

Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения

Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
einarygin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается комплексный подход к проведению многовариантных расчетов (МВР) с использованием автоматизированной системы построения моделей, при котором происходит одновременное варьирование геологических и гидродинамических параметров неопределенности. Авторами разработан скрипт построения моделей (workflow), позволяющий в рамках единого цикла генерировать различные варианты геолого-гидродинамических моделей.

На примере газового месторождения Западной Сибири проведена оценка потенциальных уровней добычи углеводородов (УВ). Выявлены ключевые неопределенности, влияющие на накопленную добычу и начальные запасы. Построено дерево принятия решений по разработке месторождения.

Использование комплексного подхода позволило учесть большее количество параметров неопределенности, значительно сократить машинное время, уменьшить влияние человеческого фактора и число рутинных операций.

Материалы и методы

Результаты ядерных исследований, результаты геофизических, гидродинамических исследований скважин, а также исторические данные разработки месторождения. Численное геолого-гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты, оптимизация.

Ключевые слова

многовариантные расчеты, workflow, автоматизация построения модели, геологические неопределенности, гидродинамические неопределенности, гидродинамическое моделирование, геологическое моделирование, Западная Сибирь

Для цитирования

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. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26

Поступила в редакцию: 25.07.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.279.23 | Original Paper

Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field

Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
einarygin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This study reviews an integrated approach to multivariate hydrodynamic simulations based on simultaneous variation of geological and hydrodynamic uncertainties. A workflow capable of generating various realizations of models within a single cycle is developed.

As a practical example, an assessment of hydrocarbon production levels for a gas field in Western Siberia was carried out, identifying key uncertainties that affect cumulative gas production and original gas in-place volume. A decision tree for gas field development is designed.

An integrated approach allowed the researchers to analyze more uncertainties, shorten calculation time and reduce the influence of the human factor as well as number of routine operations.

Materials and methods

Results of core studies, results of well logging and well testing, historical data of field development. Numerical hydrodynamic simulations, multivariate simulations, optimization.

Keywords

multivariate simulations, workflow, model building automation, geological uncertainties, hydrodynamic uncertainties, hydrodynamic simulations, geological modeling, Western Siberia

For citation

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). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26

Received: 25.07.2022

Введение

Добыча полезных ископаемых сопряжена с различного рода неопределенностями. Для принятия обоснованного решения по инвестициям в разработку месторождения необходимо провести комплексную оценку неопределенностей, влияющих на технико-экономическую эффективность проекта.

Для анализа рисков разработки и оценки

прогнозных уровней добычи месторождений УВ разработаны различные подходы: от экспертной оценки, не требующей расчетов, до многовариантных расчетов на ансамбле моделей [1]. В настоящее время самым часто встречаемым в литературе методом являются многовариантные расчеты [2–3].

Многовариантные расчеты получили широкое распространение для оценки

технико-экономических показателей эффективности разработки месторождений, находящихся на ранней стадии и характеризующихся слабой изученностью. Метод позволяет определить наиболее вероятный уровень добычи с учетом неопределенности геологических, петрофизических, геомеханических и гидродинамических параметров в межскважинном пространстве.

При проведении МВР рекомендуется одновременно варьировать параметры неопределенности. Практическое использование данного подхода связано с некоторыми трудностями. Во-первых, проведение МВР требует значительных трудозатрат в человеко-часах. Во-вторых, этапы проведения МВР требуют большого количества однотипной работы. В-третьих, ошибки, вызванные человеческим фактором, приводят к еще большим потерям времени. Для решения этих проблем была разработана система автоматизированного построения множества реализаций геолого-гидродинамической модели и проведения многовариантных прогнозных расчетов. В статье представлен опыт применения такой автоматизированной системы.

Создание скрипта для построения модели

Построение геолого-гидродинамической модели в едином цикле возможно только при использовании специализированного ПО, поддерживающего совместное построение геологической и гидродинамической моделей и написание макросов. К возможным ПО можно отнести tNavigator, EnABLE, MEPO, RexLAB.

Для автоматизации процесса построения геолого-гидродинамической модели разработан workflow, который способен многократно выполнять построение модели, варьируя параметры неопределенности. Список задаваемых параметров может изменяться в зависимости от поставленной задачи. Авторами был реализован учет основных геологических неопределенностей (поверхность кровли, положение контакта, пористость, насыщенность) и гидродинамических (проницаемость, анизотропия, сжимаемость, пластовая температура и давление, форма ОФП, значения концевых точек ОФП).

Workflow можно условно разделить на три части. В первой части задаются переменные, характеризующие распределение параметров неопределенности, полученных при анализе исходных данных. Вторая часть отвечает за создание геологической модели, а третья — гидродинамической модели. При разработке использовались как стандартные инструменты, так и скрипты на языке программирования Python.

В рамках workflow реализованы все основные этапы построения геологической модели, такие как структурное построение,

создание трехмерной сетки, фациальное моделирование, построение кубов пористости, проницаемости и водонасыщенности. Учет неопределенности в поверхности кровли осуществлялся на этапе структурного построения. Учет неопределенности в кубах литологии, пористости, проницаемости и водонасыщенности осуществлялся на этапах построения соответствующих кубов через варьирование карт трендов.

Далее на основе геологической модели создается гидродинамическая модель. В рамках гидродинамической части workflow реализовано автоматическое укрупнение сетки (upscaling), задание свойств породы и флюида, задание скважин и подключение аквифера. Параметры укрупнения сетки подбирался на базовой реализации, характеризующейся наиболее вероятными значениями параметров неопределенности, и далее фиксировались для остальных реализаций. Учет неопределенностей в кубах концевых

точек ОФП осуществлялся через добавление отклонений в зависимости. Неопределенности в сжимаемости породы, пластовой температуре и ОФП задавались через подключение соответствующих таблиц (рис. 1).

Использование workflow сделало возможным создание автоматизированной системы построения ГМ+ГДМ, где в рамках единого цикла создаются различные варианты геолого-гидродинамической модели с различными параметрами неопределенности. Автоматизация процесса построения гидродинамической модели снизила количество рутинной работы и увеличила скорость работ по проектам.

Апробация подхода на примере реального месторождения

Рассмотрим газовую залежь одного из месторождений Западной Сибири, характеризующуюся сложным геологическим строением. Неоднородность пласта приводит

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

Параметр	Диапазон			Распределение
	min	basic	max	
Δ поверхности кровли, м	-4,35	0	4,35	Нормальное
Δ положения ГВК, м	-8	0	8	Нормальное
Множитель Нэфф	0,86	1	1,17	Нормальное
Множитель коэффициента пористости Kp	0,89	1	1,09	Нормальное
Множитель коэффициента проницаемости Kпр	0,9	1	1,1	Нормальное
Множитель коэффициента водонасыщенности Kv	0,91	1	1,1	Равномерное
Коэффициент анизотропии Kz/Kx	0,08	0,31	0,73	Нормальное
Сжимаемость породы	min	basic	max	Равномерное
Δ SGCR (поправка критической газонасыщенности)	-0,063	0	0,051	Треугольное
Δ KRG (поправка максимальной ОФП по газу)	-0,15	0	0,18	Равномерное
Δ KRGR (поправка ОФП по газу при критической водонасыщенности)	-0,133	0	0,133	Равномерное
Δ KRW (поправка максимальной ОФП по воде)	-0,042	0	0,098	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции L вода [4]	2,5	5	16	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции E вода [4]	3	15	36	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции T вода [4]	1	2,5	2,9	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции L газ [4]	2,3	4	7	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции E газ [4]	1	1,5	2,1	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции T газ [4]	1	1,6	1,6	Равномерное
Δ пластовой температуры, К	-1	0	6,16	Равномерное
Δ пластового давления, бар	-1	0	1	Нормальное



Рис. 1. Фрагмент workflow
Fig. 1. Part of the workflow

к неопределенностям в распределении параметров в межскважинном пространстве. Объект в промышленную разработку не введен. Разработка осуществляется в рамках опытно-промышленных работ 15 скважинами, расположенными в северной части залежи в чисто газовой зоне (ЧГЗ). Неопределенности с распределением параметров в зонах, неохваченных эксплуатационно-разведочным бурением, снижают прогностическую способность модели и затрудняют определение оптимальной стратегии разработки. Для оценки влияния геологических и гидродинамических неопределенностей на профиль добычи газа и на технико-экономическую эффективность проекта использовалась технология MBP.

Проведение многовариантных расчетов

На первом этапе был проведен анализ исходной информации для выделения основных параметров неопределенности. Выделено 20 параметров, влияющих как на начальные геологические запасы, так и на уровень добычи УВ (табл. 1).

Для оценки степени влияния каждого параметра на накопленную добычу газа и начальные геологические запасы проводился анализ чувствительности. Наибольшее влияние на накопленную добычу газа (по базовому варианту разработки) оказывают геологические параметры, такие как пористость, водонасыщенность, литология (рис. 2а). Из гидродинамических параметров наибольшее влияние оказывает максимальное значение ОФП по газу (KRG). По результатам анализа чувствительности из дальнейшего рассмотрения исключаются параметры, слабо влияющие на накопленную добычу газа. Количество параметров неопределенности сократилось с 20 до 10. Наибольшее влияние на начальные геологические запасы оказывает водонасыщенность (рис. 2б).

Для уточнения диапазонов варьируемых параметров проведена адаптация модели на историю разработки. Адаптация проводилась методом дифференциальной эволюции, который является стохастическим оптимизационным алгоритмом поиска глобального экстремума [5]. На начальном этапе генерируется некоторое множество состояний системы, в которых вычисляется значение целевой функции (ЦФ). Новое состояние системы генерируется смешением компонент целевого вектора, характеризующего «наихудшее» состояние системы и мутантного. Мутантный вектор составляется как сумма базового вектора, характеризующего «наилучшее» состояние системы, и нескольких разностей случайных векторов из популяции. Выбор «наихудшего» и «наилучшего» состояния осуществляется по значению ЦФ. Например, для задачи о нахождении глобального минимума «наихудшим» будет вариант, у которого значение целевой функции максимальное. При адаптации в качестве целевой функции используется суммарная невязка по забойному давлению, контроль на скважинах — фактический дебит газа. В период адаптации на скважинах задавался фактический дебит газа (рис. 3).

Использование автоадаптации позволило выделить коридоры неопределенности, обеспечивающие хорошую согласованность фактических и расчетных показателей. Всего было проведено 100 расчетов в изначальных коридорах параметров. Из них было выбрано 60 моделей, имеющих минимальные значения целевой функции (рис. 4). Результирующие значения параметров в этих

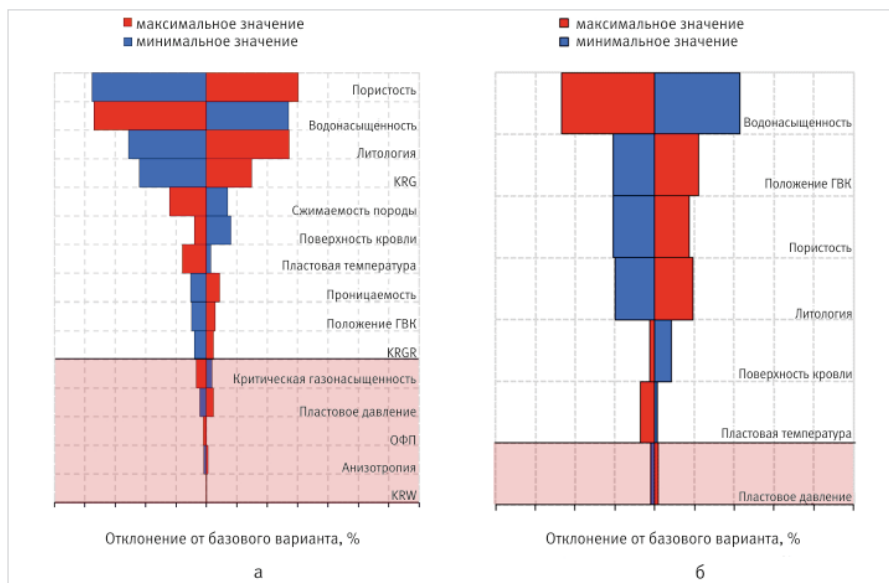


Рис. 2. Торнадо-диаграмма с целевой функцией: а — накопленная добыча газа; б — начальные геологические запасы газа
Fig. 2. Tornado diagram with objective function: а – cumulative gas production; б – initial geological gas reserves

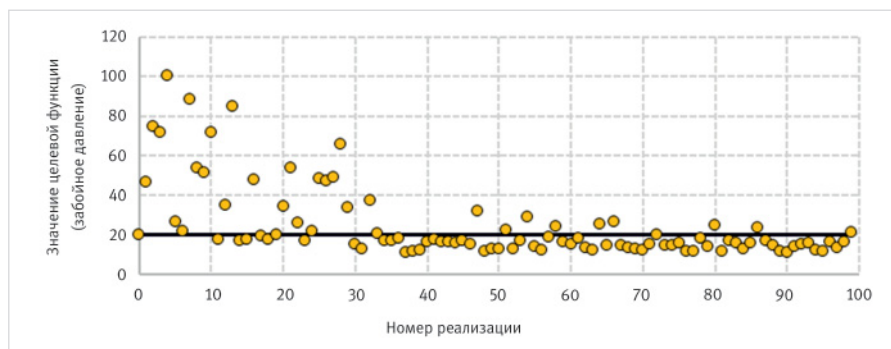


Рис. 3. Зависимость значения целевой функции от номера реализации
Fig. 3. Dependence of the objective function value on the implementation number

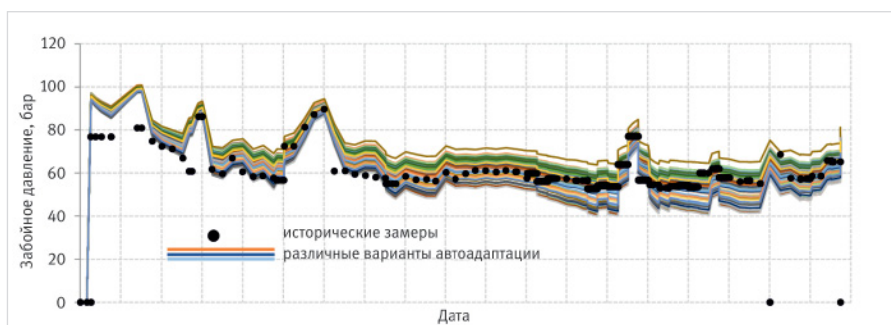


Рис. 4. Настройка скважины на забойное давление после автоадаптации
Fig. 4. Well tuning for bottom hole pressure after autoadaptation

реализациях образовали новые коридоры (рис. 5). Для всех комбинаций параметров за пределами данных диапазонов добиться удовлетворительной сходимости фактических и расчетных показателей не удалось.

После проведения MBP были получены вероятностные оценки профиля добычи и начальных геологических запасов для новых коридоров параметров неопределенности. При расчетах конструкция скважин и параметры сети сбора не менялись и задавались на основе базового варианта, принятого к реализации. Варьирование параметров осуществлялось методом латинского гиперкуба [6]. Это позволило охватить все пространство параметров и оценить их взаимовлияние. Из полученного ансамбля геолого-гидродинамических моделей построены плотности

распределения накопленных отборов (рис. 5а) и начальных геологических запасов (рис. 5б). По функции распределения накопленных отборов определены три реализации модели, соответствующие оптимистичному (P10), базовому (P50) и пессимистичному (P90) вариантам.

Оптимизация стратегии разработки

В базовом варианте предполагается разработка ЧГЗ горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Для повышения эффективности проектных решений с учетом неопределенности исходных данных была выполнена оптимизация принятого варианта разработки. Оптимизация выполнялась для каждой реализации P10, P50, P90.

Оптимизация осуществлялась за счет изменения дины ГС от 800 до 1 000 м, тоннажа проппанта на стадию от 150 до 250 т и количества портов ГРП от 3 до 5 шт. Расположение скважин и параметры сети сбора при оптимизации не менялись. Выбор оптимального варианта осуществлялся на основе целевой функции, обеспечивающей максимизацию чистой приведенной стоимости (*NPV*) при сохранении коэффициента извлечения газа (*KИГ*):

$$F_i = \frac{NPV_i}{|NPV_{max}|} + \frac{KИГ_i}{KИГ_{max}}$$

где *NPV* — чистая приведенная стоимость *i*-го варианта; NPV_{max} — максимальная чистая приведенная стоимость; *KИГ_i* — коэффициент извлечения газа *i*-го варианта; *KИГ_{max}* — максимальный коэффициент извлечения газа.

Для каждой модели было рассчитано 54 варианта разработки, характеризующихся различными способами закачивания скважин. На рисунке 7 представлен график накопленной добычи газа, нормированный на максимальное значение. Первые пять лет разработки влияние неопределенностей незначительное, целевой уровень добычи достигается при любых комбинациях неопределенностей.

Технико-экономическая оценка вариантов, полученных при оптимизации, показала, что для реализации P10 в ЧГЗ наилучшим вариантом будет использование 800-метровых скважин с четырьмя портами ГРП по 150 т проппанта. При ухудшении ФЕС (P50) рекомендуется увеличить тоннаж на стадию до 200 т. В наихудшем варианте (P90) оптимальным будет использовать 1 000-метровые скважины с пятью портами ГРП по 200 т. Решение оптимизационной задачи позволило увеличить накопленную добычу газа на 3–7 % относительно базового варианта. Оптимизация позволила увеличить *NPV* на +0,7 у.е. для реализации P10, на +1,6 у.е. для реализации P50 и на +1,0 у.е. для реализации P90 (рис. 8).

Общий прирост *NPV* с учетом вероятностей (ΔEMV) может быть определен по формуле:

$$\Delta EMV = \frac{0,2 \cdot \Delta NPV_{P10} + 0,6 \cdot \Delta NPV_{P50} + 0,2 \cdot \Delta NPV_{P90}}{0,2 + 0,6 + 0,2}$$

где ΔNPV_p — прирост *NPV* реализации P.

В данном случае ΔEMV составил 0,2·0,7 у.е. + 0,6·1,6 у.е. + 0,2·1,0 у.е. = +1,3 у.е.

Обозначим через «Var 1» оптимальные проектные решения для реализации P10, «Var 2» — для P50, «Var 3» — для P90. На основе полученной информации было создано дерево решений по разработке для трех наиболее влияющих параметров (рис. 9). Для построения дерева принятия решений использовалось ранжирование элементов. Для каждого параметра получены верхняя и нижняя граница рангов как $S_w^* = 0,5(S_w_{P50} + S_w_{P10})$, $S_w_* = 0,5(S_w_{P90} + S_w_{P50})$ соответственно, где S_w_{P50} — значения параметра в реализации P50. Каждому параметру присваивается соответствующий ранг. Если параметр выше верхней границы, то присваивался первый ранг. Если параметр ниже нижней границы, то присваивался третий ранг. В остальных случаях присваивался второй ранг. Суммируя ранги по каждому параметру, получаем суммарный ранг. Для суммарного ранга аналогично строится верхняя и нижняя оценка. Если суммарный ранг меньше нижней

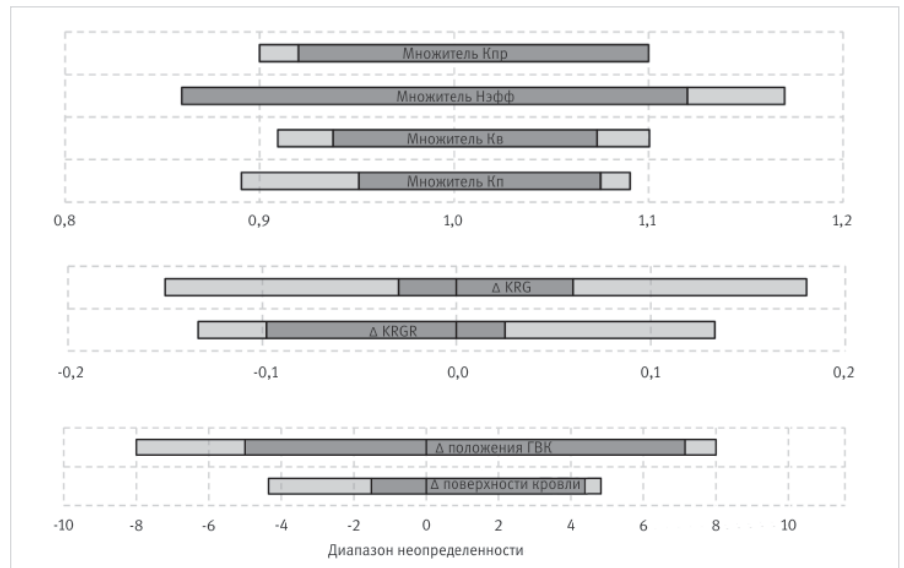


Рис. 5. Изменение диапазонов неопределенностей после автоадаптации
Fig. 5. Change of uncertainty ranges after autoadaptation

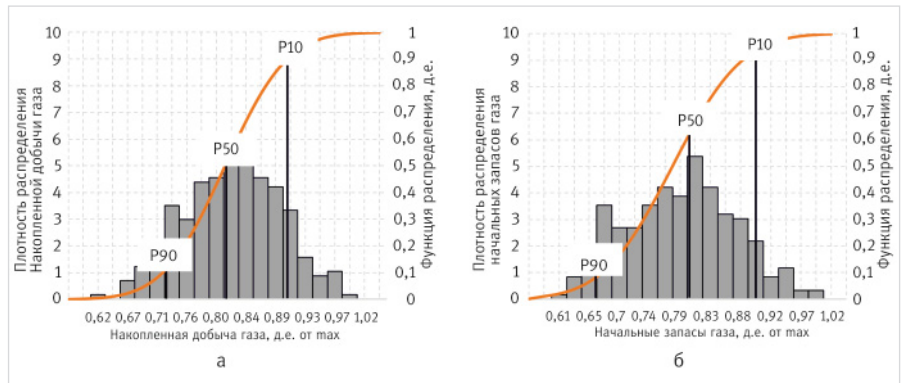


Рис. 6. Плотность распределения: а — накопленной добычи газа; б — начальных геологических запасов
Fig. 6. Distribution density: а – cumulative gas production; б – initial geological reserves

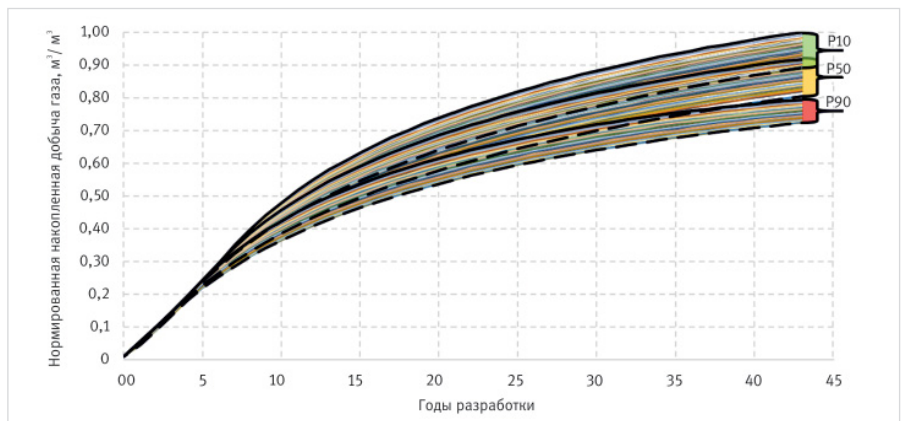


Рис. 7. Накопленная добыча газа разных вариантов разработки
Fig. 7. Cumulative gas production of different development options

оценки, то рекомендуется вариант Var 3. Если суммарный ранг выше верхней оценки, то рекомендуется вариант Var 1. В остальных случаях рекомендуется вариант Var 2.

Итоги

- Создан workflow построения ГДМ, использующийся для автоматизации проведения многовариантных расчетов.
- На примере реального месторождения определены ключевые параметры неопределенности, оказывающие наибольшее влияние на накопленную добычу газа.

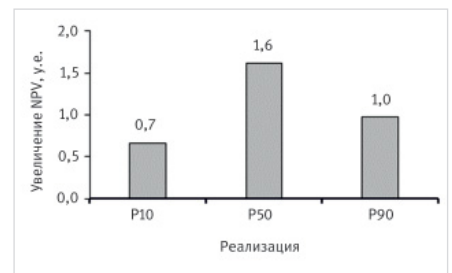


Рис. 8. Увеличение *NPV* после оптимизации
Fig. 8. *NPV* increase after optimization

- Определены три модели P10, P50, P90, соответствующие оптимистичному, базовому и пессимистичному вариантам.
- Оптимизация стратегии разработки с учетом ключевых неопределенностей позволила увеличить EMV проекта относительно принятого варианта на +1.3 у.е. благодаря выбору наиболее оптимальной технологии разработки, устойчивой для реализаций модели P10, P50, P90.

Выводы

- Комплексный подход с использованием автоматизированной системы построения геолого-гидродинамической модели позволил оптимизировать процесс проведения многовариантных расчетов.
- Автоматизация процесса построения гидродинамической модели дает возможность сократить интегральное время выполнения работ за счет уменьшения количества рутинных операций, а также уменьшить вероятность ошибок, обусловленных человеческим фактором.
- Дальнейшее совершенствование стратегии разработки с учетом неопределенностей возможно путем оптимизации решений по поверхностному обустройству.

Список литературы

1. Breslavich I.D., Sarkisov G.G., Makarova E.S. Experience of MDA ensemble smoother practice for Volga-Ural Oilfield. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
2. Schiozer D. J. et al. Use of representative

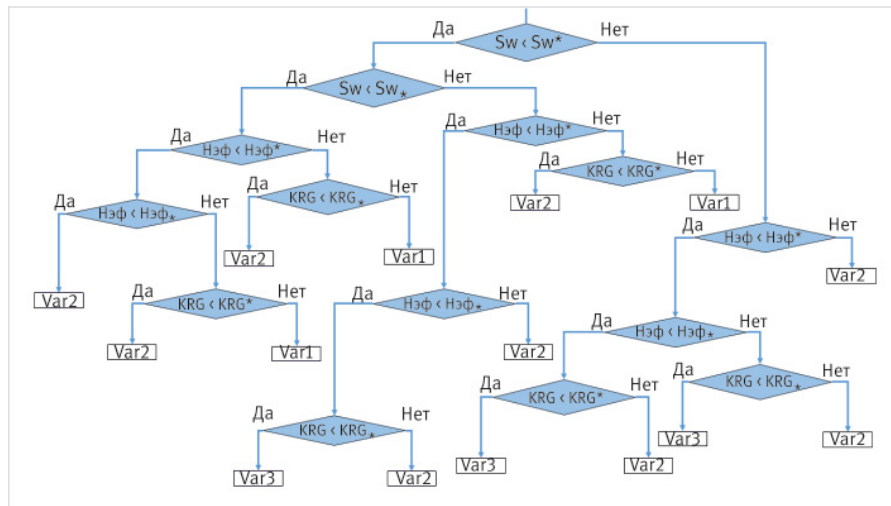


Рис. 9. Дерево принятия решений по разработке залежи по мере уточнения геологической информации

Fig. 9. Decision tree for reservoir development as geological information is refined

- models in the integration of risk analysis and production strategy definition. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, issues 1–2, P. 131–141. (In Eng).
3. 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. (In Russ).
 4. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation.

- International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21–25 August, 2005. (In Eng).
5. Storn R. Differential evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. Technical report, International Computer Science Institute, 1995. (In Eng).
 6. Laywine C.F., Mullen G.L. Discrete mathematics using Latin squares. John Wiley & Sons, 1998. 326 p. (In Eng).

ENGLISH

Results

A workflow for constructing a hydrodynamic model has been created, which is used to automate multivariate calculations. On the example of a real field, the uncertainty parameters that have the greatest impact on the cumulative gas production are determined. Three models P10, P50, P90 are defined corresponding to optimistic, basic and pessimistic variants. Optimization of the development strategy, taking into account key uncertainties, allowed to increase the EMV of the project relative to the accepted option by +1.3 c.u. due to the choice of the most optimal development technology, stable for implementations of the P10, P50, P90 models.

References

1. Breslavich I.D., Sarkisov G.G., Makarova E.S. Experience of MDA ensemble smoother practice for Volga-Ural Oilfield. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
2. Schiozer D. J. et al. Use of representative

- models in the integration of risk analysis and production strategy definition. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, issues 1–2, P. 131–141. (In Eng).
3. Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Y., 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).
 4. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada,

Conclusions

An integrated approach using an automated system for constructing a geological and hydrodynamic model made it possible to optimize the process of conducting multivariate calculations. Automation of the process of building a hydrodynamic model makes it possible to reduce the integral time of work by reducing the number of routine operations, as well as reduce the likelihood of errors due to the human factor. Further improvement of the development strategy, taking into account uncertainties, is possible by optimizing decisions on surface development.

- 21–25 August, 2005. (In Eng).
5. Storn R. Differential evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. Technical report, International Computer Science Institute, 1995. (In Eng).
 6. Laywine C.F., Mullen G.L. Discrete mathematics using Latin squares. John Wiley & Sons, 1998. 326 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нарыгин Эдуард Игоревич, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: einarygin@tnnc.rosneft.ru

Коваленко Александр Павлович, к.т.н., руководитель проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кузив Ксения Богдановна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Narygin Eduard Igorevich, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: einarygin@tnnc.rosneft.ru

Kovalenko Alexander Pavlovich, ph.d. project manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kuziv Ksenia Bogdanovna, specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia