

## НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

### Прогнозирование качества флюидоупоров и коллекторов верхнеюрских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Р.О. Кузнецов ✉, И.В. Жилина

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

**Аннотация.** *Актуальность.* Верхнеюрские природные коллекторы являются основными отложениями, в которых заключено 65–75% извлекаемых запасов углеводородов Томской области. Они перекрываются флюидоупорами баженовско-георгиевского комплекса, качество которых в восточном направлении ухудшается, поэтому для прогнозирования новых перспективных участков необходимо определение качества и толщин верхнеюрских флюидоупоров и природных резервуаров. *Цель работы.* Необходимость выполнения прогноза качества верхнеюрских флюидоупоров и резервуаров «группы Ю» в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Томская область). *Материалы и методы.* Использованы региональные и локальные исследования разных лет, материалы и методы интерпретации геофизических исследований скважин и сейсмических данных МОВ ОГТ 2D и исследований керна, базы данных геолого-геофизической информации, методы математического моделирования осадочных бассейнов и оригинальный методический прием, предложенный авторами. *Результаты.* Определено время начала литификации баженовско-георгиевских пород верхней юры – ранний мел (апт-альб) и построена региональная модель распространения георгиевского горизонта, а также выполнен расчет пористости верхнеюрских природных коллекторов и определение толщин баженовского флюидоупора на выбранных месторождениях. *Выводы.* Оценка качества флюидоупоров и природных коллекторов позволила определить более перспективные районы для геолого-разведочных работ, используя нефтегазопоисковый критерий, определенный на основе анализа толщин георгиевского горизонта (критерий Конторовича). Эффективность предложенного способа описывается на примере верхнеюрских месторождений нефти и газа в Томской области (Западная Сибирь).

**Ключевые слова:** флюидоупор, природный резервуар (коллектор), нефть, газ, Западная Сибирь, верхнеюрские отложения, баженовская свита, георгиевская свита, группа пластов «Ю», прогноз нефтегазоносности

**Финансирование:** работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800274-8).

---

✉ Кузнецов Роман Олегович, e-mail: [kuznetsovroipng@gmail.com](mailto:kuznetsovroipng@gmail.com)

© Кузнецов Р.О., Жилина И.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

**Благодарности:** авторы выражают благодарность Гибшеру А.С., Гаврилову В.И., Гуськову С.А., Зелевянской О.Е., Скибицкой Н.А. за ценные советы по установлению граничных значений пористости глин.

**Для цитирования:** Кузнецов Р.О., Жилина И.В. Прогнозирование качества флюидоупоров и коллекторов верхнеюрских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 262–277. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

## Введение

Качество резервуаров и перекрывающих флюидоупоров выступает одним из ключевых факторов при оценке перспектив нефтегазоносности нераспределенного фонда и подсчета запасов в пределах установленных месторождений нефти и газа. Поэтому возникла необходимость проанализировать толщины баженовской и георгиевской свит и их возрастных аналогов с определением критерия, повышающего перспективность территории исследования, а также пористость природных коллекторов для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских песчано-алевритовых отложений в юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Объект исследования – карбонатно-глинисто-кремнистого состава отложения баженовской и георгиевской свит и их возрастных аналогов и подстилающие песчано-алевролитовые коллекторы верхнеюрского возраста в пределах юго-восточной части Западной Сибири. Целью работы была необходимость выполнить прогноз качества верхнеюрских флюидоупоров и резервуаров «группы Ю» в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Томская область). Представляет интерес и предмет исследования, который можно определить, как распределение толщин баженовского и георгиевского флюидоупоров, а также пористость верхнеюрских коллекторов в юго-восточной части Западной Сибири для более точного

прогнозирования нефтегазоносности нераспределенного фонда недр и доразведки в пределах открытых месторождений.

Прогноз качества флюидоупоров и природных резервуаров содействует уменьшению рисков при разведке и доразведке месторождений нефти и газа и увеличению ресурсов углеводородов нераспределенного фонда недр, что повышает актуальность проведенного исследования. Вопросы геологического строения природных верхнеюрских резервуаров и флюидоупоров отражены в ряде монографий [1–3] и других работах.

Под качеством природных резервуаров в пределах месторождений углеводородов часто понимается качество вмещающих углеводороды пород, их пористость и проницаемость. Под качеством флюидоупоров выступают те же параметры, но имеющие свои значения, которые выражены в виде способности удерживать нефть и газ в коллекторе и ловушке. Определение качества природных коллекторов и флюидоупоров в юго-восточной части Западной Сибири, в том числе в зоне перехода верхнеюрских отложений от разрезов «центральной» части Западно-Сибирской геосинеклизы к «бортовым» является сложным вопросом. Для удобства изложения для отложений баженовской и георгиевской свит будем использовать понятие «баженовско-георгиевский комплекс», по аналогии с работой [4].

### **Материалы и методика исследований**

Для решения поставленной проблемы авторами использовался следующий методический прием:

1. Обзор геологического строения и формирование выборки поисково-разведочных скважин и геолого-геофизических материалов.

2. Определение глубины и толщин баженовской свиты по опубликованным данным и данным геофизических исследований скважин (ГИС) поисково-разведочных скважин и сейсмо-разведочных работ МОВ ОГТ 2D с применением элементов алгоритма машинной интерпретации ГИС [5] и другие.

3. Определение толщин георгиевской свиты по опубликованным данным и данным геофизических исследований скважин с учетом [6].

4. Оценка времени и построение карт литификации баженовско-георгиевского карбонатно-глинисто-кремнистого комплекса.

5. Оценка природных верхнеюрских резервуаров на основе анализа данных пористости.

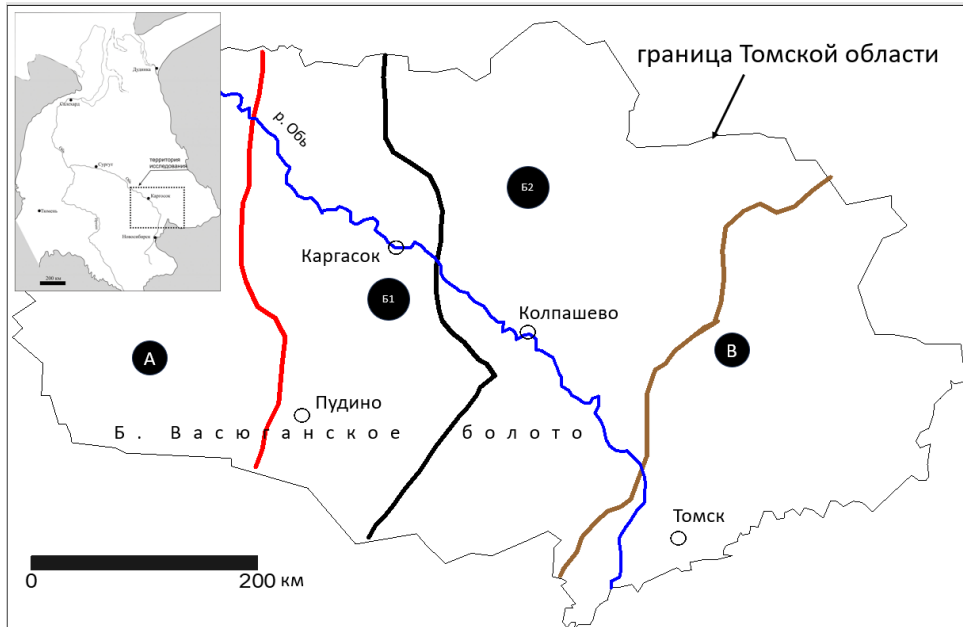
6. Выделение наиболее перспективных нефтегазоносных зон в юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна.

В работе использованы региональные и локальные исследования разных лет, представленные в работах [2, 7, 8], материалы интерпретации геофизических исследований скважин (более 95) и сейсмических данных МОВ ОГТ 2D, результаты определения пористости керна (10 шт.), базы данных геолого-геофизической информации.

### **Краткая характеристика геологического строения юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

В работе выполнен анализ геологического строения юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и ниже приведена его краткая характеристика. На территории исследования находятся три структурно-фациальные области (рис. 1): Обь-Ленская область морского седиментогенеза, Омско-Чулымская область переходного седиментогенеза и Чулым-Тассевская область континентального седиментогенеза. В их пределах на исследуемой территории обособлены четыре структурно-фациальных зоны (с востока на запад): Чулым-Тассевская, Пурпейско-Васюганская (Пур-Иртышская), Сильгинская, Ажарминская [9].

Отложения верхнеюрских природных резервуаров в разрезах скважин представлены мелководно-морской васюганской свитой (рис. 2), которая восточнее переходит в науакскую прибрежно-континентальную свиту. Верхнеюрские флюидоупоры представлены мелководноморскими отложениями георгиевской свиты и более глубоководными, насыщенными органическим веществом карбонатно-глинистыми отложениями баженовской свиты, которые также в восточном и юго-восточном направлениях замещаются породами науакской свиты [2, 9]. Для удобства будем обозначать флюидоупоры баженовской и георгиевской свит как единый баженовско-георгиевский комплекс. Разрез верхнеюрских флюидоупоров и строение горизонтов группы «Ю», приведено на примере скважины Мыльджинская-8 (см. рис. 2).



А – Пур-Иртышский (Пурпейско-Васюганский) район Обь-Ленской фациальной области  
 Б1 – Сильгинская и Б2 – Ажарминская зоны Омско-Чулымской фациальной области  
 В – Чулым-Тасеевская фациальная область; Б. – большое

**Рис. 1.** Территория исследования и схема фациального районирования келловея и верхней юры юго-восточных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна

**Fig. 1.** Study area and facies zoning scheme of the Callovian and Upper Jurassic in the southeastern regions of the West Siberian sedimentary basin

Источник: адаптировано из [9]/Source: adopted from [9]



--- граница Колтогорско-Нюрольского жлоба  
 п. – подошва, кр. – кровля, НВ – нижевасюганская подсвета

**Рис. 2.** Строение верхнеюрских резервуаров на примере скважины Мыльджинская-8: а – территория исследования; б – разрез скважины

**Fig. 2.** Structure of the Upper Jurassic reservoirs by the case study of the Myldzhinskaya-8 well: а – study area; б – well section

Источник: адаптировано из [2, 10]/Source: adopted from [2, 10]

Тектоническое строение флюидоупора и верхнеюрского природного резервуара отражает тектоническая карта, построенная в кровле юрского яруса [10]. В пределах территории расположены Внутренняя область и Внешний пояс Западно-Сибирской геосинеклизы. Внешний пояс представлен Барабинско-Пихтовской и Преденисейской мегамоноклизмами и Тегульдетской мегагемисинеклизой. Во Внутренней области расположена Хантейская гемиянтеклиза и Верхневасюганская антеклиза (в западной части), Обь-Васюганская и Куржинская гряды (в северной части), Колтогорско-Нюрольский желоб и Внутренняя область (без вышеуказанных структур), осложненная тектоническими элементами более высокого порядка [2]. Выделяется сеть протяженных разрывных нарушений [2, 10]. На территории исследования выделено две главных структурные единицы – доюрский метаморфизованный в разной степени и деформированный фундамент, прорванный локальными интрузивными телами, на котором с различными несогласиями залегает мезозойско-кайнозойский осадочный трехкилометровый (максимальные толщины) нижнеюрско-кайнозойский чехол.

Нефтегазоносность отложений приурочена преимущественно к юрскому нефтегазоносному комплексу. Основное количество запасов  $AB_{1-2}C_1+C_2$  приурочено к верхнеюрским природным резервуарам. По оценкам авторов, на их долю приходится 65–75% от общего количества запасов промышленные категорий.

Распределение текущих запасов и ресурсов приведено в табл. 1 по состоянию на 01.01.2020. На долю запасов нефти и газа (без учета запасов растворенного газа) соответственно приходится около 37–39% от общего количества запасов и ресурсов углеводородов Томской области. На долю конденсата приходится около 62% от общего количества запасов и ресурсов конденсата Томской области. Извлекаемые запасы нефти превышают 440–450 млн тонн, ресурсы – 750–780 млн тонн, извлекаемые запасы газа – более 210–220 млрд  $m^3$ , а ресурсы газа – более 340–355 млрд  $m^3$ , конденсат – почти 28 и 17 млн тонн соответственно. Геологическое строение отобранных месторождений Томской области изучено с привлечением дополнительных опубликованных материалов, например: [1, 11] и других.

**Табл. 1.** Соотношение текущих запасов и ресурсов углеводородов в Томской области

**Table 1.** Ratio of current reserves and resources of hydrocarbons in the Tomsk Region

Соотношение	Нефть, %	Свободный газ, %	Конденсат, %
<b>Запасы/сумма запасов и ресурсов, <math>AB_{1-2}C_1+C_2/ AB_{1-2}C_1+C_2+D_{0-2}</math></b>	37,1	38,8	62,1
<b>Ресурсы/сумма запасов и ресурсов, <math>D_{0-2}/ AB_{1-2}C_1+C_2+D_{0-2}</math></b>	62,9	61,2	37,9

Текущие извлекаемые запасы нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, по имеющимся данным, определены как около 20,0 млрд тонн (2,3% – доля месторождений Томской области), а ресурсы могут быть оценены в 29,4 млрд тонн (2,65% – доля Томских месторождений в общих западносибирских). По газу структура ресурсной базы Западно-

Сибирской нефтегазоносной провинции следующая: текущие извлекаемые запасы по газу – 45,97 трлн  $m^3$ , ресурсы ( $D_{0-2}$ ) газа могут быть оценены в 106 трлн  $m^3$ . Таким образом, доля томских запасов и ресурсов газа (01.01.2022) составляет не более 1% от соответствующих запасов и ресурсов газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

### **Время литификации верхнеюрского флюидоупора в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции**

Авторами была выполнена попытка оценки времени литификации верхнеюрского флюидоупора для юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. При расчете времени литификации верхнеюрского флюидоупора опирались на исследование, выполненное ранее одним из авторов и работу А.Э. Конторовича и др. [2, 12, 13].

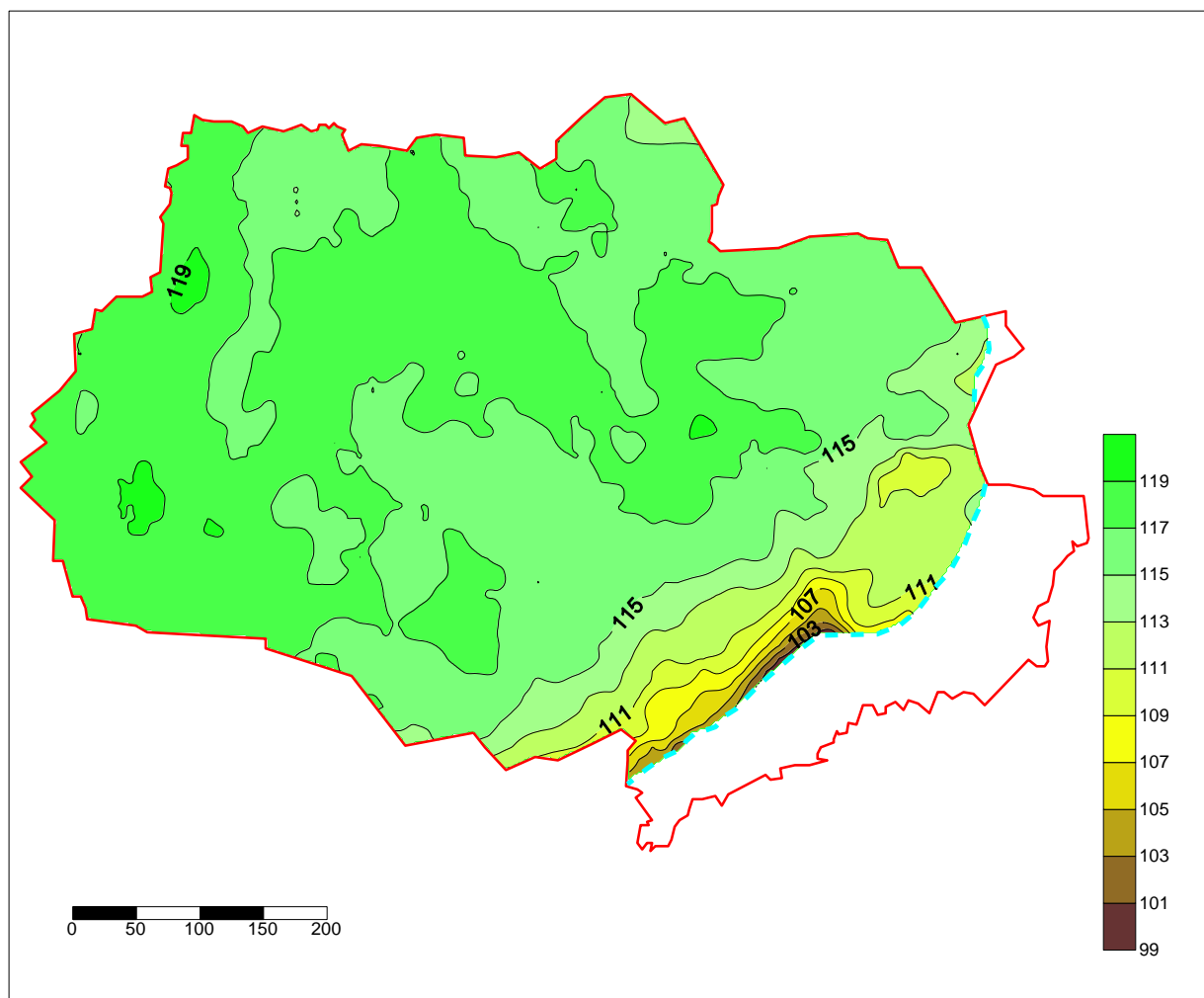
Предлагается использовать понятие «флюидоупорогенез». Этот термин близок термину «литификация флюидоупоров», но обозначает формирование флюидоупора, в узком значении, как процесс перехода от отложений к флюидоупору, а в широком – процессы, которые включают в себя всю цепочку событий и явлений от накопления отложений до эволюции во времени. Это термин, соответственно, применим в рамках нефтегазовых исследований.

Понятие «аргиллит» может быть применено к глинистым отложениям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и некоторым другим регионам при падении их пористости до ~30%. Глинистые породы обладают важной особенностью – закономерностью их диагенетического преобразования в течение геологического времени до формирования надежных покрышек. Этот процесс включает переход от набухающих в воде глиен монтмориллонитового состава и пористостью 60% в плотные литифицированные глинистые породы с существенно меньшей (20–30%) пористостью и далее в гидрослюдистые аргиллиты (с пористостью 4–10%). Уплотнение происходит при погружении пород в условиях роста горного давления и значительной для гидрослюд водоудерживающей способностью [14].

Значение пористости глиен 30% было выбрано в качестве порогового значения для границы перехода от нефлюидоупора к флюидоупору. Процесс трансформации отложений с глубиной возможно наблюдать, например, в шламе, получаемом при бурении скважин.

В восточной части территории исследования можно говорить о глинистых аналогах верхнеюрских отложений, на основании того, что происходит опесчанивание в восточной части территории исследования. Кроме того, при уменьшении порогового значения по пористости для глиен более поздним будет и время перехода во флюидоупор. К началу кайнозоя (65 млн лет назад) отложения верхнеюрского флюидоупора там, где они присутствуют, достигли состояния флюидоупора. Наиболее надежно эти процессы подтверждаются в западной части Томской области, западнее линии Казанское – Игольско-Таловое месторождения, а в восточнее надежность верхнеюрского флюидоупора и время флюидоупорогенеза будет уменьшаться (рис. 3).

Анализ карты на рис. 3 показывает, что в пределах Хантейской гемиянтеклизы и Верхневасюганской антеклизы (в западной части) отложения трансформировались во флюидоупор 119 млн лет назад в пределах Обь-Васюганской и Куржинской гряд, расположенных в северной части исследуемой территории – 115–117 млн лет назад, в Колтогорско-Нюрольском желобе – 117–119 млн лет назад, а во Внутренней области (без вышеуказанных структур), осложненной тектоническими элементами более высокого порядка – 103–117 млн лет назад. Таким образом, флюидоупорогенез в верхнеюрских глинистых отложениях начался в раннем мелу: в апте – в западной и центральной частях территории исследования и альбе – в восточной части.



— — — — — граница распространения баженовского горизонта  
 — — — — — граница Томской области

**Рис. 3.** Карта времени начала флюидоупорогенеза (карта литификации) верхнеюрского комплекса (изотаймы – в млн лет)

**Fig. 3.** Time of the beginning of fluid seal genesis (FSG) map (lithification map) of the Upper Jurassic complex (isotimes – in million years)

Схема распределения флюидоупоров и резервуаров, построенная с использованием программно-аппаратного комплекса Petromod, представлена на рис. 4 для скважины Северо-Фестивальная 2.

Проанализированные толщины баженовской горизонта показывают, что толщина их меняется от 15–45 м в западной части до более 120 м в восточной части территории исследования.

Толщина баженовской свиты на месторождениях углеводородов в пределах Томской области представлена в табл. 2. Толщина баженовской свиты (флюидоупора) изменяется от почти 15 м до 27 м. В большинстве исследованных скважин толщина баженовской свиты в пределах исследуемой территории не превысила 20 м. Средняя толщина составляет 17,6 м.

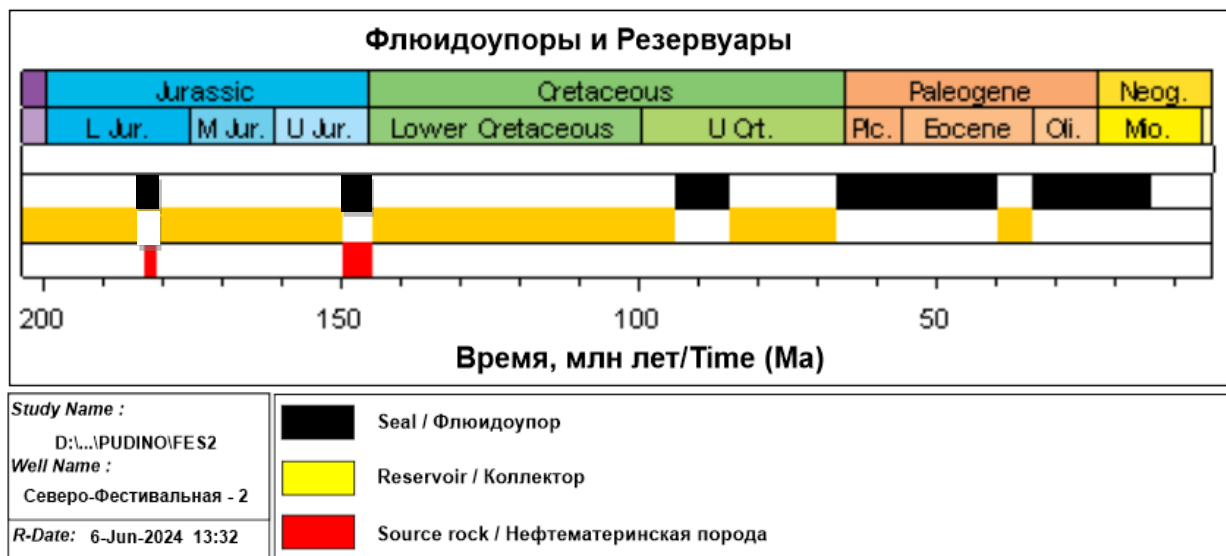


Рис. 4. Схема распределения природных резервуаров, флюидоупоров и нефтегазоматеринских пород по данным скважины Северо-Фестивальная-2

Fig. 4. Distribution scheme of natural reservoirs, seals and source rocks according to the Severo-Festivalnaya-2 well data

Табл. 2. Толщины баженовской свиты на месторождениях Томской области  
 Table 2. Thicknesses of the Bazhenov Formation at the deposits of the Tomsk Region

	Тип месторождения*	Толщина баженовской свиты, м
Советское (юго-западная часть)	Н	14,9
Кондаковское	Н	15,7
Киев-Еганское (северная часть)	Н	19,6
Чкаловское	НГК	15,5
Ломовое	Н	19,9
Катильгинское	Н	16,6
Павловское	Н	17,3
Карайское	Н	27
Мыльдзинское	НГК	14,6
Лугинецкое	НГК	14,7

\* Н – нефтяное, НГК – нефтегазоконденсатное.

Для подтверждения характеристик наилучших верхнеюрских природных резервуаров авторами данной статьи проанализировано изменение наиболее высокой пористости юрского горизонта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по керну в пределах Карайского месторождения Томской области, расположенного западнее Игольско-Талового месторождения (см. рис. 2). Полученные результаты представлены в табл. 3.

Анализ имеющихся данных максимальных значений пористости показывает, что она изменяется от 16,8% до 18,9%, а среднее значение максимальной пористости равно 17,6%, что соответствует II-III классам терригенных природных резервуаров по Хаину А.А. и является средней и высокой пористостью для нефтяных резервуаров.



**Табл. 3.** Данные пористости по керну горизонта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Карайского месторождения Томской области

**Table 3.** Porosity data for the core of the Yu<sub>1</sub><sup>2</sup> horizon of the Karaysk Field in the Tomsk Region

Номер замера	Пористость по керну, %
1	18,6
2	17,8
3	16,9
4	18,9
5	16,7
6	16,8
7	18,4
8	16,9
9	17,8
10	16,9
Среднее	17,6

Приведенные значения пористости могут быть занижены, так как определение открытой пористости образцов проводилось по экспресс-схеме, где время для получения массы сухих образцов было сокращено. Кроме того, размер двух образцов был немного меньше установленного стандарта. Отдельные элементы методических приемов по определению максимальной пористости природных резервуаров были предварительно обсуждены со специалистами ООО «Арктик-ГЕРС» г. Твери.

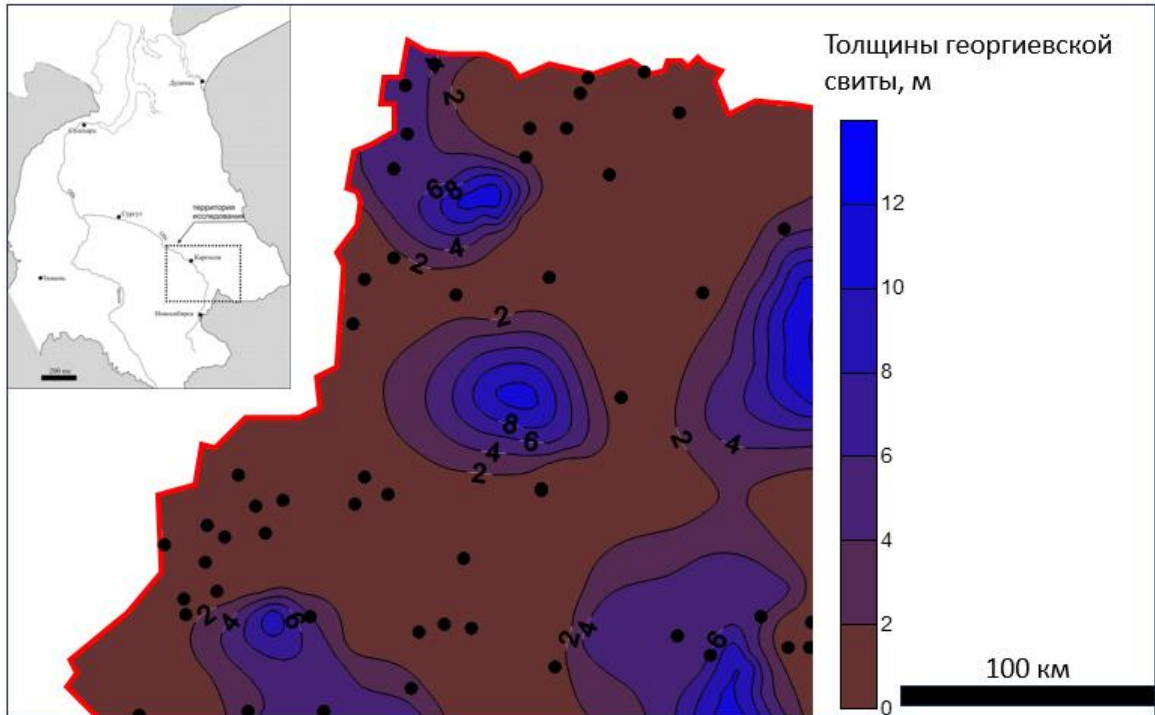
В целях выполнения анализа толщин георгиевского флюидоупора (свиты) в северо-западной части Томской области построена карта распределения ее толщин. Анализ карты, представленной на рис. 5, показывает, что в северо-западной части Томской области толщины георгиевской свиты (флюидоупора) изменяются от 2 до 8 м, а схожие области увеличенных толщин георгиевской свиты, относительно «центральной области», определены юго-восточнее. На большей части «центральной

области» северо-западной части Томской области толщины георгиевского флюидоупора не превышают 5 м, с локальными увеличениями толщин флюидоупора. В эту область попадает большинство месторождений углеводородов.

Было установлено [2], что отложения георгиевского флюидоупора (свиты) могут положительно влиять на сохранность месторождений нефти и газа и быть дополнительным поисковым критерием (критерий В.А. Конторовича) для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских природных резервуаров. В пределах территории исследования была построена карта толщин георгиевского горизонта (флюидоупора) в Томской области (рис. 6).

Анализ карты показал, что в пределах Колтогорско-Нюрольского желоба толщины георгиевского горизонта изменяются от 0 до 10–15 метров. В пределах восточной части, на территории Внешнего пояса (см. рис. 2 и рис. 6) толщины увеличиваются до 70–90 м. На территории Внутренней области, вне Колтогорско-Нюрольского желоба, толщина изменяется от 20 до 50–70 м.

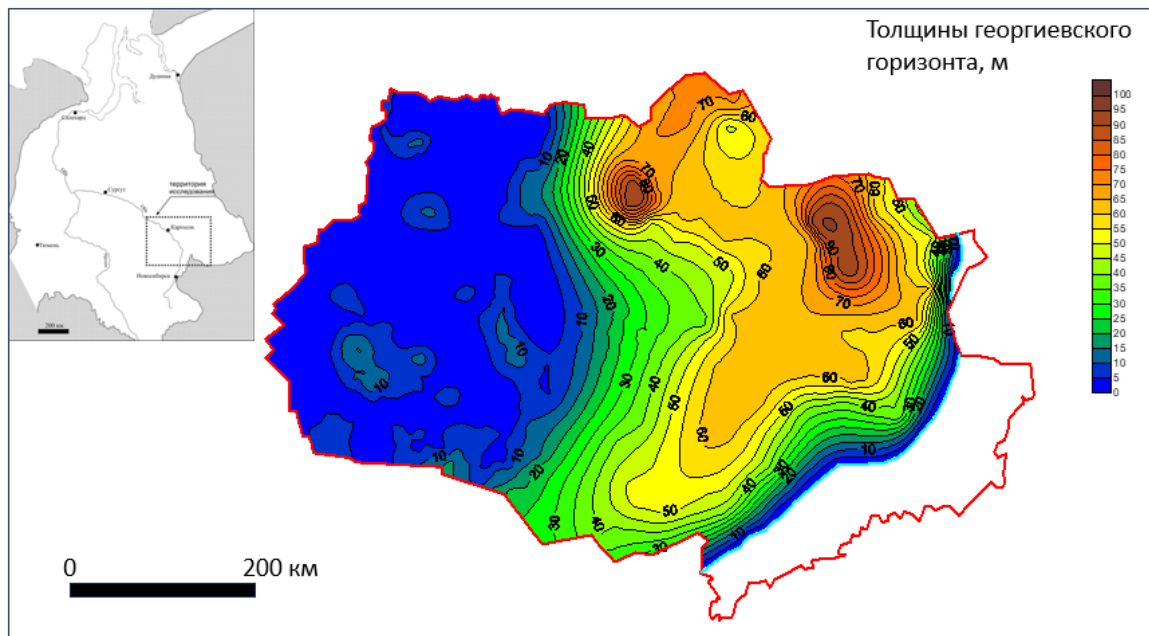
Таким образом, анализ карт толщин георгиевского флюидоупора (см. рис. 5 и рис. 6), показал, что вероятность обнаружения месторождений в областях присутствия отложений аналогов георгиевской свиты, соответствующих наукаской свите, будет низкой. В западной части Томской области (территория Колтогорско-Нюрольского желоба) при толщинах георгиевского флюидоупора менее 3–5 м (за исключением восточной части, расположенной вдоль линии выклинивания георгиевского горизонта) вероятность обнаружения месторождений в верхнеюрских отложениях выше, чем в верхнеюрских отложениях, где толщины георгиевского горизонта 25–40 м и более.



— северо-западная административная граница Томской области

**Рис. 5.** Распределение толщин георгиевского флюидоупора в северо-западной части Томской области (черными точками показаны месторождения углеводородов)

**Fig. 5.** Distribution of thicknesses of the Georgievsk fluid seal in the northwestern part of the Tomsk Region (black dots indicate hydrocarbon fields)



— административная граница Томской области

— граница распространения верхнеюрского комплекса

**Рис. 6.** Распределение толщин георгиевского горизонта в Томской области

**Fig. 6.** Georgievsk horizon thicknesses distribution in the Tomsk Region

### Выводы

1. Проанализированы основные флюидоупоры и природные резервуары в мезозойско-кайнозойском чехле по территории Томской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На основе данных поисково-разведочных скважин и сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D количественно охарактеризованы толщины баженовского и георгиевского горизонтов (флюидоупоров) и построена региональная модель распределения их толщин по площади в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Выявлено, что при толщинах георгиевского горизонта (георгиевской свиты) в западной части Томской области 3–5 метров (дополнительный критерий для прогноза нефтегазоносности – критерий Конторовича) вероятность обнаружения месторождений углеводородов в западной части выше, чем в восточной.

2. На основе анализа эволюции юго-восточной части мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна оценено время начала флюидоупорогенеза баженовско-георгиевских пород верхней юры. Установлено, что время начала флюидоупорогенеза (литификации) верхнеюрского флюидоупора в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна наступило в раннем мелу (апт-альб). Начиная с этого времени были сформированы надежные верхнеюрские флюидоупоры, способные

удерживать углеводороды в ловушках и природных коллекторах углисто-песчано-алевролитовых пластов группы «Ю» верхнеюрского комплекса.

3. Описана структура углеводородной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Томской области, анализ которой подтверждает дополнительные перспективы открытия месторождений нефти и газа в исследуемом регионе.

4. Подтверждено, что природные песчано-алевролитовые резервуары верхнеюрского возраста обладают средним и высоким качеством. В зависимости от объектов оценки, на долю верхнеюрских преимущественно песчано-алевролитовых коллекторов приходится 65–75% извлекаемых запасов углеводородов Томской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На основе геолого-геофизической информации и предложенного авторами методического приема, эффективность которого описана на примере верхнеюрских месторождений нефти и газа в Томской области (Западная Сибирь), выполнен прогноз наиболее перспективных участков верхнеюрских коллекторов. Результаты анализа показывают, что возможно уточнение восточных границ отложений верхней юры при интерпретации сейсмических данных и полевых наблюдениях наилучших природных резервуаров и флюидоупоров в обнажениях.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

### Список источников

1. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К.* и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

2. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 252 с.
3. *Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А.* Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 291 с.
4. *Зубков М.Ю.* Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис // Геология нефти и газа. 2019. № 4. С. 59–78. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>
5. *Афанасьев И.А., Погодаева А.М., Немова В.Д., Ким О.О.* Применение алгоритма машинной интерпретации ГИС в региональных исследованиях верхнеюрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 3(375). С. 11–16. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3\(375\)-11-16](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3(375)-11-16)
6. *Ян П.А., Хабаров Е.М.* Интерпретация данных ГИС при палеогеографических реконструкциях (на примере бат-верхнеюрских отложений юга Западной Сибири) // Геофизические технологии. 2018. № 4. С. 27–38. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-4>
7. *Рыжкова С.В., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А. и др.* Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. 2020. Т. 61, № 3. С.409–421. <https://doi.org/10.15372/GiG2019098>
8. *Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Дзюба О.С., Замирайлова А.Г.* Литостратиграфия и обстановки седиментации баженовской свиты (Западная Сибирь) в Центральном, Юго-Восточном и Северном районах ее распространения // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2022. Т. 30, № 5. С. 46–74. <https://doi.org/10.31857/S0869592X22050027>
9. *Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др.* Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. 480 с.
10. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845.
11. *Никитин И.А.* Геолого-фациальное моделирование условий формирования продуктивных отложений Столбового месторождения нефти (Каймысовский свод) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2. С. 36–43.
12. *Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Малышев Н.А. и др.* Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1179–1226.
13. *Жилина И.В., Кузнецов Р.О.* Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>
14. *Осинов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В.* Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.

**Информация об авторах**

*Роман Олегович Кузнецов* – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: [kuznetsovropng@gmail.com](mailto:kuznetsovropng@gmail.com)

*Инна Вячеславовна Жилина* – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5395-8135, <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: [89163573819@mail.ru](mailto:89163573819@mail.ru)

**Поступила в редакцию 12.09.2024**

## NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

# Forecasting the quality of fluid seals and reservoirs for the Upper Jurassic deposits in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province

R.O. Kuznetsov ✉, I.V. Zhilina

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

**Abstract.** *Background.* Upper Jurassic natural reservoirs are the main deposits containing 65–75% of recoverable hydrocarbon reserves in the Tomsk Region. They are overlapped by the fluid seals of the Bazhenov–Georgievsk complex, the quality of which deteriorates in the easterly direction. Therefore, to predict new promising areas, it is necessary to determine the quality and thickness of the Upper Jurassic seals and natural reservoirs. *Objective.* The need to forecast the quality of the Upper Jurassic fluid seals and reservoirs of the “Yu group” in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province (Tomsk Region). *Materials and methods.* The paper uses regional and local studies of different years, materials and methods for interpreting geophysical well studies and seismic data from 2D reflection and core studies, databases of geological and geophysical information, methods of mathematical modeling of sedimentary basins and an original methodological approach proposed by the authors. *Results.* The time of the beginning of the lithification of the Bazhenov–Georgievsk rocks of the Upper Jurassic–Early Cretaceous (Aptian–Albian) was determined, and a regional model of the Georgievsk horizon distribution was constructed. The porosity of the Upper Jurassic natural reservoirs and the thickness of the Bazhenov fluid seal at the selected fields were calculated. *Conclusions.* The assessment of the quality of fluid seals and natural reservoirs made it possible to determine more promising areas for geological exploration using the oil and gas exploration criterion determined on the basis of the analysis of the thickness of the Georgievsk horizon (Kontorovich criterion). The efficiency of the proposed method is described using the example of the Upper Jurassic oil and gas fields in the Tomsk Region (Western Siberia).

**Keywords:** fluid seal, natural reservoir, oil, gas, Western Siberia, Upper Jurassic deposits, Bazhenov Formation, Georgievsk Formation, Yu group of layers, oil and gas potential forecast

**Funding:** the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800274-8).

**Acknowledgments:** the authors are grateful to A.S. Gibsher, V.I. Gavrilov, S.A. Guskov, O.E. Zelevyanskaya and N.A. Skibitskaya for valuable advice on establishing the boundary values of clay porosity.

---

✉ Roman O. Kuznetsov, e-mail: [kuznetsovropng@gmail.com](mailto:kuznetsovropng@gmail.com)

© Kuznetsov R.O., Zhilina I.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

**For citation:** Kuznetsov R.O., Zhilina I.V. Forecasting the quality of fluid seals and reservoirs for the Upper Jurassic deposits in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 262–277. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

#### Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

#### References

1. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. *Geology of Oil and Gas of Western Siberia*. Moscow: Nedra, 1975. 680 p. (In Russ.).
2. Kontorovich V.A. *Tectonics and Petroleum Potential of the Mesozoic-Cenozoic Deposits of the Southeastern Regions of Western Siberia*. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2002. 252 p. (In Russ.).
3. Danenberg E.E., Belozherov V.B., Brylina N.A. *Geological Structure and Oil and Gas Potential of the Upper Jurassic–Lower Cretaceous Deposits in the Southeast of the West Siberian Plate (Tomsk Region)*. Tomsk: Publishing House of TPU, 2006. 291 p. (In Russ.).
4. Zubkov M.Yu. Reservoir types in the Bazhenov-Abalak series of Western Siberia and their genesis. *Geologiya nefi i gaza*. 2019. No. 4. P. 59–78. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>
5. Afanasyev I.A., Pogodaeva A.M., Nemova V.D., Kim O.O. Application of the algorithm of machine logging interpretation in regional studies of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 3(375). P. 11–16. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3\(375\)-11-16](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3(375)-11-16)
6. Yan P.A., Khabarov E.M. Well log data interpretation in paleogeographic reconstructions (in the case of the Bathonian-Upper Jurassic deposits of south of West Siberia). *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2018. No. 4. P. 27–38. (In Russ.). <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-4>
7. Ryzhkova S.V., Vakulenko L.G., Kazanenkov V.A. et al. Facies-stratigraphic zonation of the Callovian–Kimmeridgian deposits of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2020. Vol. 61, No. 3. P. 330–340. <https://doi.org/10.15372/RGG2019098>
8. Eder V.G., Ryzhkova S.V., Dzyuba O.S., Zamirailova A.G. Lithostratigraphy and sedimentation conditions of the Bazhenov Formation (Western Siberia) in the Central, Southeastern, and Northern regions of its occurrence. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2022. Vol. 30, No. 5. P. 334–359. <https://doi.org/10.1134/S0869593822050021>
9. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P. et al. *Stratigraphy of Oil and Gas Basins of Siberia. Jurassic System*. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2000. 480 p. (In Russ.).
10. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1832–1845. (In Russ.).

11. Nikitin I.A. Geological and facies modeling of the Stolbovoye productive series (Kaimysovy arch) formation conditions. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2014. No. 2. P. 36–43. (In Russ.).

12. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A. et al. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*. 2013. Vol. 54, No. 8. P. 917–957. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011>

13. Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 4(39). P. 58–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>

14. Osipov V.I., Sokolov V.N., Ereemeev V.V. *Clay Caps of Oil and Gas Fields*. Moscow: Nauka, 2001. 238 p. (In Russ.).

#### **Information about the authors**

*Roman O. Kuznetsov* – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: [kuznetsovroipng@gmail.com](mailto:kuznetsovroipng@gmail.com)

*Inna V. Zhilina* – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: [89163573819@mail.ru](mailto:89163573819@mail.ru)

**Received 12.09.2024**