

УДК553.982.23

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4819

Шифр специальности ВАК: 1.6.11, 1.6.9

## Роль сейсмогеологического моделирования в атрибутивном анализе данных сейсморазведки на примере прогноза толщин пласта Ю3т месторождения нефти юго-западного Казахстана

В.Б. Белозёров<sup>✉</sup>, А.А. Волкова

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

<sup>✉</sup>BelozerovVB@hw.tpu.ru

**Аннотация.** *Актуальность* исследования заключается в необходимости внедрения в процесс атрибутивной интерпретации данных сейсморазведки результатов двухмерного сейсмогеологического моделирования с целью выявления признаков проявления целевого объекта прогноза в волновом поле сейсмической записи и оценки влияния на него интерференции вмещающих толщ. **Объект:** высокопродуктивный терригенный верхнеюрский пласт Ю3т нижнекумкольской свиты месторождения нефти юго-западного Казахстана, сформированный в условиях жидкого пролювиального конуса выноса. **Цель:** оценка влияния интерференции вмещающих толщ верхнеюрского пласта Ю3т на сейсмогеологический прогноз его толщин в пределах рассматриваемого месторождения нефти. **Методы.** Двухмерное сейсмогеологическое моделирование, выполненное на основе анализа частотной характеристики и определения формы элементарного импульса сейсмической записи в интервале продуктивного пласта. Анализ толщины геологических неоднородностей, перекрывающих пласт Ю3т, с целью оценки их влияния на волновую характеристику временного интервала исследований. **Результаты.** Выполненное двухмерное сейсмогеологическое моделирование показало, что на амплитудную характеристику отрицательной фазы волнового пакета целевого объекта, характеризующую мощность пласта Ю3т, в различной степени оказывают влияние перекрывающий его пласт Ю3а и межрезервуарная покрывка Р1. По результатам моделирования сделаны выводы, что основой прогноза толщины пласта Ю3т следует считать карту атрибута разности амплитуд верхней положительной (А) и средней отрицательной (В) фаз рассматриваемого волнового пакета А, В, С. При этом корреляционные зависимости полученного атрибута со значениями толщины пласта Ю3т в пробуренных скважинах необходимо рассматривать в пределах участков вне зоны влияния других элементов, осложняющих волновую картину целевого объекта (тектонические нарушения и эрозионные выступы фундамента).

**Ключевые слова:** нижнекумкольская свита, двухмерное сейсмогеологическое моделирование, атрибутивный анализ, сейсмический разрез, пролювиальный конус выноса, сейсмогеологический прогноз коллектора

**Для цитирования:** Белозёров В.Б., Волкова А.А. Роль сейсмогеологического моделирования в атрибутивном анализе данных сейсморазведки на примере прогноза толщин пласта Ю3т месторождения нефти юго-западного Казахстана // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 8. – С. 241–249. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4819

---

UDC 553.982.23

DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4819

## Role of seismogeological modeling in the attribute analysis of seismic data using the example of the forecast of the thickness of the Yu3t formation of the southwestern Kazakhatsan oil field

V.B. Belozerov<sup>✉</sup>, A.A. Volkova

*National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation*

<sup>✉</sup>BelozerovVB@hw.tpu.ru

**Abstract. Relevance.** The need to introduce the results of two-dimensional seismogeological modeling into seismic data attribute interpretation to identify signs of manifestation of the target object of the forecast in the wave field of seismic recording and assess the influence of interference of the host strata on it. **Object.** Highly productive terrigenous Upper Jurassic Yu3t formation of the Nizhnekumkol formation of the oil field of southwestern Kazakhstan, formed under conditions of a cone of liquid proluvial fan. **Aim.** To assess the impact of the interaction of the enclosing strata of the Upper Jurassic Yu3t formation on the seismogeological forecast of its capacities within the considered oil field. **Methods.** Two-dimensional seismogeological modeling based on the analysis of the frequency response and determination of the shape of the elementary pulse of seismic recording in the interval of the productive formation. Analysis of the thicknesses of geological inhomogeneities overlying the Yu3t formation in order to assess their effect on the wave characteristic of the time interval of research. **Results.** The performed two-dimensional seismogeological modeling showed that the amplitude characteristic of the negative phase of the wave packet of the target object, characterizing the power of the Yu3t formation, is affected to varying degrees by the overlapping thicknesses of the Yu3a formation and the inter-reservoir seal P1. Based on the modeling results, it was concluded that the basis for predicting the thickness of the Yu3t formation should be considered an attribute map of the difference in amplitudes of the upper positive (A) and average negative (B) phases of the considered wave packet A, B, C. At the same time, the correlation dependences of the obtained attribute with the values of the thickness of the Yu3t formation in drilled wells should be considered within the areas outside the zone the influence of other elements complicating the wave pattern of the target object (tectonic disturbances and erosive protrusions of the foundation).

**Keywords:** nizhnekumkolskaya suite, two-dimensional seismogeological modeling, attribute analysis, seismic section, proluvial cone of fan, seismogeological forecast of the reservoir

**For citation:** Belozеров V.B., Volkova A.A. Role of seismogeological modeling in the attribute analysis of seismic data using the example of the forecast of the thickness of the Yu3t formation of the southwestern Kazakhstans oil field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 8, pp. 241–249. DOI: 10.18799/24131830/2024/8/4819

## Введение

Существующие программные комплексы интерпретации сейсмических данных значительно расширили атрибутный спектр прогнозных параметров геологической среды. Наиболее распространёнными являются: спектральная декомпозиция [1–3], инверсионный анализ [4], когерентность [5], мгновенная частота [6], амплитудно-фазовый анализ [7–9] и другие.

В качестве основы для сейсмогеологической интерпретации используются временные разрезы, полученные после определённого графа обработки полевых сейсмических материалов [10].

Достоверность атрибутного прогноза целевого объекта зависит от качества обработки первичной информации, частотной характеристики сейсмического разреза и оценки влияния интерференции вмещающих целевой объект толщ на его волновую характеристику. При этом если две первых составляющих прогноза хорошо контролируются современными методами анализа сейсмической записи, то последняя (оценка влияния интерференции) при атрибутном анализе не рассматривается, что снижает качество сейсмогеологической интерпретации, а в ряде случаев приводит к ошибочному прогнозу.

Оценку влияния вмещающих толщ на интерференцию волновой характеристики целевого объекта наиболее целесообразно проводить на базе двухмерного сейсмогеологического моделирования [11–15]. Основа моделирования – анализ частотной характеристики сейсмической записи во временном окне целевого горизонта и особенность акустической

неоднородности тонкослоистой осадочной среды анализируемого интервала разреза. В качестве примера оценки влияния вмещающих толщ на волновую картину целевого объекта рассмотрен атрибутный прогноз толщины высокопродуктивного верхнеюрского пласта Ю3т месторождения нефти юго-западного Казахстана, формирование которого связано с жидким конусом выноса.

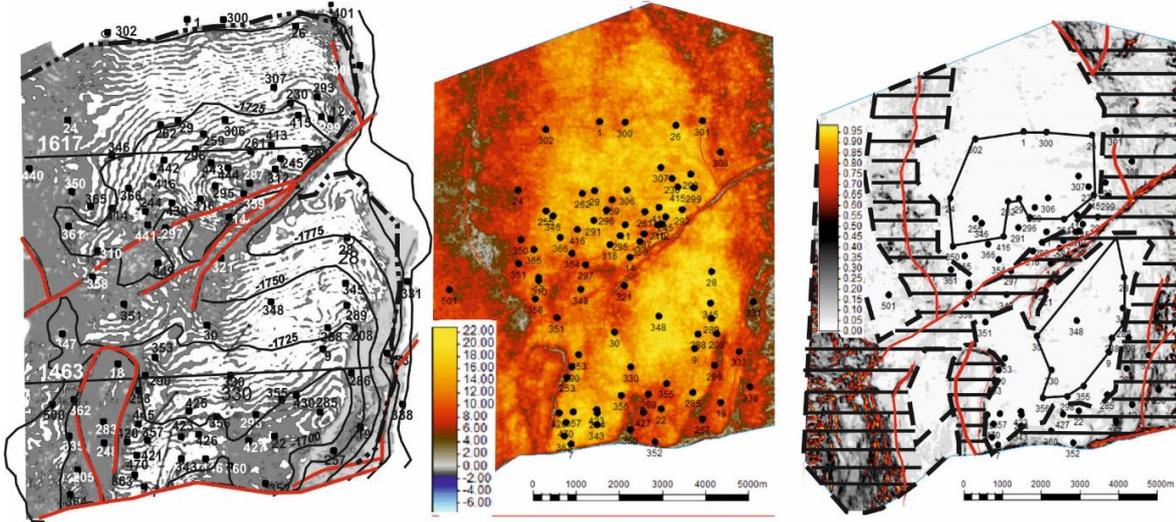
## Геологические особенности строения верхнеюрского пласта Ю3т нижнекумкольской свиты

В тектоническом отношении анализируемое поднятие осложняет зону сочленения Аксайской горст-антиклинали и Акшабулакской грабен-синклинали, которые выделяются в пределах Южно-Торгайского нефтегазоносного бассейна Казахстана [16].

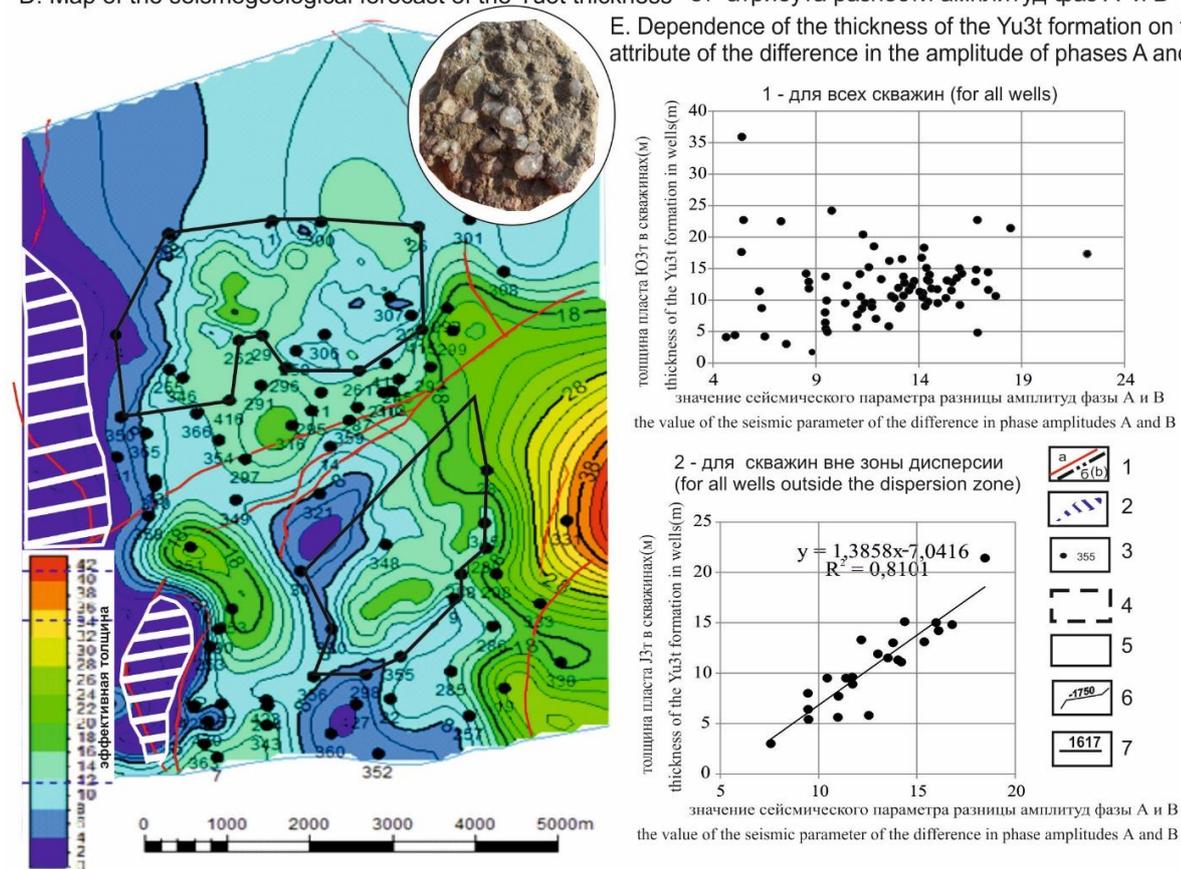
Основные запасы нефти рассматриваемого месторождения сосредоточены в верхнеюрском пласте Ю3т нижнекумкольской свиты [17].

Продуктивный коллектор залегает на метаморфических породах фундамента, представленных гнейсами, глинистыми сланцами и кварцитами [18, 19]. В литологическом отношении пласт слагают слабосцементированные песчаники преимущественно грубозернистого состава. Преобладание в составе цемента каолинита от 50 до 90 % указывает на континентальную обстановку осадконакопления. Отмечается бессистемное распределение крупных агрегатов кварца по разрезу пласта, что свидетельствует о его транспортировке совместно с более тонкозернистыми осадками (рис. 1, Г).

A. Структурная карта и акустический импеданс  
 B. Атрибут разности фаз A и B  
 C. Карта дисперсии  
 A. Structural map and acoustic impedance B. Attribute of A and B phase difference C. Variance map



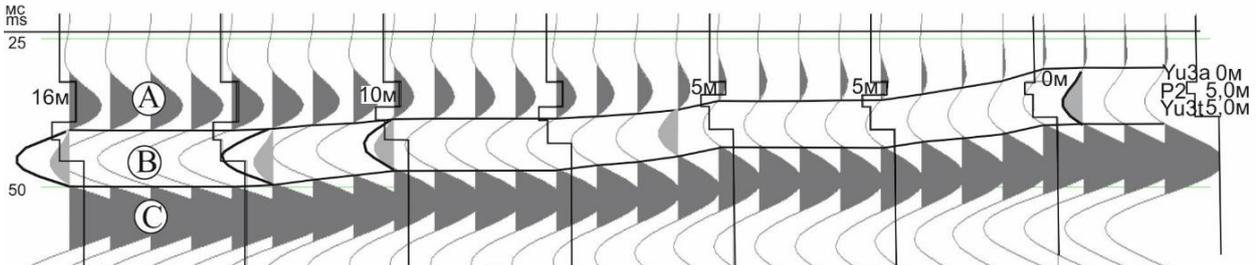
Г. Карта сейсмогеологического прогноза толщины Ю3т  
 D. Map of the seismogeological forecast of the Yu3t thickness  
 E. Dependence of the thickness of the Yu3t formation on the attribute of the difference in the amplitude of phases A and B



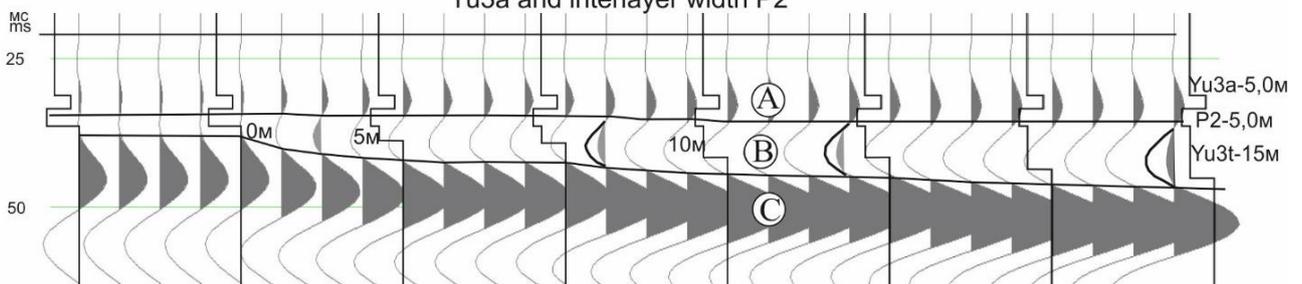
**Рис. 1.** Сейсмогеологический прогноз эффективной толщины пласта Ю3т (1 – тектонические нарушения (а) и внешний контур нефтеносности (б); 2 – области выклинивания коллектора на эрозионную поверхность фундамента; 3 – скважины; 4 – тектоно-палеогеоморфологические зоны искажения динамики фазового пакета А-С; 5 – полигоны сейсмогеологического прогноза толщины пласта Ю3т; 6 – изогипсы кровли пласта Ю3т; 7 – сейсмический профили)

**Fig. 1.** Seismogeological forecast of the effective thickness of the Yu3t formation (1 – tectonic disturbances (a) and the outer contour of the oil content (b); 2 – areas of reservoir wedging onto the erosive surface of the foundation; 3 – wells; 4 – tectonic-paleogeomorphological zones of distortion of the dynamics of the phase package A-C; 5 – polygons of seismogeological prediction of the thickness of the formation Yu3t; 6 – isohypses of the Yu3t formation roof; 7 – seismic profile)

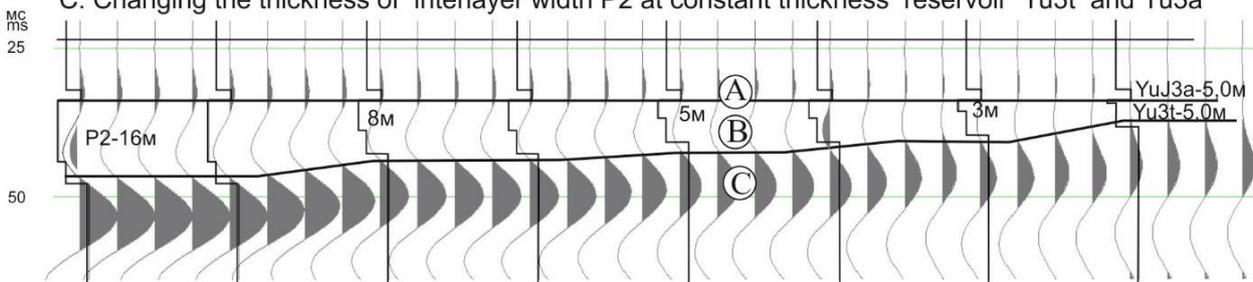
А. Изменение толщины пласта Ю3а от 16 до 0 м при постоянной мощности пласта Ю3т и межрезервуарной покрывки P2  
 A. Change in the thickness of the formation Yu3a from 16 to 0 m at a constant power of the formation Yu3t and interlayer width P2



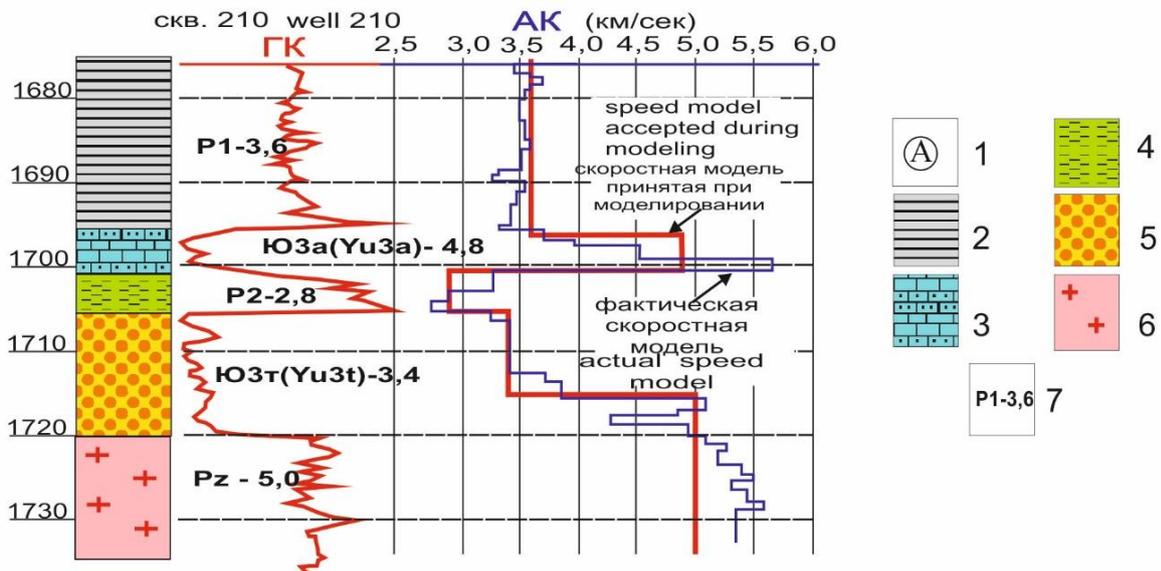
Б. Изменение толщины пласта Ю3т от 0 до 15 м при постоянной мощности пласта Ю3а и межрезервуарной покрывки P2  
 B. Change in the thickness of the Yu3t formation from 0 to 15 m at a constant thickness of the formation Yu3a and interlayer width P2



В. Изменение толщины межрезервуарной покрывки P2 при постоянной мощности пласта Ю3т и Ю3а  
 C. Changing the thickness of interlayer width P2 at constant thickness reservoir Yu3t and Yu3a



Г. Литолого-акустическая характеристика изучаемой части разреза  
 D. Lithological and acoustic characteristics of the studied part of the section



**Рис. 2.** Атрибутный прогноз толщины пласта Ю3т по результатам двухмерного сейсмогеологического моделирования (1 – фазы волнового пакета целевого объекта при двухмерном сейсмогеологическом моделировании; 2 – серые, тёмно-серые аргиллиты перекрывающей толщи; 3 – известняки, известковистые песчаники с прослоями кварцевых песчаников; 4 – серо-зелёные илистые пиритизированные глины; 5 – песчаники серые грубозернистые кварцевые слабоуплотнённые с включением кварцевой гальки; 6 – метаморфизованные породы фундамента (гранито-гнейсы); 7 – индекс литологической неоднородности и её скоростная характеристика, принятые при моделировании)

**Fig. 2.** Attribute forecast of Yu3t reservoir capacity based on the results of two-dimensional seismogeological modeling (1 – phases of the target object wave packet in two-dimensional seismogeological modeling; 2 – grey, dark grey mudstones of the overlying thickness; 3 – limestones, calcareous sandstones with interlayers of quartz sandstones; 4 – grey-green silty pyriticized clays; 5 – sandstones grey coarse-grained quartz slightly compacted with the inclusion of quartz pebbles; 6 – metamorphosed basement rock (granite-gneiss); 7 – index of lithological heterogeneity and its velocity characteristic adopted in modeling)

На диаграммах Пассеги основной массив данных гранулометрических исследований свидетельствует о формировании отложений в условиях активного заполнения канала и частично илистых стоков [20], что не противоречит модели пролювиально-аллювиального конуса выноса, формирование которого обусловлено наличием совокупности активных потоковых систем, изменяющих своё положение во времени и пространстве. На карте акустического импеданса пласта Ю3т это отмечается полосовидной системой пониженных и повышенных значений рассматриваемого параметра (рис. 1, А).

Близкая к прямолинейной конфигурация русловых потоков в сочетании с грубой сортировкой и слабой окатанностью кварцевых обломков характерна для жидких конусов выноса [21–24].

Несмотря на грубую сортировку обломочного материала, пласт обладает высокими фильтрационно-емкостными свойствами, что характерно для жидкого конуса выноса. Так, при значениях пористости от 16 до 18 % проницаемость может изменяться от 10 мД до 10 Дарси и более. Минимальные зоны толщин (до 2 м), осложнённые участками выклинивания коллектора на эрозионно-тектонические выступы, характерны для западной части структуры, а участки наращивания мощности свойственны центральной и восточной части поднятия. Нефтеносность пласта Ю3т контролируется как структурным планом, так и наличием литологических экранов и тектонических нарушений северо-восточной ориентировки.

### Сейсмогеологическое моделирование

Сейсмогеологическое моделирование (одномерное и двухмерное) базируется на формировании априорной акустической модели анализируемого интервала разреза и подборе стандартного элементарного импульса (например, импульса Берлаги или Рикера), параметры которого могли бы соответствовать или быть близкими реальному импульсу.

В основу построения априорной акустической модели положены конкретные скоростные характеристики анализируемого интервала разреза по

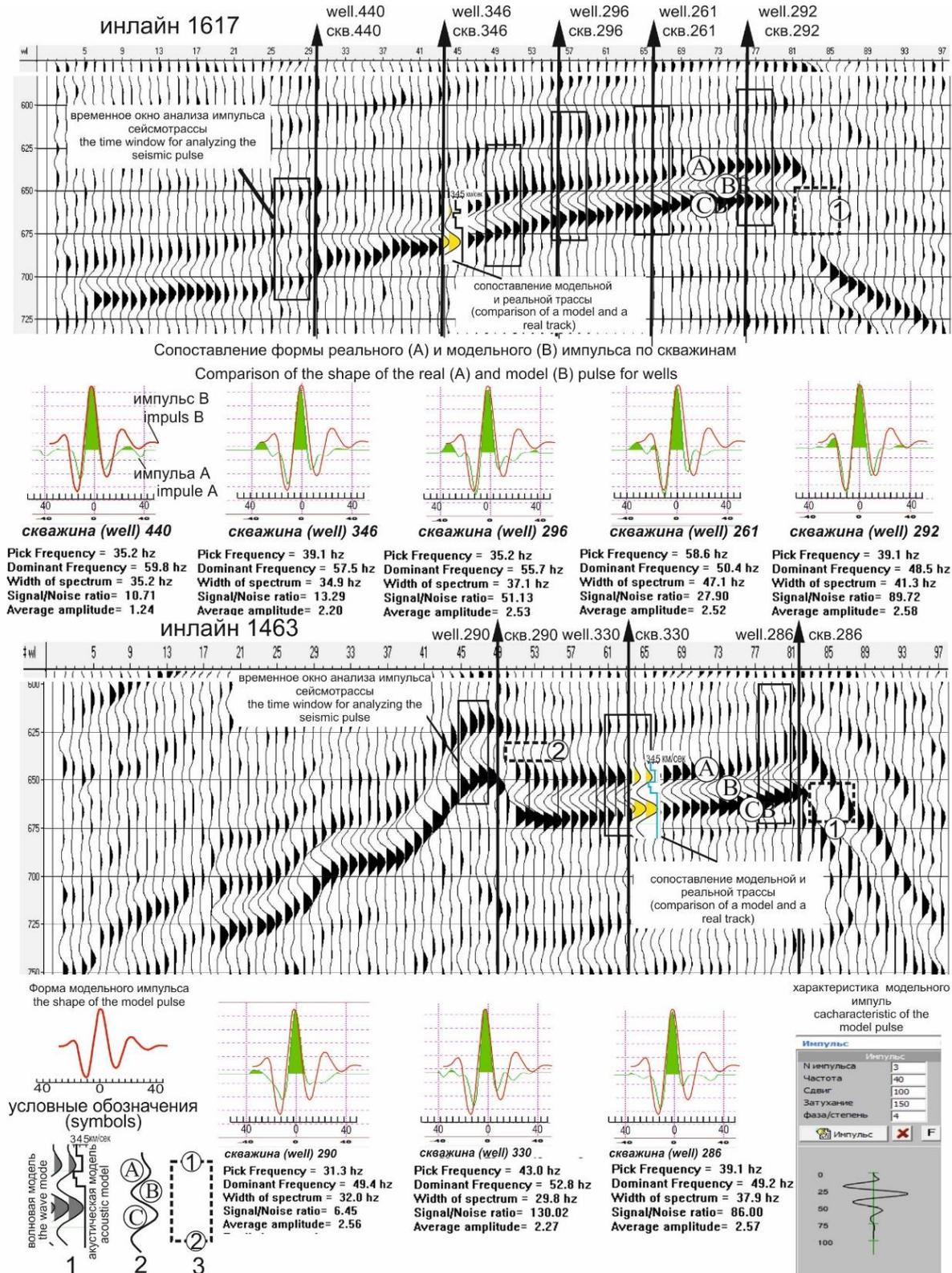
скважинам (рис. 2, Г). В кровле интервала выделяется значительная по мощности (60 и более метров) толща серых, тёмно-серых аргиллитов (P1). Ниже следует пласт Ю3а, сложенный известняками и известковистыми песчаниками, далее – межрезервуарная покрывка P2, представленная серо-зелёными илистыми пиритизированными аргиллитами, затем продуктивный коллектор Ю3т – грубозернистый слабоуплотнённый песчаник, и завершает интервал толща метаморфизованных пород фундамента (Pz). Скоростная характеристика рассматриваемых толщ была осреднена и получила следующие значения: толща P1 – 3,6 км/с, пласт Ю3а – 4,8 км/с, покрывки P2 – 2,8 км/с, пласт Ю3т – 3,4 км/с, породы фундамента (Bas) – 5,0 км/с (рис. 2, Г).

Далее на участках временных разрезов, где расположены пробуренные скважины, в программном продукте SPS-PC (полевой обрабатывающий пакет сейсмической информации) определялся реальный элементарный импульс во временном окне анализируемого интервала, его спектральная и частотная характеристики (рис. 3).

В соответствии с частотной характеристикой реального импульса формировался модельный импульс, параметры которого представлены на рис. 3. На основе полученного импульса и осреднённой акустической модели рассматриваемого интервала разреза в скважинах проводилось одномерное моделирование.

В последующем полученная при одномерном моделировании синтетическая трасса сопоставлялась с реальным сейсмическим разрезом. Выполнялся анализ идентичности временных интервалов между фазами отражения на синтетических трассах и реальных сеймотрассах разреза, и проводилось фазовое сопоставление модельной и реальной трассы (рис. 3, инлайн 1617 – скв. 346 и инлайн 1463 – скв. 330).

Исходя из анализа проведённого сопоставления можно сделать вывод, что информация строения пласта Ю3а отражается в положительной фазе А, пласта P2 и Ю3т – в отрицательной фазе В, а пород фундамента – в фазе С волнового пакета ABC.



**Рис. 3.** Импульсная характеристика целевого объекта по сейсмическим разрезам инлайн 1463 и 1617 в районе скважин (1 – модельный волновой пакет анализируемого интервала разреза; 2 – обозначение фаз волнового пакета; 3 – зоны влияния на динамику волнового пакета пласта Ю3т тектонических нарушений (1) и эрозионных останцов фундамента (2))

**Fig. 3.** Impulse response of the target object according to seismic sections of inlines 1463 and 1617 in the borehole area (1 – model wave packet of the analyzed section interval; 2 – designation of the phases of the wave packet; 3 – zones of influence of tectonic disturbances (1) and erosive remnants of the foundation (2) on the dynamics of the wave packet of the Yu3t formation)

В соответствии с данными бурения по скважинам толщина пласта Ю3а в пределах месторождения изменяется от 0 до 15 м, покрышки Р2 от 1 до 16 м и пласта Ю3т – от 0 до 36 м.

Двухмерное сейсмогеологическое моделирование с целью оценки формы и динамики волнового пакета АБВ было выполнено при следующих параметрах анализируемого интервала разреза:

- 1) постоянных толщинах пласта Ю3т (5 м) и межрезервуарной покрышки Р2 (5 м), мощность пласта Ю3а изменяется от 0 до 16 м (рис. 2, А);
- 2) постоянных толщинах пласта Ю3а (5 м) и межрезервуарной покрышки Р2 (5 м), мощность пласта Ю3т изменяется от 0 до 15 м (рис. 2, Б);
- 3) постоянных толщинах пластов Ю3а (5 м) и Ю3т (5 м), мощность межрезервуарной покрышки Р2 изменяется от 1 до 16 м (рис. 2, В).

Как следует из рис. 2, Б, для прогноза толщин пласта Ю3т можно анализировать как динамику выделяемой фазы В, так и временной интервал между фазами А и С. Однако для однозначного прогноза толщин пласта Ю3т по данным сейсморазведки предпочтителен анализ динамики фазы В с учётом влияния на неё фазы А, увеличение которой пропорционально усиливает и фазу В (рис. 2, А).

Связано это с тем, что с возрастанием толщины пласта Ю3т увеличивается как амплитуда фазы В, так и межфазовый временной интервал А–С (рис. 2, В). В то же время расширение межфазового временного интервала А–С отмечается и в случае изменения толщин покрышки Р2 (рис. 2, В), что приводит к неоднозначности прогноза толщины пласта Ю3т по анализу временного интервала фаз А–С.

При этом, рассматривая амплитудный фактор фазы В, можно отметить, что изменение толщины покрышки Р2 слабо отражается на изменении её амплитуды (рис. 2, В).

Вследствие этого более точный прогноз толщины Ю3т можно осуществлять по амплитуде фазы В с учётом влияния на неё фазы А. Для этого из значения амплитуды фазы В необходимо вычесть абсолютное значение амплитуды фазы А. Результаты такого вычитания представлены на рис. 1, Б.

### Результат

Рассматривая корреляционные зависимости полученного атрибута разности амплитуд фаз А и Б волнового пакета АВС с данными толщины пласта Ю3т в пробуренных скважинах (рис. 1, Д-1), следует отметить отсутствие корреляционной связи между рассматриваемым параметром и данными эффективных толщин пласта Ю3т в скважинах. Обусловлено это влиянием на интервально-динамическую выразительность сейсмических фаз АВС тектонических нарушений и крутопадающих склонов эрозионно-тектонической поверхности фундамента. Достаточно хорошо элементы тектонической неодно-

родности отражаются в атрибуте «дисперсия» по кровле пласта Ю3т (рис. 1, В), что позволяет территориально ограничить область сейсмогеологической интерпретации и выделить участки (полигоны), где влияние дисперсии минимально.

Выполненное сопоставление рассчитанного атрибута разности амплитуды фазы А и В со значениями эффективных толщин пласта Ю3т по скважинам выделенных полигонов показало хорошую корреляционную зависимость (рис. 1, Д-2).

Прогноз толщины пласта по данным сейсморазведки проводился в пределах северного и южного полигонов, для которых отмечается низкая плотность эксплуатационного бурения и сокращённые толщины пласта Ю3т по данным интерполяции пробуренных скважин.

Как следует из карты (рис. 1, Г), при интерполяции эффективной мощности пласта по скважинам она в пределах южного и северного полигонов может составить 5–8 м. На основе данных сейсмогеологического прогноза на полигонах выделяются зоны увеличения эффективной толщины продуктивного коллектора до 18 м, что позволяет оптимизировать фонд эксплуатационного бурения с целью увеличения добычи нефти на месторождении.

### Выводы

1. Выполненное двухмерное сейсмогеологическое моделирование показало, что на амплитудную характеристику отрицательной фазы волнового пакета целевого объекта, характеризующую эффективную мощность пласта Ю3т, в различной степени оказывают влияние перекрывающие его толщины пласта Ю3а и межрезервуарной покрышки Р1.
2. По результатам моделирования сделаны выводы, что основой прогноза толщины пласта Ю3т следует считать карту атрибута разности амплитуд верхней положительной (А) и средней отрицательной (В) фаз рассматриваемого волнового пакета АВС.
3. Корреляционные зависимости полученного атрибута со значениями эффективной толщины пласта Ю3т в пробуренных скважинах необходимо рассматривать в пределах участков (полигонов) вне зоны влияния других элементов, осложняющих волновую картину целевого объекта (тектонические нарушения и эрозионные выступы фундамента).
4. Зона влияния тектонических нарушений и эрозионных выступов фундамента определялась по атрибуту «дисперсия».
5. Прогноз эффективной толщины коллектора Ю3т по данным сейсморазведки, выполненный в пределах северного и южного полигонов, для которых отмечаются сокращённые мощности пласта по данным пробуренных скважин (5–8 м), показал её увеличение до 18 м, что позволяет оптимизировать фонд эксплуатационного бурения с целью увеличения добычи нефти на месторождении.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Use of spectral decomposition technique for delineation of channels at Solar gas discovery, offshore West Nile Delta, Egypt / A. Adel, A. Othmana, M. Fathya, A. Maherb // *Egyptian Journal of Petroleum*. – 2016. – № 25. – P. 45–51.
2. Rodriguez J.M. Spectral decomposition and inversion: case study of a production area in the cook inlet basin Alaska, USA. Thesis. – Houston, 2009. – 89 p.
3. Johann P., Ragagnin G., Spinola M. Spectral decomposition reveals geological hidden features in the amplitude maps from a deep water reservoir in the Campos Basin // *SEG*. – Dallas, 2003. – P. 1740–1743.
4. Chopra S., Pickford S. Integrating coherence cube imaging and seismic attributes // *SEG*. – Calgary, 2001. – P. 20–22.
5. Shtivelman V., Land E., Gelchinsky B. Phase and group time section and possibilities for their use in seismic interpretation of complex media // *Geophysical Prospecting*. – 1986. – Vol. 34. – № 4. – P. 508–536.
6. Seismic attribute benchmarking on instantaneous frequency / L Xing, V. Aarre, A.E. Barnes, T. Theoharis, N. Salman, E. Tjaland // *GEOPHYSICS*. – 2019. – Vol. 84. – № 3. – P. 63–75.
7. Unyithya J.M., Ehirim C.N., Dagogo T. Seismic amplitudes and spectral attribute analysis in reservoir characterisation, ‘MUN’ onshore Niger delta field // *Petrol Explor Prod Technol*. – 2020. – № 10. – P. 2257–2267.
8. Kidney R.L., Silver R.S., Hussein H.A. 3-D seismic mapping and amplitude analysis: A Gulf of Mexico case history // *Energy Exploration & Exploitation*. – 1992. – Vol. 10. – № 4/5. – P. 259–280.
9. Li S., Rao Y. Seismic low-frequency amplitude analysis for identifying gas reservoirs within thinly layered media // *Journal of Geophysics and Engineering*. – 2020. – Vol. 17. – № 1. – P. 175–188.
10. Al-Rahim A.M., Terky L.F. Processing seismic data with open source software // *International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS)*. – 2017. – Vol. 4. – № 10. – P. 181–188.
11. Конторович В.А. Моделирование волновых полей для решения задачи прогнозирования верхнеюрского разреза юга Западной Сибири // *Геология нефти и газа*. – 1992. – № 11. – С. 9–22.
12. Белозеров В.В. Структурно-литологические ловушки нефти и газа в отложениях верхней юры Среднеасио-каспийского мегавала // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 137–145.
13. Вероятностное сейсмогеологическое моделирование пласта как инструмент прогноза точности структурных построений и атрибутивного анализа (на примере месторождений Западной Сибири) / Д.Е. Мирошниченко, И.Н. Керусов, А.П. Титов, Ю.В. Михеев, М.А. Аксенов, Д.В. Исаков // *Геомодель 2008: 10-я научно-прикладная конференция EAGE по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа*. – Геленжик, сентябрь 2008. – С. 94–140.
14. Бобров А.В., Белозеров В.В. Литолого-фациальная характеристика пласта Ю1/3 в районе южной периклинали Каймысовского свода на основе комплексирования данных сейсморазведки 3D и бурения // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2019. – № 8 (332). – С. 56–61.
15. Немова В.Д., Бордюг В.Д., Ревко А.В. Сейсмогеологическое моделирование изменения свойств отложений баженовской свиты в межскважинном пространстве // *Технология и сейсморазведка*. – 2013. – № 2. – С. 72–79.
16. Южно-Торгайский осадочный бассейн – вещественный состав и нефтегазоносность докембрийских образований / Т.Х. Парагульгов, Х.Х. Парагульгов, Е.М. Фазылов, Э.С. Мусина // *Известия НАН РК. Сер. геол.* – 2013. – № 1. – С. 44–55.
17. Petroleum geology and deposits in the Arysium depression Turgai Ridge / Z. Tian, Z. Xu, J. Zheng, J. Zhao // *Xinjiang Petroleum Geol.* – 2010. – Vol. 31. – P. 108–109.
18. Белозёров В.В., Коровин М.О. Высокопроницаемые верхнеюрские коллектора пролювиально-аллювиальных конусов выноса месторождений нефти восточного Казахстана // *Новые вызовы фундаментальной и прикладной геологии нефти и газа – XXI век: Всероссийская научная конференция с участием иностранных ученых к 150-летию академика АН СССР И.М. Губкина и 110-летию академика АН СССР и РАН А.А. Трофимука*. – Новосибирск, 2021. – С. 192–195.
19. Регулировка разработки III объекта месторождения Акшабулак центральный / Б. Шиланбаев, К. Гиземанн, Т. Джаксылыков, М. Колдей, Н. Прмаганбеков, М. Мустафаев // *Нефть и газ*. – 2021. – № 3 – С. 81–91.
20. Седиментология / Р. Градзинский, А. Костецкая, А. Радомский и др. // пер. с польского. – М.: Недра, 1980. – С. 430–434.
21. Лидер М.Р. Седиментология / пер. с англ. – М.: Мир, 1980. – С. 176–182.
22. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления // пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 293 с.
23. Рединг Х. Обстановки накопления и фации // пер. с англ. – М.: Мир, 1977. – Т. 1. – С. 44–50.
24. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления / пер. с англ. – М.: Недра, 1981. – С. 243–247.

## Информация об авторах

**Владимир Борисович Белозёров**, доктор геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией геологии, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. BelozerovVB@hw.tpu.ru

**Александра Александровна Волкова**, инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа, старший преподаватель отделения нефтегазового дела, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. volkova@tpu.ru

Поступила в редакцию: 03.06.2024

Поступила после рецензирования: 21.06.2024

Принята к публикации: 09.07.2024

## REFERENCES

1. Adel A., Othmana A., Fathya M., Maherb A. Use of spectral decomposition technique for delineation of channels at Solar gas discovery offshore West Nile Delta. Egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2016, no. 25, pp. 45–51.
2. Rodriguez J.M. *Spectral decomposition and inversion: case study of a production area in the cook inlet basin Alaska. USA*. Thesis. Houston, 2009. 89 p.
3. Johann P., Ragagnin G., Spinola M. Spectral decomposition reveals geological hidden features in the amplitude maps from a deep water reservoir in the Campos Basin. *SEG*. Dallas, 2003. pp. 1740–1743.
4. Chopra S., Pickford S. Integrating coherence cube imaging and seismic attributes. *SEG*. Calgary, 2001. pp. 20–22.
5. Shtivelman V., Land E., Gelchinsky B. Phase and group time section and possibilities for their use in seismic interpretation of complex media. *Geophysical Prospecting*, 1986, vol. 34, no. 4, pp. 508–536.
6. Xing L., Aarre V., Barnes A.E., Theoharis T., Salman N., Tjaland E. Seismic attribute benchmarking on instantaneous frequency. *GEOPHYSICS*, 2019, vol. 84, no. 3, pp. 63–75.
7. Unyithya J.M., Ehirim C.N., Dagogo T. Seismic amplitudes and spectral attribute analysis in reservoir characterisation. ‘MUN’ onshore Niger delta field. *Petrol Explor Prod Technol*, 2020, no. 10, pp. 2257–2267.
8. Kidney R.L., Silver R.S., Hussein H.A. 3-D seismic mapping and amplitude analysis: a Gulf of Mexico case history. *Energy Exploration & Exploitation*, 1992, vol. 10, no. 4, pp. 259–280.
9. Li S., Rao Y. Seismic low-frequency amplitude analysis for identifying gas reservoirs within thinly layered media. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2020, vol. 17, no. 1, pp. 175–188.
10. Al-Rahim A.M., Terky L.F. Processing seismic data with open source software. *International Journal of Advanced Engineering Research and Science (IJAERS)*, 2017, vol. 4, no. 10, pp. 181–188.
11. Kontorovich V.A. Modeling of wave fields to solve the problem of forecasting the Upper Jurassic section of the south of Western Siberia. *Geology of oil and gas*, 1992, no. 11, pp. 9–22. (In Russ.)
12. Belozarov V.B. Structural and lithological traps of oil and gas in the Upper Jurassic sediments of the Middle Yugan megawall. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 9, pp.137–145. (In Russ.)
13. Miroshnichenko D.E., Kerusov I.N., Titov A.P., Mikheev Yu.V., Aksenov M.A., Isakov D.V. Probabilistic seismicogeological modeling of the formation as a tool for predicting the accuracy of structural constructions and attributive analysis (using the example of deposits in Western Siberia). *Geomodel 2008. The 10th EAGE Scientific and Applied Conference on exploration and development of oil and gas fields*. Gelenzhik, September 2008. pp. 94–140. (In Russ.)
14. Bobrov A.V., Belozarov V.B. Lithological and facies characteristics of the Yu1/3 formation in the area of the southern periclinal of the Kaimys arch based on the integration of 3D seismic exploration and drilling data. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 8 (332), pp. 56–61. (In Russ.)
15. Nemova V.D., Bordyug V.D., Revko A.V. Seismicogeological modeling of changes in the properties of sediments of the Bazhenov formation in the interwell space. *Technology and seismic exploration*, 2013, no. 2, pp. 72–79. (In Russ.)
16. Paragulgov T.Kh., Paragulgov Kh.Kh., Fazylov E.M., Musina E.S. South Torgai sedimentary basin - material composition and oil and gas potential of pre-Mesozoic formations. *News NAN RK, Ser. Geol*, 2013, no. 1, pp. 44–55. (In Russ.)
17. Tian Z., Xu Z., Zheng J., Zhao J. Petroleum geology and Deposits in the Arysium depression Turgai Ridge. *Xinjiang Petroleum. Geol.*, 2010, vol. 31, pp. 108–109.
18. Belozarov V.B., Korovin M.O. Highly permeable Upper Jurassic reservoirs of the proluvial-alluvial cones of the outflow of oil fields in East Kazakhstan. *New challenges of fundamental and applied geology of oil and gas – XXI century. All-Russian scientific conference with the participation of foreign scientists to the 150th anniversary of Academician of the USSR Academy of Sciences I.M. Gubkin and 110th anniversary of Academician of the USSR Academy of Sciences and RAS A.A. Trofimuk*. Novosibirsk, 2021. pp. 192–195. (In Russ.)
19. Shilanbayev B., Gizemann K., Dzhakhsylykov T., Koldey M., Prmagambekov N., Mustafayev M. Regulation of the development of the III Akshabulak Central place of origin. *Oil and gas*, 2021, no. 3, pp. 81–91. (In Russ.)
20. Gradzinskiy R., Kostetskaya A., Radomskiy A. *Sedimentology*. Moscow, Nedra Publ., 1980. pp. 430–434. (In Russ.)
21. Lider M.R. *Sedimentology*. Translated from English. Moscow, Mir Publ., 1980. pp. 176–182. (In Russ.)
22. Selli R.Ch. *Ancient sedimentation environments*. Moscow, Nedra Publ., 1989. 293 p. (In Russ.)
23. Reding Kh. *Accumulation and facies environments*. Moscow, Mir Publ., 1977. Vol. 1, pp. 44–50. (In Russ.)
24. Reynek G.E., Singkh I.B. *Situation of terrigenous sedimentation*. Moscow, Nedra Publ., 1981. pp. 243–247. (In Russ.)

## Information about the authors

**Vladimir B. Belozarov**, Dr. Sc., Head of the Laboratory of Geology, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 635050, Russian Federation. BelozarovVB@hw.tpu.ru

**Aleksandra A. Volkova**, Engineer, Senior Lecturer, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 635050, Russian Federation. volkovaa@tpu.ru

Received: 03.06.2024

Revised: 21.06.2024

Accepted: 09.07.2024