

УДК 550.4; 550.8

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30

Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

© 2023 г. | О.А. Важенина

ФАУ «Западно-Сибирский научно-исследовательский институт геологии и геофизики», Тюмень, Россия;
vazheninaoa@zsnigg.ru

Поступила 31.05.2023 г.

Доработана 20.06.2023 г.

Принята к печати 10.07.2023 г.

Ключевые слова: *аналитика; изученность; комплекс; перспективы; периферийная зона; резервуар; скважина; территория; уровень нефтегазоносности; флюидоупор.*

Аннотация: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является крупнейшей в мире по запасам и ресурсам нефти и газа. Широкомасштабное освоение углеводородных богатств Западной Сибири началось в 1953 г. с получения газового фонтана в опорной скв. 1 на Березовской площади, доказавшей огромные перспективы провинции. Анализ показателей геолого-разведочных работ (объем и стоимость) и состояния лицензирования позволяет сделать вывод о серьезном прогрессе в освоении потенциала Западной Сибири. Однако, несмотря на более чем полувековую историю освоения, территория нераспределенного фонда недр занимает все еще более половины ее площади (58,2 %). Темпы ведения геолого-разведочных работ явно недостаточны для поддержания ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, поэтому на сегодняшний день очень остро стоит вопрос о поисках новых объектов, способных изменить ситуацию с кризисными тенденциями в освоении ресурсного потенциала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Открытие новых объектов должно быть основано на пересмотре направлений, объемов и стадийности геолого-разведочных работ на нефть и газ с приоритетным изучением территории периферийных зон Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, на которые приходится около 60–90 % нераспределенного фонда недр провинции.

Для цитирования: Важенина О.А. Перспективы нефтегазоносности восточной периферийной зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30.

Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province

© 2023 | O.A. Vazhenina

Federal Autonomous Institution "West Siberian Research Institute of Geology and Geophysics", Tyumen', Russia;
vazheninaoa@zsnigg.ru

Received 31.05.2023

Revised 20.06.2023

Accepted for publication 10.07.2023

Key words: *analysis; exploration maturity; sequence; petroleum potential; marginal zone; reservoir; well; territory; oil and gas content; impermeable bed.*

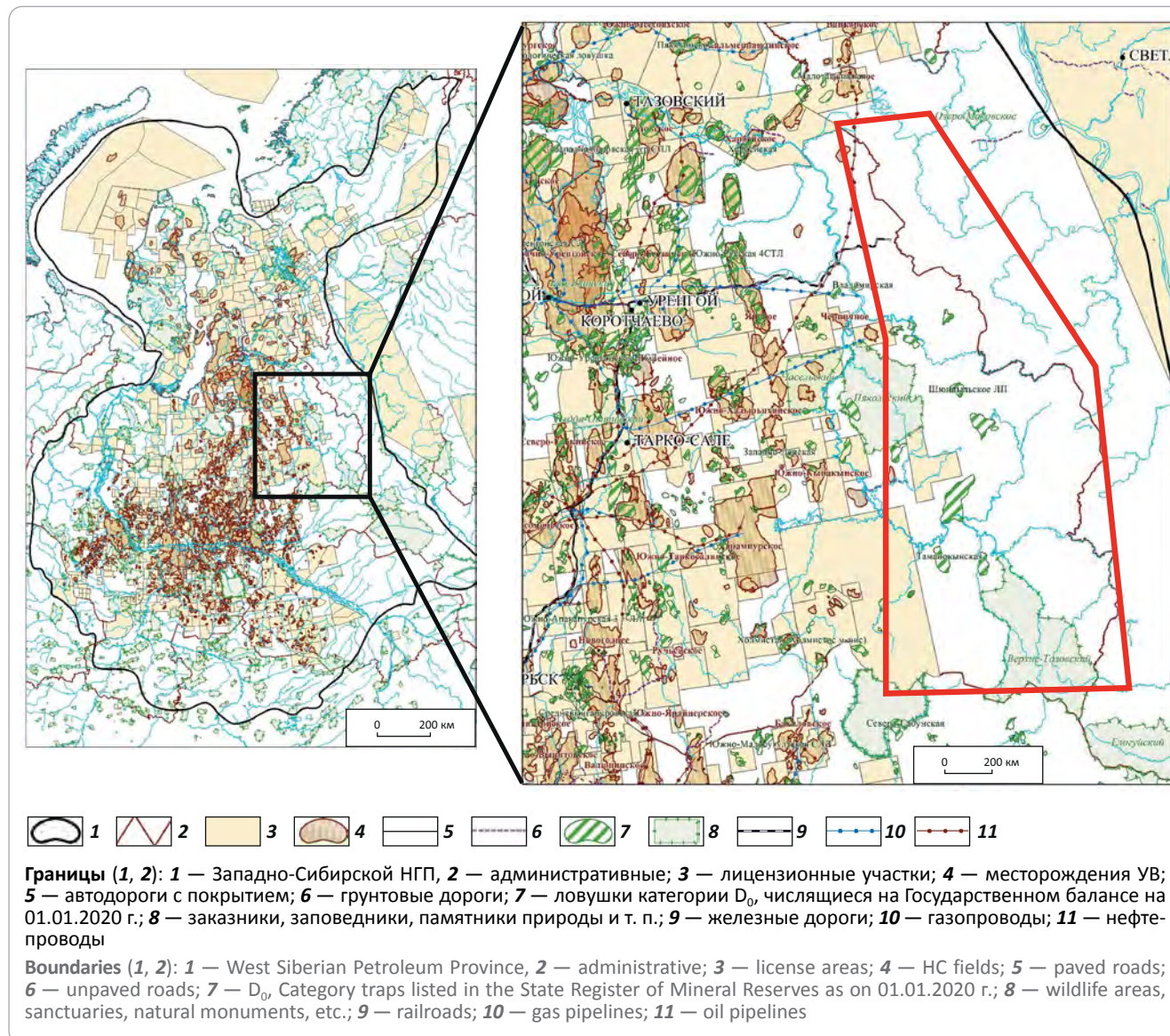
Abstract: West Siberian Petroleum Province is the world's largest one in terms of oil and gas resources and reserves. Gas flowing from the 1 key well in the Berezhovsky site in 1953 proved the formidable potential of the province and gave start to large-scale resource development in Western Siberia. Analysis of geological exploration indicators (scope and costs) as well as the current state of licensing allows concluding that considerable progress has been made in developing the potential of Western Siberia. However, despite more than half a century of development, the lands of the unallocated subsoil fund still occupy more than half of its area (58.2%). Pace of geological exploration is obviously insufficient to maintain the resource base of West Siberian Petroleum Province. That is why there is much tension around the issue of prospecting for new objects capable of altering the situation with recessionary trends in resource potential development in West Siberian Petroleum Province. Discovery of new objects should be based on the revision of focus areas, scope and stages of geological exploration for oil and gas with priority studies in marginal zones of West Siberian Petroleum Province, which account for about 60-90% of the unallocated fund of subsurface mineral resources of the province.

For citation: Vazhenina O.A. Petroleum potential of eastern marginal zones of West Siberian Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(6):19–30. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-19-30. In Russ.

Сведения о районе исследований

В связи с большой вероятностью открытия новых объектов для воспроизводства УВ-сырьевой базы в рамках Западно-Сибирской равнины, автор статьи предлагает обратить внимание на восточную

периферию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), административно охватывающую Красноселькупский район Ямало-Ненецкого автономного округа (рис. 1). Район характеризуется неравномерной степенью геолого-геофизической

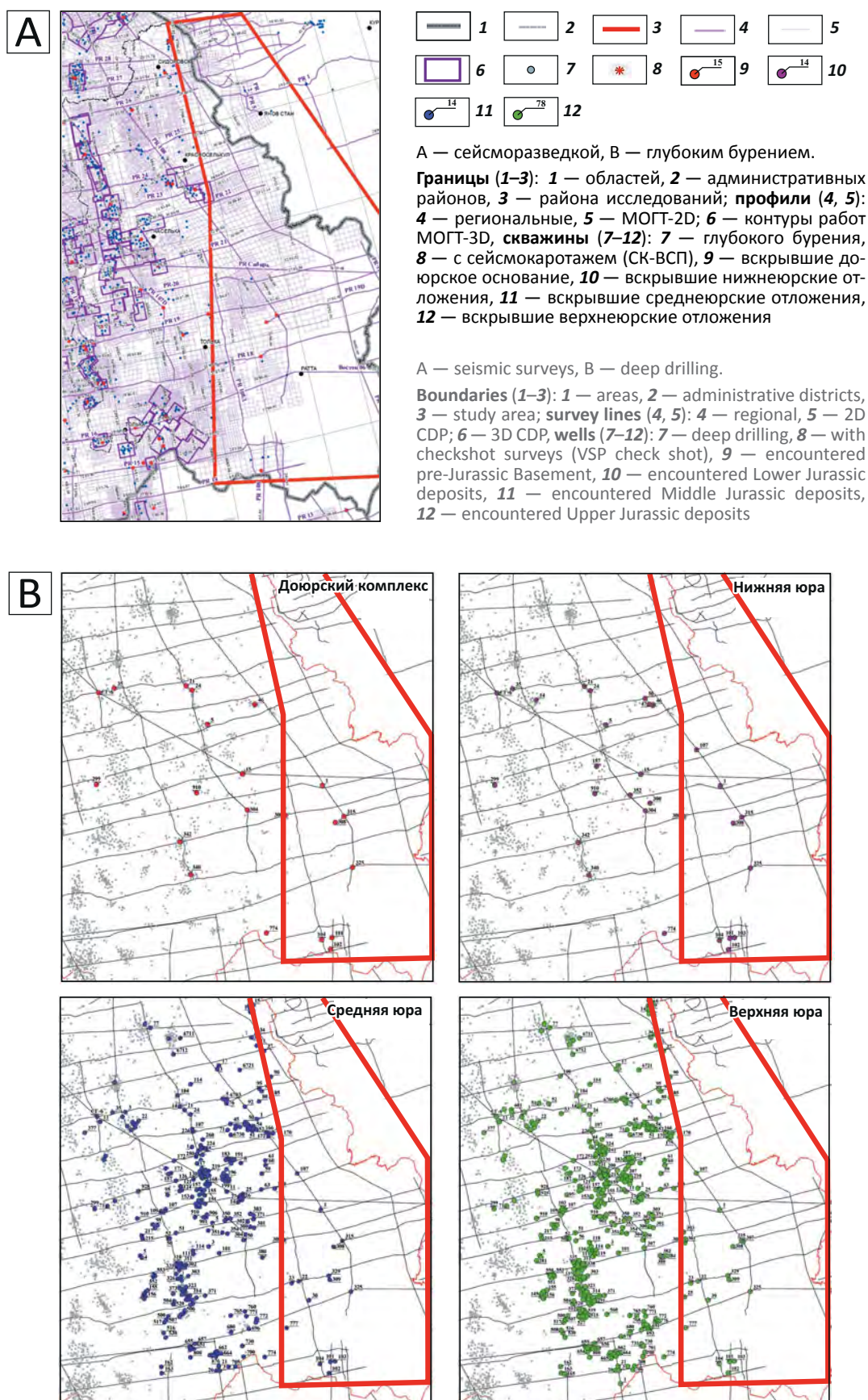
**Рис. 1.** Схема расположения района исследований**Fig. 1.** Location map of the study area

изученности (рис. 2). Практически вся западная часть района лицензирована нефтяными компаниями. На распределенных участках силами недропользователей проводятся сейсмические работы, в том числе МОГТ-3D, и бурятся поисково-оценочные и разведочные скважины. Восточная часть территории обладает крайне низкой плотностью 2D-сейсмопрофилирования, особенно в пределах современного Худосейского мегапрогиба и Сидоровской мегатеррасы. Также имеется ряд партий, у которых качество обработки данных не позволяет или с трудом позволяет провести корреляцию опорных и целевых ОГ. Разная степень геолого-геофизической изученности в пределах восточной части исследуемого района влияет на детальность структурных построений и выделение поисковых объектов: пространственные размеры перспективных ловушек недостаточно точны, а количественная оценка ресурсов УВ значительно занижена.

В рамках исследуемого района и сопредельных территорий пробурена 21 глубокая скважина, вскрывшая породы доюрского мегакомплекса, что составляет немного более 1 скважины на 10 000 км². Такой показатель достаточно убедительно свидетельствует о крайне низкой степени изученности глубоким бурением рассматриваемой части региона. Отложения нижней юры вскрыты 30 скважинами, средней юры — 318 скважинами и верхней юры — 463 скважинами. Скважины бурились в основном с учетом структурного фактора, что не всегда благоприятно для поиска сложнопостроенных коллекторов.

В тектоническом отношении в пределах данной зоны выделяется три крупных блока фундамента — Центрально-Западно-Сибирский на западе, Енисей-Туруханский на востоке и небольшой фрагмент Приалатаусского блока у южной границы площади. Также выделяется две ветви Уренгойско-Колтогор-

Рис. 2. Геолого-геофизическая изученность района исследований
Fig. 2. Geological and geophysical exploration maturity of the study area



ской тектономагматической системы — Колтогорский рифт с Верхнетолькинским развилком на западе участка и Худосейский — на востоке (рис. 3). В этой части региона происходит последовательное выклинивание в восточном и юго-восточном направлениях отложений нижней юры (пласты Ю₁₂, Ю₁₁, Ю₁₀). При этом вблизи контрастных выступов доюрского основания предполагается формирование грубообломочных пород, обладающих высокими коллекторскими свойствами.

В рамках исследуемого района и сопредельных территорий открыто 52 месторождения УВ в юрских и меловых отложениях, на Государственном балансе числится около 130 ловушек категории D₀. Подавляющее число открытых месторождений УВ расположено западнее современной Русско-Часельской гряды, большая часть запасов которых сосредоточена в аптско-альбско-сеноманском и неокомском нефтегазоносных комплексах (НГК) (рис. 4). Единичные месторождения, открытые на востоке района, содержат запасы в средне- и верхнеюрских отложениях. При этом подавляющая часть открытых месторождений длительный срок находится в разработке и уже исчерпала свой потенциал, а вновь открываемые месторождения не обеспечивают необходимого прироста запасов УВ для стабильной нефтедобычи.

Перспективы нефтегазоносности

Все вышесказанное свидетельствует о том, что возникает необходимость в проведении геолого-разведочных работ в пределах малоизученных территорий, к которой и относится восточная периферия Ямало-Ненецкого автономного округа, при этом основной вектор должен быть направлен на нераспределенный фонд недр. Аналитика геолого-геофизических исследований показала, что нижне-среднеюрские отложения являются одним из наиболее важных объектов поисково-разведочных работ в пределах восточной части исследуемой территории, в меньшей степени интересен верхнеюрский комплекс, при этом перспективы обнаружения залежей УВ в меловых отложениях здесь крайне низки. Это связано с рядом факторов, главным из которых является отсутствие нефтегазоматеринских пород. Еще к одному фактору низких перспектив вышеупомянутых отложений можно отнести значительные риски по наличию покрышек для неокомского комплекса и пластов группы ПК. На востоке, ввиду относительно близкого расположения источника сноса обломочного материала, который поставлялся с Сибирской платформы, происходило опесчанивание разреза. Данные условия осадконакопления сказались в первую очередь на качестве флюидоупоров для резервуаров неокомского НГК. Для каждого из них закартированы предполагаемые границы опесчанивания покрышек, восточнее которых отложения резервуаров экранируются маломощными и невыдержанными по латерали локальными флюи-

доупорами (рис. 5), а значит, вероятность наличия залежей УВ крайне низка.

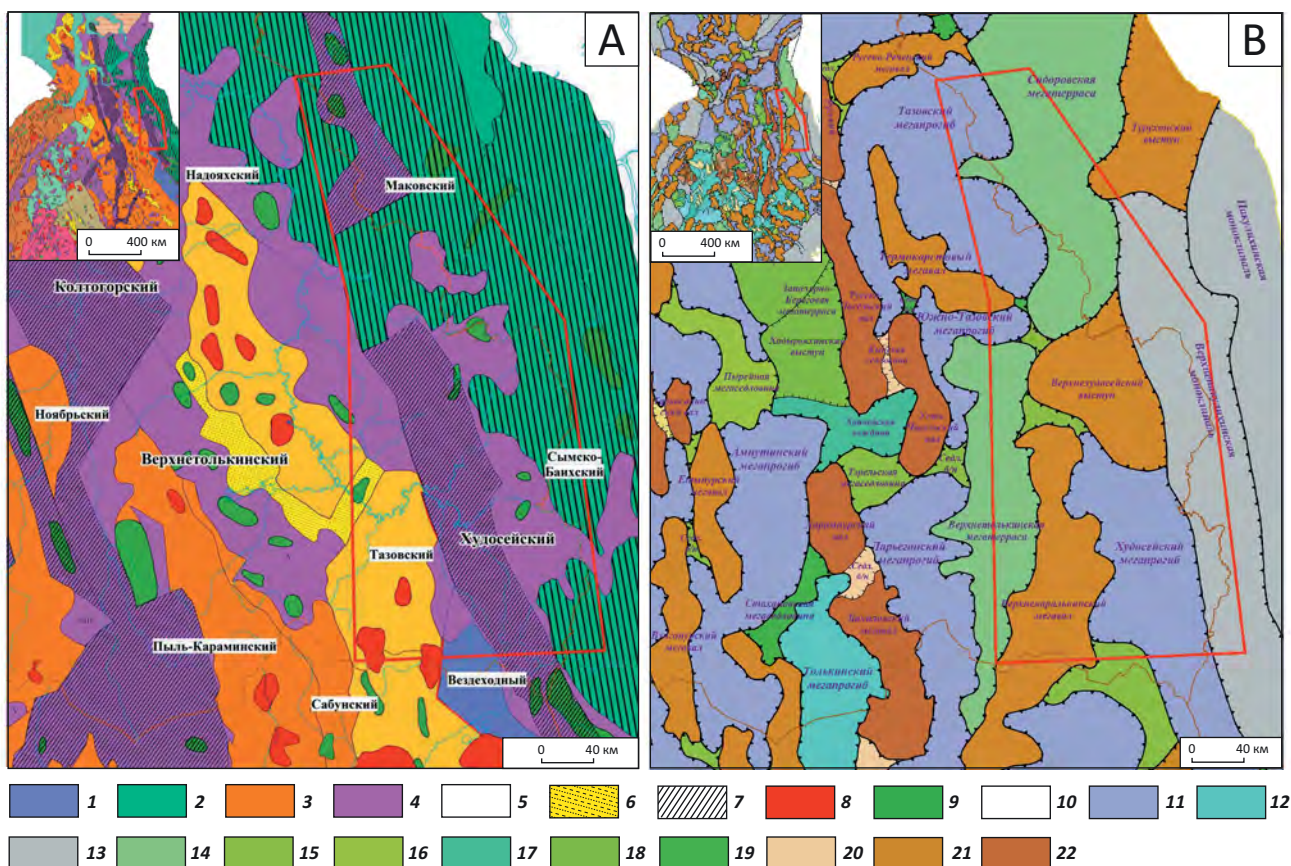
Рассмотрим основные перспективы открытия залежей УВ в пределах восточной периферии Западно-Сибирской НПП, связанных с ниже- и среднеюрским НГК. Промышленная нефтегазоносность данных комплексов доказана открытием многочисленных залежей, в том числе и крупных по объему запасов, в различных нефтегазоносных областях. На 01.01.2021 г. в отложениях нижней юры на территории Западно-Сибирской НПП открыто 45 месторождений, средней юры — 357 месторождений. Общая оценка ресурсов в пересчете на нефть составляет: начальных геологических — 45 (извлекаемых 10,4) млрд т, газа растворенного — 7,3 (1,7) млрд т, газа свободного — 19,3 трлн м³, конденсата — 3,3 (2,1) млрд т [1].

Нижнеюрский НГК объединяет разнофациальные толщи песчаных пластов Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂ и разделяющих их глинистых пород-покрышек плинсбах-тоарского и плинсбахского возраста. Региональной покрышкой НГК являются глинистые отложения лайдинского горизонта (радомская пачка, лайдинская свита) тоар-ааленского возраста, подошвой комплекса — доюрские образования. Нижнеюрский НГК на исследуемой территории включает отложения котухтинской (на западе района работ), худосейской (восточная часть исследуемой территории), ягельной и береговой свит, содержащих три преимущественно песчаных резервуара — пласты Ю₁₂ (плинсбах), пласты Ю₁₁ (плинсбах — тоар) и Ю₁₀ (поздний тоар), перекрытые соответственно левинской свитой, тогурской и радомской глинистыми пачками, являющимися надежными флюидоупорами. Хотя промышленная нефтеносность данного комплекса на изучаемой территории пока не установлена, западнее рассматриваемой зоны открыто Ярайнерское месторождение, в пределах которого доказана продуктивность нижнеюрских отложений. Непосредственно в рамках исследуемого района и сопредельных территорий при испытании нижнеюрского НГК в единичных скважинах получены непромышленные притоки нефти и нефтегазопрооявления, которые подтверждают наличие коллекторов и их заполнение УВ. В целом по нижнеюрскому комплексу испытано 18 скважин, притоки воды получены в 11 скважинах, из них только в 2 скважинах вода с пленками нефти, 7 скважин оказались сухими.

В фациальном отношении нижнеюрские отложения накапливались преимущественно в условиях денудационно-аккумулятивной и низменной равнины, а также прибрежной равнины, временами заливаемой морем. Коллекторы пластов Ю₁₂, Ю₁₁ и Ю₁₀ обладают пониженными значениями фильтрационно-емкостных свойств: коэффициент пористости (K_p) в среднем изменяется от 12 до 16 %, коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) — от 0,1 до 50 мД. Увеличенные эффективные толщины и повышенные значения коэффициента песчанистости ($K_{песч}$)

Рис. 3. Фрагменты тектонических карт в рамках района исследований

Fig. 3. Fragments of tectonic maps covering the study area



А — домезозойское основание Западно-Сибирской плиты¹, В — осадочный чехол Западно-Сибирской плиты²

Консолидированные блоки доюрского основания (1–3): 1 — Приалатаусский; 2 — Енисей-Туруханский; 3 — Центрально-Западно-Сибирский; 4 — районы Уренгойско-Колтогорской тектономагматической системы; 5 — впадины, прогибы, выполненные карбонатными и терригенными породами; 6 — впадины, прогибы, выполненные терригенно-осадочными породами; 7 — зоны полной или частичной деструкции консолидированной коры; 8 — гранитоиды; 9 — габброиды; 10 — административные границы; 11 — структуры I порядка и входящие в них структуры II порядка — мегавпадины, мегапрогибы (нерайонированные); 12 — элементы внутреннего районирования впадин, мегапрогибов: впадины, прогибы, днища впадин, котловины; 13 — моноклинали (нерайонированные); 14 — мегатеррасы, террасы (нерайонированные); 15 — мегаседловины, седловины нейтральные; 16 — мегаседловины, седловины поднятий (наивысшая отметка седловины ближе к отметке поднятия); 17 — элементы внутреннего районирования мегатеррас: впадины, прогибы, ложбины; 18 — поднятия, валы, выступы; 19 — мегаседловины, седловины впадин (наивысшая отметка седловины ближе к отметке впадины); 20 — седловины внутреннего районирования поднятий (элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов); 21 — своды, мегавалы (нерайонированные); 22 — валы, поднятия, вершины (элементы внутреннего районирования сводов, мегавалов)

А — pre-Mesozoic Basement of West Siberian Plate¹, В — sedimentary cover of West Siberian Plate²

Consolidated blocks of pre-Jurassic Basement (1–3): 1 — Alataussky; 2 — Yenisei-Turukhansky; 3 — Central West Siberian; 4 — regions of Urengoisky-Koltogorsky tectonic and plutonic system; 5 — depressions, troughs filled with carbonate and terrigenous rocks; 6 — depressions, troughs filled with terrigenous and sedimentary rocks; 7 — zones of complete or partial destruction of consolidated crust; 8 — granitoids; 9 — gabbroids; 10 — administrative boundaries; 11 — I-st order and II-nd order structures included in them — mega-depressions, mega-troughs (not zoned); 12 — elements of inner zoning of depressions, mega-troughs: depressions, trough, depression bottom, basins; 13 — monoclines (not zoned); 14 — mega-terraces, terraces (not zoned); 15 — neutral mega-saddles, saddles; 16 — mega-saddles, saddles of highs (the highest point of the saddle closer to the high elevation point); 17 — elements of inner zoning of mega-terraces: depressions, troughs, cloughs; 18 — highs, swells, salients; 19 — mega-saddles, saddles of depressions (the highest point of the saddle closer to the depression point); 20 — saddles of the inner zoning of highs (elements of inner zoning of arches, mega-swells); 21 — arches, mega-swells (not zoned); 22 — swells, highs, crests (elements of inner zoning of arches, mega-swells)

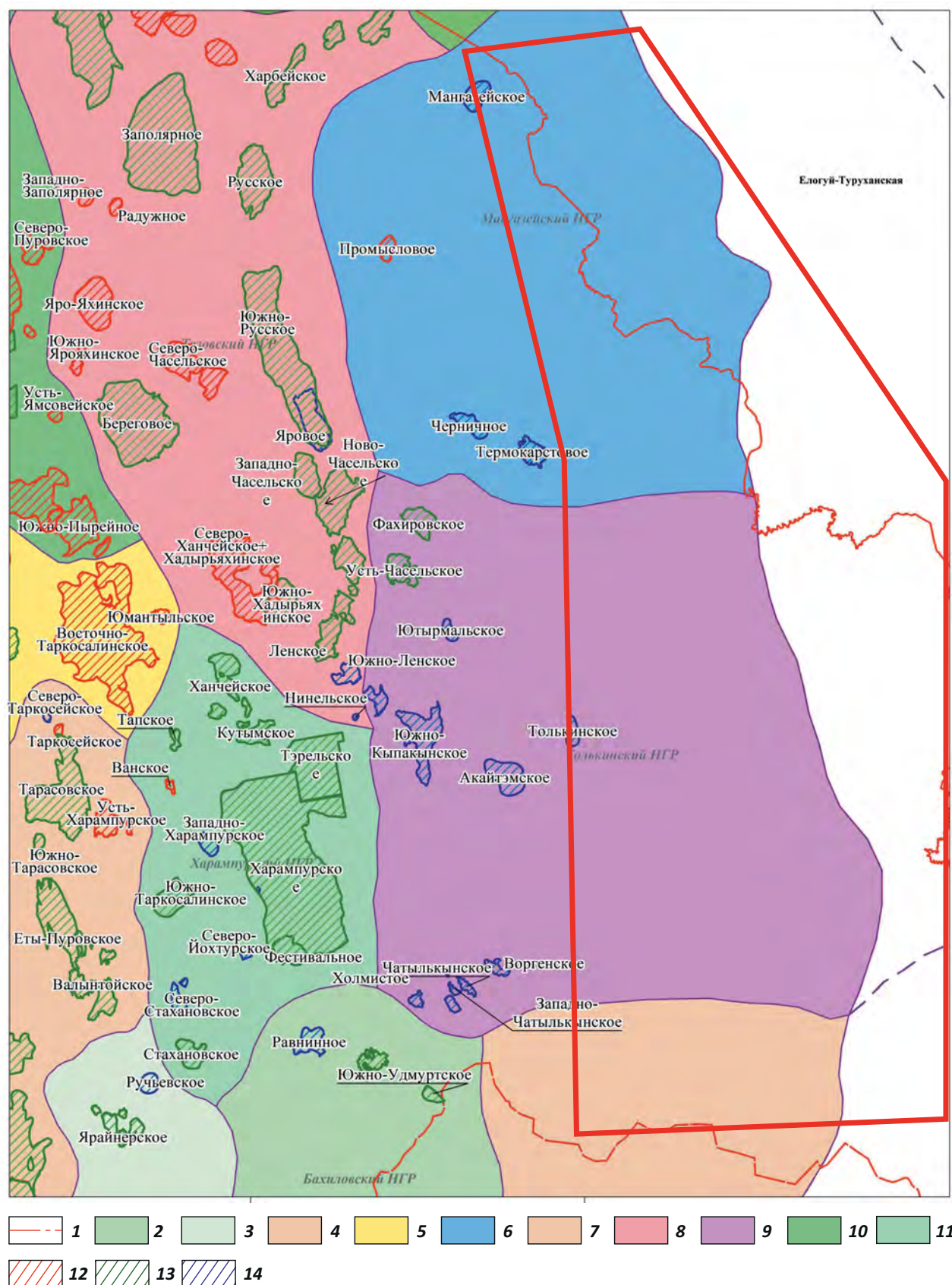
¹Цимбалюк Ю.А. и др. Создание геолого-геофизических моделей доюрского основания Западной Сибири с целью выявления новых нефтегазоперспективных объектов на основе инновационных технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных : отчет. Тюмень: ФГБУ ЗапСибНИИГГ, 2016.

²Шпильман А.В. Создание детальной модели геологического строения нижнесреднеюрских образований Западной Сибири, оценка ресурсного потенциала и обоснование главных направлений поисково-разведочных работ. – Тюмень. 2008ф.



Рис. 4. Фрагмент схемы нефтегазгеологического районирования в рамках района исследований (ФГБУ «ВНИГНИ», 2022 г., под ред. П.Н. Мельникова)

Fig. 4. Fragment of the scheme of geopetroleum zoning within the study area (VNIGNI, 2022, eds. P.N. Mel'nikova)



Усл. обозначения к рис. 4

Legend for Fig. 4

1 — административные границы; нефтегазоперспективные районы (2–11): 2 — Бахилловский, 3 — Варьеганский, 4 — Вынгапуровский, 5 — Губкинский, 6 — Мангазейский, 7 — Пыль-Караминский, 8 — Тазовский, 9 — Толькинский, 10 — Уренгойский, 11 — Харампурский; продуктивные отложения (12–14): 12 — меловые, 13 — юрские и меловые, 14 — юрские.

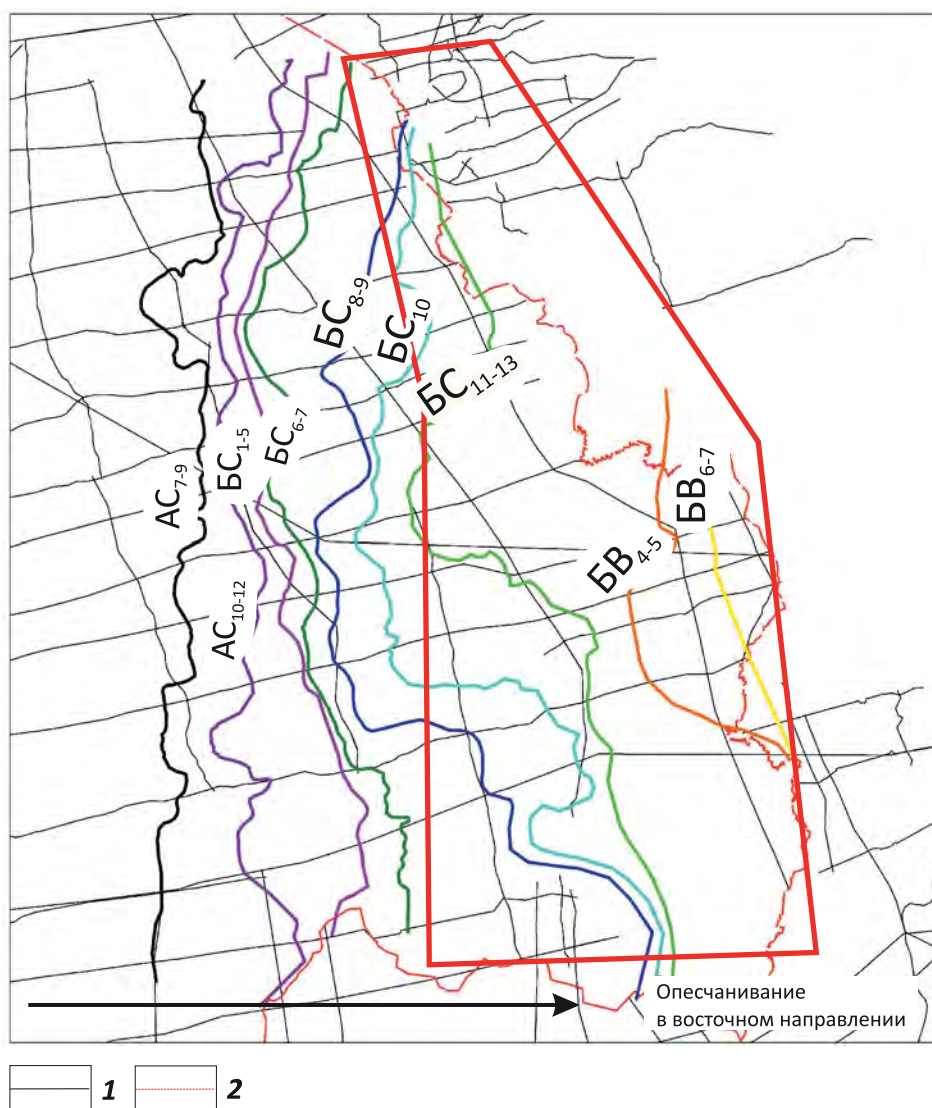
Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — administrative boundaries; oil and gas promising areas (2–11): 2 — Bakhilovsky, 3 — Varyogansky, 4 — Vyngapurovsky, 5 — Gubkinsky, 6 — Mangazeisky, 7 — Pyl'-Karminsky, 8 — Tazovsky, 9 — Tol'kinsky, 10 — Urengoisky, 11 — Kharampursky; pay zones (12–14): 12 — Cretaceous, 13 — Jurassic and Cretaceous, 14 — Jurassic.

For other Legend items see Fig. 2

Рис. 5. Границы опесчанивания покровов для сейсмофациального комплекса неокома по данным ФАУ «ЗапСибНИИГ»

Fig. 5. Limits of increase in sand content in seals, Neocomian seismic facies sequence (according to ZapSibNIIGG)



1 — региональные профили; 2 — административные границы.

Остальные усл. обозначения см. на рис. 2

1 — regional survey lines; 2 — administrative boundaries.

For other Legend items see Fig. 2

приурочены к депрессионным зонам, по которым транспортировалась основная масса терригенного материала.

Характерной особенностью строения нижнеюрского НГК в пределах восточной периферии Западно-Сибирской НГП является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов нижней юры и сокращение толщин коллекторов к приподнятым частям палеорельефа (район современной Сидоровской мегатеррасы, Верхнехудосейского выступа, Верхнекаралькинского мегавала). Сначала выклиниваются отложения пласта Ю₁₂, затем Ю₁₁ и Ю₁₀. В связи с вышесказанным первоочередной интерес в нижнеюрском НГК в рамках исследуемого района представляют структурно-стратиграфические ловушки вблизи выступов фундамента, а также структурные и структурно-литологические объекты, фациально связанные с палеодренажными системами или находящиеся в непосредственной близости от них, где накапливались мощные толщи песчаников (рис. 6).

Вторым потенциальным уровнем нефтегазоносности прогнозируется среднеюрский НГК (аален – ранний келловей), включающий интервал тюменской свиты с подразделениями – нижняя (Ю₇₋₉), средняя (Ю₅₋₆) и верхняя (Ю₂₋₄) подсвиты. Отложения средней юры на исследуемой территории имеют преимущественно покровный характер развита.

Отложения среднеюрского НГК являются продуктивными практически на всей территории Западно-Сибирской НГП. Основные перспективы нефтегазоносности связываются с верхней частью разреза (малышевский горизонт), который регионально нефтеносен. Стоит отметить, что в батском резервуаре учтены значительные запасы УВ, однако их освоение по всей территории Западно-Сибирской НГП в целом остается ничтожно низким. Так, выработанность запасов нефти от начальных составляет 5,7 %, а газа (свободного и газовых шапок) – около 0,002 % [2].

В рамках исследуемого района в отложениях малышевского горизонта открыто 16 месторождений, при этом ближайшими месторождениями, где доказана продуктивность пластов Ю₇₋₉ и Ю₅₋₆, являются Вынгапуровское (ЮВ₇), Западно-Таркосалинское (Ю_{5/2}), Новогоднее (ЮВ₅), Вынгапуровское (ЮВ₅, ЮВ₆), Северо-Варьеганское (ЮВ₅), расположенные западнее исследуемой территории.

Притоки флюида из пластов Ю₇₋₉ и Ю₅₋₆, которые следует рассматривать лишь как предполагаемые или второстепенные объекты нефтегазописковых работ в связи со слабой их изученностью в рамках исследуемой территории, получены в 13 скважинах, отложения характеризуются средними коллекторскими свойствами (в среднем $K_p = 14-16\%$, $K_{np} = (10-50) \cdot 10^{-3}$ мкм²). Причиной довольно низкой продуктивности вышеуказанных пластов может служить тот факт, что глинистые перемычки

между пластами ниже- и среднетюменской подсвит, которые могли бы быть флюидоупорами, или полностью отсутствуют, или представлены незначительными прослоями мощностью менее 5 м.

Наибольший интерес в среднеюрском разрезе представляют регионально-продуктивные песчаные пласты Ю₂₋₃ и Ю₄ верхней подсвиты тюменской свиты. Из отложений пласта Ю₄ в 7 скважинах на Геологической, Северо-Пырейной, Тычельской, Усть-Ямсовейской и Южно-Русской площадях по результатам испытаний получен продукт (нефть, пленка нефти, газоконденсат). Дебиты нефти варьируют от 2 до 9,6 м³/сут при диаметре штуцера 4 мм, конденсата – от 0,48 до 4,33 м³/сут. Из отложений пластов Ю₂₋₃ продукт получен в 42 скважинах. Дебиты нефти варьируют от 0,2 до 134 м³/сут, конденсата – от 0,88 до 43 м³/сут, дебиты газа достигают 1 тыс. м³/сут. Также установлены многочисленные нефтегазопрооявления. Коллекторы пластов Ю₂₋₄ обладают преимущественно пониженными и средними значениями фильтрационно-емкостных свойств.

Данные о палеорельефе, характере распространения песчаных тел коллекторов и современный структурный план среднеюрских отложений позволяют сделать вывод, что основные перспективы связаны со структурными и структурно-литологическими ловушками, в формировании которых участвуют крылья юрских крупных локальных поднятий, а также депрессионные зоны (рис. 7). Здесь накапливались песчаные отложения палеодренажных систем, которые протягиваются в меридиональном направлении в восточной и западной частях территории исследований. При выделении и районировании зон распространения предполагаемых резервуаров с высокими фильтрационно-емкостными свойствами необходимо учитывать, что пласты Ю₄₋₉ формировались в континентальных и субконтинентальных условиях, в то время как накопление пластов Ю₂₋₃ происходило в условиях переходных от континентальных к морским, в период начавшейся трансгрессии морского бассейна. Все это предопределило не только мозаичный характер распространения песчаных пластов средней юры, но и неоднородность коллекторов в рамках исследуемого региона. Основная проблема поиска залежей УВ в этих пластах сводится к проблеме поиска пород-коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Пласты-коллекторы имеют сложное линзовидное строение, обычно они небольшой толщины и протяженности.

Для оценки перспектив обнаружения залежей УВ в ниже-среднеюрских отложениях в рамках восточной периферии Западно-Сибирской НГП оценены прогнозные ресурсы УВ в пределах нераспределенного фонда недр восточной части региона. По результатам данной оценки геологические/извлекаемые ресурсы УВ в отложениях нижнеюрского НГК составляют 423,6/54,2 млн т усл. топлива, среднеюрского НГК – 615,2/136,3 млн т усл. топлива,

Рис. 6. Структурно-стратиграфические нефтегазоперспективные объекты в нижнеюрских отложениях
Fig. 6. Oil and gas promising structural and stratigraphic objects in Lower Jurassic deposits

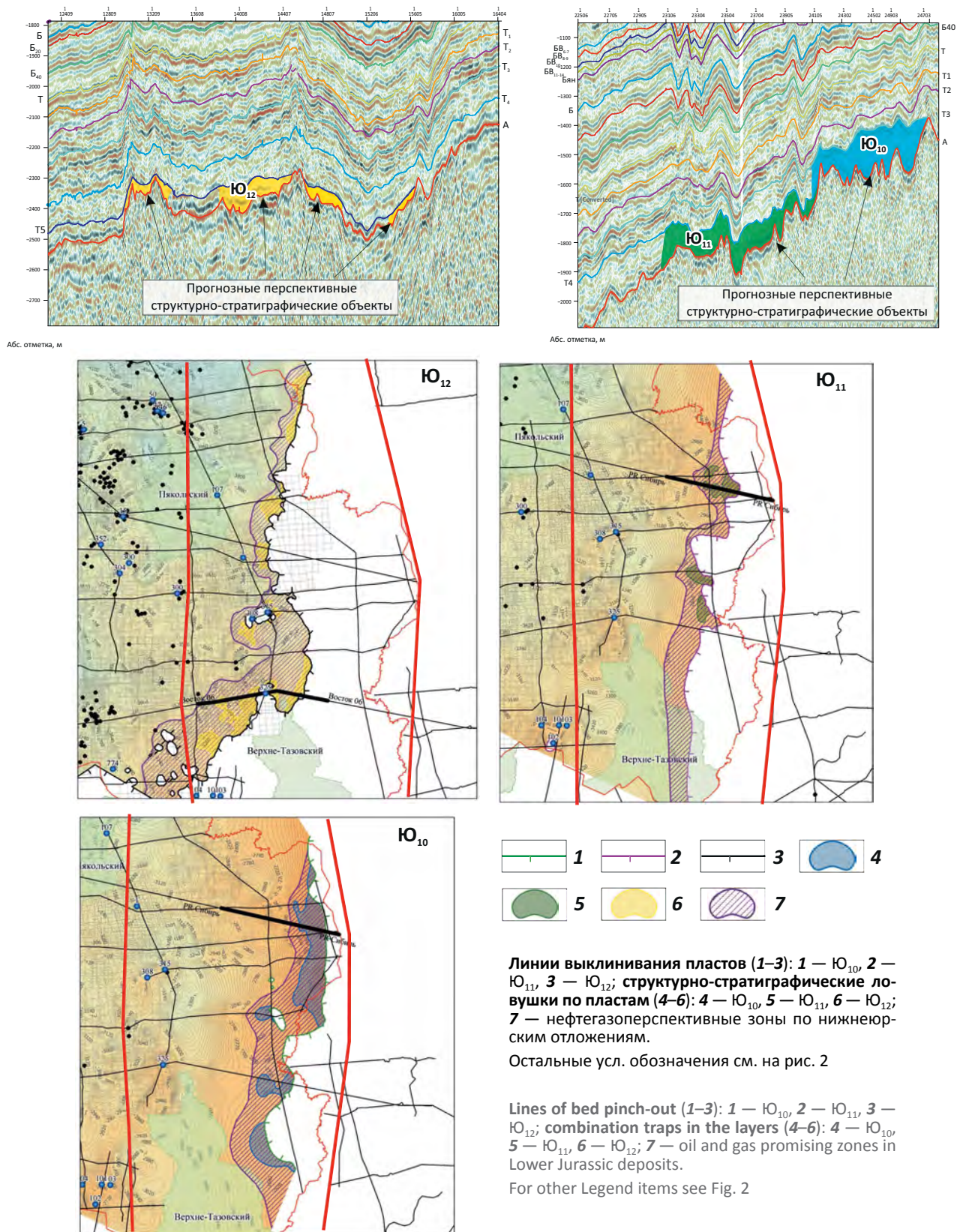
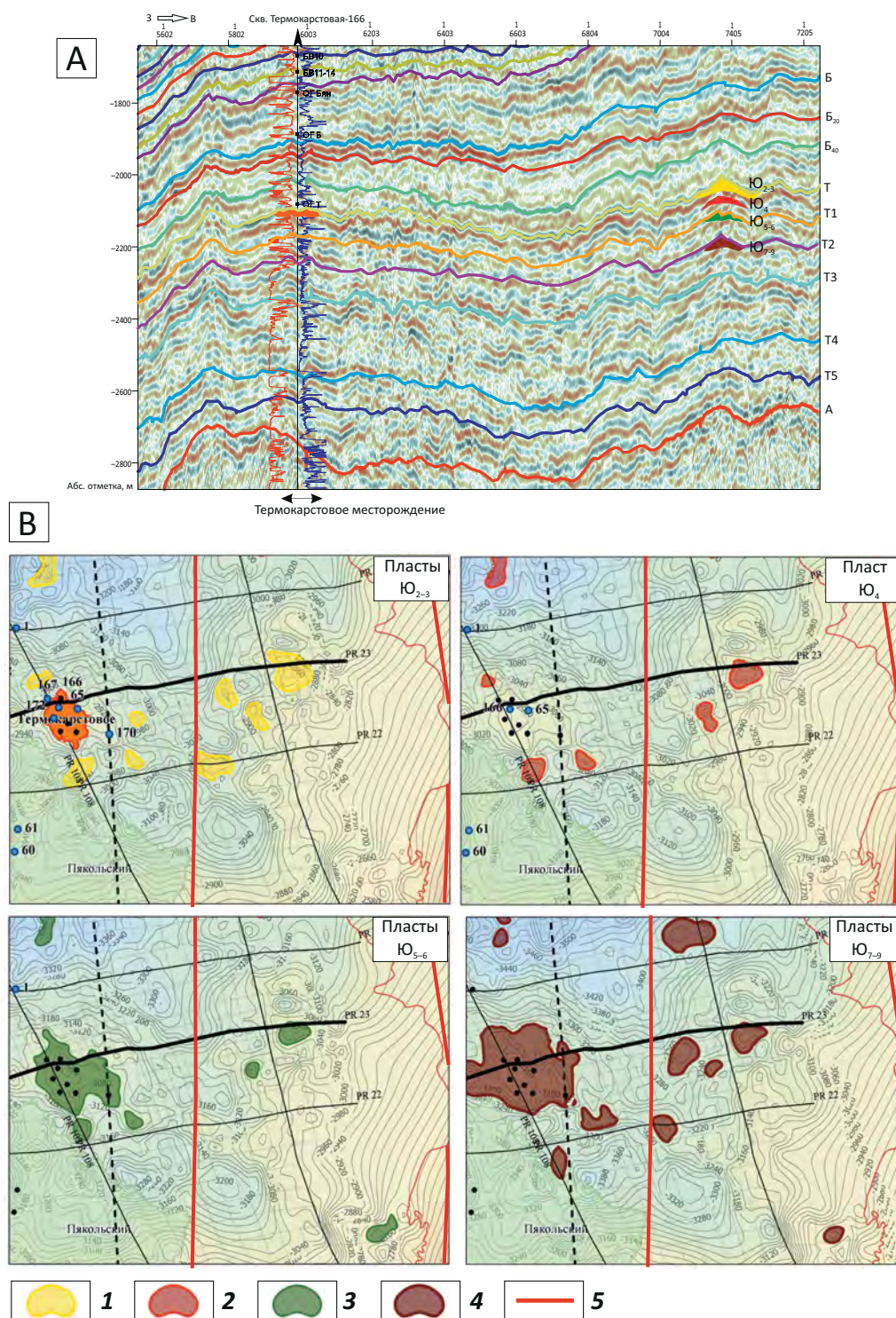




Рис. 7. Структурно-стратиграфические нефтегазоперспективные объекты в среднеюрских отложениях
Fig. 7. Oil and gas promising structural and stratigraphic objects in Middle Jurassic deposits



А — фрагмент временного сейсмического разреза вдоль PR 23, В — структурные и структурно-литологические нефтегазоперспективные объекты.

Структурные и структурно-литологические ловушки по пластам (1–4): 1 — Ю₂₋₃, 2 — Ю₄, 3 — Ю₅₋₆, 4 — Ю₇₋₉; 5 — границы исследуемой территории

А — Fragment of seismic time section along PR 23 survey line, В — structural and structural and lithological oil and gas promising objects.

Structural and combination traps in the layers (1–4): 1 — Ю₂₋₃, 2 — Ю₄, 3 — Ю₅₋₆, 4 — Ю₇₋₉; 5 — boundaries of the study area

Таблица. Прогнозные ресурсы УВ в пределах исследуемого района

Table. Undiscovered HC Resources in the study area

Пласт	Геологические ресурсы УВ, млн т усл. топлива	Извлекаемые ресурсы УВ, млн т усл. топлива
Ю ₂₋₃	43,5	20,3
Ю ₄	261,2	50,5
Ю ₅₋₆	169,8	30,2
Ю ₇₋₉	140,7	35,3
ИТОГО среднеюрские отложения	615,2	136,3
Ю ₁₀	187,5	22,1
Ю ₁₁	140,4	17,8
Ю ₁₂	95,8	13,6
ИТОГО нижнеюрские отложения	423,6	53,5
ИТОГО отложения нижней + средней юры	1038,8	189,8

в то время как в целом для всей исследуемой территории ресурсы УВ в нижнеюрском НГК составляют 1686,2/168,6 млн т усл. топлива, среднеюрском НГК — 1958,8/366,4 млн т усл. топлива (таблица). Однако здесь необходимо иметь в виду, что в связи с малой степенью геолого-геофизической изученности восточной части региона, не удалось детализировать ее структурное строение. В связи с этим пространственные размеры выделенных перспективных объектов определяются недостаточно точно, а количественная оценка ресурсов УВ вероятнее всего значительно занижена. С постановкой на данной территории геолого-разведочных работ ресурсная база может быть кратно увеличена.

Заключение

Таким образом, основные перспективы исследуемой части региона связаны со структурно-стратиграфическими (крупные положительные тектонические элементы и их склоны) и структурно-литологическими (палеодренажные системы) объектами ниже-среднеюрских отложений. Аналогичное строение юрских отложений характерно вдоль всей восточной периферийной зоны, что позволяет предположить широкое развитие структурно-стратиграфических ловушек на всем протяжении последовательного выклинивания пластов нижней – средней юры.

Необходимо иметь в виду, что при оценке перспектив ниже- и среднеюрских отложений в пределах восточной периферии Западно-Сибирской

НГП также важно учитывать риски, связанные с наличием нефтегазоматеринских пород, способных генерировать УВ. Для данных НГК нефтегазоматеринскими являются тогурская и радомская пачки глин, а также локальные глинистые прослои в отложениях тюменской свиты, при этом свойства нефтегазоматеринских пород в восточной части района на порядок ниже, чем на западе исследуемой территории.

Следует также отметить, что эффективное изучение периферийных зон с учетом всего спектра геологических рисков возможно путем последовательного проведения геолого-разведочных работ, включающих в себя на начальных этапах 2D-сейсморазведочные работы и бурение поисково-оценочных скважин с применением в дальнейшем бассейнового моделирования. Данные виды работ необходимы для получения новой информации о строении недр (в частности, требуется детально картировать границы выклинивания нижеюрских отложений, уточнить седиментологические модели нефтегазоперспективных интервалов и обосновать контуры ловушек), выделения очагов генерации УВ, зон дренирования и путей миграции флюида, а также для оценки объема сгенерированных УВ. Следует особо отметить, что для принятия крупного инвестиционного решения и разворачивания масштабного проекта недостаточно только геологической перспективности нефтегазоносности. Для появления региона, перспективного в отношении сбыта, необходимо также развивать и инфраструктуру.

Литература

1. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: Наука, 2005. – 156 с.
2. Казаненков В.В. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналоги в Западной Сибири // Бурение и нефть – 2016. – № 3. – С. 18–25.

References

1. Gurari F.G., Devyatov V.P., Demin V.I. et al. Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' nizhnei-srednei yury Zapadno-Sibirskoi provintsii [Geological structure and hydrocarbon potential of Lower – Middle Jurassic in the West Siberian Province]. Novosibirsk: Nauka; 2005. 156 p. In Russ.
2. Kazanenkov V.V. The raw material base of hydrocarbons and regional features of distribution of deposits in the Tyumen suite and its analogues in Western Siberia. *Burenie i nef't*. 2016;(3):18–25. In Russ.

Информация об авторах**Важенина Ольга Александровна**Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник департамента

ФГУ «Западно-Сибирский

научно-исследовательский институт геологии и геофизики»,

625000 Тюмень, ул. Республики, д. 48/4а

e-mail: vazheninaoa@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

Information about authors**Ol'ga A. Vazhenina**Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

ZapSibNIIGG,

48/4a, ul. Respubliki, Tyumen, 625000, Russia

e-mail: vazheninaoa@zsnigg.ru

ORCID ID: 0009-0001-2868-7268

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

**ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ.
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ –
КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»**в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru**27-28
МАРТА****г. Новый Уренгой
2024**