

УДК 550.83+ 552.5 +553.98
DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4628
Шифр специальности ВАК: 1.6.9

Влияние вторичных процессов на петрофизические свойства песчаной породы танопчинской свиты Тамбейского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)

Ю.Ю. Жданова✉

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ yym3@tpu.ru

Аннотация. Актуальность. Актуальность работы высока, поскольку выделение взаимосвязи между фильтрационно-емкостными свойствами и вторичными процессами способствует выявлению упущенных залежей нефти и газа. Традиционные способы обработки геофизической информации становятся всё менее эффективными, соответственно, возникает необходимость во внедрении новых методик для обнаружения пропущенных залежей углеводородов.

Цель. Изучить влияние вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород продуктивных нижних пластов танопчинской свиты Северо-Тамбейского лицензионного участка, расположенного в пределах Тамбейского месторождения, с использованием материалов геофизических исследований скважин и данных по керну. **Методы.** Метод статистически-корреляционной интерпретации представляет собой значительный прорыв в области интерпретации данных геофизических исследований скважин. Он позволяет проводить более точную интерпретацию данных по имеющимся исследованиям пластов, что дает возможность выявлять продуктивные участки скважин, на которых не удалось обнаружить углеводороды традиционными методами. Статистически-корреляционная интерпретация проводится на основе данных вторичных геохимических процессов, происходящих в пласте. **Научной новизной** работы является выявление связи интенсивности протекания вторичных процессов с петрофизическими свойствами пород нижнемелового продуктивного горизонта Тамбейского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ). **Результаты и выводы.** Определена зависимость фильтрационно-емкостных свойств пород от интенсивности протекания вторичных геохимических процессов. Установлено, что такие вторичные геохимические процессы, как карбонатизация, пиритизация, ухудшают коллекторские свойства, а каолинитизация и пелитизация ведут к улучшению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Объяснен механизм влияния вторичных процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород. Пелитизация калиево-полевых шпатов приводит к образованию трехслойных глинистых минералов, обладающих наибольшей площадью сорбционной поверхности и емкостью катионного обмена, в результате повышается емкость коллектора, что приводит к увеличению проницаемости в несколько раз.

Ключевые слова: интенсивности вторичных процессов, вторичная каолинитизация, вторичная пиритизация, вторичная карбонатизация, вторичная пелитизация, углеводороды, статистически-корреляционная интерпретация, фильтрационно-емкостные свойства пород, Северо-Тамбейский лицензионный участок (Ямало-Ненецкий автономный округ)

Для цитирования: Жданова Ю.Ю. Влияние вторичных процессов на петрофизические свойства песчаной породы танопчинской свиты Тамбейского месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 137–147. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4628

UDC 550.83+ 552.5 +553.98
DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4628

Effect of secondary processes on the petrophysical properties of sand rock of the tanopchin formation of the Tambey field (Yamalo-Nenets autonomous okrug)

Yu.Yu. Zhdanova✉

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉yym3@tpu.ru

Abstract. Relevance. Finding the correlation between filtration-capacitive properties and secondary processes helps to identify missed oil and gas deposits. Traditional methods of processing geophysical information are becoming less and less effective, and accordingly there is a need to introduce new techniques for detecting missed hydrocarbon deposits. **Aim.** To study the effect of secondary processes on the filtration and reservoir properties of rocks in the productive lower strata of the tanopchin formation of the North Tambey license area, located within the Tambey field, using materials from geophysical surveys of wells and core data. **Methods.** The statistical-correlation interpretation method represents a significant breakthrough in the field of interpretation of well logging data. It allows for a more accurate interpretation of data from existing reservoir studies, which makes it possible to identify productive sections of wells where hydrocarbons could not be detected by traditional methods. Statistical correlation interpretation is carried out on the basis of data from secondary geochemical processes occurring in the formation. **Scientific novelty.** Identification of the relationship between the intensity of secondary processes and the petrophysical properties of the rocks of the Lower Cretaceous productive horizon of the Tambey field (Yamalo-Nenets autonomous okrug). **Results and conclusions.** The author has determined the dependence of the filtration-capacitive properties of rocks on the intensity of secondary geochemical processes. It was established that secondary geochemical processes such as carbonatization and pyritization worsen reservoir properties, while kaolinization and pelitization lead to an improvement in the filtration and reservoir properties of reservoir rocks. The paper explains the mechanism of effect of secondary processes on filtration-capacitive properties. Pelitization of potassium feldspars leads to the formation of three-layer clay minerals, which have the largest sorption surface area and cation exchange capacity; as a result, the reservoir capacity increases, which leads to an increase in permeability several times.

Keywords: intensity of secondary processes, secondary kaolinitization, secondary pyritization, secondary carbonatization, secondary pelitization, hydrocarbons, statistical correlation interpretation, filtration and reservoir properties of rocks, North Tambey license area (Yamalo-Nenets autonomous okrug)

For citation: Zhdanova Yu.Yu. Effect of secondary processes on the petrophysical properties of sand rock of the tanopchin formation of the Tambey field (Yamalo-Nenets autonomous okrug). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 137–147. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4628

Введение

Традиционные способы обнаружения продуктивных пластов становятся всё менее эффективными, возникает необходимость в разработке и применении новых методик для обнаружения пропущенных залежей углеводородов [1, 2]. В этом контексте предложен метод статистически-корреляционной интерпретации (СКИ) данных геофизических исследований скважин (ГИС) для обнаружения углеводородов в пластах, который подробно рассмотрен в работах томского профессора И.А. Мельника [3]. Эта разработка позволяет обнаружить продуктивные пласты без необходимости проведения новых исследований кернового материала, вместо этого используя уже имеющиеся материалы потенциалов собственной поляризации

(СП), гамма-каротажа (ГК), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКт), нейтронного гамма-каротажа (НГК) и кажущегося удельного электрического сопротивления (УЭС) [4]. Путем анализа этих данных определяются интенсивности вторичных процессов, таких как: каолинитизация, пелитизация, карбонатизация, пиритизация, а также статистический показатель двойного электрического слоя (ДЭС) в интересующем терригенном интервале. Следующим шагом определяются перспективные участки с низким УЭС и с учетом интенсивности вторичных процессов, влияющих на УЭС, ранжируются по уровню вероятной перспективности данных участков. После анализа результатов испытаний пластов в исследуемой зоне и сопоставления интенсивностей вторичных про-

цессов с характером насыщения определяются показатели, которые позволяют выявить залежи углеводородов, пропущенные при традиционной интерпретации данных геофизических исследований скважин. Новая технология позволяет более точно определять залежи углеводородов и оптимизировать процессы добычи.

Актуальность работы высока, поскольку выделение взаимосвязи между фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и вторичными процессами способствует выявлению упущенных залежей нефти и газа.

Цель работы – изучить влияние вторичных процессов на ФЕС пород нижней группы продуктивных пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты Северо-Тамбейского лицензионного участка.

В своей работе И.А. Никитин подтверждает валидность данного метода на основе интерпретации 50 скважин, заложенных на антиклинальной части Сургутского свода Ханты-Мансийского автономного округа [5]. Анализ с применением статистических методов позволил выявить параметр ДЭС, который указывает на статистическую интенсивность вторичных процессов.

В трудах И.А. Мельника представлено детальное изучение метода: он выявляет связь статистических и сейсмических данных; дает представление о распределении интенсивностей вторичных процессов в продуктивных юрских и меловых отложениях на территории Томской и Тюменской области [6].

Научной новизной работы является выявление связи интенсивности протекания вторичных процессов с петрофизическими свойствами пород танопчинской свиты Восточно-Ямальского подрайона Ямало-Гыданского района.

Объекты и методика исследования

Для определения влияния вторичных процессов на ФЕС пород была использована статистически-корреляционная интерпретация на основе материалов ГИС старого фонда.

Статистически-корреляционная интерпретация представляет собой инновационный подход к анализу геологических данных с целью обнаружения пропущенных низкоомных пластов на нефтегазовых месторождениях. В основе предлагаемого метода СКИ материалов ГИС лежит не усредненное (по интервалу) показание изменения величины одной каротажной диаграммы, а совокупно-синхронное, корреляционное изменение точечно-дискретного массива данных в исследуемом интервале двух каротажных диаграмм либо петрофизических данных. С помощью данного метода удастся установить статистически-корреляционные регрессии, полученные в результате переинтерпрета-

ции стандартного комплекса ГИС между различными петрофизическими и геофизическими параметрами, изменения которых обусловлены соответствующими вторичными геохимическими процессами [7, 8].

Вторичные геохимические процессы играют ключевую роль в эволюции геологической среды и определении состава геологических пород. Под воздействием различных физических и химических факторов, таких как: высокие температуры и давление, воздействие флюидов, происходят реакции и превращения минеральных компонентов, что отражается в геологической структуре земной коры.

Статистическая интенсивность (i) вторичных процессов выражает как качественную (R^2), так и количественную (Y) меру регрессионных связей (1):

$$i=YR^2, \quad (1)$$

где Y – интервальный параметр, т. е. доля исследуемого интервала песчаной породы в скважине, в которой корреляционная связь между исследуемыми параметрами $|R|>0,6$; R – коэффициент корреляции [3].

Внедрение полученного уравнения значительно улучшает интерпретацию материалов ГИС и обеспечивает возможность определения интенсивности различных геохимических процессов по их корреляционным связям.

Для лучшего понимания сделаем остановку на ключевых идеях. Осадочный бассейн представляет собой замкнутую геологическую систему, в которой происходят процессы наложенного эпигенеза. Наложённый эпигенез связан с глубинной флюидомиграцией (с последующим геохимическим преобразованием породы) по разломам и трещинам литосферы, обусловленной тектоническими процессами, приводящими к трансформации геологических систем и подвергающими прилегающую площадь локальным изменениям [9]. Эти процессы возникают после накопления многокилометровых слоев разнообразных осадков и их превращения в осадочные породы под действием температуры и давления. В своих работах Б.А. Лебедев обсуждает вопрос о неизбежности проявления постседиментационных процессов, которые петрографически встречаются повсеместно [10].

Наложённые изменения вызываются внедрением агрессивных флюидов в породы из внешних источников. Зоны наложенного эпигенеза занимают текущее положение относительно напластования пород, что и позволяет их точно диагностировать. Потенциальные маршруты миграции углеводородов возможны при наличии субвертикальных и субгоризонтальных дислокаций [11, 12]. Данные выводы подчеркивают важность флюидодинамических факторов в формировании залежей углеводо-

родов. Интенсивность протекания тектонических процессов определяет возникновение динамически-ослабленных зон с последующей флюидомиграцией [13]. В результате возникают геохимические нарушения в природных системах и формируются зоны наложенного эпигенеза.

Изучение зависимостей проводилось на основе нижней группы продуктивных пластов ТП₁₉₋₂₀ тано-пчинской свиты Северо-Тамбейского участка.

Северо-Тамбейский лицензионный участок расположен в Ямало-Ненецком автономном округе (в 615 км от г. Салехарда) Российской Федерации. В 1982 г. было открыто Тамбейское месторождение, считающееся одним из крупнейших по запасам газа в России, в пределах которого и находится Северо-Тамбейский лицензионный участок. На Северо-Тамбейском лицензионном участке Тамбейского месторождения открыто 28 газовых и 19 газоконденсатных залежей.

Согласно тектоническому районированию, Северо-Тамбейская структура находится на северо-востоке Западно-Сибирской эпигерцинской плиты. Месторождение приурочено к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Характеризуется наличием сложных литологически-экранированных и пластово-сводовых залежей [14, 15].

Продуктивные пласты залегают в нижней части тано-пчинской свиты, которая была сформирована в мелководно-морском бассейне, что отражается на его литологии, и представляет собой чередование алеврито-песчаного коллектора и глинистых пачек, которые выдержаны по разрезу и хорошо прослеживаются по площади [16]. Группа пластов ТП₁₉₋₂₀ подстилается глинами арктической пачки и перекрывается глинами нейтинской пачки [17].

На диаграммах ГИС пачка глин уверенно выделяется по низким значениям кажущегося сопротивления (до 2,3 Ом·м), высокой электропроводности (до 330 мСм/м), резкому увеличению диаметра скважины до 0,46 м, низким значениям (до 0,86 у.ед.) кривой НГК и положительной аномалии кривой ПС.

Согласно результатам ГИС, отложения, перекрывающие нижние продуктивные пласты тано-пчинской свиты, представлены глинами с положительной аномалией на кривой ПС и обладают повышенной радиоактивностью. Высокие значения кажущегося УЭС и низкие НГК указывают на то, что породы обогащены углефицированной растительной органикой, а также содержат прослой углей.

В разрезе нижней части тано-пчинской свиты выделяются несколько седиментационных циклов (ритмов) с увеличением гранулометрического состава пород снизу вверх и в целом отражают общее регрессивное строение разреза.

По литологическому составу разрез представлен чередованием глин, песчаников, алевролитов и карбонатных минералов. Глинистые породы одно-значно выделяются по положительной аномалии кривой ПС, высоким значениям кривой ГК и низким значениям кажущегося сопротивления. На наличие карбонатных минералов указывает значительное увеличение сопротивления и высокие значения кривой НГК. Песчаные и песчано-алевритовые породы характеризуются на диаграммах ПС отрицательными амплитудами, на диаграммах ГК – пониженными значениями радиоактивности. Среднее значение коэффициента песчаности для пласта ТП₂₀ составляет 0,46 д. ед, для пласта ТП₁₉ – 0,47 д. ед.

Так, в скважине № 41, расположенной на юге участка, пласты представлены неравномерным линзовидным переслаиванием песчаного и глинистого материала. На севере участка в скважине № 140 литология пластов определена алевролитом серым, глинистым, тонкослоистым. В скважине № 212, в сводовой части центрального купола, породы представлены песчаником светло-серым, мелкозернистым, алевритистым, с редкими прерывистыми слоями и скоплениями слюдисто-углисто-го состава.

Результаты исследования

На основе данных таблицы построена зависимость (2) коэффициента проницаемости от коэффициента пористости для нижней группы пластов тано-пчинской свиты:

$$K_{пр} = 0,0017 \exp^{57,712 \cdot K_n}, \quad (2)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости; K_n – коэффициент открытой пористости.

Полученные данные образцов пород позволили сделать вывод о том, что ФЕС распределены неравномерно. Подобные результаты получены в работах при исследовании группы пластов ТП₁₇-ТП₂₃ [18, 19]. Так, максимальные значения пористости достигают 0,17 д. ед. в сводовой части восточного купола в скважине № 137. В направлениях на запад и север значения параметра K_n уменьшаются (рис. 1).

Значения параметра $K_{пр}$ достигают максимальных отметок 13,5 мД в скважине № 130 и уменьшаются в направлениях на юго-запад и северо-запад (рис. 2).

Полученная зависимость позволила сделать вывод о том, что выделяется ряд образцов, имеющих повышенную проницаемость по отношению к низкой пористости, это говорит о том, что для этих скважин характерны трещиноватые разности, что является свидетельством протекания активных вторичных процессов, а именно пелитизации в ряде скважин (рис. 3).

Таблица. Значения для расчетов

Table. Values for calculations

№ скв. Well no.	Исследуемый интервал, м Study interval, m		Н, м/м	$I_{каол}/I_{каол}$	$I_{карб}/I_{карб}$	$I_{пир}/I_{пир}$	$I_{пел}/I_{пел}$	K_p , д. ед. K_p , sub. un.	$K_{пр}$, мД K_{per} , mD
	у. ед./con. un.								
19	2560,0	2566,4	6,4	0,1068	0,2500	0,2353	0,1429	0,07	0,04
20	2590,0	2599,6	9,6	0,1050	0,1005	0,2800	0,1812	0,12	1,02
22	2586,0	2592,0	6,0	0,1776	0,1815	0,2667	0,1214	0,11	0,55
27	2544,2	2553,8	9,6	0,1732	0,1662	0,1600	0,1246	0,12	0,42
33	2532,0	2541,6	9,6	0,1027	0,2491	0,3000	0,1425	0,07	0,05
36	2588,0	2597,6	9,6	0,1597	0,2729	0,1800	0,1264	0,11	1,84
41	2576,0	2585,6	9,6	0,2418	0,0834	0,1200	0,3200	0,13	9,01
44	2586,0	2594,6	8,6	0,1118	0,3065	0,1333	0,1722	0,11	2,00
45	2551,4	2561,0	9,6	0,2623	0,0959	0,1200	0,3400	0,12	12,50
46	2564,6	2574,2	9,6	0,0675	0,2632	0,1600	0,2138	0,10	3,26
130	2537,2	2545,4	8,2	0,2100	0,0894	0,1300	0,3676	0,12	13,50
137	2530,0	2537,4	7,4	0,3267	0,1082	0,1224	0,3345	0,17	5,52
140	2582,2	2591,8	9,6	0,0842	0,2454	0,2619	0,1034	0,08	0,10
212	2517,4	2523,8	6,4	0,1249	0,2282	0,2200	0,1100	0,11	0,10

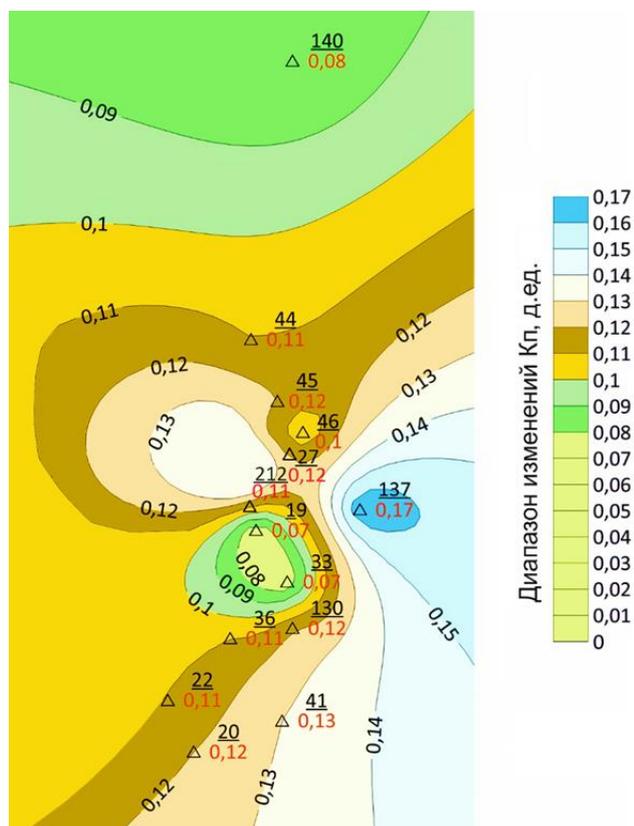


Рис. 1. Карта пористости нижней группы продуктивных пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты

Fig. 1. Porosity map of the lower group of productive strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

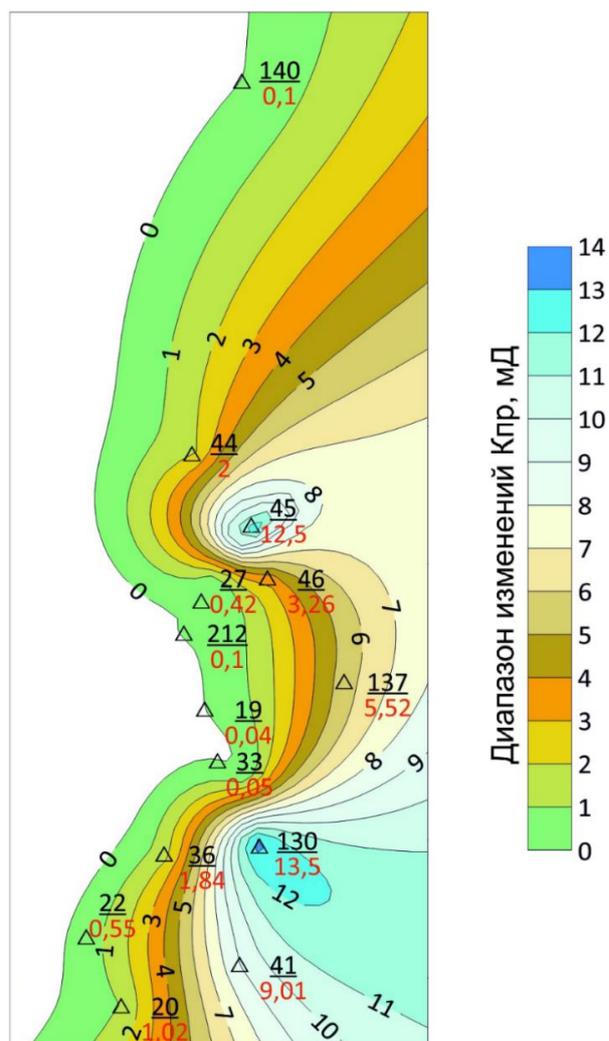


Рис. 2. Карта проницаемости нижней группы продуктивных пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты

Fig. 2. Permeability map of the lower group of productive strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

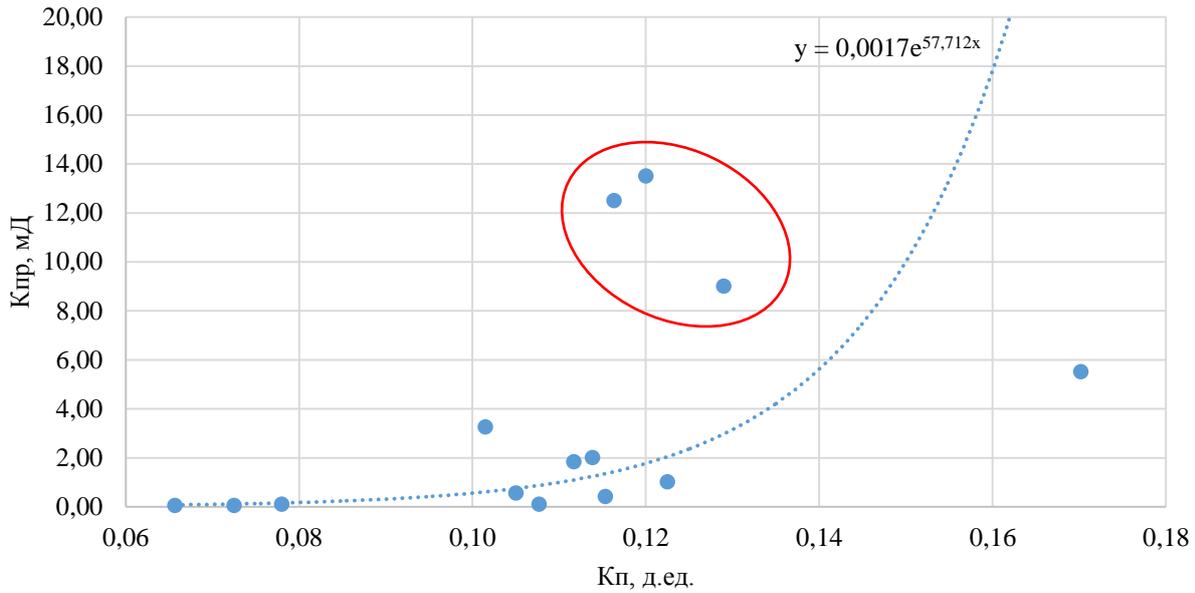


Рис. 3. Обобщенная зависимость фильтрационно-емкостных параметров нижней группы пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты
Fig. 3. Generalized dependence of filtration and reservoir parameters of the lower group of strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

Анализ полученных данных показал, что рост вторичных каолининовых фракций в составе песчаника однозначно положительно влияет на пористость и проницаемость пород (рис. 4). Каолинит, как продукт кислотной обстановки, развит в коллекторах практически повсеместно и является ключевым минералом реакции эпигенеза. Матрица породы растворяется в углекислой среде, образуются новые соединения, происходит реорганизация структуры породы. Углекислотный метасоматоз представляет собой подвид кислотного метасоматоза, при кото-

ром активатором выступает раствор, который образован путем насыщения воды углекислым газом – углекислотой (CO₂). Согласно Б.А. Лебедеву, углекислотный метасоматоз признается ключевым процессом, способствующим формированию эффективного порового пространства в осадочных породах [10]. Чем более интенсивно проявляется процесс выноса петрогенных компонентов из вмещающих пород, тем больший объем пустотного пространства образуется в данном участке горной породы, что, соответственно, приводит к увеличению ФЕС.

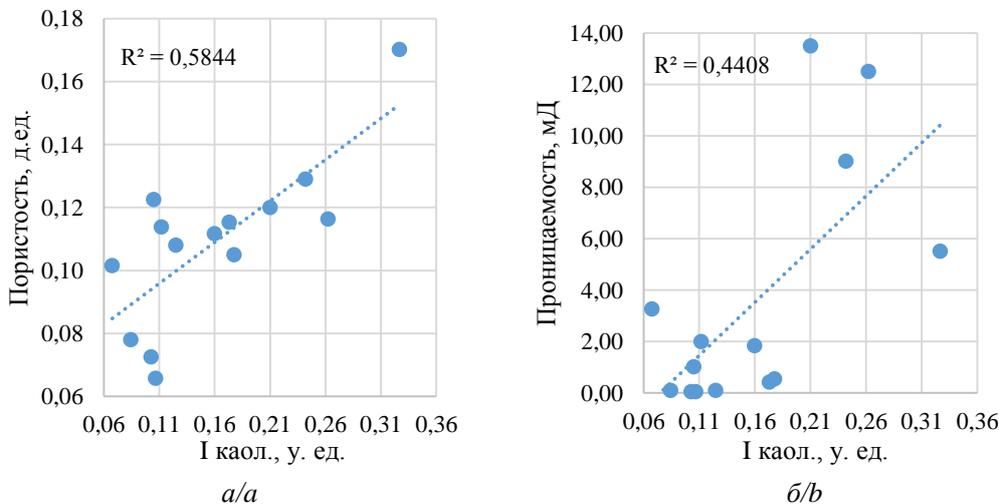


Рис. 4. График зависимости средних значений пористости (а) и проницаемости (б) от интенсивности каолинитизации нижней группы пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты
Fig. 4. Graph of the dependence of the average values of porosity (a) and permeability (b) on the intensity of kaolinitization of the lower group of strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

Анализ протекания в породе процесса пелитизации привел к выводу о том, что с ростом пелитизации увеличивается проницаемость, наблюдается высокая положительная корреляция (рис. 5).

В песчаных отложениях увеличение интенсивности карбонатизации вызывает ухудшение коллекторских свойств пород за счет отложения карбонатных материалов при резком падении давления и увеличении рН среды [20]. Интенсивность отложения в пустотах зависит от объемов вступающей в реакцию углекислоты, содержания алюмосилика-

тов и наличия первичного объема пустотно-порового пространства (рис. 6).

Влияние пелитизации на коллекторские свойства нижних пластов танопчинской свиты выражено активно: проницаемость и пористость уменьшаются, практически достигая 0. Пириты локализируются в наиболее проницаемых трещиноватых зонах обломочных пород, тем самым заполняя трещины, что приводит к их закупориванию. Поэтому пелитизацию можно относить к числу процессов, ухудшающих ФЕС коллекторов (рис. 7).

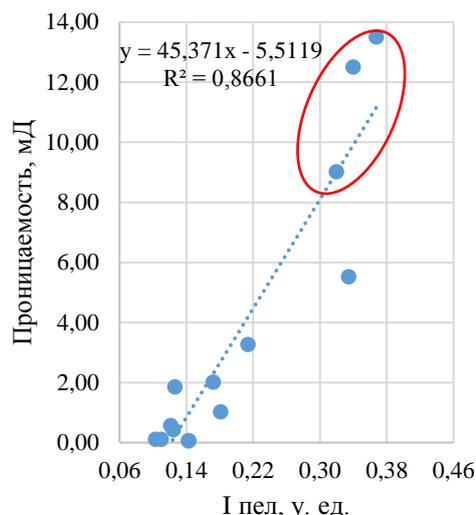
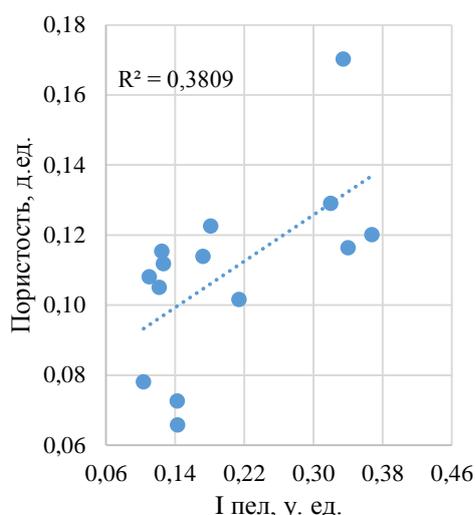


Рис. 5. График зависимости средних значений пористости (а) и проницаемости (б) от интенсивности пелитизации нижней группы пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты

Fig. 5. Graph of the dependence of the average values of porosity (a) and permeability (b) on the intensity of pelitization of the lower group of strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

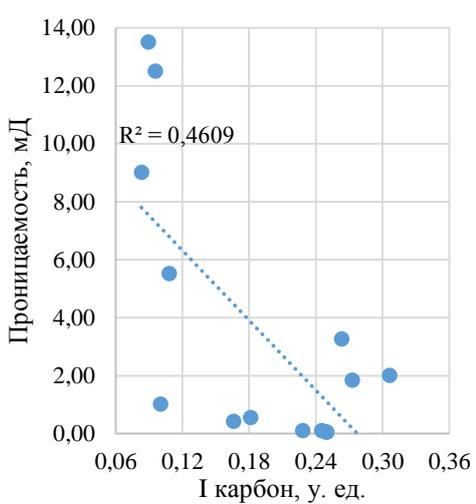
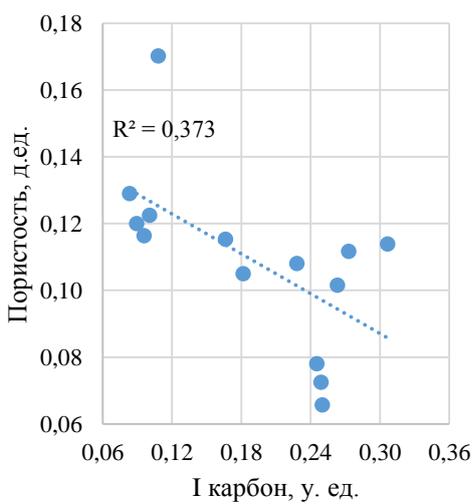


Рис. 6. График зависимости средних значений пористости (а) и проницаемости (б) от интенсивности карбонатизации нижней группы пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты

Fig. 6. Graph of the dependence of the average values of porosity (a) and permeability (b) on the intensity of carbonatization of the lower group of strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

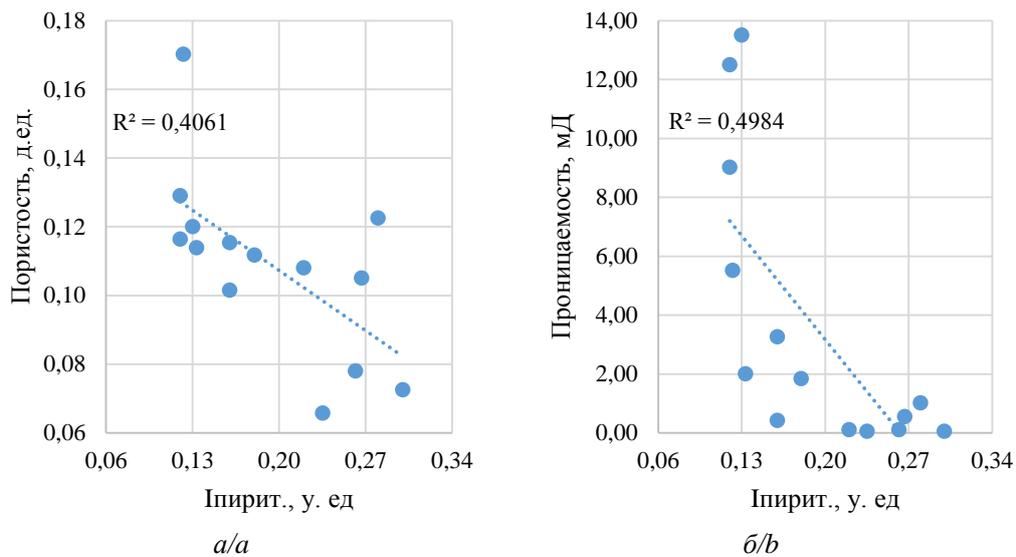


Рис. 7. График зависимости средних значений пористости (а) и проницаемости (б) от интенсивности пиритизации нижней группы пластов ТП₁₉₋₂₀ танопчинской свиты

Fig. 7. Graph of the dependence of the average values of porosity (a) and permeability (b) on the intensity of pyritization of the lower group of strata TP₁₉₋₂₀ of the tanopchin formation

Обсуждение результатов исследования

Процессы наложенного эпигенеза влияют не только на минеральный состав пород, но и на ФЕС породы. В процессе углекислотного метасоматоза может протекать каолинитизация глинистых минералов, а также полевых шпатов. Итогом повышения кислотности является растворение матрицы породы и пустотно-порового пространства, что в свою очередь приводит к прямо пропорциональной зависимости глинистости и пористости.

Каолинитизация протекает при углекислотном метасоматозе. Далее, после ошелачивания среды в процессе щелочного метасоматоза, в межпоровых фильтрационных каналах растворяется каолинит и с меньшей интенсивностью протекает процесс пелитизации. Щелочной метасоматоз приводит к пелитизации калиевого полевого шпата, что способствует образованию трехслойных глинистых минералов и выделению свободных ионов. В результате выдвигается гипотеза: гидролиз в слабощелочной среде приводит к последующему ошелачиванию породы и формированию смектитов, которые обладают наивысшей емкостью катионного обмена и площадью сорбционной поверхности. Вследствие уширения каналов фильтрации повышается емкость коллектора, что приводит к увеличению проницаемости в несколько раз.

Таким образом, наблюдается связь между вторичными процессами и ФЕС пород: вторичная пелитизация коррелирует с проницаемостью, а вторичная каолинитизация – с пористостью.

На основе полученных материалов подтверждено влияние вторичных процессов на петрофизиче-

ские свойства пород. За счет резкого падения давления и последующего увеличения рН пористой среды карбонаты выпадают в осадок, ухудшая тем самым коллекторские свойства: пористость и проницаемость. Иная ситуация происходит при вторичной каолинитизации. Чем более интенсивно проявляется процесс выноса компонентов матрицы из вмещающих пород, тем больший объем пустотного пространства образуется, соответственно, формируются дополнительные каналы фильтрации, что приводит к увеличению ФЕС.

Заключение

Результаты исследования влияния вторичных процессов на ФЕС пород позволили сделать следующие выводы.

- Анализ данных наложенного эпигенеза подтвердил, что вторичные геохимические процессы приводят к формированию различных минеральных новообразований и влияют на коллекторские свойства пород-коллекторов, тем самым разуплотняя или уплотняя их.
- Изучение процессов наложенного эпигенеза на Северо-Тамбейском лицензионном участке позволило установить, что карбонатизация и пиритизация – ухудшают коллекторские свойства, а каолинитизация и пелитизация ведут к улучшению коллекторских свойств пород.
- Выявлена разная степень развития процессов наложенного эпигенеза на участке. Так, отклонение трех точек на рис. 3 позволило предположить развитие пелитизации на участке недр.

- Объяснен механизм влияния вторичных процессов на ФЕС. Так, карбонатизация ухудшает коллекторские свойства при резком падении давления и последующем увеличении рН среды; каолинитизация проявляется за счет интенсивного выноса петрогенных компонентов и образования дополнительных каналов фильтрации, что ведет к увеличению ФЕС; увеличение интенсивности пиритизации приводит к ухудшению ФЕС пород вследствие заполнения пиритами трещиноватых зон обломочных пород.
- Выдвинута гипотеза о влиянии пелитизации на петрофизические свойства породы: пелитизация калиевых полевых шпатов приводит к увеличению емкости коллектора, что способствует увеличению проницаемости в несколько раз.

При выраженной высокой пористости проницаемость породы не всегда высока, соответственно, не всегда достигаются высокие значения ФЕС для продуктивного коллектора, поскольку решающую роль играет литология пластов, на формирование пород которых оказывают влияние вторичные процессы.

Понимание природы вторичных процессов, влияющих на ФЕС пород, является важным для оценки и прогнозирования эффективности коллекторов. Изучение этих процессов позволяет лучше понять, как изменения в породах могут влиять на проницаемость и пористость, что в свою очередь помогает оптимизировать процессы поиска и разведки природных ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Барашков С.В., Голубков Д.Е. Поиск пропущенных залежей: организация, реализация и результаты // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 1–2 – С. 28–34.
2. Study on the origin and fluid identification of low-resistance gas reservoirs / Zhou Yuhui, Hu Qingxiong, Liu Wentao, Wu Zhiqi, Yan Yule, Ma Jialing // China. Yangtze University. – 2020. – Vol. 9. – № 2. – P. 183–196. DOI: 10.1007/s12665-017-7218-0. URL: <https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2020/8859309/> (дата обращения 15.10.2023)
3. Мельник И.А. Основы статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин. – М: Изд-во «РУСАЙНС», 2022. – 76 с.
4. Liu H. Principles and applications of well logging. – Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. – 356 с. DOI: 10.1007/978-3-662-53383-3. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-53383-3#back-to-top> (дата обращения 15.10.2023).
5. Никитин И.А. Обоснование и предпосылки выделения низкоомных коллекторов как инструмент поиска пропущенных залежей на примере месторождения Сургутского свода (ХМАО) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск, 5–9 апреля 202. В 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2021. – Т. 1. – С. 213–215.
6. Мельник И.А. Интенсивности процессов наложенного эпигенеза как индикаторы нефтенасыщенности песчаных коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 6. – С. 90–97.
7. Мельник И.А., Жданова Ю.Ю., Сидоренко Н.С. Применение метода статистически-корреляционной интерпретации данных ГИС на месторождении Самотлор // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 104–114.
8. Жданова Ю.Ю. Апробация результатов метода статистически-корреляционной интерпретации данных геофизических исследований скважин на Самотлорском месторождении // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы XIV Международной научно-практической конференции. – Астрахань, 11–12 октября 2023. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2023. – С. 153–157.
9. Vinogradov V.I. Some features of epigenesis based on isotope geochemistry // Lithology and Mineral Resources. – 2003. – Vol. 38. – P. 332–349. DOI: 10.1023/A:1024611729794.
10. Лебедев Б.А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. – Л.: Недра, 1992. – 239 с.
11. The role of fluid migration system in hydrocarbon accumulation in Maichen Sag, Beibuwan Basin / H. Liu, J. Yang, F. Wu, W. Chen, Q. Liu // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – IOP Publishing, 2018. – Vol. 121. – № 5. – 9 p. DOI: 10.1088/1755-1315/121/5/052048. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/121/5/052048/meta> (дата обращения 15.10.2023).
12. Fault controls on hydrocarbon migration – an example from the Southwestern Pearl River mouth basin / B. Xu, J.M. Miocic, Y. Cheng, L. Xu, S. Ma, W. Sun, Y. Chu, Z. Wu // Applied Sciences. – 2024. – Vol. 14. – № 5. – 20 p. DOI: 10.3390/app14051712. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/14/5/1712> (дата обращения 26.11.2023).
13. Impact and implications of hydrothermal fluids migration in the Frolov hydrocarbon province in West Siberia / D. Gafurova, A. Maltseva, A. Kalmykov, A. Mazzini, N. Balushkina, E. Karpova, A. Khotylev, M. Latypova, M. Fomina, E. Manuilova, J. Kotochkova, D. Ivanova, V. Churkina, G. Kalmykov // Marine and Petroleum Geology. – 2024. – Vol. 164. – 16 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106826 URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0264817224001387> (дата обращения 26.11.2023).
14. Filippova J., Mezentsev D. Integrated reservoir fluid characterization: a case study of multilayered Yuzhno-Tambeyskoe gas condensate field // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – SPE, 2012. – P. 1945–1960. DOI: 10.2118/162022-MS URL: https://www.researchgate.net/publication/266665608_Integrated_Reservoir_Fluid_Characterization_A_Case_Study_of_Multilayered_Yuzhno-Tambeyskoe_Gas_Condensate_Field_Russian (дата обращения 26.11.2023).

15. Фурсенко Е.А., Бурухина А.И. Геохимия нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал, Западная Сибирь) // Химия в интересах устойчивого развития. – 2021. – Т. 29. – № 4. – С. 495–510. DOI: 10.15372/CSD2021327.
16. Genetic types of deposits of the tanopchinsky suite / V.V. Saltykov, A.S. Nikiforov, T.M. Vazhenina, E.L. Rzhetskaja // Periódico Tchê Química. – 2018. – Vol. 15. – P. 548–561.
17. Особенности корреляции и индексации отложений танопчинской свиты на месторождениях полуострова Ямал / Н.В. Санькова, А.А. Дорошенко, В.В. Мазуркевич, А.В. Романов // Науки о земле. Современное состояние: материалы IV Всероссийской молодежной научно-практической школы-конференции. – Шира, Хакасия, 31 июля 2017. – Новосибирск: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2017. – С. 20–22.
18. Статистический и площадной анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов танопчинской свиты Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения, определенных на образцах керна / Е.Е. Поляков, И.В. Чурикова, А.В. Чичмарёва, Н.А. Махонина, Т.Н. Малютина, Е.А. Оглова // Вести газовой науки. – 2021. – С. 178–191. URL: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/3-48-2021-178-191.pdf> (дата обращения: 26.11.2023).
19. Сухих А.О., Афонин И.В. Условия формирования танопчинской свиты (Северо-Тамбейское месторождение, Западная Сибирь) // Динамика и взаимодействие геосфер Земли: материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию подготовки в Томском государственном университете специалистов в области наук о Земле. – Томск, 8–12 ноября 2021. – Томск: Изд-во Томского государственного университета, 2021. – Т. 1. – С. 222–224.
20. Коновальцева Е.С. Вторичные процессы в породах-коллекторах продуктивных отложений Ярактинского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. URL: http://www.ngtr.ru/rub/2/18_2010.pdf (дата обращения: 15.12.23)

Информация об авторах

Юлия Юрьевна Жданова, аспирант, отделение геологии, инженерная школа природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30; uym3@tpru.ru

Поступила в редакцию: 25.03.2024

Поступила после рецензирования: 16.05.2024

Принята к публикации: 31.05.2024

REFERENCES

1. Barashkov S. V., Golubkov D. E. Search for missed deposits: organization, implementation and results. *Territory Neftegaz*, 2017, no. 1–2, pp. 28–34. (In Russ.)
2. Zhou Yuhui, Hu Qingxiong, Liu Wentao, Wu Zhiqi, Yan Yule, Ma Jialing. Study on the origin and fluid identification of low-resistance gas reservoirs. *China. Yangtze University*, 2020, vol. 9, no. 2, pp. 183–196. DOI:10.1007/s12665-017-7218-0. Available at: <https://www.hindawi.com/journals/geofluids/2020/8859309/> (accessed 15 October 2023).
3. Melnik I.A. *Fundamentals of statistical-correlation interpretation of materials from geophysical well research*. Moscow, RUSAINS Publ. house, 2022. 76 p. (In Russ.)
4. Liu H. *Principles and applications of well logging*. Berlin, Heidelberg, Springer Berlin Heidelberg, 2017. 356 p. DOI: 10.1007/978-3-662-53383-3. Available at: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-662-53383-3#back-to-top> (accessed 15 October 2023).
5. Nikitin I.A. Justification and prerequisites for identifying low-resistivity reservoirs as a tool for searching for missed deposits using the example of the Surgut arch field (KhMAD). *Problems of geology and subsoil development. Proc. of the XXV International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of mining and geological education in Siberia, the 125th anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University*. Tomsk, April 5–9, 2021. Tomsk, TPU Publ. House, 2021. pp. 213–215. (In Russ.)
6. Melnik I.A. Intensities of superimposed epigenesis as indicators of oil saturation in sandstone reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 6, pp. 90–97. (In Russ.)
7. Melnik I.A., Zhdanova Yu.Yu., Sidorenko N.S. Application of the method of statistical-correlation interpretation of QWS data in the Samotlor field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 9, pp. 104–114. (In Russ.)
8. Zhdanova Yu.Yu. Approbation of the results of the method of statistical-correlation assessment of geophysical survey data of wells at the Samotlor field. *Latest technologies for the development of hydrocarbon source fields and ensuring the safety of the ecosystem of the Caspian shelf. Materials of the XIV International Scientific and Practical Conference*. Astrakhan, October 11–12 2023. Astrakhan, ASTU Publ. House, 2023. pp. 153–157.
9. Vinogradov V.I. Some features of epigenesis based on isotope geochemistry. *Lithology and Mineral Resources*, 2003, vol. 38, pp. 332–349. DOI: 10.1023/A:1024611729794.
10. Lebedev B.A. *Geochemistry of epigenetic processes in sedimentary basins*. Leningrad, Nedra Publ., 1992. 239 p. (In Russ.)
11. Liu H., Yang J., Wu F., Chen W., Liu Q. The role of fluid migration system in hydrocarbon accumulation in Maichen Sag, Beibuwan Basin. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. IOP Publishing, 2018, vol. 121, no. 5, 9 p. DOI: 10.1088/1755-1315/121/5/052048. Available at: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/121/5/052048/meta> (accessed 15 October 2023).

12. Xu B., Miocic J.M., Cheng Y., Xu L., Ma S., Sun W., Chu Y., Wu Z. Fault controls on hydrocarbon migration – an example from the Southwestern Pearl River mouth basin. *Applied Sciences*, 2024, vol. 14, no. 5, 20 p. DOI: 10.3390/app14051712. Available at: <https://www.mdpi.com/2076-3417/14/5/1712> (accessed 26 November 2023).
13. Gafurova D., Maltseva A., Kalmykov A., Mazzini A., Balushkina N., Karpova E., Khotylev A., Latypova M., Fomina M., Manuilova E., Kotochkova J., Ivanova D., Churkina V., Kalmykov G. Impact and implications of hydrothermal fluids migration in the Frolov hydrocarbon province in West Siberia. *Marine and Petroleum Geology*, 2024, vol. 164, 16 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2024.106826 Available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0264817224001387> (accessed 26 November 2023).
14. Filippova J., Mezentshev D. Integrated reservoir fluid characterization: a case study of multilayered Yuzhno-Tambeyskoe gas condensate field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 2012, October, pp 1–5. DOI: 10.2118/162022-MS Available at: https://www.researchgate.net/publication/266665608_Integrated_Reservoir_Fluid_Characterization_A_Case_Study_of_Multilayered_Yuzhno-Tambeyskoe_Gas_Condensate_Field-Russian (accessed 26 November 2023).
15. Fursenko E.A., Burukhina A.I. Geochemistry of oils and condensates of fields of the Tambey group (Yamal Peninsula, Western Siberia). *Chemistry for sustainable development*, 2021, vol. 29, no. 4, pp. 507–522. (In Russ.) DOI: 10.15372/CSD2021327.
16. Saltykov V.V., Nikiforov A.S., Vazhenina T.M., Rzhetskaja E.L. Genetic types of deposits of the tanopchinsky suite. *Periódico Tchê Química.*, 2018, vol. 15, pp. 548–561.
17. Sankova N.V., Doroshenko A.A., Mazurkevich V.V., Romanov A.V. Features of correlation and indexation of sediments of the tanopchin formation in the fields of the Yamal Peninsula. *Earth Sciences. Current state: materials of the IV All-Russian Youth Scientific and Practical School-Conference*. Shira, Khakassia, July 31, 2017. Novosibirsk, Novosibirsk National Research State University Publ., 2017. pp. 20–22. (In Russ.)
18. Polyakov E.E., Churikova I.V., Chichmareva A.V., Makhonina N.A., Maljutina T.N., Oglova E.A. Statistical and areal analysis of core data on porosity and permeability of tanopchin series reservoirs at Tambey oil-gas-condensate field. *Lead gas science*, 2021, pp. 178–191. (In Russ.) Available at: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/3-48-2021-178-191.pdf> (accessed 26 November 2023).
19. Sukhikh A.O., Afonin I.V. Conditions for the formation of the tanopchinskaya formation (North-Tambeyskoe field, Western Siberia). *Dynamics and interaction of the Earth's geospheres. Materials of the All-Russian conference with international participation, dedicated to the 100th anniversary of training specialists in the field of Earth sciences*. Tomsk, 8–12 November 2021. Tomsk: Tomsk State University Publ. house, 2021. Vol. 1, pp. 222–224. (In Russ.)
20. Konovaltseva E.S. Secondary processes in reservoir rocks of productive deposits of the Yarakta field. *Oil and Gas Geology. Theory and practice*, 2010, vol. 5, no. 1. (In Russ.) Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/18_2010.pdf (accessed: 15 December 2023).

Information about the authors

Yulia Yu. Zhdanova, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation; yym3@tpu.ru

Received: 25.03.2024

Revised: 16.05.2024

Accepted: 31.05.2024