

Оценка влияния свойств пластовой системы на прогнозные значения дебитов разведочных скважин

Овечкин А.В.¹, Фоминых О.В.²

¹ООО «Газпром недра», Санкт-Петербург, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
fominyhov@tyuiu.ru

Аннотация

На этапе подготовки месторождений углеводородов к промышленному освоению необходима оценка характеристик продуктивных пластов для обеспечения полноты исходных данных при составлении первого проектного документа на разработку месторождения. Требованиями действующего законодательства установлено, что данные о дебитах нефти и газа, коэффициентах продуктивности и других гидродинамических и промысловых характеристиках продуктивного пласта и пластовых флюидов необходимо получать прямыми замерами. Эта задача решается с применением различных технических средств, однако на этапе планирования таких работ, особенно в условиях арктического шельфа, необходимо еще до начала проведения масштабных геологоразведочных работ по исследованию продуктивных пластов оценить прогнозное значение дебита. Для этого существуют методики, в расчетах которых принимаются фильтрационно-емкостные свойства пласта и параметры пластовых флюидов по аналогии с другими, схожими по залеганию, объектами. Дополнительно известно, что параметры пластовой системы в различной степени оказывают влияние на величину прогнозного дебита, в связи с чем в этой статье выполнена оценка степени влияния параметров пластовой системы на прогнозные значения дебитов с применением методов математической статистики. Представлены результаты разработки комплексной многомерной статистической модели прогнозирования значений дебитов газовых скважин, учитывающей параметры пластовой системы и диаметр штуцера. Полученные зависимости позволяют рассчитывать дебит разведочных скважин на этапе планирования работ по исследованию продуктивных пластов.

Материалы и методы

Многофакторный анализ, статистика, опробование на кабеле, гидродинамический каротаж.

Ключевые слова

шельф, скважина, продуктивность, опробование, опробование пластов на кабеле – гидродинамический каротаж, испытания в колонне, пластовый флюид, компонентный состав, прогноз дебитов, параметры пласта, испытания на трубах, математическая модель, многомерная модель

Для цитирования

Овечкин А.В., Фоминых О.В. Оценка влияния свойств пластовой системы на прогнозные значения дебитов разведочных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 4. С. 27–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-27-30

Поступила в редакцию: 10.06.2026

GEOLOGY

UDC 550.832:553.981.2 | Original Paper

Assessing the impact of reservoir system properties on forecasted production rates of exploration wells

Ovechkin A.V.¹, Fominykh O.V.²

¹"Gazprom Nedra" LLC, Saint Petersburg, Russia; ²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
fominyhov@tyuiu.ru

Abstract

At the stage of preparing hydrocarbon fields for industrial development, it is necessary to assess the characteristics of productive reservoirs to ensure the completeness of initial data when creating the first project document for field development. Current legislation requires that data on oil and gas production rates, productivity coefficients, and other hydrodynamic and field characteristics of productive reservoirs and formation fluids be obtained through direct measurements. This task is solved using various technical means, but at the planning stage of such work, especially in the Arctic shelf conditions, it is necessary to estimate the predicted flow rate even before starting large-scale geological exploration of productive formations. For this, there are methods that take into account the filtration-capacitive properties of the formation and the parameters of the reservoir fluids based on analogy with other similar formations. It is well known that the parameters of the reservoir system to varying degrees affect the predicted flow rate, which is why this article evaluates the degree of influence of reservoir system parameters on predicted flow rates using mathematical statistics methods. The results of developing a comprehensive multidimensional statistical model for predicting gas well flow rates, taking into account reservoir parameters and the tubing diameter, are presented. The dependencies we got let us calculate the flow rate of exploration wells at the planning stage of studying productive layers.

Materials and methods

Multifactor analysis, statistics, cable testing, hydrodynamic logging.

Keywords

shelf, well, productivity, testing, testing on the cable – hydrodynamic logging, column tests, reservoir fluid, component composition, production forecast, reservoir parameters, pipe testing, mathematical model, multidimensional model

For citation

Ovechkin A.V., Fominykh O.V. Assessing the impact of reservoir system properties on the predicted flow rates of exploratory wells. Exposition Oil Gas, 2026, issue 4, P. 27–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-4-27-30

Received: 10.06.2026

Введение

В условиях арктического шельфа время на бурение разведочных скважин и исследование вскрытых продуктивных пластов ограничено [1]. В этой связи в настоящее время при выполнении геологоразведочных работ на арктическом шельфе используются различные технические средства, в том числе модульные приборы опробования пласта на кабеле (ОПК) и гидродинамического каротажа (ГДК) [2], которые дополняют традиционные приборы на трубах. В работе [3] был выполнен сравнительный анализ результатов, получаемых с применением различных технических средств. Сопоставление фактических дебитов по ИПТ с расчетными по данным ОПК-ГДК, интерпретированных с использованием разработанных [4, 5] методов оценки проницаемости и эффективной толщины, обеспечило погрешность, не превышающую инструментальную. Совершенствование методических подходов к интерпретации результатов исследований продуктивных пластов различными техническими средствами позволяет значительно повысить эффективность подготовки месторождений арктического шельфа к промышленному освоению путем обеспечения получения достоверного и достаточного массива данных о параметрах пластовой системы [6].

При планировании работ по исследованию продуктивных пластов с использованием различных технических средств в условиях технологических ограничений арктического шельфа [7] важно до начала работ определить прогнозный дебит разведочных скважин, что может быть выполнено с использованием различных методов, базирующихся на предварительной оценке или принятых по аналогии параметрах пластовой системы. При наличии массива данных прогнозный дебит возможно оценить с использованием стандартных методов математической статистики [8].

Основные результаты

Влияние состава газа на дебиты скважин в настоящее время широко изучено. Известно, что компонентный состав поступающего в скважину газа зависит, в том числе от выбранного режима исследования пласта [9], а снижение пластового давления приводит к изменению фазового состояния залежи [10], следовательно, меняется подвижность пластовых флюидов [11]. В этой связи выполнена оценка влияния состава углеводородных газов на дебиты, изучен компонентный состав газов: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , $i\text{C}_4\text{H}_{10}$, $n\text{C}_4\text{H}_{10}$, C_5H_{12+} , коэффициент жирности [12]

и соотношение $n\text{C}_4\text{H}_{10}/i\text{C}_4\text{H}_{10}$. Для ряда месторождений Арктического шельфа с применением методов математической статистики [13–15] для комплексной оценки влияния газов на $Q_{\text{ИПТ}}$ и $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ между этими показателями были вычислены коэффициенты корреляции в трех вариантах (табл. 2):

1. по всем данным;
2. только по газам;
3. по газам и конденсатам.

Из данных представленных в таблице следует, что статистически значимые связи для вариантов $Q_{\text{ИПТ}}$ и $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ имеются только по отношению бурянов при использовании всех данных. Только для газов статистически значимых связей нет. Для случая газ+конденсат имеются статистические связи с CH_4 . Анализ коэффициентов показал, что значения r между $Q_{\text{ИПТ}}$ и гомологами метана по абсолютным величинам более высокие, чем между $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ и этими газами. Для комплексной оценки влияния газов на $Q_{\text{ИПТ}}$ и $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ с помощью пошагового регрессионного анализа построены многомерные модели прогноза значений дебитов от составов газа:

$$Q_{\text{ИПТ-Газ}} = 719,58 - 1109,86 \cdot \frac{n\text{C}_4\text{H}_{10}}{i\text{C}_4\text{H}_{10}} - 99357,12 \cdot \frac{n\text{C}_4\text{H}_{10}}{i\text{C}_4\text{H}_{10}} - 233,92 \text{N}_2 \quad (1)$$

$$r = 0,877; p < 0,00620,$$

$$Q_{\text{ИПТ-Газ+конденсат}} = 21395,5 - 208,0 \text{CH}_4 - 638,0 \cdot \frac{n\text{C}_4\text{H}_{10}}{i\text{C}_4\text{H}_{10}} - 13430,5 \text{He} - 76,9 \text{C}_2\text{H}_6 \quad (2)$$

$$r = 0,996; p < 0,01532,$$

$$Q_{\text{ОПК-ГДК-Газ}} = 211870,1 - 1023,5 \cdot \frac{n\text{C}_4\text{H}_{10}}{i\text{C}_4\text{H}_{10}} - 2225,7 \text{N}_2 + 96746,4 \cdot \frac{n\text{C}_4\text{H}_{10}}{i\text{C}_4\text{H}_{10}} - 14885,3 \text{C}_5\text{H}_{12+} - 2113,7 \text{CH}_4 - 1829,9 \text{Кжир} \quad (3)$$

$$r = 0,909; p < 0,0075,$$

$$Q_{\text{ОПК-ГДК-Газ+конденсат}} = 52188,0 - 522,8 \text{CH}_4 - 537,8 \cdot \frac{n\text{C}_4\text{H}_{10}}{i\text{C}_4\text{H}_{10}} - 23452,2 \text{He} - 1624,2 \text{C}_3\text{H}_8 \quad (4)$$

$$r = 0,991; p < 0,0337.$$

По полученным моделям были вычислены значения $Q_{\text{ОПК-ГДК-Газ}}$, $Q_{\text{ОПК-ГДК-Газ+конденсат}}$ ($Q_{\text{ОПК-ГДК}}$) и сопоставлены со значениями $Q_{\text{ИПТ}}$ (рис. 1).

Выполненный статистический анализ показывает, что между значениями $Q_{\text{ИПТ}}$ и составом пластовых флюидов наблюдается более тесная корреляция, чем между $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ и составом пластовых флюидов. Таким образом, доказано, что при интерпретации результатов ОПК-ГДК важным является достоверный учет свойств пластовых флюидов, т.к. фактический интервал притока значительно меньше, чем при ИПТ. При значениях дебита меньше 350 тыс. м³ свойства флюидов оказывает значительное влияние на характер притока.

В целях оценки влияния параметров пластовой системы на дебиты скважин выполнен статистический анализ влияния толщины пласта (Нэфф), коэффициента пористости (Кпр), проницаемости (Кпр), скин-фактора (Sf), ранга пластов (Ранг). Для количественной оценки влияния вышеприведенных характеристик вычислены коэффициенты корреляции — r между $Q_{\text{ИПТ}}$, $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ и характеристиками пластов (табл. 2).

Из данных представленных в таблице следует вывод, что статистически значимые связи для вариантов $Q_{\text{ИПТ}}$ и $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ имеются по Нэфф и Кпр при использовании всех данных. Для $Q_{\text{ИПТ}}$ имеют статистически значимая связь с Sf. Для газов и газов + конденсатов значения $Q_{\text{ИПТ}}$ и $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ в обоих случаях имеют значимые статистические связи с Нэфф и Кпр. Анализ коэффициентов показал, что значения r между $Q_{\text{ИПТ}}$ и показателями, в основном более высокие, чем между $Q_{\text{ОПК-ГДК}}$ и этими показателями.

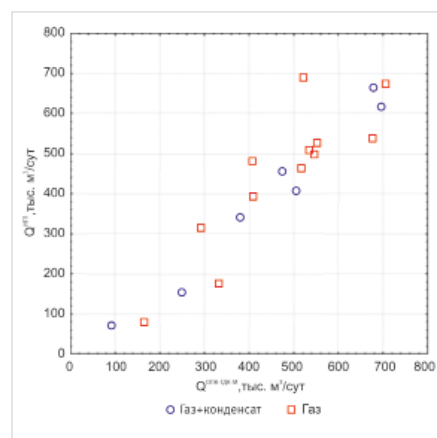


Рис. 1. Поле корреляции
Fig. 1. Correlation field

Табл. 1. Значения коэффициентов корреляции
Tab. 1. Values of correlation coefficients

	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{C}_4\text{H}_{10}$	C_5H_{12+}	Кжир	$i\text{C}_4\text{H}_{10}/n\text{C}_4\text{H}_{10}$	He	CO_2	N_2
$Q_{\text{ИПТ}}$	0,133	-0,225	-0,126	-0,208	-0,069	-0,145	-0,194	-0,572	0,074	0,093	0,094
	0,444	-0,229	-0,414	-0,508	-0,559	-0,162	-0,249	-0,569	-0,317	0,2925	-0,468
	-0,889	-0,020	-0,533	-0,167	-0,786	-0,183	-0,151	0,578	-0,249	-0,674	-0,239
$Q_{\text{ОПК-ГДК}}$	0,073	-0,156	-0,058	-0,155	-0,006	-0,093	-0,126	-0,506	0,089	0,114	0,091
	0,459	-0,257	-0,393	-0,481	-0,481	-0,316	-0,276	-0,521	-0,272	0,191	-0,437
	-0,851	-0,093	0,248	-0,201	0,493	0,001	-0,023	-0,794	0,373	0,343	0,368

Примечание: верхняя строка — все данные; средняя — по газам; нижняя — по газам+конденсатам; красным цветом обозначены статистически значимые корреляционные связи.

Табл. 2. Значения коэффициента r между Q^{IPT} , $Q^{OPK-ГДК}$ и характеристиками пластов (верхняя строка — все данные, средняя по газам, нижняя по газам+конденсатам)

Tab. 2. Values of the r coefficient between Q^{PT} , Q^{HDL} , and layer characteristics (top row – all data, middle – gases, bottom – gases + condensates)

Q^{IPT}	Нэфф	Кпор	Кпр	Sf	Ранг	$Q^{OPK-ГДК}$	Нэфф	Кпор	Кпр	Sf	Ранг
Все пласты	0,754	0,314	0,622	0,557	0,244	Все пласты	0,676	0,400	0,597	0,381	0,155
Газ	0,730	0,234	0,550	0,602	0,248	Газ	0,627	0,389	0,697	0,379	0,173
Газ+конденсат	0,886	0,384	0,792	0,622	0,274	Газ+конденсат	0,855	0,534	0,870	0,438	0,208

Примечание: красным цветом обозначены статистически значимые корреляционные связи

Для учета различной степени влияния параметров пластовой системы на прогнозные значения дебитов разработана комплексная многомерная статистическая модель.

Для разработки модели были построены пошаговые линейные уравнения регрессии зависимостей Q^{IPT} от параметров пластовой системы, последовательным добавлением по одному значению. Таким образом, первая модель строится по 3 данным, следующая модель получена при $n = 4$, и так далее до $n = 19$. Таким образом, было построено 17 моделей. Анализ построенных моделей показывает, что Нэфф использовалась в моделях 12 раз, Кпор — 10, Кпр, Sf по 8, Ранг — 6 раз. На разных диапазонах значений Q^{IPT} соотношения между ними и свободными членами уравнений регрессии различны на двух участках. Граница между участками находится в диапазоне Q^{IPT} от 465 до 508,5 тыс. м³/сут. Выполнено сравнение средних значений изучаемых показателей (табл. 3).

Из таблицы следует, что средние значения по всем показателям для класса скважин $Q^{IPT} < 465$ тыс. м³/сут, меньше, чем для класса скважин $Q^{IPT} > 481$ тыс.м³/сут. Статистические различия в средних значениях получены по Нэфф, Кпр.

Для построения многомерной модели использованы модельные значения Q^{IPT-M} , полученные по характеристикам флюидов $Q^{IPT-Флюид-ММ}$, свойствам пластов — $Q^{IPT-Пласт-ММ}$. Кроме этого, использована

индивидуальная модель, построенная по значениям штуцера — $Q^{IPT-Штуцер-М}$.

Для более точного прогноза значений Q^{IPT} разработана следующая формула:

$$Q^{IPT-ММ} = -30,272 - 0,3472 Q^{IPT-M19} + 1,46521(Q^{IPT-M1} + Q^{IPT-M2}) + 0,0018(Q^{IPT-M19})^2 - 0,0019(Q^{IPT-M19} \times (Q^{IPT-M1} + Q^{IPT-M2})) + 0,0019(Q^{IPT-M1} + Q^{IPT-M2})^2 \quad (5)$$

$$r = 0,986, p < 0,00000$$

По данной формуле были вычислены значения $Q^{IPT-ММ}$ и сопоставлены с Q^{IPT} (рис. 2).

По зависимости на рисунке 2 видно, что между Q^{IPT} и $Q^{IPT-ММ}$ на всем диапазоне значений наблюдается тесная корреляционная связь:

$$Q^{IPT} = -11,738 + 1,0357 Q^{IPT-ММ} \quad (6)$$

$$r = 0,986; p < 0,00000.$$

Построенная модель является статистически значимой.

Таким образом, разработана комплексная многомерная статистическая модель для прогноза значений дебитов газов, учитывающая параметры пластовой системы и диаметр штуцера, и позволяющая рассчитывать дебит разведочных скважин на этапе планирования работ по исследованию продуктивных пластов.

Итоги

На основе анализа результатов ранее выполненных исследований ОПК-ГДК и существующих алгоритмов интерпретации полученных результатов, а также выполненного статистического анализа выявлены и классифицированы факторы, влияющие на качество получаемых по существующей методике данных. Таким образом, дальнейшие исследования были направлены на совершенствование утвержденных алгоритмов интерпретации результатов исследования ОПК-ГДК, что позволило повысить достоверность прогноза продуктивности скважин, и на этапе проведения геологоразведочных работ строить качественные гидродинамические модели продуктивных пластов, используемые в дальнейшей разработке месторождений.

Выводы

Выполнен статистический анализ существующих методов интерпретации результатов ОПК-ГДК. В результате установлено, что при значениях дебитов менее 350 тыс. м³ наибольшее влияние на величину притока оказывают свойства пластовых флюидов, при больших величинах дебита наибольшее влияние имеют фильтрационные свойства пласта. Разработанная комплексная многомерная статистическая модель учитывает параметры пластовой системы и диаметр штуцера, позволяет рассчитывать дебит разведочных скважин на этапе планирования работ по исследованию продуктивных пластов.

Табл. 3. Сравнение средних значений показателей в классах по Q^{IPT}

Tab. 3. Comparison of average indicator values in classes by Q^{PT}

Показатели, ед. изм.	Средние значения + стандартные отклонения		Критерии $\frac{t}{p}$
	$Q^{IPT} < 465$ тыс. м ³ /сут	$Q^{IPT} > 481$ тыс. м ³ /сут	
Q^{IPT} , тыс. м ³ /сут	285,6±152,5	577,2±83,1	$\frac{-5,08639}{0,000091}$
Нэфф, м	9,3±4,0	23,3±10,3	$\frac{-3,99561}{0,000936}$
Кпор, отн.едн	0,23±0,04	0,26±0,04	$\frac{-1,05937}{0,304253}$
Кпр, мД	91,8±106,4	571,0±386,8	$\frac{-3,77320}{0,0015717}$
Sf, число	0,625±2,172	2,096±2,476	$\frac{-1,37796}{0,186084}$
Ранг, число	2,3±1,2	3,3±0,8	$\frac{-2,06829}{0,054177}$

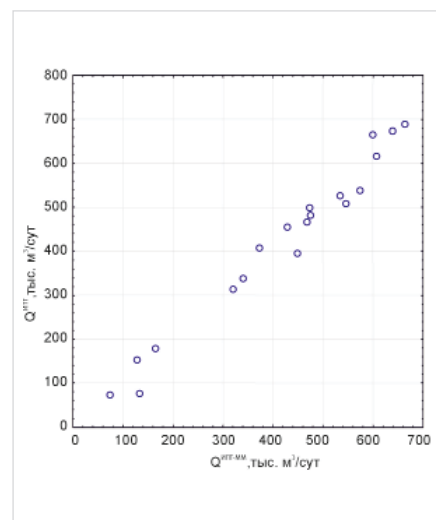


Рис. 2. Поле корреляции между Q^{IPT} и $Q^{IPT-ММ}$

Fig. 2. Correlation field between Q^{PT} and Q^{PT-MDM}

Литература

1. Меньшиков С.Н., Чужмарев С.С., Петренко В.Е., Нуриев М.Ф., Овечкин А.В., Хоштария В.Н., Дмитриев С.Е., Фоминых О.В. Оценка качества испытания геологоразведочных скважин при подготовке месторождений углеводородов арктического шельфа к промышленному освоению // Нефтяное хозяйство. 2024. № 6. С. 45–49.
2. Овечкин А.В. Использование данных исследования пластов приборами на кабеле для построения гидродинамических моделей // Газовая промышленность. 2025. № 5. С. 46–53.
3. Овечкин А.В. Совершенствование методики прогнозирования дебитов скважин по результатам исследования пластов приборами на кабеле // Газовая промышленность. 2026. № 5. С. 50–54.
4. Овечкин А.В., Хоштария В.Н., Фоминых О.В. Определение эффективной мощности пласта для интерпретации кривых восстановления давления записанных приборами на кабеле в открытом стволе // Нефтяное хозяйство. 2025. № 5. С. 103–108.
5. Меньшиков С.Н., Чужмарев С.С., Петренко В.Е., Нуриев М.Ф., Овечкин А.В., Хоштария В.Н., Дмитриев С.Е., Фоминых О.В. Повышение эффективности подготовки месторождений углеводородов арктического шельфа к промышленному освоению // Нефтяное хозяйство. 2024. № 5. С. 91–97.
6. Меньшиков С.Н., Чужмарев С.С., Нуриев М.Ф., Петухов А.Ю., Ананьев В.В., Овечкин А.В., Хоштария В.Н., Гуляев В.И. Начало освоения и результаты геологоразведочных работ в Карском море // Газовая промышленность. 2024. № 5. С. 30–40.
7. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Перевод с англ. Адлера Ю.П., Горского В.Г. М.: Финансы и статистика, 1986–1987.
8. Корчажкин Ю.М. Результаты исследования газоконденсатных скважин при различных депрессиях. Серия: «РиЭ газовых и газоконденсатных месторождений», вып. 3, М.: 1980.
9. Закиров С.Н., Сомов Б.Е. и др. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. М.: Недра, 1988. 336 с.
10. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
11. Петренко В.И., Зиновьев В.В., Зленко В.Я. и др. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 511 с.
12. Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of Vitrinite Reflectance based on chemical kinetics. AAPG Bulletin, 1990, Vol. 74, P. 1559–1570. (In Eng).
13. Wijaya N., Sheng J.J. Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, Vol. 185, № 106646. (In Eng).

ENGLISH

Results

Based on the analysis of the results from previously conducted OPC-GDK studies and existing algorithms for interpreting the obtained results, as well as the statistical analysis carried out, the factors affecting the quality of the data obtained using the current method were identified and classified. Thus, further research was aimed at improving the approved algorithms for interpreting OPC-GDK study results, which allowed for more accurate predictions of well productivity and the creation of quality hydrodynamic models of productive formations during geological exploration, used in the further development of fields.

Conclusions

A statistical analysis of existing methods for interpreting OFC-GDK results has been carried out. It was found that for flow rates below 350,000 m³, the biggest impact on inflow comes from the properties of reservoir fluids, while for higher flow rates, the filtration properties of the reservoir are the most influential. The developed comprehensive multivariate statistical model takes into account reservoir system parameters and nozzle diameter, allowing for the calculation of exploratory well flow rates during the planning stage of productive formation studies.

References

1. Menshikov S.N., Chuzhmarev S.S., Petrenko V.E., Nuriev M.F., Ovechkin A.V., Khoshtariya V.N., Dmitriev S.E., Fominykh O.V. Assessment of the quality of testing of exploratory wells in the preparation of hydrocarbon fields of the arctic shelf for commercial development. Oil industry, 2024, issue 6, P. 45–49. (In Russ).
2. Ovechkin A.V. Use of wireline formation testers' data for hydrodynamic simulation. Gas industry, 2025, issue 5, P. 46–53. (In Russ).
3. Ovechkin A.V. Improving the procedure for forecasting well flow rates based on wireline formation test data. Gas industry, 2026, issue 5, P. 50–54. (In Russ).
4. Ovechkin A.V., Khoshtariya V.N., Fominykh O.V. Determination of the effective reservoir capacity for interpretation of pressure recovery curves recorded by instruments on a cable in an open hole. Oil industry, 2025, issue 5, P. 103–108. (In Russ).
5. Menshikov S.N., Chuzhmarev S.S., Petrenko V.E., Nuriev M.F., Ovechkin A.V., Khoshtariya V.N., Dmitriev S.E., Fominykh O.V. Increasing the efficiency of Arctic shelf fields preparation for commercial development. Oil industry, 2024, issue 5, P. 91–97. (In Russ).
6. Menshikov S.N., Chuzhmarev S.S., Nuriev M.F., Petuhov A.Y., Ananyev V.V., Ovechkin A.V., Khoshtariya V.N., Gulyaev V.I. Beginning of development and results of geological exploration in the Kara Sea. Gas industry, 2024, issue 5, P. 30–40. (In Russ).
7. Draper N.R., Smith H. Applied regression analysis. second edition. Translation Adler Y.P., Gorsky V.G. Moscow: Finance and statistics, 1986–1987. (In Russ).
8. Korchazhkin Y.M. Study results of gas condensate wells under different depressions. ser: "Development and operation of gas and gas condensate fields", issue 3, Moscow: 1980. (In Russ).
9. Zakirov S.N., Somov B.E. et al. Multiphase and multicomponent filtration. Moscow: Nedra, 1988, 336 p. (In Russ).
10. Brusilovsky A. I. Phase changes in oil and gas field development. Moscow: Graal, 2002, 575 p. (In Russ).
11. Petrenko V.I., Zinovyev V.V., Zlenko V.Y. et al. Geological and geochemical processes in gas-condensate fields and underground gas storage. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2003, 511 p. (In Russ).
12. Sweeney J.J., Burnham A.K. Evaluation of a simple model of Vitrinite Reflectance based on chemical kinetics. AAPG Bulletin, 1990, Vol. 74, P. 1559–1570. (In Eng).
13. Wijaya N., Sheng J.J. Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, Vol. 185, № 106646. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Овечкин Алексей Васильевич, генеральный директор, ООО «Газпром Недра», Санкт-Петербург, Россия

Фоминых Олег Валентинович, доктор технических наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Для контактов: fominyhov@tyuiu.ru

Ovechkin Alexey Vasilyevich, general director, "Gazprom Nedra" LLC, Saint Petersburg, Russia

Fominykh Oleg Valentinovich, doctor of technical sciences, professor, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Corresponding author: fominyhov@tyuiu.ru