

**Пласт Ю₁₀⁰ — перспективный объект поиска нефти и газа
в Сергинском НГР Западно-Сибирской НГП**

**А. В. Блинкова, Н. Л. Попова, Л. Н. Щербакова, Н. В. Шишкина,
Я. Р. Бертрам***

*Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа – Югры
«Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Штиль-
мана», Тюмень, Россия*

**bertram@crru.ru*

Аннотация. В настоящее время в нижнеюрских отложениях Сергинского нефтегазоносного района залежи нефти выявлены на Сергинском, Алексеевском, Западно-Яганокуртском, Большом, Каремпостском и Южно-Лыхминском месторождениях. По мнению многих исследователей, нижнеюрские отложения образуют самостоятельный нефтегазоносный комплекс, в составе которого выделяется ряд песчаных пластов. В этой связи очень актуальным становится вопрос о поиске и открытии в этих отложениях новых месторождений и залежей. Пласт Ю₁₀⁰ является одним из таких объектов. Цель работы — определение области распространения пласта Ю₁₀⁰ в Сергинском НГР, поиск предполагаемых перспективных зон. При решении этой задачи была проведена корреляция нижнеюрских отложений, проанализированы условия накопления и закономерностей распределения пород-коллекторов, усовершенствованы методические приемы картирования отложений и осуществлен анализ палеотектонического развития, а также анализ геолого-геофизических исследований. Основные результаты работы: определение области распространения, построение общих толщин и предполагаемых перспективных участков пласта Ю₁₀⁰.

Ключевые слова: палеоподнятие, горизонт, литология, песчаники, алевролиты, зоны выклинивания

Для цитирования: Пласт Ю₁₀⁰ — перспективный объект поиска нефти и газа в Сергинском НГР Западно-Сибирской НГП / А. В. Блинкова, Н. Л. Попова, Л. Н. Щербакова [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-11-25 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 2. — С. 11–25. — EDN: FAFDRK

**The U₁₀⁰ reservoir is a promising oil and gas exploration facility in the
Serginsky NGR of the West Siberian NGP**

**Anna V. Blinkova, Natalia L. Popova, Lidiya N. Shcherbakova,
Natalia V. Shishkina, Yana R. Bertram***

Abstract. Currently, oil deposits in the Lower Jurassic strata of the Serginskoye oil and gas region have been identified in several fields, including the Serginskoye, Alekseyevskoye, Zapadno-Yaganokurt, Bolshoye, Karempostskoye, and Yuzhno-Lykhminskoye fields. Many researchers believe that these Lower Jurassic deposits form an independent oil and gas complex, which includes several distinct sandstone layers. As such, searching for and discovering new fields and deposits within these layers is highly relevant. The Y100 layer is one such object. The goal of this study is to define the distribution area of the Y100 layer in the Serginskoye NGR and to identify potential prospective zones. To accomplish this, we conducted a correlation of the Lower Jurassic deposits, analyzed the accumulation conditions and patterns of reservoir rock distribution, refined mapping techniques for the deposits, and reviewed paleotectonic development along with geological and geophysical surveys. The main findings of the study include identifying the distribution area, constructing thickness profiles, and pinpointing prospective areas of the Y100 reservoir.

Key words: paleofill, horizon, lithology, sandstones, siltstones, wedging zones

For citation: Blinkova, A. V., Popova, N. L., Shcherbakova, L. N., Shishkina, N. V., & Bertram, Ya. R. (2025). The U₁₀⁰ reservoir is a promising oil and gas exploration facility in the Serginsky NGR of the West Siberian NGP. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 11-25. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-11-25

Введение

Высокие темпы освоения и разведки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской равнины требуют от специалистов различного геологического профиля постоянного совершенствования, уточнения и дополнения устоявшихся концепций и выявления новых закономерностей. В настоящее время нижнеюрские отложения на территории Западной Сибири представляют большой интерес для поиска залежей углеводородов в них. Отложения нижней юры на территории Западной Сибири характеризуются сложным строением, которое выражено в большой изменчивости распространения коллекторов и их фильтрационно-емкостных свойств, а следовательно, существуют риски планирования геологоразведочных работ на данные отложения. Неясность моделей геологического строения отложений нижней юры до сих пор не позволила дать адекватную оценку их ресурсной базы. Порода нижнеюрского комплекса со стратиграфическим несогласием залегают на подстилающих образованиях доюрского основания, заполняя погруженные части рельефа, и выклиниваются на склонах выступов доюрских пород.

В Сергинском нефтегазоносном районе (НГР) залежи углеводородов открыты в меловых, юрских отложениях. Одним из перспективных на поиски залежей нефти и газа является нижнеюрский нефтегазоносный комплекс (пласты Ю₁₀₋₁₁).

Объект и методы исследования

Региональной покрывкой этого комплекса служат отложения радомской пачки, представленной аргиллитами с прослоями углей, алевролитов и песчаников.

В строении радомской пачки на исследуемой территории выделяются равнины: прибрежно-морские, временами заливаемые морем и озерно-аллювиальные аккумулятивные. Основную часть Сергинского НГР занимают прибрежно-морские, временами заливаемые морем и только в западной части — аккумулятивные равнины.

Накопление радомской пачки связано с лайдинской трансгрессией моря, формирование ее происходило преимущественно в прибрежно-морских условиях (рис. 1), о чем свидетельствуют находки микрофлоры и микропланктона (морские двустворки и фораминиферы) в образцах керна Пачка датируется тоаром–ааленом [1–3].

Разрез отложений, образующихся при трансгрессии, характеризуется сменой снизу вверх мелководных фаций более глубоководными. В верхней части радомской пачки преобладают наиболее тонкоотмученные аргиллитоподобные глины. Отложения лайдинского горизонта (радомская пачка) преимущественно имеют площадной характер распространения с единичными локальными зонами выклинивания, приуроченными к сводам палеоподнятий.

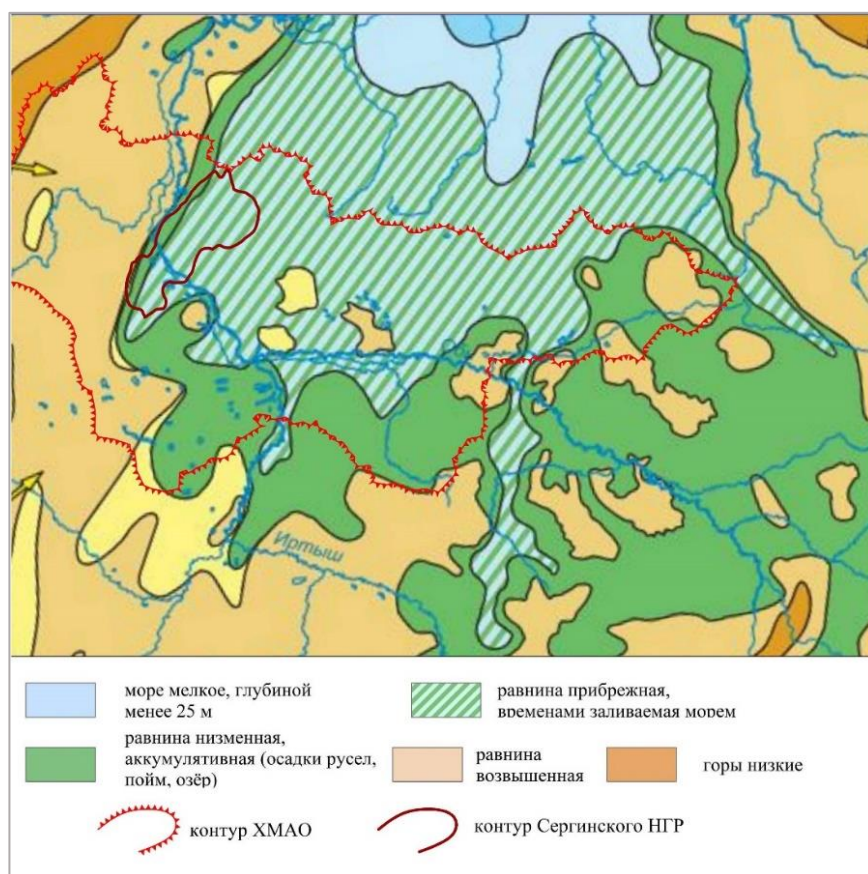


Рис. 1. Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, поздний тоар — ранний аален [2]

В границах рассматриваемого района радомская пачка вскрыта 129 поисково-разведочными скважинами, ее толщина варьируется от 4 м (скв. 14 Западно-Тугровская) до 59 м (скв. 150 Инжегорская).

В 12 скважинах, пробуренных в Сергинском НГР, отложения радомской пачки охарактеризованы керном. Отложения по своему литологическому составу неоднородны, по первичному описанию керна сложены аргиллитами с прослоями углей, песчаников, алевролитов. Авторами была осуществлена переинтерпретация результатов геофизических исследований в границах лайдинского горизонта по 64 скважинам Сергинского НГР. Детальное литологическое расчленение разреза радомской пачки показало, что преимущественно отложения в рассматриваемом районе сложены глинами с небольшим содержанием алевролитов, углей и песчаников (рис. 2).

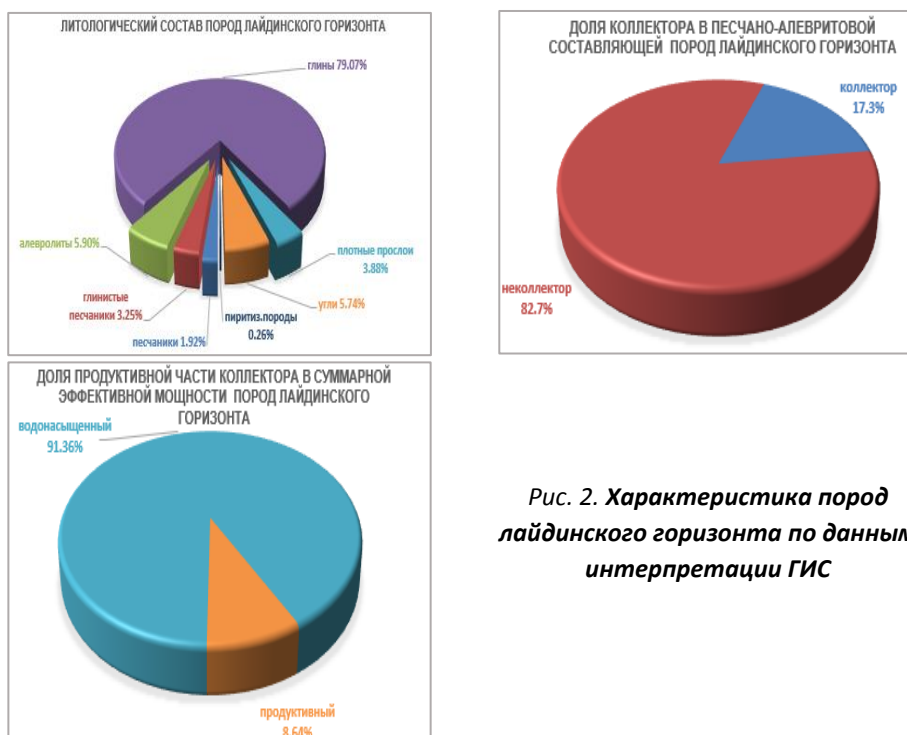


Рис. 2. Характеристика пород лайдинского горизонта по данным интерпретации ГИС

Прослои песчаников и алевролитов, которые встречаются в разрезе пачки, выделяются в пласт $Ю_{10}^0$. Распространение пласта по площади неравномерно, в волновом поле не отображается из-за маленьких толщин [5]. Общая мощность пласта в скважинах варьирует от 0,4 м (скв. 171 Инжегорская) до 6,8 м (скв. 156 Инжегорская), наиболее часто встречаемые значения находятся в интервале 1,5–2,5 м. Предполагается, что отложения этого пласта контролировались выступами фундамента, несколько расширяясь на склоны палеоподнятий. Отсюда можно сделать вывод, что строение пласта $Ю_{10}^0$ скорее всего линзовидное и оценить его размеры и наличие возможно будет только с помощью данных бурения. На рисунке 3 приведен пример линзовидного строения пласта $Ю_{10}^0$ в районе скв. 75 Большой площади.

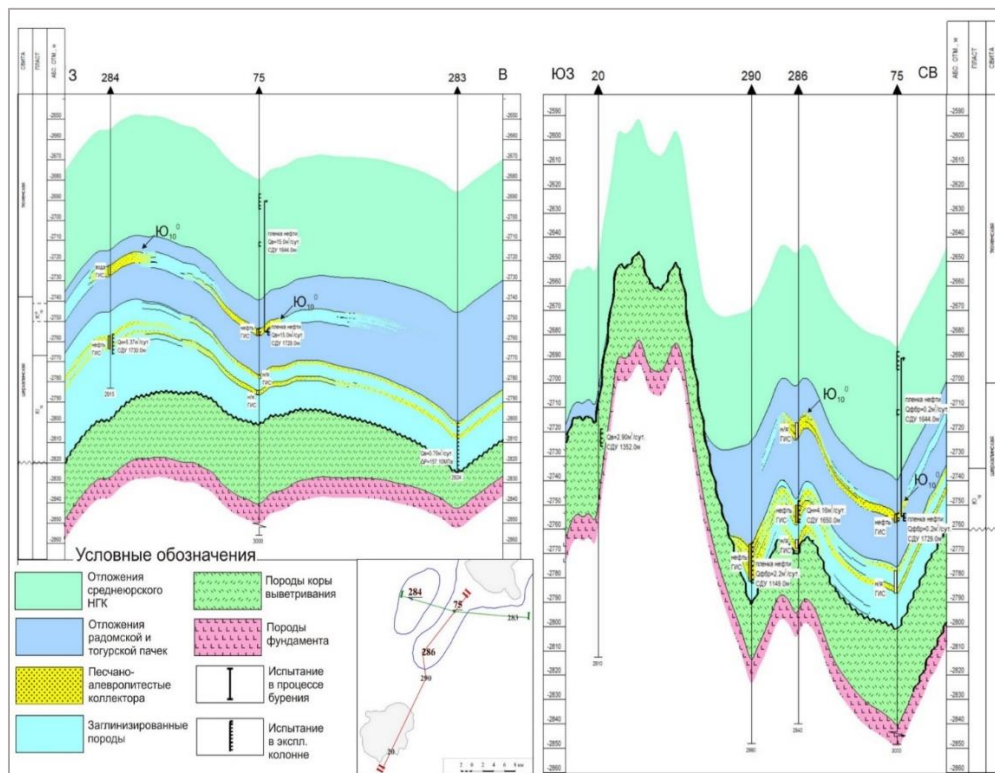


Рис. 3. Геологические разрезы через скважину 75 Большую

В единичных скважинах рассматриваемый объект (пласт Ю₁₀⁰) охарактеризован керном. По данным первичного описания пласт в основном представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов с включениями углистого детрита. Одной из таких скважин является скв. 75, пробуренная на Большой площади (рис. 4). В ней пласт представлен переслаиванием песчаника серого, кварцевого, мелкозернистого, средней крепости на глинистом цементе порового типа с включением углефицированного детрита с аргиллитом темно-серым, плотным, средней крепости.

В рамках этой работы проведена детальная корреляция отложений среднеюрского и нижнеюрского комплекса. Созданы корреляционные проекты в среде программного комплекса PlotLog.

В представленной работе выполнено построение структурных поверхностей по разрезу нижнеюрского и доюрского комплексов. Все построения выполнялись в программно-методическом комплексе Isoline, математическая постановка задачи картирования структурной поверхности в котором есть решение вариационной задачи:

$$\min_{a,b,\lambda} \left\{ w_1(x) \|f(a,x) - p(x) + \Delta(b,x)\|_R^2 + w_2 \|D_1(f(a,x) - \lambda\varphi(x))\|_{L_2}^2 + w_3 \|D_2(f(a,x))\|_{L_2}^2 \right\}$$

a , b , λ — оцениваемые параметры, каждый из которых соответствует определенному математическому и физическому смыслу, ниже проиллюстрируем; w_i — весовые функции на заданные функционалы или исходную информацию; $f(a, x)$ — функция (искомое поле), аппроксимирующая исходные точечные данные и все ее заданные свойства; $p(x)$ — исходные точечные данные (значения геологического поля в точках, производные от $f(x)$, интегральные характеристики от $f(x)$ по заданным полигонам); $\Delta(b, x)$ — функция невязок (или разности) между различными группами исходных данных; $\phi(x)$ — поверхность-аналог; D — дифференциальные операторы, с помощью которых задается концептуальная модель искомого поля.

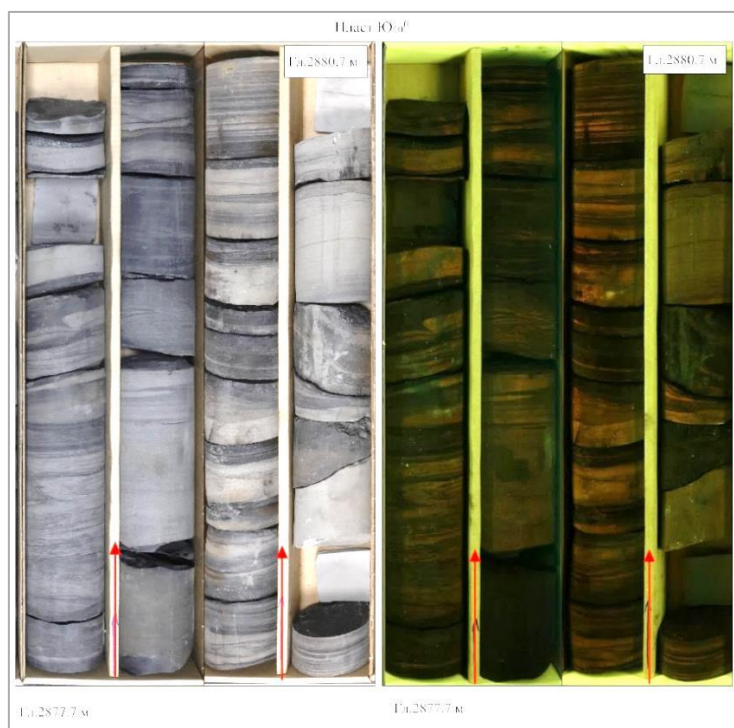


Рис. 4. Характеристика керна пород пласта Ю_{10}^0 (скв. 75 Большая)

Оператор D_1 позволяет реализовать различные модификации метода «схождения», при этом параметр λ при решении конкретных задач приобретает определенный смысл (средняя скорость, если ϕ — поле изохрон, а f — структурная поверхность сейсмического горизонта; коэффициент выполаживания, если ϕ — структурный аналог и т. д.). С помощью D_2 учитывается генезис поля f , это различные условия на «сглаживание», анизотропные свойства, направления осадконакопления и т. п.

Исходными данными для системы структурных поверхностей юрских отложений являются:

- координаты вскрытия скважинами продуктивных пластов;
- данные корреляции разреза исследуемой площади, представленные в виде глубин и абсолютных отметок стратиграфических границ выделяемых пластов;
- результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) в виде набора данных глубин и абсолютных отметок границ, кровли верхнего и подошвы нижнего коллектора, эффективных толщин по каждому объекту;
- результаты обработки сейсмических данных в виде поверхностей основных опорных горизонтов.

В границах Сергинского НГР по данным геолого-геофизических исследований пласт Ю₁₀⁰ выделяется в 37 скважинах. Авторами была проведена интерпретация геолого-геофизических исследований в 29 скважинах. В дальнейшем исследования велись только по данным этих скважин.

Для определения петрофизических характеристик с целью создания данных детальной геологической модели резервуара и залежи нефти применялась комплексная поточечная интерпретация данных ГИС. При высокой неоднородности объекта, соизмеримой с вертикальной разрешающей способностью методов ГИС, преимущества поточечной интерпретации (по сравнению с попластовой) очевидны, так как позволяют изучать объект с учетом его детальной вертикальной неоднородности. Кроме того, при поточечном варианте интерпретации данных ГИС на порядок возрастает анализируемая выборка, что немаловажно при статистическом характере основных используемых петрофизических зависимостей.

Вместе с тем, особенности поточечной интерпретации обуславливают, во-первых, необходимость разработки специальных интерпретационных алгоритмов, учитывающих аппаратно-методические возможности применяемых геофизических методов и, во-вторых, высокие требования к исходным геофизическим кривым к этапу их обработки.

Обязательным этапом обработки материалов ГИС является увязка кривых по глубине, оценка качества исходной информации ГИС (интерпретационными методами) и, при необходимости, корректируются масштабы записи кривых. Затем устанавливаются границы прослоев, определяются отсчеты с кривых ГИС и оцениваются геофизические параметры (удельное электрическое сопротивление породы, удельное сопротивление и диаметр зоны проникновения ПЖ, относительная амплитуда ПС, двойной разностный параметр ГК и др.).

Задачи увязки кривых ГИС, расчленение разреза, оценки качества материалов и определения геофизических характеристик в скважинах решается с применением программных средств GeoOffice Solver.

Комплекс ГИС в скважинах выполнен в объеме:

- стандартный каротаж (КС, ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- микрозондирование (МКЗ);
- кавернометрия (КВ) и профилометрия (Проф.);

- боковой каротаж (БК);
- боковой микрокаротаж (БМК);
- микрокавернометрия (МКВ);
- индукционный каротаж (ИК, ИКа);
- нейтронный каротаж (НК), запись велась большими и малыми зондами НКТ;
- гамма-каротаж (ГК);
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-п);
- акустический каротаж (АК);

Материалы ГИС в основном хорошего и удовлетворительного качества. Комплекс ГИС в целом достаточный для выполнения поставленных задач.

Литологическое расчленение разреза осуществлялось по всему комплексу геофизических методов с выделением песчано-алевролитовых, глинистых, плотных карбонатизированных пород и углей. Выделение коллекторов производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных признаков либо количественных критериев. В настоящее время очень мало опубликованных трудов в области исследования пласта Ю₁₀⁰. Одна из таких работ выполнена специалистами ЗАО МиМГО [4].

В этой работе авторы предлагают модель пласта ЮК₁₀ Сергинского месторождения. По их мнению, под реперной пачкой — радомской — залегают песчаники и глинисто-алевролитовые породы пласта ЮК₁₀⁰, ниже выделяется песчаный пласт ЮК₁₀¹, еще ниже — ЮК₁₀². Таким образом, пласт ЮК₁₀⁰ рассматривается как верхняя часть пласта ЮК₁₀.

Такая корреляционная схема имеет принципиальное отличие от представленной нами модели (рис. 5). По нашему мнению, пласт Ю₁₀⁰ распространен внутри радомской пачки. Аналогичный подход рассматривался и другими специалистами [5]. Проблема выявления и детального картирования объекта ЮК₁₀⁰ связана со сложным характером распределения коллекторов.

В ходе исследований авторы попытались проследить распространение пласта Ю₁₀⁰, опираясь на имеющиеся данные бурения, испытаний, интерпретации ГИС, и предположить наиболее благоприятные участки для поиска залежей в данном объекте.

Исходя из предполагаемой геологической модели, распространение пласта Ю₁₀⁰ по аналогии с нижележащими пластами Ю₁₀₋₁₁ прогнозируется на склонах палеоподнятий и у их подножий. Для выделения зон распространения пласта авторами были построены карта толщин ΔН (А – Рад) и карта градиентов толщин ΔН' (А – Рад), где А — структурная карта по кровле фундамента, Рад — структурная карта по кровле радомской пачки.

Анализ этих карт позволил с некоторой долей условности оконтурить в пределах изучаемой территории зоны распространения отложений пласта Ю₁₀⁰, которые выделялись по углам наклона поднятий (рис. 5).

На карте толщин ΔН (А – Рад) распространение пласта определялось по сгущению изогипс, на карте градиентов толщин ΔН' (А – Рад) — по областям уменьшения с максимума до минимума значения градиентов. Так как карта градиентов является первой производной от карты толщин, она отражает скорость изменения толщины (см. рис. 5).

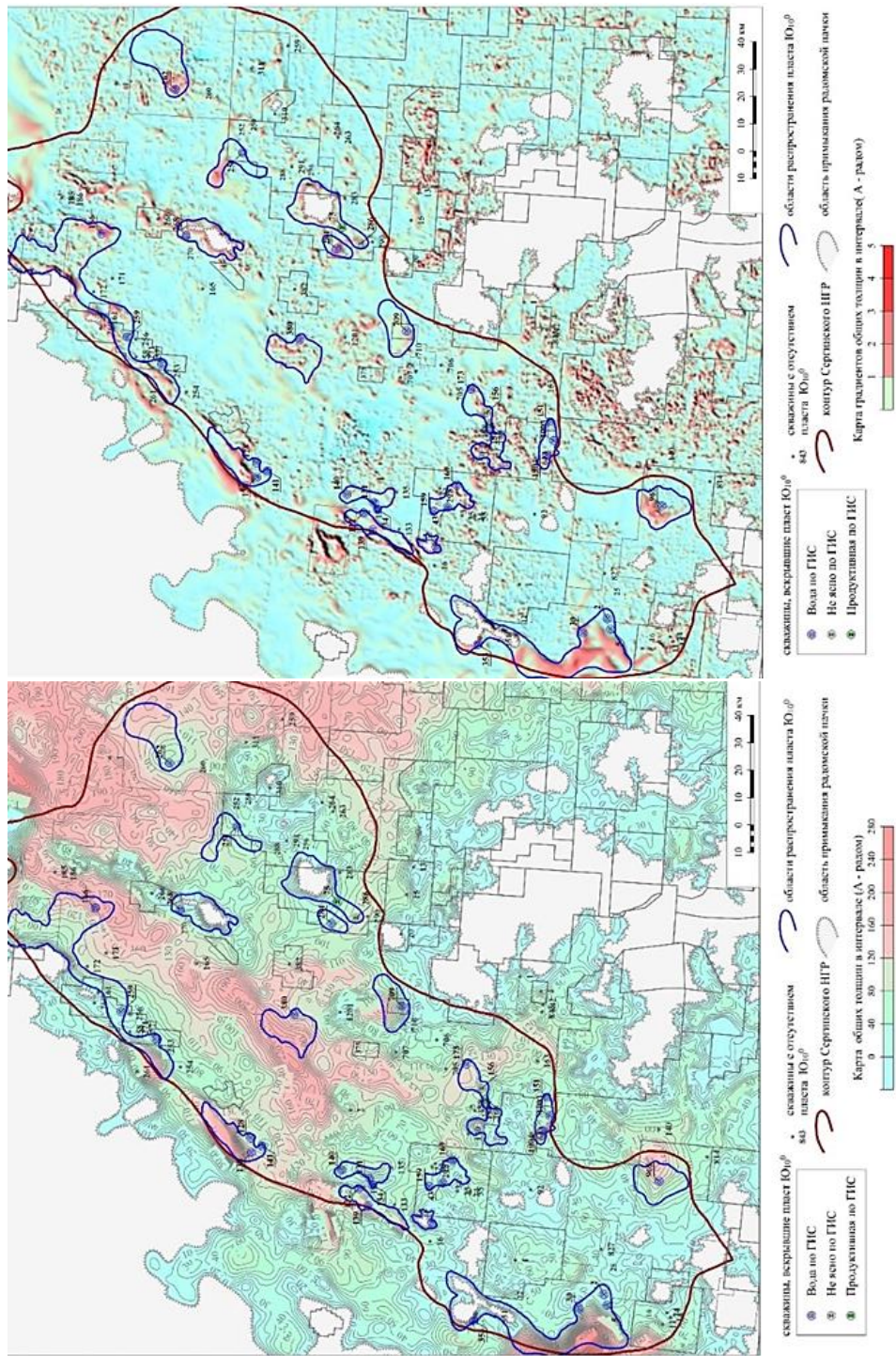


Рис. 5. Карты общих толщин ДН (А - Rad) и градиентов толщин ДН (А - Rad)

На рисунке 6 приведен геологический разрез нижеюрских отложений склона локального поднятия, осложняющего Сергинское куполовидное поднятие.

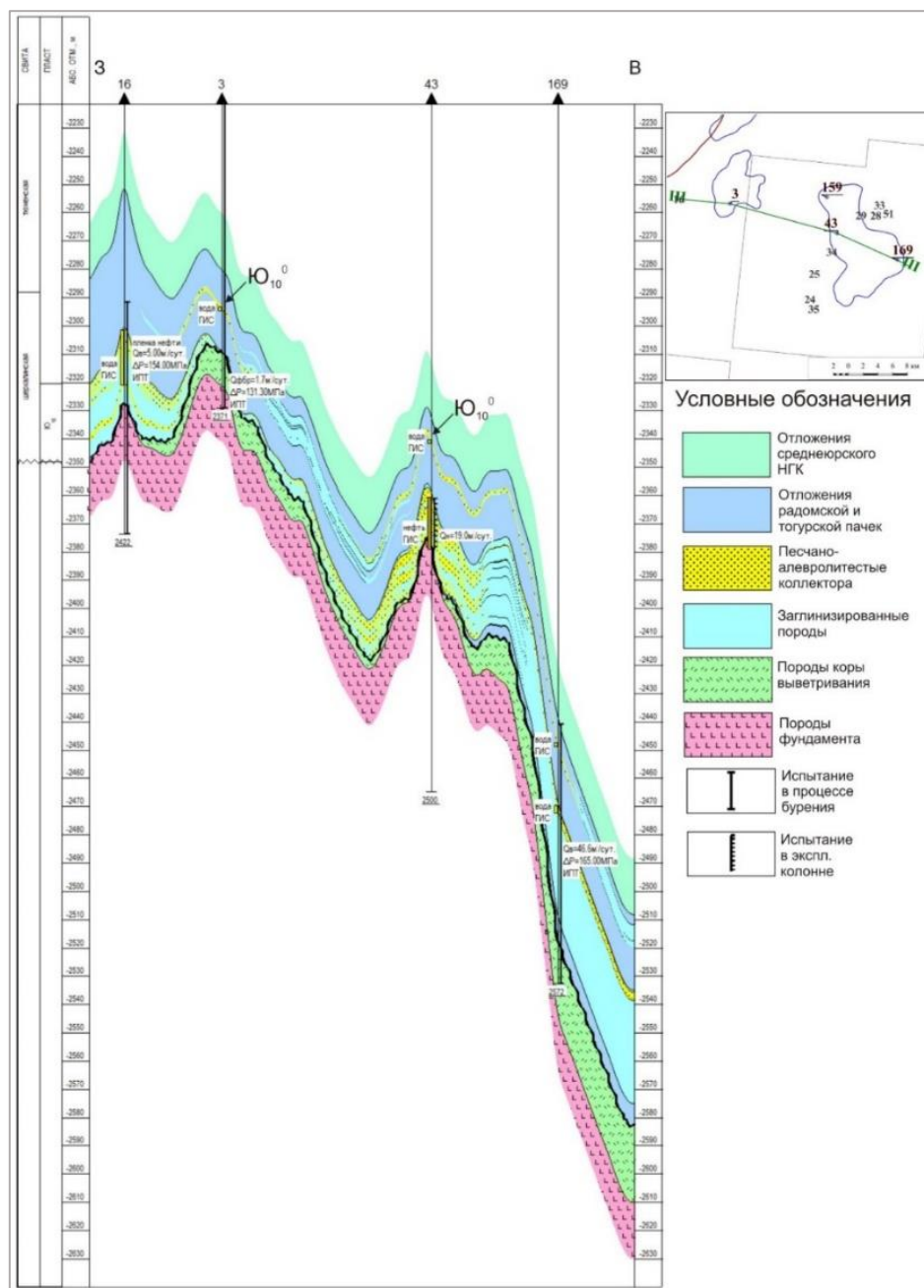


Рис. 6. Геологический разрез нижеюрских отложений по линии скважин: Хопыньгюганская — 16; Няргиюганская — 3; Сергинская — 43; Каремпостская — 169

Как отмечалось выше, авторами была проведена интерпретация геолого-геофизических исследований в 64 скважинах, из них в 29 был выделен пласт $Ю_{10}^0$.

По результатам определения геофизических параметров пласта $Ю_{10}^0$ в скважинах преобладает эффективная толщина пропластков от 1 до 3 м, коэффициент пористости 16,5 %, коэффициент проницаемости 7,05 мД.

При сравнении литологических характеристик отложений лайдинского и надояхского горизонтов видно, что оба горизонта представлены аргиллитами (глинами), песчаниками, плотными породами с прослоями углей (рис. 7). Отличие состоит только в количественном соотношении этих пород в составе отложений горизонтов, соответственно и в процентном соотношении коллекторов и неколлекторов.

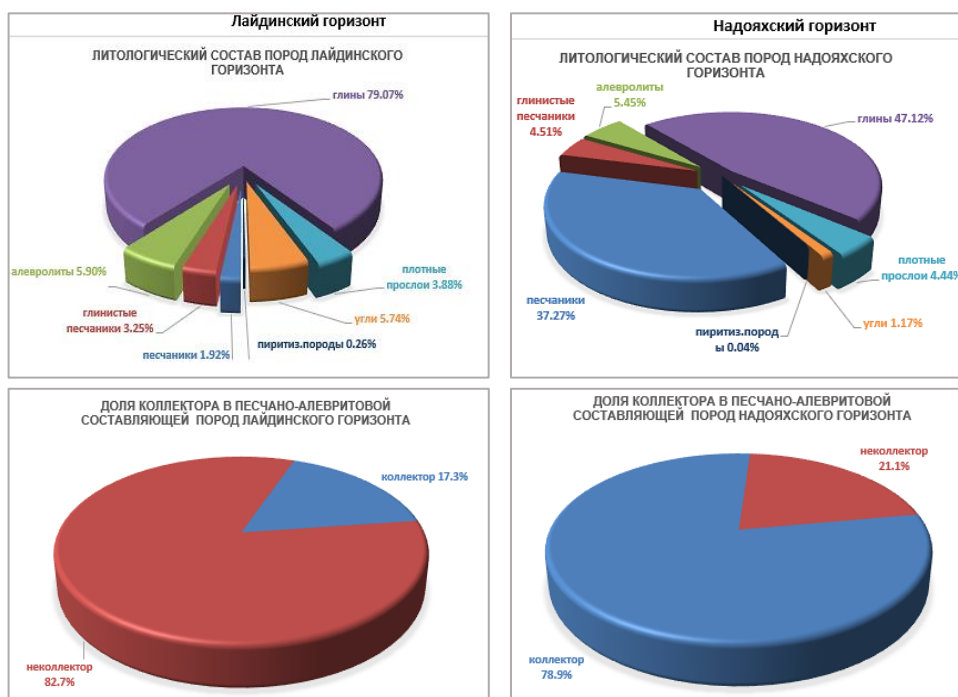


Рис. 7. Сопоставление состава пород для лайдинского и надояхского горизонтов

Как отмечалось ранее, породы коллектора в лайдинском горизонте — это пласт $Ю_{10}^0$, а в надояхском — пласт $Ю_{10}$. Авторами были проанализированы геофизические параметры для обоих пластов и сделан вывод, что, несмотря на то, что доля коллектора в общей песчано-алевритовой составляющей пласта $Ю_{10}^0$ значительно ниже, чем у нижележащего пласта $Ю_{10}$, свойства коллекторов — проницаемость и пористость — имеют близкие значения (табл.).

Сопоставление значений ФЕС пластов Ю₁₀⁰ и Ю₁₀

ПЛАСТ	Кпор срвз, % <u>Интервал</u> медианное значение	Кпрон, мД <u>Интервал</u> медианное значение
Ю ₁₀ ⁰	<u>12 – 19,6</u> 16,5	<u>0,22 – 50,3</u> 7,05
Ю ₁₀	<u>10 – 20</u> 17,9	<u>0,18 – 93</u> 7,4

В связи с тем, что отложения радомской пачки в целом не рассматривались как перспективный объект, испытания в этих отложениях практически не проводятся. На рассматриваемой территории отложения радомской пачки, а именно пласта Ю₁₀⁰, были испытаны только в одной скважине 75 Большой площади, где из интервала 2 877–2 880,5 м был получен приток нефти дебитом 0,2 м³/сут. на динамическом уровне 1 729 м.

По результатам определения геофизических параметров пласта Ю₁₀⁰ в скважинах общая толщина пласта Ю₁₀⁰ меняется от 0,4 м до 7,9 м, эффективная — от 0,4 м до 7 м.

В результате интерпретации геофизического материала авторами еще в 5 скважинах в разрезе пласта Ю₁₀⁰ прогнозируется характер насыщения «нефть». На рисунке 8 показаны предполагаемые перспективные зоны пласта Ю₁₀⁰.

Результаты

Анализ показал, что пласт Ю₁₀⁰ формировался в условиях погружения территории, процесс наступления моря происходил неравномерно, что позволяло песчано-алевритовым отложениям накапливаться на склонах наиболее приподнятых структур.

Выполнена корреляция отложений среднеюрского и нижнеюрского комплекса, построены структурные карты по этим отложениям. Проведена интерпретация геолого-геофизических исследований. Определены области распространения пласта Ю₁₀⁰. Построены карты общих толщин и предполагаемых перспективных участков пласта Ю₁₀⁰.

В результате обобщения всех данных исследований в качестве перспективных участков выделены участки, приуроченные к склонам локальных поднятий Сергинского КП, Радомского мегавала и Полуйского свода.

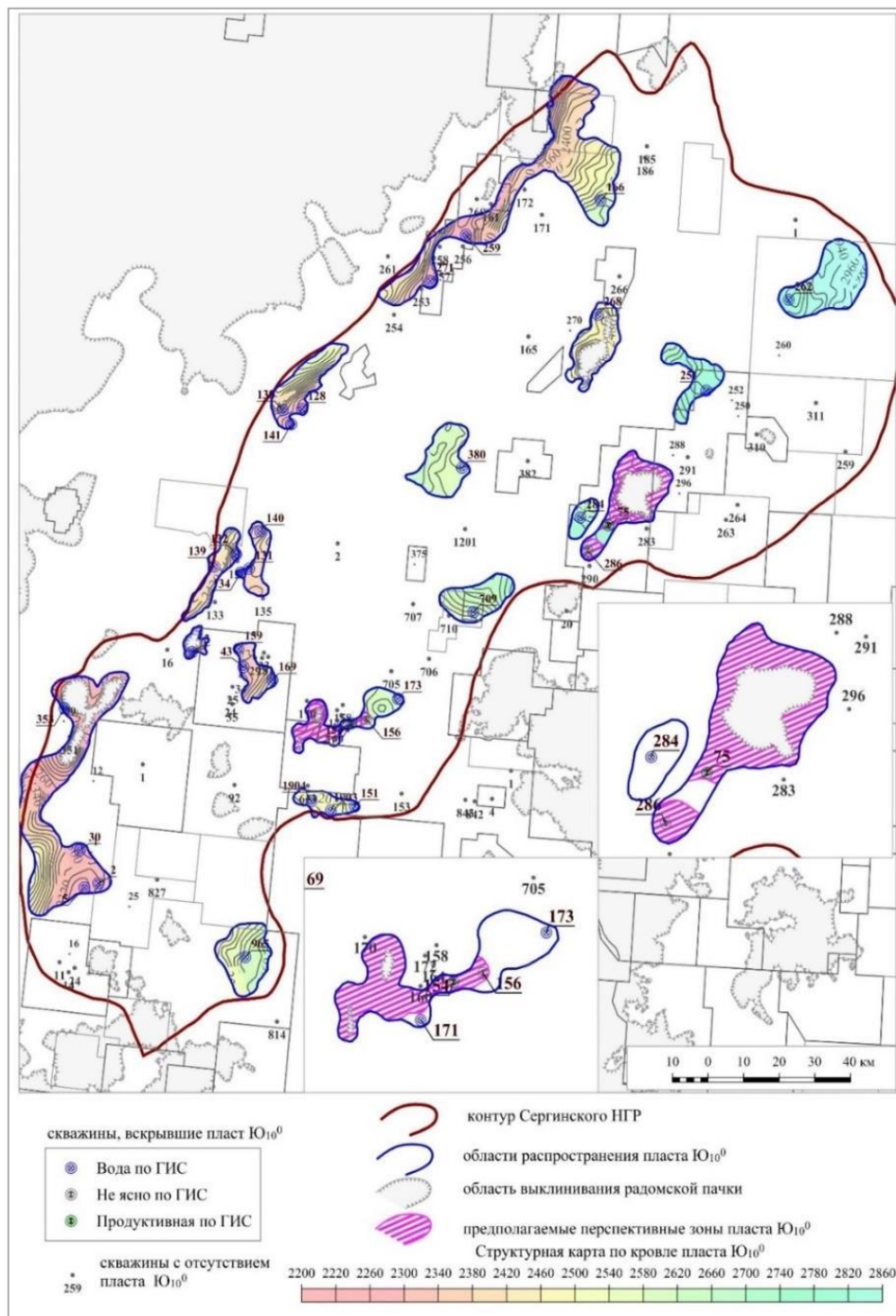


Рис. 8. Карта предполагаемых перспективных участков пласта Ю₁₀⁰

Выводы

По мнению авторов, объект Ю₁₀⁰ перспективен и требует более детального исследования, причем не только на территории Сергинского НГР.

Возможно, в дальнейшем, после детальных работ по изучению пласта Ю₁₀⁰, его можно будет объединить в один объект разработки с нижележащим пластом Ю₁₀, так как в отложениях пласта Ю₁₀⁰ ФЕС, в первую очередь проницаемость, мало отличаются от свойств пласта Ю₁₀ и пласты находятся на небольшом расстоянии друг от друга по вертикали.

Список источников

1. Афанасьев, С. А. История формирования нижнесреднеюрских отложений в связи с нефтеносностью / С. А. Афанасьев, В. И. Москвин. – Геология нефти и газа, 1995. – Текст : непосредственный.
2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 8. – С. 972–1012.
3. Ясович, Г. С. Условия формирования и перспективы нефтегазонасности нижнеюрских отложений Западной Сибири / Г. С. Ясович, А. Г. Мухер, Г. П. Мясникова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1987. – № 9 – С. 23–28.
4. Создание новой методологии — необходимое условие для успешного освоения нефтяных ресурсов Шеркалинской свиты (Сергинское месторождение) / Келлер М.Б., В. С. Славкин, Н. С. Шик, М. П. Голованов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2001. – № 6.
5. Отчет Сергинской 12/04-06 сейсморазведочной партии о работах масштаба 1:50000, проведенных в 2004–2006 гг. на Сергинской площади / Грицык Г. В., Головкин В. Н., Шишкина Г. А. [и др.]. – Хантымансийскгеофизика, 2007. – Текст : непосредственный.

References

1. Afanas'ev, S. A. & Moskvina, V. I. (1995). Istoriya formirovaniya nizhnesredneyurskikh otlozheniy v svyazi s neftenosnost'yu. Geologiya nefi i gaza. (In Russian).
2. Kontorovich, A. E., Kontorovich, V. A., Ryzhkova, S. V., Shurygin, B. N., Vakulenko, L. G., Gaideburova, E. A., ... & Yan, P. A. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, 54 (8), pp. 747-779. (In Russian).
3. Yasovich, G. S., Mukher, A. G. & Myasnikova, G. P. (1987). Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti nizhneyurskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri. Russian oil and gas geology, (9), pp. 23-28. (In Russian).
4. Keller, M. B., Slavkin, V. S., Shik, N. S., & Golovanov, M. P. (2001). Sozdanie novoy metodologii — neobkhodimoe uslovie dlya uspeshnogo osvoeniya neftyanykh resursov SHerkalinskoy svity (Serginskoe mestorozhdenie). Russian oil and gas geology. (6). (In Russian).

5. Otchet Serginskoy 12/04-06 seysmorazvedochnoy partii o rabotakh masshtaba 1:50000, provedennykh v 2004–2006 gg. na Serginskoy ploshchadi. (2007). Khantyanskiy geofizika. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Блинкова Анна Викторовна, научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилмана», г. Тюмень

Anna V. Blinkova, Researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Попова Наталья Леонидовна, старший научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилмана», г. Тюмень

Natalia L. Popova, Senior Researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Щербакова Лидия Николаевна, старший научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилмана», г. Тюмень

Lidiya N. Shcherbakova, Senior researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Шишкина Наталья Валентиновна, старший научный сотрудник отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилмана», г. Тюмень

Natalia V. Shishkina, Senior Researcher at the Department of Geology of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen

Бертрам Яна Робертовна, заведующая лабораторией отделения геологии АУ «Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпилмана», г. Тюмень bertram@crru.ru

Yana R. Bertram, Head of the Laboratory of the Geology Department of the V. I. Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, Tyumen, bertram@crru.ru.

Статья поступила в редакцию 30.08.2024; одобрена после рецензирования 25.10.2024; принята к публикации 11.11.2024.

The article was submitted 03.08.2024; approved after reviewing 25.10.2024; accepted for publication 11.11.2024.