25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2021-5-111-126

УДК 553.982.04

Итерационное моделирование как инструмент выбора геологической основы для гидродинамического моделирования и проектирования разработки

А. А. Агаркова, С. Е. Шебанкин, М. А. Тукаев*, М. С. Кармазин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия
**e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru*

Аннотация. Привычный метод построения цифровой модели месторождения, основанный на гидродинамическом моделировании с использованием базовой (чаще всего единственной) реализации геологической модели, как правило, требует внесения дополнительных корректировок в исходные геологические параметры для успешной адаптации модели на историю разработки. Это приводит к субъективности при оценке прогнозных технологических показателей разработки месторождения. В статье рассмотрен метод итерационного моделирования на примере пласта $ПК_1$ одного из газоконденсатных месторождений Тюменской области, который позволяет комплексно оценить возможные неопределенности и получить наиболее вероятную реализацию модели.

Ключевые слова: итерационное моделирование; пласт $ПК_1$; газоконденсатное месторождение; геологическое моделирование; гидродинамическое моделирование

Iterative modeling is as a tool for selecting a geological basis for hydrodynamic modeling and development design

Alexandra A. Agarkova, Stepan E. Shebankin, Marat A. Tukaev*, Maxim S. Karmazin

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia
**e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru*

Abstract. The usual method for constructing a digital model of a field is based on hydrodynamic modeling using the basic implementation of a geological model, usually requires additional adjustments to the initial data, and as a result, leads to a wide range of uncertainties in assessing the predicted technological indicators of field development. The PK_1 reservoir of a gas condensate field case study discuss-

es the method of iterative modeling, which makes it possible to comprehensively approach the assessment of possible uncertainties.

Key words: iterative modeling; reservoir PK_1; gas condensate field; geological modeling; hydrodynamic modeling

Введение

В настоящее время цифровая модель месторождения (ЦММ) является наиболее востребованным инструментом инженеров для решения большинства задач геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений [1].

Наиболее распространенный подход к созданию ЦММ основан на гидродинамическом моделировании с использованием только базовой (единственной) реализации геологической модели, что приводит к увеличению временных затрат на адаптацию модели и может быть причиной нелогичных результатов прогнозирования.

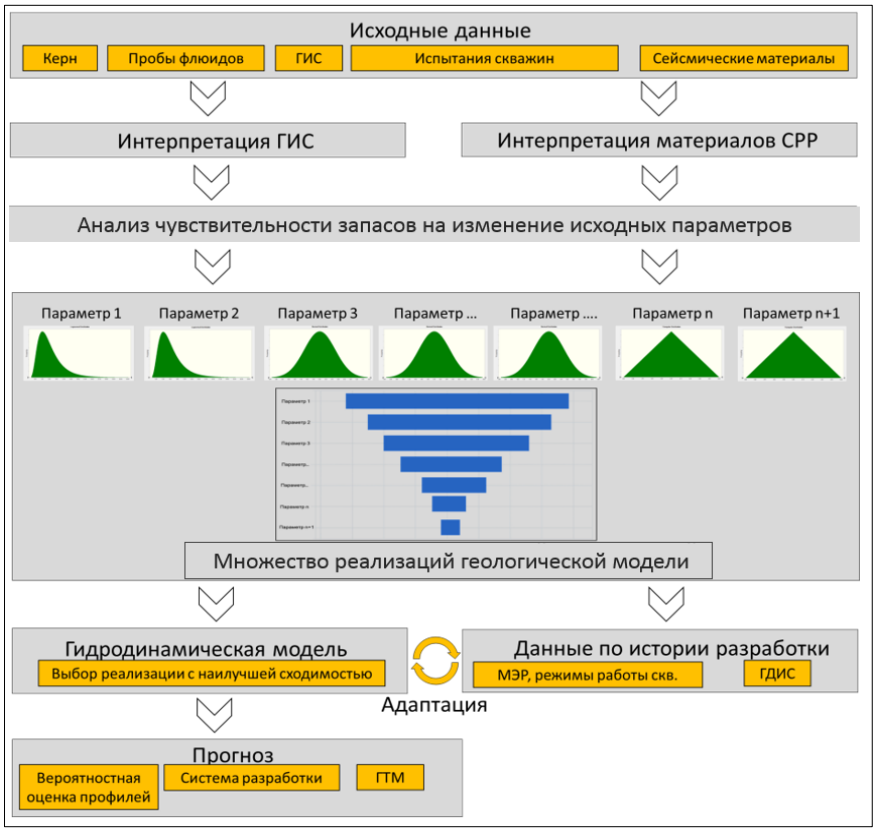


Рис. 1. ***Алгоритм итерационного моделирования***

Для принятия взвешенных инвестиционных решений при разработке месторождений необходимо комплексно подходить к оценке возможных неопределенностей не только величины запасов, но факторов, обусловливающих ее изменение. Для решения этой задачи в данной работе использован подход итерационного моделирования, который обеспечивает систем-

ную оценку параметров возможных вариантов ЦММ. Цель итерационного моделирования — создание и выбор наиболее вероятной реализации геологической основы, обеспечивающей наилучшую адаптацию гидродинамической модели на историю разработки без значительных корректировок входных параметров.

Предлагаемый итерационный алгоритм состоит из следующих четырех этапов (рис. 1):

- создание множества реализаций геологической модели по результатам анализа неопределенности исходных данных и анализа чувствительности изменения величины запасов к изменению исходных данных;
- выбор нескольких реализаций для дальнейшего построения гидродинамических моделей;
- адаптация полученных моделей на историю разработки;
- выявление реализации модели, имеющей наилучшую сходимость фактических промысловых данных и расчетных, полученных с минимальными корректировками гидродинамической модели.

Данный подход был апробирован на примере пласта $ПК_1$ одного из газоконденсатных месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. Рассматриваемый пласт характеризуется низкой геолого-геофизической изученностью и отсутствием собственных керновых данных.

Объект и методы исследования

Вариативность геологической основы

Пласт $ПК_1$ выделен в кровельной части покурской свиты (кровля сеноманского яруса, верхний мел). Генезис отложений — мелководно-морской (рис. 2).

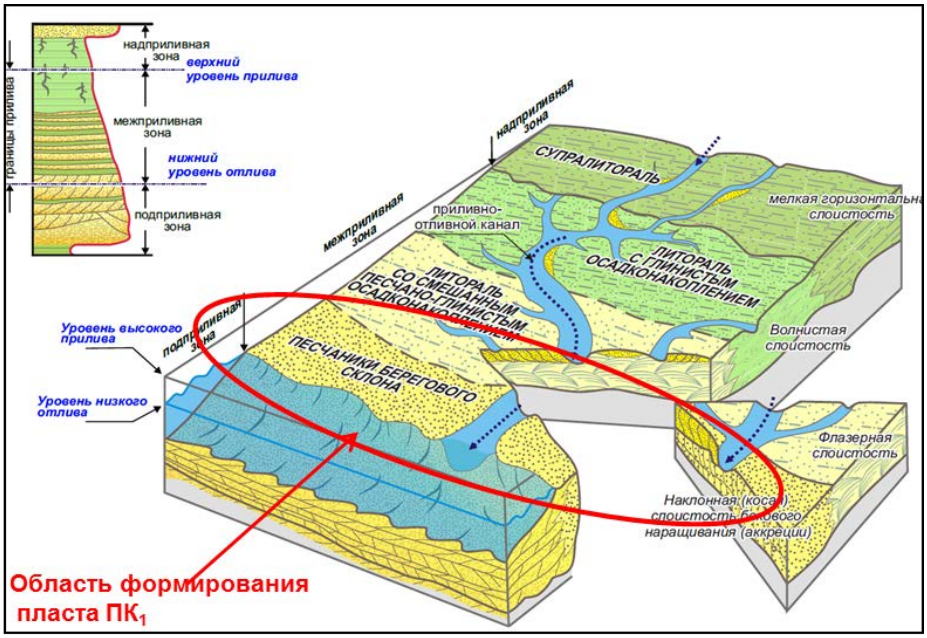


Рис. 2. ***Концептуальная модель осадконакопления пласта $ПК_1$***

Выше по разрезу продуктивные отложения перекрываются глинистыми отложениями кузнецовской свиты (туронский ярус). В разрезе $ПК_1$ преобладают прибрежно-морские фации, представленные глинисто-песчано-алевритовыми осадками приливно-отливной зоны, существенно песчаными отложениями приливных и флювиальных каналов, песчано-алевритовыми отложениями умеренно подвижного мелководья и песчаниками аккумулятивных форм (баров, подводных валов, гряд).

В работе проведен анализ неопределенности входных параметров и анализ их влияния на величину начальных геологических запасов газа:

$$Qг = F \cdot h \cdot К_п \cdot К_г \cdot (Р_{пл}^{нач} \cdot \alpha^{нач} - Р_{пл}^{кон} \cdot \alpha^{кон}) \cdot \theta_{пл}, \quad (1)$$

где Qг — начальные геологические запасы свободного газа, млн $м^3$; F — площадь залежи, тыс. $м^2$; h — эффективная газонасыщенная толщина, м; $К_п$ — коэффициент открытой пористости, д.ед.; $К_г$ — коэффициент газонасыщенности, д.ед.; $Р_{пл}^{нач}$, $Р_{пл}^{кон}$ — начальное и конечное пластовое давление в залежи, МПа; $\alpha^{нач}$, $\alpha^{кон}$ — поправки на сверхсжимаемость углеводородных газов для давлений $Р_{пл}^{нач}$, $Р_{пл}^{кон}$, $МПа^{-1}$; $\theta_{пл}$ — температурная поправка для средней пластовой температуры в залежи, д.ед.

Вышеперечисленных параметров недостаточно для проведения полноценного итерационного моделирования, так как адаптация гидродинамических моделей зависит не только от величины начальных геологических запасов, но и от степени связанности коллекторов, что может быть отражено только в модели литологии.

Таким образом, была определена полная совокупность параметров, влияющих как на величину начальных геологических запасов, так и включающая параметры, учитываемые в алгоритмах распределения литологии (коллектор/неколлектор, фации или литотипы), пористости, нефтенасыщености и в зависимости пористость — проницаемость:

- структурная неопределенность;
- неопределенность уровня газоводяного контакта (ГВК);
- вариация доли коллектора и литотипов;
- вариация рангов вариограмм при моделировании литологии и коэффициента пористости;
- вариация зависимости газонасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды;
- вариация объемных коэффициентов газа, то есть неопределенность состава газа.

В рамках анализа чувствительности величины запасов газа к изменению перечисленных параметров построены 15 реализаций геологической модели по каждому параметру неопределенности, на базе которых построен обобщенный «Торнадо-плот» (рис. 3).

Анализ результатов показал, что величина запасов наиболее чувствительна к структурной основе, уровню газоводяного контакта и рангам вариограмм, используемым при распределении литологии и коэффициента пористости.

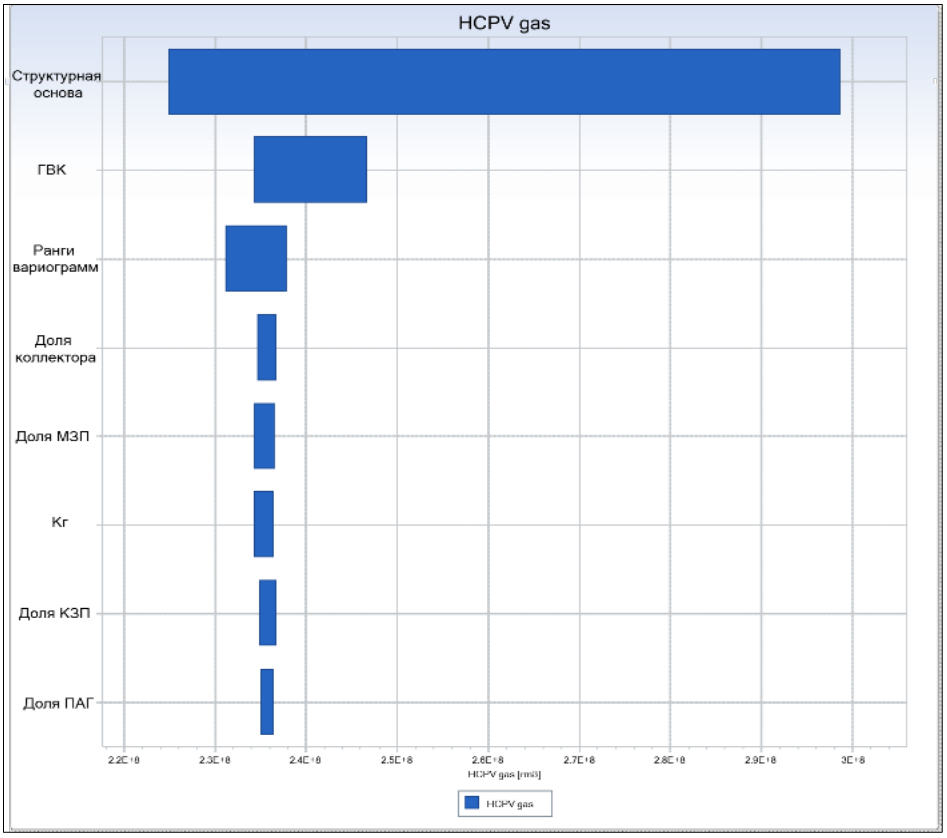


Рис. 3. ***Торнадо-плот чувствительности запасов газа к входным параметрам*** *(МЗП — мелкозернистый песчаник, КЗП — крупнозернистый песчаник, ПАГ — песчаник алевролито-глинистый)*

Основная цель итерационного моделирования — выбор реализации гидродинамической модели с наилучшей адаптацией. Исходя из этого, принято решение создать геологические модели с вариациями рангов вариограмм как ключевого параметра, влияющего на адаптацию. Отказ от вариации структурного каркаса и уровня ГВК обусловлен отсутствием значительных расхождений в структурных картах в центральной части залежи, где размещен эксплуатационный фонд скважин.

В рамках итерационного моделирования проведен вариограммный анализ скважинных данных с использованием различного количества скважин. Формирование выборки скважин для вариограммного анализа обусловлено следующими факторами:

- горизонтальные скважины и боковые стволы скважин, вскрывая лишь верхнюю часть пласта, не характеризуют весь разрез;
- размещение фонда скважин, следовательно, плотность разбуривания и охарактеризованность пласта по латерали — неравномерные.

Вариограммный анализ проведен в трех вариантах набора скважин:

- набор скважин из базовой геологической модели (все вертикальные) — итого 24 скважины;

- весь набор скважин (все вертикальные, горизонтальные скважины и ЗБС) — всего 33 скважины;
- только вертикальные скважины за исключением близко расположенных скважин (из-за возможного появления зашумленности разреза) — всего 27 скважин.

По результатам вариограммного анализа выявлено следующее:

- вертикальный ранг настраивается уверенно во всех рассматриваемых вариантах набора скважин и наиболее корректно описывается экспоненциальным типом со значением 3,4 м (рис. 4–6);
- при настройке вариограмм горизонтальных рангов для всех выборок скважин отмечаются достижение порога вариограммы (sill-a, значение вариации, при котором функция вариограммы выходит на постоянное значение [2]) в первых двух точках и высокое значение эффекта самородка (nugget, случайной составляющей дисперсии измерений, которая определяет, насколько велико различие в очень близко расположенных точках [2]), поэтому определить горизонтальные ранги не представлялось возможным.

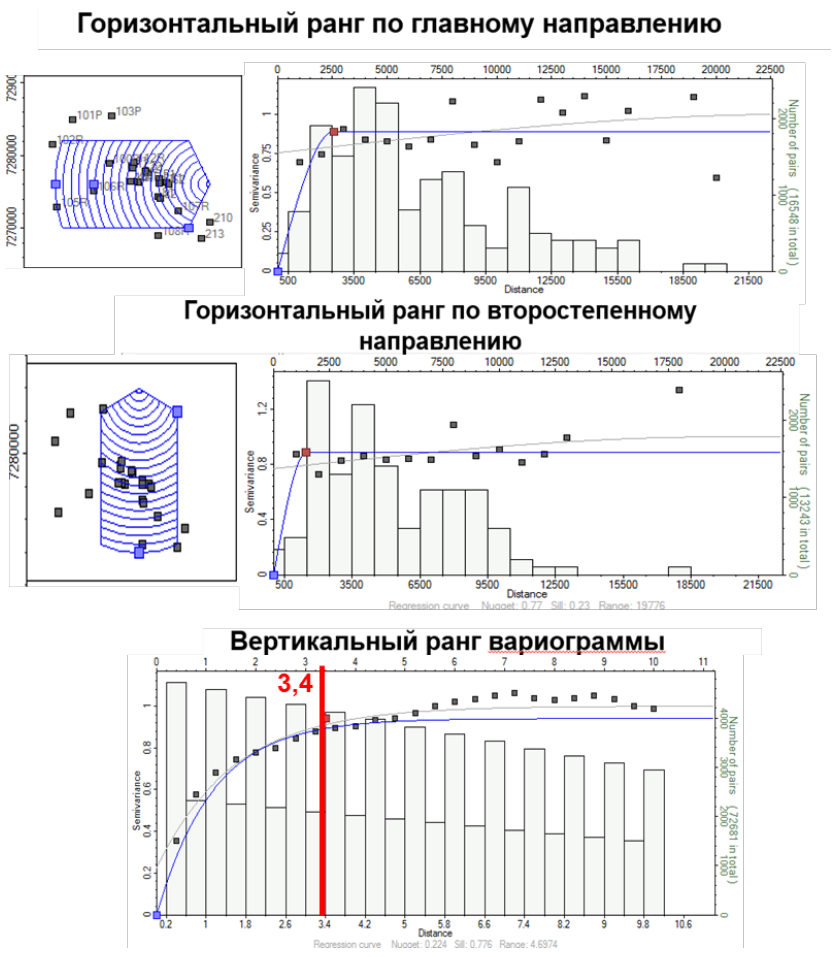


Рис. 4. ***Вариограммный анализ — набор скважин из базовой геологической модели (только вертикальные)***

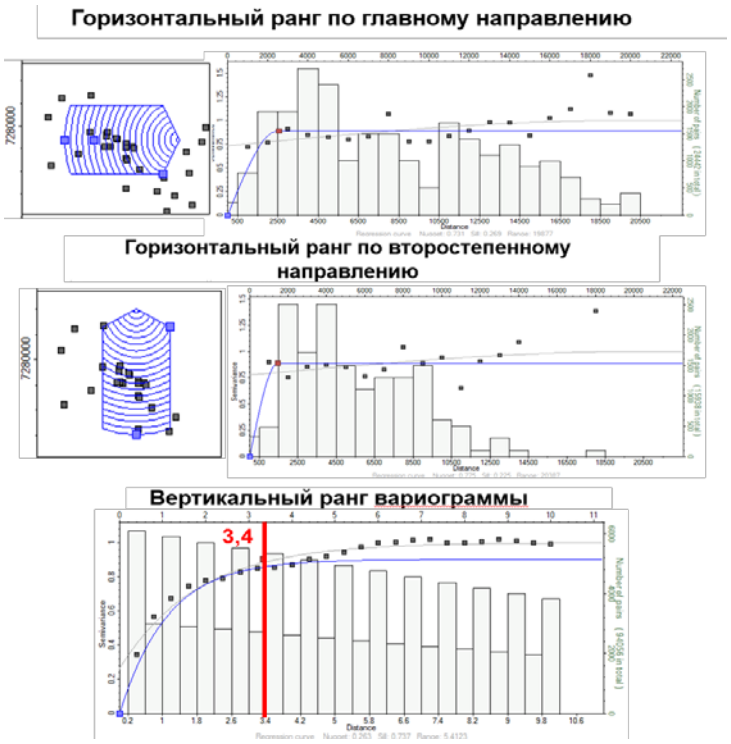


Рис. 5. ***Вариограммный анализ — весь набор скважин***

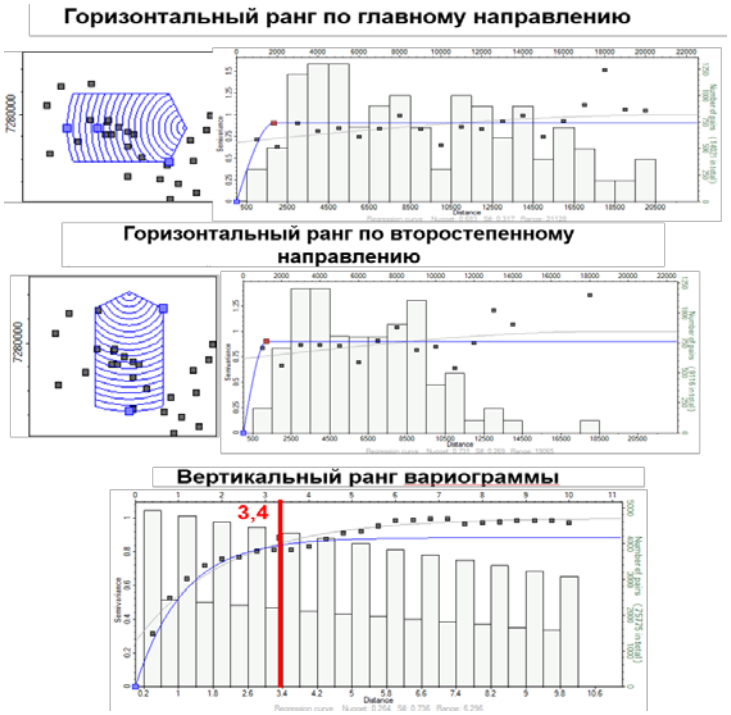


Рис. 6. ***Вариограммный анализ — набор только вертикальных скважин за исключением близко расположенных***

Для выбора диапазона изменения латерального ранга привлечены статистические методики, описанные в работе К. Е. Закревского «Об оценке горизонтального радиуса вариограмм» [3]. С использованием этих методик проведен расчет двух вариантов, результаты которых подтверждают друг друга.

Вариант 1 основан на соотношении вертикального и горизонтального рангов. При вертикальном ранге 3,4 м значение среднего горизонтального ранга равно 1 800 м, минимального и максимального — 260 и 8 500 м соответственно (рис. 7). В связи с тем, что низкие значения горизонтального ранга приводят к зашумленности результатов, было принято решение увеличить значение минимального ранга до 500 м.

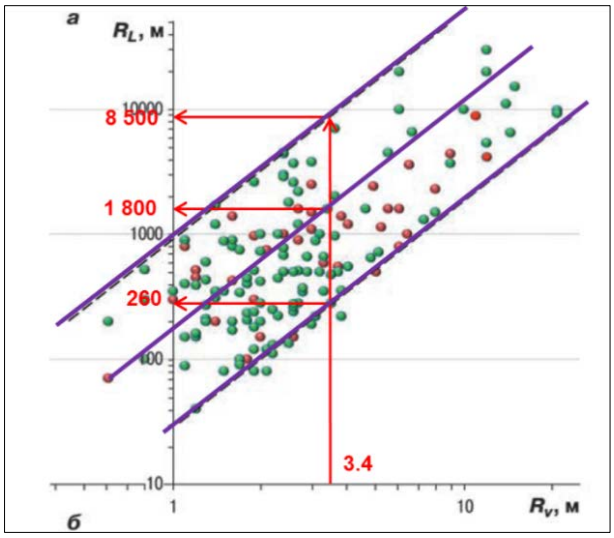


Рис. 7. ***Зависимость горизонтального ранга вариограмм от вертикального для терригенного (●) и карбонатного (●) коллектора порового типа***

Вариант 2 основан на зависимости величины горизонтального ранга от вертикального ранга и средней проницаемости коллекторов по данным геофизических исследований скважин.

$$\ln R_{гориз} = 0{,}81 \cdot \ln R_{верт} + 0{,}29 \cdot \ln К_{пр} + 4{,}87. \quad (2)$$

При вертикальном ранге, равном 3,4 м, и проницаемости 894 мкм^2 (среднее значение из базовой модели) средний горизонтальный ранг составляет 2 520 м. Для выбора минимального и максимального значения при моделировании литологии (проницаемых и непроницаемых пропластков) проведен анализ изменения толщин коллекторов и неколлекторов на основе гистограмм распределения толщин по скважинным данным (рис. 8). Расчет минимального горизонтального ранга проведен с использованием наиболее часто встречаемого значения толщины неколлекторов (0,5 м), максимального — максимального значения толщин неколлектора и коллектора по скважинным данным (около 15 м), последний ограничен по первому широкому окну отсутствия данных.

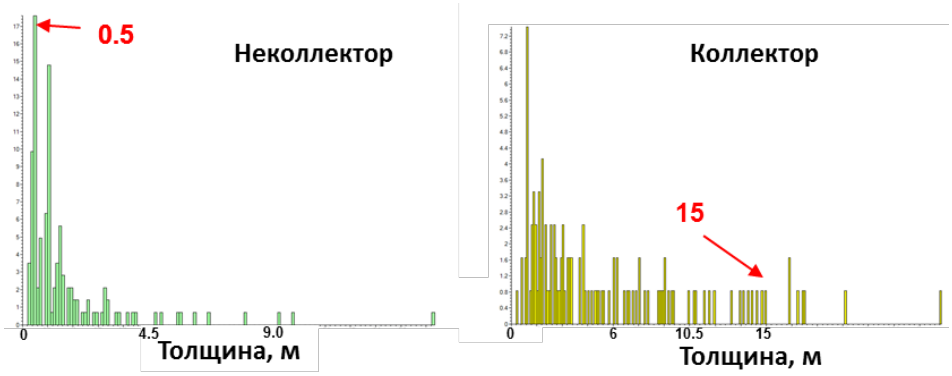


Рис. 8. ***Гистограмма распределения пропластков***

Расчетные варианты горизонтальных рангов и принятые при итерационном моделировании приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты обоснования диапазона изменения горизонтального ранга

Горизонтальные ранги вариограмм	Вариант 1	Вариант 2	Принятые при итерационном моделировании
Минимальное	500	533	500 (v1)
Базовое	1 800	2 520	2 200 (v2)
Максимальное	8 500	8 386	8 400 (v3)

В результате геологического итерационного моделирования созданы три равновероятные реализации геологической модели:

- v1 с минимальными рангами вариограмм 500*500*3,4 м;
- v2 с рангами вариограмм 2 200*2 200*3,4 м;
- v3 с максимальными рангами вариограмм 8 400*8 400*3,4 м.

Сравнение геологических разрезов полученных вариантов геологических моделей приведено на рисунке 9.

Вариативность параметров гидродинамических моделей

Следующий этап итерационного моделирования — создание гидродинамических моделей (ГДМ). Цель данного этапа заключалась в выборе наиболее вероятной реализации геологической модели пласта $ПК_1$, обеспечивающей наилучшую адаптацию на историю разработки.

В ходе итерационного процесса рассмотрены следующие ключевые параметры и реализации моделей, имеющие неопределенность и влияющие на сходимость расчетных и фактических показателей добычи [4].

1. *Три равновероятные реализации геологической основы*, полученные в результате геологического моделирования.

2. *Зависимость вертикальной проницаемости (Кпрверт) от горизонтальной (Кпргор)* основана на лабораторных данных по пласту-аналогу $ПК_1$ и приведена на рисунке 10.

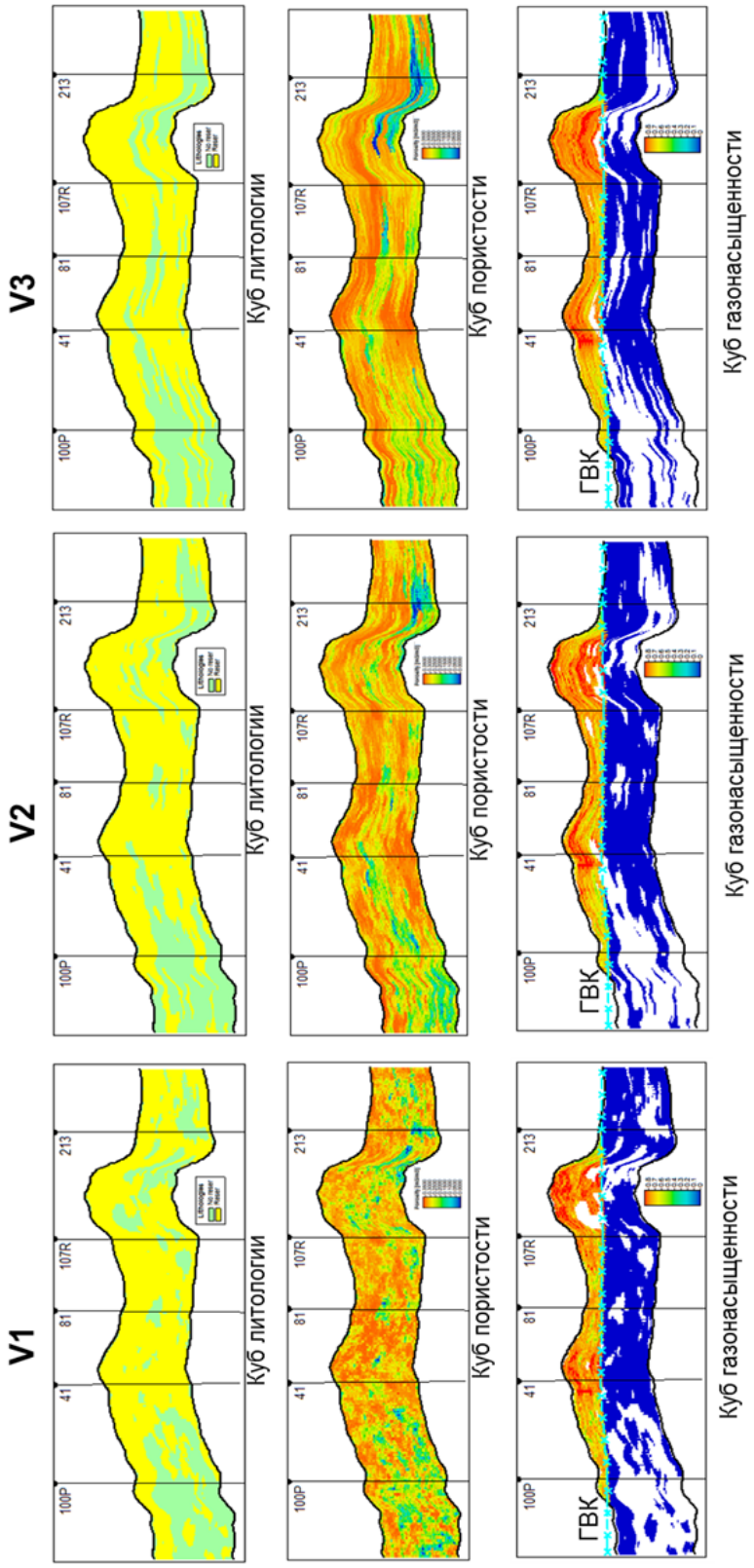


Рис. 9. ***Сравнение разрезов трех вариантов геологических моделей***

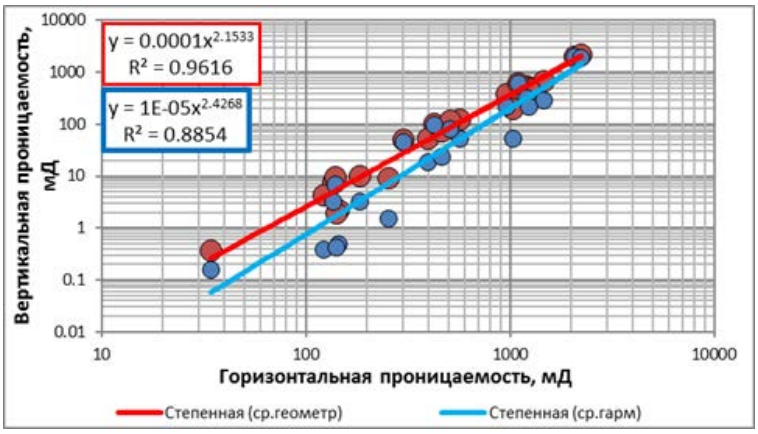


Рис. 10. ***Определение вертикальной проницаемости коллекторов***

3. *Множители горизонтальной и вертикальной проницаемости*, используемые для интегральной и околоскважинной (радиус — 700–1 000 м) настройки поля проницаемости.

4. *Параметры аквифера* (геометрические объемы, фильтрационно-емкостные свойства). Необходимо отметить, что гидродинамическая модель включает в себя дополнительные слои, характеризующие нижележащий водонапорный бассейн (пласты $ПК_{2\text{-}8}$). Определение параметров аквифера является важным этапом адаптации гидродинамической модели, поскольку оказывает существенное влияние на поведение пластового давления в период расчета.

5. *Модификации концевых точек относительных фазовых проницаемостей (ОФП)* (критической газонасыщенности — SGCR; критической водонасыщенности — SWCR; относительной фазовой проницаемости газа при максимальной насыщенности газом — KRG; относительной фазовой проницаемости воды при максимальной насыщенности водой — KRW). Параметры SGCR, KRG, KRW в последней итерации использовались для поскважинной настройки.

Составление целевой функции для оценки качества настройки модели на историю разработки залежи

Выбор оптимального варианта адаптации при итерационном моделировании производился по целевой функции (ЦФ), представляющей совокупность параметров, отражающих качество настройки модели. Целевая функция адаптации является количественной мерой невязки фактических и рассчитанных значений параметров, выбранных пользователем, причем меньшее значение ЦФ соответствует лучшему варианту адаптации. ЦФ вычисляется по следующей формуле [5]:

$$ЦФ = \sum_{obj} wobj \left(\sum_{p} wp \left(\sum_{n=k}^{N} l_n S \right) \right), \quad (3)$$

где параметр obj в сумме — множество скважин или групп; $wobj$ — вес скважины или группы; параметр p в сумме — множество всех выбранных

параметров; wp — вес параметра; n — номер временного шага; l_n — длина временного шага n (от выбранного k до последнего N); S — ошибка (абсолютная или относительная).

При составлении ЦФ в качестве параметров отклика использовались следующие показатели:

- накопленная добыча воды, приемлемое отклонение — 5 %;
- забойное давление, приемлемое отклонение — 5 %*(* — для каждого шага расчета).

Результаты гидродинамических расчетов

Предлагаемый алгоритм моделирования состоит из трех итераций, схема которого приведена на рисунке 11. Общее количество перебираемых параметров равно 13.

Рис. 11. ***Алгоритм итерационного моделирования на этапе настройки гидродинамической модели***

На каждой итерации отбирается модель либо набор моделей, характеризующихся минимальными значениями ЦФ. Параметры отобранных моделей фиксируются при выполнении последующей итерации.

В рамках первой итерации расчетов основной задачей является выбор наиболее вероятной геологической основы, параметров аквифера, зависимости вертикальной проницаемости от горизонтальной. Всего при первой итерации выполнено 500 расчетов с использованием метода латинского гиперкуба (LH).

На втором и третьем этапе итерационного моделирования использовался метод роя частиц — стохастический оптимизационный алгоритм, нацеленный на минимизацию целевой функции в заданном пространстве поиска [6].

На второй итерации интегрально настраиваются поле проницаемости, а также концевые точки ОФП. Всего проведено 88 расчетов, варьировались

следующие параметры: мультипликаторы вертикальной и горизонтальной проницаемости (PERMX, PERMZ), ОФП газа при максимальной газонасыщенности (KRG), ОФП воды при максимальной водонасыщенности (KRW); мультипликаторы критической газонасыщенности (SGCR) и критической водонасыщенности (SWCR). На данном этапе производится интегральная настройка отборов воды, а также средневзвешенного пластового давления.

В ходе третьей итерации производится донастройка динамики забойных и устьевых давлений по каждой скважине за счет применения посскважинных модификаторов: мультипликаторы проницаемости (PERMX, PERMZ); мультипликаторы критической водонасыщенности (SWCR); ОФП по газу при максимальной насыщенности газом (KRG); ОФП по воде при максимальной насыщенности водой (KRW). Каждый из перечисленных параметров распространяется на куб при помощи интерполяции значений в межскважинном пространстве.

По результатам трех итераций расчетов выбран вариант с набором параметров, который показывает наиболее приемлемое качество адаптации ГДМ. Варьируемые параметры представлены в таблице 2. При воспроизведении истории разработки в качестве управляющего параметра использовался измеренный дебит газа каждой скважины [7].

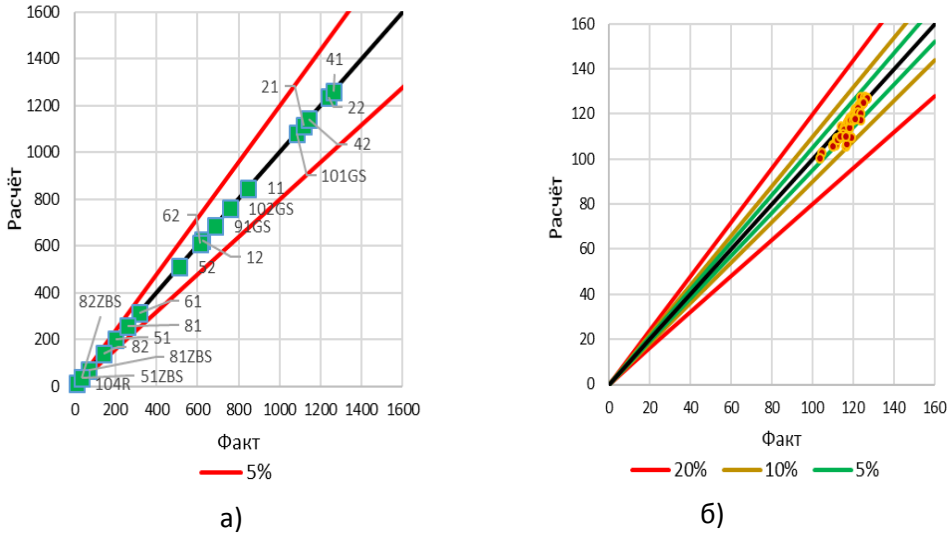
Таблица 2

Принятые значения параметров на итерациях расчетов

Параметр	Принятое значение	Мин.	Макс.
I итерация			
Варианты ГМ	v1	v1	v3
Анизотропия	v2	v1	v2
Тип аквифера	v2	v1	v3
II итерация			
Мультипликатор проницаемости по X	0,6762	0,5	1,5
Мультипликатор проницаемости по Z	0,6106	0,5	1,5
Модификатор ОФП по газу при макс. насыщ. газом (KRG)	0,9601	0,4	1
Модификатор ОФП по воде при макс. насыщ. водой (KRW)	0,0315	0,03	0,3
Мультипликатор критической насыщенности водой (SWCR)	1,0223	0,66	1,1
Мультипликатор критической насыщенности газом (SGCR)	0,7562	0,74	1,2
III итерация			
Посскважинные мультипликаторы проницаемости	Индивидуально для каждой скважины	0,1	2
Посскважинные мультипликаторы критической водонасыщенности (SWCR)		0,66	1,1
Посскважинные модификаторы ОФП по газу при максимальной насыщенности газом (KRG)		0,4	1
Посскважинные модификаторы ОФП по воде при максимальной насыщенности водой (KRW)		0,03	0,3

На рисунке 12 представлены результаты по лучшему расчетному варианту: кроссплот по накопленной добыче газа по каждой скважине; кроссплот значений пластового давления. Расхождение 93 % расчетных

показателей от фактических замеров составляет менее 5 %, для 100 % рассчитанных значений — менее 10 %.

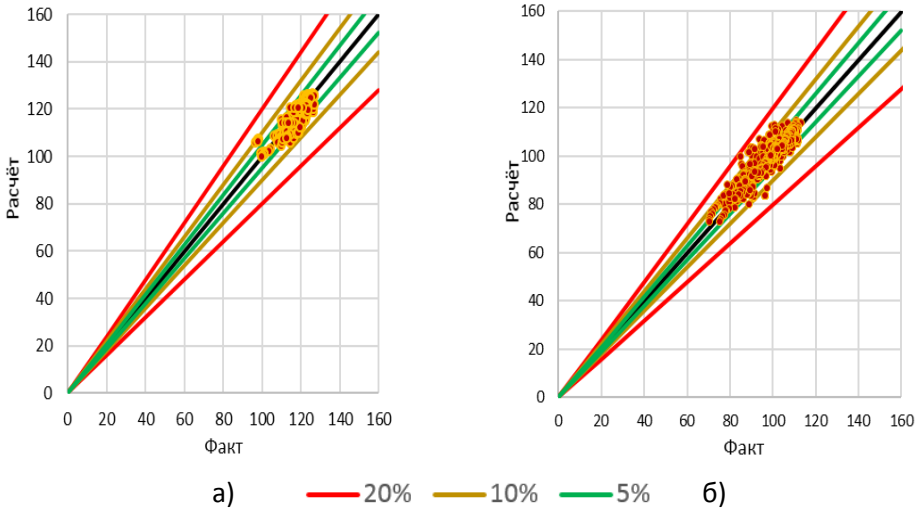


а) б)

Рис. 12. ***Текущее состояние настройки ГДМ:*** *а) кроссплот накопленной добычи газа; б) кроссплот пластового давления*

Можно сделать вывод, что в выбранном варианте при обеспечении накопленных отборов газа по скважинам удается корректно воссоздать динамику снижения пластового давления.

На рисунке 13 представлены кроссплоты по забойному и устьевому давлению. По забойному давлению расхождение 99 % расчетных показателей от фактических замеров составляет менее 5 %, для 100 % рассчитанных значений — менее 10 %; что говорит о достоверном воспроизведении энергетики пласта в околоскважинном пространстве и что модель достаточно точно отражает потери давления в лифтовых трубах.



а) б)

Рис. 13. ***Кроссплот забойного давления скважин (а) и устьевого давления (б)***

Выводы

В статье рассмотрена новая методика итерационного моделирования как способ определения наиболее вероятной реализации геологической модели продуктивного пласта на примере газовой залежи $ПК_1$ одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа.

На первом этапе был проведен анализ влияния неопределенностей геологических параметров на величину начальных геологических запасов газа. Модель литологии и ранги вариограмм дополнительно обозначены как основной фактор, влияющий на адаптацию модели по истории разработки. Созданы три равновероятные реализации геологической модели с вариациями литологии.

На втором этапе выполнены три итерации гидродинамических расчетов. На первой итерации методом латинского гиперкуба были определены наиболее вероятная геологическая основа, параметры аквифера, зависимость вертикальной проницаемости от горизонтальной. Данные параметры фиксировались при выполнении последующих итераций. Вторая и третья итерация проведены с помощью метода роя частиц. В ходе второй итерации интегрально настраивались отбор воды и динамика средневзвешенного пластового давления за счет модификации концевых точек ОФП и зависимости абсолютной проницаемости по модели в целом. В результате была выбрана реализация ГДМ, имеющая минимальное значение целевой функции. На третьей итерации проводилась посскважинная донастройка по дебиту газа, воды, динамике устьевых и забойных давлений в скважинах. Была применена модификация концевых точек ОФП и абсолютной проницаемости околоскважинного пространства с интерполяцией.

Предложенная методика позволила определить наиболее вероятную реализацию геологической основы, обеспечивающую максимальную сходимость расчетных и фактических показателей разработки без значительных корректировок входных параметров.

В настоящее время полученная модель используется для прогнозирования и управления разработкой залежи, а дальнейшая эксплуатация скважин месторождения позволит оценить ее достоверность.

Библиографический список

1. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – Москва : ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с. – Текст : непосредственный.
2. Ковалевский, Е. В. Геологическое моделирование на основе геостатистики / Е. В. Ковалевский. – Москва : ЦГЭ, 2011. – 116 с. – Текст : непосредственный.
3. Закревский, К. Е. Об оценке горизонтального радиуса вариограмм / К. Е. Закревский. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-11-32-33. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 32–33.
4. Uncertainty Quantification Workflow for Mature Oil Fields : Combining Experimental Design Techniques and Different Response Surface Models / S. J. Ahmed, R. Recham, A. Nozari [et al.]. – Text : electronic // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 10–13 March 2013. – Available at: https://doi.org/10.2118/164142-MS (data of application: 13.10.2021).
5. Емельянов, В. В. Теория и практика эволюционного моделирования / В. В. Емельянов, В. В. Курейчик, В. М. Курейчик, – Москва : Физматлит, 2003. – 432 с. – Текст : непосредственный.

6. Руководство пользователя tNavigator. – Москва : Rock Flow Dynamics, 2019. – 492 с. – Текст : непосредственный.

7. Schulze-Riegert, R. Strategic Scope of Alternative Optimization Methods in History Matching and Prediction Workflows / R. Schulze-Riegert, F. Chataigner, N. Kueck [et al.]. – Text : electronic // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 10–13 March 2013. – Available at: https://doi.org/10.2118/164337-ms (data of application: 13.10.2021).

References

1. Zakrevskiy, K. E. (2009). Geologicheskoe 3D modelirovanie. Moscow, IPTS Maska Publ., 376 p. (In Russian).

2. Kovalevskiy, E. V. (2011). Geologicheskoe modelirovanie na osnove geostatistiki. Moscow, TSGE Publ., 116 p. (In Russian).

3. Zakrevskiy, K. E. (2017). On the assessment of lateral range of the variograms. Oil Industry, (11), pp. 32-33. (In Russian). DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-32-33

4. Ahmed, S. J., Recham, R., Nozari, A., Bughio, S., Schulze-Riegert, R. & Salem, R. B. (2013). Uncertainty Quantification Workflow for Mature Oil Fields: Combining Experimental Design Techniques and Different Response Surface Models. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, March, 10-13, 2013, Manama, Bahrain. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/164142-MS

5. Emelyanov, V. V., Kureichik, V. V. & Kureichik, V. M. (2003). Teoriya i praktika evolyutsionnogo modelirovaniya. Moscow, Fizmatlit Publ., 432 p. (In Russian).

6. Technical manual tNavigator. (2019). Moscow, Rock Flow Dynamics Publ., 492 p. (In Russian).

7. Schulze-Riegert, R., Chataigner, F., Kueck, N., Pajonk, O., Baffoe, J., Ajala, I.,… Almuallim, H. (2013). Strategic Scope of Alternative Optimization Methods in History Matching and Prediction Workflows. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, March, 10-13, 2013, Manama, Bahrain. (In English). Available at: https://doi.org/10.2118/164337-ms

Сведения об авторах

Агаркова Александра Александровна, *ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Шебанкин Степан Евгеньевич*, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Тукаев Марат Анварович*, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru*

Кармазин Максим Сергеевич*, заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень*

Information about the authors

Alexandra A. Agarkova, *Leading Specialist, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen*

Stepan E. Shebankin, *Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen*

Marat A. Tukaev, *Head of the Department, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: MATukaev@tnnc.rosneft.ru*

Maxim S. Karmazin, *Deputy Head, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen*