

Актуальные подходы к геологическому моделированию и оценке запасов ачимовских залежей для задач опытно-промышленной разработки

Деньгина Ю.А., Жилин Е.Н., Смирнова Е.В.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена вопросам геологического моделирования ачимовских залежей нефти в случае отсутствия уверенного уровня водонефтяного контакта и выявления высоких переходных зон насыщения. Описаны варианты получения подсчетных параметров из модели и оценки запасов по залежи. На практическом примере показаны слабые стороны моделирования ачимовской залежи общепринятым методом для традиционных коллекторов. Рекомендован подход, оптимальный с точки зрения проектирования и реализации опытно-промышленных работ на начальной стадии изученности объекта в условиях низкой и неравномерной разбуренности. В предложенном варианте перспективы распространения нефтеносности не ограничиваются эффективными толщами, зажатыми между поверхностями кровли коллектора и ВНК. Подход позволяет на начальной стадии разбуренности избежать условного дробления пласта на пакки для воспроизведения неоднородного насыщения по разрезу, выполнить оценку ресурсов с учетом максимального объема петрофизических и геолого-геофизических данных и сохранения структуры насыщения, характерной для ачимовки. Использование полученных результатов для проектирования ОПР дает больше возможностей для проработки вариантов, подбора технологий, повышает достоверность расчета входных и накопленных технологических показателей.

Материалы и методы

После предварительного анализа методов моделирования и консолидации всей имеющейся геологической информации с помощью специализированного программного обеспечения построен куб характера насыщения ачимовских отложений с применением интерполяционных методов интерполяции

моделирования без учета ЗЧВ, но с возможным заданием других выявленных зависимостей и трендов.

Ключевые слова

ачимовская толща, литологическая неоднородность, геологическое моделирование, зеркало чистой воды, ТРИЗ

Для цитирования

Деньгина Ю.А., Жилин Е.Н., Смирнова Е.В. Актуальные подходы к геологическому моделированию и оценке запасов ачимовских залежей для задач опытно-промышленной разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-22-26

Поступила в редакцию: 24.07.2026

GEOLOGY

UDC 550.8 | Original Paper

Current approaches to geological modeling and reserve estimation of Achimov deposits for pilot-scale development purposes

Dengina Y.A., Zhilin E.N., Smirnova E.V.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

This article addresses the geological modeling of Achimov oil reservoirs characterized by the absence of a reliable oil-water contact level and the presence of extensive transition zones. It describes methods for deriving volumetric parameters from the model and estimating reservoir reserves. A practical example illustrates the limitations of modeling Achimov reservoirs using standard techniques designed for conventional reservoirs. The study recommends an approach optimized for the design and execution of pilot-scale operations during the early stages of field appraisal, particularly under conditions of sparse and uneven well coverage. In the proposed approach, the potential extent of oil-bearing zones is not limited to the net pay thickness confined between the reservoir top and the oil-water contact (OWC). At the initial stage of field development, this method avoids the arbitrary subdivision of the formation into discrete units to represent vertical saturation heterogeneity; instead, it enables resource assessment that incorporates the full range of petrophysical and geological-geophysical data while preserving the saturation structure characteristic of the Achimov deposits. Using the obtained results to design pilot development projects offers greater scope for evaluating options and selecting technologies, while also enhancing the reliability of calculations regarding input and cumulative technological indicators.

Materials and methods

Following a preliminary analysis of modeling methods and the consolidation of all available geological data using specialized software, a saturation-character cube for the Achimov deposits was constructed; this process employed interpolation-based modeling methods that excluded the oil-water contact (OWC) zone but allowed for the incorporation of other identified dependencies and trends.

Keywords

object modeling, geological modeling, seismic survey, Achimov deposits, facies, channels, fanes

For citation

Dengina Y.A., Zhilin E.N., Smirnova E.V. Current approaches to geological modeling and reserve estimation of Achimov deposits for pilot-scale development purposes. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 22–26. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-22-26

Received: 24.07.2026

Актуальность

На протяжении нескольких десятков лет популярным инструментом для оценки запасов, проектирования разработки месторождений является трехмерная геологическая модель продуктивного пласта. Прогностические свойства модели напрямую зависят от качества и детальности изучения продуктивного пласта геолого-геофизическими и промысловыми методами, количества пробуренных скважин, достоверности принятой концептуальной модели. Также важную роль в создании геологической модели играет алгоритм моделирования. При высокой плотности скважинных материалов в совокупности с высокоточными сейсморазведочными данными выбор алгоритма моделирования будет влиять минимально, достаточно придерживаться общепринятых рекомендаций и контроля качества. При низкой плотности скважин и «редкой» сети сейсморазведочных работ (СРР) воспроизвести литологическую неоднородность сложнопостроенных коллекторов традиционными методами практически невозможно, а значит, разница при моделировании разными методами на основе одних и тех же данных будет существенной. Это касается как континентальных отложений, так отложений подводных конусов выноса, когда уже на начальной стадии разведки есть понимание, что распространение коллектора будет подчиняться закономерностям и особенностям осадконакопления конкретной исследуемой территории и связано с деятельностью русловых потоков [1, 2].

В таких ситуациях на помощь приходят методы стохастического моделирования геологических объектов. При этом важно, чтобы усложнение подходов и алгоритмов моделирования не повлекло за собой увеличения времени счета и ограничений в актуализации модели при появлении новых данных. Выбор оптимального алгоритма моделирования позволяет учесть материалы скважин, воспроизвести литологическую неоднородность, снизить погрешность результата.

Задача данной работы показать на примере разведываемого участка изменение подхода к моделированию в связи с получением новых данных СРР, описать алгоритм расчета и показать повышение прогнозных качеств модели.

Введение

Достоверность определения средних петрофизических параметров и запасов залежи — важная часть успешного и эффективного планирования разработки, оценки экономических показателей проекта. Ачимовские отложения входят в список наиболее проблемных с геологической точки зрения из-за сложности прогнозирования нефтенасыщенности и гидродинамической связанности коллекторов [3]. Модели ачимовских залежей, построенные по классическим подходам с обоснованием ВНК на основе результатов испытаний, зачастую не отражают истинную структуру запасов как внутри оконтуренной залежи, так и в толще коллекторов, расположенных ниже принимаемого ВНК, где остаются пропущенные нефтенасыщенные интервалы. На данный момент не существует методики, которая позволила бы воспроизвести геологическую модель залежи в ачимовских отложениях с учетом всего имеющегося комплекса геолого-геофизической информации без исключения части данных по коллектору в области определения насыщения и характера притока.

Причины заключаются в том что большинство известных залежей углеводородов, расположенные в ачимовской толще, характеризуются наличием ряда особенностей:

- ФЕС коллекторов имеют широкий диапазон проницаемости — 0,01–100 мД с преобладанием проницаемости менее 2 мД, что влечет неопределенности при испытании скважин без гидроразрыва пласта;
- залежи представлены литологически экранированными залежами с условным оконтуриванием по данным сейсмики;
- ачимовские отложения имеют низкую результативность стандартных методов геофизических исследований скважин, приводящую к сложности в оценке эффективных толщин, коэффициента нефтенасыщенности;
- на начальное насыщение оказывает значительное влияние макро и микро неоднородность, вторичные преобразования в поровом пространстве.
- отмечаются высокие переходные зоны насыщения, моделирование которых осложняется неоднозначностью определения зеркал чистой воды и уровней водо-нефтяного контакта.

Все вышеперечисленное оказывает значительное влияние на определение параметров залежи (ННТ, Кн) и величины запасов. Тем не менее, запасы в отложениях ачимовской толщи оцениваются объемным методом с осреднением параметров по жестко, но условно геометризированной залежи.

Основная часть

На данный момент существует не так много методик для оценки запасов ачимовских отложений, а именно: классический объемный метод [2], методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта [4], методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях [5]. Каждая из методик характеризуется своими плюсами и минусами. Распространенный, понятный и регламентированный классический метод приводит к упрощению модели залежи или к излишней субъективной детализации ГМ.

Новые методики для оценки ТРИЗ начали развиваться с 2013 г.

Таким образом, действующие в настоящее время подходы к моделированию приводят к следующим проблемам:

1. Идеализация строения залежи;
2. Неучет линзовидности, слоистости отложений;
3. Неучет изменчивости Кпр в разрезе;
4. Неучет неоднородности насыщения в разрезе при высокой изменчивости проницаемости;
5. Значительное завышение насыщения по капиллярной модели в условиях неопределенности ЗЧВ в неразбуренных участках, наиболее приподнятых по гипсометрии.

Ачимовские отложения представляют собой глубоководные конуса выноса осадков — комплексы лопастей. Лопasti состоят из пяти структурообразующих элементов: слой, элемент лопасти, лопасть и комплекс лопастей, разделенных глинистыми перемычками (рис. 1). По опубликованным материалам выдержанные прослои алевролитов глинистых и аргиллитов мощностью более 20 см могут являться гидродинамическими барьерами. В отложениях ряда пластов встречаются песчаники с карбонатным цементом мощностью до 2 м, которые также

Табл. 1. Сопоставление методик оценки запасов
Tab. 1. Comparison of reserve estimation methods

Метод оценки запасов с подходами к геометризации		Плюсы	Минусы
Классика	Объемный метод	Распространенный, понятный. Регламентированный.	Упрощение модели залежи или необходимость излишней (субъективной) детализации ГМ
Баженов	Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (01.01.2022 г)	Применяются условные «не геологические» элементы для ограничения залежей	Не применим к ачимовке
Доманик	Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (17.11.2023 г)	Объектами подсчета запасов в доманиковых продуктивных отложениях являются интервалы, в которых нефть находится в рассеянном состоянии и петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти, в основном, после проведения гидроразрыва или других методов стимуляции притока	В доманиковых продуктивных отложениях при подсчете запасов выделяется только чисто нефтяная зона

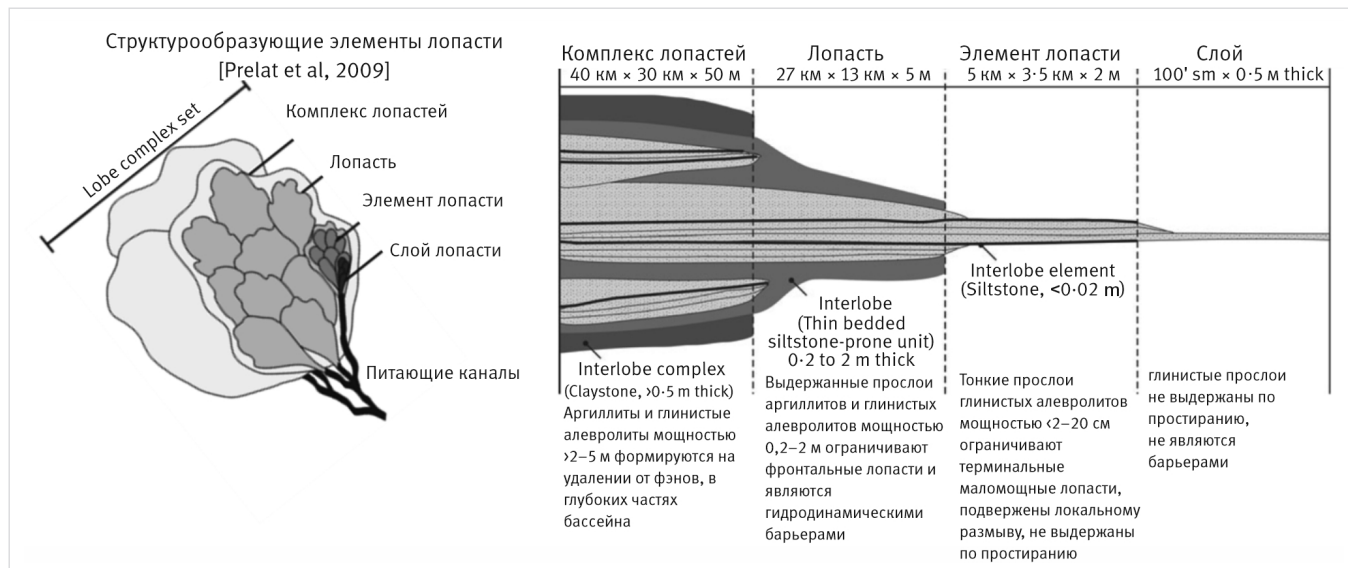


Рис. 1. Строение ачимовских отложений
Fig. 1. Structure of the Achimov deposits

будут служить флюидопорами при выдержанности латерального распространения. Интервал коллектора, кажущийся монолитным, представляет собой комплекс слоев с разной проницаемостью. Разница обусловлена не только самим процессом осадконакопления, но и дальнейшим уплотнением осадка, вторичным преобразованием.

Следует заметить, что несмотря на общие понятия, на каждой территории есть свои нюансы строения ачимовской толщи, связанные с особенностями палеорельефа, частотой и амплитудой колебаний уровня моря, расстоянием до источников сноса, строением шельфовой и береговой зоны, и прочими факторами [6, 7]. Таким образом, процесс осадконакопления определяет высокую неоднородность изучаемых отложений и изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в разрезе и по площади. Решение задачи изучения и прогнозирования литологической неоднородности становится в данном случае ключевым процессом. Но уже на уровне изучения лопастей геолог сталкивается с ограничением разрешающей способности основного вида исследований — сейсморазведки. В какой-то части проблему помогает решать комплексирование видов исследований: СРР, ГИС, керн, тем не менее при моделировании межскважинного пространства на этом этапе начинает влиять субъективизм и ощущается нехватка проработанных методик по петрофизическому и геологическому моделированию ачимовских коллекторов с ТРИЗ.

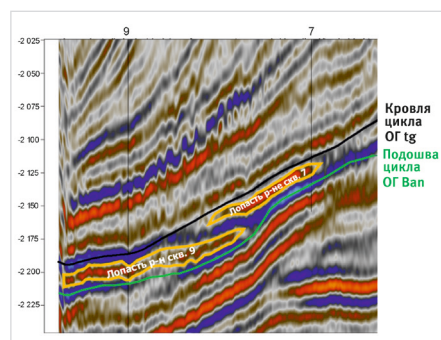


Рис. 2. Временной сейсмический разрез
Fig. 2. Seismic time section

Объект и методы исследования

При работе с сейсмическим материалом используются общепринятые методики и процедуры, позволяющие решить задачи интерпретации отложений фондаформы, к которым относится ачимовская толща [8]. На примере одного из месторождений Западной Сибири показано, что на основе 3d СРР прослежены все уверенные ОГ, приуроченные к крупным комплексам: урьевский, тагринский, лобазный. Кроме того в полуавтоматическом режиме прослежено несколько дополнительных горизонтов внутри комплекса. На временных разрезах видна внутренняя неоднородность

выделенных объектов (рис. 2), но проследить более детально локальные горизонты невозможно из-за прерывистости фаз, связанной с разрушением слоев осадка врезанием транспортировочных каналов. Поскольку ручное прослеживание локальных горизонтов вносит дополнительную неопределенность, детализация линз далее не выполнялась.

Выделение линз в полуавтоматическом режиме обосновано материалами ГИС и керна. По разрезу пласта наблюдается изменение УЭС коллекторов и Кн. По керну отмечается слоистое и неравномерное свечение коллектора, связанное с

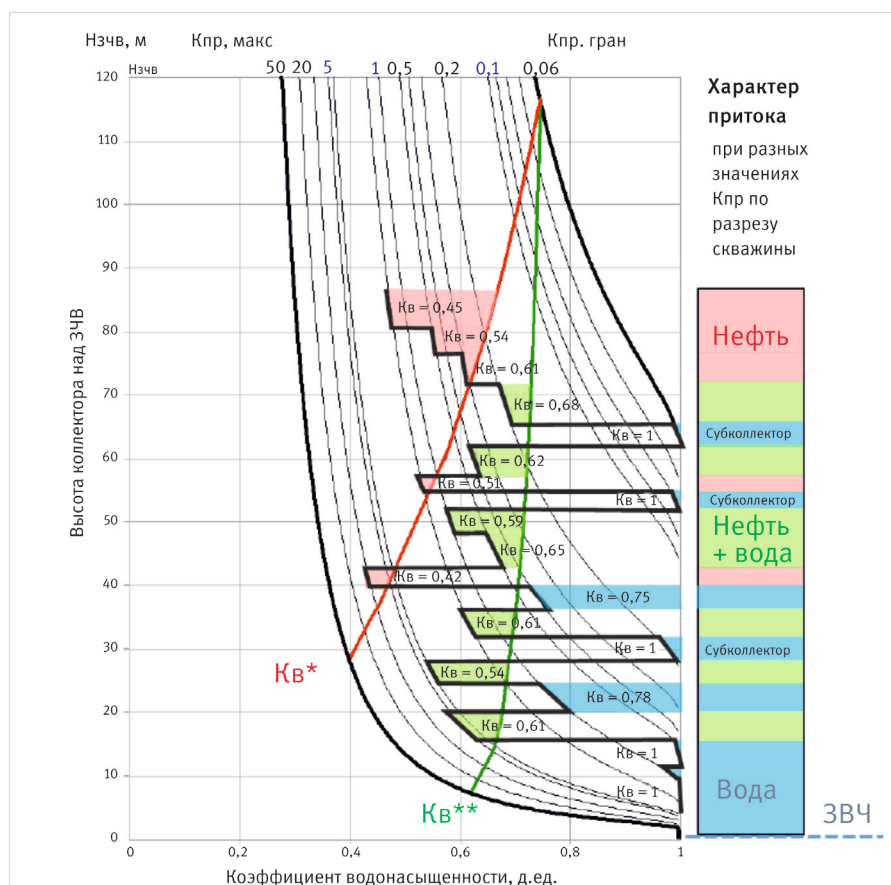


Рис. 3. Зависимость K_v от уровня над ЗЧВ и ФЕС [9]
Fig. 3 Dependence of Sw on the level above the FWL and FES [9]

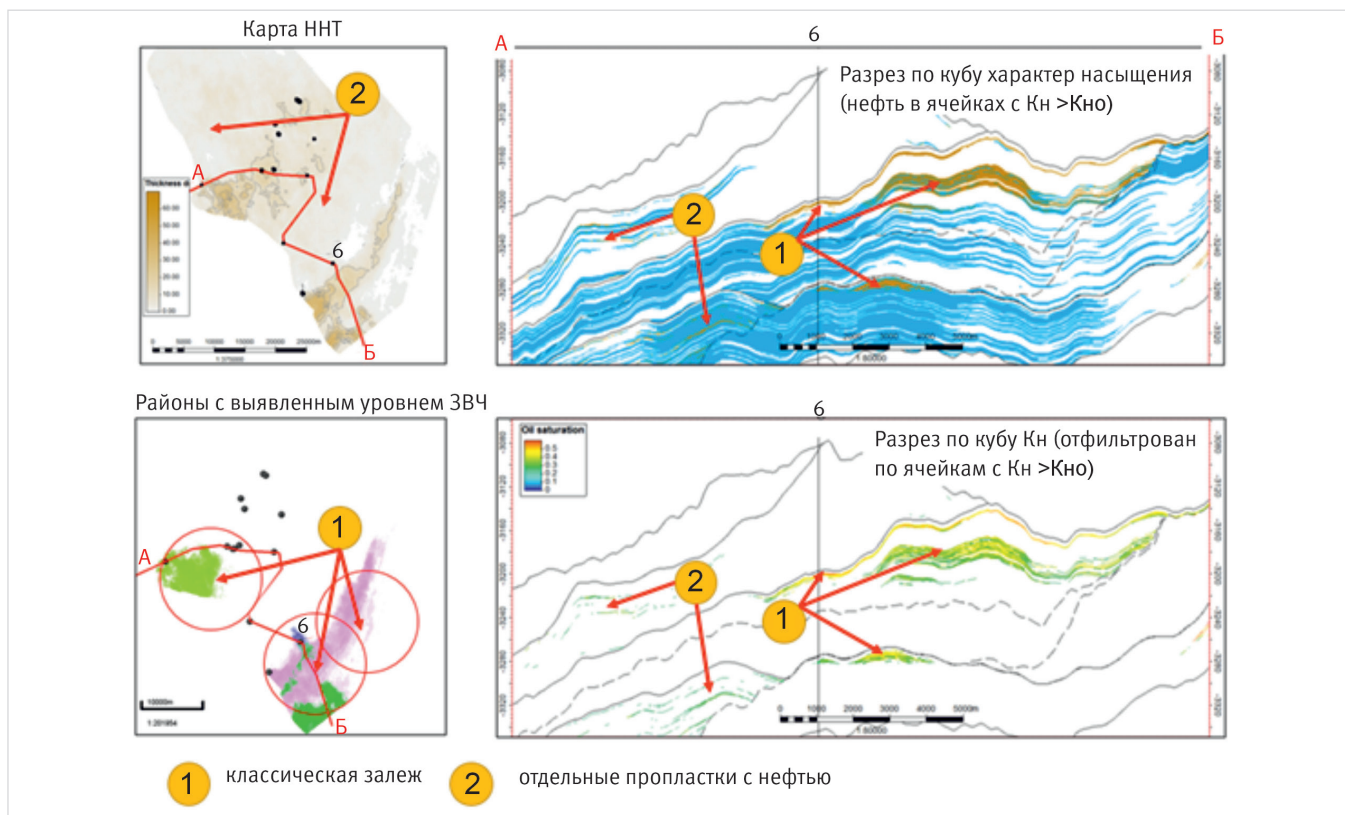


Рис. 4. Варианты моделирования насыщенности и оценки запасов в 3D геологической модели
Fig. 4. Approaches to saturation modeling and reserve estimation in a 3D geological model

изменением ФЕС. Свечение хорошо согласуется с результатами ОПК, поэтому считаем, что оно отражает истинное насыщение слоев коллектора.

При анализе капиллярных исследований в отложениях изучаемой толщи установлено, что:

1. В разрезе пласта, вскрытом скважиной, могут чередоваться пропластки с подвижной и неподвижной нефтью над ЗЧВ (рис. 3);
2. Залежь может полностью представлять собой переходную зону с недонасыщенным коллектором;
3. Недонасыщенный коллектор обеспечивает двухфазный приток нефти с водой или приток воды.

В этой связи возникает необходимость построения кубов K_v/K_n по капиллярной функции от ЗЧВ без задания условной поверхности ВНК.

Однако не всегда изменение в разрезе УЭС, K_n , насыщения по керну описывается капиллярной моделью. Причиной этого может служить наличие дополнительных несвязанных пачек в разрезе. Соответственно нет возможности достоверно установить единый уровень ЗЧВ, а для подбора разных зеркал требуется ввести условные границы подобъектов (пачек). Но поскольку прогноз распространения границ этих пачек по площади находится за пределами разрешающей способности СРР, то построения принимают условный статус.

В такой ситуации альтернативным решением является отказ от условных границ и применение интерполяционных методов моделирования без учета ЗЧВ, но с возможным заданием других выявленных зависимостей и трендов.

Неопределенность в моделировании и оценке объемов останется и будет

результатом математического моделирования на имеющихся данных по скважинам, без влияния человеческого фактора.

Обсуждение

В использованном подходе основные неопределенности — это принимаемое значение остаточной нефтенасыщенности, площадной тренд насыщения, зависящий от K_n -Кпр.

Остаточная нефтенасыщенность определяется капиллярными силами. Чем меньше радиус капилляра (проницаемость), тем выше остаточная нефтенасыщенность.

Однако при использовании газовых МУН, снижение межфазного натяжения в зоне смешения при закачке газа позволяет достигнуть коэффициента вытеснения более 80 %. При классическом же подходе к оценке запасов вносятся технические ограничения, «программируются» перспективы разработки, что оказывает негативное влияние на оценку объемов ТРИЗ в районах, где не определены технологии добычи.

Поэтому авторы рекомендуют считать геологические запасы в объеме коллекторов с $K_n > 0$. Соответственно параметры также должны осредняться на этот объем. Достоинство трехмерных геолого-гидродинамических моделей относительно двухмерных — это неограниченные возможности в подходах к оценке подвижных запасов и параметров с фильтрами по разным условиям.

Помимо этого существует неопределенность электрической модели насыщения, связанная с латеральным и вертикальным изменением минерализации пластовой воды и локализацией зон одинаковых значений минерализации.

Решение вышеперечисленных задач будет способствовать повышению достоверности оценки геологических запасов, их структуры, а также пониманию объемов подвижных

запасов в зависимости от применяемых технологий. Благодаря этому появится возможность выбора наиболее эффективных технологий разработки ачимовских залежей, в том числе низкопроницаемых и недонасыщенных коллекторов.

Итоги

Комплексный анализ материалов исследуемого объекта позволил выделить несколько зон коллекторов, приуроченных к кровельным частям комплексов, имеющих связь насыщения с гипсометрией и ФЕС. В районах, ограниченных по СРР линз пластов с установленными ЗЧВ, куб K_n смоделирован по капиллярной функции. В остальных районах куб K_n смоделирован интерполяционным методом с применением в качестве тренда куба Кпр (рис. 4). Карты толщин строились после фильтрации ячеек по значению $K_n > K_{no}$.

Благодаря учету капиллярного тренда в модели сохранились интервалы с низкой насыщенностью, залегающие в кровле залежей, которые впоследствии будут определять обводненность продукции.

В то же время интерполяция параметра K_n в зонах неопределенности показывает возможность выявления или распространения продуктивных пропластков аналогичных вскрытым в скважинах.

Выводы

В ходе работы получены следующие выводы:

- Для изучения залежей ТРИЗ необходимо комплексировать и использовать всю имеющуюся геологическую информацию;
- В условиях недонасыщенного коллектора или слоистого насыщения достоверное выделение поверхности ВНК не представляется возможным;
- Моделирование K_n от ЗЧВ и оценка запасов с отсеком ячеек с $K_n < K_{no}$ для

разных вариантов Кно позволит точнее оценить запасы нефти в разрезе;

- В результате применения предложенного метода в разрезе сохраняются водонасыщенные маломощные коллектора, вовлечение которых в разработку после ГРП неизбежно. Оценка стартовой обводненности представляется более достоверной;
- Разным технологиям будут соответствовать разные подвижные запасы (Кно);
- Описанный подход позволяет методически верно проводить оценку запасов.

Литература

1. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes. *Sedimentary Geology*, 2010, Vol. 232, issue 1-2, P. 66–76. (In Eng).
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа

объемным методом. М.: ФБУ «ГКЗ», 2025. 644 с.

3. Махмутов И.Р., Туренко С.К. Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16. № 2. С. 204–220.
4. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: ФБУ «ГКЗ», 2021. 19 с.
5. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях. М.: ФБУ «ГКЗ», 2023. 20 с.
6. Храмова А.В., Лошаченко Ю.А., Литтау О.А. и др. Особенности строения глубоководных конусов выноса Арктических регионов Западной Сибири // Новые идеи в геологии нефти

и газа – 2023. 2023. С. 351–355.

7. Розбаева Г.Л., Маринов В.А., Храмова А.В. и др. Новые данные по стратиграфии и седиментологии пограничных юрско-меловых отложений северо-западной части Енисей-Хатангского прогиба // Литосфера. 2022. Т. 22. № 3. С. 361–375.
8. Шешукова А.М., Смирнова Е.В., Васянина С.В. Опыт применения сейсмофациального анализа на этапе поисковых и разведочных работ. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024. № 3. С. 58–72.
9. Родивиллов Д.Б., Кантемиров Ю.Д., Махмутов И.Р., Акиншин А.В. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтенасыщенности: монография; ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. 144с.

ENGLISH

Results

A comprehensive analysis of data from the study object enabled the identification of several reservoir zones associated with the upper sections of the complexes, where fluid saturation correlates with structural elevation and petrophysical properties. In areas defined by the spatial distribution of reservoir lenses with established oil-water contacts (OWC), the oil saturation cube was modeled using a capillary pressure function. In the remaining areas, the cube was modeled via interpolation, using the permeability cube as a trend (fig. 4). Thickness maps were generated after filtering cells based on the condition $So > So_{irr}$.

Accounting for the capillary trend in the model preserved low-saturation intervals at the top of the reservoirs—intervals that will subsequently determine the water cut of the produced fluids.

At the same time, interpolating the water saturation parameter (So) in zones of uncertainty reveals the potential to identify or extend productive interlayers similar to those encountered in the wells.

Conclusions

Based on the results of this work, the following conclusions were reached:

- Studying hard-to-recover oil deposits requires integrating and utilizing all available geological information;
- Reliable identification of the oil-water contact (OWC) surface is not possible in cases of undersaturated reservoirs or stratified saturation;
- Modeling oil saturation as a function of height above the OWC and estimating reserves by excluding cells where $So < So_{irr}$ will allow for a more accurate assessment of oil reserves within the section;
- The application of the proposed method preserves thin, water-saturated reservoir intervals in the profile—intervals that will inevitably be brought into production following hydraulic fracturing. The estimate of initial water cut is more reliable;
- Different technologies will correspond to different volumes of mobile reserves (So_{irr});
- The described approach enables a methodologically sound assessment of reserves.

References

1. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes. *Sedimentary Geology*, 2010, Vol. 232, issue 1-2, P. 66–76. (In Eng).
2. Guidelines for the estimation of geological oil and gas reserves using the volumetric method. Moscow: FBU “GKZ”, 2025, 644 p. (In Russ).
3. Makhmutov I.R., Turenko S.K. Study of distribution patterns of oil and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov formation. *Actual problems of oil and gas*, 2025, Vol. 15, issue 1, P. 204–220. (In Russ).

4. Methodological recommendations for calculating oil reserves in the deposits of the Bazhenov horizon of the West Siberian oil and gas province. Moscow: FBU “GKZ”, 2021, 19 p. (In Russ).
5. Methodological recommendations for calculating oil reserves in domanic productive deposits. Moscow: FBU “GKZ”, 2023, 20 p. (In Russ).
6. Khrantsova A.V., Loshachenko Yu.A., Littau O.A. et al. Characteristics of the formation of deep-water fans in the Arctic regions of Siberia. *New ideas in oil and gas geology* – 2023, 2023, P. 351–355. (In Russ).
7. Rozbaeva G.L., Marinov V.A., Khrantsova A.V. et al. New data on the

- stratigraphy and depositional environment of the jurassic-cretaceous boundary sediments of the northwestern part of the yenisei-khatanga trough. *Lithosphere*, 2022, Vol. 22, issue 3, P. 361–375. (In Russ).
8. Sheshukova A.M., Smirnova E.V., Vasyanina S.V. Experience in seismic facies analysis application during prospecting and exploration. *Oil and Gas Studies*, 2024, issue 3, P. 58–72.
9. Rodivilov D.B., Kantemirov Yu.D., Makhmutov I.R., Akinshin A.V. Practical guide to petrophysical modeling of oil saturation: monograph; Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen: CPI Express, 2023, 144 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Деньгина Юлия Александровна, ведущий специалист
Управления по геологии и разработке месторождений Ямал,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Жилин Евгений Николаевич, старший менеджер Управления по
геологии и разработке месторождений Восточной Сибири,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта
Управления по геологии и разработке месторождений Ямал,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Denigina Yulia Alexandrovna, lead specialist of the department
of geology and field development of Yamal,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Zhilin Evgeny Nikolaevich, senior manager of the department of
geology and field development of East Siberia,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Smirnova Elena Vitalievna, chief project engineer of the
department of geology and field development of Yamal,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia