

Фацциально-фильтрационная структура запасов нефти тюменской свиты в пределах ХМАО-Югры и ее значение для оценки добычного потенциала

Высочин А.О.¹, Фурсов А.Я.²

¹ООО «ИПНЭ», Москва, Россия; ²«ВНИИнефть», Москва, Россия
andrewvys@yandex.ru

Аннотация

В статье рассматривается нефтегазоносность среднеюрских отложений ХМАО-Югры и обосновывается необходимость перехода от традиционного количественного описания запасов тюменской свиты к анализу их фацциально-фильтрационной структуры. На основе обобщения исходных материалов предложена интерпретационная схема, в которой русловые песчаники рассматриваются как дренажный каркас резервуара, пойменные и глинисто-песчаные отложения — как область концентрации трудноизвлекаемых и слабодренлируемых запасов, а болотные и углисто-глинистые разности — как система внутренних экранов. Такой подход позволяет связать оценку запасов с прогнозом их вовлекаемости в разработку и повысить обоснованность геологического моделирования.

Материалы и методы

Анализ результатов обработки и интерпретации детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3D, данные фацциальных исследований и фильтрационно-емкостных свойств по керну и ГИС для среднеюрских отложений Западной Сибири, материалы научных статей.

Ключевые слова

тюменская свита, средняя юра, ХМАО-Югра, Западная Сибирь, структура запасов, фацциальная архитектура, фильтрационно-емкостные свойства, Кп, Кпр, трудноизвлекаемые запасы, геологическое моделирование

Для цитирования

Высочин А.О., Фурсов А.Я. Фацциально-фильтрационная структура запасов нефти тюменской свиты в пределах ХМАО-Югры и ее значение для оценки добычного потенциала // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 32–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-32-38

Поступила в редакцию: 04.08.2026

GEOLOGY

UDC 553.982 | Original Paper

Facies-filtration structure of oil reserves in the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and its significance for production potential assessment

Vysochin A.O.¹, Fursov A. Ya.²

¹“IPNE” LLC, Moscow, Russia; ²“VNIIneft JSC”, Moscow, Russia
andrewvys@yandex.ru

Abstract

The article examines the petroleum potential of the Middle Jurassic deposits within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and substantiates the need to move from a traditional quantitative description of the Tyumen Formation reserves to an analysis of their facies-filtration structure. Based on the synthesis of the available data, an interpretative framework is proposed in which channel sandstones are considered as the drainage framework of the reservoir, floodplain and argillaceous-sandy deposits as zones of concentration of hard-to-recover and poorly drained reserves, and swamp and carbonaceous-argillaceous deposits as a system of internal barriers. This approach makes it possible to link reserve assessment with the prediction of their involvement in development and to improve the geological justification of reservoir modeling.

Materials and methods

Analysis of the processing and interpretation results of detailed 3D CDP seismic surveys, facies studies and reservoir properties from core and well logs for the Middle Jurassic deposits of Western Siberia, as well as scientific publications.

Keywords

Tyumen Formation, Middle Jurassic, Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra, Western Siberia, reserve structure, facies architecture, reservoir properties, porosity, permeability, hard-to-recover reserves, geological modeling

For citation

Vysochin A.O., Fursov A.Ya. Facies-filtration structure of oil reserves in the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and its significance for production potential assessment. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 32–38. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-32-38

Received: 04.08.2026

Введение

Среднеюрские отложения Западной Сибири традиционно рассматриваются как один из крупных резервов поддержания добычи нефти в пределах ХМАО-Югры. В составе этого комплекса особое значение имеет тюменская свита, продуктивные пласты которой формировались преимущественно в континентальных и переходных аллювиально-дельтовых условиях [7]. По исходным материалам среднеюрский комплекс содержит около 12,4 % начальных суммарных ресурсов ХМАО-Югры, а тюменская свита обладает существенной долей запасов нефти категорий АВ1С1 — около 15,3 %. С начала разработки из объектов средней юры добыто порядка 400 млн т нефти, что подтверждает промышленную значимость комплекса, но одновременно показывает, что значительная часть потенциала остается нереализованной (рис. 1) [3].

Проблема тюменской свиты состоит в том, что величина запасов сама по себе не определяет их добычную ценность. Для массивных и сравнительно однородных резервуаров достаточно оценивать эффективные толщины, Кп, Кпр и нефтенасыщенность в пределах залежи. Для тюменской свиты такой подход неполон: здесь запасы распределены в системе разновозрастных русловых тел, пойменных песчаников, дельтовых каналов, озерно-болотных и углисто-глинистых отложений [6]. Поэтому одна и та же величина геологических запасов может соответствовать принципиально разным сценариям разработки: от эффективно дренируемого руслового тела до изолированной линзы с низкой проницаемостью.

Научная идея настоящей статьи заключается в том, что структуру запасов тюменской свиты необходимо рассматривать как результат взаимодействия трех факторов: фациальной архитектуры, фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамической связности. Именно их сочетание определяет, какая часть запасов является подвижной, какая требует специальных методов воздействия, а какая остается практически недренируемой при стандартной системе разработки.

Материалы и методический подход

Исходной основой статьи послужили сводные данные по запасам, площади нефтеносности и накопленной добыче пластов Ю₂–Ю₉ в пределах ХМАО-Югры за 2014–2023 гг.; материалы по распределению запасов по нефтегазоносным областям; карты накопленных отборов и плотности запасов; сведения о фациально-фильтрационной типизации коллекторов, а также материалы по 3D-сейсморазведке, ГИС, ПГИ и керну на примере Средне-Назымского участка и сопоставимых объектов Красноленинской группы месторождений [11, 12].

Методический подход основан на последовательном переходе от региональной оценки запасов к их внутренней морфо-фациальной структуре. На первом этапе анализируются изменения запасов, площади нефтеносности и добычи во времени. На втором этапе рассматривается территориальная неоднородность освоения по нефтегазоносным областям. На третьем этапе запасы интерпретируются через фациальную архитектуру резервуара и типы коллекторов, различающиеся по Кп, Кпр, связности и роли в фильтрационном процессе. Такой подход позволяет уйти от формального усреднения параметров и перейти к оценке запасов

по степени их потенциальной вовлекаемости в разработку.

Региональная структура запасов и добычи

Сравнение состояния ресурсной базы тюменских отложений за 2014–2023 гг. показывает активное доизучение комплекса. За рассматриваемый период текущие геологические запасы нефти увеличились на 24,5 %, площадь нефтеносности — на 33,4 %, а накопленная добыча — на 156,4 %. Годовая добыча нефти из тюменских отложений в 2023 г. составила около 35 млн т. Эти цифры отражают двойственный характер современного этапа освоения: с одной стороны, тюменская свита остается объектом прироста ресурсной базы, с другой — накопленная добыча растет быстрее, чем площадь и геологические запасы, что усиливает необходимость более точного ранжирования оставшихся запасов по качеству и дренируемости.

Основная часть текущих геологических запасов промышленных и разведанных категорий сосредоточена в малышевском нефтегазоносном комплексе, соответствующем пластам Ю₂–Ю₄. Это закономерно: верхняя часть тюменской свиты в пределах многих участков характеризуется наиболее выраженным развитием песчаных тел и большей изученностью по сравнению с нижележащими горизонтами. Вместе с тем концентрация запасов в Ю₂–Ю₄ не должна трактоваться только как преимущество. Эти пласты часто обладают сложной внутренней расчлененностью, а эффективные толщины могут быть связаны как с дренируемыми русловыми телами, так и с изолированными песчаными линзами.

Особенно показательным является соотношение запасов и накопленной добычи. По исходным материалам накопленная добыча составляет лишь около 3 % от начальных геологических запасов и около 13 % от начальных извлекаемых запасов продуктивных отложений тюменской свиты. Следовательно, значительный объем запасов остается в недрах не из-за отсутствия ресурсной базы, а из-за ограниченной способности существующих систем разработки вовлекать неоднородный и слабосвязанный резервуар.

Карта плотности запасов пластов Ю₂–Ю₉ демонстрирует наличие локальных зон с высокой концентрацией нефти (рис. 2). По исходным материалам участки с плотностью запасов от 2 до 8 т/м² связаны с 18 месторождениями, не введенными в разработку или находящимися на стадии разведки, с запасами категорий С1 и С2 [1]. Такой результат важен не только как поисково-оценочный критерий. Он показывает, что часть наиболее емких по запасам объектов еще не проверена с позиции фактической дренируемости, а значит, требует более детального фациально-фильтрационного анализа перед проектированием разработки. В таблице 1 представлены основные закономерности разработки тюменских отложений и их практическое значение в освоении запасов.

Фациальная архитектура как главный контроль структуры запасов

Тюменская свита в пределах ХМАО-Югры представляет собой не единый пластовый резервуар, а сложную систему генетически различных тел [7]. В одном стратиграфическом интервале могут присутствовать русловые и прирусловые песчаники, вдольбереговые валы, пойменные отложения, старицы, озерные и болотные фации, углисто-глинистые прослои [5]. Поэтому для неё неприменима простая логика: больше эффективной толщины больше дренируемых запасов. В действительности эффективная толщина должна интерпретироваться с учетом морфологии тела и его связи с соседними песчаными элементами.

Русловые тела формируются в условиях повышенной гидродинамической активности и характеризуются лучшей сортировкой песчаного материала, меньшей глинистостью и более благоприятной структурой порового пространства. Для них характерны Кп порядка 12–18 % и Кпр, достигающая десятков миллиардов. Их главное преимущество — не только относительно высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), но и латеральная связность. Такие тела способны обеспечивать передачу давления и формировать

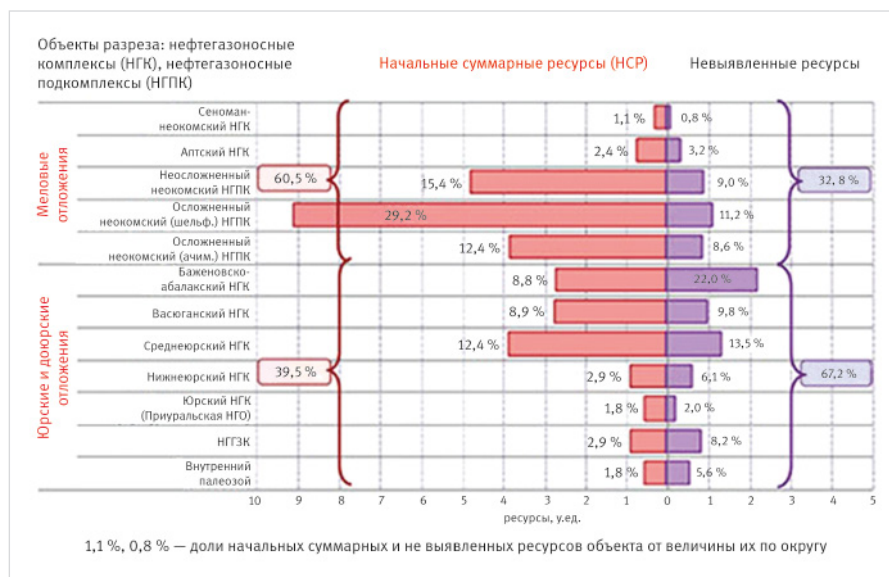


Рис. 1. Распределение начальных суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата по нефтегазоносным комплексам ХМАО-Югры [3]

Fig. 1. Distribution of initial total oil, gas and condensate resources by petroleum complexes of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra [3]

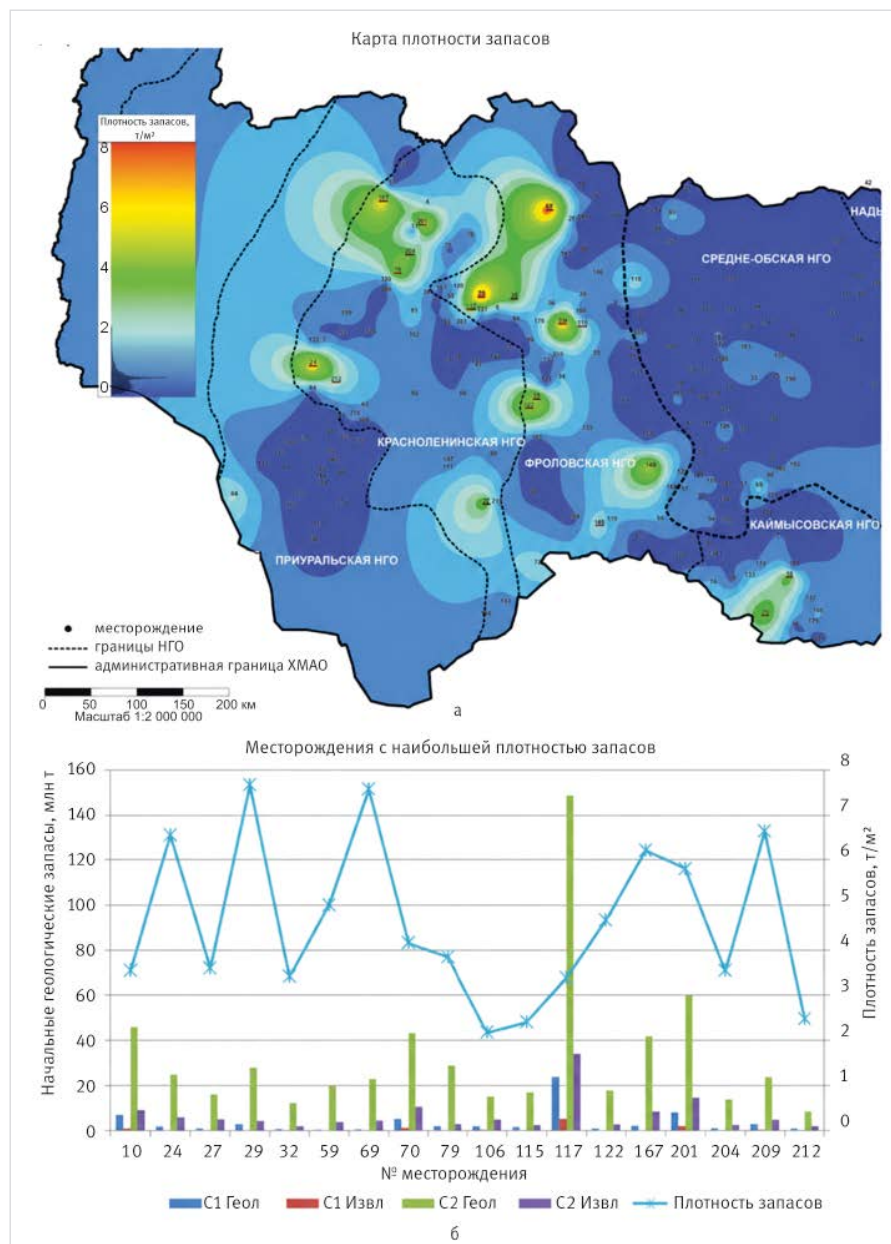


Рис. 2. Плотность запасов нефти пластов Ю₂–Ю₄ и распределение запасов по месторождениям с наибольшей плотностью запасов: а — карта плотности запасов; б — месторождения с наибольшей плотностью запасов
Fig. 2. Oil reserve density in the Yu₂–Yu₄ reservoirs and distribution of reserves among fields with the highest reserve density: а — reserve density map; б — fields with the highest reserve density

Табл. 1. Основные закономерности разработки тюменских отложений и практическое значение
Tab. 1. Key development patterns of the Tyumen deposits and their practical significance

Закономерность	Фактическое проявление	Научная интерпретация	Практическое значение
Рост запасов и площади нефтеносности	За 2014–2023 гг. ТГЗ увеличились на 24,5 %, площадь нефтеносности — на 33,4 %	Тюменская свита остается объектом активного доизучения и переинтерпретации	Необходима регулярная актуализация моделей и карт нефтеносности
Добыча растет быстрее площади и запасов	Накопленная добыча увеличилась на 156,4 %, годовая добыча в 2023 г. — около 35 млн т	Начинается этап более интенсивного вовлечения ранее менее освоенных объектов	Требуется ранжировать остаточные запасы по дренируемости
Концентрация запасов в Ю ₂ –Ю ₄	Основной объем промышленных и разведанных запасов сосредоточен в малышевском НГК	Верхнетюменские пласты являются ключевым объектом ресурсной базы	Приоритет детального фациального моделирования Ю ₂ –Ю ₄
Высокая плотность запасов в неосвоенных объектах	Зоны 2–8 т/м ² связаны с 18 месторождениями категорий С1–С2	Сохраняется значительный разведочный и технологический потенциал	Перед вводом в разработку нужны 3D сейсмика, атрибутный анализ и типизация коллекторов
Низкая реализация НИЗ	Накопленная добыча — около 13 % от НИЗ	Запасы частично локализованы в слабосвязанных и низкопроницаемых телах	Необходимо применять адресные технологии воздействия, а не усредненную систему разработки

протяженные зоны дренирования. Поэтому в структуре запасов они выполняют функцию дренажного каркаса.

Пойменные песчаники и глинисто-песчаные разности имеют иной смысл. При Кп порядка 11–15 % они могут сохранять заметную емкость, однако Кпр обычно не превышает 1 мД и часто находится на уровне десятых долей миллиарда. Это типичный пример емкостного, но слабодренируемого коллектора. Нефть в таких телах может учитываться в геологических запасах, но ее фактическое вовлечение в разработку ограничено. Именно здесь формируется значительная часть трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты.

Болотные, углистые и глинистые отложения имеют преимущественно экранирующую роль. Они снижают вертикальную связность, разделяют песчаные тела и формируют многоярусную систему слабосвязанных резервуаров. При традиционном осреднении параметров такие экраны часто теряют свое значение в модели, что приводит к искусственному повышению связности и завышению ожидаемого охвата вытеснением.

Фациально-фильтрационная типизация коллекторов

Для оценки добычного потенциала тюменской свиты целесообразно использовать не только фациальные названия [5], но и фациально-фильтрационные типы. В таком подходе фация рассматривается не как описательный элемент палеогеографии, а как носитель определенной фильтрационной функции в резервуаре. Один тип формирует дренажные каналы, другой — слабодренируемые емкостные зоны, третий — экраны и разобщающие элементы. В таблице 2 представлены основные фациально-фильтрационные типы коллекторов тюменской свиты в пределах ХМАО–Югры.

Сейсмофациальная основа уточнения структуры запасов

Наиболее убедительно необходимость архитектурного подхода проявляется на примере Средне-Назымского участка. По материалам 3D-сейсморазведки, ГИС, ПГИ и керн пласты ЮК₂ и ЮК₃ формировались в переходных условиях — от континентальных к прибрежно-морским. На стратиграфических срезах и атрибутах сейсмического поля выделяются аномалии типа русел, конусов выноса, пойменных озер, стариц,

Табл. 2. Фациально-фильтрационная интерпретация коллекторов тюменской свиты
Tab. 2. Facies-filtration interpretation of Tyumen Formation reservoirs

ФФ-тип	Фациальная природа	Ориентировочные ФЕС	Роль в структуре запасов	Требования к модели
Тип 1. Руслово-канальный дренажный	Русловые отмели, каналные песчаники, дельтовые каналы	Кп 12–18 %, Кпр от единиц до десятков мД	Основной объем подвижных и быстро вовлекаемых запасов; дренажный каркас	Моделировать как пояса с направленной связностью и анизотропией
Тип 2. Пойменно-линзовый емкостный	Пойменные песчаники, пески разливов, межрусловые линзы	Кп 11–15 %, Кпр обычно <1 мД	Емкость присутствует, но вовлечение в разработку затруднено	Выделять как отдельные слабосвязанные объемы; не объединять с русловыми телами
Тип 3 Экранирующий уплотно-глинистый	Болота, старицы, пойменные глины, уплотно-глинистые прослои	Кп <10–12 %, Кпр <1–5 мД	Формирует внутренние экраны и изолирует запасы	Обязательно учитывать как барьеры вертикальной и латеральной фильтрации

береговых валов и заболоченных участков, что подтверждает мозаичную природу резервуара (рис. 3) [2].

В центральной части площади выделяется долина крупной палеореки протяженностью около 10 км. Палеорека дважды раздваивалась, образуя прирусловые отмели; ширина русел составляет порядка 1,5–2 км. Максимальные эффективные толщины 12–16 м соответствуют зонам развития этих русел. Иными словами, локальное увеличение эффективной толщины здесь имеет не случайный, а фациально обусловленный характер: оно связано с песчаными телами палеодолин, которые одновременно формируют ловушку, коллектор и дренажный каркас залежи (рис. 4).

По результатам переинтерпретации и бурения скважины 231 были уточнены распространение эффективной нефтенасыщенной толщины и категория запасов. Для пласта ЮК₃₋₄ принятие новой геологической модели на основе данных 3D-сейсморазведки привело к увеличению начальных геологических запасов на 89,0 %, эффективных нефтенасыщенных толщин — на 38,7 %, тогда как изменение Кп составило лишь около 0,01 д. ед. Эта пропорция принципиальна: основной прирост запасов обеспечен не изменением петрофизики, а изменением геометрии и архитектуры резервуара. Значит, для тюменской свиты сейсмофациальная модель является не иллюстрацией, а одним из главных факторов подсчета запасов.

Научный смысл выявленных закономерностей

Главный научный результат анализа заключается в переопределении понятия «структура запасов». В традиционном балансовом смысле структура запасов — это распределение по категориям, пластам, территориям и степени освоения. Для тюменской свиты этого недостаточно. Здесь структура запасов должна пониматься как пространственно организованная система нефтенасыщенных тел, различающихся по происхождению, связности и способности отдавать нефть.

Из этого следует важное методическое следствие: нельзя механически усреднять Кп и Кпр по пласту или по месторождению, а затем относить весь объект к одному типу коллектора. Такое усреднение уничтожает саму геологическую информацию. Если в пределах одного пласта присутствуют русловые песчаники с Кпр в десятки мД и пойменные линзы с Кпр менее 1 мД, среднее значение не описывает ни один реальный фильтрационный элемент. Оно создает

фиктивный «средний коллектор», которого в природе нет.

Поэтому для тюменской свиты более корректна не объектная, а фациальная типизация: тип должен присваиваться не месторождению в целом и не пласту в целом, а фациально-фильтрационному элементу. Месторождение может включать несколько типов одновременно, а его добычный потенциал определяется соотношением этих типов и характером их связи. Именно это объясняет, почему большие запасы не всегда дают высокий темп отбора, а отдельные участки с меньшими запасами могут быть более эффективными в разработке.

Вторая важная идея состоит в разделении геологических запасов на три функциональные группы: дренируемые, условно дренируемые и изолированные. Дренируемые запасы связаны с руслово-канальными телами и вовлекаются стандартной системой разработки. Условно дренируемые сосредоточены в пойменных и дельтовых фациях и требуют более плотной сетки скважин, ГРП, направленного заводнения или иных методов

воздействия. Изолированные запасы контролируются глинистыми экранами, выклиниванием песчаных тел и разобщенностью линз; их вовлечение возможно только при адресном геологическом и технологическом обосновании.

Ошибки традиционного моделирования и пути их устранения

Наиболее опасная ошибка при моделировании тюменской свиты — искусственное создание непрерывного коллектора. Сглаживающая интерполяция Кп, Кпр и эффективных толщин способна соединить песчаные тела, которые в действительности разделены пойменными, болотными или углисто-глинистыми экранами. В результате модель показывает завышенную связность, завышенный охват вытеснением и более оптимистичную оценку извлекаемых запасов.

Вторая ошибка — объединение разнородных интервалов в один «эффективный» пласт без проверки их фильтрационной функции. В таком случае слабопроницаемые пойменные песчаники начинают участвовать

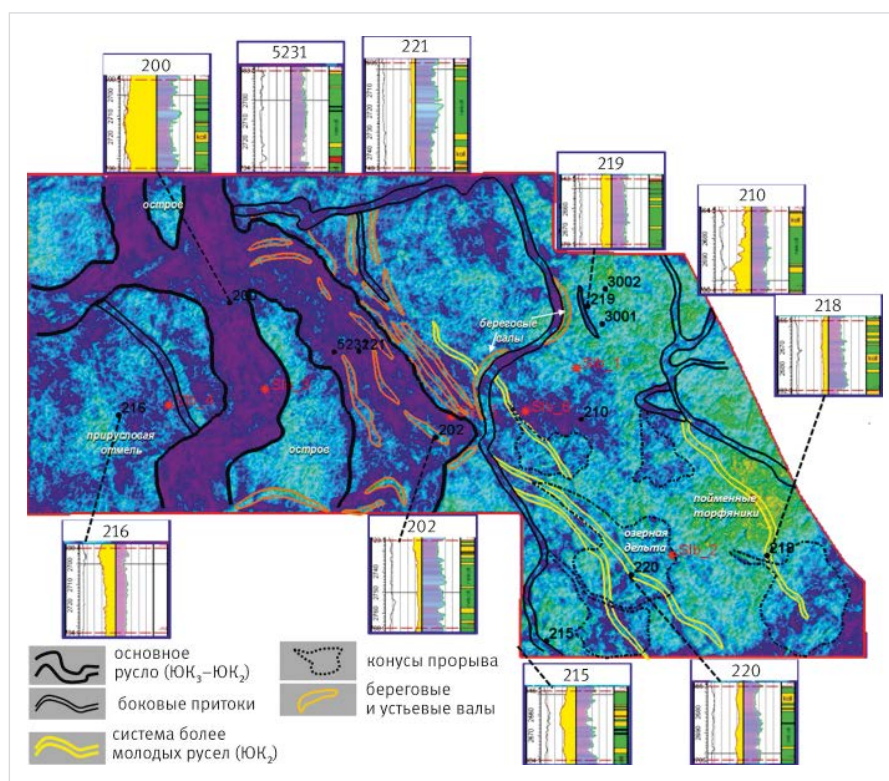


Рис. 3. Сейсмофациальная схема пласта ЮК₂₋₃ Средне-Назымского участка [2]
Fig. 3. Seismic facies scheme of the YuK₂₋₃ reservoir, Sredne-Nazymsky area [2]

в модели как полноценные коллекторы, хотя фактически они могут не обеспечивать промышленных притоков или вовлекаться только после интенсивного воздействия.

Третья ошибка — игнорирование внутренних литологических ловушек. В тюменской свите залежь может быть не только структурной, но и литологически расчлененной внутри общего контура нефтеносности. Выклинивание русловых тел, отмирание русел, развитие глинистых пробок, углисто-глинистых прослоев и стариц создают локальные ловушки и изолированные блоки. Поэтому контур залежи не равен контуру единой фильтрационной системы.

Для устранения этих ошибок необходимо строить модели не только по стратиграфическим пластам, но и по архитектурным элементам: русловым телам, прирусловым отмелям, дельтовым каналам, пойменным линзам и экранирующим глинистым фациям. В трехмерной сетке параметры литологии и ФЕС должны моделироваться отдельно для перспективных русловых объектов и для пойменной части пласта. Именно такой подход был использован при литологическом моделировании объектов Ю₃, Ю₄, Ю₅ Западно-Новомостовского месторождения, где геометрия русловых тел выполнена как самостоятельный этап построения модели (рис. 5) [4].

По результатам трехмерного моделирования на данном объекте проведена дифференцированная оценка запасов отдельно в высокопродуктивных русловых частях и пойменных отложениях. В целом по продуктивным пластам тюменской свиты в зонах палеоканалов сосредоточено 12 % запасов нефти, в пойменных частях — 88 % [4].

Практическое значение фациально-фильтрационной типизации для разработки месторождений

Фациально-фильтрационная структура запасов имеет прямое значение для выбора системы разработки. Русло-канальные тела следует рассматривать как приоритетные объекты размещения добывающих скважин и горизонтальных стволов. Их протяженность,

латеральная связность и повышенная Кпр позволяют формировать эффективные зоны дренирования и быстрее получать промышленный эффект.

Пойменные, междельтовые и дельтовые фации требуют иной стратегии. Здесь простое увеличение числа скважин может оказаться недостаточным, если не решена задача связи изолированных линз с системой фильтрации. Для таких объектов более обоснованы ГРП, локальное уплотнение сетки, направленное заводнение, подбор режима закачки и адресное воздействие на слабодренируемые зоны.

Для неосвоенных месторождений с высокой плотностью запасов ключевым критерием ввода в разработку должна быть не только величина запасов категорий С1 и С2, но и вероятность формирования дренажного каркаса. Если высокая плотность запасов связана с протяженными русловыми телами, объект может иметь высокий добычный потенциал. Если же она обусловлена суммарной емкостью множества слабосвязанных линз, необходимы более осторожные проектные решения и более детальная сейсмофациальная проработка.

Авторская схема оценки добычного потенциала

Для практического применения результатов целесообразно ввести последовательную схему оценки добычного потенциала тюменской свиты. На первом этапе определяется региональная позиция объекта: нефтегазоносная область, пластовый интервал, категория запасов, плотность запасов и степень освоения. На втором этапе выполняется фациальное расчленение резервуара с выделением русловых, дельтовых, пойменных и экранирующих элементов. На третьем этапе каждому элементу присваивается фациально-фильтрационный тип на основе Кп, Кпр, эффективной толщины, глинистости и формы тела. На четвертом этапе рассчитывается не только объем запасов, но и их функциональная принадлежность: дренируемые, условно дренируемые или изолированные.

Итогом такой схемы должна стать не одна карта плотности запасов, а серия карт: карта

плотности геологических запасов, карта дренируемых запасов, карта слабодренируемых запасов, карта экранирующих фаций и карта фациально-фильтрационного риска. Именно такой набор позволяет связать подсчет запасов с проектированием разработки и избежать ситуации, когда крупный по запасам объект оказывается низкоэффективным по фактическому дебиту.

Итоги

Анализ исходных материалов показывает, что тюменская свита в пределах ХМАО-Югры обладает значительным ресурсным и добычным потенциалом, однако его реализация ограничена сложным строением резервуара [8–10]. За 2014–2023 гг. отмечены рост текущих геологических запасов, увеличение площади нефтеносности и существенное наращивание накопленной добычи. При этом накопленная добыча остается небольшой относительно начальных геологических и извлекаемых запасов, что указывает на сохранение крупного объема слабвовлеченных ресурсов.

Главная закономерность состоит в том, что запасы тюменской свиты контролируются не только площадью нефтеносности и эффективной толщиной, но и фациальной архитектурой. Русловые тела образуют дренажный каркас и концентрируют подвижные запасы; пойменные и глинисто-песчаные фации формируют слабодренируемую часть ресурсной базы; углисто-глинистые и болотные отложения выполняют роль внутренних экранов. Поэтому структура запасов должна оцениваться через систему фациально-фильтрационных типов.

Для геологического моделирования тюменской свиты принципиально важно отказаться от избыточного осреднения Кп, Кпр и эффективных толщин. Модель должна сохранять геометрию русловых тел, латеральные барьеры, вертикальную разобщенность и различия в гидродинамической связности. Только в этом случае расчет запасов будет отражать не формальный объем нефти в пласте, а реальную степень ее вовлечения в разработку.

Практическое значение предложенного подхода заключается в возможности ранжировать объекты не только по величине запасов, но и по ожидаемой дренируемости. Это особенно важно для 18 неосвоенных и разведочных месторождений с повышенной плотностью запасов, а также для объектов малышевского НГК Ю₂–Ю₄, где сосредоточена основная часть промышленных и разведанных запасов тюменской свиты. Перспективным направлением дальнейших исследований является построение карт фациально-фильтрационного риска и количественная оценка долей дренируемых, условно дренируемых и изолированных запасов по нефтегазоносным областям ХМАО-Югры.

Выводы

1. Тюменская свита сохраняет значение одного из ключевых среднеюрских объектов ХМАО-Югры: за 2014–2023 гг. по исходным данным зафиксированы прирост НГЗ на 24,5 %, площади нефтеносности на 33,4 % и накопленной добычи на 156,4 %.
2. Основная часть промышленных и разведанных запасов сосредоточена в малышевском нефтегазоносном комплексе, прежде всего в пластах Ю₂–Ю₄, однако высокая концентрация запасов не гарантирует их высокую дренируемость.
3. Несовпадение зон максимальных запасов

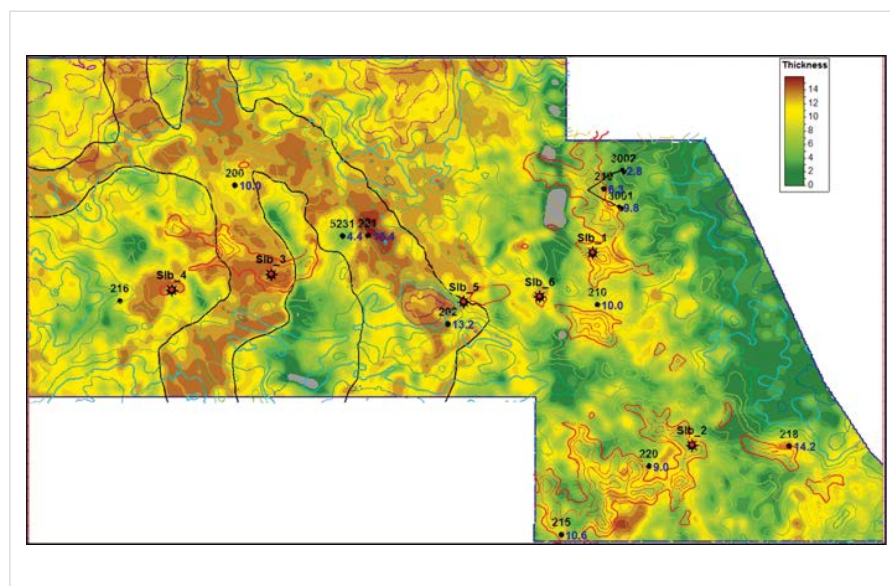


Рис. 4. Прогнозная схема эффективных толщин пласта ЮК₂₋₃ с наложением структурных изолиний кровли тюменской свиты и контуров основного палеоканала [2]
Fig. 4. Forecast map of effective thickness of the YuK₂₋₃ reservoir overlain with structural contours of the Tyumen Formation top and the main paleochannel outline [2]

и максимальных отборов показывает, что добычный потенциал определяется не только объемом запасов, но и морфо-фациальной организацией резервуара.

4. Русловые песчаники следует рассматривать как дренажный каркас тюменской свиты, пойменные и глинисто-песчаные фации — как основную область трудноизвлекаемых запасов, а углисто-глинистые и болотные отложения — как внутренние экраны.
5. При подсчете и моделировании запасов необходимо переходить от средних значений по пласту к телесной фациально-фильтрационной типизации, в которой единицей анализа является не месторождение в целом, а конкретное фациальное тело.
6. Данные 3D-сейсморазведки, стратиграфических срезов и атрибутного анализа должны использоваться как основа геометризации русловых и пойменных объектов, поскольку именно изменение архитектурной модели может существенно изменить оценку запасов.
7. Для практики разработки целесообразно выделять три группы запасов: дренируемые, условно дренируемые и изолированные; такое деление напрямую связано с выбором системы бурения и методов воздействия на пласт.

Литература

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: pravo.gov.ru (дата обращения: 05.05.2026).
2. Кашеев Д.Е., Кунин К.Н., Саламатина Е.А. и др. Выполнение обработки материалов широкоазимутальных сейсморазведочных работ МОГТ-3D на Средне-Назымском лицензионном участке. Договор № DG9 11R1365. Отчет. Schlumberger PTS, ООО «ГеоПрайм», № документа 16101/2012.
3. Материалы по данным Научно-аналитического Центра (НАЦ) им. Шпильмана за 2025 г. URL: https://www.crru.ru/mrb.html?utm_medium=organic&utm_source=yandexsmartcamera (дата обращения: 05.05.2026).
4. Киришев А.С., Головкина М.В., Панферова Е.Ю. и др. А.С. Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 34–38.
5. Шиманский В.В. Отчет. Создание палеогеографических карт по продуктивным комплексам Западной Сибири с целью зонального прогноза залежей углеводорода. М.: 2018.
6. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А. и др. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 2. С. 187–200.
7. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.

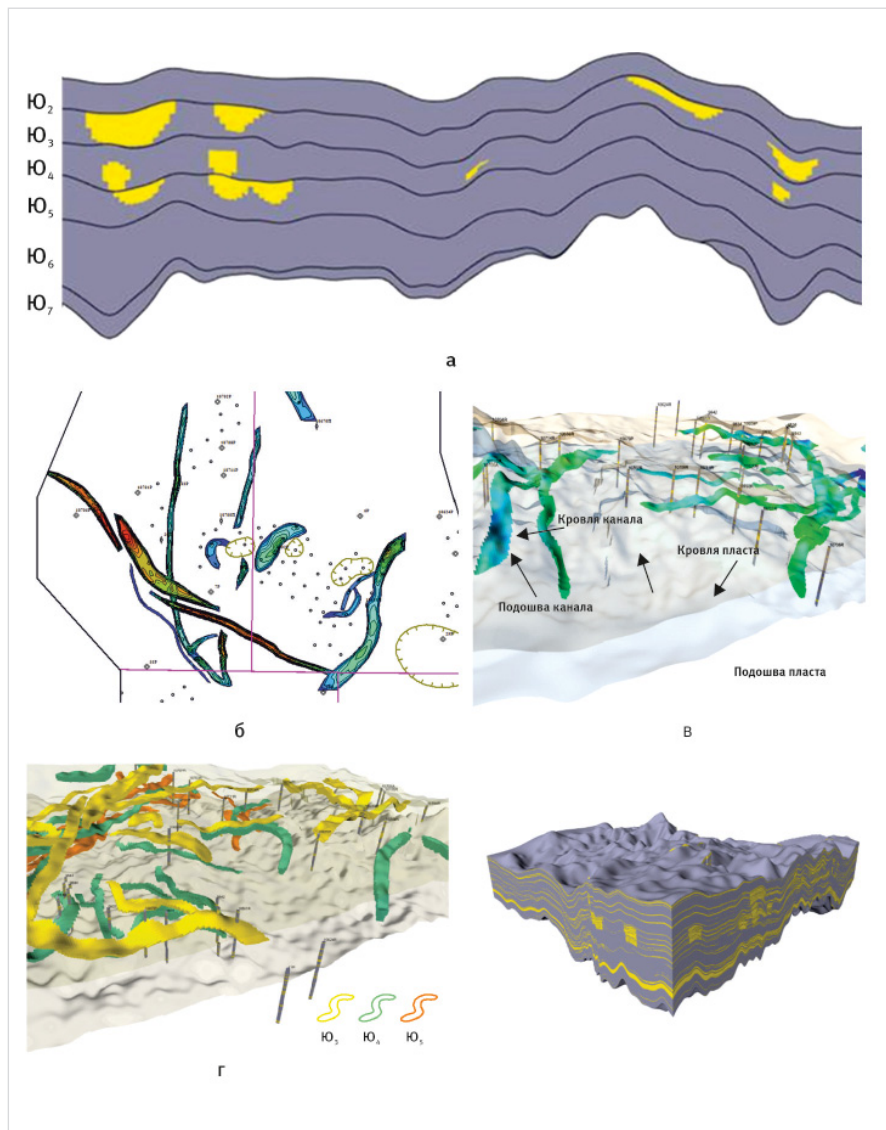


Рис. 5. Результат структурного моделирования и дискретные параметры геометрического объема каналов пластов Ю₂, Ю₄, Ю₅ в 3D-модели: а — поверхности кровли и подошвы палеоканалов, встроенные в структурную модель; б — карты общих толщин для палеоканалов; в — результат структурного моделирования поверхностей русловых тел и их взаимоувязка в объеме пласта; г — распространение параметра литологии и фильтрационно-емкостных свойств в трехмерной модели [4]

Fig. 5. Structural modeling results and discrete parameters of the geometric volume of channels in the Yu₂, Yu₄ and Yu₅ reservoirs in the 3D model: а — top and bottom surfaces of paleochannels integrated into the structural model; б — maps of total thicknesses for paleochannels; в — the result of structural modelling of channel body surfaces and their correlation within the reservoir volume; г — distribution of the lithology parameter and reservoir properties (porosity and permeability) in the 3D model [4]

8. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Маслов А.В. и др. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
9. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Савенко В.А. и др. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. 227 с.
10. Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф. и др. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.
11. Шиманский В.В., Жарков А.М., Танинская Н.В. и др. Оценка перспектив

нефтегазоносности и подготовка рекомендаций по проведению ГРП на территории Красноленинского свода и западной части Ханты-Мансийского автономного округа. Отчет. Санкт-Петербург: Ассоциация ученых «Будущее Санкт-Петербурга» при СПб НЦ РАН, 2001. № документа 14700/2001.

12. Виноградов В.М., Бурдыгина Г.В., Маликова А.Х., и др. Сейсморазведочные работы по методике 3D на Восточно-Новомостовской площади (Яхлинский Л.У. ХМН 00493 НЭ, Пайтыхский Л.У. ХМН 14414 НЭ, Ловинский Л.У. ХИН 00489 НЭ, Потанай-Картопьянский Л.У. ХМН 14416 НЭ). Договор № 16С4395/17Т0057 от 13.01.2017 г. Тюмень: ООО НПЦ «Геостра», Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. № документа 917/2018.

Results

Analysis of the source materials shows that the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra has substantial resource and production potential; however, its realization is limited by the complex reservoir architecture [8–10]. In 2014–2023, current geological reserves increased, the oil-bearing area expanded, and cumulative production rose considerably. At the same time, cumulative production remains low relative to initial geological and recoverable reserves, indicating that a large volume of resources remains poorly involved in development.

The principal pattern is that Tyumen Formation reserves are controlled not only by oil-bearing area and effective thickness, but also by facies architecture. Channel bodies form the drainage framework and concentrate mobile reserves; floodplain and clayey-sandy facies form the poorly drained part of the resource base; carbonaceous-clayey and swamp deposits act as internal baffles. Therefore, the reserve structure should be assessed through a system of facies-filtration types.

For geological modeling of the Tyumen Formation, it is essential to avoid excessive averaging of porosity, permeability and effective thickness. The model should preserve the geometry of channel bodies, lateral barriers, vertical compartmentalization and differences in hydrodynamic connectivity. Only in this case will reserve estimation reflect not a formal oil volume in the reservoir but the actual degree of its involvement in development.

The practical significance of the proposed approach is the ability to rank targets not only by reserve volume but also by expected drainability. This is particularly important for the 18 undeveloped and exploration-stage fields with elevated reserve density, as well as for the Yu₂–Yu₄ reservoirs of the Malyshevka petroleum complex, which contain the bulk of the industrial and explored reserves of the Tyumen Formation. A promising direction for further research is the construction of facies-filtration risk maps and quantitative assessment of the shares of drainable, conditionally drainable

and isolated reserves by petroleum area of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra.

Conclusions

1. The Tyumen Formation remains one of the key Middle Jurassic targets in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra: according to the source data for 2014–2023, geological reserves increased by 24,5 %, the oil-bearing area by 33,4 %, and cumulative production by 156,4 %.
2. The bulk of industrial and explored reserves is concentrated in the Malyshevka petroleum complex, primarily in the Yu₂–Yu₄ reservoirs; however, a high concentration of reserves does not guarantee high drainability.
3. The mismatch between zones of maximum reserves and maximum production indicates that production potential is controlled not only by reserve volume but also by the morphofacies organization of the reservoir.
4. Channel sandstones should be regarded as the drainage framework of the Tyumen Formation, floodplain and clayey-sandy facies as the main domain of hard-to-recover reserves, and carbonaceous-clayey and swamp deposits as internal baffles.
5. Reserve estimation and modeling should shift from reservoir-average values to body-based facies-filtration typification, in which the unit of analysis is a specific facies body rather than the field as a whole.
6. 3D seismic data, stratigraphic slices and attribute analysis should be used as the basis for geometrizing channel and floodplain bodies, because changes in the architectural model can substantially alter reserve estimates.
7. For field development, it is advisable to distinguish three groups of reserves: drainable, conditionally drainable and isolated; this subdivision is directly related to the choice of drilling pattern and reservoir stimulation methods.

References

1. Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated November 1, 2013 No. 477 “On Approval of the Classification of Oil and Combustible Gas Reserves and Resources”. Official Internet Portal of Legal Information. URL: pravo.gov.ru (accessed 05.05.2026). (In Russ).
2. Kashcheev D.E., Kunin K.N., Salamatina E.A. et al. Processing of wide-azimuth 3D seismic data from the Sredne-Nazymkoye license area. Contract № DG9 11R1365. Report. Schlumberger PTS, “GeoPrime” LLC. Document № 16101/2012. (In Russ).
3. Materials based on data from the V.I. Shpilman Research and Analytical Center for 2025. URL: https://www.crru.ru/mrb.html?utm_medium=organic&utm_source=yandexsmartcamera (accessed 05.05.2026). (In Russ).
4. Kirishev A.S., Golovkina M.V., Panferova E.Y. et al. Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
5. Shimansky V.V. Report. Creation of paleogeographic maps for productive complexes of Western Siberia for zonal prediction of hydrocarbon accumulations. Moscow: 2018. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Vakulenko L.G., Kazanenkov V.A. et al. Sedimentogenesis and resource potential of middle-upper bathonian reservoirs in the middle Ob' region. Geology and Geophysics, 2010, Vol. 51, issue 2, P. 187–200. (In Russ).
7. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and Geophysics, 2013, Vol. 54, issue 8, P. 972–1012. (In Russ).
8. Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Maslov A.V. et al. Composition and genesis of the deposits of the tyumen formation in the shaim petroleum region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University (UGGU) Publishing House, 2007, 209 p. (In Russ).
9. Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Savenko V.A. et al. Structure and correlation of the deposits of the Tyumen formation in the shaim petroleum region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University (UGGU) Publishing House, 2009, 227 p. (In Russ).
10. Amon E.O., Alekseev V.P., Glebov A.F. et al. Stratigraphy and paleogeography of the mesozoic–cenozoic sedimentary cover of the shaim petroleum region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University (UGGU) Publishing House, 2010, 257 p. (In Russ).
11. Shimansky V.V., Zharkov A.M., Taninskaya N.V. et al. Assessment of petroleum potential and preparation of recommendations for exploration activities in the Krasnoleninsk arch and the Western part of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Report. Saint Petersburg: Association of scientists “Future of Saint Petersburg” at the St. Petersburg Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, 2001. Document № 14700/2001. (In Russ).
12. Vinogradov V.M., Burdygina G.V., Malikova A.Kh. et al. 3D seismic survey over the Vostochno-Novomostovskaya Area (Yakhlinsky License Area KhMN 00493 NE, Paytykhsky License Area KhMN 14414 NE, Lovinsky License Area KhIN 00489 NE, Potanai-Kartopyinsky License Area KhMN 14416 NE). Contract № 16S4395/17T0057 dated January 13, 2017. Tyumen: “Geostra Research and Production Center” LLC, “KogalymNIPIneft” Branch of “LUKOIL-Engineering” LLC in Tyumen. Document № 917/2018. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Высочин Андрей Олегович, ведущий инженер-геолог, ООО «ИПНЭ», Москва, Россия
Для контактов: andrewvys@yandex.ru

Фурсов Альберт Яковлевич, доктор геолого-минералогических наук, член РАЕН, советник генерального директора АО «ВНИИнефть», Москва, Россия
Для контактов: afursov@nestro.ru

Vysochin Andrey Olegovich, lead geological engineer, “IPNE” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: andrewvys@yandex.ru

Fursov Albert Yakovlevich, doctor of geological and mineralogical sciences, member of the Russian Academy of Natural Sciences, advisor to the director general, “VNIIneft” JSC, Moscow, Russia
Corresponding author: afursov@nestro.ru