DOI: 10.24412/2076-6785-2021-7-103-107
УДК 622.279 | Научная статья

Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов

Выломов Д.Д., Зенкова Ю.Г.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Накопленные знания в части применения и проведения многовариантного прогнозирования разработки газовых залежей позволили авторам разработать новый методологический подход, отличающийся комплексностью и углубленным анализом большего количества неопределенных параметров. Для проектирования разработки перспективных газовых объектов сформирована матрица неопределенностей, проведен анализ чувствительности и многовариантное моделирование. Подготовлены рекомендации, направленные на усиление программы доизучения.

Материалы и методы
Лабораторные исследования керна, исследования скважин (геофизические, гидродинамические), PVT-моделирование, гидродинамическое моделирование (многовариантные расчеты), комплексная оценка.

Ключевые слова
комплексная оценка неопределенностей, гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты

Для цитирования
Выломов Д.Д., Зенкова Ю.Г. Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 103–107.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-7-103-107

Поступила в редакцию: 13.09.2024

UDC 622.279 | Original Paper

An integrated approach to assessing uncertainties when designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations

Vylomov D.D., Zenkova Yu.G.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The accumulated knowledge in the application and implementation of multivariate forecasting of the development of gas deposits allowed the authors to develop a new methodological approach, characterized by complexity and in-depth analysis of a larger number of uncertain parameters. To design the development of promising gas facilities, an uncertainty matrix was generated, sensitivity analysis and multivariate modeling were carried out. Recommendation have been prepared aimed at strengthening the additional research program.

Materials and methods
Laboratory core studies, well studies (geophysical, hydrodynamic), PVT modeling, hydrodynamic modeling (multivariate calculations), comprehensive assessment.

Keywords
comprehensive uncertainty assessment, hydrodynamic modeling, multivariate calculations

For citation
Vylomov D.D., Zenkova Yu.G. An integrated approach to assessing uncertainties when designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 103–107. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-7-103-107

Received: 13.09.2024

Введение

Современные реалии характеризуются ростом потребности в освоении перспективных залежей (greenfield) углеводородного (УВ) сырья, такого как газ, нефть и газовый конденсат. Во многих случаях породы-коллекторы могут быть осложнены геологическим строением (высокая расчлененность, многопластовость и т.п.) и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Также для них характерна низкая изученность из-за недостатка исходной геологической информации и ограниченного количества аналогов.

Для формирования стратегии по подготовке к вводу в промышленную эксплуатацию таких объектов необходима комплексная оценка неопределенностей и управление рисками (геологические, технологические, экономические, стратегические, операционные) с последующей их минимизацией [1]. Для реализации подобного рода задач в мировой и отечественной практике, как правило, применяются многовариантные расчеты (МВР) [2].

МВР — инструмент, позволяющий проводить ранжирование неопределенностей, а также прогнозировать вероятность и достоверность проектных показателей разработки нефтяных и газовых активов.

Суть метода МВР заключается в создании множества геологических и фильтрационных моделей объекта с последующим перебором параметров, характеризующихся неопределенностью исходных данных (ИД) [3].

Реализация МВР включает в себя следующие типовые этапы:

- формирование матрицы параметров неопределенности (обобщение исходных параметров и определение диапазонов их варьирования);
- анализ чувствительности модели (численная оценка степени влияния каждого фактора на итоговый результат и исключение наименее влияющих);
- проведение МВР (получение ансамбля расчетов с последующей оценкой вероятности воспроизведения проектного профиля добычи);
- подготовка рекомендаций в части доизучения с целью повышения качества ИД об объекте исследования (геологическое строение, ФЕС, продуктивность) [4].

Применимость МВР

Важно отметить, что МВР обладают широким спектром применимости и могут использоваться для решения как типовых, так и нетривиальных задач. Например:

- в работе [5] описано создание алгоритма для анализа неопределенностей и оценки рисков и, как следствие, уточнения диапазонов варьируемых параметров;
- в работе [6] показан процесс формирования авторской матрицы решений по выбору оптимального типа заканчивания скважин в зависимости от насыщения и ФЕС пласта. Дополнительно разработана экспресс-оценка типов заканчивания для слабоизученных и неразбуренных зон;
- в работе [7] продемонстрирован учет масштабного эффекта и неоднородности пласта с последующим улучшением качества интегральной адаптации гидродинамической модели (ГДМ) за счет уточнения петрофизической зависимости Кпр=f(Кп);
- в работе [8] представлено описание принципиально новой методики поиска оптимальной стратегии разработки многопластовых газовых и газоконденсатных залежей, учитывающей геологические неопределенности, а также технологические и организационные риски.

Принимая во внимание накопленную базу знаний в части применения и проведения МВР, авторами настоящей статьи разработан собственный методологический подход, учитывающий сильные стороны альтернативных подходов, но при этом отличающийся от них комплексностью и углубленным анализом большего количества неопределенных параметров.

Матрица неопределенности

Рассмотрим один из лицензионных участков (ЛУ) Гыданского полуострова Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Ловушки свободного газа анализируемого ЛУ характеризуются сложным геологическим строением (в т.ч. многопластовостью), неоднородностью по площади и низкой проницаемостью (в среднем 1 мД). ЛУ находится на стадии доизучения, объекты в разработку не введены.

На первом этапе реализации МВР проведена классификация, верификация и оценка диапазонов неопределенностей ИД по исследованиям керна и геомеханическим свойствам пород. В связи с недостаточной степенью изученности продуктивных объектов для обоснования ИД дополнительно привлечены одновозрастные объекты-аналоги со схожими ФЕС.

В качестве неопределенных авторами выделены следующие параметры, относящиеся к ГДМ (в настоящей статье МВР рассмотрены в контексте гидродинамического моделирования): остаточная (связанная) водонасыщенность (SWL), ОФП по воде при остаточной газонасыщенности (KRWR) и максимальная (KRW), критическая газонасыщенность (SGCR), максимальная ОФП по газу (KRG), формы кривых ОФП по воде и газу (LET-корреляция), параметры аквифера Картера-Трейси (AQUCT), абсолютная проницаемость — PERMX (выделение с помощью литофациального анализа зависимости Кпр = f(Кп) для 5 литотипов), коэффициент анизотропии (PERMZ) и сжимаемость пород (ROCK).

Типовой подход к определению минимальной, средней и максимальной зависимостей показан на примере остаточной (связанной) водонасыщенности (SWL). Анализируя статистическое распределение

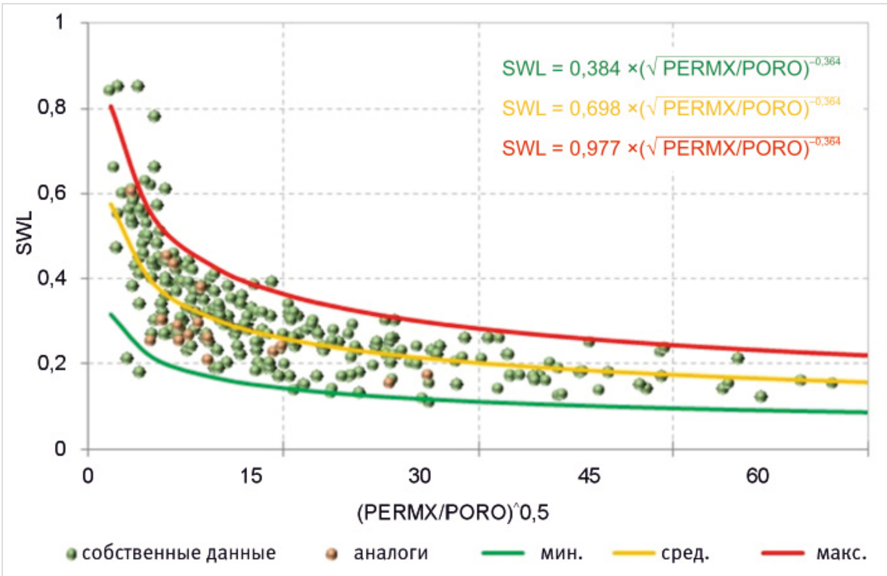

Рис. 1. Диапазон неопределенности остаточной (связанной) водонасыщенности (SWL)
Fig. 1. Uncertainty range of residual (bound) water saturation (SWL)

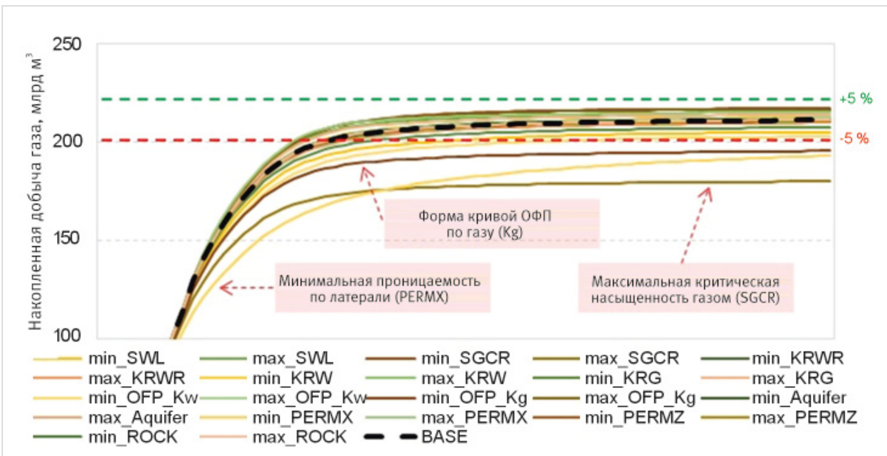

Рис. 2. Анализ чувствительности. Накопленная добыча газа
Fig. 2. Sensitivity analysis. Cumulative gas production

керновых данных становится очевидным, что облако точек представляет собой некий диапазон, который может быть охарактеризован несколькими кривыми, описывающими в данном случае зависимость SWL от квадратного корня из отношения абсолютной проницаемости к коэффициенту пористости (рис. 1).

На основе анализа ИД подготовлена матрица неопределенных параметров и определены диапазоны их варьирования (табл. 1.). Всего к оценке в рамках выполнения анализа чувствительности рекомендовано 11 параметров (10 фильтрационных и 1 геомеханический).

Анализ чувствительности

На втором этапе реализации МВР проведены численные эксперименты по анализу чувствительности результата к изменению параметров, имеющих неопределенности, согласно матрице, сформированной на предыдущем этапе.

В качестве параметра отклика, подверженного влиянию имеющихся неопределенностей, принята величина накопленной добычи газа за прогнозный период (классический подход при проведении МВР).

Наибольшее влияние на итоговую добычу (больше +/- 5%) оказали 3 параметра: критическая газонасыщенность (SGCR), форма кривой ОФП по газу (Kg) и проницаемость по латерали (PERMX) (рис. 2).

Однако, помимо классического подхода к проведению МВР, по мнению авторов, в комплексе целесообразен и анализ продолжительности периода постоянных отборов газа (ППО), вносящего значительный вклад в экономическую рентабельность любого газового проекта.

Для подтверждения рациональности авторского подхода, а также выявления наиболее значимых входных неопределенностей на проектные показатели разработки подготовлен сравнительный анализ результатов многовариантного моделирования в формате диаграммы «Торнадо» (рис. 3, 4).

Всего на продолжительность ППО оказали влияние 6 параметров. При этом остаточная (связанная) водонасыщенность (SWL), максимальная ОФП по газу (KRG) и форма кривой ОФП по воде (Kw) незначительно повлияли на накопленную добычу (меньше +/- 5%), но влияют на длительность ППО (от 1 года и больше).

В результате комплексного подхода к анализу чувствительности пересмотрена и уточнена матрица параметров, имеющих неопределенности. В рамках проведения МВР к варьированию рекомендовано 6 фильтрационных параметров (выделены жирным шрифтом в табл. 1).

Табл. 1. Матрица неопределенности
Tab. 1. Uncertainty matrix

Параметр	Тип данных	Способ задания	Диапазон значений			Комментарии
			Минимальный	Средний	Максимальный	
Остаточная (связанная) водонасыщенность	**непрерывный**	**множит. в уравнен. SWL (a)**	**0,384**	**0,698**	**0,977**	**SWL = a* (корень (PERMX/ PORO))^(-0,364)**
ОФП по воде при остаточной газонасыщенности	непрерывный	множит. в уравнен. KRWR (b)	-18,2	-9,1	-5	KRWR = 0,352* exp(b*SGCR)
Максимальная ОФП по воде	непрерывный	множит. в уравнен. KRW (c)	0,038	0,081	0,148	KRW = c* PERMX^0,183
Критическая газонасыщенность	дискретный	значение переменной SGCR	0,11	0,222	0,425	–
Максимальная ОФП по газу	**непрерывный**	**множит. в уравнен. KRG (d)**	**0,01**	**0,096**	**0,238**	**KRG = 0,079* ln(PERMX)+d**
Форма кривых ОФП	**таблица**	**зависимость ОФП воды от Sw**	**Kw = Sw^12/ Sw^12+25*(1-Sw)^2**	**Kw = Sw^5/ Sw^5+5*(1-Sw)^1**	**Kw = Sw^3,1/ Sw^3,1+2,2*(1-Sw)^1,7**	**LET-функция**
Форма кривых ОФП	**таблица**	**зависимость ОФП газа от Sg**	**Kg = (1-Sw)^9/ (1-Sw)^9+13*Sw^4,3**	**Kg = (1-Sw)^3/ (1-Sw)^3+5*Sw^3**	**Kg = (1-Sw)^2/ (1-Sw)^2+2*Sw^2,3**	**LET-функция**
Аквифер	параметры аквифера	3 сценария	без аквифера	базовый аквифер	аквифер с увеличенной проницаемостью	–
Проницаемость (литотип 1)	**непрерывный**	**множит. в уравнен. PERMX (e)**	**0,16**	**1**	**5,5**	**PERMX_LITO_1 = =0,001* exp(0,446*PORO)*e**
Проницаемость (литотип 2)	**непрерывный**	**множит. в уравнен. PERMX (f)**	**0,08**	**1**	**6**	**PERMX_LITO_2 = = 0,001* exp(0,508*PORO)*f**
Проницаемость (литотип 3)	**непрерывный**	**множит. в уравнен. PERMX (g)**	**0,5**	**1**	**2,2**	**PERMX_LITO_3 = = 0,289* exp(0,285*PORO)*g**
Проницаемость (литотип 4)	**непрерывный**	**множит. в уравнен. PERMX (h)**	**0,65**	**1**	**1,5**	**PERMX_LITO_4 = = 7,056* exp(0,244*PORO)*h**
Проницаемость (литотип 5)	**непрерывный**	**множит. в уравнен. PERMX (i)**	**0,45**	**1**	**1,8**	**PERMX_LITO_5 = = 0,191* exp(0,292*PORO)*i**
Анизотропия	непрерывный	множит. в уравнен. PERMZ (j)	0,082	0,385	1,25	PERMZ = j* PERMX^0,936
Сжимаемость пород	дискретный	значение переменной ROCK	13,8	22	36	–

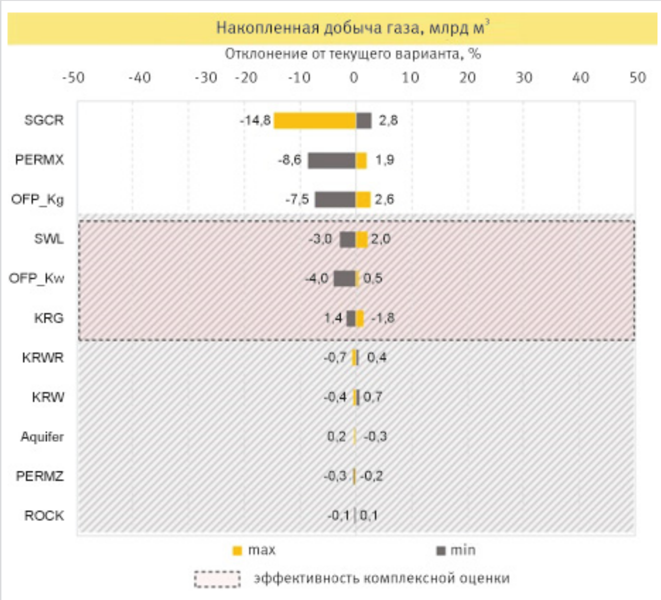

Рис. 3. Неопределенности. Накопленная добыча газа
Fig. 3. Uncertainties. Cumulative gas production

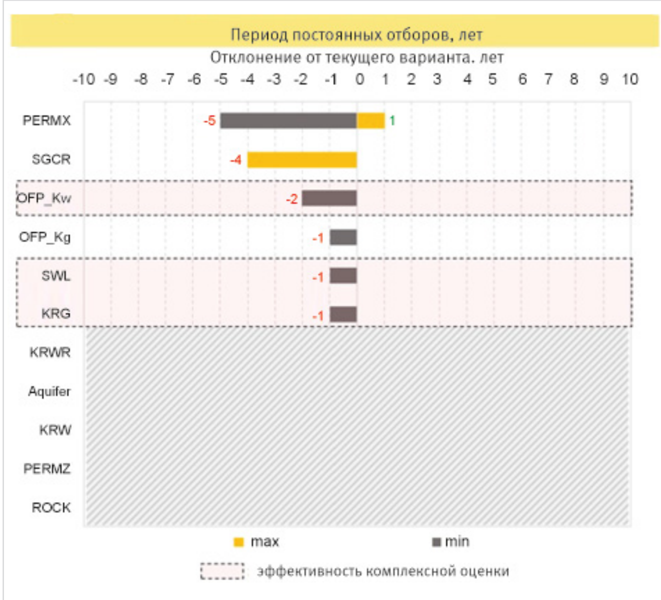

Рис. 4. Неопределенности. Длительность периода постоянных отборов газа
Fig. 4. Uncertainties. Duration of the period of constant extraction of gas

Проведение МВР

В первую очередь авторами проведена серия МВР и получено множество вычислений, основанных на классическом подходе (учет неопределенностей, влияющих на накопленную добычу). В результате анализа ансамбля расчетов определено, что утвержденный проектный профиль добычи газа (накопленная добыча) соответствует перцентилю P52, т.е. вероятность его воспроизведения в будущем незначительно выше среднего.

Перцентиль показывает место, которое занимает утвержденный проектный профиль добычи газа (A1) в общей выборке профилей и определяется по формуле:

$$P = \frac{\text{Число значений меньших A1} + 0,5}{\text{Общее число значений}} \times 100. \quad (1)$$

Следующим шагом получено множество вычислений, основанных на авторском подходе (комплексный учет неопределенностей, влияющих как на накопленную добычу, так и на длительность ППО). В результате анализа ансамбля расчетов определено, что утвержденный проектный профиль добычи газа (накопленная добыча) соответствует перцентилю P44, т.е. вероятность его воспроизведения в будущем ниже среднего. В тоже время, ППО сократился на 1 год относительно перцентиля P52 (рис. 5)

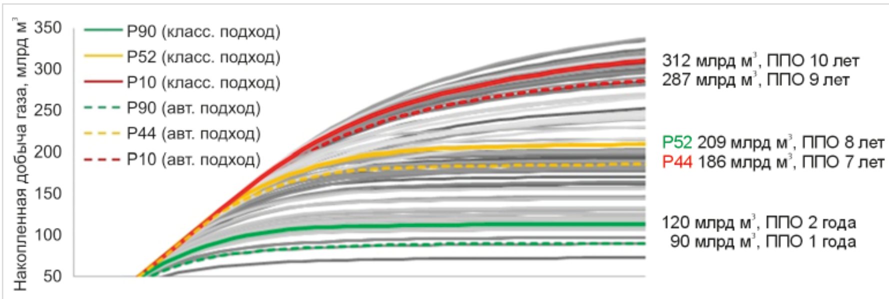

Рис. 5. Результаты МВР
Fig. 5. Results of multivariate calculations

В качестве заключительного этапа проведения МВР проанализирована фактическая карта охвата объекта керновыми исследованиями (рис. 6). С целью повышения его изученности подготовлены рекомендации по проектным целям (разведочные скважины / пилотные стволы первых скважин). Успешная реализация такой программы доизучения, по предварительной оценке, позволит увеличить охват керновыми исследованиями по площади с 38 до 66%, а также сузить диапазон имеющихся неопределенностей

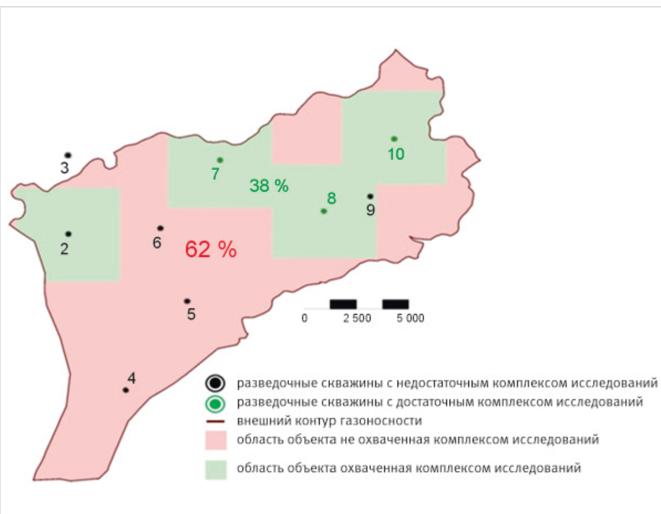

Рис. 6. Процент охвата исследованиями керна (факт)
Fig. 6. Percentage of core study coverage (fact)

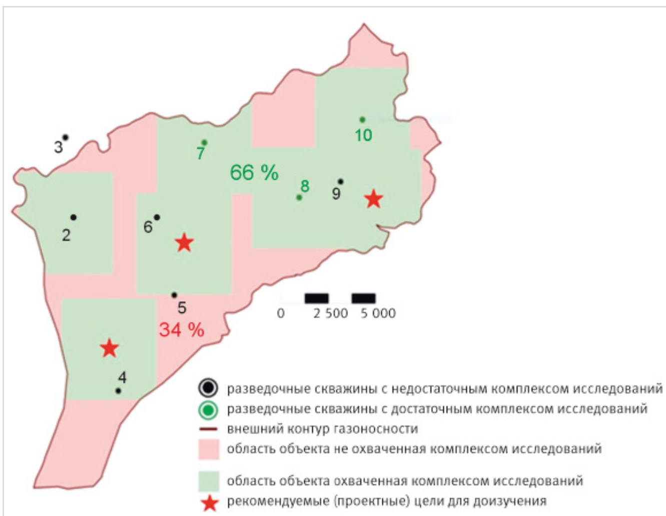

Рис. 7. Процент охвата исследованиями керна (рекомендация)
Fig. 7. Percentage of core study coverage (recommendation)

с целью уточнения ФЕС рассматриваемого объекта с последующей корректировкой проектного профиля добычи газа (рис. 7).

Итоги

В результате проектирования разработки перспективных газовых объектов с применением МВР сформирован авторский методологический подход, отличающийся от аналогов единовременным анализом накопленной добычи газа и продолжительности ППО. В конечном итоге уточнена матрица параметров, характеризующихся неопределенностью с последующей оценкой их влияния на проектный профиль добычи газа (в т.ч. оценена вероятность его реализации в будущем).

Выводы

Применение комплексного подхода к проведению МВР относительно классического позволило авторам:

- дополнительно учесть 3 параметра, характеризующихся неопределенностью: остаточная (связанная) водонасыщенность, максимальная ОФП по газу и форма кривой ОФП по воде;
- получить более пессимистичную оценку вероятности воспроизведения в будущем проектного профиля добычи газа (P44);
- рекомендовать мероприятия по доизучению объекта, которые, по предварительной оценке, позволят увеличить охват керновыми исследованиями по площади на 28 %.

Литература

1. Васильев Ю.Н., Гимадеева Р.Н., Ильницкая В.Г. Неопределенности и риски при проектировании и управлении разработкой газовых месторождений // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 4. С. 16–22.
2. Богданов Е.В. Оценка неопределенности параметров месторождения: использование метода планирования эксперимента для оптимизации планирования разработки (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 92–97.
3. Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 22–26.
4. Пономарева Д.В., Усманова З.Р., Барабанов Д.Е. Оценка рисков при планировании разработки пласта Т на основе анализа неопределенностей и многовариантных расчетов // Нефтяная провинция. 2023. № 4. Ч. 1. Спецвыпуск. С. 153–165.
5. Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 356–368.
6. Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А. Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 48–52.
7. Выломов Д.Д., Штин Н.А. Учет масштабного эффекта и неоднородности пласта для корректного перехода от микро- к макроуровню // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 70–72.
8. Петросов М.Ю., Лознюк О.А., Архипов Ю.А., Алексеев Д.Л., Юшков А.Ю., Глумов Д.Н., Шахов А.А. Методика поиска оптимальной стратегии разработки многопластового газового месторождения с учетом геологических и технологических неопределенностей // Газовая промышленность. 2021. № 12. С. 54–68.

ENGLISH

Results

As a result of designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations, a proprietary methodological approach was formed, which differs from analogues in the simultaneous analysis of accumulated gas production and the duration of the period of constant extraction. Ultimately, the matrix of parameters characterized by uncertainty was refined with a subsequent assessment of their impact on the projected gas production profile (including the probability of its realization in the future has been assessed).

Conclusions

The use of an integrated approach to conducting multivariate calculations relative to the classical one allowed the authors to:

- additionally take into account 3 parameters characterized by uncertainty: residual (bound) water saturation, maximum relative phase permeability (RPP) for gas and the shape of the RPP curve for water;
- obtain a more pessimistic assessment of the probability of reproducing the projected gas production profile in the future (P44);
- recommend measures for additional study of the site, which, according to preliminary estimates, will increase the coverage of core studies by area by 28 %.

References

1. Vasiliev Yu.N., Gimadeeva R.N., Ilnitskaya V.G. Uncertainties and risks of gas field development design and management. Scientific and technical collection of Vesti gazovoy nauki, 2014, issue 4, P. 16–22. (In Russ).
2. Bogdanov E.V. Uncertainty quantifying of the green field: experimental design integration for the development strategy optimization. Oil industry, 2016, issue 11, P. 92–97. (In Russ).
3. Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 22–26. (In Russ).
4. Ponomareva D.V., Usmanova Z.R., Barabanov D.E. Risk assessment during planning of T reservoir development based on uncertainty analysis and multivariate estimations. Neftyanaya Provintsiya, 2023, issue 4. Part 1. Special issue. P. 153–165. (In Russ).
5. Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Yu., Putilov I.S. Assessment of the uncertainty parameters influence on the development indicators forecasting. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2020, Vol. 20, issue 4, P. 356–368. (In Russ).
6. Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir turonian. Exposition Oil Gas, 2022, issue 3, P. 48–52. (In Russ).
7. Vylomov D.D., Shtin N.A. Accounting the scale effect and reservoir heterogeneity as a tool for the correct transition from micro to macro level. Oil industry, 2022, issue 3, P. 70–72. (In Russ).
8. Petrosov M.Yu., Loznyuk O.A., Arkhipov Ya.A., Alekseev D.L., Yushkov A.Yu., Glumov D.N., Shakhov A.A. A technique to select the best development strategy for a multihorizon gas field considering subsurface and process. Gas industry, 2021, issue 12, P. 54–68. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Выломов Денис Дмитриевич, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Зенкова Юлия Геннадьевна, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Vylomov Denis Dmitrievich, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Zenkova Yulia Gennadievna, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia