

2.8.4.  
УДК 622.279.51  
DOI

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ  
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
10.37493/2308-4758.2023.4.8

**Альшейли М.Д.З.**, Киркукский университет, г. Киркук, Ирак;  
**Добролюбова Р.К.**, Северо-Восточный федеральный университет им. М. Аммосова,  
г. Мирный, Россия;  
**Инякина Е.И.**, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия;  
**Краснов И.И.**, Северо-Восточный федеральный университет им. М. Аммосова,  
г. Мирный, Россия

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ КОНДЕНСАТА ПРИ НАЛИЧИИ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ПЛАСТОВОМ ГАЗЕ

**Введение.** Эффективное прогнозирование показателей разработки и дальнейшая эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений требуют оперативных данных о составе и свойствах флюидов. В рамках работы на основании экспериментальных PVT-исследований и аналитических диаграмм определено влияние неуглеводородных компонентов на термодинамические процессы пластовой смеси Мастахского месторождения. Выявлена различная растворимость тяжелых фракций углеводородов в азоте и гелии.

**Материалы и методы исследований.**

Методику проведения термодинамических исследований и корректировку с помощью аналитических диаграмм флюидодинамических свойств можно разделить на несколько этапов: подготовка рекомбинированных проб, проведение PVT-экспериментов, обработка результатов исследований. По методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ» определялось влияние неуглеводородных компонентов на потери конденсата в залежи для условий разработки Мастахского месторождения.

**Результаты исследований**

**и их обсуждение.** Мастахское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинальной структуре. Оно имеет субширотное простирание по замкнутой изогипсе. Свод осложнен куполовидными поднятиями, наиболее значительные из которых западное и восточное. Западное поднятие имеет довольно плоский и обширный свод. Разрывное нарушение ни одной из скважин не вскрыто. Однако косвенные признаки свидетельствуют о его наличии. Величина недонасыщенности пластовой системы бывает не высокой в пределах (1,15–1,3), высокой (до 1,5) и зависит в основном от аномально высокого пластового давления. Другими причинами данного явления может быть особенность условий формирования месторождения или сдвиг уже сфор-

мированной залежи. Также значимой термодинамической характеристикой является растворяющая способность углеводородных и неуглеводородных компонентов в составе газа. Для начальных условий Мастахского месторождения прослеживается разница в пластовых давлениях между кровлей и газовой контактом. Наблюдается изменение по площади залежи содержание углеводородных и неуглеводородных компонентов.

Таким образом, в результате сравнения проведенных экспериментов установлено, что наличие в смеси азота и гелия по-разному влияют на процесс выпадения и потерь углеводородов в залежи.

**Выводы.** Таким образом, полученные данные позволили определить влияние неуглеводородных компонентов на потери конденсата в залежи, на изменение свойств газоконденсатной системы при разработке Мастахского месторождения. Определена различная степень растворимости конденсата в присутствии азота, гелия, а также их влияние на пластовые потери углеводородов на этапах снижения давления.

**Ключевые слова:** показатели разработки месторождения, прогнозирование, потери конденсата, неуглеводородные компоненты, пластовый газ, PVT-исследования

**Alsheikhly M.J.Z.,** Kirkuk University, Kirkuk, Iraq;

**Dobrolyubova R.K.,** North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Mirny, Russia;

**Inyakina E.I.,** Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia;

**Krasnov I.I.** North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Mirny, Russia

### **Determination of Condensate Loss in the Presence of Nonhydrocarbon Components in Reservoir Gas**

**Introduction.** Effective forecasting of development indicators and further exploitation of oil and gas condensate fields require operational data on the composition and properties of fluids. As part of the work, based on experimental PVT studies and analytical diagrams, the influence of non-hydrocarbon components on the thermodynamic processes of the reservoir mixture of the Mastakh field was determined. Different solubilities of heavy fractions of hydrocarbons in nitrogen and helium have been revealed.

**Materials and research methods**

The methodology for conducting thermodynamic studies and adjusting fluid dynamic properties using analytical diagrams can be divided into several stages: preparing recombined samples, conducting PVT experiments, processing research results. Using the methodology of Gazprom VNIIGAZ LLC, the influence of non-hydrocarbon components on condensate losses in the deposit was determined for the conditions of development of the Mastakhskeye field.

**Research results and their discussion.**

The Mastakh gas condensate field is confined to the brachyan-ticlinal structure of the same name. It has a sublatitudinal strike along a closed isohypse. The arch is complicated by dome-shaped uplifts, the most significant of which are the western and eastern ones. The western rise has a fairly flat and extensive arch. The fault has not been opened in any of the wells. However, indirect signs indicate its presence.

The amount of undersaturation of the reservoir system is not high (1.15–1.3), high (up to 1.5) and depends mainly on the abnormally high reservoir pressure. Other reasons for this phenomenon may be the peculiarity of the formation conditions of the deposit or the shift of an already formed deposit. In addition, a significant thermodynamic characteristic is the dissolving ability of hydrocarbon and non-hydrocarbon components in the gas composition. For the initial conditions of the Mastakh field, a difference in reservoir pressures between the roof and the gas-water contact can be traced. There is a change in the content of hydrocarbon and non-hydrocarbon components over the area of the deposit.

Thus, as a result of comparing the experiments performed, it was established that the presence of nitrogen and helium in the mixture has different effects on the process of precipitation and loss of hydrocarbons in the deposit.

**Conclusions.**

Thus, the data obtained made it possible to determine the influence of non-hydrocarbon components on condensate losses in the deposit and on changes in the properties of the gas condensate system during the development of the Mastakh field. The different degrees of solubility of condensate in the presence of nitrogen and helium, as well as their effect on reservoir losses of hydrocarbons at the stages of pressure reduction, were determined.

**Keywords:**

field development indicators, forecasting, condensate losses, non-hydrocarbon components, reservoir gas, PVT research

## **Введение**

Эффективное прогнозирование показателей разработки и дальнейшая эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений требуют оперативных данных о составе и свойствах многокомпонентных пластовых флюидов. Во многих случаях не представляется возможным получить необходимый комплекс исходных для определения потерь конденсата в залежи или они недостаточно полно исследованы. Особенно такие параметры необходимы при учете конденсатоотдачи и оценке влияния неуглеводородных компонентов на потери углеводородов в залежи.

В рамках работы на основании экспериментальных *PVT*-исследований и аналитических диаграмм определялось влияние неуглеводородных компонентов на термодинамические процессы пластовой смеси Мастахского месторождения. Изучалась различная растворимость тяжелых фракций углеводородов в азоте и гелии. Анализ исследований показал различную степень влияния неуглеводородных компонентов на потери конденсата в залежи и на давление начала конденсации пластового флюида Мастахского месторождения.

Результаты экспериментальных *PVT*-опытов доказали, что неуглеводородные компоненты в различной степени влияют на растворимость конденсата в пластовом газе. Также определено влияние азота и гелия на давление начала конденсации высококипящих углеводородов в пласте.

## **Материалы и методы исследований**

Методику проведения лабораторных термодинамических исследований и корректировку с помощью аналитических диаграмм флюидодинамических свойств можно разделить на несколько этапов:

1. Подготовка рекомбинированных проб газа сепарации и насыщенного конденсата.
2. Проведение *PVT*-экспериментов газоконденсатных систем по изучению влияния неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации.
3. Обработка результатов исследования газоконденсатных систем при наличии неуглеводородных ком-

понентов, влияющих на величину коэффициента извлечения конденсата на различных этапах снижения давления.

Определению степени влияния неуглеводородных компонентов на величину начала конденсации посвящено много работ [3–10]. Изучением зависимости термодинамической характеристики газоконденсатной системы от азота и гелия занимались различные авторы [4–14]. В связи с тем, что данная проблематика недостаточно изучена, был выполнен комплекс термодинамических исследований многокомпонентных систем Мастахского газоконденсатного месторождения [8].

Прогнозирование добычи конденсата осуществлялось в соответствии с методикой ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [9]. Исследования выполнялись при пластовых температурах и различных концентрациях неуглеводородных компонентов в газоконденсатной системе. В опытах содержание азота в каждой из пластовой смесей составляло до 5 % мольн., а содержание гелия до 20 % мольн. По полученным данным строились зависимости исходной углеводородной системы без наличия в системе неуглеводородных компонентов и при их содержании в смеси [11–13]. Также по данной методике определялись пластовые потери конденсата и давление начала конденсации высококипящих углеводородов для условий разработки Мастахского месторождения [14].

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

С целью эффективного прогнозирования показателей разработки требуются оперативные данные о составе и свойствах многокомпонентных пластовых флюидов. Во многих случаях не представляется возможным получить необходимый комплекс исходных параметров для определения потерь конденсата в залежи. Данные параметры необходимы при учете конденсатоотдачи и оценке влияния неуглеводородных компонентов на потери углеводородов в пласте.

Мастахское газоконденсатное месторождение приурочено к одноименной брахиантиклинальной структуре. Оно имеет субши-

ротное простирание по замкнутой изогипсе (кровля пласта  $T_1-IV_B$ ). Свод осложнен куполовидными поднятиями, наиболее значительные из которых западное и восточное. Западное поднятие имеет довольно плоский и обширный свод. Разрывное нарушение ни одной из скважин не вскрыто. Однако косвенные признаки свидетельствуют о его наличии. По залежам, распространение которых включает местоположение разрывного нарушения, отмечается отличие отметок газоводяного контакта (ГВК) в опущенном и приподнятом блоках. Особенно четко это проявляется по залежи пласта  $J_1-II$ , в котором положение ГВК четко фиксируется материалами геофизических исследований скважин (ГИС). В связи с последним все залежи, «затронутые» разрывным нарушением, делятся на расположенные в приподнятом (западная часть) и опущенном (восточная часть) блоках. В целом месторождение изучено бурением и сейсморазведкой по нижнемеловым, юрским, триасовым и пермским отложениям.

По фазовому состоянию газоконденсатная система является недонасыщенной. Поэтому давление перехода из однофазного парогазового состояния в жидкое намного ниже начального пластового давления. Величина недонасыщенности пластовой системы бывает не высокой в пределах (1,15–1,3), высокой (до 1,5) и зависит в основном от аномально высокого пластового давления (АВПД). Другими причинами данного явления может быть особенность условий формирования месторождения или сдвиг уже сформированной залежи. Также значимой термодинамической характеристикой является растворяющая способность углеводородных и неуглеводородных компонентов в составе пластового газа. Для начальных условий Мастахского месторождения прослеживается разница в пластовых давлениях между кровлей и газоводяным контактом. Наблюдается изменение по площади залежи содержание углеводородных и неуглеводородных компонентов, что возможно связано с формированием месторождения.

Залежь пласта  $T_1-IV$  характеризуется терригенным коллектором невыдержанным по площади и разрезу. На основании результатам анализа кернового материала, отобранного из скважины № 18, значение пористости ( $K_p$ ) составило 0,163 и средняя проницаемость составила  $57 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Величина начальной газонасыщенности ( $K_r$ )

по результатам интерпретации материалов геофизических исследований по шести скважинам составила 0,448.

Газовая залежь приурочена к пласту  $P_2-I$ , располагающемуся в верхней части разреза пермских отложений условно разбивается на три слоя: сверху вниз – пласт  $P_2-I_a$ , пласт  $P_2-I_b$ , пласт  $P_2-II$  [4]. Она контролируется кровлей проницаемой части пласта, границей разрывного нарушения и ГВК. Залежь в пределах опущенного блока, по данным интерпретации материалов ГИС, в полном объеме ( $P_2-I_a$ ,  $P_2-I_b$ ,  $P_2-II$ ) распространена только на восточном куполе. По данным результатов интерпретации материалов ГИС и лабораторных определений значение пористости  $K_p$  пласта  $P_2-I_a$  составило 0,143. Значение газонасыщенности пласта  $P_2-I_b$  определено на трех образцах керна, отобранного из скважины № 11. Среднее значение  $K_r$  составило 0,657. По данным результатов интерпретации материалов ГИС среднее значение  $K_r$  составило 0,631 (4 скважины). По результатам проведения газодинамических исследований скважин значение проницаемости определено в целом для пластов  $P_2-I$ , II и составило  $11,7 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  (3 скважины, 6 определений).

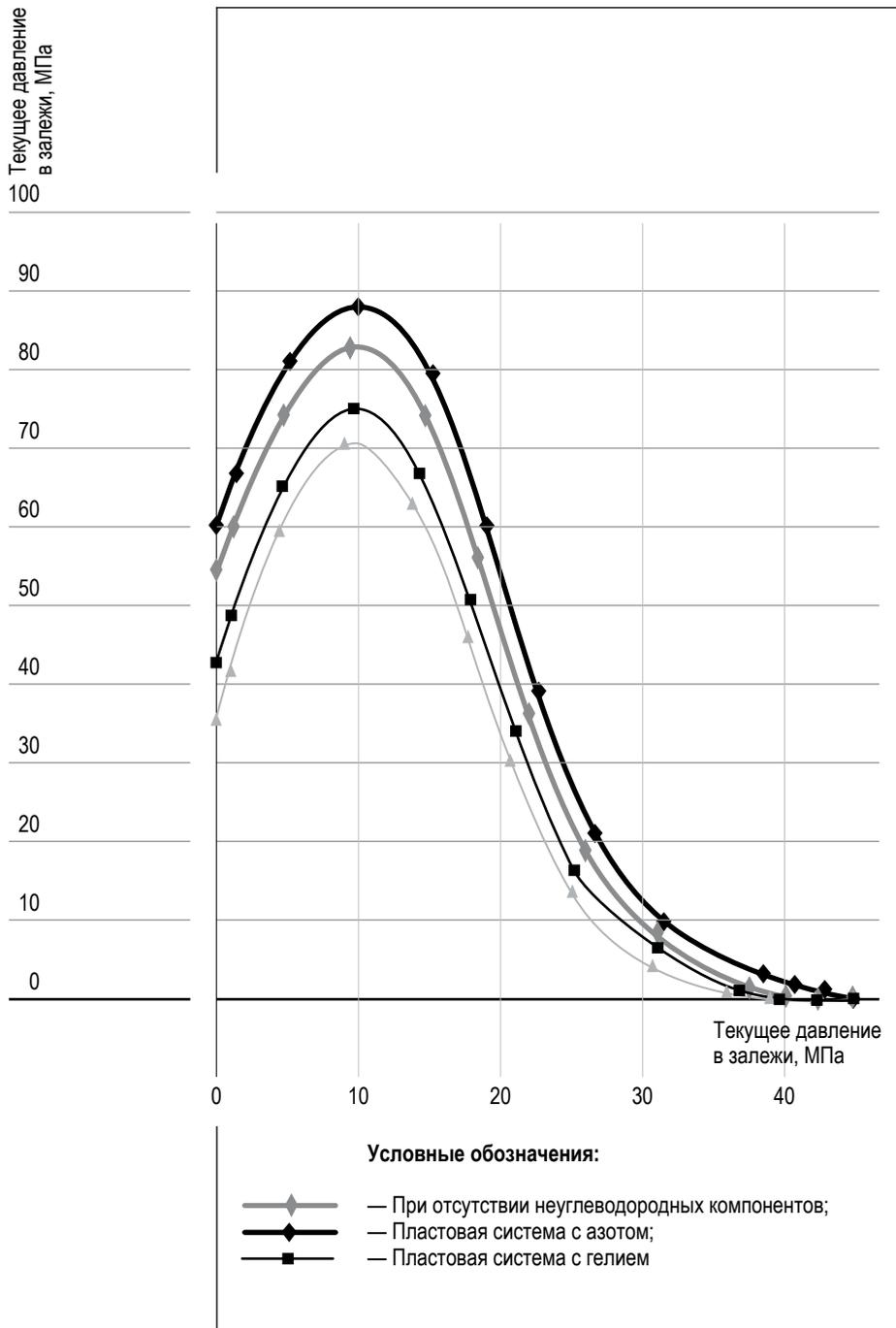
Залежи триасовых и пермских отложений газоконденсатные, в среднем начальное потенциальное содержание стабильного конденсата в триасовой залежи достигало  $45,30 \text{ г/м}^3$  и выше, а в пермской залежи до  $150 \text{ г/м}^3$ .

В составе изучаемой газоконденсатной системы наряду с углеводородными компонентами содержится азот, гелий и другие неуглеводородные компоненты. Экспериментальные PVT-исследования выполнялись на рекомбинированных пробах насыщенного конденсата и газа сепарации, отобранных на месторождении при исследовании скважин [15].

В опытах содержание азота в каждой из пластовой смеси доходило до 5% мольн., а содержание гелия до 20% мольн. По результатам исследований строили зависимость исходной углеводородной системы без неуглеводородных компонентов и при их содержании смеси. Так, например, в системе присутствие гелия в количестве 15,40 % снижает величину давления начала конденсации на 1,8 МПа. Динамика потерь конденсации в залежи Мастахского месторождения приведена в таблице 1 и рисунке 1.

Таблица 1. ДИНАМИКА ПОТЕРЬ КОНДЕНСАТА ПРИ СОДЕРЖАНИИ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ЗАЛЕЖИ МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Table 1. Dynamics of condensate losses with the content of non-hydrocarbon components in the reservoir of the Mastakhskiye field

	Пластовая углеводородная смесь		Газоконденсатная система с азотом		Газоконденсатная система с гелием	
	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7
1	44,80	0,00	44,80	0,00	44,80	0,00
2	42,37	0,00	42,70	1,00	42,14	0,00
3	39,94	0,00	40,60	2,00	39,48	0,00
4	37,50	0,70	38,50	3,00	36,80	0,70
5	31,30	8,00	31,60	9,67	31,00	7,02
6	26,00	18,57	26,70	21,00	25,30	16,57
7	22,00	36,50	22,60	38,90	21,02	34,50
8	18,50	56,73	19,04	60,01	18,01	50,73
9	14,70	74,48	15,12	79,40	14,20	67,48
10	9,60	83,15	10,04	88,00	9,40	75,15
11	4,70	74,67	5,40	81,00	4,50	65,67
12	1,20	60,08	1,35	66,80	1,10	48,90
	0,00	54,04	0,00	60,00	0,00	43,00



**Рис. 1.**

**Потери конденсата в залежи при содержании неуглеводородных компонентов пластовой системе.**

Fig. 1. Losses of condensate in the reservoir with the content of non-hydrocarbon components in the reservoir system.

Таким образом, в опыте с точки давления начала конденсации – 42,4 МПа до максимальной конденсации – 9,6 МПа идет процесс конденсации, затем – процесс ретроградного испарения. Гелий при концентрации до 20 % мольн., снижает давление начала конденсации до 2,8 МПа, в то время как азот повышает давление начала конденсации. Для всех видов конденсата существует предел концентрации, при достижении которого уменьшается степень его влияния на конденсатоотдачу.

В таблице 3 показана зависимость пластовых потерь углеводородов и коэффициента извлечения конденсата (КИК) при наличии азота в пластовой системе Матахского месторождения.

Сравнение пластовых потерь углеводородов и коэффициента извлечения конденсата (КИК) при наличии неуглеводородных компонентов в пластовой системе Матахского месторождения, показало следующее: азот ухудшает растворимость ароматических углеводородов тем самым увеличивает давление начала конденсации; гелий же обладая лучшей растворяющей способностью, снижает давление начала конденсации. Он снижает давление максимальной конденсации углеводородов в залежи. Зависимость КИК от влияния неуглеводородных компонентов в пластовой системе Матахского месторождения представлена в таблице 5 и рисунка 2.

В таблице 6 приведен прогноз распределения доли добычи конденсата в процессе разработки Матахского месторождения.

Из таблицы видно, что от давления начала конденсации до давления максимальной конденсации добывается 48% конденсата, после давления максимальной конденсации добываем 21%. Общие потери составят 31,0% конденсата. Коэффициент извлечения конденсата составляет 0,69. Если же в системе присутствует азот, от начала давления начала конденсации до давления максимальной конденсации в процессе конденсации добывается 58,0% конденсата, после максимальной конденсата в процессе испарения добываем 15%. Общие потери составят 58%.

Накопленные результаты экспериментальных исследований по многим газоконденсатным месторождениям позволили выявить закономерности взаимосвязей основных свойств пластовых систем. Поправка к значению давления начала конденсации за счет моляр-

Таблица 2.

ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА  
(КИК) НА ЭТАПАХ СНИЖЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
В ЗАЛЕЖИ МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯTable 2. Dependence of the condensate recovery factor at the stages  
of reducing reservoir pressure in the reservoir of the Mastakhskoye field

	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Количество конденсата в добыва- емом газе на n-ом этапе, г/м <sup>3</sup>	Количество извлекаемого конденсата на n-ом этапе, г/м <sup>3</sup>	Конденса- тоотдача, (КИК) %
1	2	3	4	5	7
1	44,80	0,00	120,00	0,00	0,00
2	42,37	1,00	120,00	1,00	3,00
3	39,94	1,00	120,00	1,00	7,00
4	37,50	0,70	119,30	3,00	10,00
5	31,30	8,00	112,00	12,00	21,00
6	26,00	18,57	101,43	23,00	30,00
7	22,00	36,50	83,50	33,00	36,00
8	18,50	56,73	63,27	37,00	40,00
9	14,70	74,48	45,52	38,70	44,00
10	9,60	83,15	36,85	44,45	48,00
11	4,70	74,67	45,33	56,00	53,00
12	1,20	60,08	59,92	78,00	61,00
13	0,00	54,04	65,96	91,00	69,00

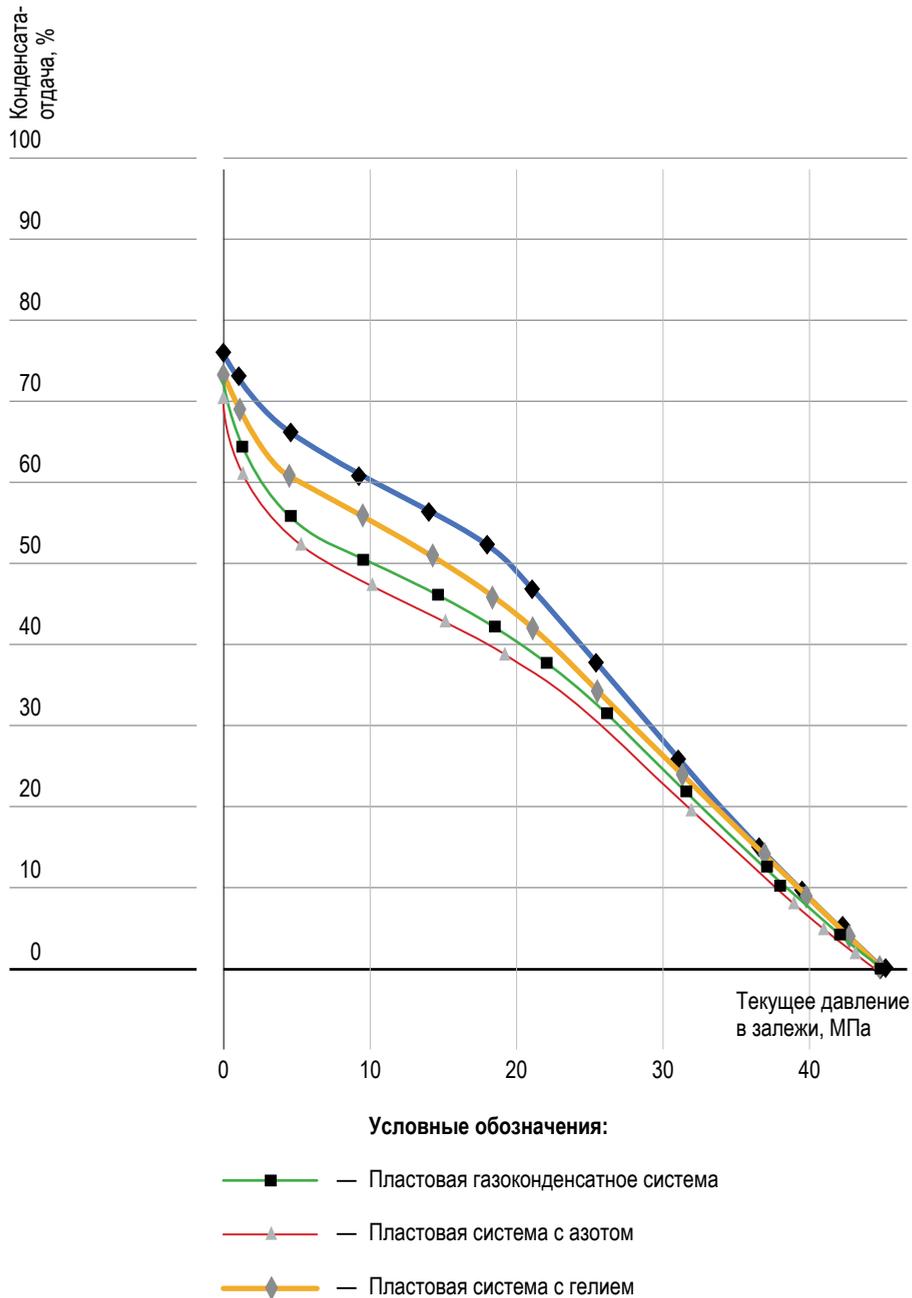


Рис. 2.

**Зависимость КИК от влияния неуглеводородных компонентов в пластовой системе Мастахского месторождения.**  
Fig. 2. Dependence of the condensate recovery factor on the influence of non-hydrocarbon components in the reservoir system of the Mastakhskoye field.

Таблица 3.

ЗАВИСИМОСТЬ ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ  
И КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА (КИК)  
ПРИ НАЛИЧИИ АЗОТА В ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ  
МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Table 3. Dependence of reservoir losses of hydrocarbons and condensate recovery factor in the presence of nitrogen in the reservoir system of the Mastakh field

1	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Количество конденсата в добываемом газе на n-ом этапе, г/м <sup>3</sup>	Количество извлекаемого конденсата на n-ом этапе, г/м <sup>3</sup>	Конденсато-отдача, %
2	3	4	5	7	
1	44,80	0,00	120,00	0,00	0,00
2	42,70	1,00	119,00	3,00	2,00
3	40,60	2,00	118,00	4,00	5,00
4	38,50	3,00	117,00	6,00	8,00
5	31,60	9,67	110,33	15,00	19,00
6	26,70	21,00	99,00	26,00	27,00
7	22,60	38,90	81,10	35,00	33,00
8	19,04	60,01	59,99	37,65	37,00
9	15,12	79,40	40,60	39,90	41,00
10	10,04	88,00	32,00	47,31	45,00
11	5,40	81,00	39,00	58,78	50,00
12	1,35	66,80	53,20	81,56	58,00
13	0,00	60,00	60,00	94,74	67,00

ТАБЛИЦА 4. ЗАВИСИМОСТЬ ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДОВ И КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ КОНДЕНСАТА (КИК) ПРИ НАЛИЧИИ ГЕЛИЯ В ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Table 4. Dependence of reservoir losses of hydrocarbons and condensate recovery factor in the presence of helium in the reservoir system of the Mastakh field

	Текущее давление в залежи, МПа	Потери конденсата в залежи, г/м <sup>3</sup>	Количество конденсата в добываемом газе на <i>n</i> -ом этапе, г/м <sup>3</sup>	Количество извлекаемого конденсата на <i>n</i> -ом этапе, г/м <sup>3</sup>	Конденсато-отдача, %
1	2	3	4	5	7
1	44,80	1,00	119,00	1,00	0,00
2	42,14	1,00	119,00	1,00	4,00
3	39,48	1,00	119,00	2,00	8,00
4	36,80	0,70	119,30	4,00	12,00
5	31,00	7,02	112,98	12,00	23,00
6	25,30	16,57	103,43	22,00	33,00
7	21,02	34,50	85,50	33,00	40,00
8	18,01	50,73	69,27	37,76	44,00
9	14,20	67,48	52,52	40,78	49,00
10	9,40	75,15	44,85	49,12	53,00
11	4,50	65,67	54,33	64,94	58,00
12	1,10	48,90	71,10	85,60	66,00
13	0,00	43,00	77,00	97,14	70,00

Таблица 5.

## ЗАВИСИМОСТЬ КИК ОТ ВЛИЯНИЯ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЕ МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Table 5. Dependence of CIC on the influence of non-hydrocarbon components in the reservoir system of the Mastakh field

	Пластовая газоконденсатная система		Пластовая система с азотом		Пластовая система с гелием	
	Текущее давление в залежи, МПа	Конденсато-отдача, %	Текущее давление в залежи, МПа	Конденсато-отдача, %	Текущее давление в залежи, МПа	Конденсато-отдача, %
1	2	3	4	5	6	7
1	44,80	0,00	44,80	0,00	44,80	0,00
2	42,37	3,00	42,70	2,00	42,14	4,00
3	39,94	7,00	40,60	5,00	39,48	8,00
4	37,50	10,00	38,50	8,00	36,80	12,00
5	31,30	21,00	31,60	19,00	31,00	23,00
6	26,00	30,00	26,70	27,00	25,30	33,00
7	22,00	36,00	22,60	33,00	21,02	40,00
8	18,50	40,00	19,04	37,00	18,01	44,00
9	14,70	44,00	15,12	41,00	14,20	49,00
10	9,60	48,00	10,04	45,00	9,40	53,00
11	4,70	53,00	5,40	50,00	4,50	58,00
12	1,20	61,00	1,35	58,00	1,10	66,00
13	0,00	69,00	0,00	67,00	0,00	70,00

Таблица 6. ПРОГНОЗ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ ДОБЫЧИ КОНДЕНСАТА  
МАСТАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
Table 6. Forecast of the distribution of the share of condensate production  
from the Mastakhskoye field

	Пластовые потери конденсата, %	Процесс конденсации, %	Процесс испарения, %
1	Пластовая газоконденсатная система		
	31,0	48,0	21,0
2	Пластовая система с азотом		
	27,0	58,0	15,0
3	Пластовая система с гелием		
	30,0	53,0	17,0

ных долей азота, гелия и массовых долей углеводородов в конденсате представлена на рисунке 3.

Из выше представленных номограмм видно, что степень влияния азота снижает давление начала конденсации.

Таким образом, в результате сравнения проведенных экспериментов установлено, что наличие в смеси азота и гелия по-разному влияют на процесс выпадения и потерь углеводородов в залежи. Лучшая растворяющая способность гелия способствует снижению давления начала конденсации, причем степень снижения зависит от количества гелия в пластовом газе. При давлении максимальной конденсации выше объем ретроградной жидкости углеводородных систем

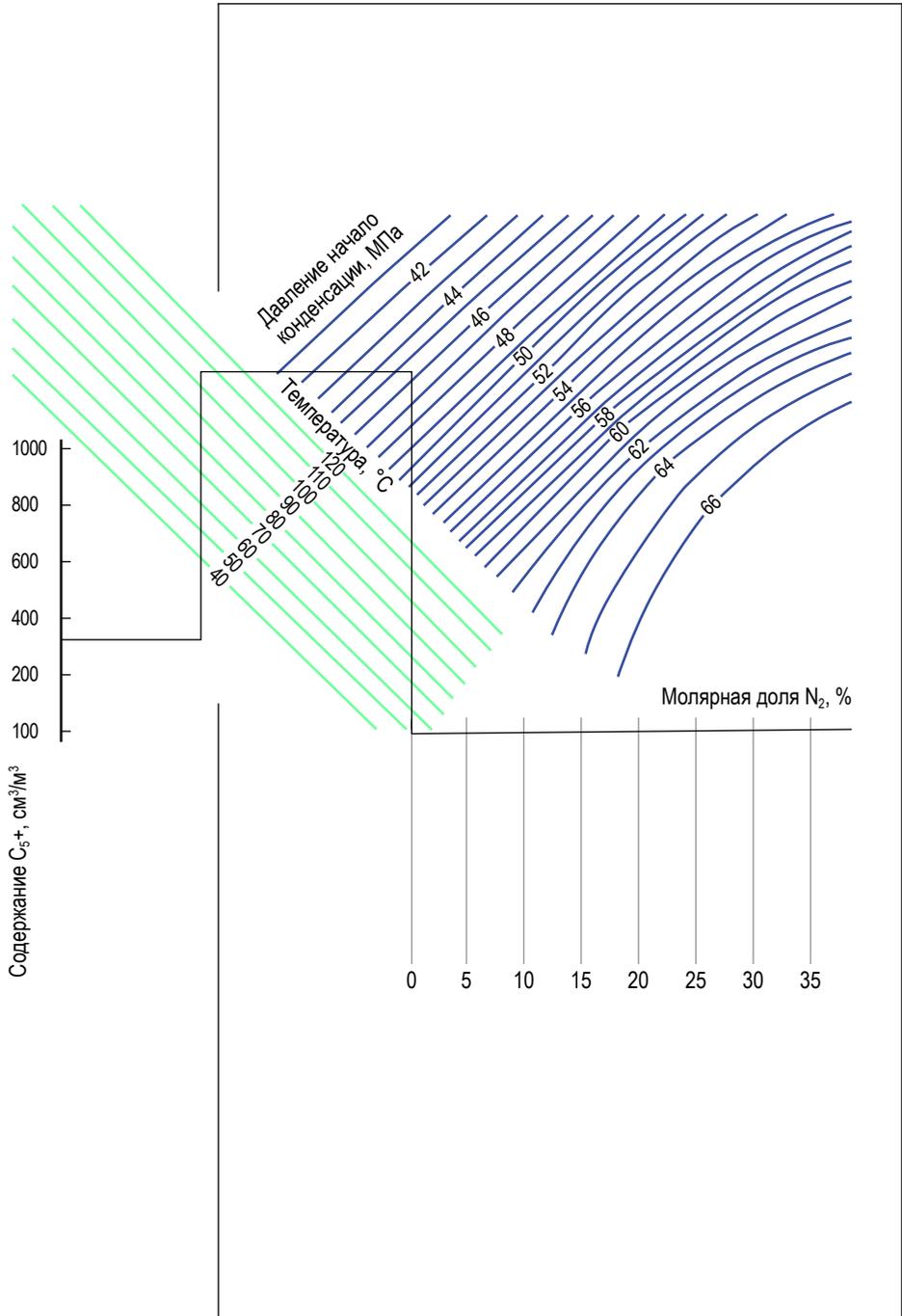


Рис. 3.

Номограмма для определения влияния азота на давление начала конденсации.

Fig. 3. Nomogram for determining the effect of nitrogen on the pressure of the onset of condensation.

### **Выводы**

Таким образом, при анализе проектных решений и для регулирования разработки газоконденсатных залежей необходимо прогноз потерь углеводородов в пласте на весь период разработки месторождения. Обоснование физико-химических свойств добываемых флюидов нужно для корректировки прогноза по динамике текущей конденсатоотдачи и оценки точности полученных значений.

Результаты экспериментальных опытов позволили определить влияния неуглеводородных компонентов на потери конденсата в залежи и на изменение свойств газоконденсатной системы при разработке Мастахского месторождения. Определена различная степень растворимости конденсата в присутствии азота и гелия, а также их влияние на пластовые потери углеводородов на этапах снижения давления.

Накопленные результаты экспериментов по многим газоконденсатным месторождениям позволили на основании выявленной закономерности взаимосвязей основных свойств многокомпонентных систем построить номограммы для корректировки влияния на условия конденсации углеводородных и неуглеводородных компонентов.

### **Библиографический список**

1. Александрова Е.М., Инякина Е.И. и др. Результаты изучения пластовых флюидов газонефтяных залежей ботуобинского горизонта // Академический журнал Западной Сибири. 2018. Т. 14. №4 (75). С. 42–43.
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
3. Добролюбова Р.К., Инякина Е.И., Краснов И.И. Исследование влияния азота на пластовые потери конденсата при разработке Чайядинского месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 3. С. 75–96.
4. Гриценко А.И., В.В. Юшкин и др. Научные основы прогноза фазового поведения пластовых газоконденсатных систем. М.: Недра, 1995. 432 с.
5. 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.
6. Гуревич Г.Р., Леонтьев И.А., Непомнящий Л.Я. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации // Газовая промышленность. 1982. №9. С. 23–24.
  7. Гоголева Н.И., Инякина Е.И., Добролюбова Р.К. Влияние неуглеводородных компонентов на величину давления начала конденсации // Научный форум. Сибирь. 2023. Т.9. № 1. С. 62–64.
  8. Гриценко И.Ю., Островская Т.Д., Юшкин В.В. РVT-исследования Уренгойского месторождения ачимовская свита // Изучение углеводородных систем сложного состава. М.: ВНИИГАЗ, 2000. С. 12–15.
  9. Островская Т.Д., Гриценко И.А. Исследования газоконденсатных смесей, содержащих  $N_2$ ,  $H_2S$ ,  $CO_2$  // Газовая промышленность. 1983. №8. С. 31–32.
  10. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. Критерии классификации платформенных структур // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2004. №1. С. 47–58.
  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. 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.
  13. 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.
  14. Инякина Е.И., Катанова Р.К., Инякин В.В., Альшейли М.Д.З. Изучение влияния остаточной нефти на пластовые потери конденсата на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Инновации. Технологии. 2021. №1. С. 39–52.
  15. Katanova R.K., Krasnov I.I., Inyakina E.I., Alsheikhly M.D. Zestimation of the influence of oil flows on the formation losses of condensate during the development of multi-layer de-

posits // In the collection: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science «International Science and Technology Conference “Earth Science”», ISTC EarthScience 2022. Chapter 1.” 2022. С. 022067.

### References

1. Alexandrova E.M., Inyakina E.I. and others. Results of the study of formation fluids of gas-oil deposits of the Botuobinsky horizon. Academic Journal of Western Siberia. 2018. Vol. 14. No. 4 (75). P. 42–43 (In Russ.).
2. Krasnova E.I., Grachev S.I. The results of the study of the phase behavior of hydrocarbons in the presence of formation water in the gas condensate system // Academic Journal of Western Siberia, 2012. No. 4. P. 10 (In Russ.).
3. Brusilovsky A.I. Phase transformations in the development of oil and gas fields. M.: Grail, 2002. 575 p. (In Russ.).
4. Dobrolyubova R.K., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Investigation of the effect of nitrogen on reservoir condensate losses during the development of the Chayandinskoye field. Science. Innovations. Technologies. 2022. No. 3. P. 75–96 (In Russ.).
5. 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.).
6. Gurevich G.R., Leontiev I.A., Nepomniachtchi 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.).
7. Gogoleva N.I., Inyakina E.I., Dobrolyubova R.K. Influence of non-hydrocarbon components on the pressure value of the onset of condensation. Scientific forum. Siberia. 2023. Vol. 9. No. 1. P. 62–64 (In Russ.).
8. Gritsenko I.Yu., Ostrovskaya T.D., Yushkin V.V. PVT – studies of the Urengoy deposit Achimov suite // Study of complex hydrocarbon systems. M.: VNIIGAZ, 2000. P. 12–15 (In Russ.).
9. 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.).
10. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. Criteria for the classification of platform structures // Geology, geophysics and development of oil fields. 2004. No. 1. P. 47–58 (In Russ.).
11. Krasnova E.I., Ostrovskaya T.D. Evaluation of the increase in

- the productivity of gas condensate wells at a late stage of field development. *Akadem. Journal of Western Siberia*, 2013. Vol. 9. No. 6 (49). P. 31 (In Russ.).
12. Katanova R.K., Levitina E.E., Inyakina E.I., Krasnov I.I. Assessment of hydrocarbon losses in the T1-A reservoir during the development of the Srednetyungskoye field // *Science. Innovations. Technologies*. 2020. No. 4. P. 29–40 (In Russ.).
  13. 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.).
  14. Inyakina E.I., Katanova R.K., Inyakin V.V., Alsheikhli M.D.Z. Study of the effect of residual oil on reservoir condensate losses at the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field. *Science. Innovations. Technologies*. 2021. No. 1. P. 39–52 (In Russ.).
  15. 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. In the collection: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Ser. "International Science and Technology Conference "Earth Science", ISTC EarthScience 2022. Chapter 1." 2022. S. 022067.

**Статья поступила в редакцию 31.08.2023;**  
**одобрена после рецензирования 21.10.2023;**  
**принята к публикации 31.10.2023.**

**The article was submitted to the editorial office 31.08.2023;**  
**the article was approved after reviewing 21.10.2023;**  
**the article was accepted for publication 31.10.2023.**

### **Информация об авторах**

**Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин**, кандидат технических наук, директор студенческого городка, Киркукский университет.  
E-mail: mohammed.jawad@uokirkuk.edu.iq,  
mehemet80@gmail.com

**Добролюбова Розалия Кирилловна**, старший преподаватель базовой кафедры нефтегазового дела, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова.  
E-mail: rose941101@mail.ru

**Инякина Екатерина Ивановна**, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет.  
E-mail: injakinaei@tyuiu.ru

**Краснов Иван Игнатьевич**, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры нефтегазового дела, Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова.  
E-mail: iikrasnov17@gmail.com

#### **Information about the authors**

**Mohammed Javad Zeinalabideen Alsheikhli**, Ph.D. in Technical Sciences, Campus Director, Kirkuk University. E-mail: mohammed.jawad@uokirkuk.edu.iq, mehemet80@gmail.com

**Rozalia K. Dobrolyubova**, Senior Lecturer, the Basic Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.  
E-mail: rose941101@mail.ru

**Ekaterina I. Inyakina**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, the Department of the Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tyumen Industrial University.  
E-mail: injakinaei@tyuiu.ru

**Ivan I. Krasnov**, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, the Basic Department of Oil and Gas Business, Mirny Polytechnic Institute (branch) of North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov.  
E-mail: iikrasnov17@gmail.com