

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.76-95>

EDN YSMYJB

УДК 553.98.061.4(571.1)

**Перспективы зон выклинивания юрских отложений  
на северо-западном борту Западно-Сибирской провинции**

*Белоусов С.Л., Сокольникова А.А., Сидоров Д.А., Панькова А.А.*

*ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия*

**Prospects for Jurassic pinch-out zones on the northwestern flank  
of the West-Siberian Province**

*S.L. Belousov, A.A. Sokolnikova, D.A. Sidorov, A.A. Pankova*

*RN – Geology Research Development, Tyumen, Russia*

**E-mail: [sbelousov@rn-gir.rosneft.ru](mailto:sbelousov@rn-gir.rosneft.ru)**

**Аннотация.** Бортовые зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представляют большой поисковый интерес на обнаружение крупных скоплений углеводородов. На примере западной бортовой зоны показаны геологические предпосылки формирования обширных территорий нефтегазонакопления. Последовательное стратиграфическое выклинивание перспективных отложений вверх по разрезу способствует образованию ловушек структурно-стратиграфического типа. Слабая геолого-геофизическая изученность увеличивает погрешности определения положения линий стратиграфического выклинивания пластов в плане, что создаёт большие геологические риски при поисковых работах. Авторами построены карты прогноза перспективных зон и ловушек для семи горизонтов юры, а также сводная карта перспектив нефтегазоносности, которая представляет наибольший интерес с точки зрения планирования дальнейших геологоразведочных работ. По перспективным объектам рассчитаны прогнозные ресурсы, сделана вероятностная оценка ресурсов. В ловушках структурно-стратиграфического типа в пределах рассматриваемой территории сосредоточено около 70 % всего ресурсного потенциала.

**Ключевые слова:** *пласт, ловушка, залежь, месторождение, юрские отложения, структура, стратиграфическое выклинивание, геолого-геофизическая изученность*

**Для цитирования:** Белоусов С.Л., Сокольникова А.А., Сидоров Д.А., Панькова А.А. Перспективы зон выклинивания юрских отложений на северо-западном борту Западно-Сибирской провинции //

**Abstract.** The flank zones of the West Siberian Petroleum Province are of great interest for the exploration of large hydrocarbon accumulations. The western flank zone illustrates the geological preconditions for the formation of vast oil and gas accumulation areas. Upward areal sequential stratigraphic pinching-out of promising accumulations contributes to the formation of stratigraphically screened structural traps. Insufficient geological and geophysical knowledge increases the uncertainty in interpreting the locations of areal stratigraphic pinching-out lines, creating significant geological risks during exploration. The authors have built maps of estimated promising zones and traps for seven Jurassic horizons, as well as a summary map of oil and gas potential, which is of particular interest for planning further exploration. Resources have been estimated for promising targets, and a probabilistic resource assessment has been made. Approximately 70% of the total resource potential is concentrated in stratigraphically screened structural traps within the study area.

**Key words:** *reservoir, trap, accumulation, field, Jurassic reservoirs, structure, stratigraphic pinching-out, geological and geophysical knowledge*

**For citation:** S.L. Belousov, A.A. Sokolnikova, D.A. Sidorov, A.A. Pankova Perspektivy zon vyklinivaniya yurskikh otlozheniy na severo-zapadnom borte Zapadno-Sibirskoy provintsii [Prospects for Jurassic pinch-out zones on the northwestern flank of the West-Siberian Province]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(45), 2026. pp. 76-95. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.1.76-95>. EDN YSMYJB (in Russian)

## Введение

Изучение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеет уже более чем полувековую историю. В период её активного освоения основное внимание было сосредоточено на центральных районах, где были открыты крупнейшие и уникальные промышленные месторождения углеводородов (УВ). В пик освоения нефтегазоносной провинции Западной Сибири, который пришелся на 60-80-е годы прошлого столетия, стратегия поиска нефти и газа основывалась на поиске залежей углеводородов в структурных ловушках. Периферийные районы, вследствие этого отнесенные к малоперспективным, оказались к сегодняшнему дню менее изученными.

Современный уровень освоения Западно-Сибирского НГБ свидетельствует, что этап открытия месторождений только структурного типа в основном уже завершается. Между тем в бортовых зонах, где толщины

осадочного чехла, приближаясь к периферии бассейна, сокращаются преимущественно за счёт последовательного стратиграфического выклинивания нижнеюрских, среднеюрских, верхнеюрских и части нижнемеловых отложений, повышается вероятность обнаружения структурно-стратиграфических ловушек [1]. Для выделения подобных зон с перспективами обнаружения залежей в ловушках комбинированных типов необходимы дополнительные региональные исследования.

Целью данной статьи является рассмотрение основных закономерностей геологического строения юрского интервала периферийных частей бассейна, способствующих образованию крупных зон нефтегазонакопления, на примере северо-западной части региона.

Расположенная к северо-западу от Широкого Приобья бортовая зона бассейна длительное время находилась в тени высокоперспективных районов центральных частей Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. Она частично охватывает четыре НГО, в двух из которых (Красноленинская и Фроловская) установлена продуктивность нижне- и среднеюрских отложений. Причем в данном интервале сосредоточены наибольшие запасы УВ. Многие залежи в юрских отложениях относятся к структурно-стратиграфическому и структурно-литологическому типам.

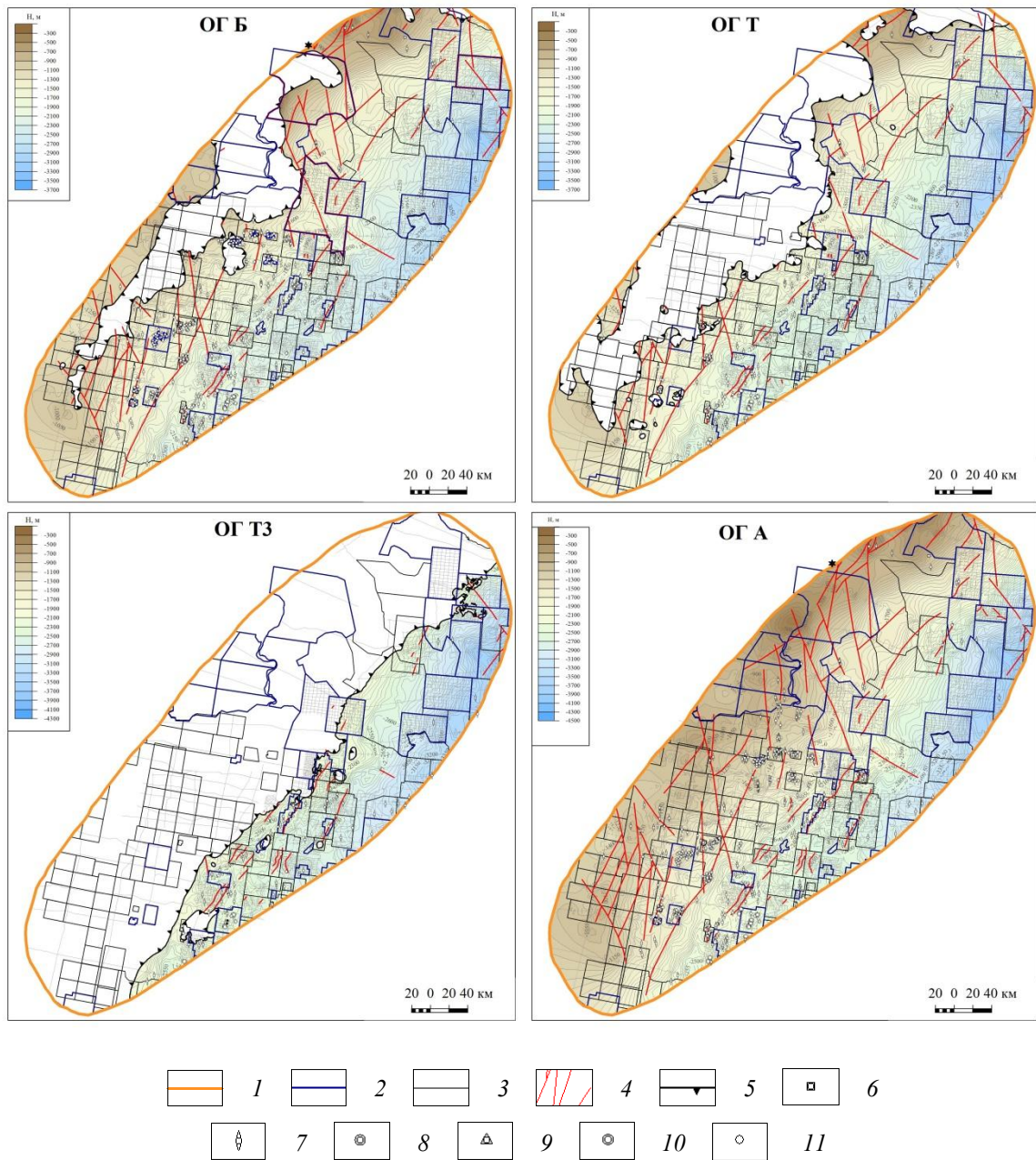
Для изучения геологических предпосылок формирования скоплений УВ в северо-западной бортовой части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции проведены региональные исследования, которые включали: актуализацию базы данных, уточнение структурно-тектонической модели, создание и уточнение модели осадконакопления с построением палеогеографических карт и прогнозом зон распространения коллекторов и покрышек, анализ нефтегазовой системы на основе 3Д бассейнового моделирования, локализацию перспективных объектов, детерминистическую и вероятностную оценку ресурсов углеводородного сырья (УВС) и оценку

геологических рисков для обоснования направлений поисково-оценочных работ.

При создании структурно-тектонической модели использованы картостроения по опорным и целевым сейсмическим горизонтам, соответствующим геологическим границам: Г – кровля уватской (марресалинской) свиты; М<sup>1</sup> – кровля викуловской (танопчинской) свиты; М – подошва кошайской свиты (подошва нейтинской пачки); Б – кровля баженовской свиты (нижнетутлеймской подсвиты); Т – кровля тюменской свиты; Т1 – кровля среднетюменской подсвиты; Т2 – кровля нижнетюменской подсвиты; Т3 – подошва радомской пачки; Т4 – подошва тогурской пачки; А – поверхность доюрского основания (Рис.1, 4).

При построении структурной модели учитывались общие региональные закономерности:

- унаследованность структурного плана отражающих горизонтов относительно поверхности доюрского основания;
- сравнительно небольшой градиент изменения общих толщин по площади, за исключением мест стратиграфического выклинивания пластов на доюрское основание;
- отсутствие пересечений структурных границ между собой, только с поверхностью доюрского комплекса при стратиграфическом выклинивании;
- последовательное стратиграфическое выклинивание юрских отложений вверх по разрезу, более молодой пласт имеет большую площадь распространения, отсутствуют пересечения линий стратиграфического выклинивания между собой.



**Рис. 1. Структурные карты по ОГ А, ТЗ, Т, Б**

Условные обозначения: 1 – территория работ; 2 – распределённые участки недр; 3 – нераспределённые участки недр; 4 – тектонические нарушения; 5 - границы стратиграфического выклинивания горизонтов. Тип скважин: 6 – параметрическая; 7 – поисковая; 8 – разведочная; 9 – опорная; 10 – оценочная; 11 – эксплуатационная.

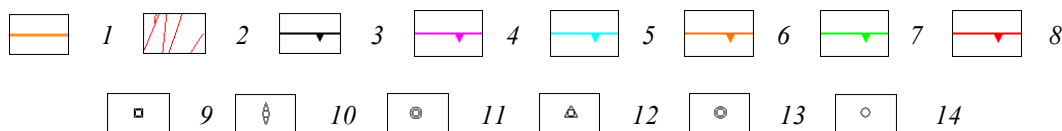
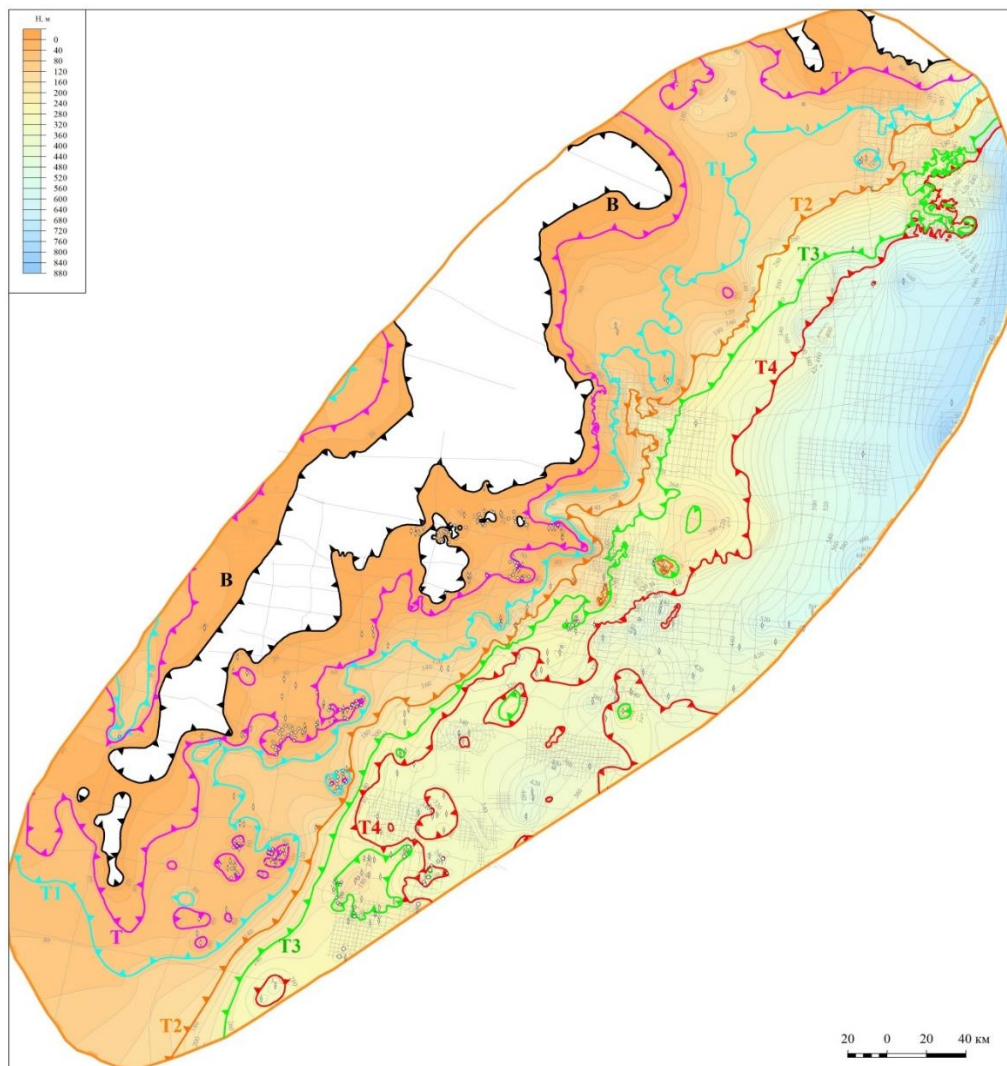
Унаследованность структурного плана сеймостратиграфических поверхностей от рельефа доюрского основания заключается в повторении структурных форм на структурных картах и разрезах. В плане выступам

доюрского основания соответствуют положительные структурные формы вышезалегающих горизонтов – антиклинальные поднятия, валы, структурные носы и т.д., депрессионным зонам отрицательные – прогибы, впадины и т.д. Вверх по разрезу наблюдается выполаживание структурных форм или уменьшение амплитуды структур. Унаследованность подтверждается тесными связями абсолютных отметок горизонтов. В частности, на рассматриваемой территории между кровлей юрских отложений и поверхностью фундамента существует линейная зависимость, коэффициент регрессии которой составляет 0,98, между горизонтами М и А - 0,95, между горизонтами М1 и А - 0,935, между Г и А - 0,897.

Небольшие градиенты изменения общих толщин между стратиграфическими границами обусловлены компенсированным осадконакоплением и отсутствием резких локальных тектонических движений в юрское время. Средние значения углов наклона карт толщин баженовской, абалакской свит составляет 30 секунд градуса или изменение толщин 0,15 метров на 1 км, верхнетюменская подсвита – 1 минута градуса или около 0,3 метров на 1 км, среднетюменская подсвита – 40 секунд градуса или около 0,2 метров на 1 км, нижнетюменская подсвита – 1 минута 10 секунд градуса или 0,35 метров на 1 км. Каких-либо регрессионных связей между общими толщинами стратиграфических интервалов не обнаружено.

Отсутствие пересечений структурных поверхностей между собой предопределено отсутствием перерывов в осадконакоплении юрских отложений [2], практически параллельным залеганием друг к другу стратиграфических границ (небольшие градиенты изменения общих толщин). Последовательное заполнение депрессионных зон рельефа фундамента юрскими отложениями от древних к более молодым выражается последовательным стратиграфическим выклиниванием слоёв к выступам фундамента (Рис. 2).

Параллельное залегание юрских слоёв и их последовательное выклинивание к выступам фундамента отражается в регрессионных зависимостях общих толщин юрских отложений с толщинами от фундамента до какой-либо стратиграфической границы внутри юры, например зависимость толщин нижнеюрских отложений от толщин всей юры.



**Рис. 2. Карта толщин юрских отложений**

Условные обозначения: 1 – территория работ; 2 – тектонические нарушения.

Границы стратиграфического выклинивания горизонтов: 3 – Б; 4 – Т; 5 – Т1; 6 – Т2;

7 – Т3; 8 – Т4. Тип скважин: 9 - параметрическая; 10 – поисковая; 11 – разведочная;

12 – опорная; 13 – оценочная; 14 – эксплуатационная.

Зоны стратиграфического выклинивания пластов определялись по пересечению структурных поверхностей юрских отложений с поверхностью доюрского комплекса. Корректировка границ проводилась по данным скважин, сейсмическим разрезам и мощностному анализу [3].

Скорость погружения центральных частей Западно-Сибирской плиты во время накопления осадочного чехла относительно периферийных областей была выше. Толщины одного возраста увеличиваются от бортов к осевой части. От Нижнекуноватской площади, расположенной в западной части изученной территории в пределах Верхнеполуйской моноклинали, к Кушелевской площади Надымской мегавпадины, расположенной в 300 км к северо-востоку, наблюдается кратное увеличение общих толщин. Между отражающими горизонтами Б и М толщины на Нижнекуноватской площади составляют 480 м, а на Кушелевской - 1060 м; между М и М1 - соответственно 254 и 596 м; между М1 и Г - соответственно 326 и 332 м; прогибание в постсеноманское время - соответственно 324 и 1300 м. Таким образом, линия стратиграфического выклинивания пласта практически всегда расположена гипсометрически выше, чем пласт, что лежит в основе образования ловушки структурно-стратиграфического типа. Поскольку в бортовых зонах происходит последовательное выклинивание юрских отложений, и линии стратиграфического выклинивания пластов распространены по простирацию всего склона, то вся полоса выклинивания пластов представляет собой перспективную зону нефтегазонакопления шириной около 100 км.

Заполнение структурно-тектонической модели литофациями так же является одним из важнейших этапов региональных исследований. С этой целью построены субрегиональные литолого-палеогеографические карты. В их основу положены опубликованные карты Западно-Сибирской равнины, которые уточнены и детализированы седиментологическим анализом юрских и нижнемеловых отложений по керну скважин.

По региональным литолого-палеогеографическим картам Западно-Сибирской равнины и результатам седиментологических исследований отложения шеркалинской и низов тюменской свиты формировались в континентальных условиях, верхней части тюменской свиты (пласты Ю<sub>2-3</sub>) – в переходных обстановках. Таким образом, на время формирования нижне- и среднеюрской части разреза на большей части изученной территории господствовали континентальные условия осадконакопления [4, 5]. Лишь верхнеюрские отложения имеют морской генезис почти на всей площади их распространения.

При составлении палеогеографических схем отложений континентального генезиса важно понимание степени развития русловых систем, их основное положение в плане, протяженность, направление движения водных потоков. Большую роль в понимании этих характеристик играет карта рельефа фундамента на разные моменты образования осадочного чехла. Рельеф фундамента на конец формирования юрских отложений характеризует карта толщин между горизонтами А и Б.

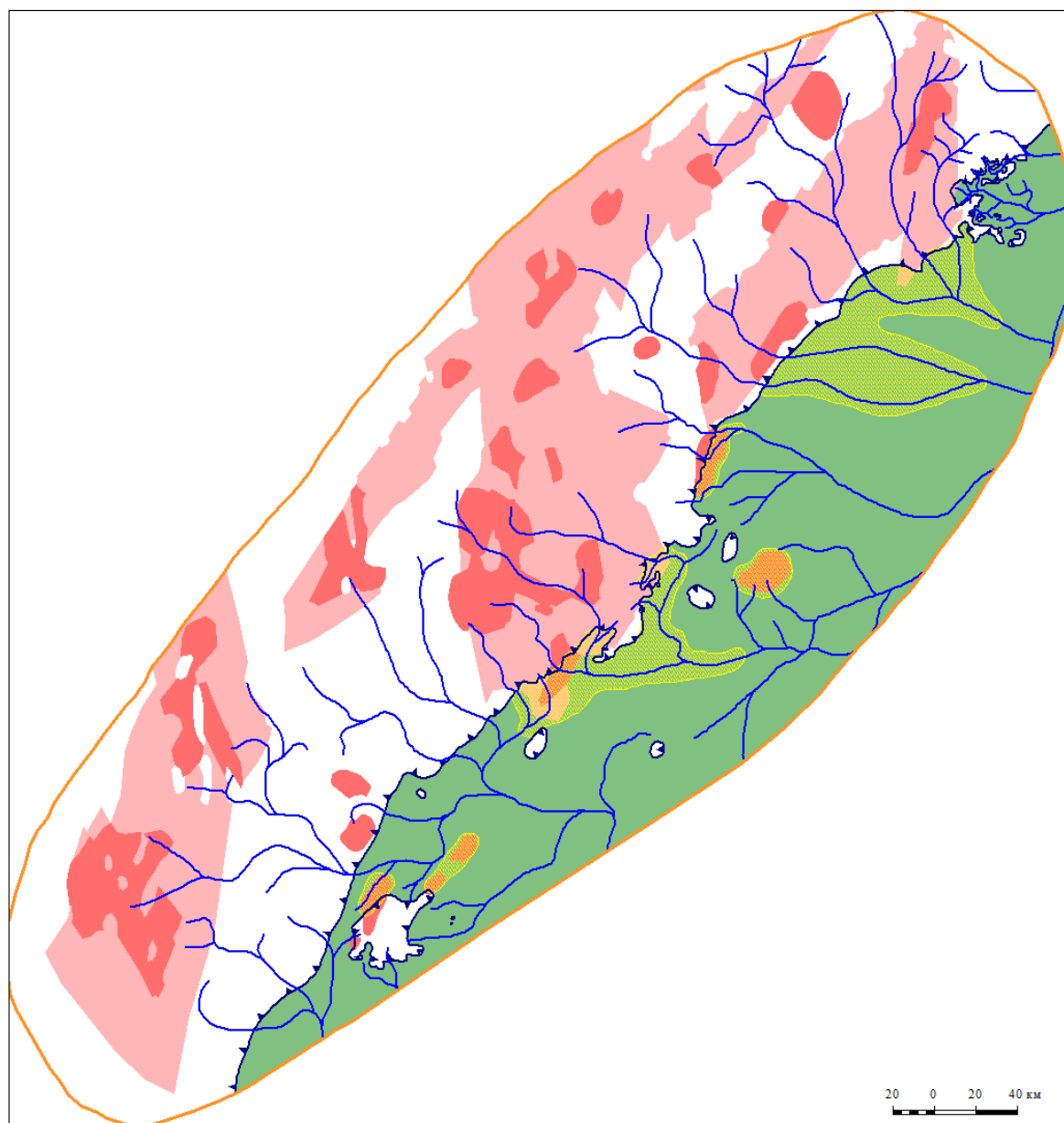
Опираясь на то, что возвышенные участки рельефа и его положительные перегибы формируют водоразделы, а пониженные, тальвеговые зоны, связаны с палеодолинами речных систем, по карте толщин юрского комплекса, характеризующей палеорельеф фундамента, воссоздана палеорусловая система, существовавшая на момент накопления юрских отложений.

Палеорусловая система была представлена крупной речной долиной северо-восточного направления с разветвлённой сетью притоков спускавшихся с древних горных систем, располагавшихся в западной части зоны. Общая мощность юрских отложений изменяется от 0 – 350 на юге до 0 – 850 м на севере. Увеличение мощности происходит с запада на восток и в северо-восточном направлении.

Палеогеографические карты строились на основе комплексирования следующих геолого-геофизических данных: седиментологические исследования кернa, полевое описание кернa, данные ГИС [6], толщины интервалов разреза.

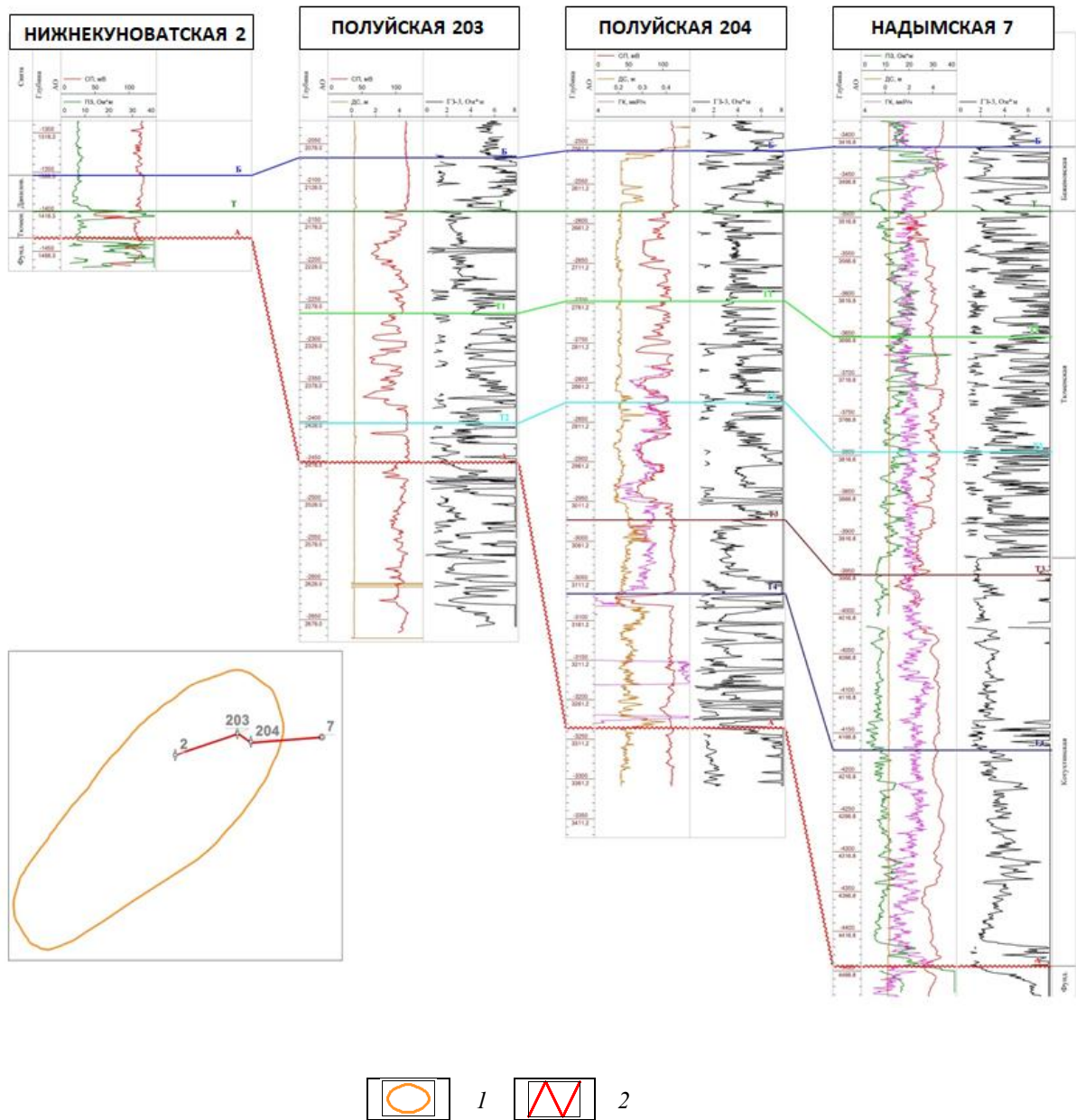
Верхнеюрская трансгрессия имела максимальную площадь своего распространения и создала эффективную глинистую покрывку над всем нижнесреднеюрским нефтегазоносным комплексом. Лишь в присводовой части Висимского мегавала и на бортах Щучинского выступа проходила узкая полоса волноприбойной зоны шельфа, в которой образовывались песчаники вогулкинской и трехозерной толщ.

Следует отметить, что вся полоса стратиграфического выклинивания пластов представляет собой базальный горизонт, состав которого в большей мере зависит от местного источника сноса. Определяющую роль в качестве терригенных коллекторов базального горизонта играет вещественный состав фундамента. В частности, при выветривании пород кислого состава (гранитоиды) существует большая вероятность образования осадочных пород с преобладанием кварц-полевошпатовой составляющей (Рис. 3).



**Рис. 3. Площадная схема развития улучшенных коллекторов горизонта Т3**

Условные обозначения: 1 – территория работ; 2 – граниты, гранодиориты, аляскиты, тоналиты; 3 – гнейсы, гранулиты, кристаллические и глинисто-кремнистые сланцы; 4 – аллювиальная равнина; 5 – области формирования улучшенных коллекторов; 6 – палеореки; 7 - линия стратиграфического выклинивания горизонта Т3.



**Рис. 4. Схема корреляции юрских отложений**

Условные обозначения: 1 – территория работ; 2 – линия корреляции.

Карты эффективных толщин по юрским пластам рассчитывались умножением общих толщин интервала между структурными поверхностями на коэффициент песчаности. Для построения карт коэффициента песчаности использовались данные по скважинам, для заполнения межскважинного пространства использованы палеофациальные схемы. По скважинам с достаточным комплексом каротажа, позволяющим выделить эффективные толщины, коэффициент песчаности определялся как

отношение эффективных толщин стратиграфического интервала к общей толщине этого стратиграфического интервала.

Содержание песчаного материала по различным фаціальным зонам различное. Так, для пластов Ю<sub>2-4</sub> коэффициент песчаности изменяется от 0,017 до 0,81, среднее значение составляет 0,3. В аллювиальных фациях долин рек средние значения коэффициента песчаности составляют 0,32, в отложениях аллювиальной равнины с преобладанием пойменных фаций среднее значение коэффициента песчаности составляет 0,26. Необходимо заметить, что средний коэффициент песчаности по различным областям изменяется незначительно. Причины таких небольших изменений, по мнению авторов, связаны с большим интервалом разреза, в который включены три пласта - Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, в таком интервале фаціальные области могли измениться несколько раз. Для каждой фаціальной области определяется средний коэффициент песчаности и по этим значениям строится сетка по всей площади проекта, после сглаживания сетки карта использовалась в качестве тренда для построения карты коэффициента песчаности.

Для построения сетки песчаности использован алгоритм сплайн-аппроксимации методом наименьших квадратов. В качестве входных данных использованы точки скважин со значениями песчаности пласта. В качестве дополнительной информации использована сетка тренда по палеофаціальной схеме. При построении карты не учитывались значения тренда, а использована его форма. Карты коэффициента песчаности построены по всем юрским горизонтам.

К флюидоупорам нефтяных и газовых залежей относятся породы с низкой проницаемостью, ограничивающие коллекторы со скоплениями УВ. В случае отсутствия флюидоупоров, а также при тектонических или лито-геодинамических нарушениях их структуры, сохранение скоплений жидких или газообразных УВ невозможно. В пределах территории ис-

следования основными региональными флюидоупорами являются: левинский, китербютский (тогурская пачка глин) и лайдинский (радомская пачка глин) горизонты для нижнеюрских резервуаров; абалакская свита, баженновская свита и ее аналоги – для среднеюрских резервуаров и верхнеюрских резервуаров. Локальными флюидоупорами являются алевролитоглинистые отложения между кровлей пласта Ю<sub>7</sub> и подошвой пласта Ю<sub>6</sub> и кровлей пласта Ю<sub>5</sub> и подошвой пласта Ю<sub>4</sub>.

Непосредственно на территории исследований число скважин, из которых керн вынесен из непроницаемой части разреза не велико. Физические свойства пород-покрышек специально не изучались. Поэтому на основе анализа литературных источников авторами определены параметры, которые доступны и необходимы для оценки свойств глинистых покрышек. Наиболее существенное влияние на экранирующие свойства региональных и локальных покрышек оказывают их мощность ( $\Delta H$ ) и глинистость, которую можно численно охарактеризовать по данным ГИС ( $\alpha_{\text{ПС}}$ ,  $\Delta J_{\text{ГК}}$ ). Более информативным оказался параметр  $\alpha_{\text{ПС}}$ , характеризующий степень глинистости/песчаности интервала. Чем меньше значения параметра  $\alpha_{\text{ПС}}$ , тем выше глинистость отложений и, напротив, при повышении параметра – увеличивается песчаность разреза.

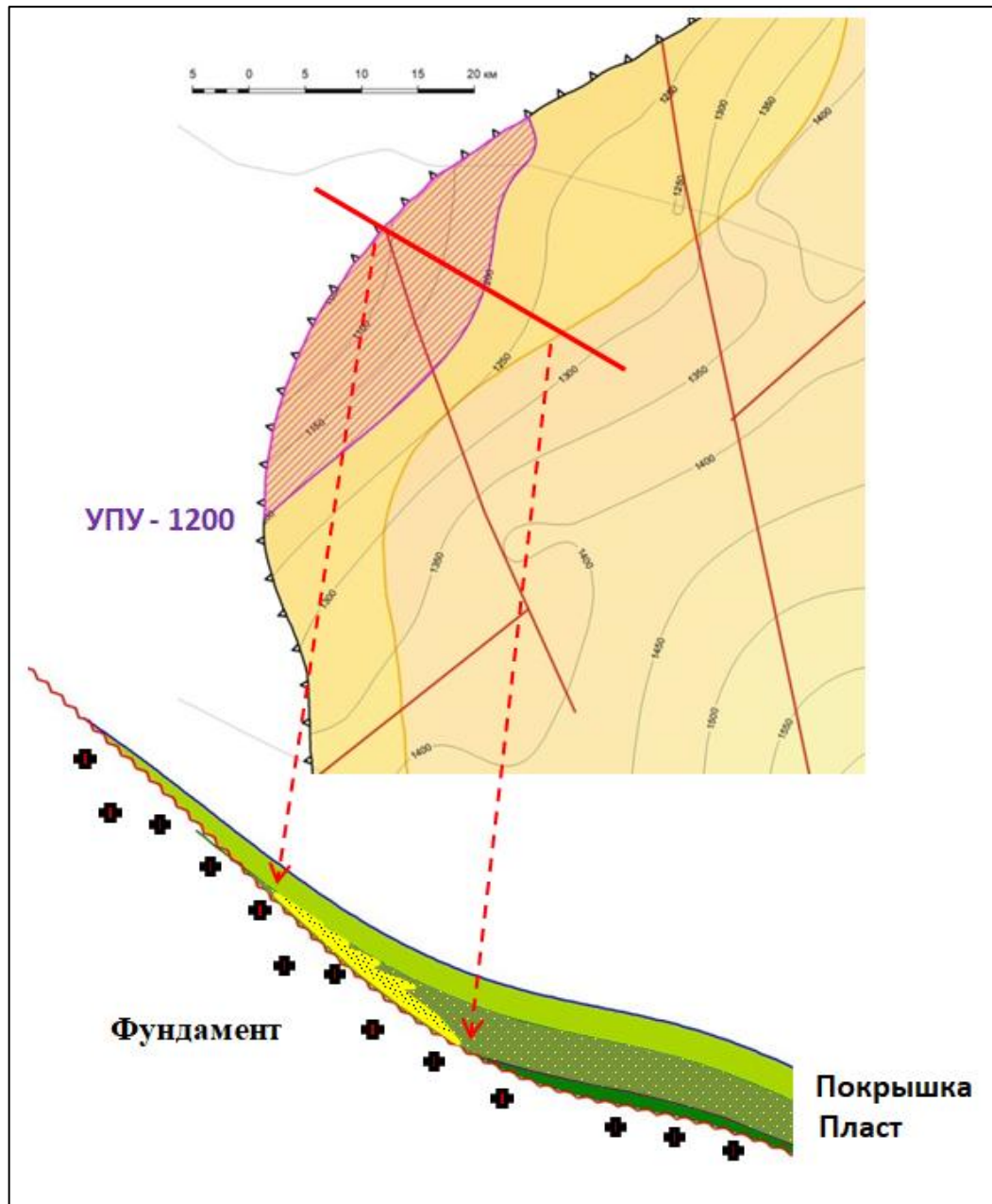
Параметры  $\Delta H$  и  $\alpha_{\text{ПС}}$  для глинистых покрышек были пронормированы, и посчитано их отношение, численно характеризующее качество флюидоупора.

По всем открытым юрским залежам на территории исследования была собрана статистика по их высоте. Построен график зависимости между высотой открытых залежей УВ и значениями, снятыми с карты отношения мощности покрышки к величине её опесчанивания. Наблюдается зависимость между отношением мощности к песчаности покрышки и высотой открытых залежей УВ. При соотношении  $(H_{\text{ГЛ}}/\alpha_{\text{ПС}}) < 0,13$  высота открытых залежей соответствует или менее 10 м. При значениях  $(H_{\text{ГЛ}}/\alpha_{\text{ПС}}) = 0,2$  высо-

та открытых залежей УВ достигает 30 м. При значениях  $(Н_{гл}/\alpha_{пс}) = 0,26$  в открытых залежах высота порядка 50 м. Высота залежей более 50 м наблюдается при значениях  $(Н_{гл}/\alpha_{пс}) > 0,26$ . Максимальная высота залежи структурно-стратиграфического типа на месторождениях-аналогах Западной Сибири составляет порядка 200 м. Исходя из этой закономерности покрышки были условно разделены по своим экранирующим свойствам на 4 класса: с высокими, хорошими, средними и низкими свойствами.

Для картирования залежей и нефтегазоперспективных ловушек УВ в пределах участка работ использованы подсчетные планы месторождений, структурные планы из отчетов сейсморазведочных партий и собственных структурных построений, а также данные испытаний и геолого-геофизической интерпретации скважин.

Ловушки выделялись на структурных картах с сечением 5 м по последней изогипсе, замкнутой на себя или на линию выклинивания соответствующего пласта, с привлечением временных разрезов для уточнения наличия антиклинального перегиба и положения стратиграфического выклинивания (Рис. 5). Перспективные объекты выделены на основе структурных карт по максимальной оконтуривающей изогипсе, но не более 200 м, согласно статистике выявленных залежей на месторождениях-аналогах. Ловушки, амплитудой менее 10 м не выделялись ввиду высокого риска и отсутствия поискового интереса.



**Рис. 5. Принципиальная схема выделения ловушек структурно-стратиграфического типа**

Условные обозначения: 1 – изогипсы структурной карты пласта; 2 – линия стратиграфического выклинивания; 3 – зона развития базального горизонта; 4 – перспективная ловушка углеводородов структурно-стратиграфического типа; 5 – тектонические нарушения; 6 – линия разреза; 7 – условный подсчётный уровень и его абсолютная отметка.

В пределах района исследований авторами были построены карты прогноза перспективных зон и ловушек для семи горизонтов юры, а также сводная карта перспектив нефтегазоносности, которая представляет наибольший интерес с точки зрения планирования дальнейших геолого-разведочных работ.

По выделенным перспективным объектам рассчитаны прогнозные ресурсы объёмным методом [7], а также сделана вероятностная оценка ресурсов на основе статистических распределений подсчётных параметров по месторождениям-аналогам. Результаты ресурсной оценки показывают, что в ловушках структурно-стратиграфического типа в пределах рассматриваемой территории сосредоточено около 70 % всего ресурсного потенциала.

Для каждого выделенного перспективного объекта, определена вероятность геологического успеха ( $P_g$ ), которая определяется вероятностью подтверждения следующих факторов: существования резервуара; существования ловушки УВ; заполнение ловушки УВ; сохранности залежи УВ. Полученные значения коэффициентов риска (вероятности обнаружения залежи) в основном низкие и составляют 0,008–0,554 при среднем 0,125. Это обусловлено очень неравномерной и, как правило, крайне слабой геолого-геофизической изученностью. Наибольшие риски связаны с неопределённостями структурных построений. Поэтому первоочередными задачами дальнейших геологоразведочных работ (ГРР) является постановка площадной сейсморазведки для детализации структурного плана и уточнения линий выклинивания перспективных горизонтов.

## Выводы

Бортовые зоны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеют слабую геолого-геофизическую изученность.

Одной из особенностей бортовых зон является последовательное стратиграфическое выклинивание нижних слоёв платформенного чехла (юрские отложения) вверх по восстанию рельефа доюрского основания. Это создаёт благоприятные геологические условия для образования стратиграфических ловушек.

Зоны возможного нефтегазонакопления, в силу геологических особенностей краевых зон бассейна, имеют вытянутую форму и локализуются конформно изолиниям структурного плана, а зоны улучшенных коллекторов сконцентрированы вдоль линий выклинивания песчаных резервуаров.

Моноклиальный наклон структурных поверхностей в бортовых зонах способствует латеральной миграции УВ к зонам выклинивания коллекторов.

Таким образом, основные перспективы потенциальной нефтегазоносности бортовых зон связаны со стратиграфическими ловушками, сконцентрированными вдоль линий выклинивания региональных резервуаров.

Основные геологические риски связаны со значительной неопределённостью структурного плана и линий выклинивания перспективных пластов, для минимизации которых первоочередной задачей ГРП является покрытие территории площадными сейсморазведочными работами.

## Список литературы

1. Неструктурные, сложно-построенные ловушки – основной резерв прироста углеводородного сырья России. Санкт-Петербург, ВНИГРИ, 2005, 192 с.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004, 113 с.
3. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. Москва, МПР РФ, ОАО «центральная геофизическая экспедиция», 2006.

4. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007, 209 с.
5. Объяснительная записка к атласу литолого-палеогеографических карт юрского периода севера Западной Сибири и акватории Карского моря в масштабе 1:2000000/ Г.Г. Шемин; отв. редакторы М.И. Эпов, В.А. Конторович; Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2015, 88 с.
6. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л., «Недра», 1984. 260 с.
7. Петерсилье В. И., Пороскун В. И., Яценко Г.Г. «Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом», Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.

### References

1. Nestrurnyye, slozhno-postroyennyye lovushki – osnovnoy rezerv prirosta uglevodородного syr'ya Rossii. [Non-structural, complex traps are the main reserve for increasing Russia's hydrocarbon resources]. Sankt-Peterburg, VNIGRI, [St. Petersburg, VNIGRI], 2005, 192 p. (in Russian)
2. Resheniye 6-go Mezhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu i prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. [Resolution of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the Review and Adoption of Revised Stratigraphic Schemes of Mesozoic Deposits in Western Siberia] - Novosibirsk: SNIIGGiMS, [- Novosibirsk: SNIIGGiMS], 2004, 113 p. (in Russian)
3. Metodicheskiye rekomendatsii po ispol'zovaniyu dannykh seysmorazvedki (2D, 3D) dlya podscheta zapasov nefti i gaza. [Guidelines for the Use of Seismic Data (2D, 3D) for Estimating Oil and Gas Reserves]. Moskva, MPR RF, OAO «tsentral'naya geofizicheskaya ekspeditsiya», [Moscow, Ministry of Natural Resources of the Russian Federation, Central Geophysical Expedition], 2006. (in Russian)
4. Alekseev V.P. Atlas fatsiy yurskikh terrigennykh otlozheniy (uglenosnyye tolshchi Severnoy Yevrazii). [Atlas of Jurassic terrigenous deposit facies (coal-bearing strata of Northern Eurasia)]. Yekaterinburg: Izd-vo UGGU, [Ekaterinburg: Publishing house of Ural State Mining University], 2007, 209 p. (in Russian)
5. Ob'yasnitel'naya zapiska k atlasu litologo-paleogeograficheskikh kart yurskogo perioda severa Zapadnoy Sibiri i akvatorii Karskogo morya v masshtabe 1:2000000/ G.G. Shemin; otv. redaktory M.I. Epov, V.A. Kontorovich; [Explanatory note to the atlas of lithological and paleogeographic maps of the Jurassic period of the north of Western Siberia and the Kara Sea at a scale of 1:2,000,000 / G.G. Shemin; editors-in-chief M.I. Epov, V.A. Kontorovich; A.A.Trofimuk] Institut neftegazovoy geologii i geofiziki im. A.A. Trofimuka SO RAN. – Novosibirsk, Izd-vo SO RAN, [Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS. – Novosibirsk, Publishing House of SB RAS], 2015, 88 p. (in Russian)
6. Muromtsev V.S. Elektrometricheskaya geologiya peschanyy tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza. [Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas]. L., «Nedra», [Leningrad, "Nedra"], 1984. 260 p. (in Russian)
7. Petersilie V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. «Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob'yemnym metodom», [“Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas using the volumetric method”], Moskva-Tver', VNIGNI, NPTS «Tver'geofizika», [Moscow-Tver, VNIGNI, NPC “Tvergeofizika”], 2003. (in Russian)

### Сведения об авторах

*Белусов Сергей Леонидович*, эксперт по геологии, ООО «РН – Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: slbelousov@rn-gir.rosneft.ru

*Сокольникова Анастасия Алексеевна*, начальник отдела, ООО «РН – Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: aasokolnikova@rn-gir.rosneft.ru

*Сидоров Дмитрий Анатольевич*, кандидат геолого-минералогических наук, эксперт, ООО «РН – Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: dasidorov3@rn-gir.rosneft.ru

*Панькова Ада Ахатовна*, главный специалист, ООО «РН – Геология Исследования Разработка»

Россия, 625048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42

E-mail: aapankova@rn-gir.rosneft.ru

### Authors

*S.L. Belousov*, geology expert, RN – Geology Research Development

42 Maksima Gor'kogo St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: slbelousov@rn-gir.rosneft.ru

*A.A. Sokolnikova*, head of department, RN – Geology Research Development

42 Maksima Gor'kogo St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: aasokolnikova@rn-gir.rosneft.ru

*D.A. Sidorov*, candidate of geological and mineralogical sciences, expert, RN – Geology Research Development

42 Maksima Gor'kogo St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: dasidorov3@rn-gir.rosneft.ru

*A.A. Pankova*, chief specialist, RN – Geology Research Development

42 Maksima Gor'kogo St., Tyumen, 625048, Russian Federation

E-mail: aapankova@rn-gir.rosneft.ru

*Статья поступила в редакцию 15.12.2025*

*Принята к публикации 27.03.2026*

*Опубликована 30.03.2026*