

УДК 550.83+552.5+553.984  
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832  
Шифр специальности ВАК: 1.6.9

## Определение условий осадконакопления песчаных пород при вычислении содержания бора по материалам ГИС

И.С. Ходоров✉, И.А. Мельник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ish11@tpu.ru

**Аннотация. Актуальность.** Определение условий осадконакопления песчаных пород-коллекторов является важной частью при поиске новых залежей и эффективной разработке месторождений углеводородов. Содержание бора в песчаниках позволяет установить палеосоленость среды седиментации. Существует множество различных методов определения концентрации бора по керну, однако часто качество горного материала, извлекаемого из скважины, не позволяет проводить подобные исследования, либо керн из необходимого интервала вовсе не отбирался. Поэтому возникает необходимость применения альтернативных методик для изучения содержания бора в коллекторах. **Цель.** Определение относительного содержания бора в песчаниках яронгской свиты одного из месторождений полуострова Ямал по данным геофизических исследований скважин и выявление закономерностей его накопления с учетом фациальных обстановок, выделенных с использованием классических методов. **Методы.** Определение геохимических показателей по данным геофизических исследований скважин, выделение электрофациальных моделей с использованием методики В.С. Муромцева, классические методы определения условий осадконакопления по данным керна и геофизических исследований скважин. **Результаты и выводы.** Определено относительное содержание бора в терригенных коллекторах только по данным геофизических исследований скважин. Установлены фациальные условия осадконакопления пород на исследуемой территории. Выявлена связь между концентрацией бора в песчаниках и условиями их седиментации. Установлено, что интенсивность накопления бора в терригенных коллекторах главным образом связана с гидродинамической активностью среды седиментации при учете палеосолености бассейна. Относительное содержание бора при наложении на фациальную карту позволяет получить дополнительную информацию, не противоречащую полученной с использованием традиционных методов.

**Ключевые слова:** бор, фациальный анализ, геофизические методы исследования скважин, терригенный коллектор, гидродинамическая активность среды седиментации, палеосоленость, Ямало-Ненецкий автономный округ

**Для цитирования:** Ходоров И.С., Мельник И.А. Определение условий осадконакопления песчаных пород при вычислении содержания бора по материалам ГИС // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 61–69. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832

---

UDC 550.83+552.5+553.984  
DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832

## Determination of sedimentation conditions of sandy rocks when calculating boron content from logging data

I.S. Khodorov✉, I.A. Melnik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ish11@tpu.ru

**Annotation. Relevance.** Determination of sedimentation conditions of sandy reservoir rocks is an important part in the search for new deposits and in effective development of hydrocarbon fields. Boron content in sandstones allows establishing the palaeosalinity of the sedimentation environment. There are many different methods for determining boron concentration from cores, but often the quality of the rock material extracted from the well does not allow such studies to be carried out, or

the core from the required interval has not been sampled at all. Therefore, there is a need for alternative techniques to study boron content in reservoirs. **Aim.** Determination of relative boron content in sandstones of the Yaronga Formation of one of the fields of the Yamal Peninsula based on the data of geophysical well surveys and identification of the regularities of its accumulation taking into account the facies settings identified using classical methods. **Methods.** Determination of geochemical parameters from the data of geophysical well surveys, identification of electrofacial patterns using the methodology of V.S. Muromtsev, classical methods of determining the conditions of sedimentation from the data of core and geophysical well surveys. **Results and conclusions.** The relative boron content in terrigenous reservoirs has been determined only on the basis of geophysical well studies. The authors have established the facies conditions of sedimentation of rocks in the study area and revealed the relationship between boron concentration in sandstones and conditions of their sedimentation. It was found that the intensity of boron accumulation in terrigenous reservoirs is mainly related to the hydrodynamic activity of the sedimentation environment, taking into account the palaeosalinity of the basin. The relative boron content when superimposed on the facies map allows us to obtain additional information not contradicting that obtained using traditional methods.

**Key words:** boron, facies analysis, geophysical studies of wells, terrigenous reservoir, hydrodynamic activity of sedimentation medium, palaeosalinity, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

**For citation:** Khodorov I.S., Melnik I.A. Determination of sedimentation conditions of sandy rocks when calculating boron content from logging data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 61–69. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832

## Введение

Изучение фациальных условий осадконакопления пород-коллекторов является важной частью разработки новых месторождений углеводородов [1–5]. Основными источниками информации о коллекторе являются керн и результаты геофизических методов исследований скважин (ГМИС), но зачастую качество горного материала не позволяет в полной мере изучить состав и свойства породы, либо керн вообще не отбирался.

В настоящее время особое внимание уделяется совершенствованию технологий проведения ГМИС и их интерпретации при бурении с большим отходом от вертикали [6], ввиду сложности отбора и сохранения качества керна из интервалов с высокими зенитными углами. Каротажные исследования играют важную роль при разработке сланцевых коллекторов [7], где требуется максимальная точность проводимых исследований для повышения экономической эффективности. Современные вычислительные мощности позволяют применять методы машинного обучения при проведении интерпретации данных ГМИС. С их помощью определяются палеоусловия осадконакопления, облегчаются процессы фациального анализа, автоматизируются решения многих рутинных задач, которые повышают точность результатов исследований [8–10].

В целом геофизические исследования скважин в отсутствие керна предоставляют возможности получения важной информации о геологическом строении отдельных территорий: при интерпретации данных ГМИС можно определить литологический состав, границы слоёв, последовательность и закономерности залегания пластов, а также оценить характер насыщения коллекторов и нефтегазонасыщенность. Однако при стандартной интерпретации каротажных диаграмм ценная геохимиче-

ская информация остается сокрыта, например, концентрация бора, являющаяся индикатором палеосолёности воды и её гидродинамики.

В монографии [11] было выявлено, что содержание бора зависит от генезиса осадков, минералогического состава пород, наличия в них органического вещества и т. д. В песчаниках основное количество бора связано с некоторыми породообразующими минералами, такими как мусковит и плагиоклаз. Главным носителем бора среди глинистых минералов является иллит [12]. В работах [13–15] проводилась реконструкция палеосолёности бассейна по содержанию изотопа бора  $B^{11}$  в карбонатах.

Цель данной работы – определение относительного содержания бора в песчаниках по данным ГМИС и выявление закономерностей его накопления с учетом фациальных обстановок, выделенных с использованием классических методов.

## Методы

В природе бор встречается в виде двух стабильных изотопов:  $B^{10}$  – 20 % и  $B^{11}$  – 80 %. Они сильно различаются с точки зрения вероятности поглощения тепловых нейтронов ( $n$ ). Микроскопические сечения поглощения потока тепловых нейтронов для  $B^{11}$  – 0,14 барн, а для  $B^{10}$  – 759 барн. Причем в сравнении с сечением поглощения нейтронов породообразующих элементов (например,  $Si$  – 0,16 барн;  $Al$  – 0,23 барн) сечение поглощения бора на 3–4 порядка выше [16]. Следовательно, влияние его содержания на плотность потока тепловых нейтронов в песчаной породе может быть весьма значимым. Рассмотрим алгоритм определения относительной концентрации бора (относительно исследуемого интервала) в песчаной породе по данным нейтрон-нейтронного каротажа скважин по тепловым нейтронам (ННКт) [17].

Ранее проведенные исследования распределений содержания бора в полимиктовых песчаных породах мезозоя (Западная Сибирь) выявили следующую закономерность – стандартное отклонение содержания от его среднего значения соответствуют  $\sigma_B \sim 40\text{--}45\%$  [18]. Что намного превышает относительные отклонения почти всех породообразующих элементов (например, Si,  $\sigma_{Si} \sim 10\text{--}15\%$ ), кроме железа. Величина дисперсии содержания элементов является показателем их химической активности, а чем больше величина произведения макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов и отклонения, тем значительней параметр отклика плотности потока нейтронного поля от содержания соответствующих химических элементов.

Таким образом, при постоянной общей пористости ( $w$  – водородосодержании) влияние изменения содержания бора на изменение плотности потока регистрируемых нейтронов должно быть доминирующим [17]. Известно, что пространственное распределение плотности потока тепловых нейтронов от точечного источника быстрых нейтронов можно описать с помощью уравнения двухгруппового диффузионного приближения [19, 17]:

$$N(r) = K \frac{\exp(-r/L_s) - \exp(-r/L_d)}{r \Sigma_a (L_s^2 - L_d^2)},$$

где  $K$  – коэффициент пропорциональности, зависящий от потока быстрых нейтронов, эффективности детектора и особенностей каротажного прибора;  $L_s$  – длина замедления быстрых нейтронов;  $L_d$  – длина диффузии тепловых нейтронов;  $\Sigma_a$  – макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов;  $r$  – расстояние от источника быстрых нейтронов до детектора тепловых нейтронов. Коэффициент увязки эмпирического и теоретического параметров определяется при калибровке, в каждом изучаемом песчаном интервале в результате соотношения  $N$  – среднего показания ННКт с вычисленным средним  $N(r)$ :  $K = N(r)/N$ .

При вычислении потока тепловых нейтронов можно использовать следующие редуцированные зависимости [17]. Длина замедления в основном зависит от водородосодержания:  $L_s = jw^{-v}$ , а длина диффузии:  $L_d = \frac{\sqrt{T x w^{-z}}}{\Sigma_a}$ , где  $T$  – температура

пласта;  $x, j, v, z$  – эмпирические коэффициенты, обусловленные содержанием породы каждого исследуемого интервала и характеристиками источника нейтронов. Данные коэффициенты определяются в процессе калибровки программы [17].

Макроскопическое сечение поглощения вычисляется по формуле [19]:

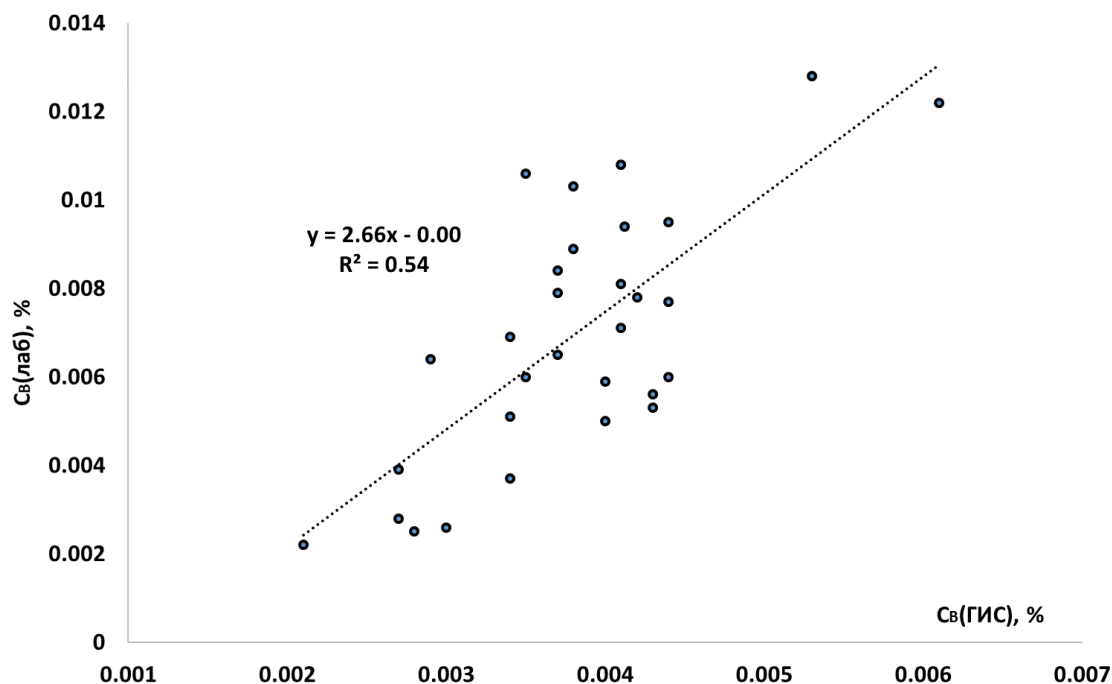
$$\Sigma_a = \rho N_a \sum_i \frac{\sigma_i C_i}{A_i},$$

где  $\rho$  – плотность породы;  $N_a$  – число Авогадро;  $\sigma_i$  – микроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов  $i$ -м элементом;  $C_i$  – содержание  $i$ -го элемента;  $A_i$  – атомный вес элемента.

В исследуемой полимиктовой песчаной породе при постоянном водородосодержании на изменение более чем 95 % плотности потока нейтронов оказывают влияния 10 породообразующих элементов, а также бор, гадолиний и самарий. Причем влияние бора в песчаниках на поток тепловых нейтронов составляет более 40 %. Поэтому, определив по ННКт водородосодержание породы и включив его с остальными известными 12-тью элементами в двухгрупповое диффузионное уравнение, можно на основании равенства  $N(r) = kN$  вычислить содержание бора. Причем с целью вычисления относительных концентраций содержания части породообразующих и редкоземельных элементов связывают линейной зависимостью с глинистостью песчаной породы, а другую часть – с карбонатностью. Кремний определяется в результате нормировки суммы окиси элементов на единицу:  $\sum_i (C_i + \zeta_i) = 1$ , где

$\zeta$  – весовой коэффициент кислорода. Петрофизические данные определяются по материалам ГМИС [17].

Лабораторные исследования песчаных пород пласта Ю<sub>1-2</sub> Герасимовского месторождения, проводимые в конце 1980 г. и в начале 1990 г. в лаборатории нейтронно-активационного анализа Томского отделения СНИИГТиМС, выявили среднее содержание бора при соответствующем стандартном отклонении:  $\langle C_B \rangle = 0,007 \pm 0,0029\%$ . В качестве измерительных приборов применялись полупроводниковый детектор ДГДК-40, охлаждаемый жидким азотом, а также усилительный тракт регистрируемых гамма-импульсов с многоканальным анализатором. Использовался метод нейтронно-радиационного анализа элементов на установке УНР-1 с изотопным источником нейтронов:  $Cf^{252}$  с интенсивностью  $\sim 10^7$  нейтрон/с. Нейтронным потоком облучались образцы керна массой 150–300 грамм. Измерялся энергетический спектр радиационного захвата, где регистрировалась площадь пика энергией 477,6 кэВ, соответствующая энергии гамма-кванта при альфа-распаде:  $B^{10}(n, \alpha)$ . Далее проводилось сравнение полученного результата с результатами измерения стандарта. Ошибка при измерении бора с его содержанием до минимальной величины 0,003 % не превышала  $\pm 5\%$  относительных единиц.



**Рис. 1.** Сопоставление содержания бора в песчаной породе Ю<sub>1-2</sub> Герасимовского месторождения, определенного лабораторным способом и по материалам ГМИС

**Fig. 1.** Comparison of boron content in sandy rock Y<sub>1-2</sub> of Gerasimovskoe deposit determined by laboratory method and by log data

Приведённый результат сопоставления содержания бора, определенных различными методами, с его высоким коэффициентом корреляции:  $R=+0,74$  (рис. 1), при условии лабораторного метода в качестве «истинного» значения позволяет утверждать то, что метод вычисления содержания бора по НККт релевантный и обладает свойством валидности.

В работе [20] показано, что песчаный коллектор можно рассматривать как открытую динамическую систему. Внутренние преобразования открытой равновесной системы происходят при поступлении внешних источников влияния, меняющих состояние системы.

$$I = Q \frac{\Delta\tau}{\Delta t},$$

где  $Q$  – постоянный параметр, отражающий интенсивность процесса в отсутствие внешнего воздействия в палеореальном времени;  $\Delta\tau$  – период времени внутреннего преобразования количественных характеристик элементов системы;  $\Delta t$  – период времени течения внешнего фактора воздействия (гидродинамики) в пределах радиуса влияния на внутренние элементы [20].

Статистическое распределение интенсивности процесса преобразования системы всегда будет иметь полимодальный вид, причем каждая мода будет соответствовать определенному состоянию процесса, при котором происходит изменение времени внутреннего или внешнего воздействия на

систему. Содержание бора будет эквивалентно интенсивности процесса накопления, а нормировка его содержания на коэффициент глинистости дает возможность ассоциировать относительное содержание только с минерализацией и гидродинамикой. Данную концепцию практически можно применять как вспомогательный инструмент в комплексе с классическими методами исследований ГМИС и керна для определения фациальных условий осадконакопления терригенных пластов. За индикатор изменения условий палеообстановки в данном случае можно принять содержание бора, так как его накопление в результате сорбционных процессов эффективнее в морской воде (щелочной среде), чем в пресных и малосоленых водах озер континента. Таким образом, за изменение внутреннего времени преобразования  $\Delta t$  системы будет отвечать палеосоленость среды осадконакопления пород коллекторов, а за изменение времени внешнего преобразования  $\Delta\tau$  – гидродинамическая обстановка среды седиментации (волновая активность).

Условия формирования пород определялись по результатам изучения фактического горного материала, полученного в результате отбора керна при бурении разведочных скважин на исследуемой территории (определение структурно-текстурных особенностей, вещественного состава пород), а также по данным ГМИС с выделением электрофациальных моделей по методике В.С. Муромцева [21].

## Результаты исследования

В качестве объектов исследования были выбраны терригенные породы яронгской свиты одного из месторождений полуострова Ямал. Исследуемый цикллит представлен переслаиванием песчаников и алевролитов. В процентном соотношении преобладают песчаники (47 %) над алевролитами (37 %) [22].

Толщина песчаных прослоев от 1–5 мм до 11 см. В слойках песчаников развита тонкая полого- и косоволнистая, иногда срезанная, слоистость, подчеркнутая слюдисто-углистым и слюдисто-глинисто-углистым материалом, иногда с примесью сидерита; иногда отмечается однородная текстура.

Толщина глинистых прослоев от долей мм до 15 см. В однородных глинистых прослоях отмечаются следы затекания песчаного материала, в участках переслаивания наблюдается волнистая, волнисто-линзовидная, иногда пологая и горизонтальная тонкая слоистость, следы взмучивания, нагрузки и оседания. Повсеместно присутствуют тонкорассеянный углефицированный растительный аттрит, присыпки слюды на отдельных плоскостях наслоения, в отдельных глинистых слойках наблюдаются норки от ползания илоедов типа *Chondrites* и *Planolites* и пиритовая минерализация.

Алевролиты серые от крупно-мелкозернистых до мелкозернистых с неравномерной примесью песчаного и глинистого материала, участками однородные, но чаще слоистые с волнистой и комковато-узловатой слоистостью за счет скоплений и включений светло-серого песчаного материала. По слою следы взмучивания, тонкорассеянный уг-

лефицированный растительный аттрит и присыпки мелких чешуек слюды на плоскостях наслоения.

С использованием метода определения геохимических элементов по материалам ГМИС было рассчитано относительное содержание бора на исследуемой территории. Гистограмма мультимодального статистического распределения относительного содержания бора, нормированного на коэффициент глинистости, имеет полимодальную форму (рис. 2) [23].

Относительное содержание бора в песчаниках пласта ХМ<sub>2</sub> меняется в интервале 0,02–0,053 %.

По результатам комплекса исследований была построена литолого-фациальная карта (рис. 3), на которую нанесены средние значения относительного содержания бора по скважинам.

Всего выделены четыре фациальные обстановки, характеризующие фаии прибрежной полосы моря: крупно-среднезернистых песков гребневых частей баров, среднезернистых песков центральных частей баров; средне-мелкозернистых песков и алевролитов склоновых частей баров и песчано-алевролитовых осадков подножий баров.

Фаии крупно-среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря (ПГБ-ПМ) отмечены в районе скважин 204, 203, 19. Общая толщина отложений 37,9–47,4 м, толщина песчаников 27,5–37,0 м. Песчаники занимают три четверти пласта ( $K_{\text{песч}}=0,76-0,85$ ). Отложения формировались в условиях высокой гидродинамической активности водной среды ( $\alpha_{\text{ПС}}=0,7-0,94$ ). Относительное содержание бора изменяется в интервале 0,028–0,051 %.

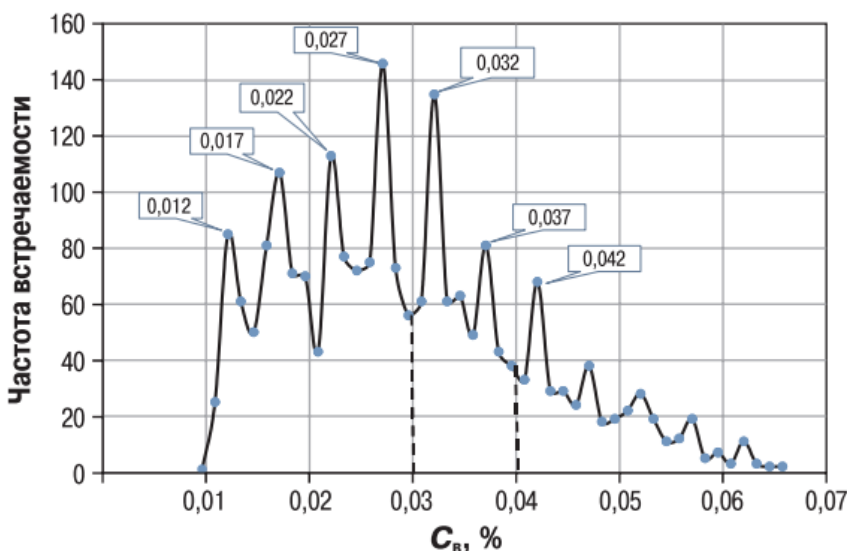
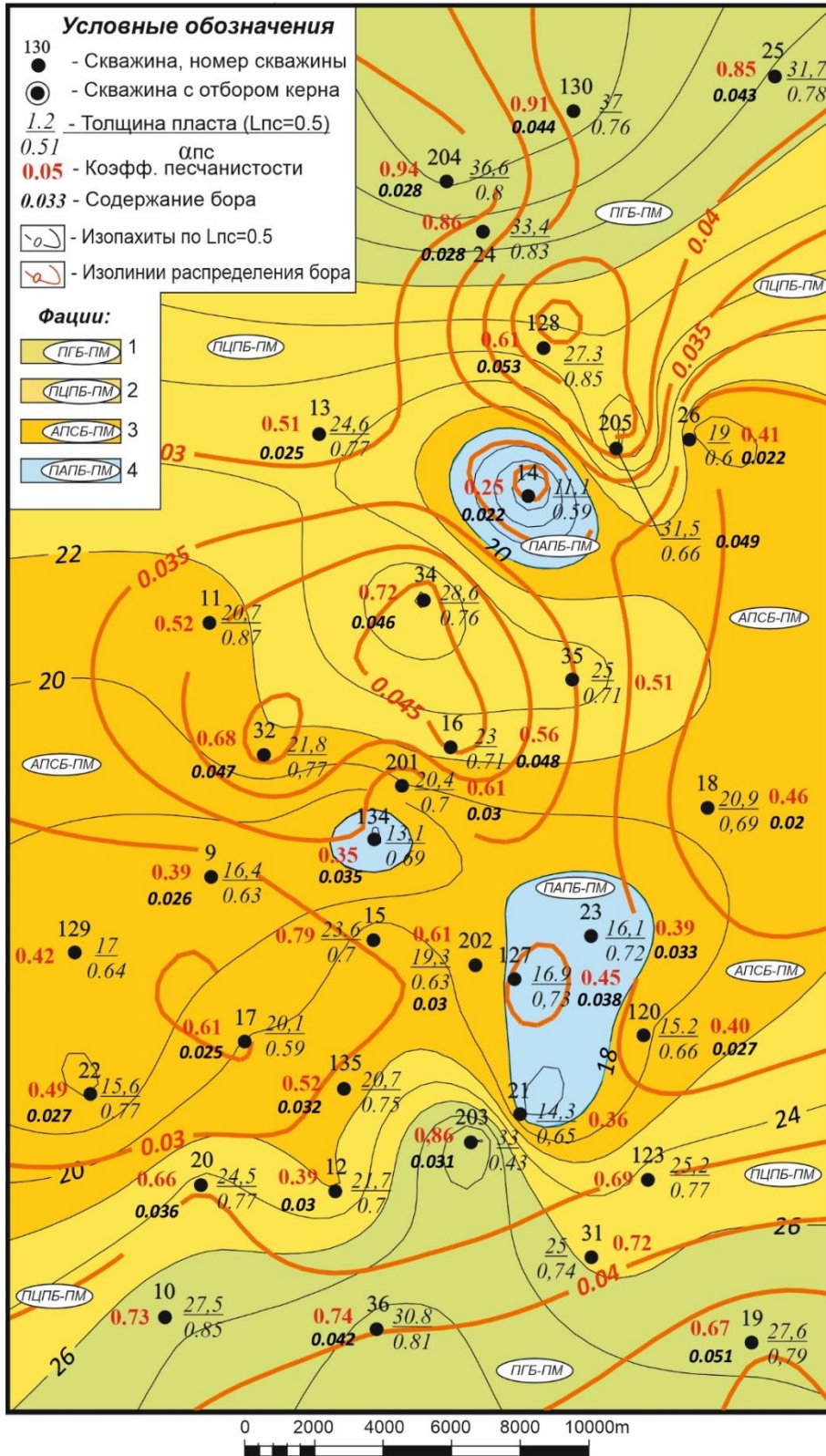


Рис. 2. Гистограмма распределения относительного содержания бора в меловых песчаных пластах углеводородных месторождений полуострова Ямал [23]

Fig. 2. Histogram of distribution of relative boron content in Cretaceous sand beds of hydrocarbon fields of the Yamal Peninsula [23]



**Рис. 3.** Литолого-фациальная карта и характер распределения относительного содержания бора в пласте  $KhM_2$  одного из месторождений п-ва Ямал; фации: 1 – крупно-среднезернистых песков гребневых частей баров; 2 – среднезернистых песков центральных частей баров; 3 – средне-мелкозернистых песков и алевритов склоновых частей баров; 4 – песчано-алевритовых осадков подножий баров

**Fig. 3.** Lithological and facies map and distribution of relative boron content in the  $KhM_2$  reservoir of one of the Yamal Peninsula fields; facies: 1 – coarse-medium-grained sands of the crest parts of the bars; 2 – medium-grained sands of the central parts of the bars; 3 – medium-fine-grained sands and siltstones of the slope parts of the bars; 4 – sandy-siltstone sediments of the bar foothills

Фации среднезернистых песков центральных частей баров (ПЦПБ-ПМ) установлены в районе скважин 34 и 123. Общая толщина отложений 40,8–48,5 м, толщина песчаников 21,7–31,5 м. Песчаники занимают большую часть пласта ( $K_{\text{песч}}=0,7-0,85$ ). Отложения формировались в условиях высокой и средней гидродинамической активности водной среды ( $\alpha_{\text{ПС}}=0,4-0,72$ ). Относительное содержание бора изменяется в интервале 0,025–0,053 %.

Фации средне-мелкозернистых песков и алевроитов склоновых частей баров прибрежной полосы моря (АПСБ-ПМ) установлены в районе скважин 201, 18 и 22. Общая толщина отложений 36,0–46,5 м, толщина песчаников 15,2–21,8 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,59 до 0,87. Песчаники накапливались в условиях изменчивой водной среды от низкого до высокого уровня (максимальное значение  $\alpha_{\text{ПС}}=0,79$ ). Относительное содержание бора изменяется в интервале 0,02–0,047 %.

Фации песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря (ПАПБ-ПМ) отмечены в скважинах 23, 127. Общая толщина отложений колеблется от 37,7 до 43,6 м, толщина песчаников по  $\alpha_{\text{ПС}}=0,5$  изменяется в интервале 11,1–16,9 м. Отложения накапливались преимущественно в условиях низкодинамичной водной среды, периодически возрастающей до среднего уровня (максимальное значение  $\alpha_{\text{ПС}}=0,45$ ). Относительное содержание бора колеблется от 0,022 до 0,038 %.

### Обсуждение результатов

Обогащенные бором песчаники располагаются в южной и северо-восточной части территории (значения  $C_{\text{в}}$  0,04–0,044 %) и имеют генетическую связь с фациями гребневых частей баров, сформированными в условиях очень высокой гидродинамической активности водной среды при сильной минерализации вод. Вероятно, снижение относительного со-

держания бора в северо-западной части территории обусловлено наличием в этой зоне пресноводного источника, снижающего минерализацию.

Зоны, в которых значение среднего относительного содержания бора колеблется в интервале 0,025–0,03 %, располагаются в центральной части территории и приурочены к фациям средних и склоновых частей баров. Для этих участков характерно увеличение минерализации воды и снижение гидродинамической активности.

Увеличение  $C_{\text{в}}$  (0,03–0,04 %) наблюдается в центральной части территории в области фаций центральных частей баров, где присутствует рост гидродинамической активности воды ( $\alpha_{\text{ПС}}$  0,8–0,87) при повышенной минерализации.

В районах скважин 134 и 127 относительное содержание бора изменяется в интервале 0,035–0,04 %, что обусловлено снижением гидродинамической активности до II уровня при постоянной высокой солёности воды (фации склоновых частей баров). Значение относительного содержания бора в районе скважины 14 также свидетельствует о наличии альтернативного пресноводного потока с северо-запада, снижающего общую минерализацию в этой зоне и ухудшающего аккумуляцию бора при относительно невысокой волновой активности.

По полученным данным была составлена таблица, условно характеризующая интервал изменения относительного содержания бора и фациальные условия осадконакопления.

При анализе полученных данных видно, что характер распределения и накопления относительно содержания бора в песчаных пластах при учете палеосолёности бассейна в большей степени зависит от гидродинамических условий осадконакопления: чем выше динамика водной среды, тем интенсивнее накопление бора в системе.

**Таблица.** Соотношение мод и фациальных обстановок осадконакопления

**Table.** Correlation of modes and facies settings of sedimentation

$C_{\text{в}}$ , %	Интервал измерения $C_{\text{в}}$ , % $C_{\text{в}}$ measurement interval, %	Фациальные условия/Facies conditions
0,022	0,0209–0,0245	Склоновые части баров с пониженной гидродинамической активностью и средней минерализацией вод Slope parts of bars with reduced hydrodynamic activity and average water salinity
0,027	0,0246–0,03	Средние и склоновые части баров, увеличение минерализации водной среды и повышенная волновая активность Middle and sloping parts of bars, increased salinity of the aquatic environment and increased wave activity
0,032	0,0301–0,0358	Средние и центральные части баров с периодическим активным течением вод, прибрежное мелководье Middle and central parts of bars with periodic active water currents, coastal shallow waters
0,037	0,0359–0,04	Центральные и гребневые части баров с постоянным активным волновым течением или подножья баров с низкой гидродинамической активностью, но высокой минерализацией Central and crest parts of bars with constant active wave currents or foothills of bars with low hydrodynamic activity but high mineralisation
0,042	0,0401–0,0433	Гребневые части баров, активный волновой режим при высокой минерализации Crest parts of bars, active wave regime at high mineralisation

## Заключение

По результатам проведенного комплекса исследований можно сделать следующие выводы:

1. Метод определения геохимических элементов по данным ГМИС позволяет получать достоверные данные о содержании бора в терригенных полимиктовых песчаниках при отсутствии кернового материала.
2. Относительное содержание бора, определенное по данным ГМИС, в комплексе с фациальным анализом, позволяет получать дополнительную информацию о коллекторе, которая не противоречит данным, полученным с использованием традиционных методов исследования.
3. На интенсивность накопления относительного содержания бора в песчаниках главным образом оказывает влияние гидродинамическая активность среды седиментации при учете палеосолености: высокая волновая активность способствует лучшему накоплению бора в песчаниках.
4. Добавление альтернативного пресноводного течения существенно снижает интенсивность накопления бора в песчаниках ввиду снижения общей минерализации вод.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Reineck H.E., Singh I. B. Deposition sedimentary environments. – New York: Springer-Verlag, 1975. – 439 p.
2. Глестер Р.П., Нельсон Х.У. Роль гранулометрического анализа в определении фаций / пер. с англ. – М.: Всесоюзный центр перевода, 1976. – № Ц88456. – 82 с.
3. Конибир Ч.Э.Б. Палеоморфология нефтегазоносных песчаных тел / пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 255 с.
4. Selley R. Ancient sedimentary environments. – London: Chapman and Hall, 1985. – 294 p.
5. Reading H.G. Sedimentary environments and facies. – London: Blackwell scientific publications, 1986. – 615 p.
6. Ghosh S. A review of basic well log interpretation techniques in highly deviated wells // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2022. – Vol. 12. – P. 1889–1906. DOI: 10.1007/s13202-021-01437-2.
7. De S., Varma A.K., Sengupta D. Recent advances in well logging techniques for exploration of shale reservoirs // Unconventional Shale Gas Exploration and Exploitation. – 2024. – P. 49–67. DOI: 10.1007/978-3-031-48727-9\_4.
8. Bestagini P., Lipari V., Tubaro S. A machine learning approach to facies classification using well logs // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – 2017. – 5 p. DOI: 10.1190/segam2017-17729805.1
9. A new method based on multiresolution graph-based clustering for lithofacies analysis of well logging / X. Luo, J. Sun, J. Zhang, W. Liu // Computational Geosciences. – 2024. – Vol. 28 (3). – P. 1–12. DOI: 10.1007/s10596-024-10277-y.
10. Dixit N., McColgan P., Kusler K. Machine learning-based probabilistic lithofacies prediction from conventional well logs: a case from the Umiat Oil Field of Alaska // Energies. – 2020. – Vol. 13 (18). – 15 p. DOI: 10.3390/en13184862.
11. Валиев Ю.Я. Геохимия бора в юрских отложениях Гиссарского хребта. – М.: Наука, 1977. – 150 с.
12. Harder H. Boron content of sediments as a tool in facies analysis // Sedimentary Geology. – 1970. – Vol. 4. – P. 153–175. DOI: 10.1016/0037-0738(70)90009-6.
13. Boron isotopic compositions of middle Miocene to recent shallow-water carbonates from the South China Sea: assessing diagenetic effects and implications for paleoclimate change / X. Chen, F. Zhang, Y. Lin, M. Cao, H. Wei, C. Xu, C. Fan, S. Shen // Global and Planetary Change. – 2024. – Vol. 240. – P. 104511. DOI: 10.1016/j.gloplacha.2024.104511.
14. Boron isotopes as pH proxy: a new look at boron speciation in deep-sea corals using <sup>11</sup>B MAS NMR and EELS / C. Rollion-Bard, D. Blamart, J. Trebosc, G. Tricot, A. Mussi, J. Cuif // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 2011. – Vol. 75. – P. 1003–1012. DOI: 10.1016/j.gca.2010.11.023.
15. Investigating controls on boron isotope ratios in shallow marine carbonates / S. Zhang, M.J. Henehan, P.M. Hull, R.P. Reid, D.S. Hardisty, A.v.S. Hood, N.J. Planavsky // Earth and Planetary Science Letters. – 2017. – Vol. 458. – P. 380–393. DOI: 10.1016/j.epsl.2016.10.059.
16. Нейтронно-радиационный анализ / В.И. Гума, А.М. Демидов, В.А. Иванов, В.В. Миллер. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 64 с.
17. Мельник И.А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Томск, 2014. – 33 с.
18. Столбова Н.Ф. Бор в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2001. – Т. 304. – № 1. – С. 217–225.
19. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1982. – 220 с.
20. Мельник И.А. Полиmodalность распределения вторичных каолинитов в открытых системах песчаных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 8. – С. 17–29.
21. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
22. Ходоров И.С., Недоливко Н.М., Нечаева О.А. Литологические особенности, генетические признаки и условия формирования продуктивных отложений пласта ХМ<sub>2</sub> месторождения N (ЯНАО) // Ашировские чтения. – 2022. – № 1 (14). – С. 33–42.
23. Мельник И.А., Недоливко Н.М. Экстремумы дискретного распределения содержания бора как показатели гидродинамики осадконакопления // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 14–18.

## Информация об авторах

**Иван Сергеевич Ходоров**, аспирант отделения геологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; ish11@tpu.ru



**Игорь Анатольевич Мельник**, доктор геолого-минералогических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. melnik@tpu.ru

Поступила в редакцию: 23.09.2024

Поступила после рецензирования: 10.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

## REFERENCES

1. Reineck H.E., Singh I.B. *Deposition sedimentary environments*. New York, Springer-Verlag, 1975. 439 p.
2. Glaister R.P., Nelson H.W. *The role of granulometric analysis in facies determination*. Translated from English. Moscow, All-Union Translation Center Publ., 1976. 82 p. (In Russ.)
3. Conybeare C.E.B. *Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies*. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1979. 255 p. (In Russ.)
4. Selley R. *Ancient sedimentary environments*. London, Chapman and Hall, 1985. 294 p.
5. Reading H.G. *Sedimentary environments and facies*. London, Blackwell scientific publications, 1986. 615 p.
6. Ghosh S. A review of basic well log interpretation techniques in highly deviated wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2022, vol. 12, pp. 1889–1906. DOI: 10.1007/s13202-021-01437-2.
7. De S., Varma A.K., Sengupta D. Recent advances in well logging techniques for exploration of shale reservoirs. *Unconventional Shale Gas Exploration and Exploitation*, 2024, pp. 49–67. DOI: 10.1007/978-3-031-48727-9\_4.
8. Bestagini P., Lipari V., Tubaro S. A machine learning approach to facies classification using well logs. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2017, 5 p. DOI: 10.1190/segam2017-17729805.1
9. Luo X., Sun J., Zhang J., Liu W. A new method based on multiresolution graph-based clustering for lithofacies analysis of well logging. *Computational Geosciences*, 2024, vol. 28, no. 3, pp. 1–12. DOI: 10.1007/s10596-024-10277-y.
10. Dixit N., McColgan P., Kusler K. Machine learning-based probabilistic lithofacies prediction from conventional well logs: a case from the Umiat Oil Field of Alaska. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 18, 15 p. DOI: 10.3390/en13184862.
11. Valiev Yu.Ya. *Geochemistry of boron in Jurassic sediments of the Gissar Ridge*. Moscow, Nauka Publ., 1977. 150 p. (In Russ.)
12. Harder H. Boron content of sediments as a tool in facies analysis. *Sedimentary Geology*, 1970, vol. 4, pp. 153–175. DOI: 10.1016/0037-0738(70)90009-6.
13. Chen X., Zhang F., Lin Y., Cao M., Wei H., Xu C., Fan C., Shen S. Boron isotopic compositions of middle Miocene to recent shallow-water carbonates from the South China Sea: assessing diagenetic effects and implications for paleoclimate change. *Global and Planetary Change*, 2024, vol. 240, pp. 104511. DOI: 10.1016/j.gloplacha.2024.104511.
14. Rollion-Bard C., Blamart D., Trebosc J., Tricot G., Mussi A., Cuif J. Boron isotopes as pH proxy: A new look at boron speciation in deep-sea corals using 11B MAS NMR and EELS. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2011, vol. 75, pp. 1003–1012. DOI: 10.1016/j.gca.2010.11.023.
15. Zhang S., Henehan M.J., Hull P.M., Reid R.P., Hardisty D.S., Hood A.v.S., Planavsky N.J. Investigating controls on boron isotope ratios in shallow marine carbonates. *Earth and Planetary Science Letters*, 2017, vol. 458, pp. 380–393. DOI: 10.1016/j.epsl.2016.10.059.
16. Guma V.I., Demidov A.M., Ivanov V.A., Miller V.V. *Neutron Radiation Analysis*. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1984. 64 p. (In Russ.)
17. Melnik I.A. *Detection of oil-gas saturated low resistivity reservoirs on the basis of determination of geochemical parameters from GIS data*. Dr. Dis. Tomsk, 2014. 33 p. (In Russ.)
18. Stolbova N.F. Boron in oil and gas bearing sediments of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 2001, vol. 304, no. 1, pp. 217–225. (In Russ.)
19. Kozhevnikov D.A. *Neutron characteristics of rocks and their use in oilfield geology*. Moscow, Nedra Publ., 1982. 220 p. (In Russ.)
20. Melnik I.A. Polymodality of secondary kaolinite distribution in open sandy reservoir systems. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 8, pp. 17–29. (In Russ.)
21. Muromtsev V.S. *Electrometric geology of sand bodies – lithologic traps of oil and gas*. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 260 p. (In Russ.)
22. Khodorov I.S., Nedolivko N.M., Nechaeva O.A. Lithologic features, genetic features and conditions of formation of productive sediments of the KhM<sub>2</sub> formation of the N field (YNAO). *Ashirov Readings*, 2022, vol. 1, no. 14, pp. 33–42. (In Russ.)
23. Melnik I.A., Nedolivko N.M. Extremes of the discrete distribution of boron content as indicators of hydrodynamics of sedimentation. *Petroleum Engineering*, 2022, vol. 10, pp. 14–18. (In Russ.)

## Information about the authors

**Ivan S. Khodorov**, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. ish11@tpu.ru.

**Igor A. Melnik**, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. melnik@tpu.ru

Received: 23.09.2024

Revised: 10.11.2024

Accepted: 28.11.2024