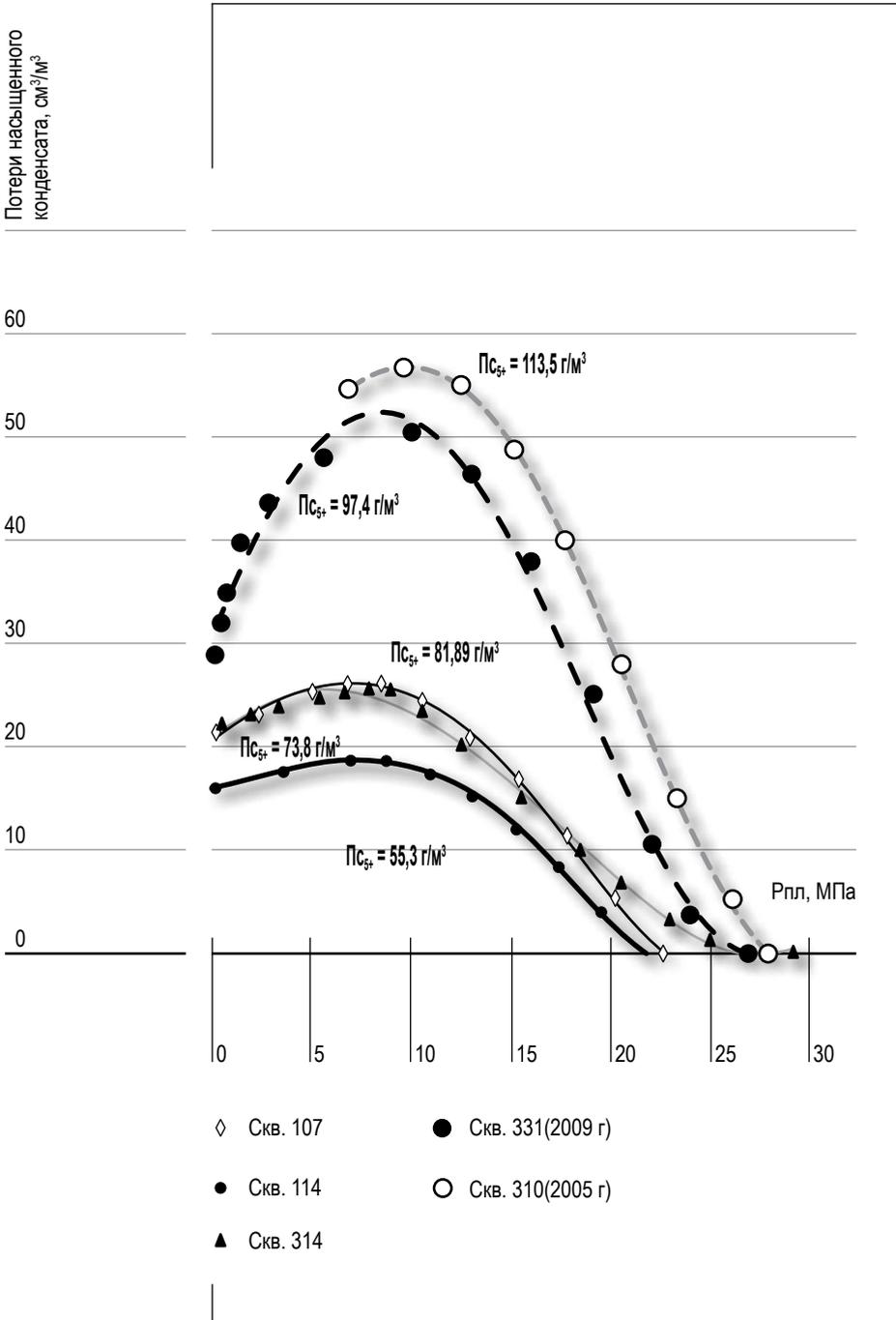


Рис. 4.

Результаты первичных (скв. № 107, 114, 314) и текущих исследований по пластам  $BU_9^0$ - $BU_9^1$  Юрхаровского месторождения.

Fig. 4. The results of primary (wells № 107, 114, 314) and current studies on the layers  $BU_9^0$ - $BU_9^1$  of the Yurkharovskoye field.

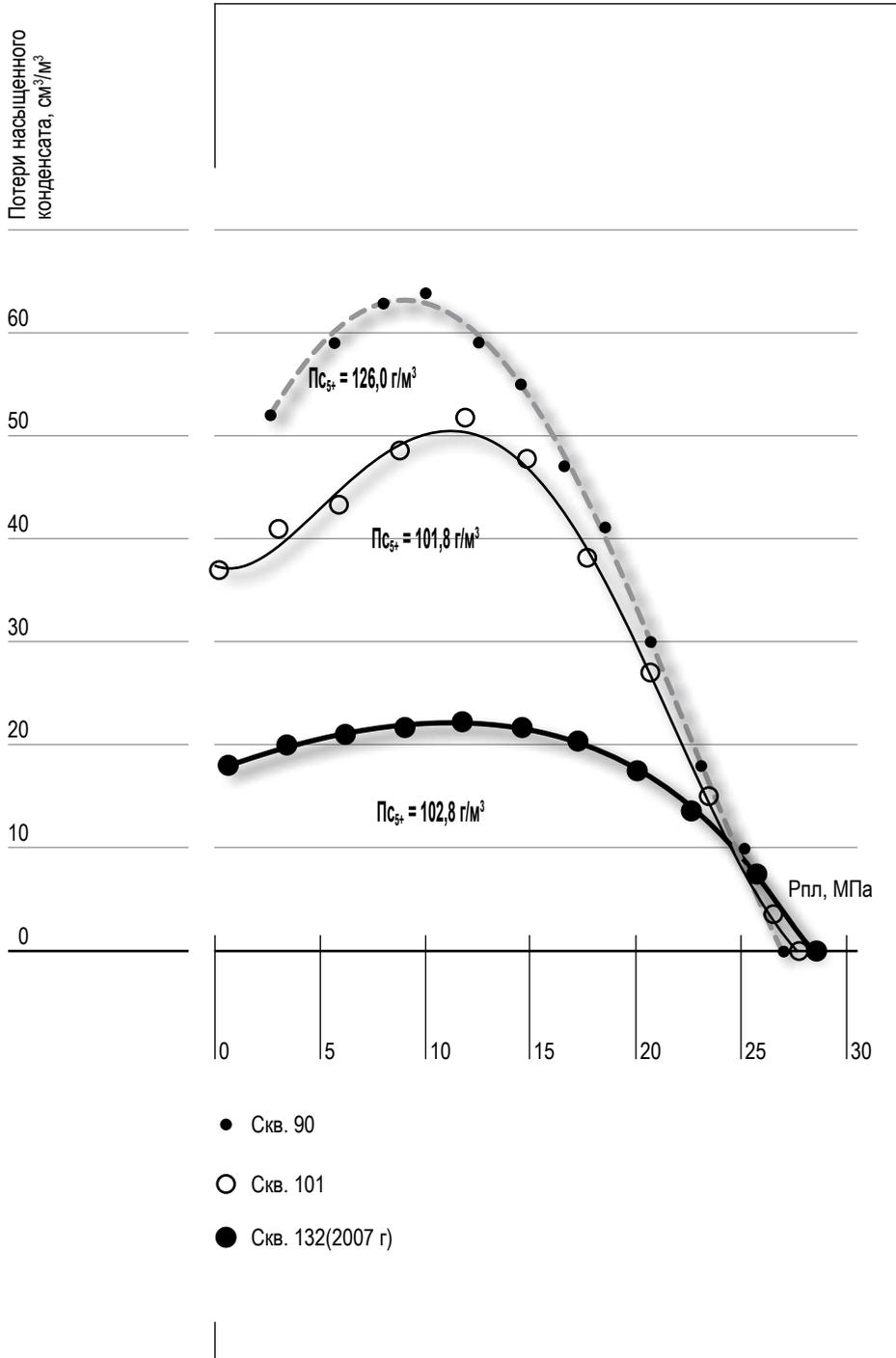
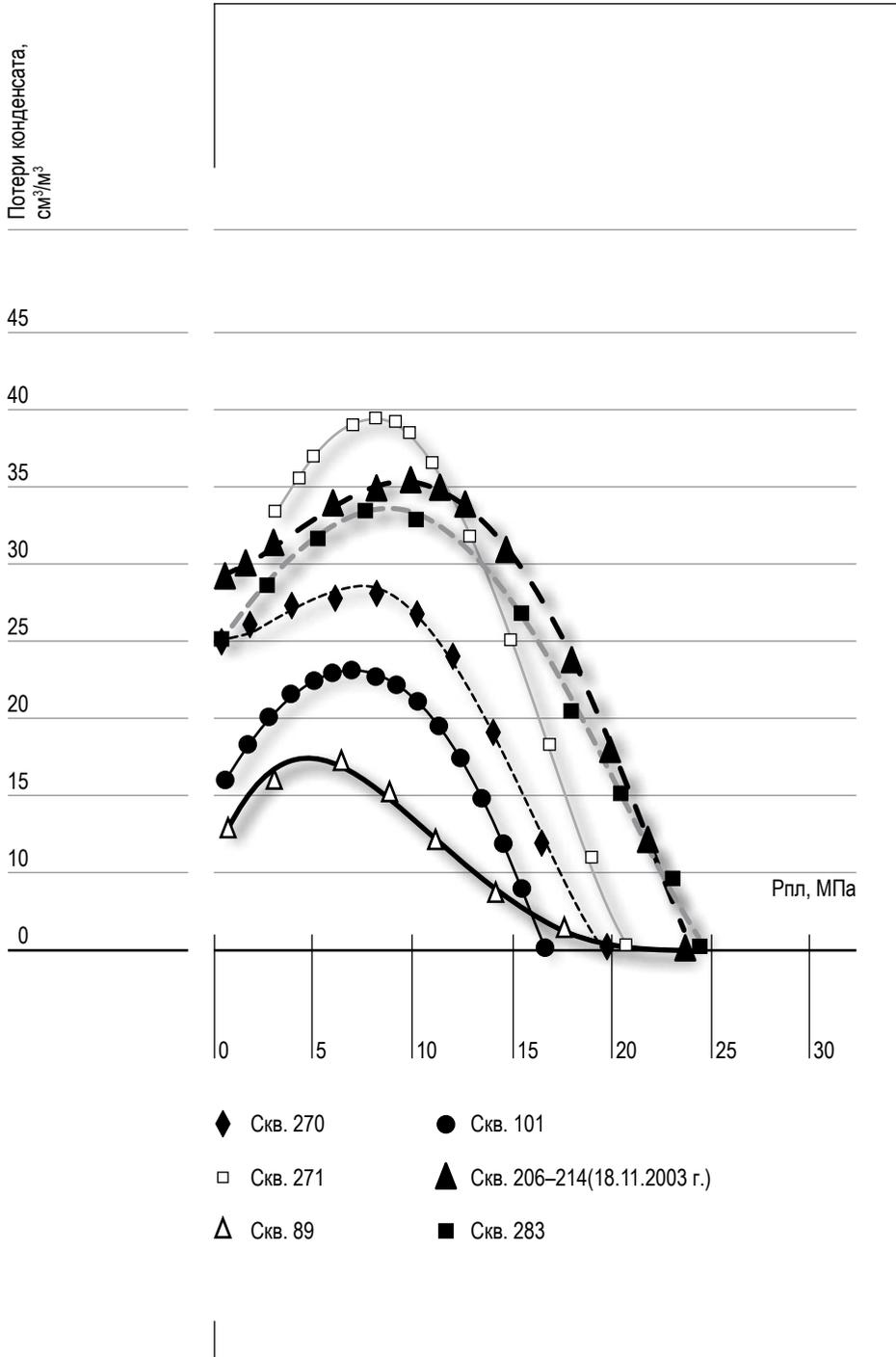


Рис. 5.

Результаты исследований по пласту БУ<sub>8</sub>  
Fig. 5. Research results for the BU<sub>8</sub> formation.



**Рис. 6.**

**Кривые пластовых потерь при дифференциальной конденсации.**

Fig. 6. Reservoir Loss Curves for Differential Condensatio.

Из выше представленных диаграмм видно, что наличие водяных паров изменяет давление начала конденсации. Графическая зависимость показывает, что для газоконденсатной системы при давлении максимальной конденсации наличие паров воды оказывает влияние на интенсивность выпадения насыщенного конденсата [19, 20].

На основании сравнения выполненных экспериментов установлено, что наличие в смеси водяного пара и компонентов нефти в пластовой газоконденсатной системе увеличивает конденсацию углеводородов и парциальное давление.

В результате экспериментальных PVT-исследований определялось влияние водяного пара и фракций нефти как составной части углеводородной системы на величину пластовых потерь в залежи. Лабораторные исследования позволили выявить негативное влияние этих факторов на величину потерь конденсата в залежи при различной температуре. Проведенный анализ выполненных исследований подтвердил, что многокомпонентные углеводородные системы состоят из смеси газа, конденсата и водяных паров, а также фракций нефти, что существенно меняет свойства системы и динамику ее фазовых процессов при разработке Юрхаровского месторождения.

### **Выводы**

Проведенные PVT-эксперименты с целью выявления влияния водяных паров и компонентов нефти, находящихся в составе природного газа показали, что прогнозный текущий и конечный коэффициенты извлечения конденсата завышены. Анализ результатов исследований выявил различное влияние водяных паров на пластовые потери углеводородов в залежи из-за неодинаковой степени растворимости конденсата в газах. По своим физико-химическим свойствам нефти продуктивных пластов Юрхаровского месторождения могут быть от легких до тяжелых по плотности, преимущественно нефть относится к классу малосмолистых. Пластовые воды относятся к смешанному типу: гидрокарбонатно-натриево-му и хлоридно-кальциевому. Величина минерализации колеблется в пределах 4,5–17,8 г/л. Определена степень влияния водяных

паров и фракций нефти на пластовые потери конденсата в залежи при разработке нефтегазоконденсатных месторождений на шельфе Карского моря. За прошедший с начала разработки Юрхаровского месторождения период отмечается увеличение плотности и температуры начала кипения конденсата из пластов, эксплуатирующих залежи неокомского комплекса.

### **Благодарности**

**Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).**

### **Библиографический список**

1. Брусиловский А.И. Методы расчета дифференциальной конденсации многокомпонентных систем // Тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. 1985. Вып. 182. С. 67–77.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
3. Волохова А.В., Земляная Е.В., Качалов В.В., Сокотуценко В.Н. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений // Наука. Инновации. Технологии. 2019. №3. С. 19–48.
4. Гасанов И.Р. К вопросу определения давления начала конденсации газоконденсатных смесей в процессе разработки // Техника. Технологии. Инженерия. 2018. №2 (8). С. 1–6.
5. Гамидов Н.Н. Исследование влияния углекислого газа на фазовые превращения газоконденсатных систем и диспергирование ретроградного конденсата // Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2021. №4. С. 17–22.
6. Гриценко А.И., Гриценко И.А., Юшкин В.В. и др. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.
7. Гриценко И.Ю., Островская Т.Д., Юшкин В.В. PVT-исследования Уренгойского месторождения Ачимовская свита // Изучение углеводородных систем сложного состава. М.: ВНИИГАЗ, 2000. С. 12–15.

8. Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации // Газовая промышленность. 1982. №9. С. 23–24.
9. Катанова Р.К. Иньякина Е.И., Грачева С.К. Результаты исследования свойств пластовых систем газоконденсатных залежей Среднетюньгского месторождения // Нефть и газ: опыт и инновации. 2018. Т. 2. №2. С. 8-28.
10. 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.
11. Краснова Е.И., Островская Т.Д. Оценка увеличения продуктивности газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки месторождений // Академ. журнал Западной Сибири. 2013. Т. 9. №6 (49). С. 31.
12. Комплексная технологическая схема разработки Юрхаровского месторождения / ООО ТюменНИИГипрогаз. Тюмень, 2000. 426 с.
13. Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние различных компонентов на давление начала конденсации пластовых смесей // Теория и практика разработки газовых и газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. М., 1987. С. 109–113.
14. Медведев С.Г., Соловьев С.Г., Лузин А.А. Опыт разработки Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием горизонтальных скважин // НТС Вести газовой науки, 2014. №4(20). С. 23.
15. Островская Т.Д., Гриценко А.И., Желтовский В.И. Метод внесения поправок по влиянию углекислого газа на фазовые превращения пластовых систем // Газовая промышленность. 1988. №1. С. 44–45.
16. Островская Т.Д., Гриценко И.А. Исследования газоконденсатных смесей, содержащих N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> // Газовая промышленность. 1983. №8. С. 31–32.
17. Островская Т.Д., Иньякина Е.И., Краснов И.И. Влияние воды на извлечение углеводородов из пласта при разработке газоконденсатного месторождения // Научный форум. Сибирь. 2018. Т. 4. №2. С. 5.
18. Утробин Н.В. Оценка конечного коэффициента извлечения конденсата на гидродинамической модели Термо-

- карстового ГКМ // Нефтепромышленное дело. 2010. № 12. С. 55–58.
19. 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. Ser. "International Science and Technology Conference "Earth Science". Chapter 3". 2021. P. 1–6.
  20. Krasnov I.I., Ostrovskaya T.D., Krasnova E.I. Features of forecasting condensate recovery on equipment from chandler // Engineering. 2012. Vol. 6. С. 64.
  21. Zeinalabideen M.J., Katanova R.K., Krasnov I.I., Inyakina E.I. Study of the effect of formation water during reserves estimation and designing hydrocarbon recovery of oil and gas condensate fields // Periodicals of Engineering and Natural Sciences. 2020. Vol. 8. No. 4. P. 2029–2034.

### References

1. Brusilovsky A.I. Methods for calculating the differential condensation of multicomponent systems // Tr. MINKH and GP im. THEM. Gubkin. 1985. Issue. 182. P. 67–77. (In Russ.).
2. Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. M.: Grail, 2002. 575 p. (In Russ.).
3. Volokhova A.V., Zemlyanaya E.V., Kachalov V.V., Sokotushchenko V.N. Review of methods for improving component recovery in the development of gas condensate fields. Nauka. Innovation. Technologies. 2019. No. 3. P. 19–48. (In Russ.).
4. Gasanov I.R. On the issue of determining the pressure of the start of condensation of gas condensate mixtures in the development process // Technique. Technologies. Engineering. 2018. No. 2 (8). P. 1–6. (In Russ.).
5. Gamidov N.N. Investigation of the effect of carbon dioxide on phase transformations of gas condensate systems and dispersion of retrograde condensate // Azerbaijan Oil Industry. 2021. No. 4. P. 17–22. (In Russ.).
6. Gritsenko A.I., Gritsenko I.A., Yushkin V.V. Nauchnye osnovy prognoza fazovogo povedeniya plastovykh gazokondensatnykh sistem [Scientific bases of prediction of phase behavior of reservoir gas condensate systems]. M.: Nedra, 1995. 432 p. (In Russ.).

7. Gritsenko I.Yu., Ostrovskaya T.D., Yushkin V.V. PVT-studies of the Urengoy field Achimov suite // Study of hydrocarbon systems of complex composition. Moscow: VNIIGAZ, 2000. P. 12–15. (In Russ.).
8. G. R. Gurevich, I. A. Leont'ev, and L. Ya. Influence of non-hydrocarbon components on the pressure value of the onset of condensation // Gas industry. 1982. No. 9. P. 23–24. (In Russ.).
9. Katanova R.K. Inyakina E.I., Gracheva S.K. The results of the study of the properties of reservoir systems of gas condensate deposits of the Srednetyungskoye field // Oil and gas: experience and innovations. 2018. V. 2. No. 2. P. 8–28. (In Russ.).
10. Krasnova E.I., Grachev S.I. The results of the study of the phase behavior of hydrocarbons in the presence of reservoir water in the gas condensate system // Academic Journal of Western Siberia. 2012. No. 4. P. 10. (In Russ.).
11. Krasnova E.I., Ostrovskaya T.D. Evaluation of the increase in the productivity of gas condensate wells at the late stage of field development // Akadem. Journal of Western Siberia. 2013. V. 9. No. 6 (49). P. 31. (In Russ.).
12. Integrated technological scheme for the development of the Yurkharovskoye field / TyumenNIIgiprogaz. Tyumen, 2000. 426 p. (In Russ.).
13. Leontiev I.A., Nepomnyashchy L.Ya. The influence of various components on the pressure of the beginning of condensation of reservoir mixtures // Theory and practice of developing gas and gas condensate fields with low-permeability reservoirs. M., 1987. P. 109–113. (In Russ.).
14. Medvedev S.G., Soloviev S.G., Luzin A.A. Experience in the development of the Yurkharovskoye oil and gas condensate field using horizontal wells // NTS Vesti gazovoy nauki, 2014. No. 4(20). P. 23. (In Russ.).
15. Ostrovskaya T.D., Gritsenko A.I., Zheltovsky V.I. The method of making corrections for the effect of carbon dioxide on the phase transformations of reservoir systems // Gas industry. 1988. No. 1. P. 44–45. (In Russ.).
16. Ostrovskaya T.D., Gritsenko I.A. Studies of gas condensate mixtures containing N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> // Gas industry. 1983. No. 8. P. 31–32. (In Russ.).
17. Ostrovskaya T.D., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Influence of water on the extraction of hydrocarbons from the reservoir during

- the development of a gas condensate field // Scientific forum. Siberia. 2018. V. 4. No. 2. P. 5. (In Russ.).
18. Utrobin N.V. Estimation of the final condensate recovery factor on the hydrodynamic model of the Termokarstovoye gas condensate field // Neftepromyslovoe delo. 2010. No. 12. P. 55–58. (In Russ.).
  19. 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. Ser. "International Science and Technology Conference "Earth Science". Chapter 3". 2021. P. 1–6.
  20. Krasnov I.I., Ostrovskaya T.D., Krasnova E.I. Features of forecasting condensate recovery on equipment from chandler // Engineering. 2012. Vol. 6. P. 64.
  21. Zeinalabideen M.J., Katanova R.K., Krasnov I.I., Inyakina E.I. Study of the effect of water formation during reserves estimation and designing hydrocarbon recovery of oil and gas condensate fields // Periodicals of Engineering and Natural Sciences. 2020 Vol. 8. No. 4. P. 2029–2034.

**Поступила в редакцию 27.10.2022,  
принята к публикации 24.01.2023.**

#### **Об авторах**

**Инякина** Екатерина Ивановна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.  
E-mail: injakinaei@tyuiu.ru

**Левитина** Екатерина Евгеньевна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.  
E-mail: levitinaee@tyuiu.ru

**Рябикова** Ксения Олеговна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.  
E-mail: rjabikovako@tyuiu.ru

**Инякин** Владислав Витальевич, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.  
E-mail: injakinvv@tyuiu.ru

#### **About the authors**

**Inyakina** Ekaterina Ivanovna, PhD, Associate Professor of the Department “Development and operation of oil and gas fields” of Tyumen Industrial University.  
E-mail: Injakinaei@tyuiu.ru

**Levitina** Ekaterina Evgenievna, PhD, Associate Professor of the Department “Development and operation of oil and gas fields” of Tyumen Industrial University.  
E-mail: levitinaee@tyuiu.ru

**Ryabikova** Ksenia Olegovna, PhD, Associate Professor of the Department “Development and operation of oil and gas fields” of Tyumen Industrial University.  
E-mail: rjabikovako@tyuiu.ru

**Inyakin** Vladislav Vitalevich, Assistant of the Department “Development and operation of oil and gas fields” of Tyumen Industrial University.  
E-mail: injakinvv@tyuiu.ru