

УДК 550.8.05

DOI 10.31087/0016-7894-2021-6-73-82

## Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю<sub>2-4</sub> малышевской свиты

© 2021 г. | К.Ю. Чучалина, Г.В. Казанцев, Д.А. Зундэ

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия; kristina.chuchalina@novatek.ru; gleb.kazantsev@novatek.ru; dmitrii.zunde@novatek.ru

Поступила 24.03.2021 г.

Доработана 07.04.2021 г.

Принята к печати 30.07.2021 г.

**Ключевые слова:** *прибрежно-континентальные отложения; фация; керн; псевдопесчанность; сейсмофациальный анализ; комплексная интерпретация; количественная оценка; граничные значения.*

**Аннотация:** На начальном этапе разработки месторождения крайне важным является всесторонний анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации. Особое внимание уделяют комплексированию скважинных данных и материалов 3D-сейсморазведки, что позволяет выполнить прогноз распространения фаций в межскважинном пространстве и определить интервалы коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Для получения качественного пространственного прогноза по сейсмическим данным необходима работа с амплитудным кубом путем его преобразования, например в кубы акустического импеданса, упругих параметров среды или псевдопесчанности, а также анализ срезов различных сейсмических атрибутов в исследуемом интервале. Атрибутный анализ предполагает не только качественную, но и количественную оценку кинематических и динамических параметров сейсмической записи, что позволяет более детально провести районирование территории. В настоящее время данные 3D-сейсморазведки являются основной информацией при построении трехмерных геологических моделей месторождения. Исследования авторов статьи направлены на изучение возможностей сейсморазведки при анализе пространственной изменчивости фаций совместно с интерпретацией скважинных данных, применение сейсмического инверсионного куба для построения концептуальной геологической модели, а также на разработку подхода комплексной интерпретации данных 2D и 3D-сейсморазведки. В статье показано комплексирование геолого-геофизической информации для построения сейсмофациальной модели пластов Ю<sub>2-4</sub> на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений. Оно расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, в северной части Гыданского полуострова и частично в акватории Обской губы. Изучаемая территория является малоизученной: здесь пробурено четыре глубоких скважины и только из двух скважин отобран керн.

*Для цитирования:* Чучалина К.Ю., Казанцев Г.В., Зундэ Д.А. Прогнозирование фациальной изменчивости прибрежно-континентальных отложений на примере пластов Ю<sub>2-4</sub> малышевской свиты // Геология нефти и газа. – 2021. – № 6. – С. 73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-73-82.

## Prediction of continental facies distribution by the example of J<sub>2-4</sub> Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin)

© 2021 | K.Yu. Chuchalina, G.V. Kazancev, D.A. Zunde

NOVATEK STC, Tyumen, Russia; kristina.chuchalina@novatek.ru; gleb.kazantsev@novatek.ru; dmitrii.zunde@novatek.ru

Received 24.03.2021

Revised 07.04.2021

Accepted for publication 30.07.2021

**Key words:** *continental sediments; facies; core; pseudo-sandiness; seismic facies analysis; integrated interpretation; quantitative estimation; cutoff values.*

**Abstract:** In the initial stage of a field development, the comprehensive analysis of all the available geological and geophysical data is of critical importance. Particular attention should be paid to well and 3D seismic data integration, which allows predicting facies distribution in the space between the wells and determining reservoir intervals having the best reservoir properties. In order to obtain a high-quality spatial forecast from seismic data, the proper handling of amplitude cube is required, for example, conversion into cubes of acoustic impedance, elastic parameters or pseudo-sandiness, as well as analysis of slices of various seismic attributes in the target interval. Attribute analysis includes not only qualitative, but also quantitative estimation of seismic record kinematic and dynamic parameters, which allows more detailed zoning of the territory. Today, 3D seismic data are the key information for building 3D field geological models. The authors' research aims to: explore the possibilities of seismic exploration in analysing spatial facies variability together with well data interpretation; use of seismic inversion cube to construct a conceptual geological model; and develop an approach to integrated interpretation of 2D and 3D seismic data. The paper presents an example of geological and geophysical data integration with the purpose to create seismic facies model of J<sub>2-4</sub> reservoirs in one of the oil and gas condensate fields. The field is situated in the Yamal-Nenets Autonomous Okrug — in the northern part of the Gydan Peninsula and partially in the waters of the Ob Bay. Exploration maturity of the study area is low — four deep wells are drilled here, and only two of them are cored.

For citation: Chuchalina K.Yu., Kazancev G.V., Zunde D.A. Prediction of continental facies distribution by the example of  $J_{2-4}$  Jurassic reservoir (Malyshevsky Formation, West Siberian basin). *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(6):73–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-6-73-82. In Russ.

### Седиментология пластов Ю<sub>2-4</sub>

Отложения малышевской свиты представляют собой единую толщу пластов Ю<sub>2-4</sub>, залегающую с размывом на подстилающих морских аргиллитах леонтьевской свиты [1]. Батские отложения формировались в условиях постепенной, но неравномерной трансгрессии. Происходило сокращение площади и числа внутренних выступов денудационной суши. Выравнивание рельефа привело к появлению в пределах низменных аккумулятивных равнин аллювиальных систем меандрирующего типа.

По данным анализа керна, скважинами были вскрыты осадки мелководно-морского комплекса, перекрывающие зону развития отложений прибрежно-континентального генезиса [2]. Образец, отобранный из скв. 2Р, представляет собой светло-серый мелкозернистый алевритистый, глинистый с субгоризонтальной, пологоволнистой, мелкой косою и косоволнистой слоистостью песчаник, что подтверждает его формирование в пределах русел со смешанным влиянием аллювиальных и приливно-отливных течений (рис. 1). О мелководно-морском генезисе отложений пласта также свидетельствует наличие осадков глинисто-алевритового состава и проявления в них мелкокомасштабных осадочных текстур течения (нет течениявых структур), присутствие в глинистых алевролитах многочисленных песчаных слоев, линз и прослоев, а также следов конседиментационных деформаций.

В юго-восточной части района исследования на этом же стратиграфическом уровне пласта скв. 3Р были вскрыты отложения прибрежно-континентального комплекса. Песчаники характеризуются интенсивной биотурбационной переработкой с полным разрушением первичных осадочных текстур, отмечаются скопления крупного углесто-детрита, а также встречаются мелкие обломки углефицированной древесины. Такие признаки свидетельствуют о формировании осадков в пределах пляжевой зоны, расположенной вблизи дельты. По всей видимости, береговая пляжевая зона развивалась в краевых частях дельтовой береговой зоны, где осадки испытывали более высокую степень переработки волновыми процессами.

Выделение фаций в интервалах, где отсутствовал керновый материал, основано на определении типовых форм каротажных кривых гамма-каротажа, каротажа потенциала самопроизвольной поляризации и индукционного каротажа, которые были сопоставлены с ассоциациями фаций, выделенных по керну.

Наличие на одном стратиграфическом уровне разных по генезису типов отложений, соответствен-

но имеющих разные фильтрационно-емкостные свойства, усложняет прогноз внутреннего строения геологических объектов, а также оценку запасов по площади месторождения. Таким образом, необходимо сформировать различные подходы для изучения данных областей и определить оптимальную схему разработки отдельно для каждой обстановки осадконакопления.

### Сейсмофациальный анализ

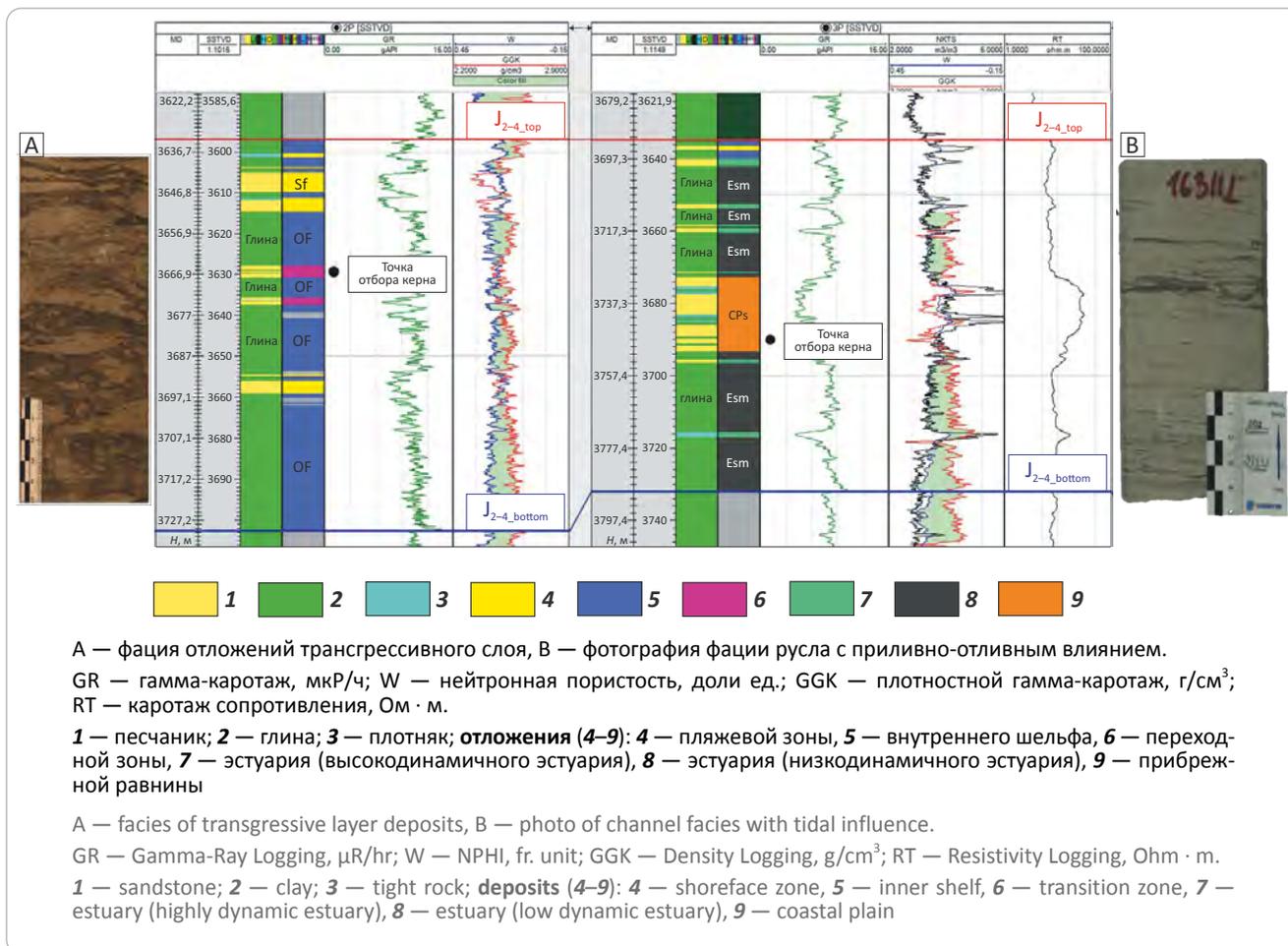
Для прогноза площадного распространения обстановок осадконакопления в интервале пластов Ю<sub>2-4</sub> был выполнен сейсмофациальный анализ.

Для определения объемного распространения фаций проведен атрибутивный анализ, который представляет собой изучение динамических характеристик сейсмического поля и его производных, а также преобразование сейсмических данных в количественное описание свойств пород — сейсмическая инверсия [3]. Для прогноза фаций, выделенных по данным керна и ГИС, в межскважинном пространстве по результатам детерминистической синхронной инверсии выполнен расчет куба псевдопесчанности. Существует методика расчета куба прогнозной песчанности (NTG — Net-to-Gross ratio) по данным результатов инверсии с использованием кубов упругих параметров  $P$ - и  $S$ -импедансов. На основе кроссплота по параметрам  $P$ - и  $S$ -импедансов определяются тренды для чистых глин и водонасыщенных песчаников для вычисления доли песчанистого материала.

Карты средних значений песчанности в интервале пластов, полученные в результате интерпретации прогнозного куба NTG, дают представление о зонах распространения песчаника [4]. Использование данной информации позволяет подтвердить или опровергнуть концепцию осадконакопления не только на качественном, но и на количественном уровне.

Таким образом, исходными данными для интерпретации особенностей сейсмической записи являются амплитудный куб и прогнозный куб NTG. Необходимо отметить, что исходный сейсмический куб NTG характеризуется диапазоном значений, который является нерепрезентативным для значений коэффициента песчанности. Использование прогнозного куба для качественной и количественной оценки коллекторских свойств продуктивных объектов подразумевает нормирование значений в диапазоне от 0 до 1. По шкале NTG значения, стремящиеся к 1, относятся к песчаникам, а близкие к 0 — к отложениям глинистых пород. В статье рассмотрен подход определения корректных значений песчанности с использованием результатов интерпретации скважинных данных и извлеченной вдоль скважины синтетической кривой NTG.

**Рис. 1.** Корреляция фаций, выделенных по данным анализа керна, и фотографии керна  
**Fig. 1.** Correlation of facies identified using core analysis; and photos of core



### Нормирование прогнозного куба псевдопесчанности

Определение корректных граничных значений для прогнозного куба псевдопесчанности осуществлялось на основе анализа зависимости данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин и синтетической кривой песчанности, извлеченной вдоль скважины из инверсионного сейсмического куба NTG [5, 6]. Такой анализ позволил сгруппировать выделенные в скважинах литотипы в отдельные группы по схожим значениям синтетической кривой. Разделение выполнено по зависимости пористости относительно синтетической кривой NTG с цветовой заливкой по литотипам. Результатом являются граничные значения куба NTG, в пределах которых определяется тот или иной литотип, что позволяет установить уверенный диапазон наличия коллектора.

Первоначально были построены и проанализированы зависимости пористости и синтетической кривой песчанности отдельно для каждой скважины на уровне литотипов (рис. 2). Стоит отметить, что детальность сейсмических данных позволяет уверенно выделить только глинистые фации, исключая скв. 3\_ГС, где удалось зафиксировать пороговое значение для зоны песчаника. Таким

образом, высокие значения NTG будут не характеризовать уверенную зону коллектора, а описывать смешанную область (глина и песчаник).

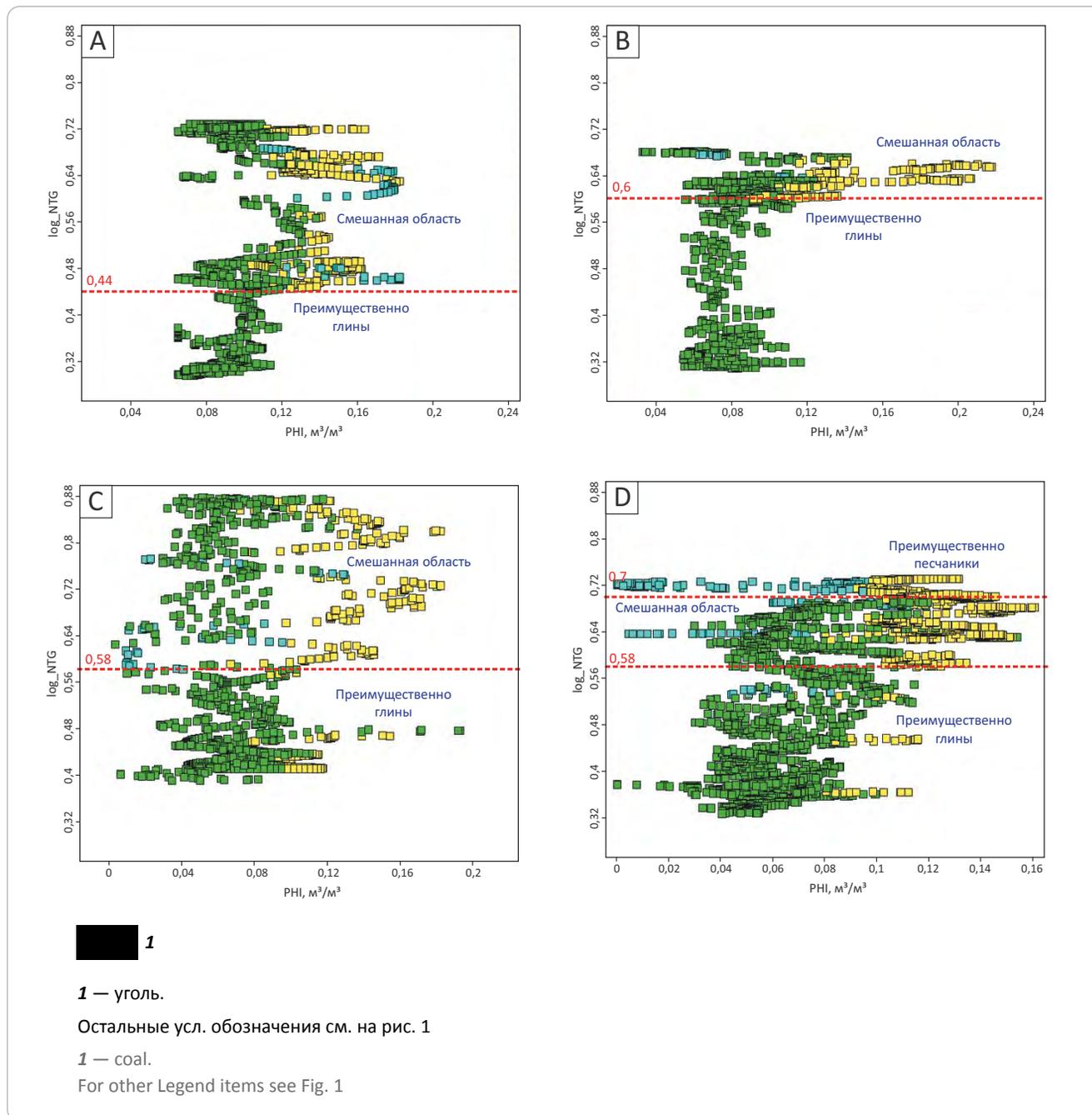
При наличии установленных значений для зоны глин была реализована совместная интерпретация кривых ГИС и синтетической кривой NTG для выделения макрофаций по разрезу. Граничные значения, принятые для каждой скважины (см. рис. 2), использовались как критерий отсечки для распределения макрофаций — неколлектор. Применение полученного граничного значения позволяет выполнить полное разделение на две уверенные зоны — глины и песчаники. На рис. 3 представлен пример комплексной интерпретации для скв. 3\_ГС, вскрывшей мелководно-морские отложения. Повышенные значения данных гамма-каротажа, водородосодержания и пониженные значения сопротивления характеризуют уверенную зону глин, что также подтверждается установленным граничным значением по кубу NTG, равным 0,58. Таким образом, анализ результатов комплексной интерпретации позволил сгруппировать литотипы на уровне макрофаций — коллектор/неколлектор.

На основании выполненного разделения проведена повторная оценка порогового значения для зоны песчаника на уровне макрофаций. Для



**Рис. 2.** Зависимости пористости (PHI) относительно синтетической кривой NTG ( $\log\_NTG$ ), снятой с куба псевдопесчанности для скважин 1P (A), 2P (B), 3P (C) и 3\_ГC (D)

**Fig. 2.** Relationships of porosity (PHI) and NTG ( $\log\_NTG$ ) synthetic log taken from pseudo-sandiness cube for 1P (A), 2P (B), 3P (C), and 3\_ГC (D) wells



установления диапазона значений выполнено группирование скважин по обстановкам осадконакопления, а именно прибрежно-морской и прибрежно-континентальной. Результат разделения на уверенные зоны глин и песчаника, выглядит следующим образом (рис. 4):

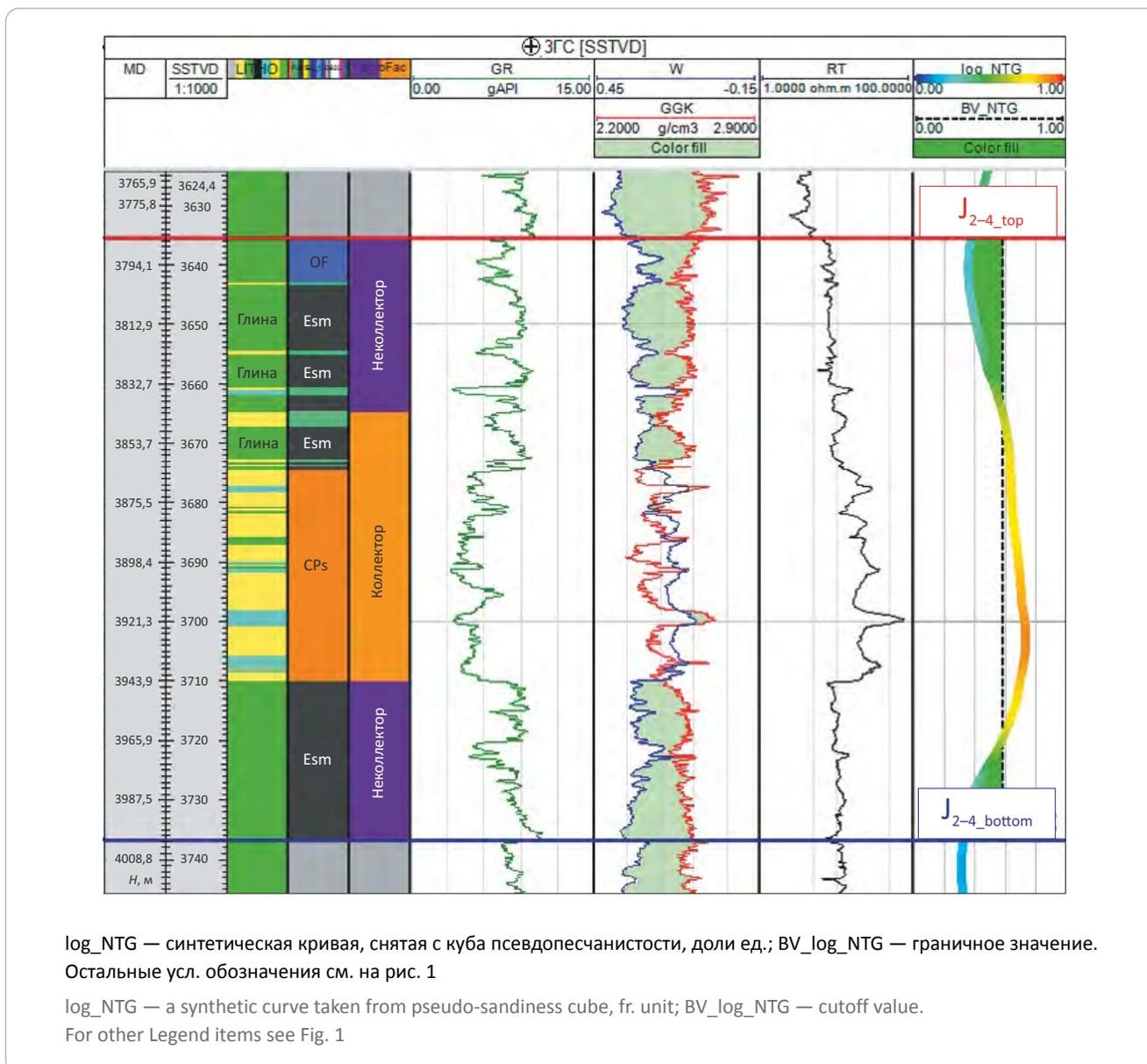
- диапазон значений от 0 до 0,58 характеризует преимущественно глинистые фации;
- диапазон от 0,58 до 0,7 представляет смешанную область фаций глин и песчаников;
- при значении песчанности более 0,7 вероятность наличия песчаника значительно выше.

На основе комплексной оценки песчанности в каждой скважине на уровне литотипов и макрофаций были определены граничные значения для уверенных зон глин и песчаника. Полученное количественное разделение позволило осуществить нормирование прогнозного сейсмического куба NTG для дальнейшего его использования как при атрибутивном анализе, так и в качестве тренда для построения куба макрофаций.

#### Атрибутный анализ

На первом этапе атрибутивного анализа выполнена оценка прогнозного куба песчанности на

**Рис. 3.** Пример комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для разделения на макрофазии  
**Fig. 3.** Example of integrated interpretation of geological and geophysical data for breaking into macrofacies



качественном уровне. Для выполнения этой задачи получено сейсмическое изображение, в плане снятое с инверсионного сейсмического куба NTG в интервале пластов Ю<sub>2-4</sub> (рис. 5), которое позволило проанализировать целостную систему объектов на исследуемой территории.

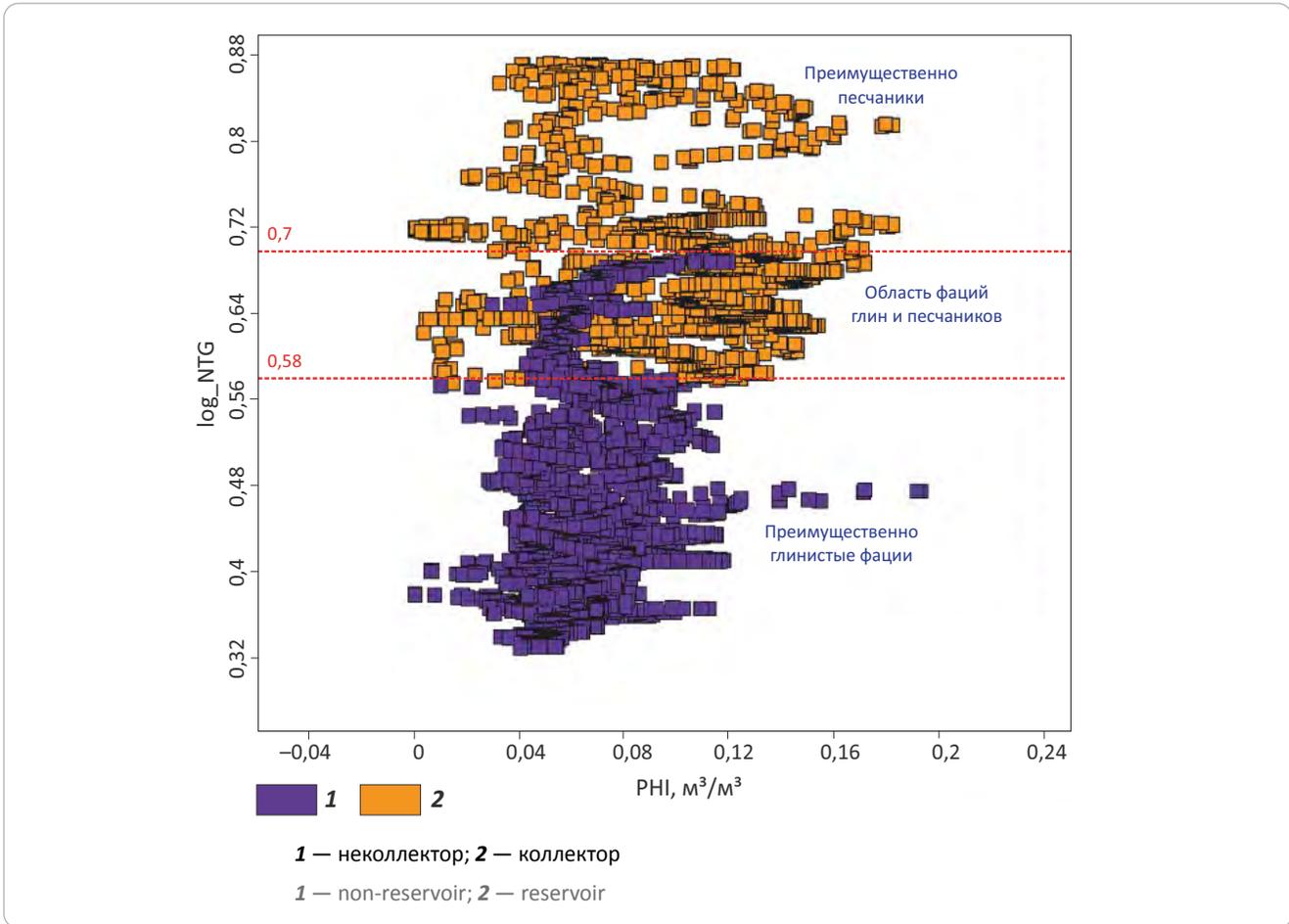
Построенная карта средней песчаности в интервале пластов Ю<sub>2-4</sub> была сопоставлена с другими геолого-геофизическими данными, что позволило выделить различные цветокодированные зоны волнового поля. На рис. 6 отчетливо разделяются зоны распространения осадков различного генезиса, где низкие значения песчаности юго-восточной части характеризуют область прибрежно-континентального комплекса, что подтверждается материалами скв. 3Р. Высокие значения песчаности на карте в районе скважин 1Р и

2Р типичны для мелководно-морских отложений. Такое разделение позволило провести границу раздела между обстановками осадконакопления. Учитывая статистические мощности каналов (2–23 м) и ограничения разрешающей способности прогноза методом инверсии (7 м), удалось закартировать аномалию только в районе скважин 3Р и 3ГС — в виде палеоканала, характерного для данных условий седиментации.

Второй этап предполагает количественную оценку для подтверждения аномалий, выявленных по сейсмическим данным. Прогнозирование свойств пород в межскважинном пространстве было осуществлено с помощью подбора сейсмических атрибутов на основе амплитудного куба, которые имеют наиболее высокий коэффициент корреляции с прогнозной картой NTG в интервале пластов

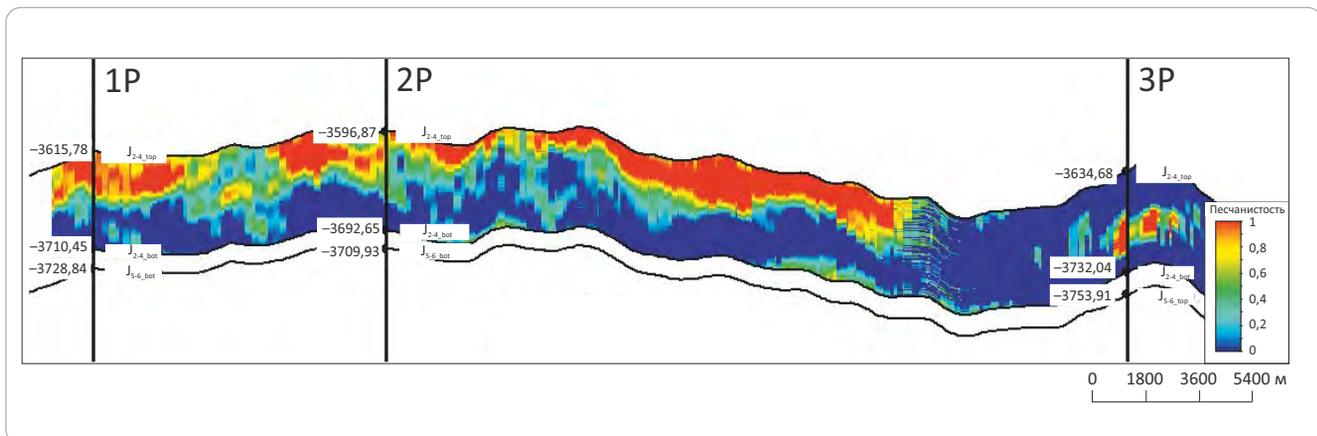
**Рис. 4.** Зависимость пористости (PHI) относительно синтетической кривой NTG (log\_NTG) на уровне макрофаций для скважин прибрежно-континентальной обстановки

**Fig. 4.** Relationships of porosity (PHI) and NTG (log\_NTG) synthetic log at macrofacies level for the wells in coastal-continental environment



**Рис. 5.** Разрез по нормированному сейсмическому кубу NTG через скважины 1P, 2P и 3P

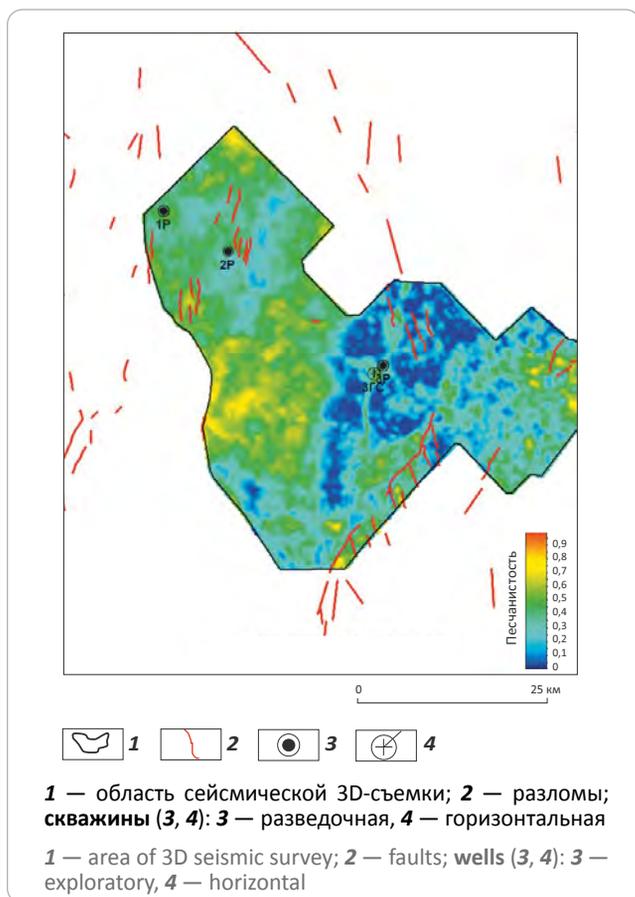
**Fig. 5.** Section from the normalized NTG seismic cube through 1P, 2P and 3P wells



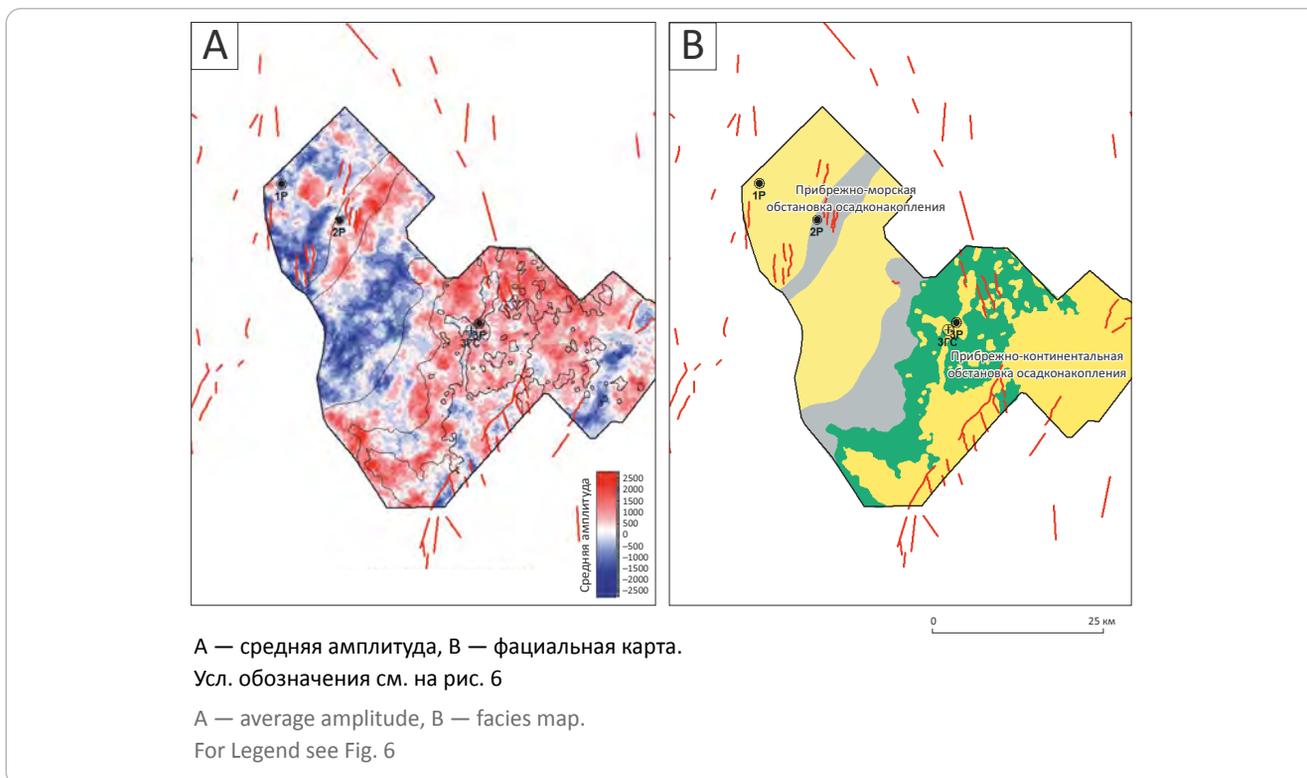
Ю<sub>2-4</sub>. Были рассмотрены атрибуты, которые могут характеризовать наличие коллектора — различные частотные компоненты сигнала, средняя энергия и средняя квадратичная амплитуда [7]. Последний атрибут показал хороший коэффициент корреляции ( $R = 0,61$ ) с песчаностью пласта в пределах

области 3D-сейсмических исследований, что позволяет использовать данный атрибут для выделения границ фациальных зон (рис. 7 А). Стоит отметить, что аномалия типа «канал» в районе скважин 3P и 3\_ГС прослеживается как на прогнозной карте песчаности, так и на срезе сейсмического атри-

**Рис. 6.** Прогнозная карта NTG для пластов Ю<sub>2-4</sub>  
**Fig. 6.** Predicted NTG map for U<sub>2-4</sub> reservoirs



**Рис. 7.** Карта сейсмического атрибута  
**Fig. 7.** Map of seismic attribute



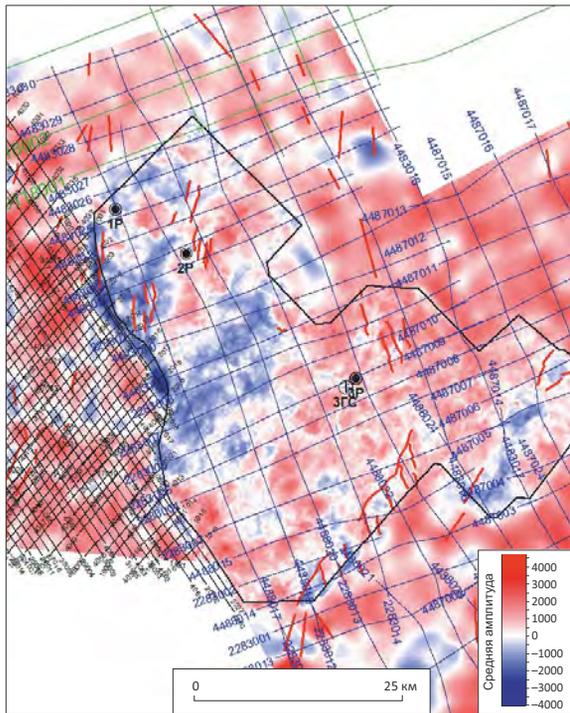
бута среднеквадратичной амплитуды. Русловые отложения в данной обстановке осадконакопления благоприятны для формирования коллектора с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами [8], что подтверждается бурением скважин ЗР и З<sub>ГС</sub>.

Результатом сейсмofациального анализа является карта распределения фаций в пределах области ЗД-сейсмической съемки, которая может послужить основой при построении концептуальной геологической модели (см. рис. 7 В) [9]. Сейсмofациальная карта может быть использована как 2D-тренд, а границы фациальных зон — для создания 3D-куба фаций.

Однако часто область геологического моделирования или границы залежей являются большими, чем область, охваченная сейсмической ЗД-съемкой, что уменьшает детальность прогноза строения изучаемых объектов за пределами исследований [10]. Для снижения неопределенности прогноза распределения фаций за пределами области ЗД-сейсморазведки разработан подход комплексной интерпретации 2D и 3D-данных, состоящий из двух этапов.

I этап. Вычисление атрибута по амплитудному сейсмическому кубу, который имеет высокий коэффициент корреляции с оцениваемым параметром. Поиск атрибута, где  $R > 0,5$ . В данном случае, найден сейсмический атрибут — средняя амплитуда.

II этап. Интерполяция вычисленного сейсмического атрибута (среднеквадратичная амплитуда) на основе данных 2D-профилей для повышения достоверности прогноза границ фациальных зон (рис. 8).

**Рис. 8.** Интерполированная карта сейсмического атрибута — средняя амплитуда**Fig. 8.** Interpolated map of seismic attribute — average amplitude

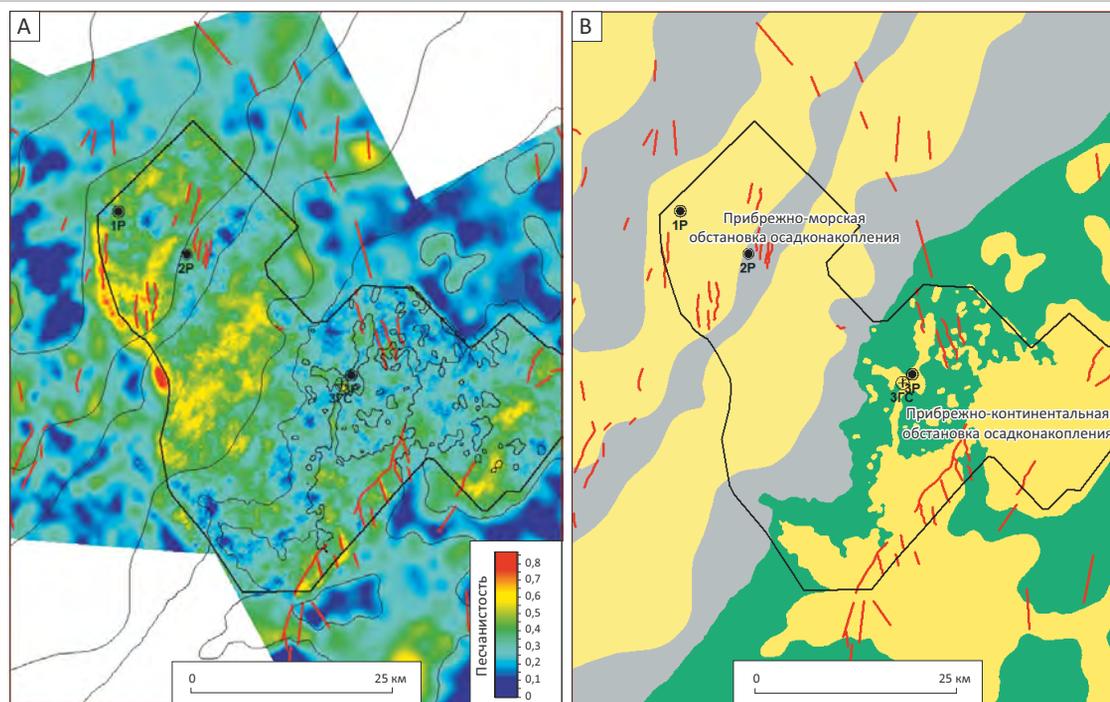
Усл. обозначения см. на рис. 6

For Legend see Fig. 6

Увеличение площади охвата сейсмическим атрибутом позволило с большей достоверностью провести границу между двумя обстановками осадконакопления и закартировать сейсмofации за пределами области 3D-исследований (рис. 9 А, В). Таким образом, получив фациальную карту для всей области моделирования, при распределении свойств в 3D-пространстве представляется возможность задавать характерные параметры для каждой фации.

### Выводы

На основе комплексного анализа сейсмических данных, результатов интерпретации геофизических исследований скважин и изучения керна материала, а также регионального представления об обстановках осадконакопления получена возможность снизить геологические неопределенности в процессе изучения месторождения, что способствует более эффективной разработке нефтегазовых залежей. Для учета геологической изменчивости территории выполнены качественная и количественная оценки сейсмических материалов и данных геофизических исследований скважин. Разработанная методика позволила провести границы фациальных зон и дала возможность более точно спрогнозировать распределение запасов по площади, учитывая различные фильтрационно-емкостные свойства пород. Результатом являются фациальная карта и репрезентативный сейсмический

**Рис. 9.** Прогнозная карта NTG с фациальными границами (А) и фациальная карта (В) для всей области моделирования**Fig. 9.** Predicted NTG map with facies boundaries (A) and facies map (B) over the entire area of modelling

Усл. обозначения см. на рис. 6

For Legend see Fig. 6

инверсионный куб песчаности, которые могут быть использованы как 2D- или 3D-тренд для создания надежной геологической модели, а также для дальнейшего размещения разведочного и эксплуатационного фонда скважин. Предложенная мето-

дика может быть использована для месторождений, имеющих схожие условия осадконакопления, на любом этапе изученности при наличии данных по 3D-сейсмической съемке, стандартному комплексу ГИС и кернового материала.

#### Литература

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.
2. Реддинг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. / Под ред. Х. Реддинга. – М. : Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с.; Т. 2. – 384 с.
3. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2 // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 5–15.
4. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2017. – 152 с.
5. Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Под ред. Д.П. Найдина; пер. с англ. Б.А. Борисова, М.Н. Шапиро. – М. : Мир, 1983. – 328 с.
6. Скрынникова А.В., Шубин А.В., Фомин А.Е. Изучение фациальных комплексов средней юры Западной Сибири по 3D сейсмическим данным // Труды нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2011. – № 3. – С. 18–27.
7. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. – Tulsa : SEG, 2007. – 465 с.
8. Harilal, Biswal S.K., Bhagat S. et al. Mapping of Fluvial Meandering Channel system in Lower Eocene in Mumbai Offshore Basin, India: A New Play through Integration of Geology and 3-D Seismic Attributes // Geohorizons. – 2011. – № 6. – С. 11–18.
9. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М. : Спектр, 2008. – 384 с.
10. Дюбрьул О. Геостатистика в нефтяной геологии. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.

#### References

1. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., Shurygin B.N., Vakulenko L.G., Gaideburova E.A., Danilova V.P., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Moskvina V.I., Yan P.A. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2013;54(8):747–779. DOI: 10.1016/j.rgg.2013.07.002.
2. *Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy*. 3rd edition. In: H.G. Reading, ed. John Wiley & Sons; 2009. 704 p.
3. Yakovlev I.V., Ampilov Yu.P., Filippova K.E. Almost everything about seismic inversion. Part 2. *Technologies of seismic exploration*. 2011;(1):5–15. In Russ.
4. Ol'neva T.V. Seismofatsial'nyi analiz. Obrazy geologicheskikh protsessov i yavlenii v seismicheskom izobrazhenii [Patterns of geological processes and phenomena in seismic image]. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy; 2017. 152 p. In Russ.
5. Hallam A. Facies Interpretation and the Stratigraphic Record. Oxford, San Francisco: Freeman; 1981. 291 pp.
6. Krynnikova A.V., Shubin A.V., Fomin A.E. The study of the middle Jurassic facies complexes of western Siberia in 3D seismic data. *Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas*. 2011;(3):18–27. In Russ.
7. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa: SEG; 2007. 465 p.
8. Harilal, Biswal S.K., Bhagat S. et al. Mapping of Fluvial Meandering Channel system in Lower Eocene in Mumbai Offshore Basin, India: A New Play through Integration of Geology and 3-D Seismic Attributes. *Geohorizons*. 2011;(6):11–18.
9. Ampilov Yu.P. Ot seismicheskoi interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdenii nefiti i gaza [From seismic interpretation to oil and gas field modelling and assessment]. Moscow: Spektr; 2008. 384 p. In Russ.
10. Dyubryul' O. Geostatistika v neftyanoi geologii. Moscow-Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITS "Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika"; 2009. 256 p. In Russ.

#### Информация об авторах

**Чучалина Кристина Юрьевна**

Специалист 1-й категории

ООО «НОВАТЭК НТЦ»,

625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53

e-mail: Kristina.Chuchalina@novatek.ru

ORCID ID: 0000-0002-5596-0741

#### Information about authors

**Kristina Yu. Chuchalina**

1st Category Specialist

NOVATEK STC,

53, ulitsa 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia

e-mail: Kristina.Chuchalina@novatek.ru

ORCID ID: 0000-0002-5596-0741

**Казанцев Глеб Владимирович**

Руководитель группы  
ООО «НОВАТЭК НТЦ»,  
625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53  
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru  
ORCID ID: 0000-0003-0448-5300

**Зундэ Дмитрий Алексеевич**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
начальник отдела  
ООО «НОВАТЭК НТЦ»,  
625026 Тюмень, ул. 50 лет ВЛКСМ, д. 53  
e-mail: Dmitrii.Zunde@novatek.ru  
ORCID ID: 0000-0003-1007-0603

**Gleb V. Kazantsev**

Head of Group  
NOVATEK STC,  
53, ulitsa 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia  
e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru  
ORCID ID: 0000-0003-0448-5300

**Dmitrii A. Zundeh**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Head of Department  
NOVATEK STC,  
53, ulitsa 50 Let VLKSM, Tyumen, 625026, Russia  
e-mail: Dmitrii.Zunde@novatek.ru  
ORCID ID: 0000-0003-1007-0603