

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 622.276

EDN: MRUZWI

Методика выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири

Д.А. Розбаев¹✉, Ю.В. Дмитриев¹, А.А. Абдурагимов¹, Г.Л. Розбаева²

1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 625026, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

2 – Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 38

Аннотация. Актуальность. Статья посвящена актуальной проблеме неподтверждения непромышленной категории запасов и ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пластов по мере реализации планов бурения в соответствии с Проектно-технологическим документом, необходимости существенных корректировок планов бурения по результатам геофизических исследований скважин и освоения новых скважин. Цель работы. Разработка методики, позволяющей минимизировать риски принятия ошибочных решений, на основании имеющихся исходных данных, а также повышение точности прогнозирования динамики добычи углеводородов и определение оптимальных стратегий размещения эксплуатационных скважин. Материалы и методы. На примере одного из объектов неокомского нефтеносного комплекса Западной Сибири рассмотрено несколько сценариев возможной реализации концептуальной геологической модели. Использованы стандартные подходы геологического картирования и интерпретации данных геофизических исследований скважин, дополненные методами статистического анализа, пространственного моделирования и вычислительной гидродинамики. Для повышения точности оценок применялись современные инструменты цифровой обработки данных и компьютерного моделирования фильтрационных процессов. Результаты. Рассмотрен один из вариантов решений проблемы оценки неопределенностей и рисков в процессе планирования разработки на неразбуренных участках. Показано, что многовариантная геологическая модель должна быть основой для проектирования и оперативного управления разработкой месторождения. Созданные на этой основе цифровые фильтрационные модели позволили оценить влияние геологических неопределенностей и различных систем разработки на конечную нефтеотдачу пласта. Выводы. Предложенная методика позволяет оценить экстремумы экономических показателей, зависящих от степени неопределенности факторов, которые являются ключевыми критериями при принятии решения о реализации бурения на объекте исследования.

Ключевые слова: геологическая модель, гидродинамическая модель, водонефтяной контакт, система разработки, нефтеотдача, запасы, скважины

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Розбаев Дмитрий Алимович, Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

© Розбаев Д.А., Дмитриев Ю.В., Абдурагимов А.А., Розбаева Г.Л., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Розбаев Д.А., Дмитриев Ю.В., Абдурагимов А.А., Розбаева Г.Л. Метод выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 4. С. 564–581. EDN: MRUZWI

Введение

Систематическое комплексирование всей доступной информации об объекте разработки и априорная вероятностная оценка возможных исходов является фундаментом успешной реализации проектов нефтегазодобывающими организациями, что в свою очередь и послужит основанием при формировании методики обоснования оптимальных проектных решений при разработке рассматриваемого объекта.

На примере незатронутого разработкой участка нефтяного месторождения, приуроченного к неокомскому нефтеносному комплексу (далее – целевому объекту) Западной Сибири, показан один из алгоритмов оценки неопределенностей и рисков, возникающих в процессе проектирования и мониторинга разработки.

Проблемы, стоящие перед недропользователем – низкая достоверность прогноза запасов непромышленной категории, а также неподтверждение геологофизических характеристик исследуемого объекта, по мере реализации плана по вводу эксплуатационного фонда, приводят к сужению ресурсной базы для рентабельной добычи углеводородного сырья. Данные факторы обуславливают необходимость существенных корректировок планов бурения по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) и освоения новых скважин [1].

На начальном этапе был выделен перспективный участок месторождения, выполнен анализ ограниченного комплекса ГИС транзитных скважин.

Для дальнейшего планирования развития актива выполнена комплексная интерпретация всех имевшихся геологогеофизических данных, в результате чего экспертным путем определено 3 варианта концептуальной геологической модели (ГМ), соответствующие вероятностям реализации [2].

На основе проведенной работы по выбору концептуальной модели с учетом рисков изменчивости геологического строения определен оптимальный вариант разработки и конечная нефтеотдача пласта.

Цель работы – разработка методики, позволяющей минимизировать риски принятия ошибочных решений, на основании имеющихся исходных данных, а также повысить точность прогнозирования динамики добычи углеводородов и определить оптимальные стратегии размещения эксплуатационных скважин.

Материалы и методы

На примере одного из объектов неокомского нефтеносного комплекса Западной Сибири рассмотрено несколько сценариев возможной реализации концептуальной геологической модели. В работе использованы стандартные подходы геологического картирования и интерпретации ГИС-данных, дополненные методами статистического анализа, пространственного моделирования и вычислительной гидродинамики. Для повышения точности оценок применялись современные инструменты цифровой обработки данных и компьютерного моделирования фильтрационных процессов.

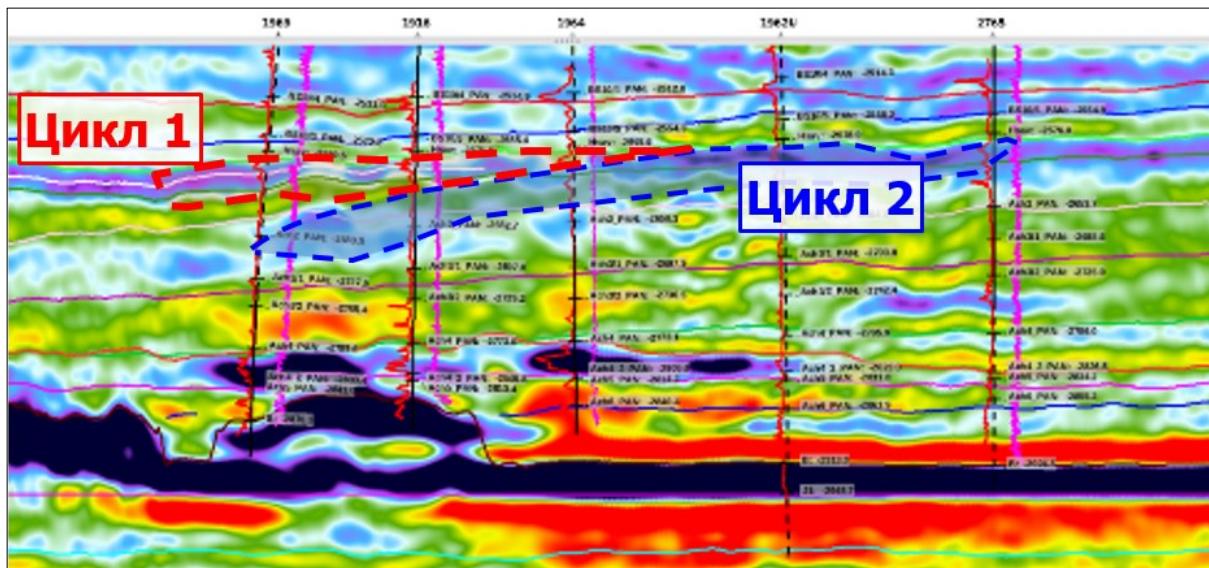
Результаты и обсуждение

Генезис и свойства объекта исследования

Для создания концептуальной модели учитывался весь имеющийся на сегодняшний день комплекс геолого-геофизической информации¹.

По данным объемной сейсморазведки², на разрезах куба импедансов целевой интервал представлен по видимым осям синфазности серией кулисообразно залегающих границ с выделением 2 циклов

осадконакопления в пределах целевого интервала (рис. 1). В плане постепенно омолаживающийся в северо-западном направлении комплекс состоит из набора сейсмостратиграфических единиц, имеющих субмеридиональное простиранье (рис. 2), что является типичной картиной для восточных палеопобережий Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) в неокомское время [3, 4] и имеет широко распространенные аналоги, например, в дельте реки Печоры.



Пунктиром показаны кулисообразно залегающие отражения, соответствующие отложениям циклов 1 и 2

Рис. 1. Фрагмент вертикального среза куба импедансов

Fig. 1. Fragment of a vertical impedance cube section

¹ Касаткин В.Е., Дручин В.С., Гильманова Н.В. и др. Подсчет запасов нефти и растворенного газа Имилорского+Западно-Имилорского и Источного месторождений: Отчет Росгеолфонда. Тюмень, 2017.

² Цимбалиuk T.A., Логинова Н.С., Тычинкина М.В. и др. Сейсморазведочные работы по методике 3D на Имилорско-Источном участке ТПП «Когалымнефтегаз»: Отчет Росгеолфонда. Тюмень, 2016.

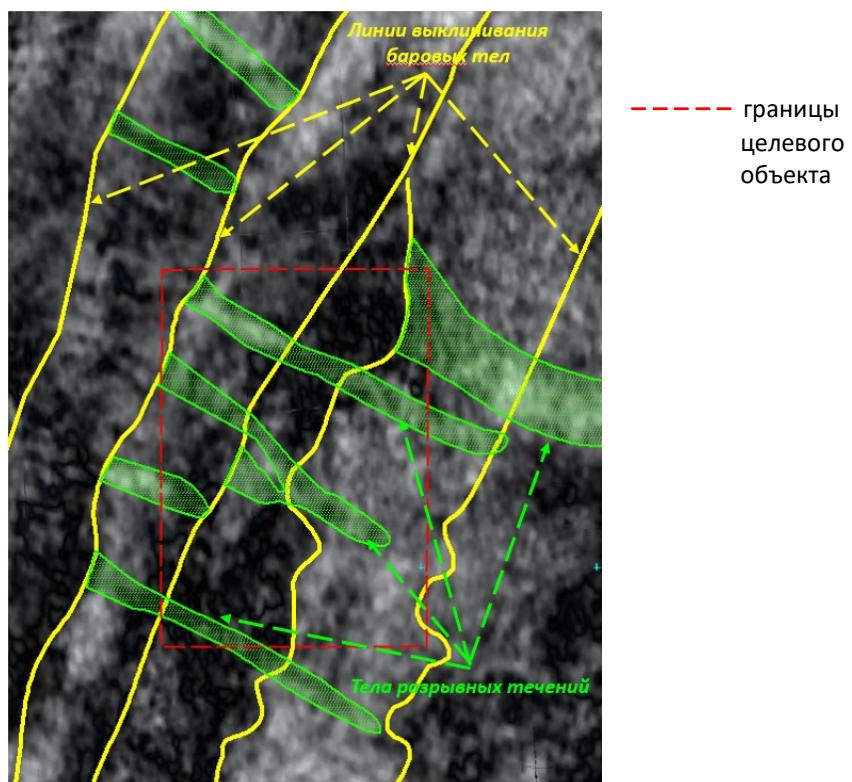


Рис. 2. Фрагмент среза куба спектральной декомпозиции в интервале целевого объекта

Fig. 2. Fragment of spectral decomposition slice within the target object

Аналогичный характер поведения границ резервуаров уверенно прослеживается и по ГИС (рис. 3) – при выравнивании на поверхность тонкоотмученных глин, соответствующих этапу максимального затопления бассейна, в кровле целевого интервала в западном направлении наблюдается появление более молодых песчаников [5]. В основании каждого песчаника, как правило, залегают прослои аргиллитов, сформировавшиеся в период локальной трансгрессии и являющиеся межрезервуарными экранами.

Согласно региональному концепту, отложения целевого объекта в пределах исследуемого участка представлены двумя линзами коллекторов, разграниченными глинистыми породами и сформировавшимися в течение двух циклов продвижения береговой линии.

В рамках вероятностного подхода к оценке геологического строения и запасов целевого объекта была применена сценарная оценка по трем вариантам геологического строения. Основанием применения данного подхода является высокая плотность размещения фактического транзитного фонда, отсутствие существенных неопределенностей структурного плана комплекса и коллекторских свойств [6].

Процесс оценки подразумевает под собой выделение некоторого количества сценариев и присвоение каждому из них вероятности реализации. Выделение сценариев и присвоение вероятностей реализации происходит на основе накопленного опыта в области геологической интерпретации и моделирования [7].

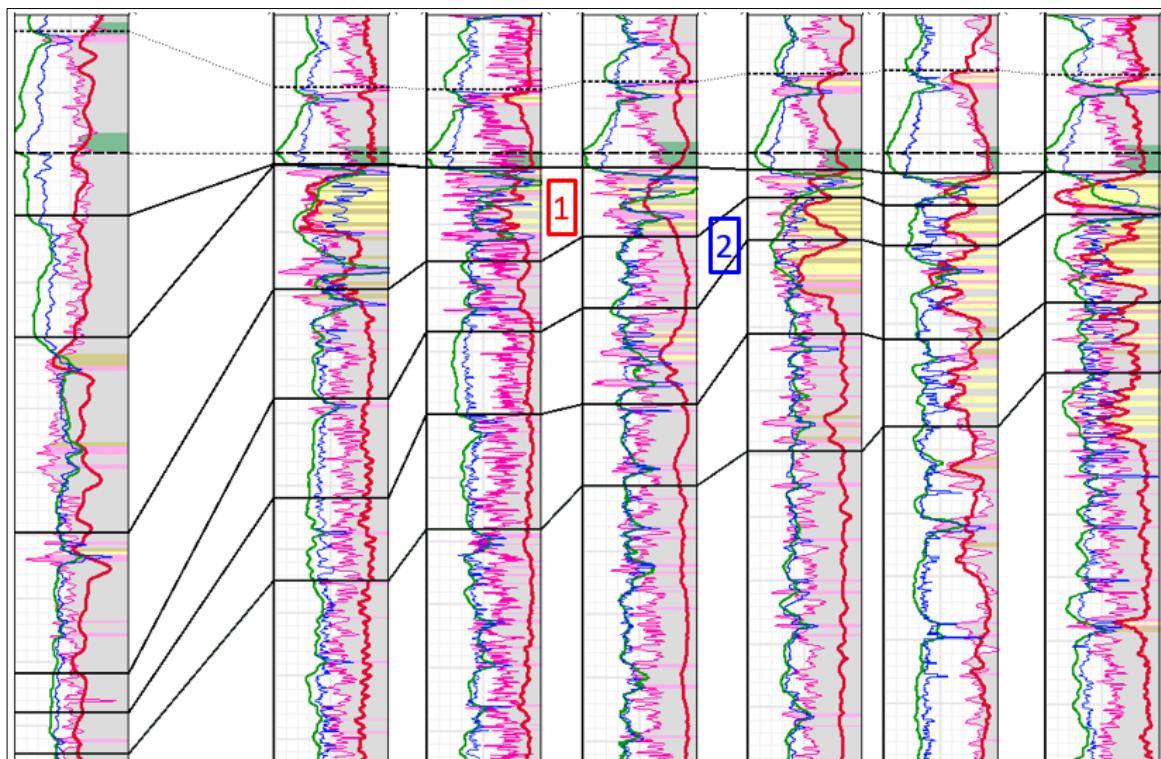


Рис. 3. Схема корреляции разрезов скважин по ГИС.
Выравнивание на поверхность максимального затопления (широтное направление)

Fig. 3. Correlation scheme of well sections by well logging.
Alignment to maximum flooding surface (latitudinal direction)

Неопределенность в оценке начальных геологических запасов обусловлена неопределенностями параметров, входящих в формулу подсчета запасов:

$$НГЗ = S \cdot h \cdot Kn \cdot Kn \cdot \rho \cdot \theta,$$

где: $НГЗ$ – начальные геологические запасы подсчетного объекта, тыс. т;

S – площадь объекта, тыс. м²;

h – эффективная толщина объекта, м;

Kn – коэффициент пористости, д. ед.;

Kn – коэффициент начальной нефтесыщенности, д. ед.;

ρ – плотность нефти, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.

Подсчетные параметры свойств нефти интервала имеют достаточную степень изученности, пробы обладают незначительными флюктуациями по площади всего

объекта, риск существенного влияния новых данных на средние значения плотности и пересчетного коэффициента практически отсутствует.

За счет относительно высокой плотности размещения пластопересечений транзитного фонда и уверенной оценке значений коэффициента пористости по ГИС, разница в средневзвешенном по объекту значению данного параметра в геологических моделях целевого объекта достигает максимум 0,1% абсолютных. По этой причине вес неопределенности распределения коэффициента пористости в совокупности неопределенностей всех параметров для оценки начальных геологических запасов ($НГЗ$) невелик. Это заключение позволяет допустить, что выделение литологических разностей по ГИС весомого вклада в общую неопределенность оценки $НГЗ$ также не имеет.

Коэффициент нефтенасыщенности для пласта связан зависимостями с коэффициентом пористости и высотой над водонефтяным контактом (ВНК). От выбранного уровня ВНК зависит площадь нефтеносности и нефтенасыщенная толщина [8].

Для отложений нижнего цикла (цикл 2) ВНК отмечается на уровне 2597 м, верхнего (цикл 1) – лежит в интервале 2594–2618 м. Широкий интервал изменения уровня ВНК отложений верхнего цикла является предпосылкой для применения вероятност-

ного подхода к оценке структуры и запасов пласта в границах планируемой кустовой площадки.

В результате интерпретации ГИС в соответствии с утвержденной в ГКЗ в рамках Подсчета запасов (см. сноска¹ на с. 3) петрофизической моделью, для отложений верхнего цикла выделено несколько типов насыщения – «нефть», «нефть+вода», «вода+нефть», «неясен» и «вода».

Для оценки запасов выбраны 3 сценария с различающимися уровнями ВНК (рис. 4).

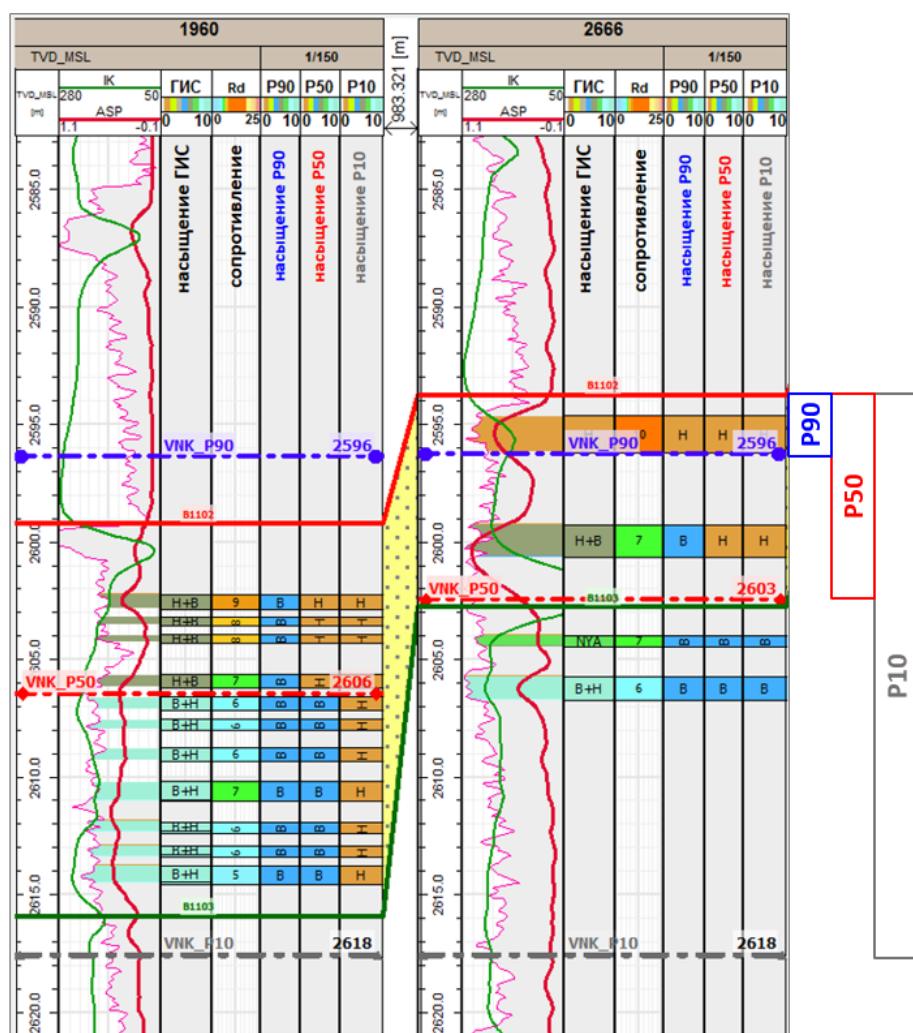


Рис. 4. Пример ранжирования характера насыщения по ГИС по сценариям P10-P50-P90

Fig. 4. Example of ranking the saturation character by geophysical well logging data according to P10-P50-P90 scenarios

Пессимистичный сценарий (Р90) соответствует минимально возможному объему залежи первого цикла (рис. 5), характер насыщения по ГИС – «нефть», «нефть+вода», ВНК – 2594 м, НГЗ в целом по участку по двум циклам

составили 1858 тыс. т. В рамках оптимистичного сценария (Р10) сделано допущение о нефтенасыщенности всех возможных вариантов насыщения по ГИС, кроме «вода», ВНК – 2618 м, НГЗ – 3100 тыс. т.

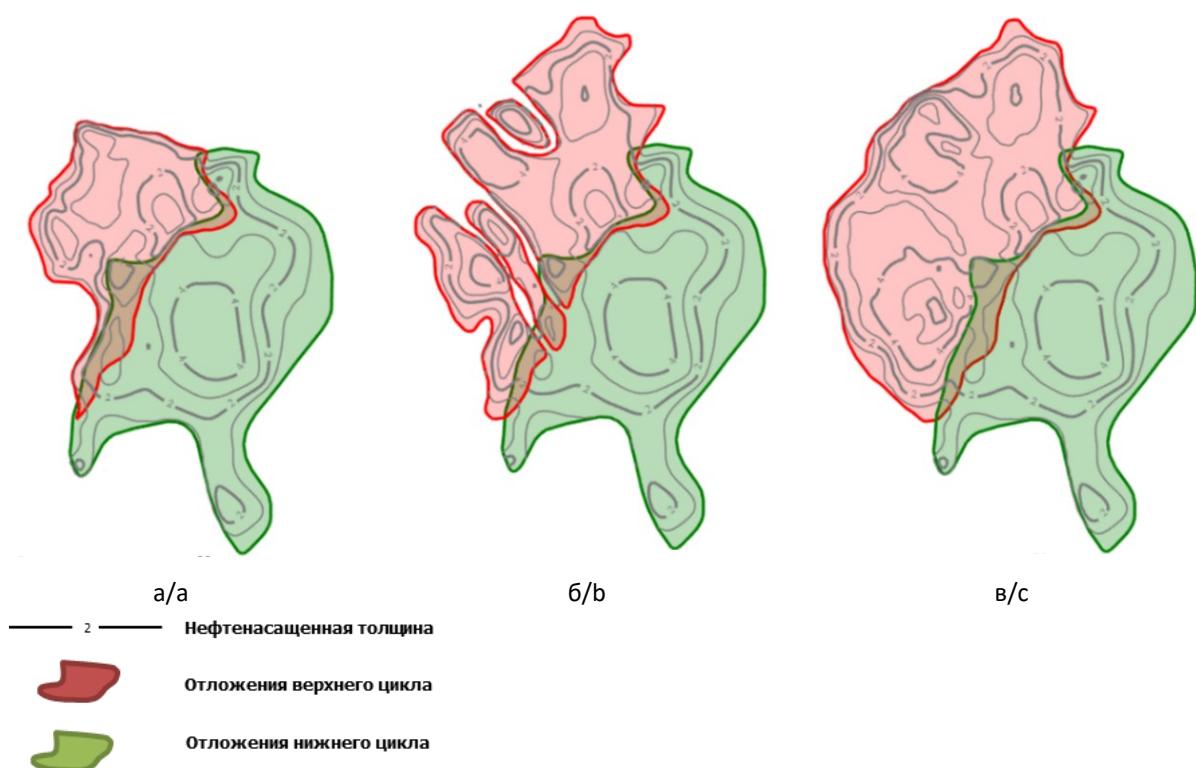


Рис. 5. Сопоставление распределения нефтенасыщенных толщин, конфигурации залежей и начальных геологических запасов по сценариям: а – обрисковый сценарий Р90; б – вероятный сценарий Р50; в – оптимистичный сценарий Р10

**Fig. 5. Comparison of distribution of oil-saturated thicknesses, configuration of reservoirs and initial geological reserves across different scenarios:
a – risked scenario P90; b – probable scenario P50; c – optimistic scenario P10**

Третий, наиболее вероятный (Р50) вариант реализации модели предусматривает детализацию представлений о концептуальной геологической модели верхнего цикла. Согласно данным сейсморазведки 3Д и ГИС в интервале пласта и информации по пластам-аналогам региона (БВ8 Повховского, Вынгапуринского месторождений, БС12 Пограничного и Холмогорского месторождений и др.)

отложения сформировались в процессе продвижения береговой линии вглубь бассейна и наращивания мелководного шельфа [9]. Песчаные разности представлены вытянутыми вдоль палеобереговой линии телами (вытянутые с юго-запада на северо-восток песчаные бары) и ориентированными перпендикулярно береговой линии зонами (тела разрывных течений северо-западного направления), см. рис. 3.

Отложения нижнего цикла представлены только баровыми отложениями с одним уверенным уровнем ВНК. Верхний цикл представлен отложениями баров и разрывных течений. Границы фациальных зон непроницаемы, формируют дополнительные экраны, поэтому в пределах верхнего цикла выделено 4 залежи с ВНК от 2594 м до 2618 м. НГЗ всех залежей составили 2472 тыс. т (см. рис. 5).

Разница в оценке количества начальных геологических запасов по сценариям составила:

- между оптимистичным и пессимистичным вариантами – 40%;
- между вероятным и оптимистичным вариантами – 20% относительно оптимистичной оценки.

Метод выбора системы разработки

Представленная изменчивость геологических параметров может значительно повлиять на точность прогноза добычи нефти и впоследствии – на технико-экономические показатели, которые будут использованы для определения целесообразности реализации проекта [10].

В связи с тем, что по объекту исследования выявлено наличие вероятности изменчивости геологического строения, в процессе проектирования системы разработки и формирования производственных планов эксплуатационного бурения, необходимо предусмотреть настолько гибкую систему расположения проектных скважин, которая в данных условиях позволит обеспечить рациональную выработку запасов нефти.

Для решения данного вопроса в работе рассмотрен поэтапный метод выбора системы разработки и определения конечной нефтеотдачи пласта в процессе разбуривания объекта:

I этап – поиск оптимального расположения скважин на базе вероятной (P50) ГМ;

II этап – оценка технологических показателей разработки с использованием гидродинамического моделирования (ГДМ) на базе вероятной (P50) ГМ. Выбор варианта с максимальной конечной нефтеотдачей [11].

III этап – учет рисков и неопределенностей геологического строения. Учет возможной неопределенности по проницаемости. Оценка технологических показателей выбранного варианта разработки на вариациях ГМ (P90, P50, P10);

IV этап – технико-экономическая оценка;

V этап – решения о целесообразности бурения скважин.

В процессе поиска наиболее оптимального варианта, с точки зрения характеристики вытеснения запасов, на первом этапе были рассмотрены варианты разработки с использованием рядных и площадных систем с различным заканчиванием скважин, которые применяются на объектах схожего типа Западно-Сибирского региона. За геологическую основу для стартовой оценки коэффициента извлечения нефти (КИН) выбрана вероятная ГМ (P50), см. рис. 6.

По результатам гидродинамического моделирования рассматриваемых вариантов разработки наибольшая конечная нефтеотдача (рис. 7) получена по варианту 6, который представляет собой организацию площадной комбинированной системы разработки на основе семиточечной, с использованием добывающих многозабойных скважин совместно с горизонтальными, расположенными в зонах с наилучшей проводимостью пласта (рис. 8).

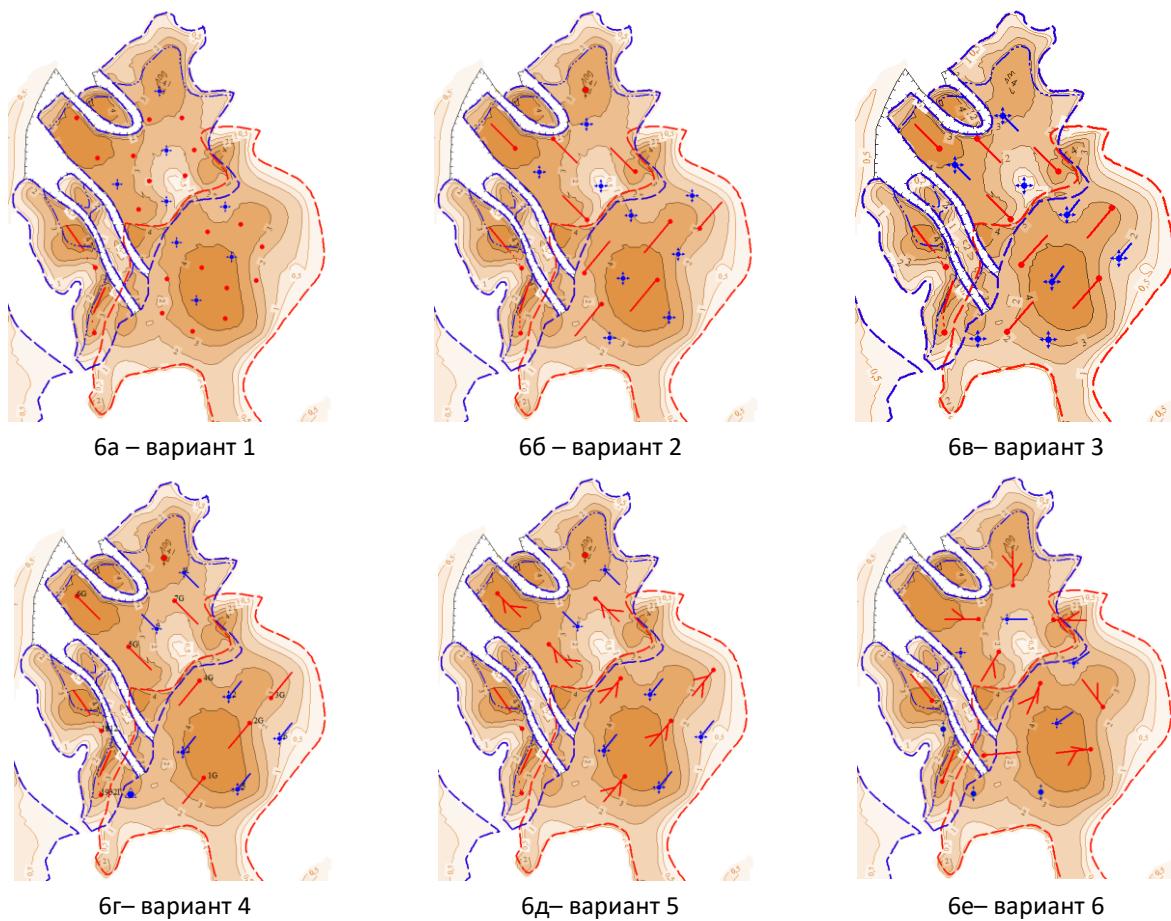


Рис. 6. Варианты размещения проектного фонда скважин (условные обозначения см. ниже на рис. 8)

Fig. 6. Options for placement of project well stock (for the legend, see Fig. 8 below)

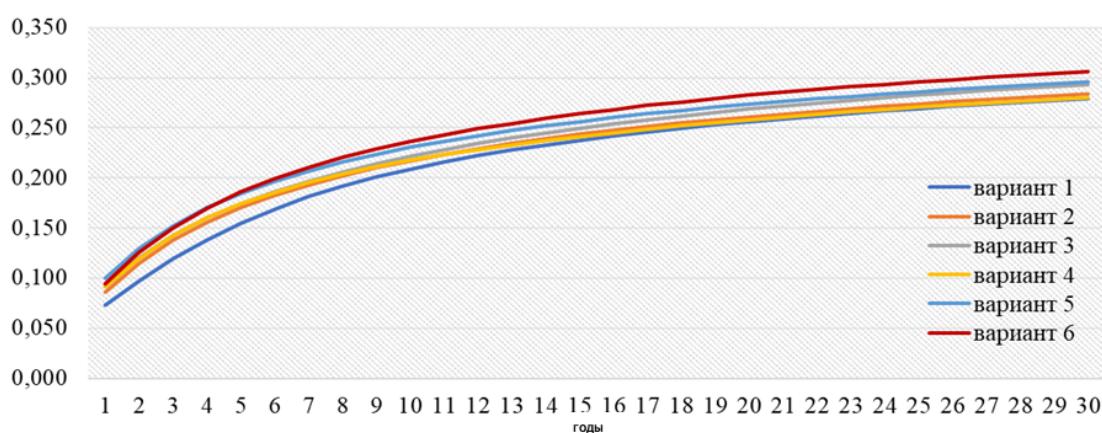


Рис. 7. Коэффициент извлечения нефти различных вариантов разработки

Fig. 7. Oil recovery factor for various development options

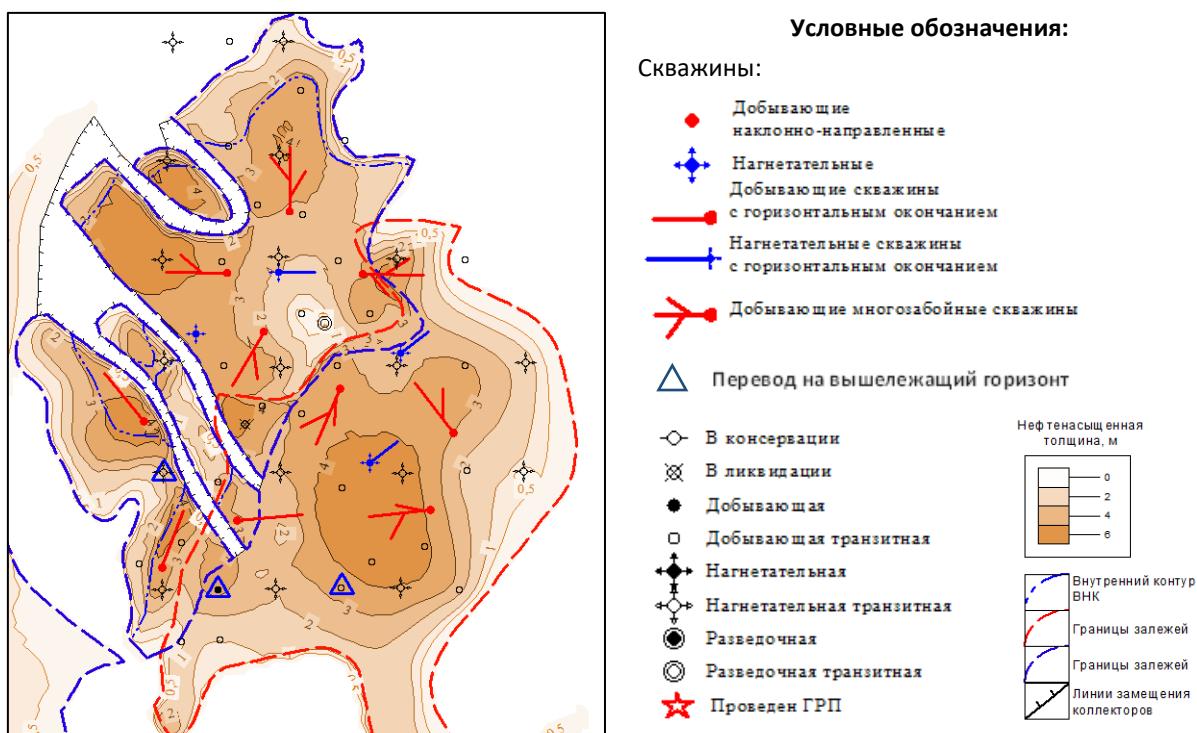


Рис. 8. Рекомендуемая система разработки с учетом наиболее вероятной геологической модели

Fig. 8. Recommended development system taking into account the most probable geological model

Данный результат достигнут за счет изменения конструкции добывающих и нагнетательных скважин, что привело к снижению общего фонда с 29 ед. (вариант 1) до 13 ед. (вариант 6) и, в свою очередь, позво-

лило увеличить коэффициент охвата (K_{oxv}) с 0,646 д. ед. (вариант 1) до 0,709 д. ед. (вариант 6), см. табл. 1. При увеличении K_{oxv} , более 0,709 д. ед., ухудшается технико-экономическая оценка проекта.

Табл.1. Коэффициенты извлечения нефти и коэффициенты охвата по рассматриваемым вариантам
Table 1. Oil recovery factors and coverage coefficients for considered options

Вариант	КИН, д. ед.	Кохв., д. ед.
1	0,279	0,646
2	0,284	0,657
3	0,293	0,679
4	0,280	0,649
5	0,296	0,685
6	0,306	0,709

Как было описано в первой части статьи, прогнозное отклонение коэффициента пористости может составить 0,1%, что не существенно и позволяет использовать зависимость $K_{\text{пр}} (K_p)$ в оценке входных параметров и накопленного профиля добычи. При этом необходимо учитывать, что

диапазон достоверности изменения коэффициента проницаемости по керну, пластовых аналогов неокомских нефтяных объектов ближайших разрабатываемых месторождений при одном и том же значении коэффициента пористости достаточно широк и составляет \pm один порядок [12].

Для проработки данного вопроса используется куб проницаемости ГДМ, который высчитывается на основе петрофизической зависимости Кпр (Кп) и на его основе определяются множители, при которых данная линия тренда будет описывать максимальную область, обусловленную флюктуацией параметра проницаемости. В дальнейшем на основе заданных множителей применяется модификатор вероятностного распределения – непрерывное равномерное и просчитываются возможные сценарные варианты гидродинамической модели путем интеграции в куб проницаемости.

В результате проведенного этапа работ исходная оценка накопленного объема добычи нефти в исследуемом объекте

изменяется как в отрицательную сторону (до -31%), так и в положительную (до +36%), относительно среднего значения проницаемости. Данный фактор позволяет учесть риски и выполнить оценку проекта в разных условиях накопленной добычи нефти при возможном преобразовании куба проницаемости.

На следующем этапе работа направлена на выбор оптимальной стратегии бурения скважин с учетом предполагаемых изменений геологических запасов нефти за счет возможного неподтверждения геометрии залежи, таких как P90, P50 и P10, так как актуализация геометрии залежи в процессе бурения скважин может существенно повлиять на эффективность процесса разработки (рис. 9).

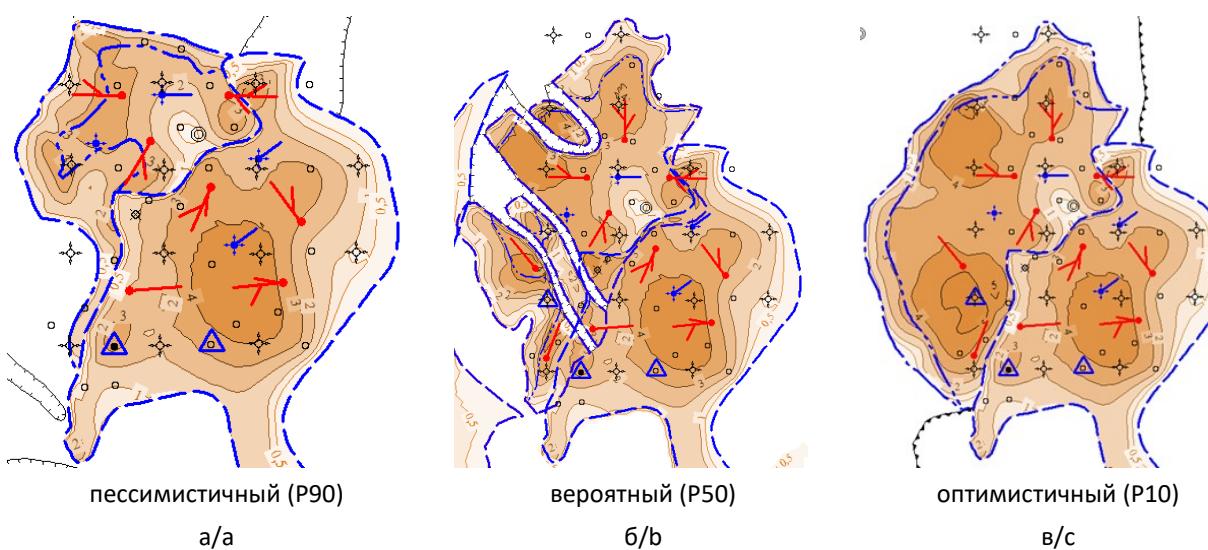


Рис. 9. Размещение проектного фонда скважин в различных геологических условиях по сценариям:
а – пессимистичный (P90); б – вероятный (P50); в – оптимистичный (P10)
(условные обозначения см. на рис. 8)

Fig. 9. Placement of projected well inventory in different geological conditions by scenarios:
a – pessimistic (P90); b – probable (P50); c – optimistic (P10)
(for the legend, see Fig. 8)

По итогу проведения технологических расчетов на ГДМ накопленный объем добычи нефти в варианте P90 составляет 624 тыс. т, по варианту

P10 – 949 тыс. т, что в свою очередь варьируется от -19% до +28% относительно вероятного варианта P50 (757 тыс. т).

Также при возможном различии контуров залежей необходимо учитывать оптимальное количество скважин для эксплуатационного бурения. В вариантах P50 и P10 проектный фонд составит 14 ед., при этом в пессимистичном варианте P90 проектный фонд снижается на 14% и составляет 11 скважин. В связи с чем на данной стадии работ определяется основной и резервный фонд скважин для последующей подготовки проектно-сметной документации на бурение кустовой площадки.

Актив является разрабатываемым, и интеграция данного актива планируется к уже существующей системе, которая имеет запас по пропускной способности, ввиду чего дополнительных затрат на видоизменение наземного оборудования (трубопроводов, насосных агрегатов, установки предварительного сброса воды, системы подготовки и т. д.) в рамках расчета экономики описанных выше вариантов не предусмотрено.

На основании полученных технологических расчетов выполнена экономическая оценка вариантов проекта, выявляющая их потенциальную рентабельность. В итоге по вероятному сценарию (ГМ P50) чистая приведенная стоимость (Net Present Value)

(NPV) – плюс 0,66 млн долл., по менее оптимистичному сценарию (ГМ P90) NPV – минус 1,1 млн долл., при оптимистичном сценарии (ГМ P10) NPV – плюс 2,9 млн долл. [13].

С целью определения потенциальной экономической эффективности проекта при всевозможных исходах было применено вероятностное моделирование NPV проекта (1000 реализаций) с использованием метода Монте-Карло (рис. 10). Гистограмма и график плотности распределения NPV демонстрирует небольшую асимметричность распределения с преобладанием положительных значений. Среднее NPV составило 0,8 млн долл. при стандартном отклонении 0,7 млн долл., что отражает умеренную неопределенность, связанную с вариативностью геологических параметров. Пик распределения соответствует наиболее вероятному сценарию P50, при этом 89% реализаций показывают положительный NPV, следовательно, риск убытков ограничен 11% в случае развития варианта P90. Максимальная доходность, как упомянуто раньше, достигает +2,9 млн долл. (P10), однако основная масса значений распределена в диапазоне от 0,1 до 1,5 млн долл. [14].

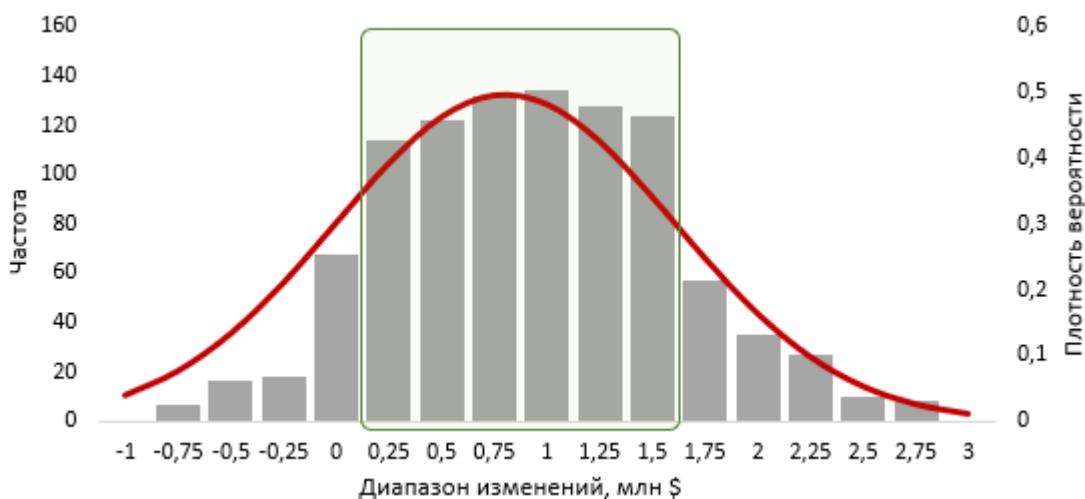


Рис. 10. Плотность распределения NPV в зависимости от геологического строения

Fig. 10. Density of NPV distribution depending on geological structure

Полученные данные подтверждают высокую рентабельность проекта при умеренном уровне риска при использовании рекомендуемой в данной работе системы разработки. Вероятность успешной реализации (89%) делает проект привлекательным для инвестиций.

С целью максимизации успешности подобных проектов на стадии фактической реализации рекомендуется основываться на методологии, описанной в работе [15], что в свою очередь позволит обеспечить достижение намеченного уровня добычи нефти при проектном темпе отбора.

Таким образом, в работе представлена методика, решающая актуальную проблему выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири.

Данная методика выбора системы разработки включает в себя несколько ключевых этапов:

1. На начальном этапе, в результате комплексного анализа геолого-геофизических и промысловых данных формируется геологическая основа, определяются ее критические неопределенности.

2. Далее, на основе наиболее вероятной реализации геологической модели, следует моделирование различных сценариев разработки, формируется прогноз добычи нефти при модернизации проектных решений.

3. Для оценки рисков неподтверждения априорных представлений о геологическом

строении целевого объекта в процессе бурения, производятся расчеты по прогнозу добычи с учетом возможной изменчивости по параметру проницаемости, а также в случае развития пессимистичного (ГМ Р90) или оптимистичного (ГМ Р10) вариантов.

4. На завершающем этапе выполняется оценка рентабельности полученной системы разработки на данном объекте и формируется решение о бурении скважин на кустовой площадке с учетом геологических неопределенностей.

Заключение

Создана концептуальная геологическая модель, учитывающая весь имеющийся на сегодняшний день комплекс геолого-геофизической информации по рассматриваемому участку разработки.

В рамках вероятностного подхода к оценке геологического строения и запасов целевого объекта применена сценарная оценка по трем вариантам геологического строения с различающимися уровнями ВНК: пессимистичный (ГМ Р90), оптимистичный (ГМ Р10) и вероятный (ГМ Р50).

Сформирована методика, решающая актуальную проблему выбора системы разработки с учетом неопределенностей геологического строения на примере неокомского объекта Западной Сибири.

Данную методику возможно использовать при принятии решений бурения скважин на новых кустовых площадках и определения оптимально-рентабельных условий эффективной разработки залежей.

Вклад авторов

Д.А. Розбаев – руководство исследованием, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Ю.В. Дмитриев – концептуализация, создание рукописи и ее редактирование.

А.А. Абдурагимов – концептуализация, проведение исследования, визуализация, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Г.Л. Розбаева – методология, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы утвердили окончательную версию статьи.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Сенцов А.Ю., Полякова Н.С., Грачев С.И. Оптимизация нового бурения в условиях геологической неопределенности геологической основы // Недропользование XXI век. 2019. № 5(81). С. 110–117. EDN: DHVIZY
2. Александров В.М. Построение концептуальных геологических моделей. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. 160 с. EDN: UYNEUJ
3. Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ерилов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома / Науч. ред. А.Н. Дмитриевский. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. 200 с.
4. Меледин А.С., Белкина В.А. Геологическое строение пластов БВ₁₀₋₁₁ по комплексу геолого-промышленных данных // Территория Нефтегаз. 2018. № 1–2. С. 32–38. EDN: YSDAVU
5. Колоколова И.В., Попова М.Н. Новые критерии выделения и прогноза перспективных природных резервуаров углеводородов по данным геофизических методов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5(78). С. 26–33. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2020-10096>
6. Сенцов А.Ю., Крамар О.В., Овчинникова Е.И., Арефьев С.В. От оценки геологической неопределенности к стратегии разбуривания участка (опыт применения подхода при планировании бурения на пласты АВ₁₋₂ Нивагальского месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 10. С. 50–58. EDN: SUCNRJ
7. Потапов Д.В., Ефремова Е.И. Анализ геологических рисков на этапе оценки запасов с целью повышения эффективности освоения актива // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18, № 1. С. 6. EDN: GUATEE
8. Белкина В.А., Антипин Я.О., Забоеva А.А. Построение трехмерных моделей нефтенасыщенности. Основные проблемы и подходы к их решению // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг ресурсов. 2021. Т. 332, № 9. С. 223–237. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/9/3371>
9. Билинчук А.В., Ситников А.Н., Бочков А.С. и др. Комплексное управление разработкой на основе концептуального геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2012. № 12. С. 32–35. EDN: PJEAGP
10. Калиберов И.А., Топалова Т. Э., Попов А.Е. и др. Оптимизация проектных решений разработки нефтегазовых залежей в условиях высоких геологических неопределенностей // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7(108). С. 76–83. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-76-83>
11. Жук А.М., Саяхов В.А. Гидродинамическая модель нефтяного месторождения: создание, адаптация, прогноз // Известия Томского политехнического университета. Промышленная кибернетика. 2025. Т. 3, № 1. С 8–12. <https://doi.org/10.18799/29495407/2025/1/82>

12. *Тиаб Дж., Дональсон Э.Ч.* Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Пер. с англ. М.Д. Углова; под ред. В.И. Петерсилье, Г.А. Былевского. М.: Премиум-Инжиниринг, 2009. 838-с. EDN: QK1UEL
13. *Ахмедова Т.М.* Критерии оценки инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей промышленности и их характерные особенности // Креативная экономика. 2021. Т. 15, № 5. С. 2201–2226. <https://doi.org/10.18334/ce.15.5.112089>
14. *Леонтьева Л.С., Макарова Е.Б.* Особенности динамического анализа неопределенности и рисков проектов нефтегазодобывающего сектора // Журнал прикладных исследований. 2021. № 3-3. С. 37–46. https://doi.org/10.47576/2712-7516_2021_3_3_37
15. *Розбаев Д.А.* Анализ реализуемой системы заводнения на основе методики выявления непроизводительной закачки воды // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 6(132). С. 69–74. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6\(132\)-69-74](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6(132)-69-74)

Информация об авторах

Дмитрий Алимович Розбаев – начальник управления, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5191-8033; e-mail: Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

Юрий Вячеславович Дмитриев – главный специалист, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; e-mail: Yuriy.Dmitriev@lukoil.com

Абдурагим Абдуллабекович Абдурагимов – инженер 2-й категории, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Тюмень, Россия; e-mail: abduragim.abduragimov@lukoil.com

Галина Леонидовна Розбаева – канд. геол.-минерал. наук, доцент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; SPIN-код: 7566-1492, <https://orcid.org/0009-0009-5051-6877>; e-mail: rozbaevagl@tyuiu.ru

Поступила в редакцию 13.05.2025

Принята к публикации 08.12.2025

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

The method of selecting a development system taking into account the uncertainties of the geological structure: Case study of a Neocomian object in Western Siberia

Dmitry A. Rozbaev¹✉, Yury V. Dmitriev¹, Abduragim A. Abduragimov¹, Galina L. Rozbaeva²

1 – LUKOIL-Engineering LLC, 143a Respubliki St., Tyumen, 625026, Russia

2 – Industrial University of Tyumen, 38 Volodarskogo St, Tyumen, 625000, Russia

Abstract. *Background.* The article is devoted to the urgent problem of the unreliability of the forecast of reserves of the nonindustrial category and the deterioration of reservoir porosity and permeability while drilling is carried out in accordance with the Design and Technology Document, and the need for significant adjustments to drilling goals based on the results of well logging and the development of new wells. *Objective.* To develop a method that minimizes the risk of making erroneous decisions based on available source data, as well as to improve the accuracy of forecasting hydrocarbon production dynamics and determine optimal strategies for the placement of production wells. *Materials and methods.* Based on the case study of one of the Neocomian oil-bearing complexes in Western Siberia, several scenarios for the possible implementation of a conceptual geological model are considered. Standard approaches to geological mapping and interpretation of well logging data are used, supplemented by methods of statistical analysis, spatial modeling and computational hydrodynamics. To improve the assessment precision, modern tools for digital data processing and computer modeling of filtration processes are applied. *Results.* An option for solving the problem of assessing uncertainties and risks in the planning of development in undeveloped areas is considered. We show that a multivariate geological model should be the basis for designing and managing the development of a field. The digital filtration models created on this basis made it possible to assess the impact of geological uncertainties and various development systems on the final oil recovery from the reservoir. *Conclusions.* The proposed method makes it possible to assess the extremes of economic indicators depending on the degree of uncertainty of factors, which are key criteria when deciding on the implementation of drilling at the research site.

Keywords: geological model, oil–water contact, development system, horizontal wells, multihole wells, variability, oil recovery

Funding: the work received no funding.

For citation: Rozbaev D.A., Dmitriev Yu.V., Abduragimov A.A., Rozbaeva G.L. The method of selecting a development system taking into account the uncertainties of the geological structure: Case study of a Neocomian object in Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas.* 2025. Vol. 16, No. 4. P. 564–581. (In Russ.).

✉ Dmitry A. Rozbaev, Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

© Rozbaev D.A., Dmitriev Yu.V., Abduragimov A.A., Rozbaeva G.L., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Dmitry A. Rozbaev – supervision, writing – original draft, writing – review & editing.

Yury V. Dmitriev – conceptualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Abduragim A. Abduragimov – conceptualization, investigation, visualization, writing – original draft, writing – review & editing.

Galina L. Rozbaeva – methodology, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the article.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Sentsov A.Yu., Polyakova N.S., Grachev S.I. Optimization of new drilling in the face of uncertain geological framework. *Nedpropolzovanie XXI vek.* 2019. No. 5(81). P. 110–117. (In Russ.).
2. Aleksandrov V.M. *Construction of Conceptual Geological Models.* Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. 160 p. (In Russ.).
3. Karogodin Yu.N., Kazankinov V.A., Rylkov S.A., Yershov S.V. *Northern Ob' Region, West Siberia. Geology and Petroliferous Potential of Neocomian System*, ed. by A.N. Dmitrievskii. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2000. 200 p. (In Russ.).
4. Meledin A.S., Belkina V.A. Geological structure of the BV₁₀₋₁₁ horizons by the complex of field-geologic data. *Territorija Neftegaz.* 2018. No. 1–2. P. 32–38. (In Russ.).
5. Kolokolova I.V., Popova M.N. New criteria of the extraction and forecast of perspective hydrocarbon natural reservoirs according to the geophysical methods data. *Exposition Oil Gas.* 2020. No. 5(78). P. 26–33. (In Russ.).
6. Sentsov A.Yu., Kramar O.V., Ovchinnikova E.I., Arefiev S.V. From geological uncertainty assessment towards strategy of a field's part drilling (experience of the approach application when planning drilling of AV₁₋₂ formations of Nivagalsky field). *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2014. No. 10. P. 50–58. (In Russ.).
7. Potapov D.V., Efremova E.O. Analysis of geological risks at the stage of reserves assessment in order to increase the asset development efficiency. *Neftegazovaia Geologija. Teoriya i praktika.* 2023. Vol. 18, No. 1. P. 6. (In Russ.).
8. Belkina V.A., Antipin Ya.O., Zaboeva A.A. Building three-dimensional models of oil saturation. Main problems and approaches to their solution. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering.* 2021. Vol. 332, No. 9. P. 223–237. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/9/3371>
9. Bilinchuk A.V., Sitnikov A.N., Bochkov A.S. et al. Integrated control of fields development on the base of conceptual geological modeling. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2012. No. 12. P. 32–35. (In Russ.).
10. Kaliberov I.A., Topalova T. E., Popov A.E. et al. Field development plan optimization in conditions of high geological uncertainties. *Exposition Oil Gas.* 2024. No. 7(108). P. 76–83. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-7-76-83>

11. Zhuk A.M., Sayakhov V.A. Hydrodynamic model of oil field: creation, adaptation, forecast. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Industrial Cybernetics.* 2025. Vol. 3, No. 1. P. 8–12. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/29495407/2025/1/82>
12. Tiab J., Donaldson E.C. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.* Boston, MA: Gulf Professional, 2004. 889 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-7711-0.X5000-2>
13. Akhmedova T.M. Criteria for evaluating investment projects in the oil and gas industry and their particularities. *Kreativnaya ekonomika.* 2021. Vol. 15, No. 5. P. 2201–2226. (In Russ.). <https://doi.org/10.18334/ce.15.5.112089>
14. Leontyeva L.S., Makarova E.B. Features of the dynamic analysis of uncertainty and risks of projects in the oil and gas production sector. *Journal of Applied Research.* 2021. No. 3-3. P. 37–46. (In Russ.). https://doi.org/10.47576/2712-7516_2021_3_3_37
15. Rozbaev D.A. Analysis of the field reservoir pressure maintenance system being implemented based on the methodology for identifying unproductive water injection. *Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex.* 2022. No. 6(132). P. 69–74. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6\(132\)-69-74](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-6(132)-69-74)

Information about the authors

Dmitry A. Rozbaev – Head of Department, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; e-mail: Dmitry.Rozbaev@lukoil.com

Yury V. Dmitriev – Chief Specialist, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; e-mail: Yuriy.Dmitriev@lukoil.com

Abduragim A. Abduragimov – Second Category Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Tyumen, Russia; e-mail: abduragim.abduragimov@lukoil.com

Galina L. Rozbaeva – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-5051-6877>; e-mail: rozbaevagl@tyuiu.ru

Received 13 May 2025

Accepted 8 December 2025