

УДК 550.83+552.5+553.984
DOI: 10.18799/24131830/2025/9/5166
Шифр специальности ВАК: 1.6.9, 1.6.11
Научная статья

Корреляция относительного содержания бора с количеством угольных пластов как признак условий седиментации осадков

И.С. Ходоров✉, И.А. Мельник

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ish11@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Определение условий осадконакопления терригенных коллекторов представляет собой важный аспект при прогнозировании новых залежей и рациональной эксплуатации углеводородных систем. Концентрация бора в песчаниках служит информативным индикатором палеосолености седиментационной обстановки. Аккумуляция бора в условиях морского режима осадконакопления, как правило, выражена в большей степени по сравнению с его накоплением в континентальных обстановках. В противоположность этому формирование угленосных горизонтов преимущественно осуществляется в заболоченных палеоландшафтах, где благоприятные условия анаэробного разложения органики способствуют накоплению торфа. В связи с этим актуализируется необходимость поиска корреляционных связей содержания бора с количеством угольных пропластков для выявления фациальной обстановки седиментации. **Цель.** Определение относительного содержания бора и количества угольных пропластков в песчаниках таноупчинской свиты одного из месторождений полуострова Ямал по данным геофизических исследований скважин и выявление корреляционных связей этих показателей с условиями седиментации осадков. **Методы.** Определение геохимических показателей по данным геофизических исследований скважин, выделение угольных пропластков по данным электрических, радиоактивных и индукционных методов каротажа, выделение электрофациальных моделей с использованием методики В.С. Муромцева, классические методы определения условий осадконакопления по данным керна и геофизических исследований скважин. **Результаты и выводы.** Результаты проведенного исследования свидетельствуют о высокой информативной значимости относительного содержания бора как индикатора седиментационных условий формирования терригенных коллекторов. Определение содержания бора, нормированного на глинистость, в совокупности с оценкой числа угольных прослоев, позволяет достоверно дифференцировать осадочные толщины морского и континентального генезиса. Континентальные фациальные условия демонстрируют отрицательную линейную регрессию между содержанием бора и числом угольных прослоев, что обусловлено характерными для данных обстановок условиями: периодическим заболачиванием, колебаниями кислотно-щелочного баланса и пониженной гидродинамической активностью пластовых вод. Морские фации, напротив, характеризуются положительной линейной зависимостью между рассматриваемыми параметрами, что может быть интерпретировано в контексте аллохтонной модели углеобразования.

Ключевые слова: бор, уголь, корреляционная зависимость, фациальный анализ, геофизические методы исследования скважин, терригенный коллектор, таноупчинская свита, Ямало-Ненецкий автономный округ

Для цитирования: Ходоров И.С., Мельник И.А. Корреляция относительного содержания бора с количеством угольных пластов как признак условий седиментации осадков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 9. – С. 55–70. DOI: 10.18799/24131830/2025/9/5166

UDC 550.83+552.5+553.984
DOI: 10.18799/24131830/2025/9/5166
Scientific paper

Correlation of relative boron content with the amount of coal seams as a sign of sedimentation conditions of sediments

I.S. Khodorov✉, I.A. Melnik

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉ish11@tpu.ru

Abstract. Relevance. Establishment of sedimentation parameters of terrigenous reservoirs is an important aspect in predicting new deposits and rational exploitation of hydrocarbon systems. Boron concentration in sandstones serves as an informative indicator of paleosalinity of sedimentary conditions. As a rule, boron accumulation in marine sedimentation regimes is more pronounced compared to its accumulation in continental settings. In contrast, the formation of coal-bearing horizons is predominantly carried out in waterlogged paleolandscapes, where favorable conditions of anaerobic decomposition of organic matter promote peat accumulation. In this relation, the necessity to search for correlations between boron content and the amount of coal seams to reveal the facies of sedimentation is actualized. **Aim.** To determine the relative boron content and the number of coal interlayers in sandstones of the Tanopchi Formation of one of the Yamal Peninsula fields based on the data of geophysical borehole surveys and to identify correlations between these parameters and sedimentation conditions. **Methods.** Determination of geochemical parameters based on the data of geophysical well surveys, separation of coal seams based on the data of electrical, radioactive and induction logging methods, separation of electrofacial models using the methodology of V.S. Muromtsev, classical methods of determining the conditions of sedimentation based on the data of core and geophysical well surveys. **Results and conclusions.** The results of the study indicate high informative significance of relative boron content as an indicator of sedimentation conditions of reservoir rock formation. Determination of boron content normalized to clay content, together with estimation of the number of coal interlayers, allows us to reliably differentiate sedimentary strata of marine and continental genesis. Continental facies conditions show a negative linear regression between the boron content and the number of coal interbeds, which is due to the conditions characteristic of these environments: periodic waterlogging, fluctuations in the acid-alkaline balance, and reduced hydrodynamic activity of formation waters. Marine facies, on the contrary, are characterized by a positive linear relationship between the considered parameters, which can be interpreted in the context of the allochthonous model of coal formation.

Keywords: boron, coal, correlation relationship, facies analysis, geophysical methods of well research, terrigenous reservoir, Tanopchi Formation, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

For citation: Khodorov I.S., Melnik I.A. Correlation of relative boron content with the amount of coal seams as a sign of sedimentation conditions of sediments. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 9, pp. 55–70. DOI: 10.18799/24131830/2025/9/5166

Введение

С развитием современных технологий возрастает потребность в углеводородах, однако эпоха «легкой» нефти уже позади. Месторождения, открытые во второй половине двадцатого века, находятся на последних стадиях разработки и сильно обводнены [1, 2]. В текущих условиях идет поиск и разработка залежей нефти в маломощных интервалах, сланцах и битуминозных аргиллитах [3–6]. Добыча такой нефти очень сложна и энергозатратна, поэтому перед человечеством возникают новые вызовы, которые требуют совершенствования технологий разведки, бурения и эксплуатации месторождений.

Изучение фациальных условий осадконакопления пород-коллекторов является важной частью разработки новых месторождений углеводородов. На сегодняшний день существует большое количество фундаментальных работ, как российских, так и зарубежных исследователей, посвященных изучению условий формирования осадков [7–15].

Основными источниками информации для фациального анализа являются керн и результаты интерпретации геофизических методов исследований скважин (ГМИС). Выделяя изменения в структурно-текстурных особенностях, литологическом составе горных пород, количестве органических остатков по глубине, можно провести послойное описание разреза и заметить переходы между различными условиями седиментации. Однако зачастую качество керна не позволяет в полной мере получать необходимую геологиче-

скую информацию о изучаемом разрезе. Это связано с разрушением горной породы в кернаприемной трубе ввиду особенностей бурения и свойств каменного материала. Вследствие этого основная информация о вскрываемых интервалах может быть получена только по результатам ГМИС, поэтому необходимо разрабатывать и использовать современные методы исследования скважин, а также применять новые подходы к интерпретации данных ГМИС для повышения информативности данных.

Одним из индикаторов фациальной обстановки может быть содержание бора. Исследования связи содержания бора с палеофациями подтвердили его информативность [16–19]. Содержание бора в песчаных породах главным образом обусловлено палеосоленостью бассейна седиментации и гидродинамической активностью вод [20]. Аккумуляция бора в морских условиях осадконакопления протекает лучше, чем в континентальных. В свою очередь, проведенные ранее исследования меловых отложений Томской области выявили корреляционные связи количества угольных пропластков со средним содержанием бора по исследуемым разрезам скважин [21].

Образование угольных пластов происходит в заболоченных районах, таких как прибрежные равнины, дельты рек или мелководные лагуны. В таких местах растительность активно развивается, а вода замедляет процессы окисления и разложения органического материала. Следовательно, рост количества угольных пропластков в разрезе свиде-

тельствует о переходе к континентальным условиям осадконакопления. Таким образом, между содержанием бора в песчаниках и количеством угольных пропластков в разрезе должна присутствовать корреляционная связь, характеризующая определенные условия седиментации (морские, континентальные или переходные).

Цель данной работы – выявление корреляционных регрессий между средним содержанием бора и количеством угольных пропластков в исследуемых разрезах скважин и определении характеристик данных связей с условиями формирования танопчинских пластов полуострова Ямал.

Объект и методы исследования

Объектом исследования являлись породы танопчинской свиты одного из месторождений полуострова Ямал. Продуктивные пласты в составе свиты представлены аптским и неокомским нефтегазоносным комплексом. Породы нижней части свиты сформировались в прибрежно-морских условиях осадконакопления и представляют собой переослаивание песчано-алевритовых пластов и аргиллитов, которые хорошо прослеживаются по площади. Верхняя часть свиты представлена отложениями аптского возраста, образованными преимущественно в континентальных условиях, поэтому для них характерно неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых горизонтов, сопровождающееся литологическими переходами, фациальными изменениями и внутриформационными размывами [22].

На территории исследования пробурено 20 скважин, вскрывающих 25 продуктивных пластов. Отбор каменного материала проводился в 9 скважинах, средний процент выноса керна по скважинам составил 61 %. Бурение скважин сопровождалось проведением комплекса ГМИС на всем исследуемом интервале. Комплекс ГМИС представлен методами электрокаротажа (КС – кажущееся сопротивление и ПС – потенциал самопроизвольной поляризации), индукционного каротажа (ИК), радиоактивного каротажа (ГК – гамма-каротаж и НГК – нейтронный гамма-каротаж), кавернометрии.

С использованием данных полевого описания керна проведен анализ текстурно-структурных особенностей пород рассматриваемой свиты в 136 интервалах. По комплексу геофизических исследований скважин проведен литолого-фациальный анализ, рассчитаны эффективные мощности и коэффициенты песчаности для каждого пласта в конкретной скважине. С использованием методики В.С. Муромцева [23] выделены электрофациальные модели пластов, определена гидродинамическая активность среды седиментации, построены литолого-фациальные карты.

Комплексный анализ данных ГМИС, используемых при проведении геофизических исследований скважин на рассматриваемой территории, позволил достоверно выделить угольные пласты и оценить их мощность. В текущей работе основными методами, применяемыми для выявления угольных пропластков в разрезе, были КС, ИК, НГК и кавернометрия. На каротажных диаграммах угли выделялись повышенными значениями удельного электрического сопротивления (УЭС) по кривой кажущегося сопротивления, пониженными значениями нейтронного-гамма каротажа из-за значительного содержания водорода в углях и низкой величины проводимости по данным индукционного каротажа. По данным кавернометрии угольные пласты характеризовались увеличением номинального диаметра скважины из-за их хрупкости и способности разрушаться при бурении.

Определение относительного содержания бора в песчаниках осуществлялось по данным нейтронного каротажа. При неизменной общей пористости изменение концентрации бора оказывает решающее влияние на изменение плотности потока регистрируемых нейтронов вследствие значительной величины макросечения поглощения нейтронов. Плотность потока тепловых нейтронов вычисляется с использованием уравнения двухгруппового диффузионного приближения [20]:

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

где K – коэффициент пропорциональности, определяемый на каждом интервале при калибровке; L_s – длина замедления быстрых нейтронов; L_d – длина диффузии тепловых нейтронов; Σ_a – макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов; r – расстояние от источника быстрых нейтронов до детектора тепловых нейтронов.

Коэффициент пропорциональности, в свою очередь, определяется как отношение рассчитанного значения плотности потока тепловых нейтронов по средним значениям концентрации элементов с фактическим средним значением показания ННКт: $K = N(r)/N$.

Макроскопическое сечение поглощения вычисляется по формуле [20]:

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

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

Длина замедления и длина диффузии тепловых нейтронов определяются с использованием полу-

эмпирических зависимостей от средних значений общей пористости и температуры пласта.

Таким образом, определив водородосодержание породы и включив его в двухгрупповое диффузионное уравнение с известным средним содержанием влияющих элементов, можно на основании равенства $N(r)=KN$ вычислить содержание бора. Валидность данного метода подробно рассмотрена в работе [20].

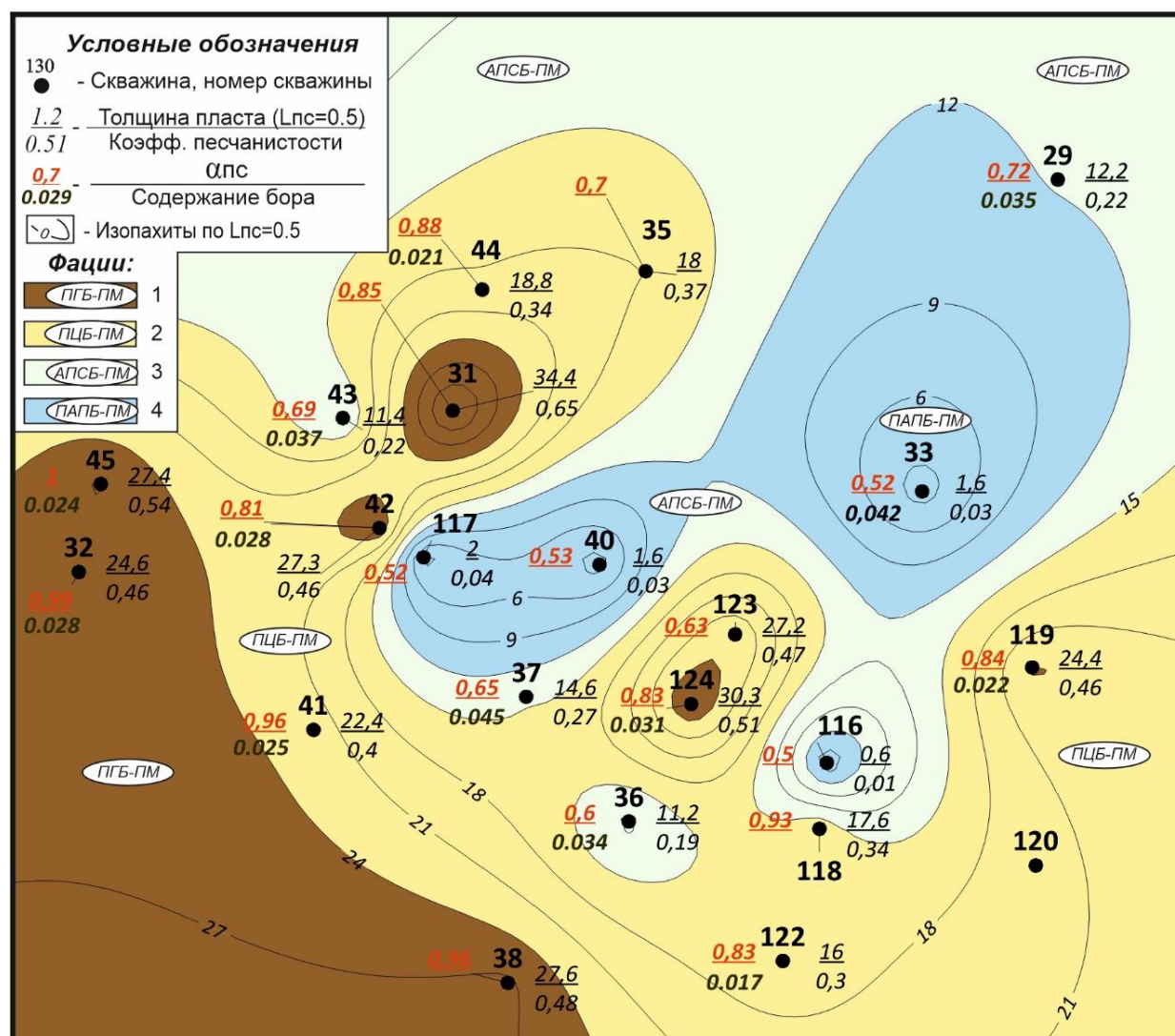
Результаты исследования

Для выявления предполагаемой зависимости относительного содержания бора и количества угольных пропластков в разрезе с условиями седиментации осадков необходимо провести фациаль-

ный анализ пластов таноупчинской свиты на исследуемой территории. В текущей работе представлен литолого-фациальный анализ по пластам ТП₂₂ и ТП₁, характеризующим нижнюю – условно морскую, и верхнюю – условно континентальную, части свиты соответственно.

Отложения пласта ТП₂₂ представлены преимущественно мелко-среднезернистыми песчаниками, а также неравномерным преслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, в кровле пласта периодически отмечаются прослои углистых глин и угля.

На литолого-фациальной карте (рис. 1) представлены области распространения фациальных обстановок.



Общая толщина пласта ТП₂₂ достаточно выдержана по площади, варьирует от 49 до 60,3 м; толщина песчаников по $\alpha_{\text{ПС}}=0,5$ меняется в очень широких пределах – от 0,6 до 34,4 м. Коэффициент песчаности изменяется от 0,01 до 0,65.

Увеличение толщин пласта обусловлено ростом песчаности разреза. Наиболее мощные песчаные разрезы получили распространение на юго-западе, юго-востоке и локально распространены в центральной части месторождения (в районе скважин 31, 42, 123 и 124), что связано с уменьшением глубины бассейна, увеличением его гидродинамической активности.

Отложения накапливались в пределах прибрежной полосы моря в условиях крайне непостоянного гидродинамического режима, что отражено в высокой изрезанности аномалий ПС и частой смене ее расположения в области положительных и отрицательных отклонений.

Фашии среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря (ПГБ-ПМ) распространены в районе скважин 38, 42, 31, 32, 45, 124. Во всех указанных скважинах пласт ТП₂₂ охарактеризован керном.

В строении разрезов данной фашиальной обстановки отмечается два цикла седиментации: на ранних этапах накапливались мощные песчаные отложения, вверх по разрезу переходящие в переслаивание глинистых и алевроитовых пород. С поздним этапом связано новое возрастание динамики воды, что вновь привело к осаждению песчаного материала, с течением сменившегося осаждением алевроитовых и глинистых и углистых осадков (рис. 2).

Песчаники светло-серые мелкозернистые до средне-мелкозернистых и содержащих неравномерную примесь алевроитового материала с глини-

стым и карбонатно-глинистым цементом. Породы однородные хорошо отсортированные, слоеватые до неясно- и отчетливо слоистых.

Алевролиты светло-серые мелко-крупнозернистые со значительной примесью мелкозернистой песчаной фракции и мелкозернистые глинистые, с глинистым и карбонатным цементом, слоеватые и слоистые (слоистость полого- и линзовидно-волнистая) с послойными скоплениями углито-глинистого материала, следами взмучивания и размыва осадка, растительным детритом, отпечатками стеблей, корневыми остатками, фрагментами обугленной древесины, участками интенсивно биотурбированы, со следами жизнедеятельности типа *Teichichnus* и *Chondrites*.

Аргиллиты от буровато-коричневых до темно-серых, тонкоотмученные и алевроитовые, неравномерно углистые со слойками и включениями угля, растительного мелкого и крупного детрита, отпечатками стеблей растений, фрагментами древесины, корневыми остатками, конкрециями сидерита. Присутствуют текстуры взмучивания, нагрузки и оседания осадка, следы жизнедеятельности типа *Chondrites*.

Отложения накапливались при неустойчивой, сильно и часто меняющейся динамике воды. Отложившиеся осадки подвергались неоднократному размыву (эрозионные поверхности, литокласты, примесь гравия). Периоды возрастания динамики, в условиях которых накапливался песчаный материал, сменялись периодами ее снижения (формировались волнисто-слоистые биотурбированные алевроитовые и глинисто-алевроитовые осадки) и застойными условиями седиментации, при которых в условиях отчленения от моря осуществлялось заиливание и заболачивание вышедших на поверхность баров и накапливались растительные остатки.

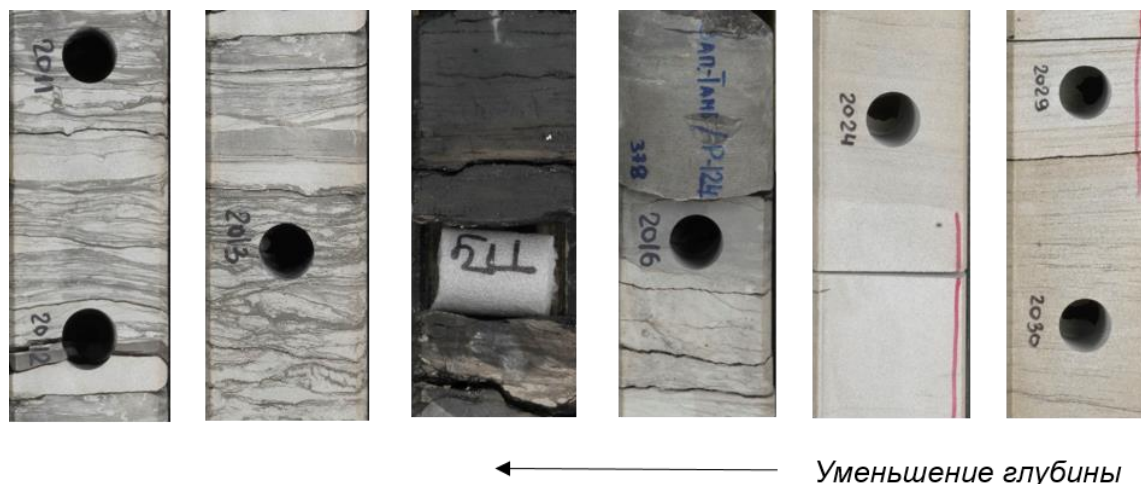


Рис. 2. Генетические признаки фашии среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы пласта ТП₂₂ по керну

Fig. 2. Genetic features of facies of medium-grained sands of crest parts of bars of the coastal strip of the sea of the TP₂₂ formation according to the cores

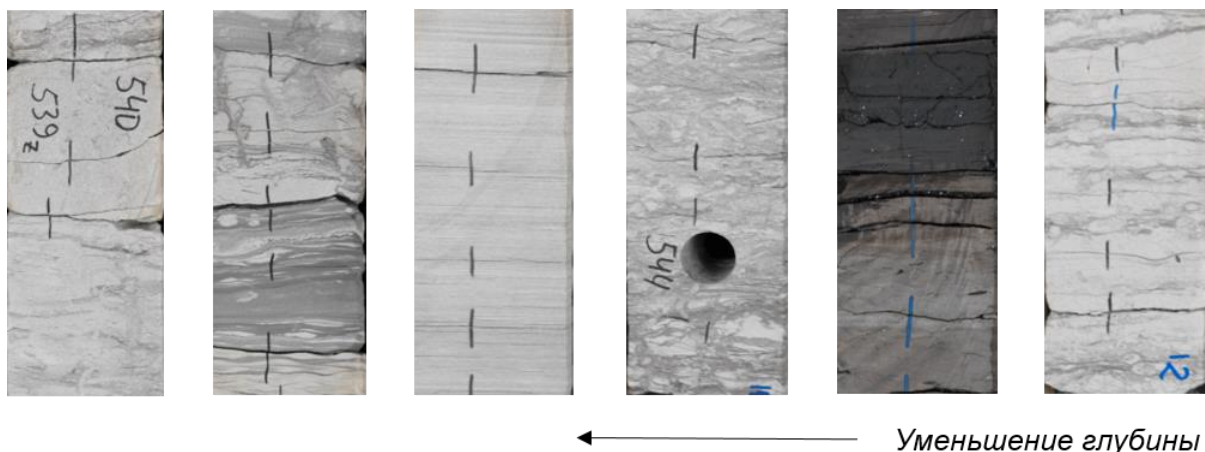


Рис. 3. Генетические признаки фаций мелко- и среднезернистых песков центральных частей баров прибрежной полосы моря пласта ТП₂₂ по керну

Fig. 3. Genetic features of facies of fine- and medium-grained sands of the central parts of bars of the coastal strip of the sea of the TP₂₂ formation according to the cores

Фации мелко- и среднезернистых песков центральных частей баров прибрежной полосы моря (ПЦБ-ПМ) получили значительное распространение по площади. Согласно генетическим признакам, заключенным в керне, данная фация характеризуется переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 3).

Песчаники светло-серые со слабым буроватым оттенком, мелкозернистые, алевроитовые, с глинистым и карбонатным цементом. Часто в породах отмечается чередование косой и косоволнистой слоистости. Слоистость подчеркнута тонкими слойками и параллельными сериями тонких прерывистых слойков слюдисто-глинисто-углистого и слюдисто-углистого материала. Отмечаются следы взмучивания, размыва, биотурбации осадка, углефицированные растительные остатки (от аттрита до мелкого детрита), фрагменты корневых систем, тонкие линзочки и прослойки угля.

Аргиллиты серые, темно-серые и буровато-коричневые, от тонкоотмученных до алевроитистых, неравномерно углистые с углефицированными растительными остатками (от аттрита до крупного детрита) и фрагментами древесины, линзочками (толщиной до 0,4 см) и слойками (толщиной до 0,4–7 см) угля, иногда вкрапленностью и мелкими конкреционными стяжениями сидерита. В прослоях с невысоким содержанием рассеянной углефицированной органики отмечаются ихнофоссилии типа Chondrites.

Породы формировались в условиях крайне не постоянного гидродинамического режима, связанного с периодическим возрастанием и последующим снижением активности воды вплоть до застойного режима. Осадки накапливались в среде с преимущественно колебательным движением воды (преобладает волнистый тип слоистости), сменяющейся оса-

ждением осадков в неподвижных и слабо подвижных водах. Периодически территория выходила на поверхность, зарастала, заболачивалась, что связано с выходом баров на поверхность и существованием на их поверхности замкнутых водоемов.

Фации алевроитов и мелкозернистых песков склоновых частей баров прибрежной полосы моря (АПСБ-ПМ) установлены в районе скважин 29, 36, 37, 43.

Согласно данным полевого описания керна породы представляют собой переслаивание черных алевролитов и светло-серых песчаников (скважина 36). Песчаники светло-серые мелкозернистые с тонкими горизонтальными прослойками алевролитов. Алевролиты плотные с включениями растительного детрита. Аргиллиты черные, сверху (0,1 м) обугленные. Встречен прослой угля толщиной 10 см. По всему слою присутствует растительный детрит.

Среда седиментации отличалась крайним непостоянством, неоднократно менялась от практически застойных неподвижных вод до слабо подвижных и подвижных.

Фации песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря (ПАПБ-ПМ) территориально приурочены к северо-восточным (район скважины 33) и центральным (скважины 40, 117 и 116) частям территории. В разрезе отмечается неоднократное чередование алевролитов и песчаников мелкозернистых, общей толщиной 49,0–53,7 м. Среда седиментации постоянно менялась, динамика воды то усиливалась до среднего уровня, то снижалась до слабой и очень слабой вплоть до того, что осаждение материала осуществлялось в очень слабо подвижных и стоячих водах.

Характеристика фаций пласта ТП₂₂ по данным ГМИС представлена в табл. 1.

Таблица 1. Характеристика фаций пласта ТП₂₂ по данным ГМИС

Table 1. Characterization of TP₂₂ formation facies according to the data of geophysical well surveys

Относительное содержание бора C_b , % Relative boron content C_b , %	Эффективная толщина, м Effective thickness, m	Коэффициент песчаности Sandiness coefficient	Максимальные значения $\alpha_{ПС}$ Maximum α_{SP} values	Фации Facies
0,024–0,031	24,6–34,4	0,46–0,65	0,83–1	Среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря Medium-grained sands of crest parts of coastal sea bars
0,017–0,025	16–27,2	0,3–0,46	0,63–0,96	Средне-мелкозернистых песков центральных частей баров прибрежной полосы моря Medium-fine-grained sands of the central parts of coastal sea bars
0,034–0,045	11,2–14,6	0,19–0,22	0,6–0,72	Алевритов и мелкозернистых песков склоновых частей баров прибрежной полосы моря Siltstones and fine-grained sands and slope parts of coastal sea bars
0,042	0,6–2	0,01–0,04	0,5–0,53	Песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря Sandy-silty sediments of the footbars of coastal sea bars

Максимальные значения относительного содержания бора приурочены к фациям ПАПБ-ПМ, что обусловлено углублением дна морского бассейна и увеличением его палеосолёности. Аккумуляция бора в песчаниках гребневых частей баров главным образом связана с ростом гидродинамической активности среды седиментации до высокой и очень высокой. Среднее содержание бора в песчаниках по пласту ТП₂₂ составляет 0,0312.

По полученным данным установлено, что накопление отложений пласта ТП₂₂ осуществлялось в мелководном морском бассейне на фоне регрессии моря, на что указывает уменьшение размера обломочных частиц вверх по разрезу, наличие углефицированных растительных остатков разного размера и сохранности, углефицированных остатков корневых систем растений, древесины, линзочек, включений и прослоев угля в верхних частях разрезов.

На литолого-фациальной карте пласта ТП₁ (рис. 4) практически вся территория занята песчаными осад-

ками, лишь в восточной ее части распространены алевритовые и глинисто-алевритовые породы.

По данным полевого описания керна изучаемый разрез в целом представлен переслаиванием песчанников, алевритов и глинистых пород.

Фации среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря (ПГБ-ПМ) установлены локально в районе скважин 42, 44, 45. Толщина отложений достаточно выдержана – от 9,3 до 11,8 м; толщина песчанников – от 10,2 до 11,8 м; $K_{\text{песч}}=0,89–1,0$. Осадки накапливались в условиях очень высокой динамики водной среды: максимальные значения $\alpha_{ПС}$ – 0,98–1,0. Наибольшая гидродинамическая активность характеризует начальный этап формирования пласта ТП₁. Затем активность снижается, песчаные отложения сменяются алеврито-глинистыми и глинистыми осадками. Высокая гидродинамическая активность обуславливает повышенные значения относительного содержания бора при общей морской минерализации.

Таблица 2. Характеристика фаций пласта ТП₁ по данным ГМИС

Table 2. Characterization of TP₁ formation facies according to the data of geophysical well surveys

Относительное содержание бора C_b , % Relative boron content C_b , %	Эффективная толщина, м Effective thickness, m	Коэффициент песчаности Sandiness coefficient	Максимальные значения $\alpha_{ПС}$ Maximum α_{SP} values	Фации Facies
0,025–0,043	10,2–11,8	0,89–1	0,98–1	Среднезернистых песков гребневых частей баров прибрежной полосы моря Medium-grained sands of crest parts of coastal sea bars
0,035–0,042	7,2–9	0,58–0,74	0,7–0,95	Средне-мелкозернистых песков центральных частей баров прибрежной полосы моря Medium-fine-grained sands of the central parts of coastal sea bars
0,023–0,048	4,9–7,5	0,53–0,72	0,55–1	Алевритов и мелкозернистых песков склоновых частей баров прибрежной полосы моря Siltstones and fine-grained sands and slope parts of coastal sea bars
0,063–0,069	0–4,6	0–0,46	0,48–0,63	Песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря Sandy-silty sediments of the footbars of coastal sea bars

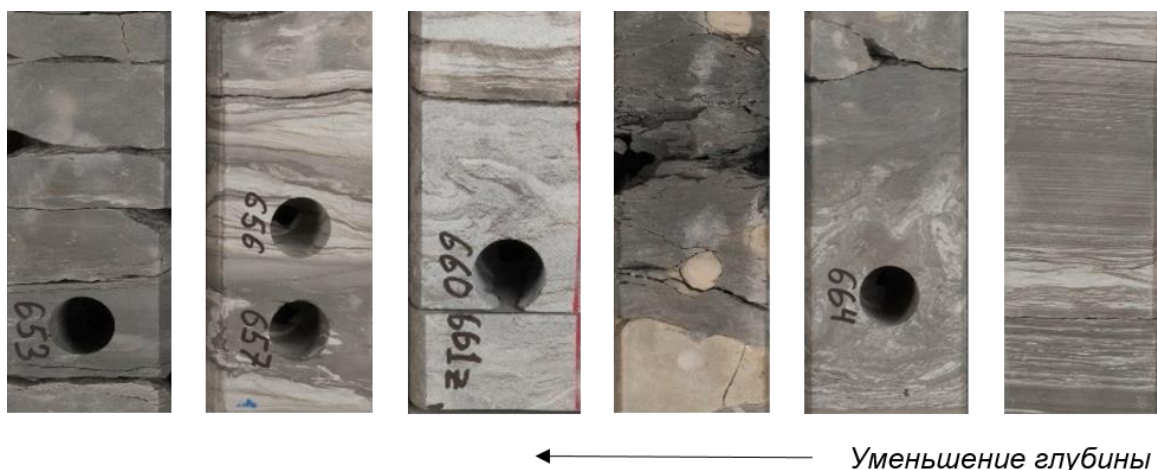


Рис. 5. Генетические признаки фаций алевритов и мелкозернистых песков склоновых частей баров прибрежной полосы моря пласта ТП₁ по керну

Fig. 5. Genetic features of facies of silty and fine-grained sands of slope parts of bars of the coastal strip of the sea of TP₁ formation according to the cores

Фации песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря (ПАПБ-ПМ) распространены в восточной части территории, установлены в районе скважин 123 и 119. Толщина отложений от 9,4 до 11,92 м. Формирование отложений осуществлялось в условиях средней, снижающейся с течением времени до низкой и очень низкой, динамики водной среды.

По данным полевого описания керна, породы, характеризующие фации ПАПБ-ПМ, представлены неравномерным линзовидно-волнистым интенсивно биотурбированным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 6).

Песчаники светло-серые до серых с коричневатым и зеленоватым оттенками, от мелкозернистых до средне-мелкозернистых с глинистым цементом слагают слойки и немногочисленные прослои

(толщиной до 17,0 см) с горизонтальной неравномерной, полого-наклонной и пологоволнистой параллельной слоистостью, подчеркнутую тонкими слойками (толщиной менее 0,1 см) глинистого и слюдисто-углистого материала.

Алевролиты серые до светло-серых от мелкозернистых до крупнозернистых, с глинистым цементом, слагают слойки и редкие прослои (толщиной до 11,0 см) с неяснослоистой и комковатой текстурой за счет неравномерного обогащения глинистым и песчаным материалом.

Аргиллиты темно-серые до черных от тонкоотмученных до алевритистых, листоватые. Отмечается ихнофоссилии Planolites, Phycosiphon; следы взмучивания и оползания осадка; тонкорассеянная вкрапленность и многочисленные мелкие конкреции пирита.

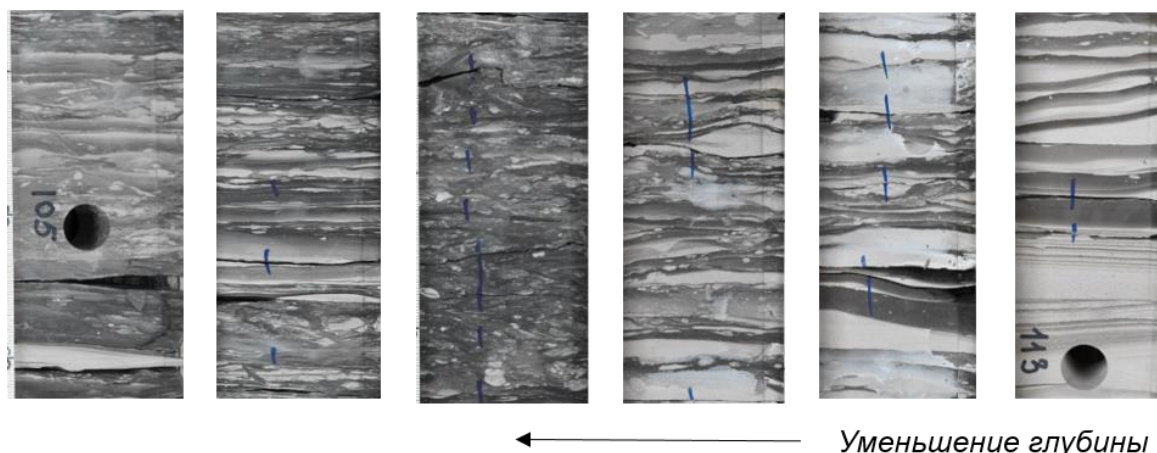


Рис. 6. Генетические признаки фаций песчано-алевритовых осадков подножий баров прибрежной полосы моря ТП₁ по керну

Fig. 6. Genetic signatures of facies of sandy-siltstone sediments of the footbars of bars of the coastal strip of the sea TP₁ based on the cores

Таким образом, комплексный анализ кернового и геолого-геофизического материала позволил установить, что породы пласта ТП₁ сформировались в прибрежно-морских условиях. Прибрежно-морской режим осадконакопления устанавливается благодаря наличию фациальных признаков морского бассейна – комплекс следов жизнедеятельности солоноватоводных форм бентосных организмов (ихнофоссилии *Planolites*, *Teichichnus*, *Phycosiphon*, *Zoophycos*), а также континентального – наличие обильного растительного детрита, углефицированных остатков корневых систем растений, прослойки паралических углей. Последние накапливались в периоды обмеления бассейна седиментации и приближения территории осадконакопления к поверхностным условиям.

Полученные результаты подтверждают прибрежно-морской генезис танопчинской свиты на

рассматриваемой площади, озвученный рядом авторов [22, 24, 25].

Среднее значение относительного содержания бора по пласту ТП₁ составляет 0,0332.

Аналогичным образом определены условия формирования всех пластов танопчинской свиты от ТП₁ до ТП₂₂.

По материалам каротажных диаграмм НГК, ГК, КС и кавернометрии в скважинах подсчитано количество угольных пропластков (n_{yz}) в отложениях танопчинской свиты (рис. 7). Распределение угольных пропластков по пластам свиты представлено в табл. 3.

Далее для каждой скважины вычислены усредненные величины C_B для всех интервалов исследуемой свиты. После сопоставления полученных значений C_B и n_{yz} между собой выделено две корреляционные зависимости (рис. 8).

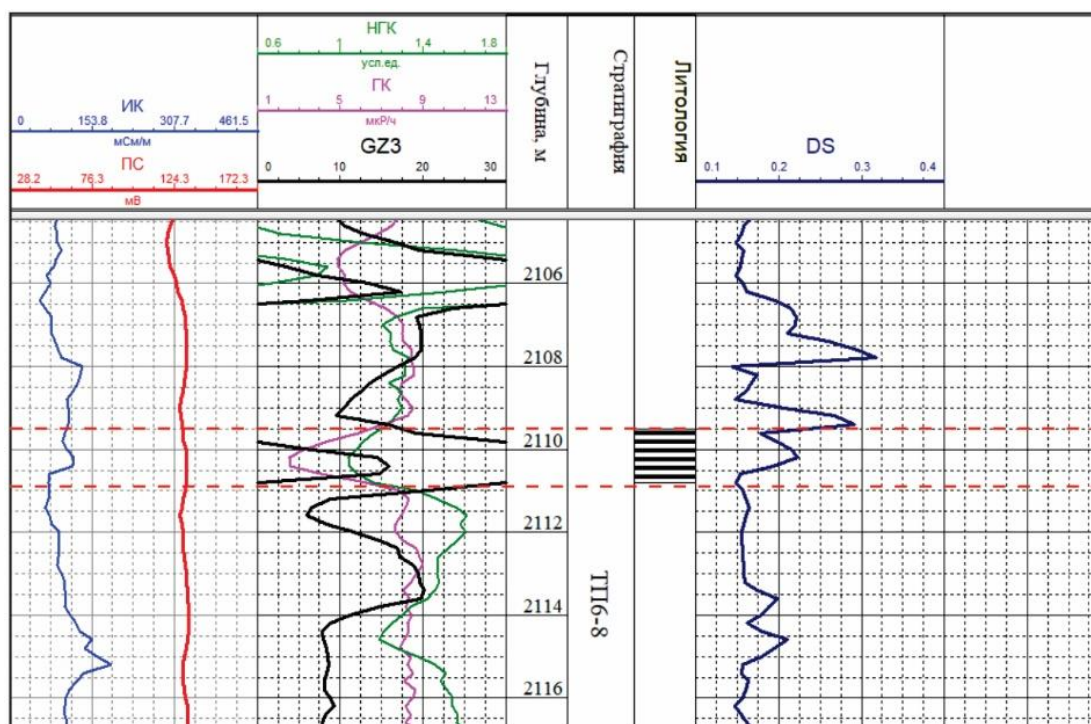


Рис. 7. Пример выделения угольного пропластка по данным комплекса геофизических исследований скважины

Fig. 7. Example of identifying a coal seam based on data from a well geophysical survey complex

Таблица 3. Количество угольных пропластков, выделенных в пластах танопчинской свиты

Table 3. Number of coal interlayers identified in the beds of the Tanopchi Formation

Пласт Layer	Количество пропластков Number of interlayers	Пласт Layer	Количество пропластков Number of interlayers	Пласт Layer	Количество пропластков Number of interlayers	Пласт Layer	Количество пропластков Number of interlayers
ТП1	2	ТП5	33	ТП11	9	ТП16	2
ТП1(1)	10	ТП5(0)	17	ТП12	8	ТП17	8
ТП2	43	ТП6-8	36	ТП12(1)	3	ТП18	4
ТП3	24	ТП9	11	ТП13	4	ТП19-20	1
ТП3(0)	45	ТП9(1)	9	ТП14	12	ТП21	1
ТП4	28	ТП10	8	ТП15	19	ТП22	3

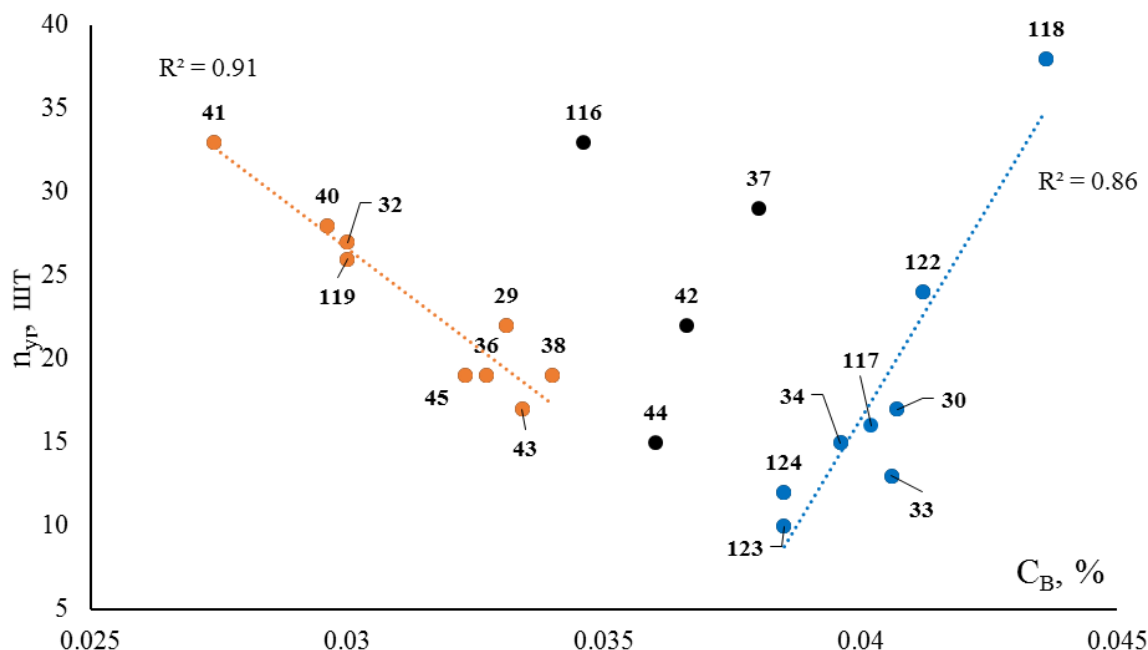


Рис. 8. Сопоставление количества угольных интервалов со средним содержанием бора, нормированного на глинистость песчаника, в породах танопчинской свиты месторождения X полуострова Ямал

Fig. 8. Comparison of the number of coal intervals with the average boron content normalized to sandstone clay content in rocks of the Tanopchi Formation in the X field of the Yamal Peninsula

Обсуждение результатов

Бор присутствует в водных растворах в виде анионов борной кислоты (H_3BO_3) или борных ионов (BO_3^{3-}) в зависимости от pH. В условиях нейтрального или слегка щелочного pH борные ионы взаимодействуют с поверхностью минеральных зерен, формируя ковалентные связи. Глинистые минералы, такие как монтмориллонит и гидрослюда, имеют высокую способность к адсорбции бора благодаря наличию гидроксильных групп на поверхности [26].

При низком pH (кислотные условия) бор преимущественно находится в форме недиссоциированной борной кислоты, которая слабо адсорбируется на поверхности пород. При увеличении pH до щелочных значений (морские условия) происходит диссоциация борной кислоты, образуются более активные борные ионы (BO_3^{3-}), которые легче адсорбируются на минералах.

В свою очередь, формирование угольных пропластков в песчаниках связано с динамичными условиями осадконакопления, где происходит чередование органогенного и терригенного материала. Для образования угля необходимо наличие болотистой местности с обильной растительностью, где возможны: застой воды (анаэробные условия), пониженные участки рельефа, умеренно теплый и влажный климат. Угольные пропластки в песчаниках часто формируются при смене обстановки в рамках одной фациальной зоны, где после накопления растительного материала происходит его

быстрое захоронение. Наиболее благоприятны для этого дельтовые и аллювиальные среды при наличии периодических фаз стабилизации уровня воды и интенсивного роста растительности.

Таким образом, при переходе к континентальным условиям осадконакопления количество угольных пропластков должно увеличиваться, а относительное содержание бора в песчаниках – снижаться. Однако, согласно аллохтонной концепции углеобразования [27], объем органического вещества, из которого формируются угольные пласты, накапливается не на месте роста растительности (не автохтонно), а приносится извне и откладывается в пониженных (депрессивных) зонах рельефа. В условиях периодического поднятия областей суши, откуда происходит снос осадочного материала, основная масса угольных пластов формируется в прибрежных, лагунных и мелководных частях морского бассейна, то есть в областях, положительно влияющих на аккумуляцию бора в системе. Следовательно, при переходе к таким фациальным зонам должен наблюдаться рост количества угольных пропластков в разрезе и концентрации бора в песчаниках [21].

Вышесказанное подтверждается на графике сопоставления количества угольных интервалов с относительным содержанием бора по пластам танопчинской свиты (рис. 7). Наблюдаются две явные корреляционные связи. Регрессии описываются системой линейных уравнений $C_{Bi} = \pm a_i n_{уг}$, где i – номер зависимости.

По полученным данным для каждой регрессии рассчитаны вероятности морских (M) условий седиментации по скважинам (табл. 4, 5):

$$P(M) = \frac{n}{m},$$

где n – количество пластов с морскими условиями седиментации; m – общее количество пластов.

Таблица 4. Вероятность морских условий осадконакопления для положительной регрессии по скважинам

Table 4. Probability of marine depositional conditions for positive well regression

№ скважины Well no.	$\langle C_B \rangle$, %	Вероятность Probability, $P(M)$
30	0,0407	0,625
33	0,0406	0,6
34	0,0396	0,6
117	0,0402	0,6
118	0,0436	0,71
122	0,0412	0,625
123	0,0385	0,583
124	0,0385	0,583
Средние значения Average values	0,0404	0,62

Таблица 5. Вероятность морских условий осадконакопления для отрицательной регрессии по скважинам

Table 5. Probability of marine sedimentation conditions for negative well regression

№ скважины Well no.	$\langle C_B \rangle$, %	Вероятность Probability, $P(M)$
29	0,0331	0,44
32	0,03	0,46
36	0,0327	0,6
38	0,034	0,5
40	0,0296	0,39
41	0,0274	0,4
43	0,0334	0,48
45	0,0323	0,583
119	0,03	0,4
Средние значения Average values	0,0314	0,47

Отрицательная регрессия с коэффициентом аппроксимации $R^2=0,91$ характеризует скважины с минимальными значениями вероятности морских условий осадконакопления, то есть преимущественно континентальные фации. Средняя вероятность морских условий осадконакопления по скважинам для данной регрессии составляет $\langle P(M) \rangle = 0,47 \pm 0,077$ отн. ед.

Положительная регрессия с коэффициентом аппроксимации $R^2=0,86$ характеризует скважины с

максимальными значениями вероятности морских условий седиментации, причем чем правее на диаграмме расположена точка, тем выше вероятность морских условий.

Точки, характеризующие скважины № 44, 42, 37, 116, «вылетающие» – имеющие слабую корреляцию. Вероятно, данные скважины характеризуют переходную зону между морскими и континентальными условиями осадконакопления, на что также указывает значение $P(M)=0,542$ для скважин 116 и 37. Стоит отметить, что на рис. 8 представлено не жесткое разделение скважин на морские или континентальные, а указывается доминирующее влияние континентальных или морских условий по свите в целом.

С учетом вычисленных значений $P(M)$ построен график зависимости относительного содержания бора от вероятности морских условий осадконакопления для каждой регрессии (рис. 9).

Анализируя полученный график, можно сказать, что увеличение вероятности морских условий седиментации влечет за собой рост аккумуляции бора в песчаниках. Однако коэффициент аппроксимации для преимущественно континентальных условий ($R^2=0,39$) значительно ниже, чем для морских ($R^2=0,89$). Вероятно, данное обстоятельство обусловлено тем, что при континентальных условиях осадконакопления доминирующим фактором, влияющим на накопление бора в системе, является не изменение общей палеосолености бассейна, а смена гидродинамической активности среды седиментации. Достаточно высокий коэффициент аппроксимации для морских фаций подтверждает положительное влияние увеличения палеосолености бассейна на накопления бора в песчаниках.

Таким образом, при поступлении органического материала в континентальный пресноводный осадочный бассейн в условиях аллювиального сноса увеличение количества угольных пластов сопровождается снижением концентрации бора. В противоположность этому, при попадании биоматериала в морскую среду концентрация бора, как правило, возрастает, что приводит к положительной зависимости между его содержанием и числом угольных пропластков.

Схожие зависимости наблюдаются и на других месторождениях полуострова Ямал (рис. 10). Следовательно, отношение количества угольных пропластков и содержания бора, нормированного на глинистость песчаника, можно использовать в качестве диагностического признака фациальных условий седиментации.

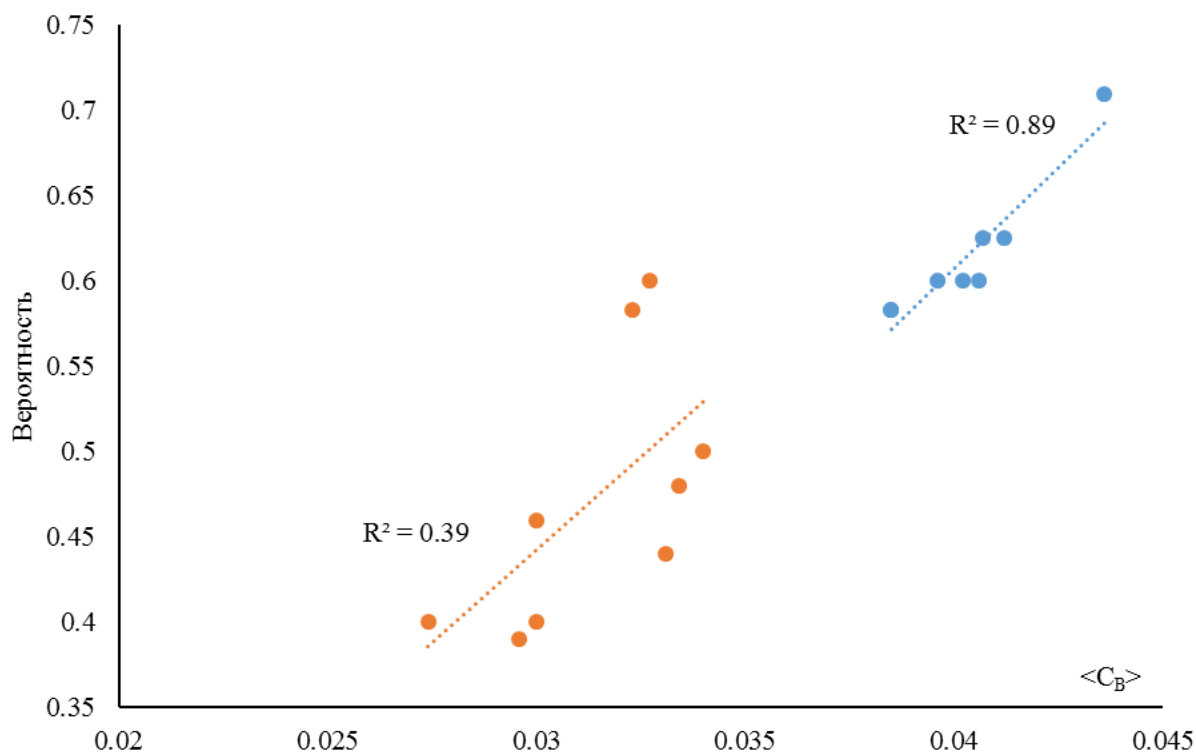


Рис. 9. График зависимости относительного содержания бора от вероятности морских условий осадконакопления
Fig. 9. Graph of dependence of relative boron content on the probability of marine conditions of sedimentation

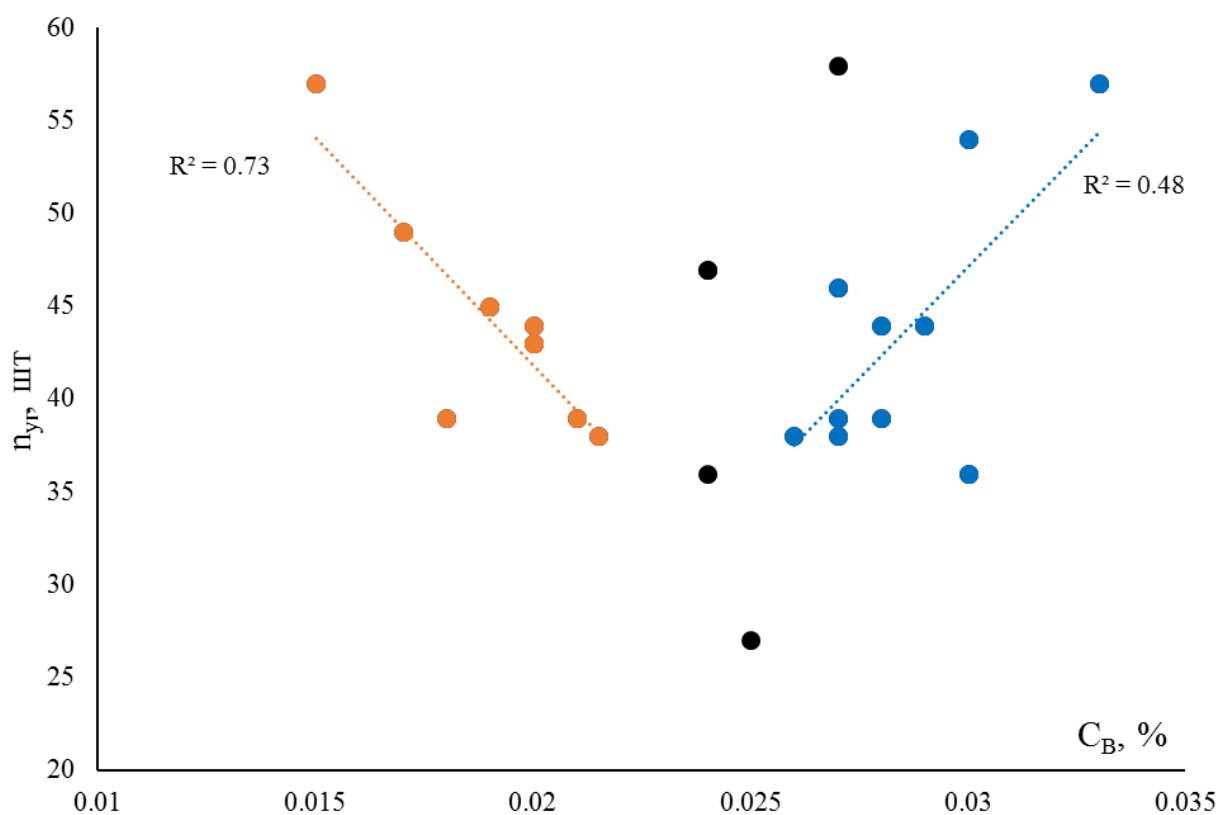


Рис. 10. Сопоставление количества угольных интервалов со средним содержанием бора, нормированного на глинистость песчаника, в породах танопчинской свиты на месторождении N полуострова Ямал
Fig. 10. Comparison of the number of coal intervals with the average boron content normalized to sandstone clay content in the rocks of the Tanopchi Formation in the N field of the Yamal Peninsula

Заключение

В результате проведенных исследований можно отметить высокую информативную значимость относительного содержания бора при определении условий седиментации пород-коллекторов. Вычислив содержание бора, нормированное на глинистость, и количество угольных прослоев, можно проследить доминирующее влияние морских или континентальных условий осадконакопления.

Преимущественно континентальные условия характеризуются отрицательной линейной регрессией, так как периодическое заболачивание осадков, частая смена pH и снижение гидродинамиче-

ской активности пластовых вод негативно сказываются на аккумуляции бора в системе, но положительно влияют на формирование углей.

Морские фации характеризуются положительной линейной регрессией, что обусловлено аллохтонной концепцией углеобразования, согласно которой органическое вещество транспортируется и аккумулируется в пониженные участки рельефа (часто в прибрежно-морские области, благоприятные для накопления бора) по рекам и дельтовым рукавам. Таким образом, рост концентрации бора сопровождается увеличением количества угольных пропластков в разрезе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воробьев А.Е., Малюков В.П., Галузинский И.Д. Инновационные технологии увеличения нефтеотдачи и водоизоляции на Самотлорском нефтегазовом месторождении // Вестник российского университета дружбы народов. Серия: инженерные исследования. – 2015. – № 3. – С. 96–101.
2. Techniques for improving the water-flooding of oil fields during the high water-cut stage / K. Ma, A. Li, S. Guo, J. Pang, Y. Xue, Z. Zhou // Oil & Gas Science and Technology. – 2019. – 12 p. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst/2019042>.
3. The migration mechanism of oil under natural depletion development for shale oil in Ordos Basin / Y. Yang, X. Peng, W. Xiao, Q. Lei, T. Li, Y. He, C. Zhang, T. Qi, L. Zheng // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2025. – Vol. 15. – 13 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01891-8>.
4. Hotspot and development trend of shale oil research / X. Wan, C. Liu, D. Zhao, X. Ge // Earth Science-Journal of China University of Geosciences. – 2023. – Vol. 48. – P. 793–813. DOI: 10.3799/dqkx.2022.443.
5. Жарикова Н.Х., Савенюк О.В., Кусова Л.Г. Анализ технологий по разработке залежей сланцевых углеводородов баженовской свиты // Булатовские чтения. – 2023. – Т. 1. – С. 183–198.
6. Fu E., He W. The development and utilization of shale oil and gas resources in China and economic analysis of energy security under the background of global energy crisis // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2024. – Vol. 14. – P. 2315–2341. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01818-3>.
7. Reineck H.E., Singh I.B. Deposition sedimentary environments. – New York: Springer-Verlag, 1975. – 439 p.
8. Глестер Р.П., Нельсон Х.У. Роль гранулометрического анализа в определении фаций / пер. с англ. – М.: Всесоюзный центр перевода, 1976. – № Ц88456. – 82 с.
9. Конибир Ч.Э.Б. Палеоморфология нефтегазоносных песчаных тел / пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 255 с.
10. Selley R. Ancient sedimentary environments. – London: Chapman and Hall, 1985. – 294 p.
11. Reading H.G. Sedimentary environments: processes, facies and stratigraphy. – London: Blackwell scientific publications, 1996. – 704 p.
12. Hallam A. Facies interpretation and the stratigraphic record. – Oxford: W.H. Freeman, 1981. – 316 p.
13. Plint A.G. Sedimentary Facies Analysis. – London: Blackwell scientific publications, 1995. – 400 p.
14. Логвиненко Н.В. Петрография осадочных пород (с основами методики исследования). – М.: Высшая школа, 1984. – 416 с.
15. Петтиджон Ф. Осадочные породы / пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – 751 с.
16. Столбова Н.Ф. Бор в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири // Известия Томского политехнического университета. – 2001. – Т. 304. – № 1. – С. 217–225.
17. Boron isotopes as pH proxy: a new look at boron speciation in deep-sea corals using ^{11}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.
18. Мельник И.А., Недоливко Н.М. Экстремумы дискретного распределения содержания бора как показатели гидродинамики осадконакопления // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 10. – С. 14–18.
19. 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
20. 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: <https://doi.org/10.18799/24131830/2025/1/4832>.
21. Мельник И.А. Определение условий седиментации верхней части нижнемеловых отложений на юго-востоке Западной Сибири // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2015. – № 2. – С. 3–10.
22. Статистический и площадной анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов таноупчинской свиты Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения, определенных на образцах керн / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, А.В. Чичмарева, Н.А. Махонина, Т.Н. Малютина, Е.А. Оглова // Вести газовой науки. – 2021. – Т. 48. – № 3. – С. 178–191.
23. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
24. Сухих А.О., Афонин И.В. Условия формирования таноупчинской свиты (Северо-Тамбейское месторождение, Западная Сибирь) // Динамика и взаимодействие геосфер Земли. – 2021. – № 1. – С. 222–224.

25. Недоливко Н.М., Перевертайло Т.Г. Особенности осадконакопления терригенных отложений в позднем апте – раннем альбе на севере Ямала // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 3. – С. 170–182. DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4976
26. Валиев Ю.Я. Геохимия бора в юрских отложениях Гиссарского хребта. – М.: Наука, 1977. – 150 с.
27. Трощенко В. В. О механизме накопления первичного материала ископаемых гумусовых углей и угленосных формаций // Вестник Адыгейского ГУ. – 2011. – № 2. – С. 74–87.

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: 22.05.2025

Поступила после рецензирования: 30.06.2025

Принята к публикации: 30.06.2025

REFERENCES

1. Vorobyev A.E., Malyukov V.P., Galuzinsky I.D. Innovative technologies of oil recovery enhancement and water shutoff at Samotlor oil and gas field. *Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia. Series: engineering research*, 2015, no. 3, pp. 96–101. (In Russ.)
2. Ma K., Li A., Guo S., Pang J., Xue Y., Zhou Z. Techniques for improving the water-flooding of oil fields during the high water-cut stage. *Oil & Gas Science and Technology*, 2019, vol. 12 p. DOI: <https://doi.org/10.2516/ogst/2019042>.
3. Yang Y., Peng X., Xiao W., Lei Q., Li T., He Y., Zhang C., Qi T., Zheng L. The migration mechanism of oil under natural depletion development for shale oil in Ordos Basin. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2025, vol. 15, 13 p. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01891-8>.
4. Wan X., Liu C., Zhao D., Ge X. Hotspot and development trend of shale oil research. *Earth Science-Journal of China University of Geosciences*, 2023, vol. 48, pp. 793–813. DOI: 10.3799/dqkx.2022.443.
5. Zharikova N.Kh., Savenyuk O.V., Kusova L.G. Analysis of technologies for the development of shale hydrocarbon deposits of the Bazhenov formation. *Bulatov Readings*, 2023, vol. 1, pp. 183–198. (In Russ.)
6. Fu E., He W. The development and utilization of shale oil and gas resources in China and economic analysis of energy security under the background of global energy crisis. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2024, vol. 14, pp. 2315–2341. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01818-3>.
7. Reineck H.E., Singh I. B. *Deposition sedimentary environments*. New York, Springer-Verlag, 1975. 439 p.
8. 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.)
9. Conybeare C.E.B. *Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies*. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1979. 255 p. (In Russ.)
10. Selley R. *Ancient sedimentary environments*. London, Chapman and Hall, 1985. 294 p.
11. Reading H.G. *Sedimentary environments and facies*. London, Blackwell scientific publications, 1986. 615 p.
12. Hallam A. *Facies interpretation and the stratigraphic record*. Oxford, W.H. Freeman, 1981. 316 p.
13. Plint A.G. *Sedimentary Facies Analysis*. London, Blackwell scientific publications, 1995. 400 p.
14. Logvinenko N.V. *Petrography of sedimentary rocks (with the basics of research methodology)*. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 1984. 416 p. (In Russ.)
15. Pettijohn F.J. *Sedimentary rocks*. Translated from English. Moscow, Nedra Publ., 1981. 751 p. (In Russ.)
16. 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.)
17. 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.
18. 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.)
19. 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.
20. 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. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4832.
21. Melnik I.A. Determination of sedimentation conditions of the upper part of Lower Cretaceous sediments in the south-east of Western Siberia. *Geology and mineral resources of Siberia*, 2015, no. 2, pp. 3–10. (In Russ.)
22. Polyakov E.E., Churikova I.V., Chichmaryova A.V., Makhonina N.A., Malyutina T.N., Oglova E.A. Statistical and area analysis of filtration-volume properties of the Tanopchi Formation reservoirs of the Tambeyskoe oil and gas condensate field determined on core samples. *News of gas science*, 2021, vol. 48, no. 3, pp. 178–191. (In Russ.)

23. Muromtsev V.S. *Electrometric geology of sand bodies – lithologic traps of oil and gas*. Leningrad, Nedra Publ., 1984. 260 p. (In Russ.)
24. Sukhikh A.O., Afonin I.V. Conditions of formation of the Tanopchinskaya suite (North Tambey deposit, Western Siberia). *Dynamics and interaction of the Earth's geospheres*, 2021, vol. 1, pp. 222–224. (In Russ.)
25. Nedolivko N.M., Perevertaylo T.G. Sedimentary features of terrigenous deposits (Late Aptian – Early Albian) in the northern Yamal. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 3, pp. 170–182. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2025/3/4976.
26. Valiev Yu.Ya. *Geochemistry of boron in Jurassic sediments of the Gissar Ridge*. Moscow, Nauka Publ., 1977. 150 p. (In Russ.)
27. Troshchenko V.V. On the mechanism of accumulation of primary material of fossil humus coals and coal-bearing formations. *Bulletin of Adygeya State University*, 2011, no. 2, pp. 74–87. (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: 22.05.2025

Revised: 30.06.2025

Accepted: 30.06.2025