

Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей

Калиберов И.А.¹, Топалова Т.Э.¹, Попов А.Е.¹, Назаров А.В.¹, Снохин А.А.², Пермяков А.В.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия
iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Представлена методика поиска оптимальных технологических решений для проектирования разработки в условиях высокой геологической неопределенности на основе многовариантного моделирования и автоматизированного выбора траекторий скважин.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование (многовариантные расчеты), автоматизированный воркфлоу, комплексная оценка.

Ключевые слова

комплексная оценка неопределенностей, гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты, автоматизированный воркфлоу

Проект выполнен при технической поддержке специалистов компании «Рок Флоу Динамикс».

Для цитирования

Калиберов И.А., Топалова Т.Э., Попов А.Е., Назаров А.В., Снохин А.А., Пермяков А.В. Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 76–83.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-76-83

Поступила в редакцию: 04.10.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties

Kaliberov I.A.¹, Topalova T.E.¹, Popov A.E.¹, Nazarov A.V.¹, Snokhin A.A.², Permiakov A.V.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia; ²“Kinsko-Chaselskoe neftegaz” LLC, Tyumen, Russia
iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article describes methodology of optimal well planning task automated solution search in conditions of high geological uncertainty at new greenfield asset. Methodology worked out by authors includes multivariable geological and hydrodynamic model calculation with subsequent automated generation of well trajectories set and optimal new wellbore position finding.

Materials and methods

Reservoir simulation (multivariate calculations), automated workflow, comprehensive assessment.

Keywords

comprehensive assessment of uncertainties, geological modeling, reservoir simulation, multivariate calculations, automated workflow, optimal well planning

For citation

Kaliberov I.A., Topalova T.E., Popov A.E., Nazarov A.V., Snokhin A.A., Permiakov A.V. Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 76–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-7-76-83

Received: 04.10.2024

Введение

В связи с вовлечением в эксплуатацию новых активов компания ПАО «НК «Роснефть» особое внимание уделяет разработке высокотехнологичных цифровых решений для всесторонней оценки геологических и технологических рисков в проектах разработки месторождений нефти и газа в труднодоступных районах Крайнего Севера.

Решение данной задачи в целом включает четыре основных этапа:

1. Оценка геологических неопределенностей объекта разработки.
2. Оценка рисков достижения проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) и коэффициента извлечения газа (КИГ).
3. Поиск оптимальных технологических решений для минимизации выявленных

рисков и неопределенностей для получения максимально возможной суммарной добычи углеводородов (УВ).

4. Оценка рентабельности проекта разработки с учетом наиболее вероятных (P50), оптимистичных (P10) и пессимистичных (P90) моделей строения объекта. Принятие решения о вводе объекта в эксплуатацию, порядке

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ ОКТЯБРЬ 7 (108) 2024

и последовательности бурения эксплуатационных скважин.

Авторами данной статьи выполнена работа по созданию единого рабочего процесса многовариантной оценки профиля добычи по вновь вводимой в разработку нефтяной залежи и поиску оптимального решения для бурения 3 горизонтальных скважин в условиях высокой геологической неопределенности целевого объекта. Смысл данного подхода заключается в выявлении в пределах залежи зон наиболее вероятных запасов нефти, которые должны быть вовлечены в процесс дренирования в первую очередь, и зон с более низкой вероятностью промышленной нефтеносности, вовлечение в разработку которых будет зависеть от результатов бурения первых, наиболее «обрискованных» скважин. Выбор уверенных зон для эксплуатационного бурения осуществлялся на основании двух основных критериев: наличие промышленных запасов нефти в вариантах геологической модели пласта квантилей P90, P50, P10 и достаточно близкие значения проектного уровня суммарной добычи УВ по всем вариантам модели. В менее уверенных зонах наличие промышленных запасов нефти выявлено только в вариантах модели P10 и P50. И наименее уверенные зоны — это краевые участки залежи, наличие запасов в которых выявлено только в оптимистичном варианте модели (квантиль P10), в этих зонах наблюдается очень широкий разброс в оценках накопленной добычи по проектным скважинам из-за высокого уровня неопределенности входных параметров. Решение о вовлечении краевых зон в эксплуатацию будет приниматься только по результатам бурения первоочередных проектных скважин. Для всех отранжированных зон проводился оптимизационный расчет траекторий горизонтальных скважин с целью выявления наиболее эффективного направления бурения с максимальным прогнозом по суммарной добыче. В зонах с высокой вероятностью неподтверждения запасов такой подход позволяет оптимизировать траектории скважин для выхода на проектный уровень добычи по объекту в целом за счет изменения взаимного расположения скважин в пласте либо дает возможность сократить затраты на освоение месторождения за счет отказа от бурения низкодебитных и быстро обводняющихся скважин.

Применимость

Разработанная сотрудниками ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ООО «ТННЦ») методика поиска наиболее оптимального положения траекторий горизонтальных скважин направлена на достижение максимально возможного КИН и проектного уровня добычи в случае ухудшения фактических свойств пласта относительно заложенных в проектом документе.

На данный момент имеется проектный документ с утвержденной геологией и утвержденной расстановкой скважин (3 горизонтальных скважины и 1 наклонно-направленная). Цель работы заключается в учете имеющихся геологических и гидродинамических рисков с последующим автоматизированным расчетом положения траекторий новых скважин, альтернативных утвержденным.

Практическая реализация методики включает три этапа:

1. Оценка геологических неопределенностей и создание многовариантной геологической модели (ГМ).
2. Оценка гидродинамических неопределенностей и создание многовариантной гидродинамической модели (ГДМ) с адаптацией на результаты исследований в скважинах.
3. Актуализация алгоритма автоматического поиска оптимальной траектории горизонтальной скважины (ГС), ранее разработанного специалистами ООО «ТННЦ» [2] под задачу оптимальной расстановки скважин на многовариантной ГДМ.

На рисунках 1 и 2 и в таблице 1 приведены основные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта, использованного в расчетном эксперименте.

Геологические особенности объекта исследований (этап 1)

В качестве объекта моделирования выбран продуктивный пласт одного из месторождений юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Пласт представлен чередованием алевритовых глин и линзовидных прослоев песчаников в разной степени биотурбированных и карбонатизированных.

Выполненные ранее работы на месторождении давали противоречивые сведения о характере насыщения и закономерностях распределения продуктивных пород, поэтому

было принято решение о создании многовариантной геолого-технологической модели, учитывающей все основные варианты строения резервуара и диапазоны возможного варьирования фильтрационно-емкостных свойств [1, 2].

С точки зрения оценки запасов углеводородного сырья и прогноза технологических показателей разработки выбранного объекта наибольшую неопределенность представляла собой лито-фациальная модель, контролирующая объем и распределение проницаемых пород в пласте. Низкая плотность поисково-разведочного бурения на изучаемой площади не позволяла однозначно определить границы глинизации песчаных линз, поэтому на первом этапе работ по результатам детального сейсмо-фациального и седиментологического анализа были сформулированы три возможных сценария концептуальной модели объекта (рис. 3). Данные сценарии имеют разную степень вероятности, определяемую по степени уверенности прослеживания границ полной глинизации линзовидных тел на срезах динамических атрибутов сейсмической записи. Ниже на рисунке представлены три варианта развития баровых песчаных тел с разной степенью связанности, вероятность проявления данных сценариев концептуальной модели оценена как квантили P10, P50, P90.

Оценка геологических неопределенностей и создание многовариантной геологической модели (ГМ)

Полученные на этапе детального лито-фациального анализа три варианта концепции развития песчаных линз далее были использованы в анализе чувствительности объема начальных геологических запасов нефти к неопределенностям в картировании структурных границ залежи, внутренней неоднородности пласта и оценке петрофизических свойств пород.

На рисунках 4 и 5 представлена диаграмма-торнадо, построенная по результатам анализа чувствительности, и распределение начальных геологических запасов на основании расчета 300 равновероятных реализаций модели пласта.

По результатам анализа 300 реализаций ГМ было установлено, что диапазон изменения запасов достаточно широк и для оптимального планирования бурения нужно

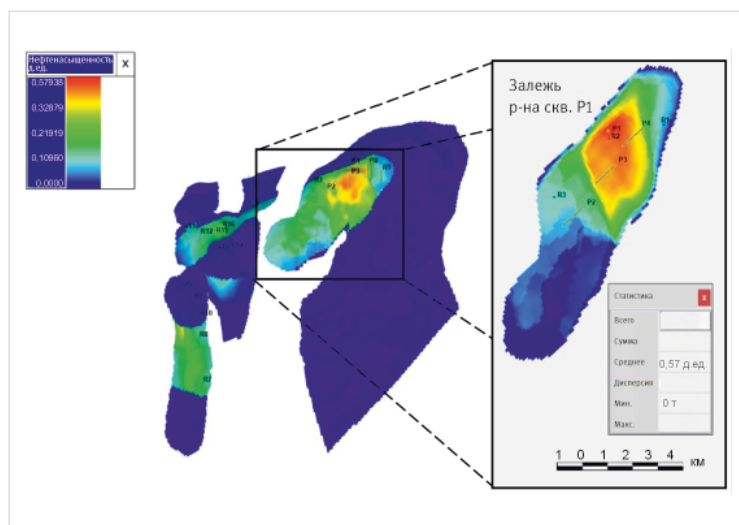


Рис. 1. Гидродинамическая модель пласта А
Fig. 1. Reservoir simulation model of the bed A

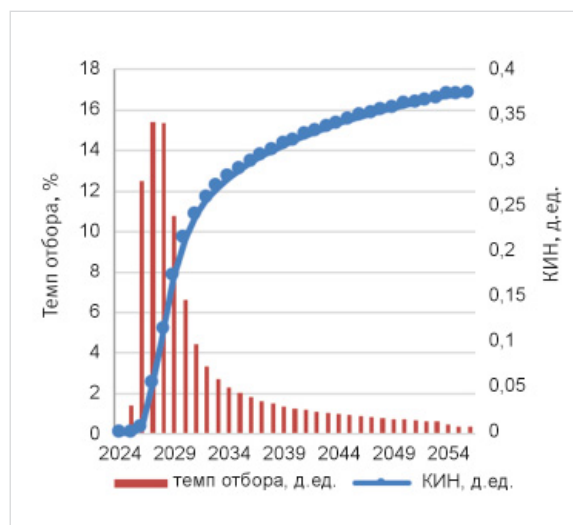


Рис. 2. Темп отбора КИН
Fig. 2. Rate of recovery Oil Recovery Factor

рассматривать все три варианта развития базовых систем (рис. 5). С целью «обрисовки» проектных скважин рассматривались варианты наиболее вероятного P50, пессимистичного P90 и оптимистичного объема НГЗ нефти в пласте.

На базе ключевых геологических моделей (квантили P90, P50, P10) построена карта геологических рисков (статистически уверенных зон) для оптимального размещения проектного фонда эксплуатационных скважин (рис. 6). Цветовое ранжирование карты рисков

определяется степенью подтверждаемости наличия запасов в трех крайних вариантах модели: зеленая зона минимальных рисков оконтуривает область присутствия промышленных запасов нефти во всех вариантах модели, желтая зона соответствует области продуктивности в моделях квантилей P50 и P10, красная зона максимального риска может быть продуктивной только по варианту модели P10, наиболее оптимистичному. Исходя из данной карты рисков следует, что первые, наиболее уверенно обоснованные скважины,

необходимо бурить в центральной части линзы, отмеченной на карте рисков зеленым цветом. Смещение проектных скважин к западной и южной литологическим границам линзы (желтая зона) потенциально будет зависеть от динамики подтверждаемости продуктивной мощности в первых пробуренных скважинах. Краевая часть нефтяной залежи, отмеченная красным цветом, представляет собой зону максимального геологического риска и может быть вовлечена в процесс разбуривания только после подтверждения положения структурных границ пласта.

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика залежи
Tab. 1. Geological and physical characteristics of the deposit

Параметры	Объекты (залежи)
Пласт	А
	Район скв. P1
Средняя глубина залегания (а. о.), м	-3 168
Тип залежи	Пластовая, лит-ки экр-ая
Тип коллектора	терригенный
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,2
Средняя водонасыщенная толщина, м	3,2
Пористость. д.ед. (газ/нефть)	- / 0,19
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,57
Проницаемость, мД	774,5
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,6
Коэффициент расчлененности, доли ед.	9,7
Начальная пластовая температура, °С	77,3
Начальное пластовое давление, МПа	32,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,50
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,701
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,810
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,7
Газосодержание нефти, м ³ /т	156,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,379
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,0025
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,486
Коэффициент вытеснения (газом), доли ед.	-
Средняя продуктивность, ×10 м ³ (сут·МПа)	46,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	
В том числе: по запасам категории В1/В2	0,386

Оценка гидродинамических неопределенностей и создание многовариантной гидродинамической модели (ГДМ) с адаптацией на результаты исследований в скважинах (этап 2)

На основе исследований керна устанавливаются связи между параметрами, по которым рассчитываются масштабированные значения концевых точек функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). В качестве зависимости используются линейные, логарифмические, степенные и экспоненциальные функции. В качестве примера на рисунке 7 приведен график зависимости остаточной нефтенасыщенности от коэффициента вытеснения и связанной водонасыщенности.

Для создания многовариантной гидродинамической модели пласта А была проведена оценка неопределенностей фильтрационных свойств пород и флюидов, оказывающих влияние на прогнозный профиль добычи. Такие параметры, как связанная и критическая водонасыщенности, остаточная нефтенасыщенность, ОФП нефти и ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности, являются важными характеристиками взаимодействия флюидов между собой.

Определены диапазоны неопределенностей для каждого из параметров, и в целом проанализированы возможные формы кривых ОФП на основе данных исследования керна. От вида кривых (наряду с соотношением вязкостей флюидов) будут зависеть главным образом темпы обводнения. От проницаемостей и сжимаемости порового пространства будет зависеть скорость распространения давления в пласте при прогнозе расчета.

На рисунке 8 представлен сводный график изменения коэффициента извлечения нефти (КИН), построенный по результатам расчета базовых, максимальных

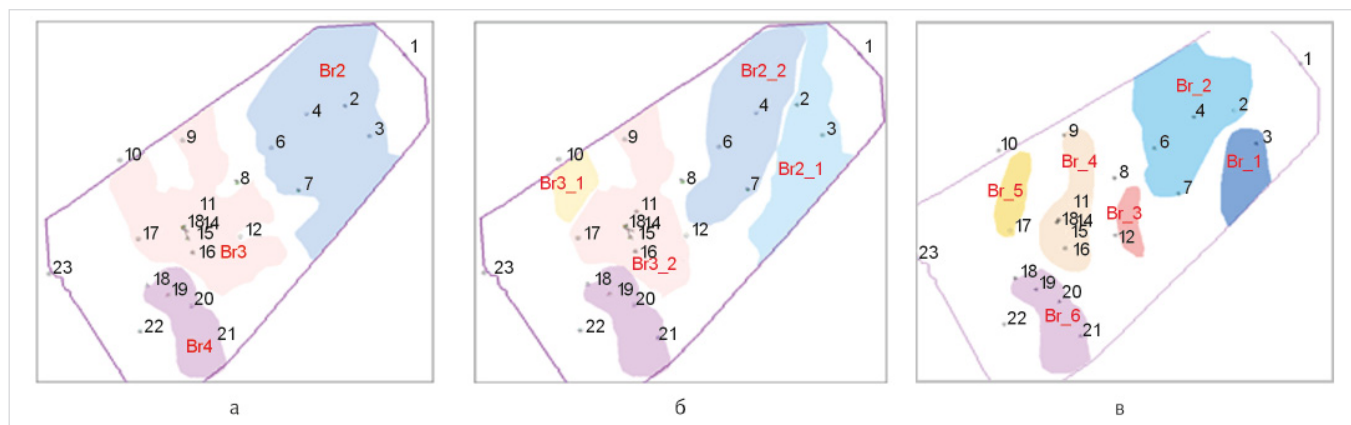


Рис. 3. Варианты распределения линз барового генезиса: а — вариант P10 — максимальная связность линзовых тел; б — вариант P50 — умеренная связность; в — P90 — набор полностью изолированных песчаных линз
Fig. 3. Distribution variants of bar genesis lenses: а — variant P10 — maximum connection of lensed bodies; б — variant P50 — mean cohesion; в — P90 — set of full isolated sand lenses

Табл. 2. Диапазон изменения коэффициента вытеснения нефти
 Tab. 2. Range of change in oil displacement coefficient

Диапазон значений		
Минимальный	Среднее	Максимальный
$(1-SWL)-(-0,8537 \times SWL+0,62) \times (1-SWL)$	$(1-SWL)-(-0,8537 \times SWL+0,7986) \times (1-SWL)$	$(1-SWL)-(-0,8537 \times SWL+0,94) \times (1-SWL)$

и минимальных вариантов гидродинамической модели залежи с тремя горизонтальными и одной наклонно-направленной скважинами (ННС). Расчет проводился с разделным варьированием основных фильтрационных параметров пласта и флюида. Анализ полученных профилей добычи показывает, что наибольшее влияние на объем добываемого продукта оказывают проницаемость, остаточная нефтенасыщенность (Critical Saturation of Oil in Water – SOWCR), относительная проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности (Relative Water Permeability in Critical Oil Saturation – KRWR), форма кривых ОФП и проницаемость аквифера (водоносного пласта).

Для проведения дальнейших многовариантных расчетов исключены следующие параметры, оказывающие незначительное влияние (<5 % в амплитуде) на накопленную добычу нефти: максимальная ОФП нефти (Oil Relative Permeability – KRO), критическая насыщенность водой (Saturation of Critical Water – SWCR), остаточная водонасыщенность (Lower Water Saturation – SWL). Полученные результаты и процентное соотношение влияния параметров представлены на диаграмме типа «Торнадо» (рис. 9). Серым цветом обозначены параметры, минимально влияющие на накопленную добычу нефти. Они были исключены из дальнейших расчетов.

Уточнение концептуальной и базовой геолого-гидродинамической модели пласта привело к изменению геометрии залежей и увеличению начальных геологических запасов нефти по сравнению с утвержденным ранее вариантом и, как следствие, к увеличению прогнозируемой накопленной добычи. Также изменилась проницаемость и ее распределение по пласту, что также позволило повысить отбор нефти. На рисунке 10 показан веер полученных реализаций гидродинамических расчетов. Реализации ГДМ, соответствующие квантилям вероятности P10, P50,

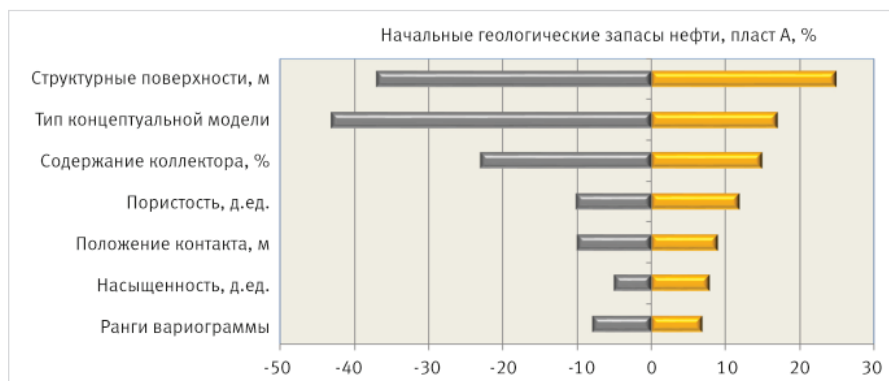


Рис. 4. Торнадо-диаграмма
 Fig. 4. Tornado-plot

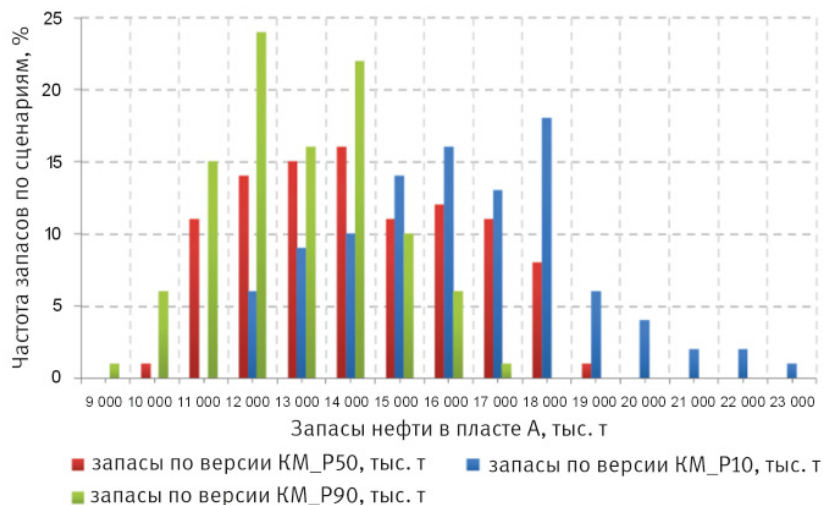


Рис. 5. Гистограмма распределения начальных запасов нефти в пласте А
 Fig. 5. Histogram of initial oil reserves distribution in the A bed

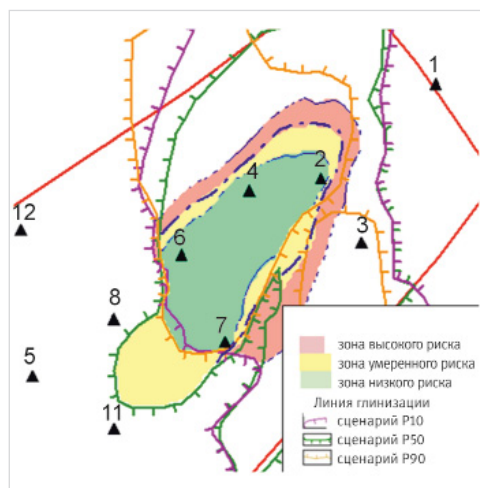


Рис. 6. Карта статистически уверенных зон для эксплуатационного бурения
 Fig. 6. Map of statistically true zones for development drilling

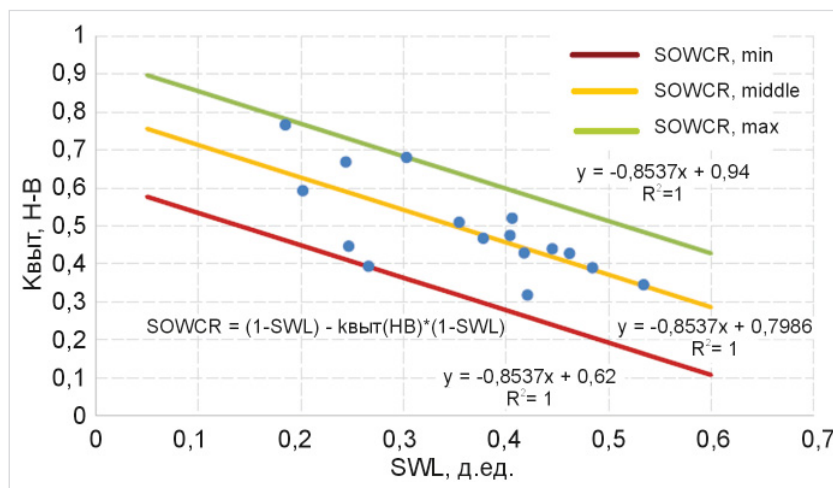


Рис. 7. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от коэффициента вытеснения и связанной водонасыщенности
 Fig. 7. Dependence of residual oil saturation from oil sweep efficiency factor and connate water saturation

Р90, определялись комплексным учетом различных лито-фациальных геологических моделей, переменных матрицы неопределенностей (геология, форма кривых ОФП, проницаемость аквифера, концевые точки: KRWR, SOWCR, SOGCR). Анализ полученных результатов показал значительный разброс объема накопленной добычи и коэффициента конечного нефтеизвлечения при варьировании фильтрационных параметров относительно

базового варианта модели P50: от -70 % в минимальном варианте до +50 % в максимальном (рис. 10).

Максимальный накопленный отбор нефти (профиль P10) из всех вариаций модели достигается за счет оптимистичного сценария лито-фациальной модели пласта P10, базового сценария по проницаемости пласта, пониженного значения остаточной нефтенасыщенности (SOWCR), повышенной

проницаемости аквифера, пониженной ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности (KRWR) и базовой формы кривой ОФП по нефти.

Расчет с минимальным накопленным отбором нефти (профиль P90) получен при использовании пессимистичного сценария лито-фациальной модели пласта P90, базового сценария по проницаемости пласта, повышенного значения SOWCR, базовой проницаемости аквифера, повышенной KRWR и формы кривой ОФП по нефти ниже базовой.

Таким образом, на основе полученных множественных реализаций гидродинамической модели проведен детальный статистический анализ, позволяющий определить «коридор» возможных вариаций профиля накопленной добычи нефти за весь период эксплуатации в зависимости от отклонения фактических значений основных параметров объекта от принятых в проектной документации. Использованный подход детального лито-фациального моделирования позволил увеличить показатели прогнозной добычи по пласту А, накопленная нефть по базовой реализации выше утвержденного уровня на 24,3 %. Бурение эксплуатационных скважин, запланированное на 2025 г., позволит подтвердить выводы по концептуальному строению пласта [4].

Для достижения проектного профиля добычи при существенном отклонении фактического строения пласта от принятого в базовом варианте P50 на последнем этапе оптимизации проектных решений был выполнен итерационный автоматизированный подбор траекторий горизонтальных скважин на вариантах модели P10 и P90. Производительность проектных скважин в итоге остается практически на одном уровне, независимо от степени близости свойств моделируемого пласта с базовым (утвержденным) вариантом P50.

Поиск оптимальных траекторий скважин для минимизации влияния выявленных неопределенностей на профиль добычи (этап 3)

На третьем этапе данной работы был проведен дополнительный анализ проектных

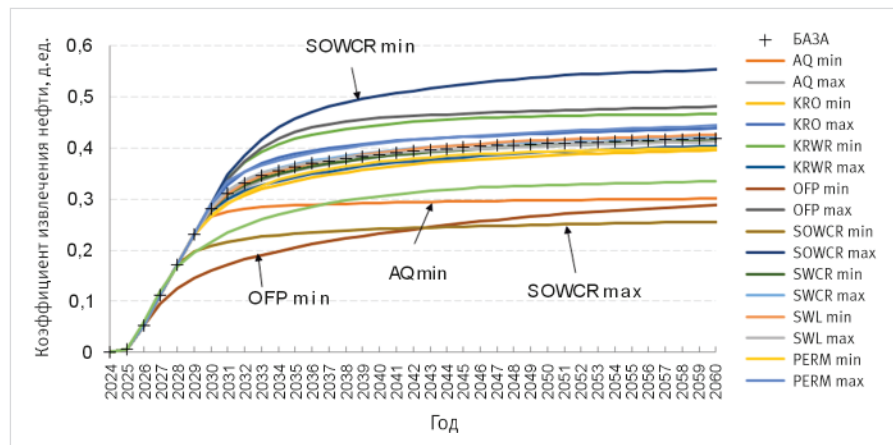


Рис. 8. Сводный график коэффициента нефтеизвлечения
Fig. 8. Summary plot of oil recovery factor

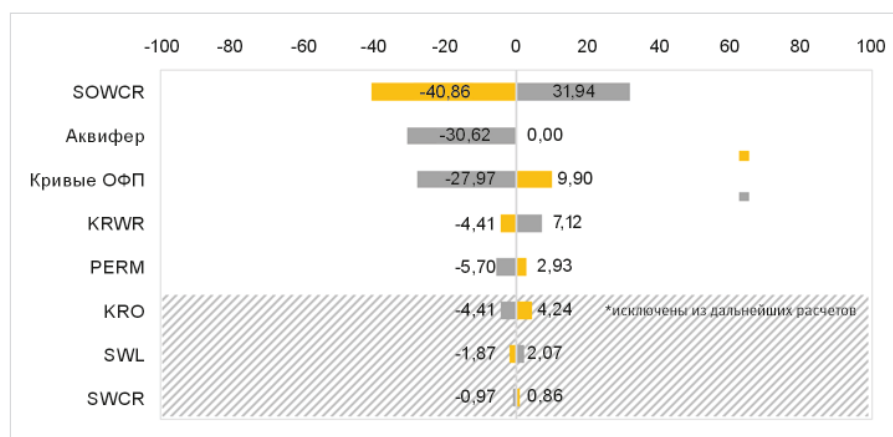


Рис. 9. Торнадо-диаграмма, описывающая влияние параметров неопределенности на профиль добычи нефти
Fig. 9. Tornado-plot, describing influence of uncertainty parameters on oil production profile

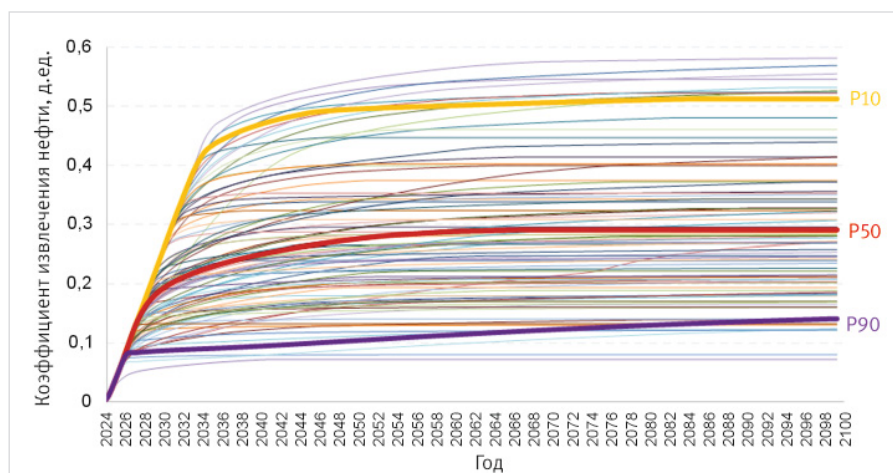


Рис. 10. Вероятностная оценка коэффициента нефтеизвлечения за прогнозный период
Fig. 10. Probabilistic estimation of oil recovery factor due to forecast period

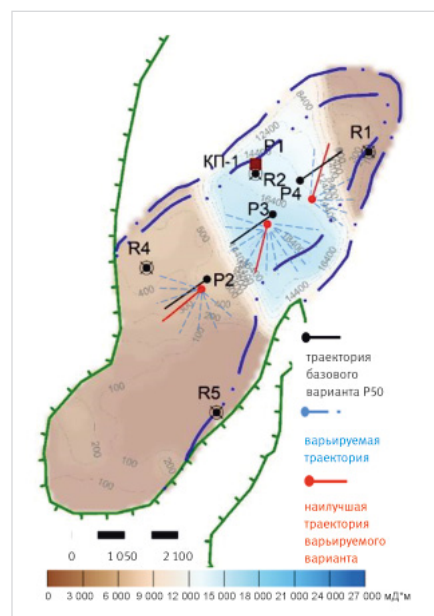


Рис. 11. Карта проводимости KH из модели P50
Fig. 11. Map of conductivity KH from the P50 model

решений с целью выявления возможности сохранения и улучшения показателей работы проектных скважин в случае существенного отклонения фактических параметров пласта от модельных расчетов.

Для этого на вариантах P10, P50, P90 гидродинамической модели пласта А был выполнен автоматический подбор оптимальных траекторий проектных горизонтальных скважин. Алгоритм расчета детально изложен в статье Society of Petroleum Engineers SPE206574 [4, 5].

Прогнозный расчет добычи нефти в данной работе выполнен для трех горизонтальных эксплуатационных скважин и одной наклонно-направленной. Расположение скважин и профиль траекторий горизонтальной секции были выбраны исходя из утвержденных проектных документов и рассматривались в качестве эталонного варианта для последующего сопоставления с наилучшими расчетами автоматизированного алгоритма. За успешное решение задачи оптимизации принимается вариант траектории с лучшими технологическими показателями работы скважин относительно утвержденных в проекте разработки месторождения. При поиске оптимальной траектории варьируются параметры горизонтальной секции (зенитный угол, отход от вертикали, профиль скважины и т.д.). Длина горизонтальной секции во всех вариантах одинакова [6, 7].

Необходимым дополнительным условием решения задачи оптимизации бурения горизонтальных скважин на основе многовариантной модели пласта является достижение максимально возможной сходимости профилей накопленной добычи по ключевым реализациям модели P10, P50, P90. Выполнение данного условия возможно только при заложении проектной скважины на участках месторождения с высокой степенью однозначности (определенности) модели пласта. Скважины, удовлетворяющее данному условию, бурятся в первую очередь. Если накопленная добыча по проектной скважине в разнорезультативных моделях пласта имеет существенные отличия, это говорит о высокой степени неопределенности модели на выбранном участке и недостаточной изученности объекта. Для более уверенного обоснования таких скважин необходимы результаты бурения первоочередных скважин либо выполнение дополнительных уточняющих строений и свойства пласта исследований [8].

Далее описан анализ результатов работы оптимизационного алгоритма на трех вариантах гидродинамической модели пласта А. На рисунках 11–13 выполнено сравнение утвержденного в проектной документации на разработку варианта расположения трех ГС в пласте с вариантом, выбранным автоматизированным алгоритмом в качестве наиболее оптимального.

В результате использования оптимизационного алгоритма удалось получить новое положение траекторий проектных скважин (разворот горизонтальных секций скважин P3 и P4), обеспечивающее максимально возможную прогнозную накопленную добычу и увеличение КИН. Первоначально оптимизационный алгоритм запускался на модели пласта P50. Для оценки устойчивости полученного решения к геологическим неопределенностям такой же итерационный поиск оптимальных траекторий скважин был выполнен на вариантах модели P10 и P90.

На рисунках 14–16 приведен анализ результатов поиска траекторий в оптимистичном

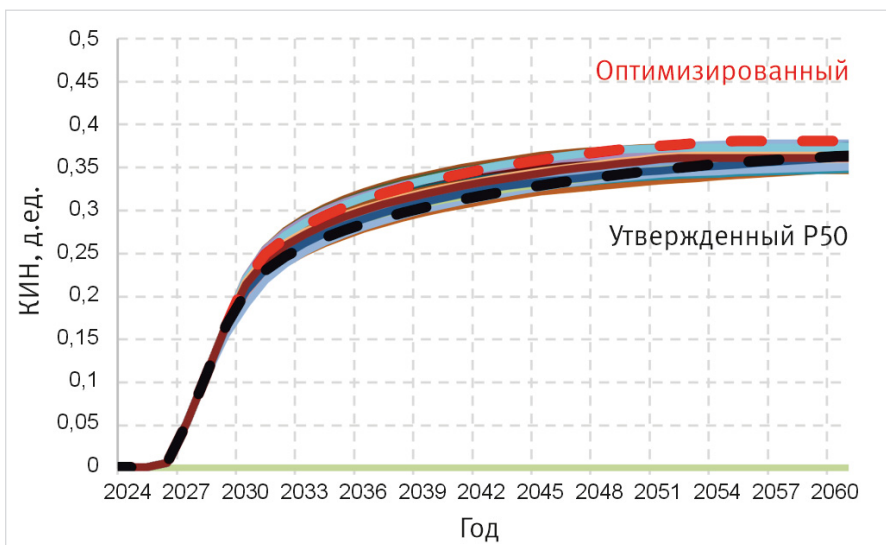


Рис. 12. Многовариантный расчет траекторий на гидродинамической модели P50
Fig. 12. Multivariate calculations of well trajectories on the P50 reservoir simulation model

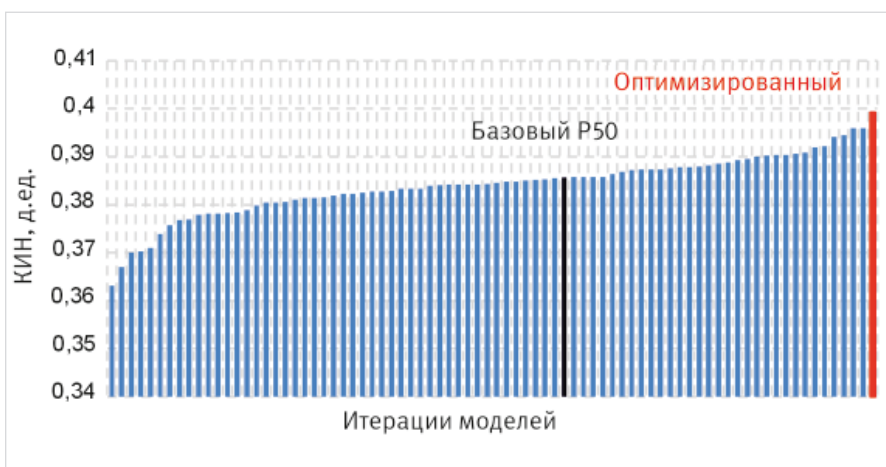


Рис. 13. Показатели КИН вариантов разбуривания на модели P50
Fig. 13. Data of oil recovery factor for different variants of drilling on the P50 mode

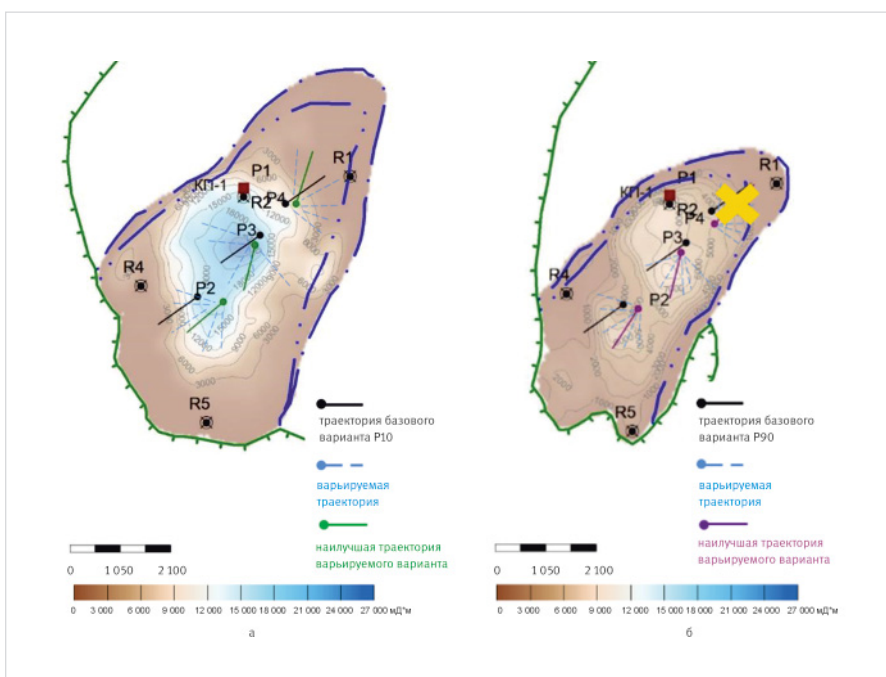


Рис. 14. Карта проводимости KH из модели P10 – а; модели P90 – б
Fig. 14. Map of conductivity KH from the P10 model – а; P90 model – б

варианте модели пласта P10 с максимальными запасами, а также в пессимистичном варианте модели P90 с уменьшенной площадью залежи и сниженными объемами начальных геологических запасов. Таким образом, была выполнена проверка чувствительности оптимизированных траекторий проектных скважин на моделях P10, P50 и P90 с целью выявления наиболее «уверенных» траекторий для первоочередного бурения. Было установлено, в частности, что в оптимистичном варианте модели пласта P10 изменение траекторий всех трех скважин приведет к увеличению охвата зон дренирования и получению дополнительной добычи нефти. Конечный прогнозный КИН в этом случае будет примерно на 7 % выше утвержденного.

В случае значительного ухудшения параметров залежи (вариант модели P90), одну ГС, наиболее рискованную, рекомендуется исключить из плана бурения. При этом две оставшиеся скважины могут обеспечить достижение проектного КИН. Профиль добычи по оптимизированному варианту бурения превышает исходный базовый уровень для данного варианта модели.

Анализ результатов сопоставления траекторий бурения по трем разновероятным ГДМ пласта (P10, P50, P90) и выбор очередности бурения:

- Оптимальное решение положения новых

скважин найдено на наиболее вероятной модели пласта P50 и подтверждено анализом чувствительности на моделях P10, P90. Выполненный автоматизированный подбор траекторий скважин на P50 показал высокую сходимость утвержденной и алгоритмической расстановки скважин и близкие значения конечного КИН.

- Использование автоматизированного алгоритма подбора траекторий ГС на трех вариантах развития песчаных линз P50, P10, P90 показало, что направление бурения оптимальных скважин зависит от фактического строения пласта. Наиболее устойчиво решение по проводке скважины P3 в центре залежи. Наименее устойчиво решение по расположению скважины P4 в краевой части залежи. При уменьшении площади залежи (вариант отдельных линз P90) скважина должна быть отменена.
- Порядок бурения скважин: первой бурится скважина P3, находящаяся в центре залежи, далее бурится P2 на западе, решение по бурению скважины P4 на востоке принимается по результатам бурения скважин P3, P2 (рис. 11, 14).

Итоги

Авторами статьи представлено техническое решение задачи оптимизации и повышения

уровня проработки проектных решений в условиях высокого уровня неопределенности геологических параметров на новых активах ПАО «НК «Роснефть».

Выводы

Внедрение предлагаемого подхода по обоснованию оптимальных траекторий горизонтальных скважин на основе многовариантной геолого-гидродинамической оценки позволит:

- повысить степень успешности бурения и показатели работы новых скважин;
- существенно сократить расходы на бурение рискованных, недостаточно обоснованных горизонтальных скважин;
- сократить трудозатраты на расчет и анализ большого количества реализаций гидродинамических моделей и схем размещения проектных скважин. При этом достигается максимальный учет всех возможных нюансов в строении пласта и конструктивных решениях проектных скважин.

Результаты данной работы учтены в рейтинге бурения. Ожидается утверждение окончательных проектов на бурение Заказчиком.

Литература

1. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений

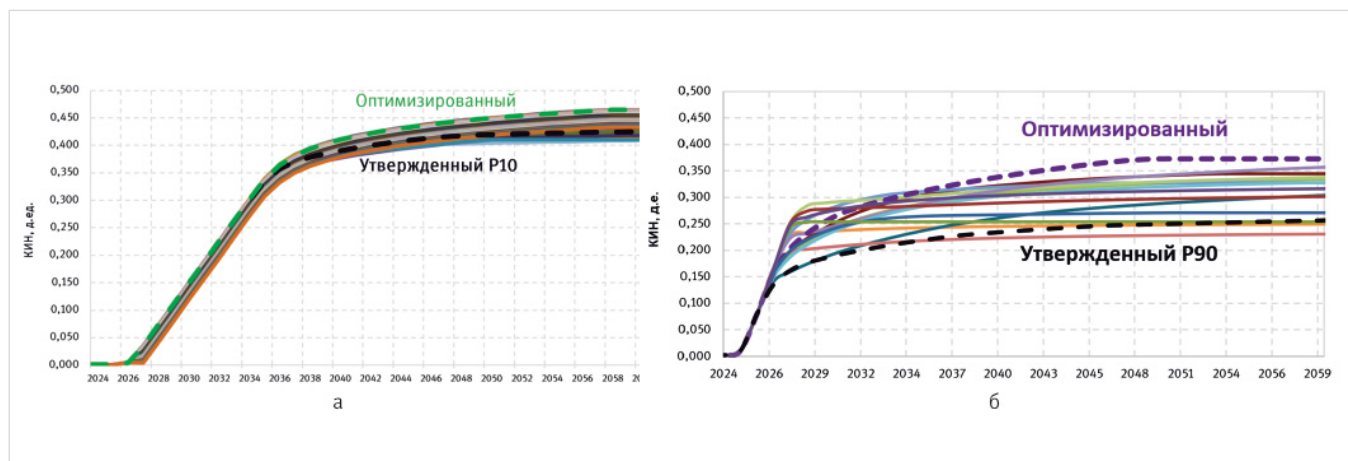


Рис. 15. Многовариантный расчет траекторий на модели P10 — а; P90 — б

Fig. 15. Multivariate calculations of well trajectories on the P10 reservoir simulation model – a; P90 – б

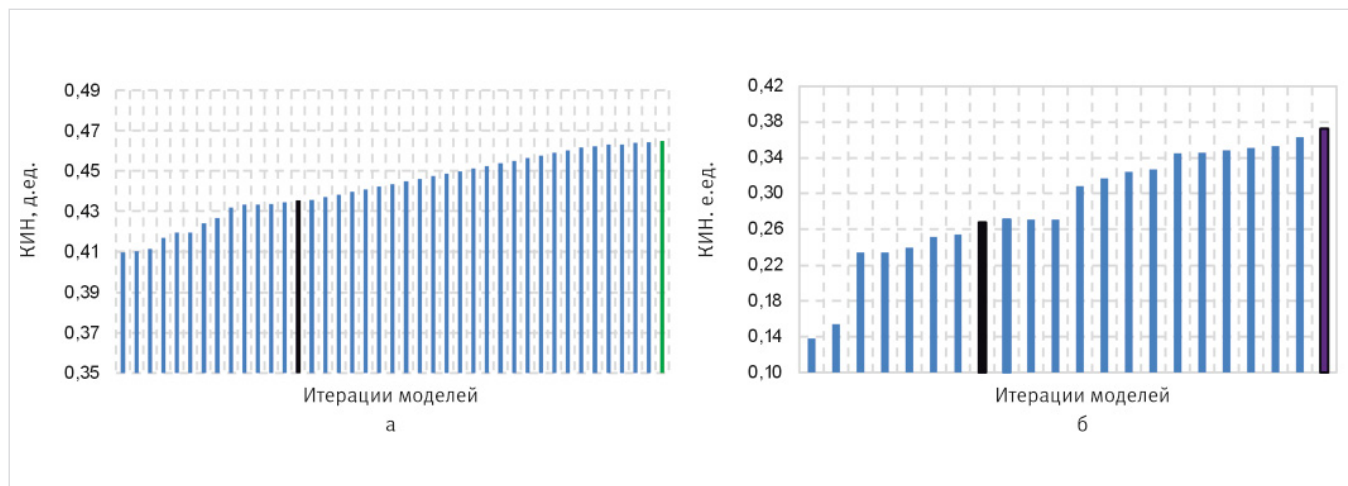


Рис. 16. Показатели КИН вариантов P10 — а; P90 — б

Fig. 16. Data of oil recovery factor for different variants of drilling on the P10 model – a; P90 – б

- (на примере пласта АВ1 (АВ11+2+АВ13) Самотлорского месторождения). Тюмень: Вектор Бук, 2017. 314 с.
- 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.
 - Поиск наилучшей траектории скважины. Тренинги 2017. ТНавигатор. РФД. С. 15–16.
 - Магизов Б.Р., Топалова Т.Э., Орлов А.С. Автоматизированный выбор оптимального расположения бокового ствола путем проведения многовариантного анализа на основании численного моделирования. Пример применения на газовом месторождении. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, Россия, октябрь 2019 г. SPE-196922-MS.
 - Магизов Б.Р., Молчанов Д.А., Топалова Т.Э. и др. Методика многовариантного обоснования параметров горизонтальных скважин и зон их заложения. Пример из газового месторождения Ямала. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Виртуально, октябрь 2021 г. SPE-206574-MS.
 - 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.
 - 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.
 - 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.

ENGLISH

Results

Authors of the article have presented example of the successful well planning optimization task solution which must lead to total oil production from new wells increasing and minimization of geological and technological risk and uncertainties influence on operation efficiency. Given methodology can be deployed at the new assets with high geological uncertainty conditions at the area of “Rosneft Oil Company” PJSC operation.

Conclusions

Implementation of suggested approach to optimal well placement justification at the basis of the multivariate reservoir simulation model allows to:

- enhance the rate of successful well drilling and improve new wells operating parameters;
- dramatically reduce the cost of new not completely justified horizontal wells drilling;
- decrease the labor cost for field development planning project completion and reduce the number of simulation runs for well placement analysis. With the use of suggested approach the unlimited number of variants reflecting the uttermost nuances in reservoir structure and wellbore profile design can be analyzed.

The results of given project has been considered in drilling ranking list. The final well drilling project is currently at the operation company approval stage.

References

- Zakreskiy K.E. Geological modelling of the coastal-marine sediments (on the example of reservoir AV1 (AB11+2+AB13) Samotlor oil field). Tyumen: Vektor Buk, 2017, P. 314. (In Russ).
- Narigin 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).
- Search of the Best Well Trajectory of a Well. Practical course 2017. tNavigator. Rfd. P. 15–16/ (In Russ).
- Magizov B.R., Topalova T.E., Orlov A.S. Automated identification of the optimal sidetrack location by multivariate analysis and numerical modeling. F real case study on a gas field. Society of Petroleum Engineers. 2019-SPE-196922-MS – P. 19. (In Russ).
- Magizov B.R., Molchanov D.A., Topalova T.E. et al. Multivariate well placement and well drilling parameters optimization methodology. Case study from Yamal gas field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, SPE-206574-MS. (In Russ).
- 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).
- 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).
- 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).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Калиберов Илья Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Топалова Татьяна Эдуардовна, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Попов Алексей Евгеньевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Назаров Алексей Владимирович, начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Снохин Алексей Александрович, заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Пермяков Александр Викторович, начальник управления геологического сопровождения проектов, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Kaliberov Ilia Aleksandrovich, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: iakaliberov@tnnc.rosneft.ru

Topalova Tatiana Eduardovna, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Popov Aleksei Evgenievich, chief specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Nazarov Aleksei Vladimirovich, section head, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Snokhin Aleksei Aleksandrovich, deputy CEO – the chief geologist, “Kinsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia

Permiakov Aleksandr Viktorovich, head of reservoir engineering department, “Kinsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia