

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ НЕФТЕНОСНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

М.С. Хорольская^{1,*}, В.А. Бумагина^{1,2}, А.Г. Потапов¹, Е.А. Зарай¹

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Баженовская свита по запасам углеводородов относится к трудноизвлекаемым и на фоне истощения традиционных объектов является наиболее значимой для разработки зрелых месторождений.

Цель. Для эффективного освоения баженовской свиты требуется создание единых надежных алгоритмов для выделения интервалов коллекторов, определения подсчетных параметров по данным керна и геофизических исследований скважин, а также для прогнозирования по площади перспективных зон.

Материалы и методы. Комплексный подход, сочетающий лабораторные исследования керна и геофизические исследования скважин, позволил оценить перспективы баженовской свиты.

Результаты. Выявлены наиболее перспективные интервалы (пачки 1 и 2) с высокой хрупкостью, что важно для проведения гидроразрыва пласта, и низким содержанием органического вещества. Установлена взаимосвязь между лабораторными данными (нанопроницаемостью) и расчетными геофизическими параметрами (хрупкостью, содержанием органического вещества), что позволило выявить участки с притоками нефти.

Заключение. Разработанные алгоритмы и методы прогнозирования приточных интервалов позволили более точно выделять зоны с высоким потенциалом для добычи нефти, что является важным для разработки таких сложных объектов, как баженовская свита.

Ключевые слова: баженовская свита, хрупкость, органическое вещество, перспективные интервалы, геофизические исследования скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Хорольская М.С., Бумагина В.А., Потапов А.Г., Зарай Е.А. Комплексный подход к изучению нефтеносных перспективных интервалов баженовской свиты. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):6–21. https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-6-21

Статья поступила в редакцию 25.09.2025

Принята к публикации 15.10. 2025

Опубликована 26.12.2025

AN INTEGRATED APPROACH TO THE STUDY OF POTENTIAL OIL PAYS OF THE BAZHENOV SUITE

Maria S. Khorolskaya^{1,*}, Varvara A. Bumagina^{1,2}, Artyom G. Potapov¹, Evgeny A. Zarai¹

¹RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

²Tyumen Industrial University, RF, Tyumen

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

Introduction. Hydrocarbon reserves of the Bazhenov suite are classified as hard to recover, and due to the depletion of conventional targets, the suite is the most significant for the development of mature fields.

Aim. The efficient development of the Bazhenov suite requires unified reliable algorithms for identifying net-reservoir intervals, determining volumetric parameters based on core and well logging data, as well as for predicting promising areas in plan.

Materials and methods. An integrated approach combining laboratory analysis of core and well logging surveys made it possible to assess prospects of the Bazhenov suite.

Results. The most promising intervals (Packs 1 and 2) with high fragility, which is important for hydraulic fracturing, and low content of organic matter have been identified. The function of laboratory data (nano-permeability) and calculated geophysical parameters (fragility, organic matter content) has been established, which made it possible to identify zones of oil inflows.

Conclusion. The developed algorithms and methods for predicting inflow intervals have made it possible to more accurately identify areas with high potential for oil production, which is crucial for the development of complex targets.

Keywords: Bazhenov suite, fragility, organic matter, prospective intervals, well logging surveys

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Khorolskaya M.S., Burnagina V.A., Potapov A.G., Zarai E.A. An integrated approach to the study of potential oil pays of the Bazhenov suite. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):6–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-6-21>

Manuscript received 25.09.2025

Accepted 15.10. 2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие нефтяной отрасли уделяет особое внимание поиску и разведке новых месторождений, объектов и залежей углеводородов (УВ). Однако важно не упускать из виду потенциал ранее открытых объектов, эффективное освоение которых, позволило бы восполнить и увеличить добычу нефти на многих зрелых месторождениях. Примером такого объекта является баженовская свита, продуктивность которой доказана на большинстве месторождений Западно-Сибирской провинции (ЗСП). Баженовская свита (БС) относится к нетрадиционным объектам, запасы которой входят в категорию трудноизвлекаемых. Основная сложность при разработке БС — это ультранизкая проницаемость пород (менее $0,001 \cdot 10^{-3}$ мкм²), что делает процесс добычи нефти крайне сложным. Статистика по Ханты-Мансийскому автономному округу демонстрирует слабую вовлеченность БС в разработку: из 92 месторождений всего 29,3% введены в разработку на данный объект, а за последние десять лет включены в эксплуатацию только восемь месторождений. Однако в БС сосредоточено до 15% всех запасов нефти Западной Сибири [1]. Комплексный подход к изучению БС базируется на действующих Методических рекомендациях [2], кроме того, позволяет определить надежные критерии выделения перспективных интервалов БС, обосновать подсчетные параметры и выделить потенциально продуктивные зоны для дальнейшего бурения и ввода скважин в эксплуатацию. Данная работа основана на доступной геолого-геофизической информации, включая лабораторные исследования керн, выполненные в Центре исследований керн ООО «РН-ГИР», геофизические исследования скважин, результаты их испытаний и определения работающих интервалов.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является баженовская свита одного из месторождений ЗСП. БС развита повсеместно

на месторождении. Толщина отложений изменяется от 20,2 до 23 м. Для БС характерны высокие показания кривых кажущегося сопротивления (КС), бокового каротажа (БК), низкие значения проводимости по индукционному каротажу (ИК) и аномально высокие значения радиоактивного каротажа (РК). Кровлю БС маркирует отражающий горизонт Б (ОГ Б), являющийся региональным сейсмическим репером, который имеет устойчивый характер записи в волновом поле. БС залегает на глинистых отложениях абалакской свиты, характеризующихся пониженными значениями КС, БК, высокими показателями ИК и низкими, по сравнению с БС, значениями РК.

ПРЕДЛОЖЕН СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИТОЧНЫХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ВЫДЕЛЯТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ ЛАБОРАТОРНЫМИ ДАННЫМИ (НАНОПРОНИЦАЕМОСТЬЮ) И РАСЧЕТНЫМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ (ХРУПКОСТЬЮ, СОДЕРЖАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА — C_{org}).

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в юго-восточной части Верхнеляминского вала, осложняющего Фроловскую мегавпадину. В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах Ляминского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области. В составе верхнеюрского нефтегазоносного комплекса выделяются отложения баженовской свиты, которые потенциально нефтеносны. В ходе испытаний БС получены безводные притоки нефти дебитами от 0,5 до 9,6 м³/сут.

Нефть изучаемого объекта в среднем можно классифицировать как легкую по плотности (0,849 г/см³), малосернистую (0,5% масс.), смолистую (суммарное содержание смолисто-асфальтовых веществ — 6,0 % масс.), парафинистую (2,4 % масс.). Детальный анализ нефти указывает на изменчивость ее свойств с глубиной.

БС представлена глинисто-кремневыми, глинисто-кремнево-карбонатными породами,

с прослоями карбонатно-фосфатных пород, известняков и доломитов апорадиоляритовых, радиоляритов. По результатам макро- и микроописания керна выделены следующие литотипы: глинисто-кремневые породы, кремневые породы слабглинистые, глинисто-кремнево-карбонатные породы, радиоляриты, доломиты, известняки. Согласно минеральному составу в породах преобладает кварц — 45,7 %, карбонатные минералы (кальцит, доломит) составляют 21,4 %, глинистые минералы — 14,0 %, пирит — 7,2 %, органическое вещество — 6,3% и полевые шпаты — 3,1 %. Содержание органического вещества может достигать 20%, а пирита — 35,1%.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

В разрезе БС изучаемого месторождения выделено 5 пачек, каждая из которых характеризуется определенным набором литологических и геофизических особенностей.

Пачка 1 (нижняя) сложена глинисто-кремневыми и кремневыми слабглинистыми породами, обогащенными органическим веществом, тонкослоистыми, в нижней части биотурбированными (*Phycosiphon*, *Chondrites*), с органическими остатками, пиритизированными, с фосфат-карбонатными конкрециями. В прикровельной части пачки — с прослоем доломитов тонко-микрокристаллических, однородных, с органическими остатками. Интенсивность биотурбации увеличивается в нижней части пачки. Отмечается уменьшение содержания глинистого материала вверх по разрезу пачки. Толщина пачки — 7–9 м.

Пачка 2 представлена глинисто-кремневыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с прослоями апорадиоляритов, в нижней части пачки — доломитов апорадиоляритовых, с органическими остатками, пиритизированными. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, радиолярии, в нижней части пачки единично двустворки и фрагменты ростров белемнитов. Толщина пачки до 3 м.

Пачка 3 сложена глинисто-кремневыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с единичными прослоями доломитов апорадиоляритовых, с органическими остатками, пиритизированными. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, радиолярии, двустворки, редко раковинный детрит. Толщина пачки до 2 м.

Пачка 4 сложена глинисто-кремневыми и глинисто-кремнево-карбонатными породами, с тонкой горизонтальной слоистостью, участками слабобиотурбированными

(*Helminthopsis*), с редкими прослоями доломитов микро-тонкокристаллических, с органическими остатками, пиритизированными, в верхней части пачки с редкими карбонатными конкрециями. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, радиолярии, реже двустворки, единично аммониты. Толщина пачки — 4–6 м.

Пачка 5 представлена глинисто-кремнево-карбонатными, реже кремнево-глинистыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с единичными прослоями известняков, с органическими остатками, пиритизированными. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, редко двустворки. Вверх по разрезу пачки отмечается уменьшение содержания кремневого материала. Толщина пачки — 5 м.

Границы пачек, выделенных на керне, уверенно выделяются по ГИС и достаточно хорошо выдержаны на всей изучаемой площади (рис. 1).

КАРОТАЖНАЯ И КЕРНОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ОБЪЕКТА

На объекте исследования 45% всех пробуренных скважин относятся к историческому фонду, характеризующемуся стандартным комплексом геофизических исследований, частичным выносом керна и отсутствием специальных методов ГИС, что и представляет сложность для определения эффективных нефтенасыщенных толщин и подсчетных параметров БС. С целью детального изучения свиты пробурены три новые скважины, в которых обеспечен вынос керна более чем на 95%, выполнен расширенный комплекс ГИС и проведены специальные исследования на керне. На основе новой геолого-геофизической информации, полученной в этих скважинах, разработаны надежные критерии для выделения перспективных интервалов коллекторов и точного определения подсчетных параметров в пределах БС. Комплексные исследования трех скважин охватывают следующие направления:

а) керновые исследования, включающие определение пиролитических параметров (до и после экстракции), геохимических характеристик, фильтрационно-емкостных свойств (до и после экстракции), минерального состава с применением рентгенофлуоресцентного и рентгеноструктурного анализа, определение водонефтенасыщенности пород экстракционно-дистилляционным методом и измерение удельного электрического сопротивления образцов с сохраненной

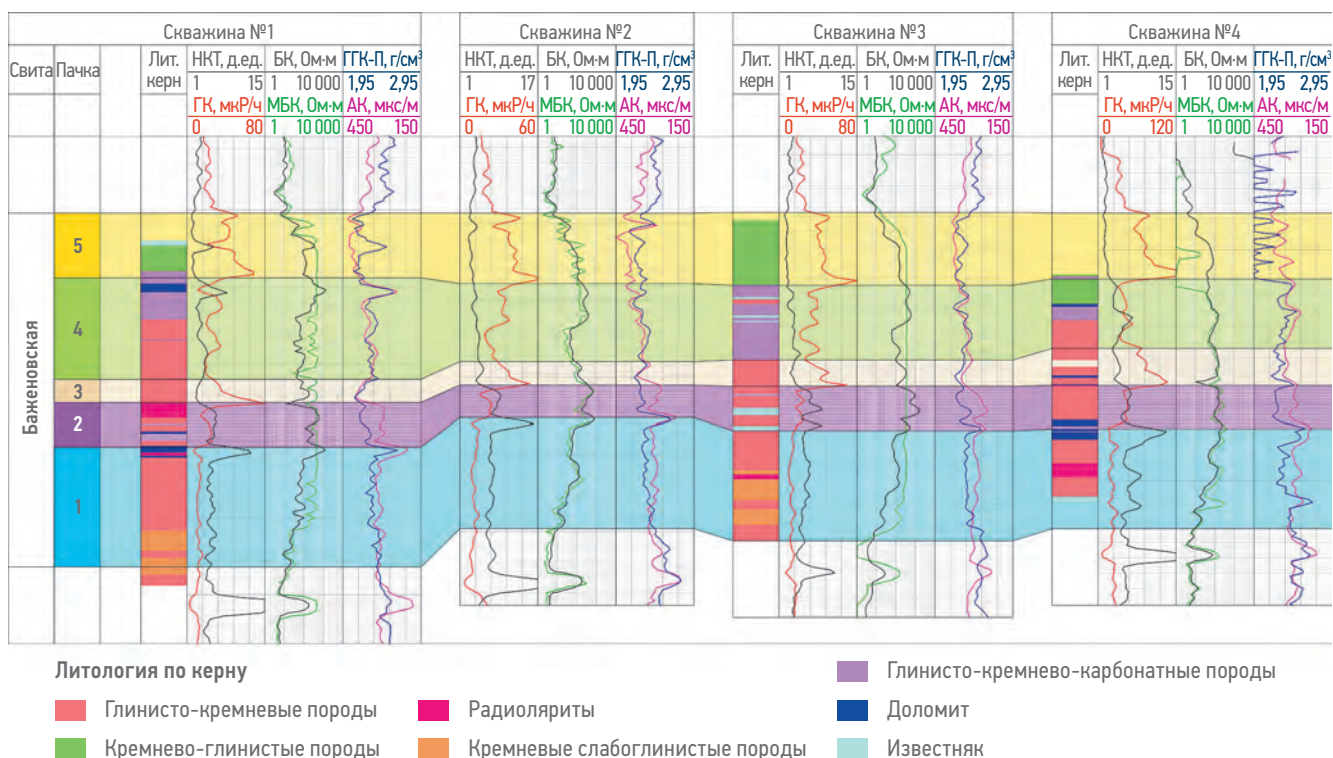


Рис. 1. Детальная корреляция пачек бажендовской свиты. Составлено авторами
Fig. 1. Detailed correlation of the Bazhenov suite packs. Prepared by the authors

насыщенностью, специальные ЯМР-исследования и исследования на дезинтегрированных образцах керна;

б) специальные геофизические методы, такие как ядерно-магнитный каротаж, широкополосный акустический каротаж, спектрометрический гамма-каротаж и методы определения пористости (гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П) и нейтронный каротаж (НК));

в) испытания скважин с инструментальным определением интервалов притока, включая механическую и термокондуктивную дебитометрию при фиксации притока (после гидроразрыва пласта);

г) выявление отдающих прослоев с использованием термометрии.

Комплексное изучение такого сложного геологического объекта, как бажендовская свита, позволило разработать и апробировать единые методические критерии для выделения перспективных интервалов коллекторов в скважинах с неполным комплексом исследований.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Определение хрупкости

Хрупкость и пластичность — это противоположные характеристики горных пород,

отражающие их способность к разрушению под действием напряжения (коэффициент Пуассона) и устойчивость к деформации после трещинообразования (модуль Юнга). Согласно [2] в бажендовской свите к хрупким относят относительно чистые кремнистые и карбонатные разности, к пластичным — породы с повышенной глинистостью и (или) высоким содержанием керогена. Количественная оценка хрупкости определялась по формуле Рикмена, связывающей модуль Юнга и коэффициент Пуассона [3]:

$$\text{Хрупкость} = 100 * \left(w * \frac{PR_{max} - PR_{min}}{PR_{max} - PR_{min}} + (1 - w) * \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \right), \quad (1)$$

где PR — кривая коэффициента Пуассона, PR_{max} , PR_{min} — максимальные и минимальные значения коэффициента Пуассона, E — кривая модуля Юнга, E_{max} , E_{min} — максимальные и минимальные значения модуля Юнга, w — весовой коэффициент (равный 0,5). Минимальные и максимальные значения коэффициента Пуассона и модуля Юнга устанавливались на основе скважинных данных. На рис. 2 приведены графики зависимости модуля Юнга и коэффициента Пуассона на фактических скважинных данных в интервале БС. Сопоставление показывает, что чем ниже значение коэффициента Пуассона и чем

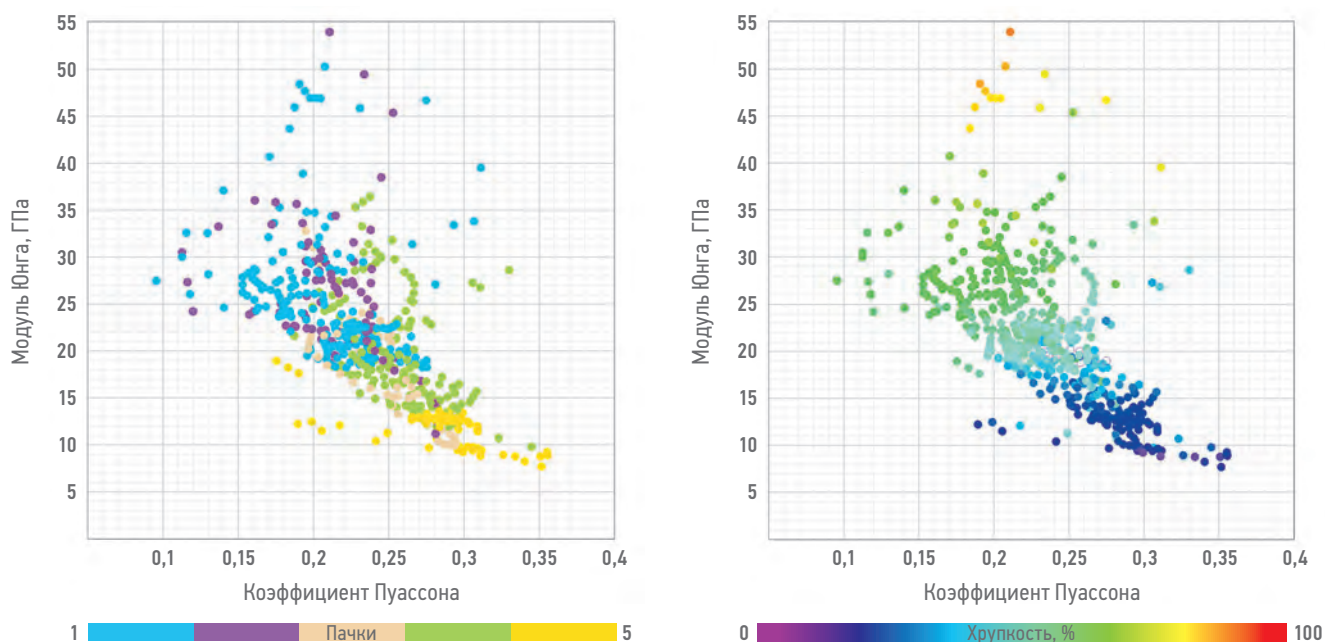


Рис. 2. График зависимости модуля Юнга и коэффициента Пуассона на фактических скважинных данных в интервале баженовской свиты в легенде по пачкам (слева) и по хрупкости (справа). Составлено авторами

Fig. 2. Young's modulus and Poisson's ratio from the actual well data in the interval of the Bazhenov suite by packs (left) and by fragility (right). Prepared by the authors

больше значение модуля Юнга, тем более хрупкой становится порода. Этот вывод подтверждается исследованиями различных авторов [4, 5]. Анализ показывает, что пачки 1 и 2 характеризуются наибольшей хрупкостью, тогда как пачки 3, 4 и 5 проявляют наибольшую пластичность.

В скважинах исторического фонда хрупкость определялась с помощью метода синтетического восстановления кривых (АК). Для этого по скважинам с расширенным комплексом ГИС установлена зависимость между временем распространения поперечной (Δt_s) и продольной (Δt_p) волн. Полученная зависимость обладает высоким коэффициентом корреляции ($R=0,91$) и имеет вид:

$$\Delta t_s = 0,3105768 \Delta t_p^{1,29\%11}, \quad (2)$$

где Δt_s — интервальное время пробега поперечной волны, Δt_p — интервальное время пробега продольной волны.

В скважинах, где отсутствовала запись широкополосного акустического каротажа (АКШ), коэффициент Пуассона и модуль Юнга рассчитывались по общепринятым уравнениям для определения упругих модулей.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Для определения и расчета общего содержания органического вещества в богатых

органикой породах использована методика Пасси [6], которая нашла широкое применение в работах Данько Д.А. и Боженко А.Д. [4, 5]. Суть методики заключается в совмещении каротажа пористости (акустического каротажа, гамма-гамма-плотностного каротажа, нейтронного каротажа) на кривую удельного электрического сопротивления. Далее вычисляется разница сопротивлений ($\Delta \log UЭС$) по следующим формулам:

$$\Delta \log UЭС_{АК} = \log_{10} \left(\frac{UЭС}{UЭС_{опорный}} \right) + 0,02 (\Delta t - \Delta t_{опорный}), \quad (3)$$

$$\Delta \log UЭС_{ГГК-П} = \log_{10} \left(\frac{UЭС}{UЭС_{опорный}} \right) - 2,50 (\Delta \delta - \Delta \delta_{опорный}), \quad (4)$$

$$\Delta \log UЭС_{НК} = \log_{10} \left(\frac{UЭС}{UЭС_{опорный}} \right) + 4,0 (\Delta \omega - \Delta \omega_{опорный}), \quad (5)$$

где $UЭС$ — измеренное удельное электрическое сопротивление в Ом-м (по боковому каротажу), Δt — измеренное интервальное время пробега волны в мкс/м, δ — показания по гамма-гамма-плотностному каротажу в г/см³, ω — показания нейтронной пористости по каротажу в д.ед., $UЭС_{опорный}$ — значение удельного электрического сопротивления, соответствующее значениям $\Delta t_{опорный}$, $\delta_{опорный}$, $\omega_{опорный}$, когда кривые выравниваются в глинах, которые, как правило,

являются константами и подбираются эмпирическим путем.
Разделение на богатых органикой интервалах происходит в результате двух эффектов: кривая пористости реагирует на присутствие низкоплотного и низкоскоростного керогена, а кривая удельного электрического сопротивления — на флюид.
Для определения непрерывной кривой органического вещества (Сорг) на основе значения $\Delta \log \text{УЭС}$ применяется следующее уравнение:

$$\text{Сорг} = (\Delta \log \text{УЭС}) * 10^{(2,297 - 0,1688 * \text{LOM})}, \quad (6)$$

где LOM (Level of Organic Metamorphism) — параметр, отвечающий за степень зрелости органического вещества (ОВ), и определяется с использованием палетки Пасси [6] (рис. 3 и табл. 1). Рассчитанные по методике Пасси непрерывные кривые органического вещества (Сорг) имеют высокую согласованность с результатами керновых исследований (рис. 4а, б).

ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

Согласно действующим Методическим рекомендациям [2] граничные значения количественных критериев обосновываются по результатам анализа исследований керна и испытаний скважин. В текущей работе пороговые значения количественных критериев выделения перспективных интервалов коллекторов обоснованы путем построения кумулятивных распределений упругих модулей и органического вещества (Сорг).
Разделение пород на коллекторы и неколлекторы проводилось на основе результатов пиролитического анализа образцов керна согласно методике измерений Bulk Rock. Результатом измерений метода Bulk Rock является получение геохимических параметров: S1, S2, содержание органического углерода (Сорг), тип керогена, стадия катагенетической зрелости. Параметр S1 отражает количество свободных углеводородов, находящихся в поровом пространстве горной породы. Параметр S2 определяет остаточную способность материнской породы к генерации углеводородов, то есть ту часть органического вещества, которая не превратилась в нефть или газ в ходе естественных процессов. На основе данных пиролиза породы распределяются по их нефтегазогенерационным свойствам. Присутствие подвижной нефти в породах определяется путём сравнения пиролитического параметра S1 с общим

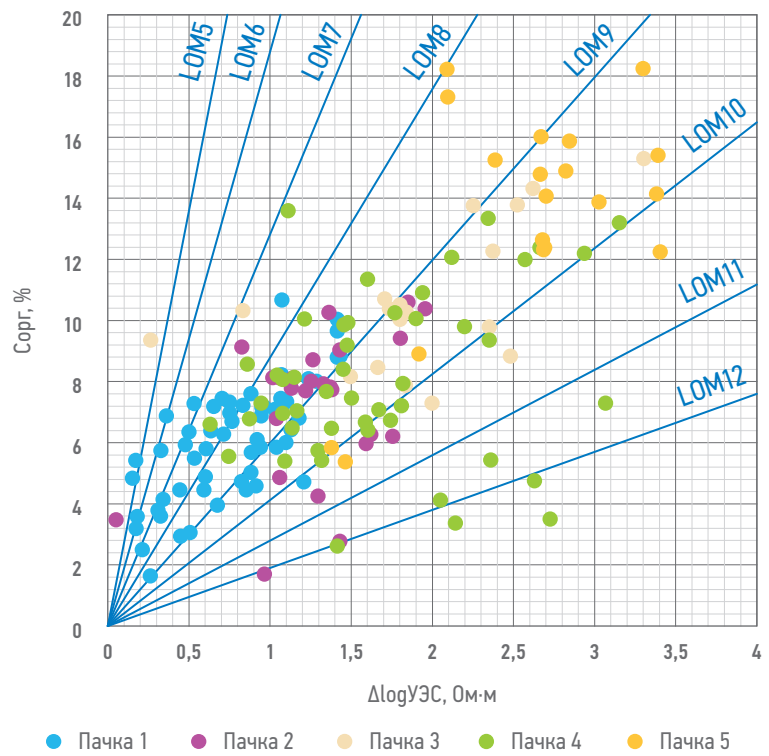


Рис. 3. Определение параметра LOM с использованием палетки Пасси для пород баженовской свиты. Составлено авторами
Fig. 3. LOM parameter by the Passy palette for the Bazhenov rocks. Prepared by the authors

содержанием органического вещества в породе по методике, предложенной Дахновой М.В. [7]. На графике зависимости параметра S1 от общего содержания органического вещества (Сорг) породы, содержащие подвижную нефть, будут соответствовать экстремальным значениям пиролитического параметра S1 (рис. 5а). В целом породы баженовской свиты изучаемого месторождения по результатам пиролитического анализа образцов керна методом Bulk Rock имеют хороший и отличный потенциал для генерации УВ. Катагенетическая зрелость рассеянного органического вещества (POB) соответствует «пиковой зоне нефтеобразования» или переходу из градации (MK_1^2 в MK_2).

Таблица 1. Определение параметра LOM для пачек баженовской свиты.
Составлено авторами
Table 1. Defining LOM parameter for packs of the Bazhenov suite.
Prepared by the authors

Пачка	Параметр LOM
Пачка 1	8
Пачка 2	9
Пачка 3	9
Пачка 4	10
Пачка 5	9

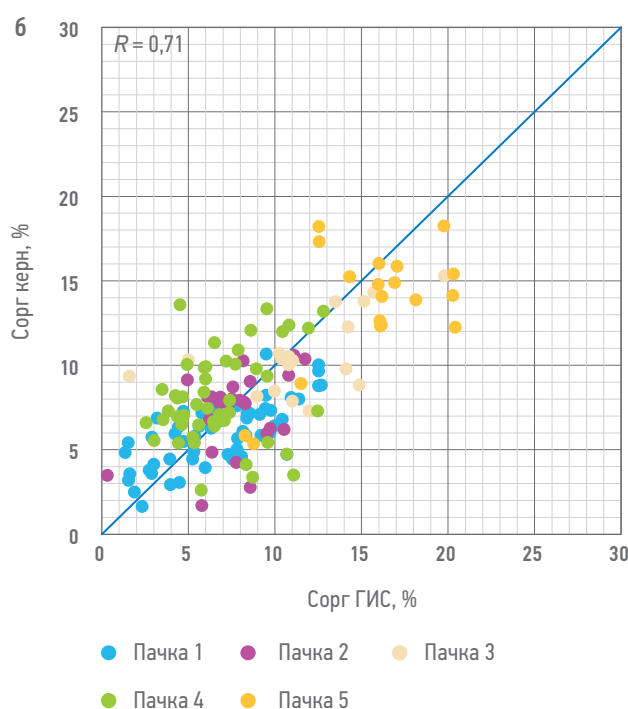
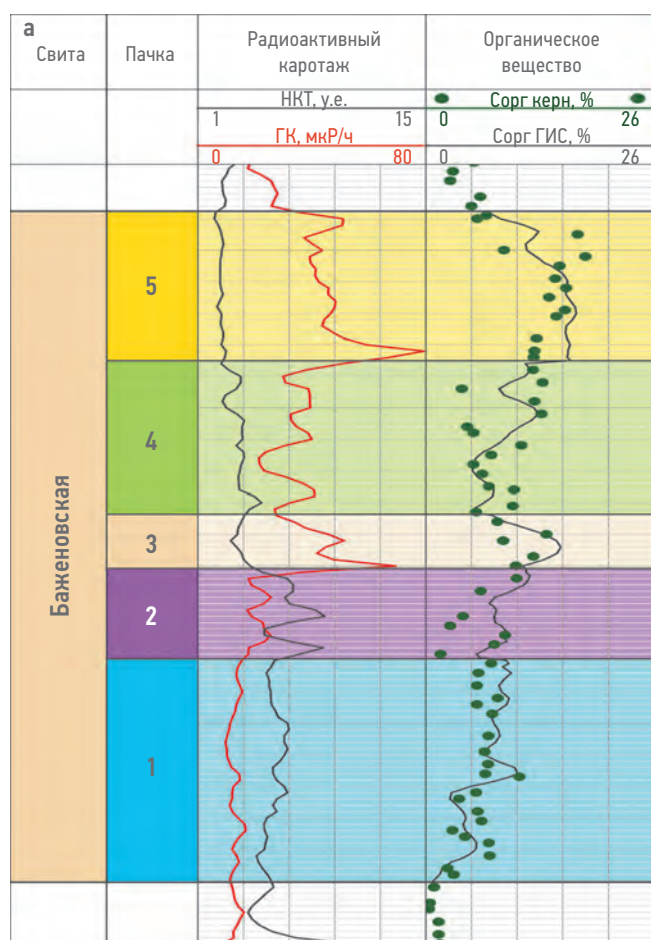


Рис. 4. Сопоставление расчетной кривой органического вещества (Сорг) по методике Пасси с кернавыми данными: а — пример планшета по одной из скважин, б — кросс-плот по скважинам с пиролитическими исследованиями керна. Составлено авторами

Fig. 4. Organic matter by the Passy method vs. Core data: а — an example of a log for one of the wells, б — cross-plot for wells with pyrolytic core studies. Prepared by the authors

Анализ данных пиролиза трех скважин показал высокое содержание свободных углеводородов в пачках 1 и 2, что, в свою очередь, может указывать на потенциальную продуктивность данных интервалов (рис. 5б). В то же время доля свободных углеводородов в пачках 3, 4 и 5 является наименьшей в общем содержании органического вещества. В результате проведенного анализа установлены следующие количественные отсечки для выделения перспективных интервалов коллекторов: модуль Юнга — 19,5 ГПа, коэффициент Пуассона — 0,24, хрупкость — 40% и органическое вещество — 7%.

ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ КОЛЛЕКТОРОВ

Ввиду значительного разнообразия породообразующих компонентов баженновской свиты выделение интервалов коллекторов осуществляется по совокупности

как качественных, так и количественных характеристик, выявляемых по данным керна и геофизического исследования скважин (ГИС) [2]. Критерии коллекторов, устанавливаемые по данным керна, включают:

- свечение пород под ультрафиолетовым излучением;
- снижение содержания глинистых компонентов, органического вещества и пирита;
- наличие подвижной нефти (экстремальные значения параметра S1 по пиролизу).

По данным геофизических исследований скважин перспективные интервалы коллекторов выделяются по следующим качественным признакам:

- наличие подвижного флюида, зафиксированное на спектрах ядерно-магнитного каротажа;
- снижение естественной радиоактивности по данным гамма-каротажа;
- рост интервальной скорости упругих волн по данным акустического каротажа;
- повышение значений на диаграммах нейтронного каротажа;

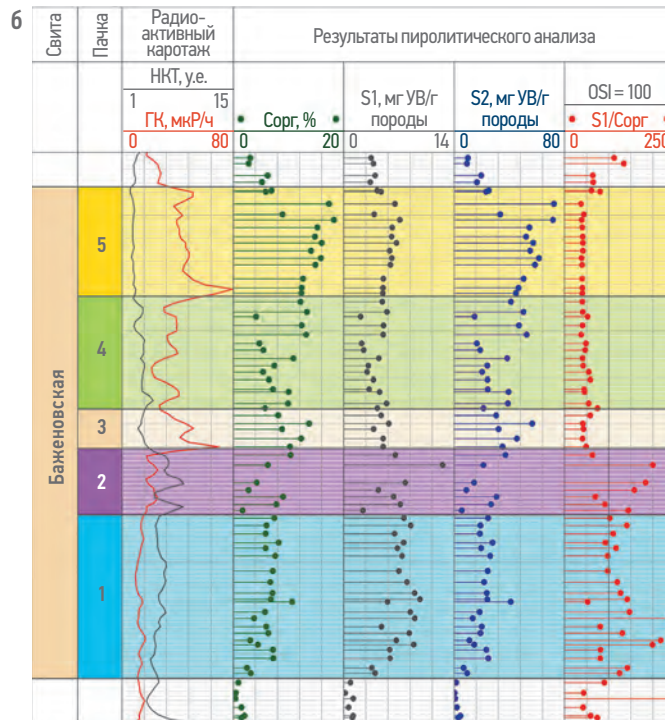
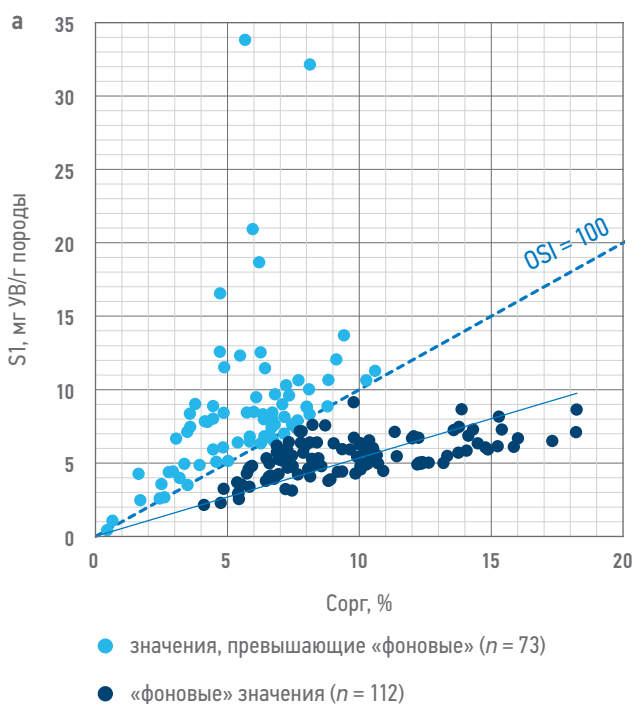


Рис. 5. а — дифференциация углеводородов на сингенетичные (неколлектор — синие точки) и миграционные (коллектор — голубые точки), б — планшет по скважине с результатами пиролитических исследований. Составлено авторами

Fig. 5. а — Differentiation of hydrocarbons into syngenetic (non-reservoir — dark blue dots) and migrational (net-reservoir — light blue dots), б — Log with pyrolytic studies results. Prepared by the authors

- средние значения объемной плотности в разрезе баженовской свиты по данным гамма-гамма плотностного каротажа. Совокупность качественных и количественных признаков с учетом установленных граничных значений позволила выделить наиболее перспективные интервалы коллекторов в баженовской свите (рис. 6).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

Определение коэффициента пористости на керне выполнялось согласно ГОСТ 26450.1-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» (метод Преображенского)¹. В качестве жидкости насыщения применялся керосин. Также на значительном количестве образцов проводилось определение открытой пористости газовой метрическим методом — заполнением образца газом (гелием) из калиброванного объема. Коэффициент открытой пористости рассчитывался через объем пор, полученный в порозиметре-пермеатре, и объем твердой фазы (скелета), полученный в порозиметре. Коэффициент абсолютной газопроницаемости определялся по гелию методом

нестационарной фильтрации. Ввиду того, что большая часть испытаний находится вне метрологически обеспеченного диапазона измерения проницаемости используемого оборудования, то на отдельной выборке образцов проводили испытания на микропроницаемость — проницаемость по гелию псевдостационарным методом с различным давлением обжима.

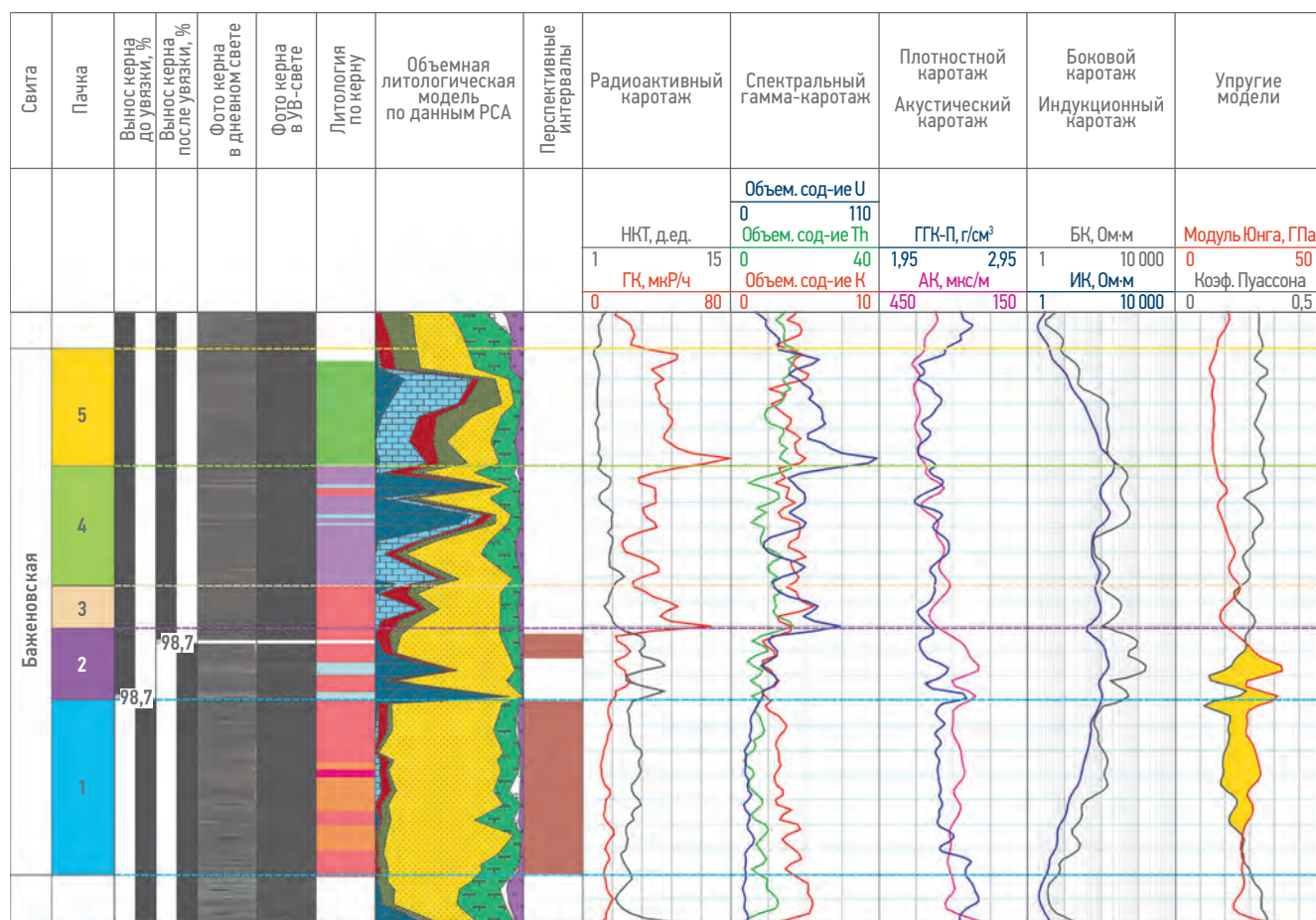
Помимо перечисленного, на образцах керна выполнены специальные ЯМР-исследования в три этапа: при сохраненном насыщении, при сохраненном насыщении с донасыщением керосином и в сухом состоянии.

Дополнительно проведено определение коэффициентов пористости и проницаемости на дезинтегрированных образцах керна по методике GRI (Gas Research Institute). Суть метода заключается в регистрации и обработке кривой спада давления при фильтрации газа в поровое пространство низкопроницаемых пород. Преимущество данного метода в том, что на дробленном керне отсутствует влияние трещин на ФЕС и проходит более эффективная его очистка от углеводородов. К недостаткам метода относится отсутствие горного давления при проведении исследования. Методика не является новой и уже апробирована для баженовской свиты другими авторами [8].

¹ ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.

По ГИС определение пористости выполнялось методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). На **рис. 7** представлены гистограммы распределения коэффициента пористости по данным керна и ГИС. Анализ показал согласованность результатов, полученных по методике GRI, ядерно-магнитному каротажу и ЯМР-исследованиям на образцах с сохраненной насыщенностью, а также на образцах с донасыщением керосином. Стоит отметить, что интервал БС не в полной мере охарактеризован ЯМР-исследованиями (24 образца). Сопоставление результатов демонстрирует занижение коэффициента пористости по гелию и керосину после экстракции, что обусловлено наличием в породах БС значительного объема закрытых пор и неполной экстракцией тяжелых УВ [9]. При этом ЯМК и ЯМР-исследования на образцах керна учитывают закрытую пористость, что объясняет различия в результатах.

Из результатов исследований пористости разными методами можно сделать вывод о том, что стандартные исследования определения пористости на керне не характеризуют в полной мере пустотное пространство баженовской свиты. Использование рутинных исследований керна при оценке подсчетных параметров приведет к их систематическому занижению, а значит и снижению запасов нефти на данном объекте. ЯМР-исследования и исследования на дезинтегрированных образцах керна показали свою высокую сопоставимость с данными ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) для низкопроницаемых пород. В скважинах с ограниченным комплексом ГИС и отсутствием керновых исследований значение коэффициента пористости (K_p) принималось по аналогии с коррелируемым пропластком коллектора скважины с расширенными исследованиями.



Литология по керну

Глинисто-кремневые породы
Кремнево-глинистые породы

Радиолариты

Кремневые слабоглинистые породы

Глинисто-кремнево-карбонатные породы

Доломит

Известняк

Литология по РСА

ОВ

Кварц

Кальцит

Сидерит

Перспективные интервалы

Доломит

Глина

Пирит

ПШ

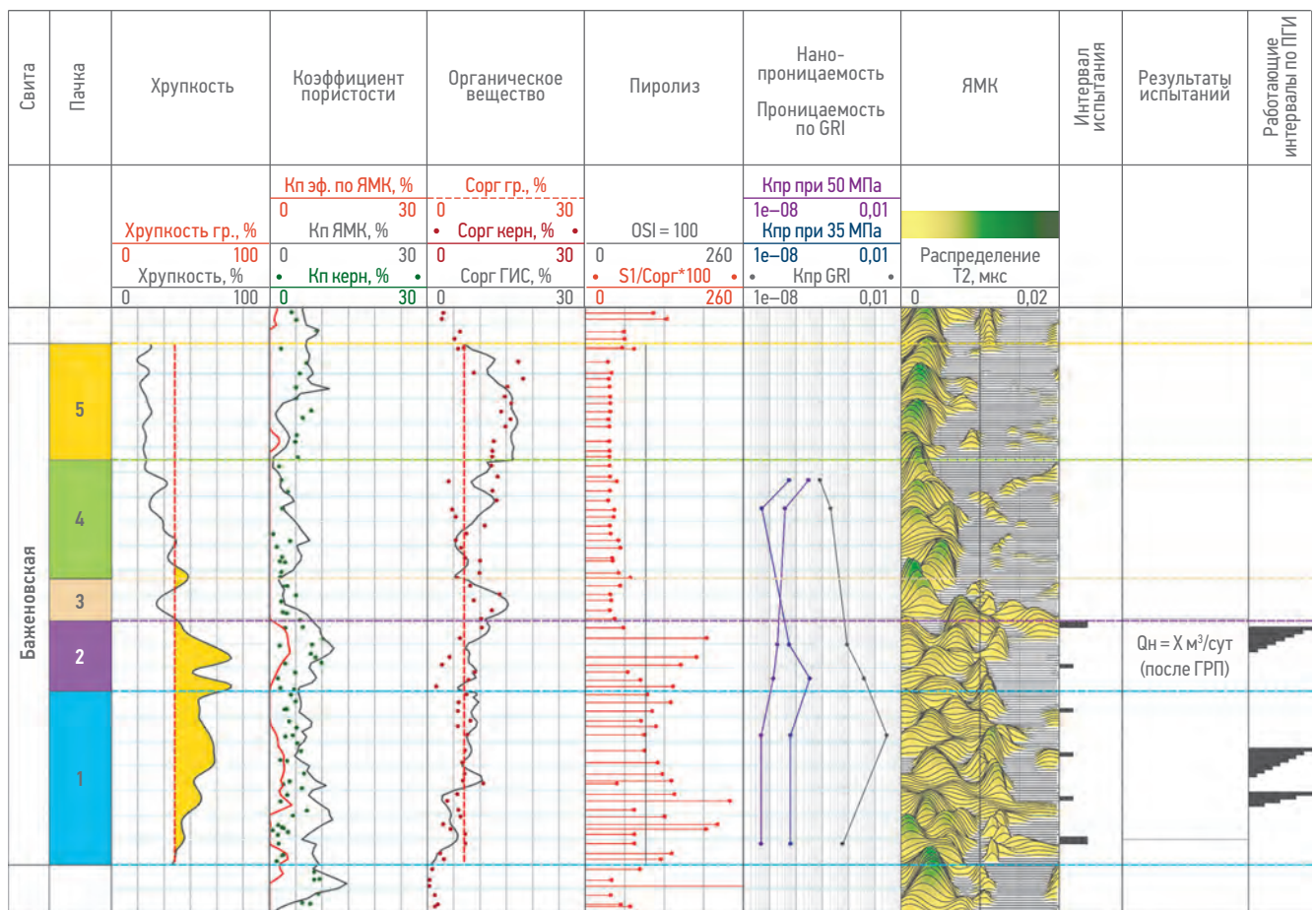


Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика БС с выделением перспективных интервалов. Составлено авторами
Fig. 6. Geological and geophysical characteristics of the BS with the allocation of promising intervals. Prepared by the authors

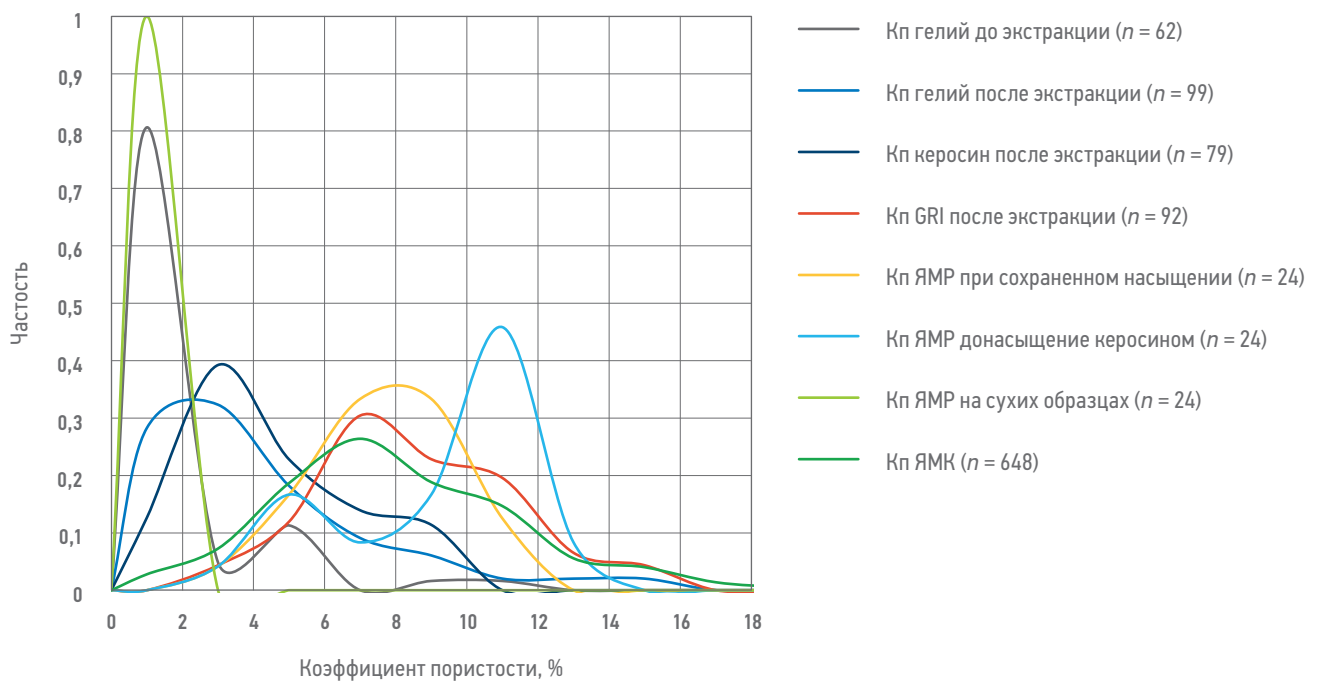


Рис. 7. Гистограмма распределения коэффициента пористости по данным керн и ГИС баженовской свиты. Составлено авторами
Fig. 7. Histogram of porosity distribution by core and logging data of the Bazhenov suite. Prepared by the authors

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

На керновом материале изучаемого объекта проведены исследования водонасыщенности экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ) в аппаратах Дина — Старка и удельного электрического сопротивления на образцах с сохраненной насыщенностью. По результатам исследований построена зависимость объемной влажности от удельного электрического сопротивления (рис. 8а), коэффициент нефтенасыщенности оценивается по формуле:

$$K_n = 1 - W / K_p, \quad (7)$$

где W — объемная влажность, K_p — коэффициент пористости.

Дополнительно на зависимость удельного электрического сопротивления (УЭС) от объемной влажности нанесены данные ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), не противоречащие результатам керновых исследований. Несмотря на ограниченное количество керновых исследований (всего 20 образцов), петрофизическая зависимость между УЭС и объемной влажностью имеет удовлетворительную корреляцию и может быть дополнительно подтверждена и усилена данными ЯМК. Отсутствие систематических расхождений между значениями водонасыщенности, полученными по данным геофизических исследований скважин и керну, позволяет

сделать вывод о достоверном определении K_v по ГИС (рис. 8б).

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА КЕРНЕ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАНОПРОНИЦАЕМОСТИ

Определение проницаемости пород баженновской свиты по стандартным методикам приводит к тому, что полученные результаты не отражают ее реальные свойства. Наличие трещин в образцах керна приводит к завышению проницаемости, а проницаемость матрицы БС находится вне метрологически обеспеченного диапазона измерения стандартного оборудования, поэтому оценить неопределенность измерений не представляется возможным.

Проницаемость, определенная методом GRI на дробленом керне, дает представление о матричной проницаемости, исключая влияние трещин. При этом отсутствие возможности проводить измерения в барических условиях и отсутствие метрологического обеспечения приводит к тому, что измерения проницаемости методом GRI являются больше оценочными, но при этом важными для построения модели двойной среды. Определение нанопроницаемости на цилиндрических образцах псевдостационарным методом в барических условиях позволяет достоверно оценивать совокупную матричную и трещинную проницаемость горных

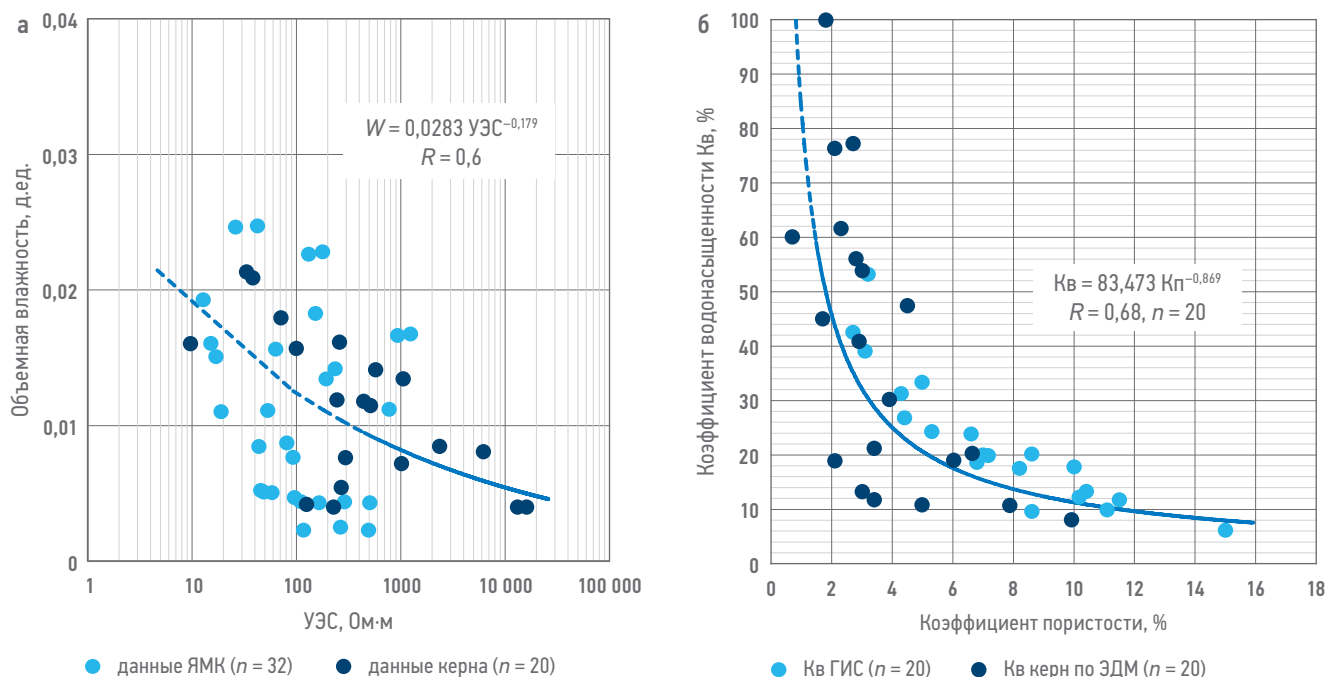


Рис. 8. Зависимость: а — объемной влажности от удельного электрического сопротивления, б — коэффициента водонасыщенности от коэффициента пористости для баженновской свиты. Составлено авторами

Fig. 8. Functions of а — Bulk volume of water vs. electric resistivity, б — Water saturation vs. porosity for the Bazhenov suite. Prepared by the authors

пород. При этом обжимные давления, составляющие 35 МПа (соответствующие эффективному пластовому давлению) и 50 МПа (необходимые для смыкания трещин), позволяют учитывать как проницаемость матрицы, так и влияние трещин, приближая результаты к реальным пластовым условиям.

Оценка нанопроницаемости проводилась на 14 образцах из 5 пачек баженовской свиты, отобранных из перфорированных интервалов с наличием и отсутствием притока, а также из интервалов без перфорации. При сопоставлении нанопроницаемости с результатами лабораторных и геофизических исследований обнаружено, что существует взаимосвязь между значениями проницаемости и работающими и не работающими интервалами.

На графике сопоставления нанопроницаемости с параметром Сорг по данным ГИС условно выделяются точки с наличием и отсутствием притока (рис. 9а). Аналогичное деление синих точек, соответствующих неперфорированным интервалам, на группы с вероятным наличием и отсутствием притока (рис. 9б) хорошо прослеживается на других зависимостях, например на зависимости хрупкости по ГИС и нанопроницаемости (рис. 10а), на зависимости пористости по гелию и нанопроницаемости (рис. 10б), а также на зависимости проницаемости по GRI

и нанопроницаемости (рис. 10в). В случае отсутствия керновых исследований для оценки нанопроницаемости предлагается использовать зависимость нанопроницаемости от пористости по гелию (рис. 10б).

Полученные значения нанопроницаемости коррелируют с перфорированными интервалами с наличием и отсутствием притока, а также с неперфорированными интервалами, где вероятно наличие или отсутствие притока (выделенных по сопоставлению нанопроницаемости с Сорг по ГИС) (рис. 6). Это может служить дополнительным критерием для выделения перспективных интервалов.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На основе полученных зависимостей построена карта эффективных толщин суммы пачек 1 и 2 методом интерполяции по скважинным данным (рис. 11). На карте отображены изолинии, характеризующие уровень хрупкости и содержания органического вещества, полученные на основе данных ГИС. В ходе анализа выделены три зоны перспективности баженовской свиты:

- перспективная зона;
- менее перспективная зона;
- неперспективная зона.

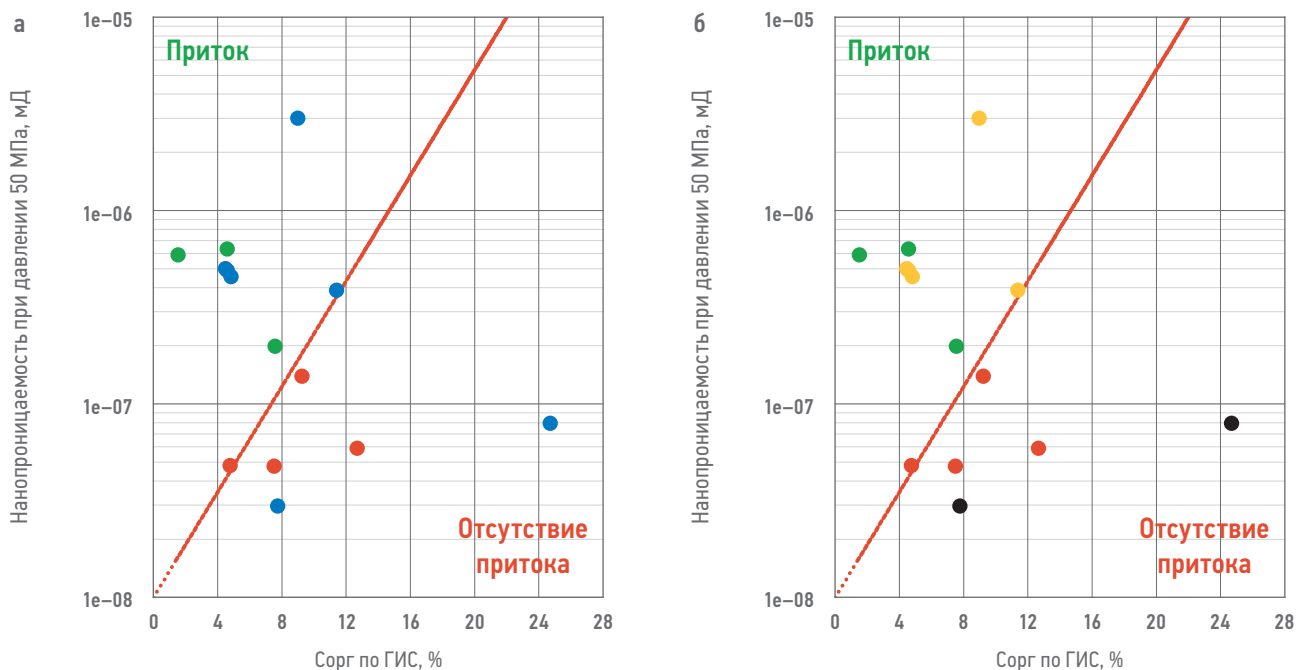


Рис. 9. Сопоставление нанопроницаемости с Сорг по ГИС. а — зеленые точки с наличием притока, красные без притока, синие — неперфорированные интервалы. б — зеленые точки с наличием притока, красные — без притока, желтые — неперфорированные интервалы с вероятным притоком, черные — неперфорированные интервалы с вероятным отсутствием притока. Составлено авторами

Fig. 9. Nano-permeability vs. Organic matter content by well logging data. а — green dots with an inflow, red — without an inflow, blue — non-perforated intervals. б — green dots with an inflow, red — without an inflow, yellow — non-perforated intervals with a probable inflow, black — non-perforated intervals with a probable absence of an inflow. Prepared by the authors

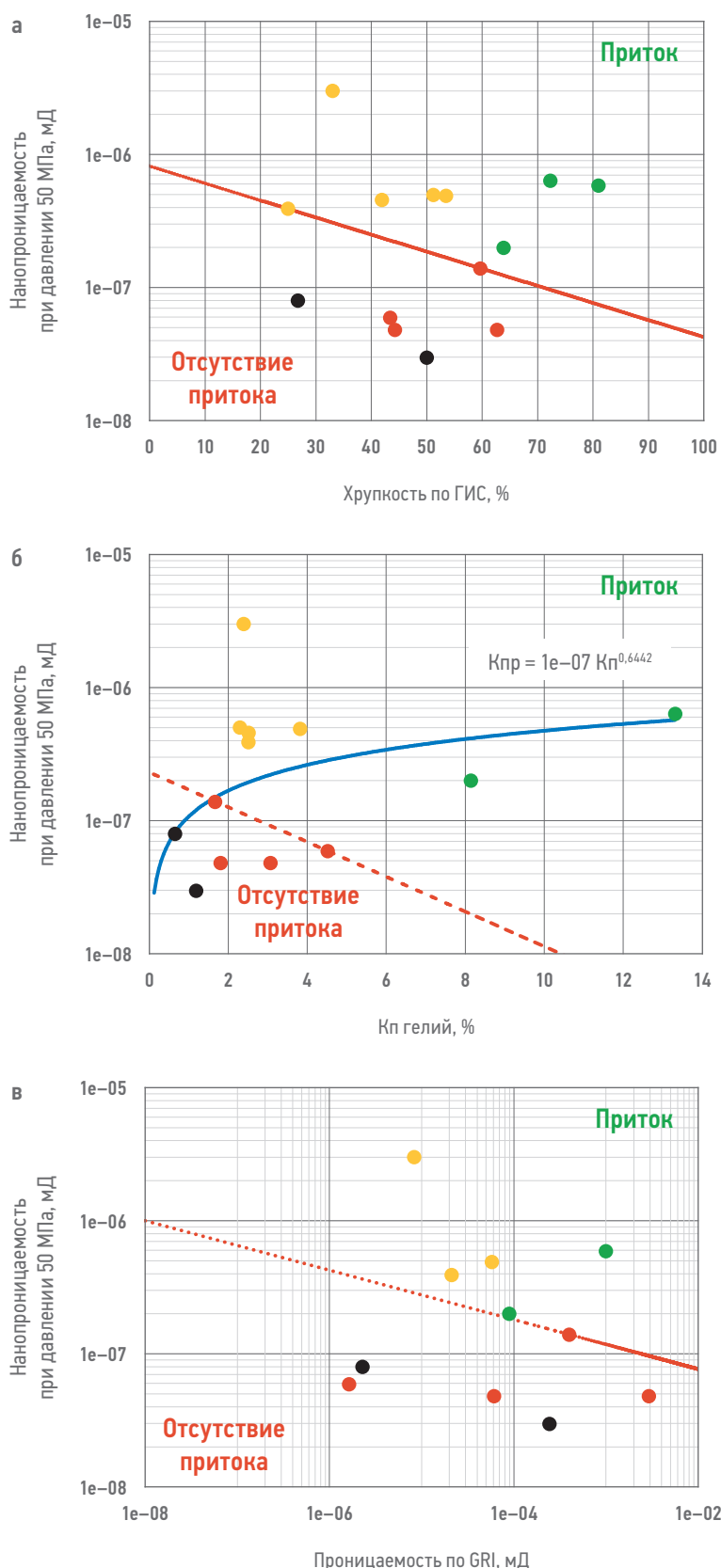


Рис. 10. Сопоставления нанопроницаемости с: а — хрупкостью по ГИС, б — пористостью по гелию, в — проницаемостью по GRI. Шифр: зеленые точки — с наличием притока, красные — без притока, жёлтые — неперфорированные интервалы с вероятным притоком, черные — неперфорированные интервалы с вероятным отсутствием притока. Составлено авторами

Fig. 10. Nano-permeability versus: а — fragility by well logs, б — helium porosity, в — permeability by GRI. Code: green dots — with an inflow, red — without an inflow, yellow — non-perforated intervals with a probable inflow, black — non-perforated intervals with a probable absence of an inflow. Prepared by the authors

Перспективными являются пачки 1 и 2, характеризующиеся эффективной толщиной свыше 11 м, низким содержанием органического вещества и высокой хрупкостью. Менее перспективными считаются пачки 1 и 2 с эффективной толщиной в диапазоне 9–11 м, повышенной пластичностью и средним уровнем органического вещества. Неперспективными признаются пачки 1 и 2, имеющие эффективную толщину менее 8 м, преобладающую пластичность и высокое содержание органики.

ВЫВОДЫ

1. По результатам изучения керна скважин одного из месторождений Западной Сибири отложения баженовской свиты представлены преимущественно глинисто-кремневыми и кремневыми слабоглинистыми породами, в верхней части разреза — глинисто-кремнево-карбонатными породами, обогащенными органическим веществом, пиритизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, в нижней половине разреза — слабобиотурбированными, с редкими прослоями доломитов и апорадиоларитов, с органическими остатками. В верхней части свиты встречается прослой известняков. Разрез свиты разбит на пять пачек.
2. Совокупность качественных и количественных признаков по данным керна и ГИС позволила выделить в интервале баженовской свиты перспективные интервалы. Наибольший потенциал на наличие притока нефти демонстрируют пачки 1 и 2, обладающие наибольшей хрупкостью и наименьшим содержанием органического вещества.
3. На примере одного из месторождений Западной Сибири построена карта эффективных толщин перспективных пачек 1 и 2. Проведено ранжирование зон перспективности БС на основе данных по хрупкости и органическому веществу.
4. Для БС одного из месторождений Западной Сибири обоснованы надежные алгоритмы выделения интервалов коллекторов и определены подсчетные параметры.
5. Предложен авторский способ прогнозирования приточных и не приточных интервалов, который позволяет выделять перспективные участки баженовской свиты на основе корреляции между значениями нанопроницаемости и параметрами ГИС, такими как хрупкость, Сор_г, пористость и проницаемость по GRI, и по наличию или отсутствию притока.

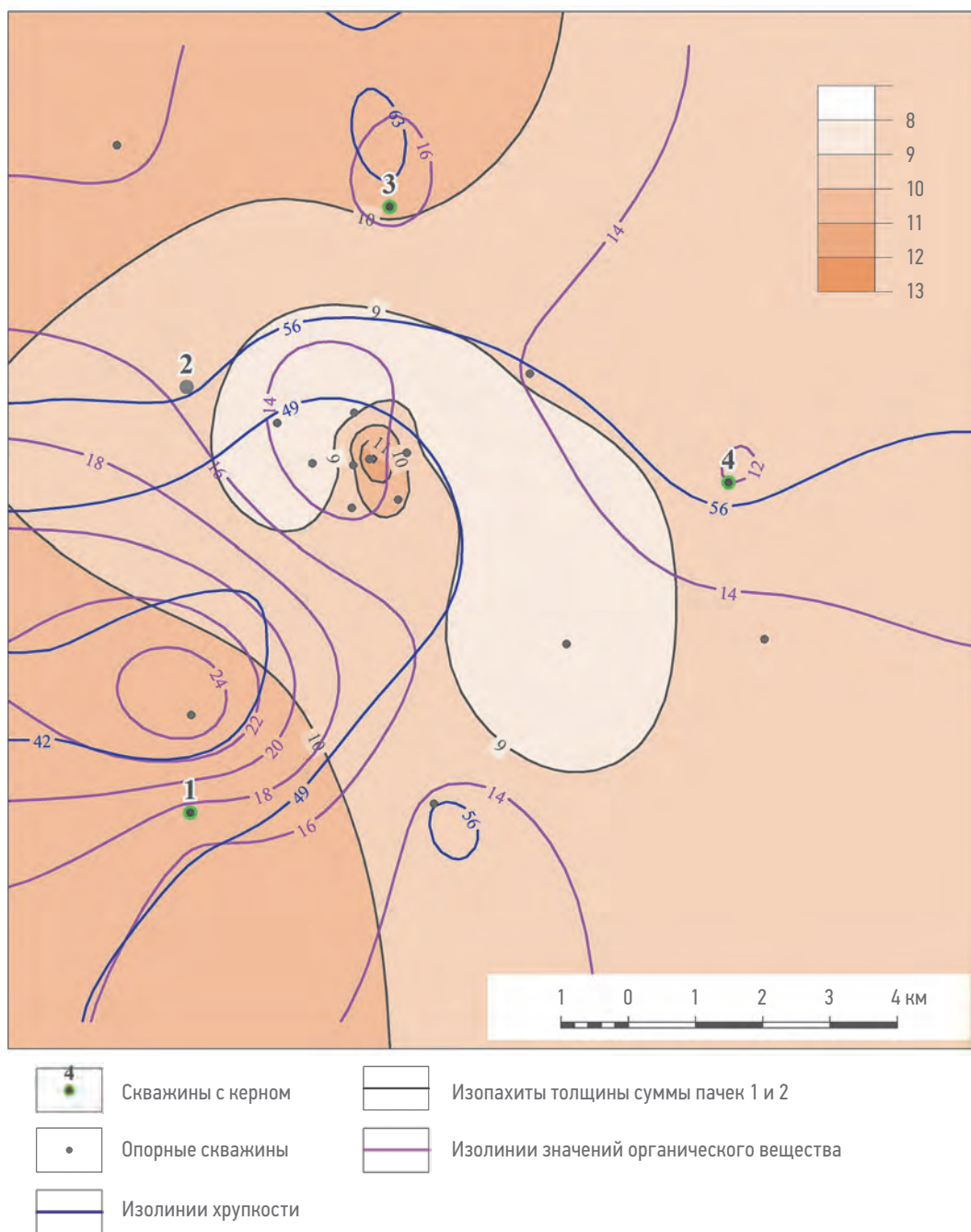


Рис. 11. Карта эффективных толщин суммы пачек 1 и 2. Составлено авторами
Fig. 11. Net pay map for Packs 1 and 2. Prepared by the authors

Список литературы

1. Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поиска нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари, Э.Я. Вайц, В.Н. Меленевский и др. — М.: Недра, 1988. — 208 с.
2. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции от 2021 года (дополнение к Методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденных приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.01.2013 № 477).
3. Rickman R., Mullen M., Perte E., Grieser B., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for simulation design optimization: All shale plays are not clones of Barnett Shale // Proceedings of the Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. — 2008. — С. 115–258.
4. Данько Д.А. Методика выявления перспективных объектов в баженовской свите на основе комплексирования геомеханических, геохимических и геофизических параметров / Д.А. Данько. — Текст: непосредственный // Геофизика. — 2015. — № 2. — С. 38–47.
5. Баженюк А.Д., Сорочкина А.В., Бумагина В.А. Методические приемы выделения перспективных зон в Бажено-Абалакском комплексе Северо-Демьянского месторождения на основе данных керна, ГИС и сейсмических исследований // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». — 2018. — № 4(16). — С. 55–72. <https://doi.org/10.25689/NP2018.4.55-72>

6. Passey Q., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs // AAPG Bulletin. — 1990. — Vol. 74, № 17. — P. 1777–1794.
7. Дахнова МВ. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широкого Приобья / М.В. Дахнова и др. // Геология нефти и газа. — 2007. — № 6. — С. 39–43.
8. Гильманов ЯИ. Петрофизические исследования Баженовской свиты Западной Сибири методом GRI и ртутной порометрии / Я.И. Гильманов, А.М. Фадеев // НТВ «Каротажник», — 2021. — Вып. 8 (314). — С. 83–92.
9. Гильманов ЯИ. Оптимальная технология оценки пористости в нефтематеринских породах / Гильманов Я.И., Шульга Р.С. // НТВ «Каротажник». — 2021. — Вып. 8 (314). — С. 57–68.

References

1. Guri F.G., Vaitis E.Ya., Melenevsky V.N. *Conditions of formation and methods of oil prospecting in shales of the Bazhenov suite*. Moscow: Nedra, 1988. P. 208. (In Russ.)
2. Recommended practice for calculating oil reserves in the Bazhenov reservoirs of the West Siberian Petroleum Province from 2021 (Supplement to the Recommended practice for the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases approved by the Order No. 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated 01.01.2013). (In Russ.)
3. Rickman R., Mullen M., Perte E., Grieser B., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for simulation design optimization: All shale plays are not clones of Barnett Shale. *Proceedings of the Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*. 2008, pp. 115–258.
4. Danko D.A. A technique of prospective objects identification in Bazhenov formation based on complex analysis of the geo-mechanical, geochemical and geophysical parameters. — Text: direct. *Geophysics*. 2015, no. 2, pp. 38–47. (In Russ.)
5. Bozhenok A.D., Sorokina A.V., Bumagina V.A. Identification of potential pay zones in Bazhenovskian-Abalakskian series of Sverlo-Demyanskoye field based on core, well logging and seismic data. *Neflyanaya Provintsiya Journal*. 2006, no. 4 (16), pp. 55–72. (In Russ.) <https://doi.org/10.25689/NP.2018.4.55-72>
6. Passey Q., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*. 1990, vol. 74, no. 17, pp. 1777–1794.
7. Dakhnova M.V., et al. Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bazhenov suite in the West of Latitudal Priob. *Oil and Gas Geology Journal*. 2007, no. 6, pp. 39–43. (In Russ.)
8. Gilmanov Ya.I., Fadeev A.M. Petrophysical analyses of a West Siberian Bazhenov suite by a GRI method and mercury porosimetry. *NTV Karotazhnik Journal*. 2021, no. 8 (314), pp. 83–92. (In Russ.)
9. Gilmanov Ya.I., Shulga R.S. An optimum technology for oil source rock porosity. *NTV Karotazhnik Journal*. 2021, issue 8 (314), pp. 57–68. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.С. Хорольская — анализ и обобщение результатов, структурирование, написание разделов: введение, характеристика объекта исследования, керновая и каротажная изученность, определение подсчетных параметров, написание выводов, оформление статьи.

В.А. Бумагина — анализ и обобщение результатов, написание разделов: характеристика разреза, выводов, редакция статьи.

А.Г. Потапов — анализ и обобщение результатов, написание разделов: нанопроницаемость, выводов, проведение специальных экспериментов на керне, редакция статьи.

Е.А. Зарай — анализ и обобщение результатов, написание выводов, редакция статьи.

Maria S. Khorolskaya — analysis and generalization of the results, structuring, writing of the chapters: introduction, characteristics of the research object, core and logging knowledge, determination of calculation parameters, writing of conclusions, and article formatting.

Varvara A. Bumagina — analysis and generalization of the results, writing sections: characteristics of the section, conclusions, and article editing.

Artyom G. Potapov — analysis and generalization of the results, writing sections on nanopermability, conclusions, conducting special experiments on the core, and editing the article.

Evgeny A. Zarai — analysis and generalization of results, writing conclusions, and editing the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мария Сергеевна Хорольская * — ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.
e-mail: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Maria S. Khorolskaya* — Lead Specialist, RN-Geology Research Development LLC
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russia.
e-mail: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Варвара Андреевна Бумагина — заведующий лабораторией изучения терригенных коллекторов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Артём Геннадьевич Потапов — заведующий лабораторией, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Евгений Александрович Зарай — главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Varvara A. Bumagina — Chief of Laboratory of terrigenous reservoir study, RN-Geology Research Development, Associate Professor of oil and gas field geology, Tyumen Industrial University

Artyom G. Potapov — Chief of Laboratory, RN-Geology Research Development

Evgeny A. Zarai — Chief Manager, RN-Geology Research Development

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author