

Использование многовариантных расчетов для обоснования параметров водогазовой зоны низкопроницаемого коллектора

Залаялетдинова М.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
ma_zalyaletdinova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной статье рассмотрен комплексный подход на основе применения многовариантного моделирования и использования данных гидродинамических исследований с целью снятия неопределенностей в водогазовой зоне низкопроницаемого коллектора по относительным фазовым проницаемостям, которые оказывают наибольшее влияние на коэффициент извлечения газа и, как следствие, на достоверную технико-экономическую оценку проекта. В статье в качестве объекта исследований была рассмотрена водогазовая зона низкопроницаемых туронских отложений.

Материалы и методы

При написании статьи использовались данные как стандартных керновых исследований, так и результаты исследований цифрового керна. Расчет секторной и полномасштабной гидродинамической моделей, настройка относительных фазовых проницаемостей производились в ПО tNavigator на примере туронских отложений.

Ключевые слова

многовариантные расчеты, неопределенности, относительная фазовая проницаемость, гидродинамическое моделирование, низкопроницаемый коллектор, туронские отложения

Для цитирования

Залаялетдинова М.А. Использование многовариантных расчетов для обоснования параметров водогазовой зоны низкопроницаемого коллектора // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 76–80. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-76-80

Поступила в редакцию: 29.10.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

Usage of multivariate calculations for water-gas zone properties justification of a low-permeability reservoir

Zalialetdinova M.A.

"Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia
ma_zalyaletdinova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article covers an integrated approach based on the use of multivariate modeling and the use of well test data in order to reduce uncertainty of relative permeability in the water-gas zone of a low-permeability reservoir. Since the relative permeability has a significant impact on the gas recovery factor, as a result a reliable technical and economic assessment of the project is affected as well. In the article the water-gas zone of low-permeability Turonian deposits was considered as an object of research.

Materials and methods

In the article data from both standard core studies and the results of digital core studies were used. Calculations of sector and full-scale simulation models, adjustment of relative permeabilities were performed in tNavigator software using the example of Turonian deposits.

Keywords

multivariate calculations, uncertainties, relative permeability, simulation modeling, low-permeability reservoir, Turonian deposits

For citation

Zalialetdinova M.A. Usage of multivariate calculations for water-gas zone properties justification of a low-permeability reservoir. Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 76–80. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-76-80

Received: 29.10.2024

Введение

В качестве объекта исследования рассматривается газовый пласт Т, характеризующийся низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), высоким содержанием глинистых фракций, высокой расчлененностью и высокой водонасыщенностью в газонасыщенной части пласта.

Водогазовая зона (ВГЗ) представляет интерес, так как в ней содержится около 40 % запасов газа залежи. Однако, в отличие от чисто-газовой зоны (ЧГЗ) пласта Т, где завершаются опытно-промышленные работы, водогазовая зона лицензионного участка исследованиями не охвачена. Особенности геологического строения в совокупности с ограниченным количеством исследований и отсутствием исходных данных приводят к возникновению неопределенностей и сложностям в освоении залежи. Все это напрямую отражается на оценке экономики проекта и приводит к значительному разбросу потенциальных значений чистого дисконтированного дохода (NPV).

На основе имеющейся информации можно либо сделать предположение о сходстве свойств ВГЗ и ЧГЗ, либо искать альтернативные пути решения проблемы недостатка данных. Таким образом, с целью минимизации рисков и сужения коридора неопределенностей была использована методика, основанная на применении многовариантных расчетов (МВР), а в качестве входных данных использовались данные гидродинамических исследований (ГДИ) пласта соседнего месторождения, где уже есть данные по отработке на режимах для ВГЗ и где в результате ГРП был получен приток флюида.

Особенности разработки ВГЗ

Несмотря на то что исследование рассматриваемой зоны лицензионного участка представляет перспективы, для ВГЗ присущ ряд осложняющих факторов [1], в число которых входят:

- слабая степень изученности (6 % площади покрыто 3D-сейсморазведкой);
- неопределенность объема геологических запасов;
- отсутствие опыта эксплуатации скважин (вносит неопределенность в выбор типа заканчивания, плотности сетки, количества скважин);
- отсутствие геомеханических исследований керна (сказывается на прогнозе технологического режима, динамике добычи, коэффициенте извлечения газа (КИГ), депрессии);
- высокие риски реализации негативного сценария подвижности воды (нет данных для прогнозирования объема поступающей воды);
- относительная фазовая проницаемость (ОФП) по газу может лежать в широком диапазоне при незначительном изменении значений водонасыщенности (влияет на достоверность оценки КИГ, динамики добычи и обводнения).

Проблематика определения ОФП низкопроницаемых коллекторов

Корректность определения ОФП оказывает влияние на такие параметры, как положение газо-водяного контакта (ГВК), величина переходной зоны, начало обводнения и его характер [2, 3]. Также при дальнейшей разработке это скажется на достоверности прогноза подъема конуса ГВК и общей

динамике добычи воды и газа, на дизайн ГРП. Сложность определения ОФП в водогазовой зоне низкопроницаемого коллектора стандартными методами обусловлена следующим (рис. 1):

- при проведении стандартных исследований по керну не представляется возможным определение важных критических точек по воде и газу (SWCR, SGCR);
- отсутствует представление о форме кривых ОФП;
- полностью отсутствуют точки в области насыщения 30–70 %.

Отсутствие достоверных результатов определения критических точек путем проведения стандартных исследований керна обуславливает рассмотрение альтернативных вариантов. Одним из способов может служить определение ОФП с помощью цифрового керна — трехмерной модели порового пространства, созданной с помощью оцифровки керна и математических

методов. Такая методика может обеспечить получение более достоверной оценки ФЕС по сравнению с одномасштабной моделью порового пространства. Однако на текущий момент полученные результаты по цифровым моделям керна для пласта Т характеризуются высокой степенью неопределенности, а также значительным отличием от средних значений проницаемости рассматриваемого объекта.

В качестве второго альтернативного метода для настройки ОФП с целью повышения достоверности и качества модели рассматривается использование МВР с учетом исследований ГДИ. Суть метода заключается в варьировании концевых точек таким образом, чтобы расчет модели с полученными ОФП был настроен на исторические данные эксплуатации в ВГЗ, предоставленные соседним недропользователем. Подтверждение модели достигается путем сопоставления расчетных показателей с результатами ГДИ.

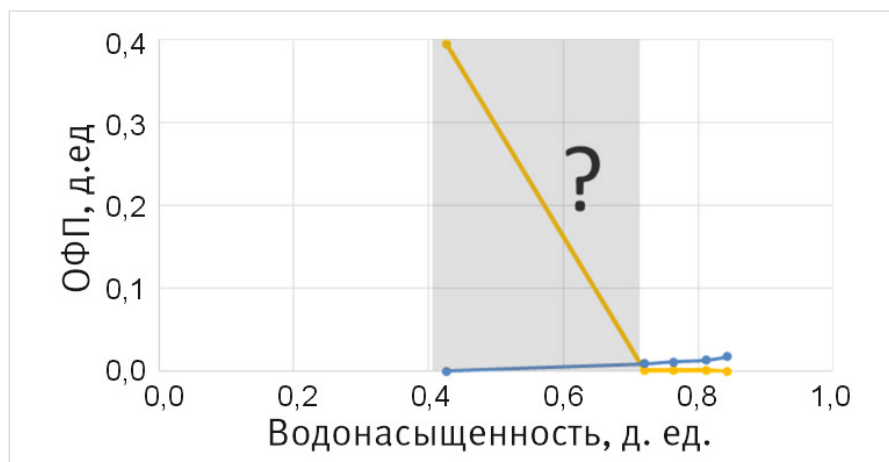


Рис. 1. ОФП газ-вода

Fig. 1. Relative permeability gas-water

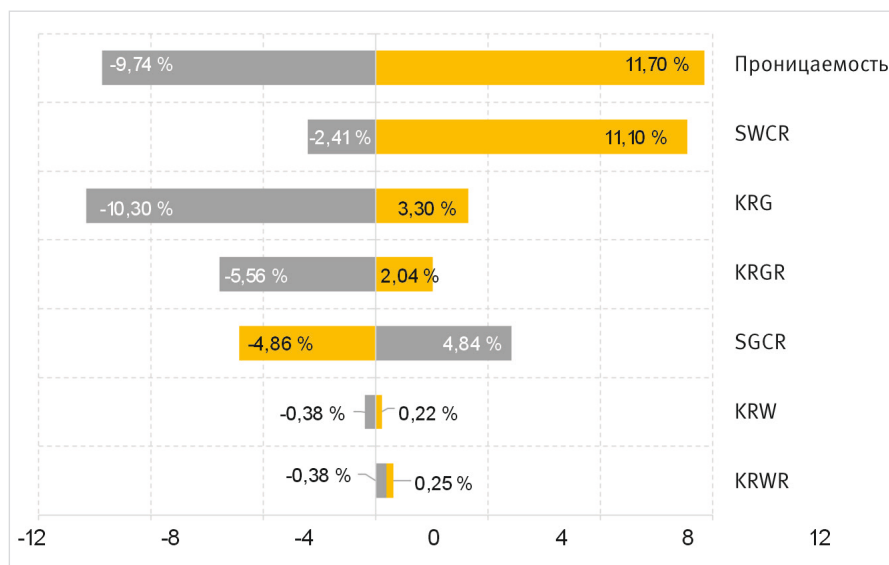


Рис. 2. Тornado диаграмма (SWCR — критическая водонасыщенность; KRG — максимальная фазовая проницаемость по газу; KRGR — относительная фазовая проницаемость по газу при критической насыщенности воды; SGCR — критическая газонасыщенность; KRW — максимальная фазовая проницаемость по воде; KRWR — относительная фазовая проницаемость по воде при критической насыщенности газа)

Fig. 2. Tornado plot (SWCR — critical water saturations; KRG — maximal gas relative permeability; KRGR — gas relative permeability at the critical water saturation; SGCR — critical gas saturations; KRW — maximal water relative permeability; KRWR — water relative permeability at the critical gas saturation)

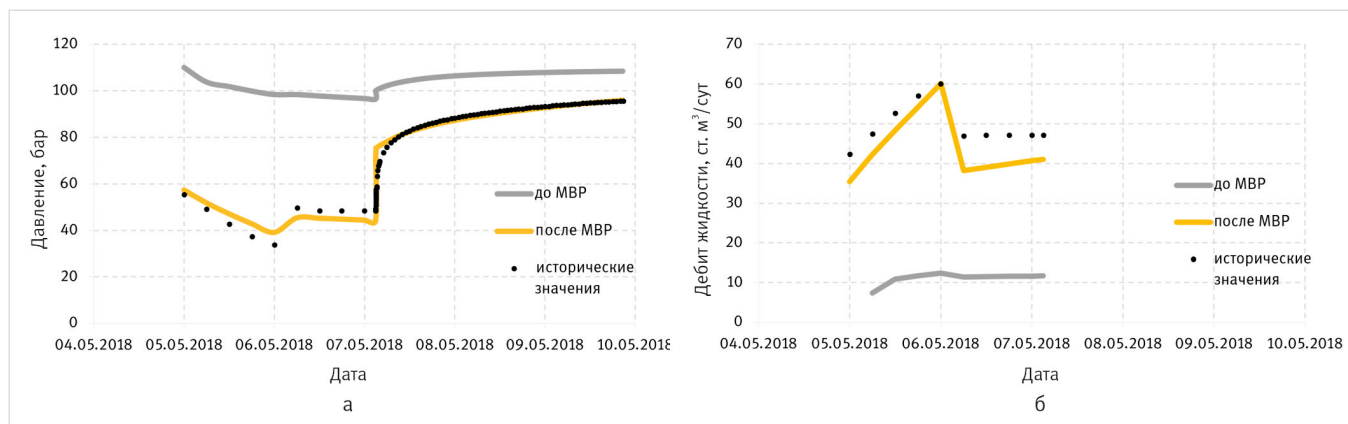


Рис. 3. Результат адаптации секторной модели: а — забойное давление; б — дебит жидкости
Fig. 3. Sector model's history matching results: а — bottom-hole pressure; б — liquid rate

Многовариантные расчеты

Для проведения многовариантных расчетов был использован модуль автоадаптации в ПО tNavigator. Так как на текущий момент отсутствуют какие-либо данные об эксплуатации в зоне ВГЗ на лицензионном участке, а также нет данных керновых исследований, то для расчетов использовались промышленные данные, предоставленные соседним недропользователем на секторной модели.

Для настройки ОФП в первую очередь проводилось задание начальных граничных значений конечных точек, которые были установлены исходя из керновых данных соседнего недропользователя, а также данных зоны ЧГЗ лицензионного участка. Для оценки параметров, оказывающих наибольшее влияние на расчет модели, был рассмотрен ряд гидродинамических параметров, которые могут оказывать влияние на результаты

расчетов модели. Проведение анализа чувствительности помогло сделать вывод о том, что наибольшее влияние на целевую функцию, в качестве которой выступали забойное давление и дебит воды, оказывают абсолютная проницаемость, KRG и критическая водонасыщенность (рис. 2).

Для решения оптимизационной задачи, для поиска наилучшего варианта, в качестве оптимизационного алгоритма был выбран метод дифференциальной эволюции, который ищет наилучший вариант в заданном диапазоне [4]. Постановка задачи алгоритма дифференциальной эволюции стоит следующим образом — необходимо найти состояние системы:

$$x^* \in Rn \text{ такой, что } \min F(x) = F(x^*), \\ x \in D \subset Rn,$$

где x принадлежит множеству D , являющемуся n -мерным пространством действительных чисел R^n . При этом алгоритм поиска решения имеет следующий вид:

1. Сгенерировать начальное состояние x^0 ;

Табл. 1. Концевые точки
Tab. 1. Endpoints

Параметр	MIN (до/после МВР)	MEAN (до/после МВР)	MAX (до/после МВР)
Swcr	0,176/0,660	0,529/0,715	0,730/0,730
Sgcr	0,108/0,121	0,268/0,142	0,559/0,162
Krwr	0,001/0,015	0,024/0,057	0,105/0,082
Krg	0,017/0,219	0,038/0,272	0,087/0,347
Krw	0,034/0,100	0,076/0,168	0,176/0,176
Krg	0,012/0,353	0,248/0,389	0,871/0,400

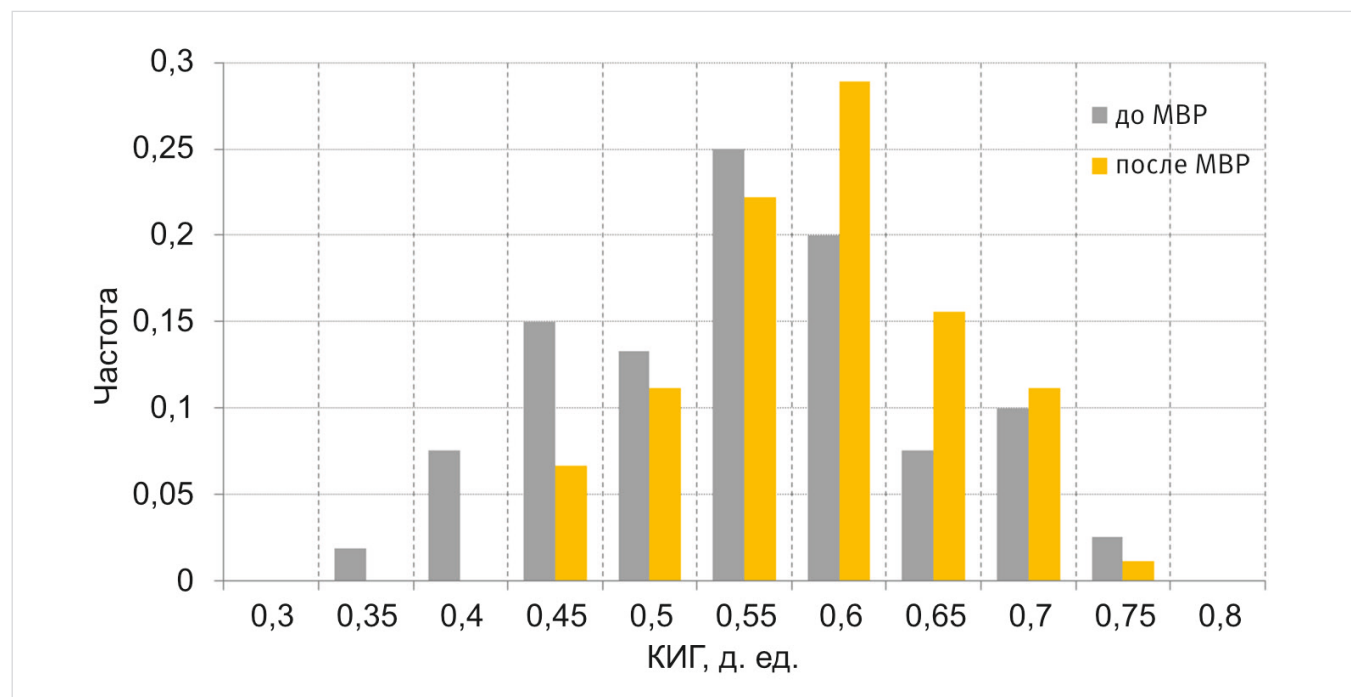


Рис. 4. Сопоставление гистограмм распределения прогнозных КИГ до и после МВР
Fig. 4. Histograms comparison of predicted gas recovery coefficients distribution before and after multivariate calculations

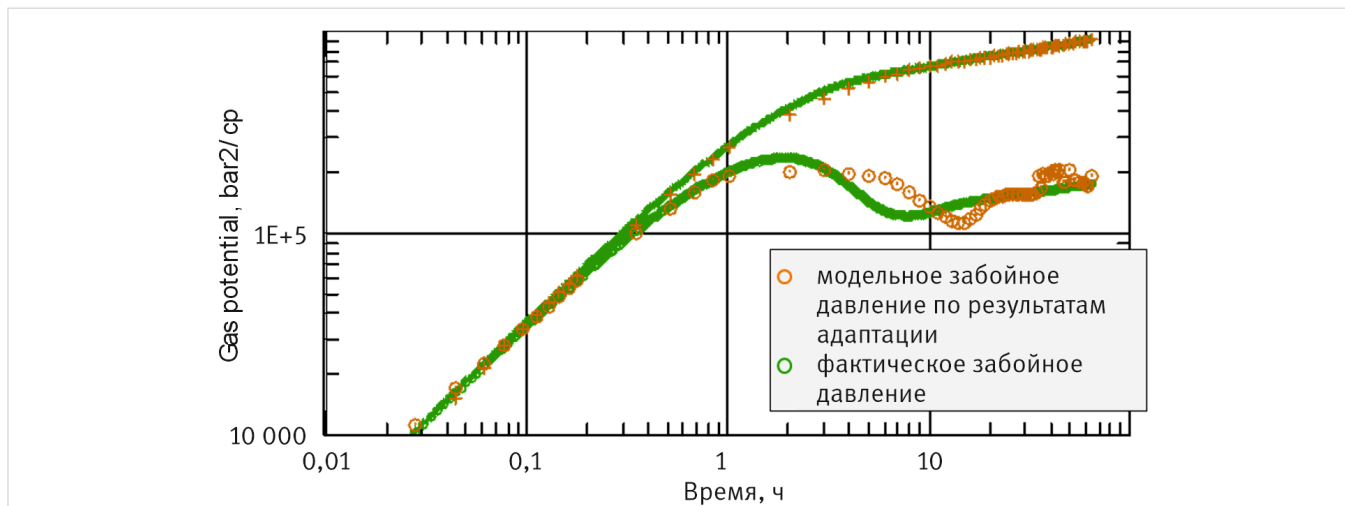


Рис. 5. Диагностический график давления
Fig. 5. Pressure diagnostic plot

2. Рассчитать значение целевой функции $F(x^0)$ и приравнять к минимальному значению целевой функции $F^{min} = F(x^0)$;
3. Сгенерировать новое состояние $x^i = \varphi(x^{i-1})$, рассчитать значение целевой функции $F(x^i)$;
- Определяем случайный вектор:

$$x^{mutant} = x^{target} + \alpha(x^{rand1} - x^{rand2}) + \alpha(x^{rand3} - x^{rand4});$$

- Новое состояние системы:

$$x^i = mix_p(x^{target}, x^{mutant});$$

4. Если $F(x^i) < F^{min}$, то обновляется минимальное значение $F^{min} = F(x^i)$.

Действия 3–4 повторять до выполнения критерия остановки (максимальное количество итераций, достижение минимального значения по вариации целевой функции или вариации переменных и т.д.).

$\varphi(x^{i-1})$ — функция для генерации нового состояния системы;

x^{target} — состояние системы с худшим значением целевой функции из популяции;

α — константа, подбираемая для лучшей работы алгоритма;

$x^{rand1}, \dots, x^{rand4}$ — состояния системы, выбранные случайным образом;

mix_p — функция, которая заменяет координаты одного вектора другими с вероятностью P .

В результате итеративных расчетов удалось получить наиболее оптимальный вариант расчета, настроенный на исторические данные на секторной модели (рис. 3). Значение целевой функции в начале («нулевая» итерация) — 258, а минимальное достигнутое значение целевой функции — 0,13. В результате удалось сузить диапазон значений концевых точек ОФП путем проведения итеративных расчетов. В таблице 1 представлены значения концевых точек до и после применения алгоритма.

Основная цель процедуры сужения диапазонов вариативности ОФП направлена на последующее снижение неопределенности по КИГ для более достоверной оценки рентабельности проекта. Изначально наблюдался широкий разброс потенциальных значений добытого газа, что напрямую отражалось на экономической составляющей. Для различных вариантов диапазонов ОФП был рассчитан КИГ. При сравнении гистограмм распределения КИГ секторных моделей до и после МВР (рис. 4) отмечается получение меньшего разброса значений, что, соответственно, обеспечивает более стабильную дальнейшую экономическую оценку проектных решений.

Подтверждение по результатам ГДИ

Для того чтобы подтвердить качество и надежность полученных в результате МВР свойств, проведено сравнение двух моделей — настроенной на КВД

в ПО KAPPA Saphir и гидродинамической модели. В результате была получена высокая сходимость кривых давления на диагностическом графике (рис. 5) и интерпретированных свойств ($kh = 3,49$ мД·м), что говорит о том, что подобранные ОФП могут быть использованы для дальнейших прогнозных расчетов.

На диагностическом графике модельного давления наступление линейного режима течения наблюдается позже, чем по фактическим данным. На модельной кривой давления наблюдаются флуктуации производной, которые, вероятно, могут быть связаны с перетоками флюида между слоями. Флуктуации производной давления характерны для слоистого коллектора, что связано с постепенным охватом слоев дренированием.

Экономический эффект

Неопределенности по ОФП оказывают наиболее значительное влияние на представление о КИГ и, как следствие, на NPV. Для того чтобы оценить эффект от применения рассмотренной методики, был произведен расчет на полномасштабной модели с заданием свойств, полученных с помощью МВР. Базовым решением для разработки ВГЗ было заканчивание горизонтальными стволами (1 000 м) [5–8]. Выбор обусловлен тем, что запасы являются контактными, поэтому присутствует потенциальный риск по преждевременному обводнению из-за прорыва воды.

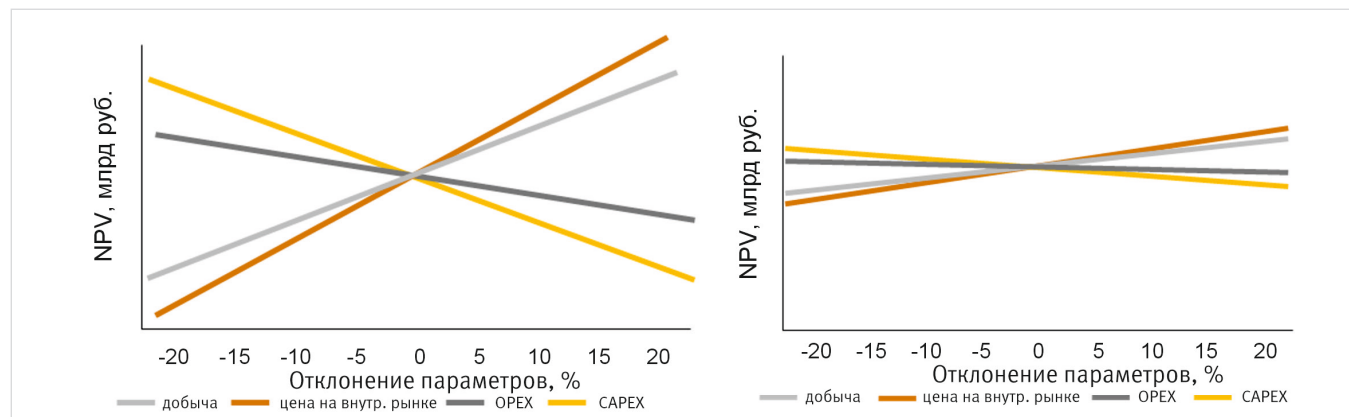


Рис. 6. Диаграмма чувствительности NPV (OPEX — операционные расходы, CAPEX — капитальные расходы)
Fig. 6. NPV sensitivity plot (OPEX — operating expenses, CAPEX — capital expenditures)

При оценке на полномасштабной модели изначально NPV проекта определялся в крайне широком диапазоне. Снижение неопределенностей по ОФП позволило сузить разброс значений в 3 раза и повысить устойчивость проектных решений, что видно при построении диаграммы чувствительности NPV (рис. 6).

Итоги

К преимуществу можно отнести то, что рассмотренная методика использования МВР с подтверждением по ГДИ позволяет принимать решения при невозможности использования стандартных методов. При этом проверка расчетов производится автоматически результатами эксплуатации. В условиях недостатка данных появляется возможность проведения прогнозных расчетов. Однако недостатком является то, что неопределенность по ОФП включает в себя множество неизвестных параметров, которые невозможно разделить на составляющие.

Выводы

- Используемая методика позволила снизить ключевую неопределенность ВГЗ и получить ОФП в низкопроницаемом коллекторе, тем самым сокращая диапазон неопределенностей КИГ.
- По результатам адаптации модели на ГДИ была проверена валидность использования МВР для настройки ОФП, а также был

уточнен kh , значение которого по ГДИ соответствует значению по ГДМ.

- Применение МВР позволило повысить устойчивость прогнозов и инвестиционных решений — диапазон неопределенностей NPV сократился с диапазона 10–60 млрд руб. до диапазона значений 35–45 млрд руб.

Литература

- Гизетдинов И.А., Идрисова А.Т., Муслимов Б.Ш. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 56–64.
- Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeability. *Producers monthly*, 1954, Vol. 19, issue 1, P. 38–41. (In Eng).
- Shanley K.W., Cluff R.M., Robinson J.W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bulletin*, 2004, Vol. 88, issue 8, P. 1083–1121. (In Eng).
- Qin A.K., Huang V.L., Suganthan P.N. Differential evolution algorithm with strategy adaptation for global numerical optimization. *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 2009, Vol. 13, issue 2, P. 398–417. (In Eng).
- 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.
- Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 62–65.
- Киселев А.Н., Андронов Ю.М. Особенности формирования стратегии разработки низкопроницаемых газовых залежей туронского возраста // Научный журнал Российского газового общества. 2021. № 1. С. 40–46.
- Романова Д.Д., Киселев А.Н., Новопашин О.В., Дегтярев И.С., Ягудин Р.А., Александров А.А. Оптимизация принятого для реализации варианта разработки и программы доизучения туронской залежи с учетом влияния геологических и технологических неопределенностей // Нефтепромысловое дело. 2021. № 5. С. 5–13.

ENGLISH

Results

The advantages include the fact that using multivariate calculations with confirmation by well test data allows making decisions when it is impossible to use standard methods. The verification of calculations is carried out automatically by the results of exploitation. In case of lack of data, it becomes possible to carry out forecast calculations. However, the main disadvantage is that the uncertainty in relative permeability includes many unknown parameters that cannot be separated into components.

Conclusions

- The technique used in the article made it possible to reduce the key

uncertainty of the water-gas zone and obtain relative permeabilities in a low-permeability reservoir, thereby reducing the range of uncertainties in gas recovery factor.

- According to the results of the history matching and the well test data juxtaposition, the validity of using multivariate calculations for adjusting the relative permeability was checked, and kh was also clarified, the value of which according to the well test corresponds to the value of the simulation model.
- The use of multivariate calculations made it possible to increase the stability of forecasts and investment decisions. Thus, the range of NPV uncertainties decreased from the range of 10–60 billion rubles up to the range of 35–45 billion rubles.

References

- Gizetdinov I.A., Idrisova A.T., Muslimov B.Sh. Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. *Petroleum engineering*, 2019, Vol. 17, issue 4, P. 56–64. (In Russ).
- Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeability. *Producers monthly*, 1954, Vol. 19, issue 1, P. 38–41. (In Eng).
- Shanley K.W., Cluff R.M., Robinson J.W. Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG Bulletin*, 2004, Vol. 88, issue 8, P. 1083–1121. (In Eng).
- Qin A.K., Huang V.L., Suganthan P.N. Differential evolution algorithm with strategy adaptation for global numerical optimization. *IEEE transactions on Evolutionary Computation*, 2009, Vol. 13, issue 2, P. 398–417. (In Eng).
- 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).
- Galeev R.R., Zorin A.M., Kolonskikh A.V., Habibullin G.I., Musabirov T.R., Sudeev I.V. Optimal waterflood pattern selection with use of multiple fractured horizontal wells for development of the low-permeability formations. *Oil industry*, 2013, issue 10, P. 62–65. (In Russ).
- Kiselev A.N., Andronov Yu.M. Peculiarities of forming a strategy for the development of low-permeability gas deposits of the Turonian age. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 2021, issue 1, P. 40–46. (In Russ).
- Romanova D.D., Kiselev A.N., Novopashin O.V., Degtyarev I.S., Yagudin R.A., Alexandrov A.A. Optimization of the development option adopted for implementation and the program for additional study of the Turonian deposit, taking into account the influence of geological and technological uncertainties. *Oilfield engineering*, 2021, issue 5, P. 5–13. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Залаялетдинова Маргарита Амировна, ведущий специалист
УГРМ Востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
Для контактов: ma_zalyaletdinova@tnnc.rosneft.ru

Zalialetdinova Margarita Amirovna, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC
(“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia
Corresponding autor: ma_zalyaletdinova@tnnc.rosneft.ru