

УДК 550.822

**Изучение геологического строения верхнеяковлевских отложений  
Тагульского месторождения в процессе обоснования  
эксплуатационного бурения**

**А. С. Титенков<sup>1</sup>, Ю. Н. Утяшев<sup>1</sup>, А. А. Евдошук<sup>1</sup>, В. А. Белкина<sup>2\*</sup>,  
Д. В. Грандов<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

\*e-mail: belkinava@tyuiu.ru

**Аннотация.** В настоящее время большинство вводимых в разработку месторождений характеризуются сложным геологическим строением, как по разрезу, так и в плане. Решение комплекса геологических задач, включая такие важные, как составление проектов разведки и разработки, эффективное управление системой воздействия на пласт, невозможно без создания математических моделей, отражающих основные особенности изменчивости целевых параметров. Задача построения корректных моделей объектов со сложным строением требует привлечения, обобщения и верификации всей имеющейся информации.

Достоверность трехмерных геологических построений в значительной степени определяется точностью корреляции границ объектов. Для повышения обоснованности расчленения разреза в представленной работе для сложнопостроенных пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) Тагульского месторождения предложен новый маркирующий репер — палеопочвы. Надежность модели повысило также использование результатов фациального анализа, на основании которых удалось сделать вывод, что накопление осадков изучаемых объектов происходило в двух обстановках: русловых и пойменных. При этом фильтрационно-емкостные свойства пород этих фаций различаются существенно.

Актуализированная модель характеризуется сокращением площади нефтеносности и величины запасов углеводородного сырья. Ее внедрение позволит оптимизировать местоположение проектного фонда скважин и сократить затраты на геолого-технические мероприятия. С позиции экономических критериев это означает снижение капитальных затрат и повышение рентабельности проекта.

**Ключевые слова:** континентальные отложения; маркирующий горизонт; корреляция; керн; пойма; коллекторские свойства; геологическая модель

**Comprehensive study of the geological structure Verkhneyakovlev deposits  
of the Tagul field in the process of justifications for operational drilling**

**Aleksey S. Titenkov<sup>1</sup>, Yuriy N. Utyashev<sup>1</sup>, Aleksander A. Evdoshchuk<sup>1</sup>,  
Valentina A. Belkina<sup>2\*</sup>, Dmitry V. Grandov<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

\*e-mail: belkinava@tyuiu.ru

*Abstract.* Currently, most of the fields being put into development are characterized by a complex geological structure, both in terms of section and in terms of plan. The solution of all geological tasks, including such important ones as the preparation of exploration projects, operation and effective development management, is impossible without creating models that reflect the main features of the variability of target parameters. The construction of adequate models of objects with a complex structure requires the involvement of all available information.

The accuracy of the geological model is mostly determined by the accuracy of the well correlation. Paleosols are a new marker for the complex-built layers of the VAK-2 and VAK-3(1) of the Tagul field, which contributes to the validity of the correlation of the section of these layers. The reliability of the model was also improved by the use of the results of facies analysis. This analysis showed that the sedimentation of the studied objects includes channel and floodplain facies. Reservoir rock properties of these facies differ significantly.

The updated model is characterized by a reduction in the oil-bearing area and the amount of reserves. The implementation of the model will optimize the project fund of wells and reduce the cost of well intervention. Economically, this means reducing capital costs and increasing the profitability of the project.

*Key words:* continental sediments; marking horizon; well correlation; core; floodplain; reservoir properties; geological model

## **Введение**

В настоящее время в составе сырьевой базы углеводородов постоянно увеличивается доля месторождений со сложной структурой запасов. Успешное решение возникающих геологических задач в такой ситуации невозможно без создания математических моделей, отражающих основные особенности изменчивости целевых параметров. Повышение достоверности результатов цифровых инструментов может быть достигнуто только при условии углубленного анализа всего комплекса геолого-промысловой и геофизической информации: прямой, косвенной и априорной [1].

В представленной работе объектом изучения являлись модели пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) Тагульского месторождения, сформированные на основе имеющегося пула разновременной информации, характеризующейся широким диапазоном достоверности. Площадь месторождения составляет приблизительно 360 км<sup>2</sup>, этаж нефтегазоносности — более 2 500 м. На месторождении к настоящему времени выявлено 34 продуктивных пласта. Но основные запасы месторождения сосредоточены в шести пластах: Як-2, Як-3, Як-4, Як-5, ВЯк-8 и ВЯк-16. Остальные, значительно менее продуктивные пласты, согласно современной концепции разработки, вводятся по мере необходимости для поддержания контрактного уровня добычи нефти. Пласты ВЯк-2 и ВЯк3(1) относятся ко второстепенным объектам эксплуатации.

В административном отношении объекты исследования расположены в северной части Красноярского края. В соответствии с нефтегазогеологическим районированием район работ приурочен к Большехетскому нефтегазоносному региону Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Непосредственно Тагульское поднятие выявлено сейсморазведочными работами в 1970 г., а с 1986 г. на подготовленной структуре начата реализация глубокого поискового бурения. Открыто месторождение в 1988 г., но введено в

разработку только в 2016 г., что обусловлено неоднородностью строения продуктивных пластов, а также сложным фазовым насыщением.

### **Объект и методы исследования**

Предпосылкой уточнения существующего представления о геологическом строении верхнеяковлевских формаций стали отрицательные прогнозные значения в плане характера насыщения предыдущей модели в районе кустовой площадки 24 в процессе бурения 16 транзитных скважин. После интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) фазовое состояние принято водонасыщенным, а не нефтенасыщенным, как предполагалось ранее.

При решении задачи за основу приняты результаты выполненных в период за 2004–2016 гг. 3D сейсморазведочных работ, покрывающих всю территорию месторождения (1 480 км<sup>2</sup>). Необходимо отметить удовлетворительное качество материалов несмотря на то, что район является традиционно сложным для сейсморазведочных работ из-за распространения многолетнемерзлых пород переменной толщины. Их мощность неравномерна и изменяется по площади в диапазоне от 150 до 400 м, по причине наличия зон растепления, рек, озер и проявления тектонической деятельности.

На момент реализации рассматриваемого проекта на изучаемых пластах в построении трехмерной геологической модели использованы данные 167 скважин. Корреляции и выделение пойменных и русловых фаций проведено на основе стандартного набора каротажных диаграмм: ПС (самопроизвольной поляризации —  $\alpha_{nc}$ ), ГК (гамма-каротаж), НК (нейтронный каротаж), ГГК-П (гамма-гамма-плотностной каротаж), УЭС (удельное электрическое сопротивление). С целью повышения точности модели использованы совсем недавно появившиеся виды ГИС: SIFA (сечение захвата тепловых нейтронов), РЕФ (фотоэлектрический метод).

Имеющиеся каротажные диаграммы ГИС характеризуются хорошим качеством записи. Объемы и результаты исследований позволили детально расчленивать разрез, оценить фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС и характер насыщения пород-коллекторов. В то же время в интервалах исследуемых отложений отбор керн произведен в незначительном количестве.

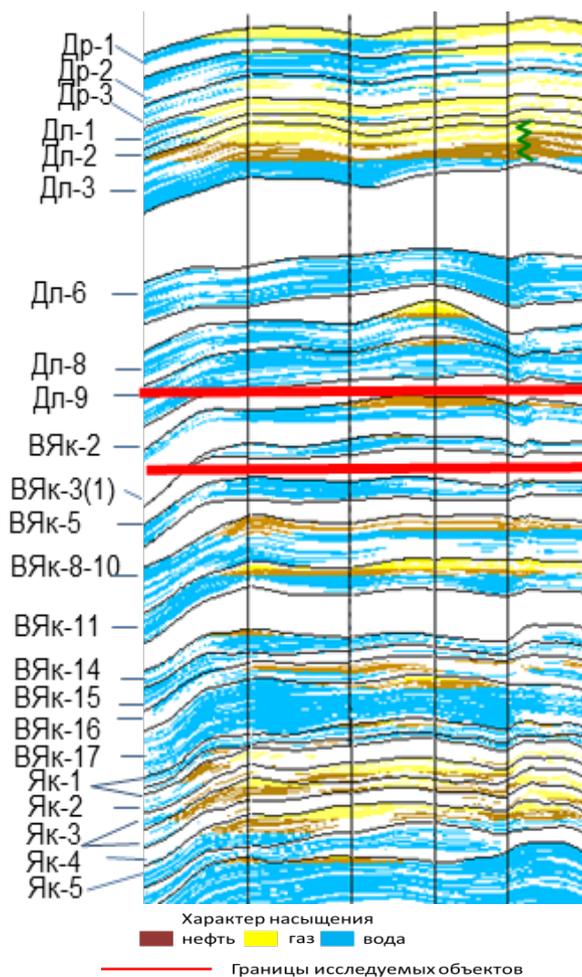
### **Геологическое строение верхнеяковлевских отложений**

Геологическое строение в разрезе пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) представлено на рисунке 1.

Геологическое строение изучаемых интервалов оценивается как сложное [2]. Фациальный анализ показал, что формации пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) формировались в континентальных и прибрежно-континентальных (эстуарии) условиях [3]. По данным керн и ГИС выделены речные русла, поймы, болота и озера, лагуны и приливно-отливные отмели.

### **Принципы выделения реперных интервалов**

Уточненная геологическая модель основана на принципиально иной стратификации разреза, основанной на выделении маркирующих горизонтов, характерных для континентальных условий осадконакопления: палеопочвы, угли, реже плотные породы.

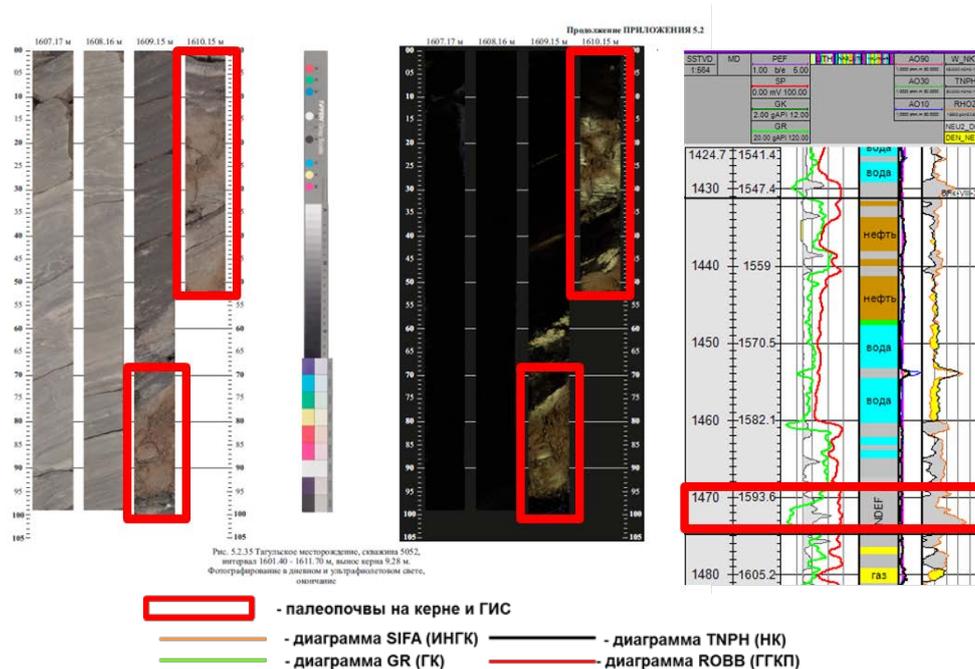


**Рис. 1. Геологический разрез Тагульского месторождения**

ПС и ГГК-II в интервале пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) приведены на рисунке 2. Согласно литологическому описанию, палеопочвы сложены алевролитами, имеют комковатую структуру, при высыхании рассыпаются, характеризуются светло-коричневым цветом и множественными трещинами. Толщины, как правило, небольшие, в пределах 0,5–3 м. Как сказано выше, для палеопочв характерна низкая радиоактивность. Кроме этого критерия выделения палеопочв, они идентифицируются еще по высоким значениям коэффициента карбонатизации. Благодаря этому свойству они светятся в ультрафиолете. В зависимости от типа педогенезиса палеопочвы могут содержать плотные карбонатные породы, а также прослой глины значительных толщин [5–7]. Согласно современной методике, вначале выделение палеопочв выполнено на керновом материале по указанным выше признакам.

Палеопочвы — это отложения, накопление которых происходит в условиях относительного уровня моря. С позиции литологического строения они (отложения) представляют собой алевролит, характеризуемый низкой радиоактивностью. Угольные формации, напротив, накапливаются во время наиболее высокого уровня моря [4]. В такой географической обстановке происходит обширное подтопление площадей, что приводит к образованию болот. В условиях болотной фации накапливаются в основном торфяные породы. Очень важно, с позиции обоснования репера, что в разрезе пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) Тагульского месторождения палеопочвы выделяются повсеместно, причем на различных стратиграфических уровнях, а угли — редко.

Фото керна с включениями палеопочв и каротажные диаграммы



**Рис. 2. Палеопочвы на керне и планшете ГИС (А. С. Титенков)**

На следующем шаге идентификация маркирующего интервала палеопочв проведена по комплексу геофизических методов: пониженным показаниям ГК ( $< 55 \text{ gAPI}$ ), повышенным значениям  $\alpha_{\text{лс}}$  ( $< 55 \text{ gAPI}$ ), существенно повышенным показаниям НК ( $> 40 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ) и ГПП-П ( $> 2,3 \text{ г}/\text{см}^3$ ), низким значениям УЭС — порядка 5 Ом·м. Качество материалов перечисленных методов в интервале изучаемых продуктивных отложений позволило выделить палеопочвы во всех скважинах.

### **Корреляция маркирующих интервалов пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1)**

При выделении маркирующего горизонта учитывалась выдержанность толщины интервала между репером и опорной границей (кровля ВЯк-8-10). Репер выделялся по подошве, так как кровля палеопочв часто бывает размытой. Для контроля правильности выделения палеопочв проведены анализ и соотнесение с фотографиями керна. Выравнивание схемы корреляции проведено на стратиграфическую кровлю пласта ВЯк-8-10, так как она хорошо коррелируется по аналогичному реперу и прослеживается в 95 % скважин. Заключительным этапом было выделение пластов с учетом характера насыщения в пределах осадочной толщи между реперами (рис. 3).

По результатам актуализированной корреляции проведено уточнение геометрии залежи пласта ВЯк-2, что, в свою очередь, привело к сокращению площади нефтеносности на 40 % и величины запасов на 29 %. Применительно к пласту ВЯк-3(1) уменьшение значений таких же параметров составило 60 и 50 % соответственно.

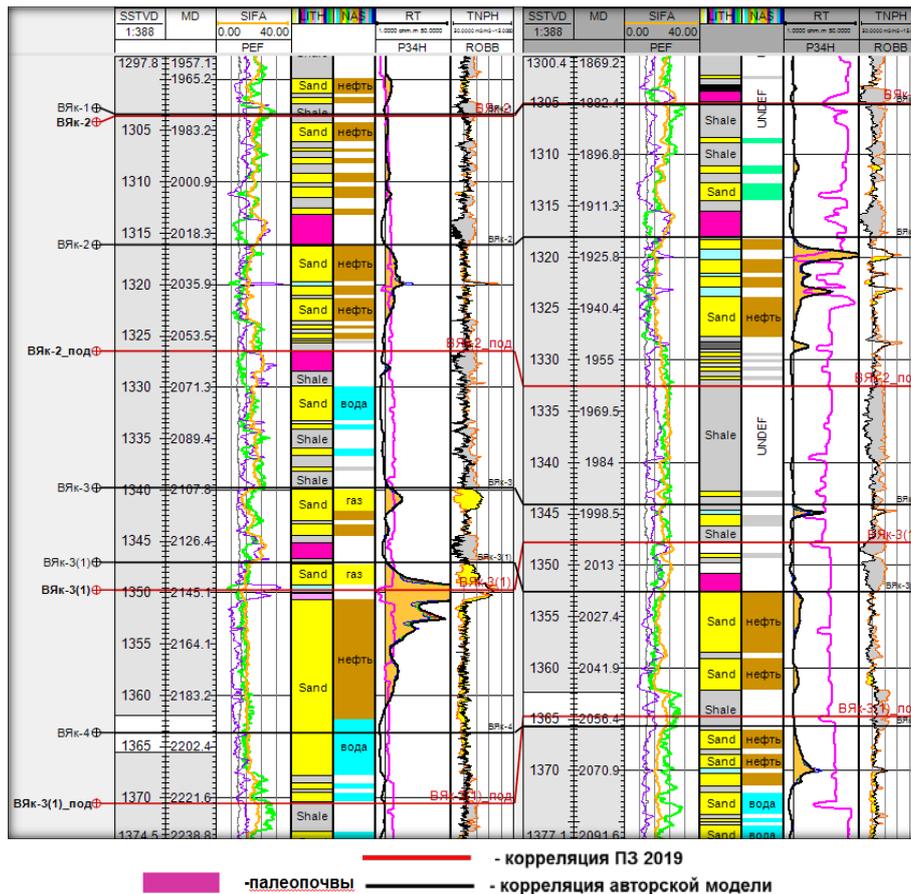


Рис. 3. Межскважинная корреляция продуктивных пластов верхнеяковлевской свиты с учетом реперного горизонта палеопочв (А. С. Титенков)

### Фациальный анализ

Пласты ВЯк-2 и ВЯк-3(1) формировались в сложной геологической обстановке и представлены преимущественно континентальными фациями, в которых преобладают речные русла, поймы и озера [3]. С целью увеличения достоверности трехмерной геологической модели проведен их фациальный анализ.

В рассматриваемом интервале разреза выделены две фации: поймы и русла. Породы, накопившиеся в пойменной фации, представлены в основном супесчано-суглинистым материалом и обладают более низкими коллекторскими свойствами относительно фации русел [8–13]. Для подтверждения сказанного, по данным РИГИС в выделенных фациях оценены значения пористости ( $k_D$ ) и проницаемости ( $k_{пр}$ ) (таблица, рис. 4).

#### Значения пористости и проницаемости фаций пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) по ГИС

Фация	Пласт	Пористость, д.ед.	Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>
Русловые фации	ВЯк-2	0,312	312
	ВЯк-3(1)	0,284	336
Пойменные фации	ВЯк-2	0,237	60
	ВЯк-3(1)	0,234	20

Как видно из таблицы, значения пористости и проницаемости по ГИС подтверждают, что русловые фации обладают лучшими параметрами ФЕС по сравнению с пойменной частью. Например, если для пласта ВЯк-2  $k_{пр}$  русловых фаций на 32 % больше, чем для пойменных, то  $k_{пр}$  для русловой фации больше в 4,2 раза, чем для пойменной.

Основным методом идентификации русловых и пойменных фаций является SIFA (сечение захвата тепловых нейтронов), который отражает глинистость. Если показания метода SIFA низкие и составляют меньше 20 ед., то это русловая фация, если же показания превышают 20 ед., то пойменная. Стандартный комплекс ГИС использовался как вспомогательный.

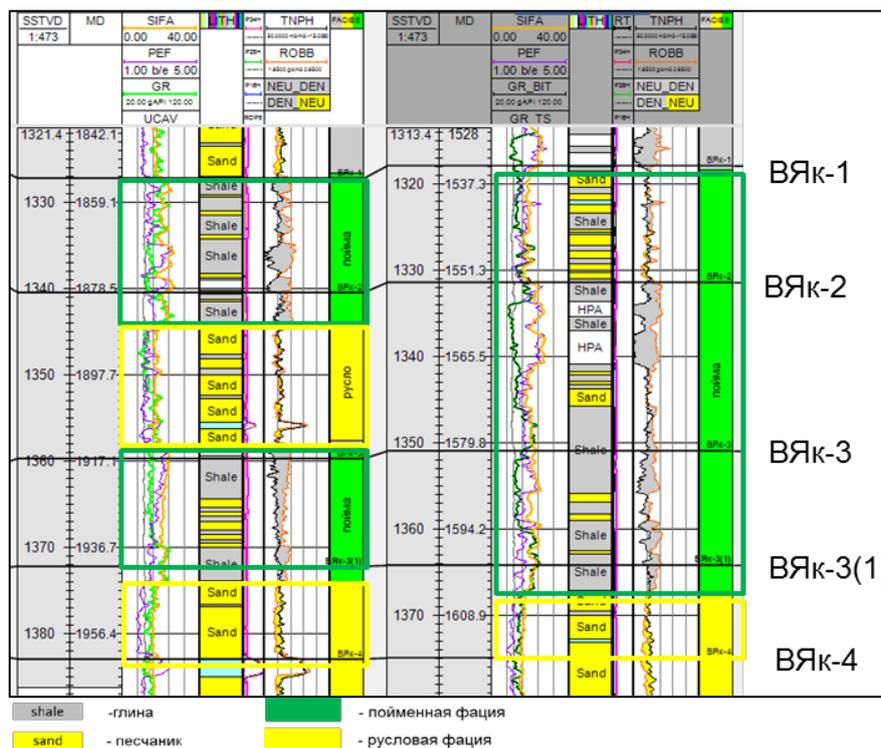


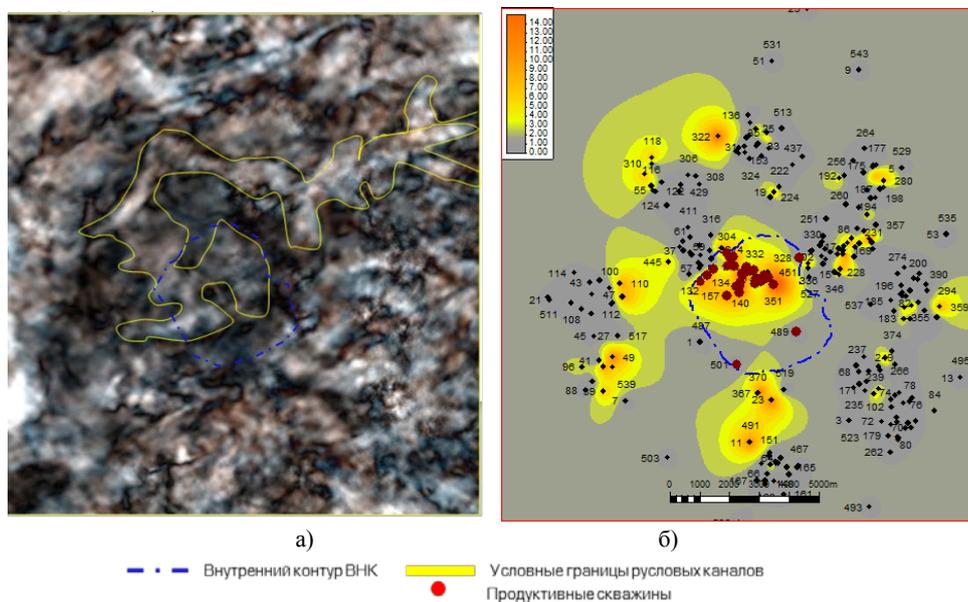
Рис. 4. Русловые и пойменные фации на диаграммах ГИС (А. С. Титенков)

Следующим шагом было построение карт русловых отложений, выделенных по комплексу ГИС, а также сопоставление полученных результатов со спектральной декомпозицией.

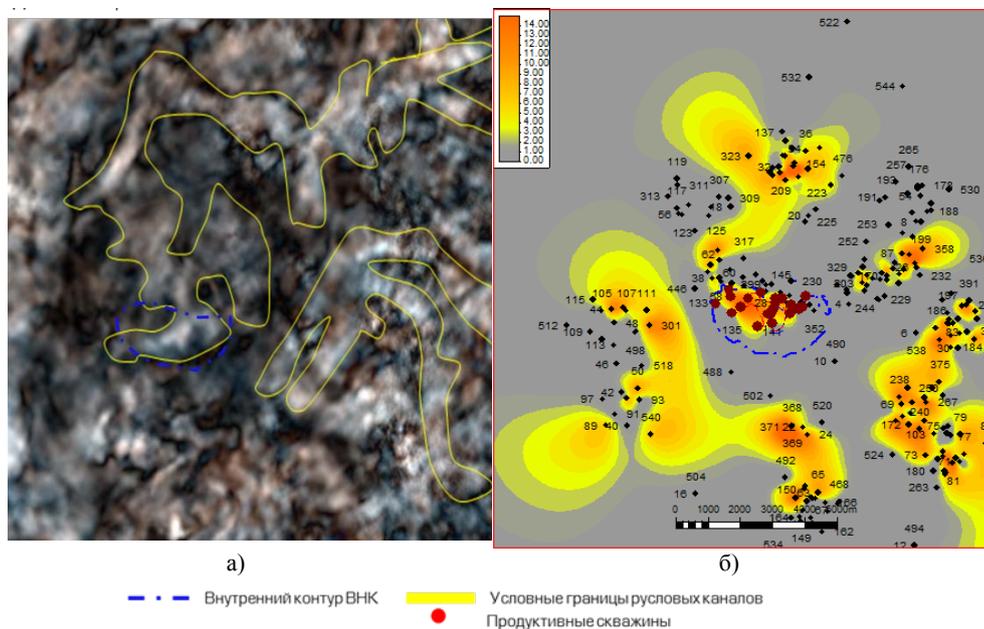
Спектральная декомпозиция — разложение сейсмической записи на частотные компоненты, то есть получение частотного спектра [14]. Основные методы расчета — дискретные Фурье и Вейвлет преобразования. Подход широко применяется в качественном атрибутивном анализе. Например, показано, что разные части палеорусел в зависимости от эффективной толщины лучше выделяются на разных частотных компонентах [15–17].

Интерпретацию проводят на основе анализа индивидуальных частотных компонентов сейсмического горизонта [18–20]. На сейсмической

декомпозиции, приведенной на рисунках 5 и 6, хорошо прослеживаются русловые отложения, что позволяет обосновать зоны с благоприятными коллекторскими свойствами и уточнить размещение эксплуатационного фонда скважин.



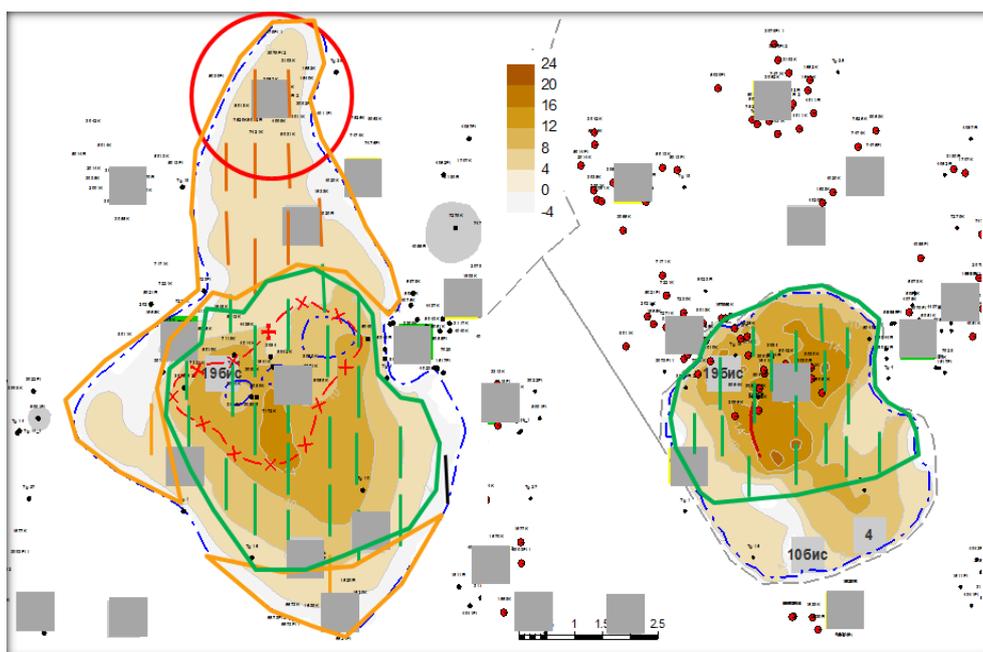
**Рис. 5. Определение русловых отложений (а) по спектральной декомпозиции (б) по данным ГИС. Пласт ВЯк-2. Русла меандрирующего типа**



**Рис. 6. Определение русловых отложений (а) по спектральной декомпозиции (б) по данным ГИС. Пласт ВЯк-3(1). Русла меандрирующего типа**

Заключительным этапом решения поставленной задачи является обоснование размещения эксплуатационного фонда (рис. 7) с учетом актуализированного геологического строения пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1), а также анализ технико-экономических показателей и рисков.

На основе фациальной карты и карты эффективных нефтенасыщенных толщин обоснованы две зоны эксплуатационного бурения: перспективного и рискованного размещения скважин (рис. 7, 8).

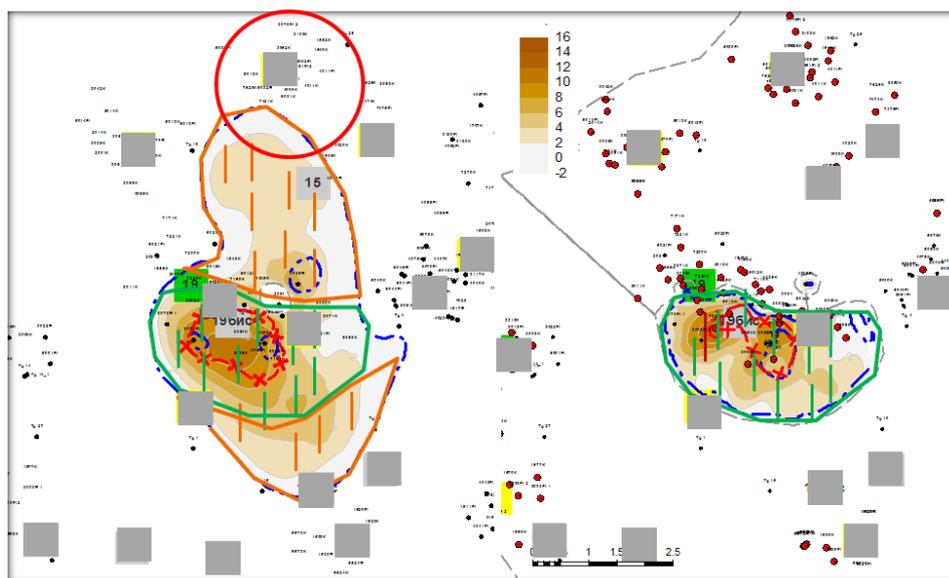


Условные обозначения:

- |   |  |     |                                     |       |                |
|---|--|-----|-------------------------------------|-------|----------------|
| ● | Транзитный фонд                          | ■   | Кустовые площадки                   | — x — | Внутренний ГНК |
| ● | Фонд ГС                                  | --- | Граница зон с различными контактами | — x — | Внешний ГНК    |
| ● | Новые скв.                               | --- | Внутренний ВНК                      | ---   | Внешний ВНК    |
| □ | Зона с перспективным размещением скважин |     |                                     |       |                |
| □ | Зона с рискованным размещением скважин   |     |                                     |       |                |

**Рис. 7. Карты нефтенасыщенных толщин с зонами перспективного и рискованного размещения эксплуатационных скважин. Пласт ВЯк-2:**  
а) модель 2019 г.; б) актуализированная модель

На рисунках 7 и 8 представлены карты нефтенасыщенных толщин пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) в двух вариантах — построенные на основе 101 скважины 01.01.2019 (а) и авторской модели (б) с учетом новых данных — 167 скважин по состоянию на 2021 г. Согласно актуализированной модели, эксплуатационный фонд скважин рекомендуется размещать в зонах распространения русловых каналов.



Условные обозначения:

- |   |  |       |                                     |       |                |
|---|--|-------|-------------------------------------|-------|----------------|
| ● | Транзитный фонд                          | ■     | Кустовые площадки                   | — x — | Внутренний ГНК |
| ● | Фонд ГС                                  | — — — | Граница зон с различными контактами | — x — | Внешний ГНК    |
| ● | Новые скв.                               | — — — | Внутренний ВНК                      | — — — | Внешний ВНК    |
| ■ | Зона с перспективным размещением скважин |       |                                     |       |                |
| ■ | Зона с рискованным размещением скважин   |       |                                     |       |                |

Рис. 8. Карты нефтенасыщенных толщин с зонами перспективного и рискованного размещения эксплуатационных скважин. Пласт ВЯк-3(1): (а) модель 2019 г.; б) актуализированная модель

## Выводы

Впервые на Тагульском месторождении в качестве стратиграфического маркера в континентальных отложениях обоснованы палеопочвы, которые использованы для корреляции верхнеяковлевских отложений.

Для пластов ВЯк-2 и ВЯк-3(1) проведен комплексный фациальный анализ по керновым данным, ГИС и результатам спектральной декомпозиции:

- комплексирование геологической информации (керновые данные и ГИС) позволило обосновать палеопочвы как основной стратиграфический маркер для континентальных отложений;
- в результате обоснования новых стратиграфических границ уточнена корреляция и на ее основе геометрия залежей, а также величина запасов продуктивных пластов;
- по результатам фациального анализа выделены русловые и пойменные фации, которые позволили определить перспективные зоны с повышенными коллекторскими свойствами для размещения эксплуатационного фонда скважин;
- уточненная модель характеризуется сокращением площади нефтеносности и величины запасов.

Актуализированная модель обеспечила оптимизацию капитальных затрат при размещении проектного фонда скважин и экономическую эффективность освоения запасов рассматриваемых отложений.

#### **Библиографический список**

1. Еремин, Н. А. Современная разработка месторождений нефти и газа : умная скважина, интеллектуальный промысел, виртуальная компания : учебное пособие / Н. А. Еремин ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва : Недра, 2008. – 244 с. – Текст : непосредственный.
2. Черкес, Е. О. Определение рисков при бурении скважин и учет неоднородностей геологических моделей (на примере Ванкорского месторождения) / Е. О. Черкес, Д. А. Антоненко, П. В. Ставинский. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «Роснефть». – Тюмень, 2008. – № 3. – С. 30–37.
3. Состав и условия образования продуктивных толщ нижнехетской и яковлевской свит нижнего мела Ванкорского нефтегазового месторождения (северо-восток Западной Сибири) / П. А. Фокин, В. Р. Демидова, В. М. Яценко [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2008. – № 5. – С. 12–18.
4. Зундэ, Д. А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений аллювиального генезиса на примере пластов покурской свиты / Д. А. Зундэ, И. П. Попов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2015. – № 3. – С. 22–25.
5. Селли, Р. Ч. Древние обстановки осадконакопления / Р. Ч. Селли ; перевод с английского А. А. Никонова, К. И. Никоновой. – Москва : Недра, 1989. – 294 с. – Перевод изд.: *Ancient sedimentary environments and their sub-surface diagnosis* / Richard Ch. Selley, 1984. – Текст : непосредственный.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 679 с. – Текст : непосредственный.
7. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.
8. Чернова, Л. С. Модели генетических типов терригенных коллекторов нефти и газа / Л. С. Чернова. – Текст : непосредственный // Породы-коллекторы нефтегазоносных отложений Сибири : сборник научных трудов / Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск : СНИИГГИМС, 1984. – С. 13–26.
9. Санькова, Н. В. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС с целью уточнения строения продуктивных пластов (на примере месторождений нефти и газа Западной и Восточной Сибири) : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Санькова Наталья Владимировна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2012. – 164 с. – Текст : непосредственный.
10. Костеневич, К. А. Обоснование литолого-фациальных закономерностей распространения коллекторов в отложениях сложного строения / К. А. Костеневич, И. В. Федорцов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 26–29.
11. Медведев, А. Л. Комплекс заполнения врезанных долин — новый нефтепродуктивный объект в меловых отложениях Краснотинского свода Западной Сибири (на примере Каменного месторождения) : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Медведев Алексей Львович ; Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ). – Санкт-Петербург, 2010. – 24 с. – Место защиты : ВНИГРИ. – Текст : непосредственный.
12. Обстановки осадконакопления и фации : в 2 т. / [Х. Г. Реддинг, Дж. Д. Коллинсон, Ф. А. Аллен и др.] ; под редакцией Х. Реддинга, перевод с английского И. С. Барскова и др. – Москва : Мир, 1990. – Т. 1. – 351 с. – Перевод изд.: *Sedimentary environments and facies* / Edited by H. G. Reading, 1978. – Текст : непосредственный.
13. Белозёров, В. Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений / В. Б. Белозёров. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – № 1. – С. 116–123.

14. Витязев, В. В. Вейвлет-анализ временных рядов / В. В. Витязев. – Санкт-Петербург : Изд-во Санкт-Петербургского государственного ун-та, 2001. – 58 с. – Текст : непосредственный.
15. Richardson, J. G. Braided stream reservoirs / J. G. Richardson, J. B. Sangree, R. M. Sneider. – DOI 10.2118/15782-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1987. – Vol. 39, Issue 12. – P. 1499–1500.
16. Корнев, В. А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири) : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Корнев Владимир Александрович ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2000. – 373 с. – Текст : непосредственный.
17. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев. – Ленинград : Недра, 1984. – 260 с. – Текст : непосредственный.
18. Муртазин, Д. Г. Спектральная декомпозиция — новые возможности детального динамического анализа сейсмических данных / Д. Г. Муртазин. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2016. – № 5. – С. 68–73.
19. Dubrule, O. Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models / O. Dubrule. – SEG, EAGE, 2003. – 281 p. – Direct text.
20. Mukerji, T., Pore fluid effects on seismic velocity in anisotropic rocks / T. Mukerji, G. Mavko. – DOI 10.1190/1.1443585. – Direct text // Geophysics. – 1994. – Vol. 59, Issue 2. – P. 233–244.

### References

- Eremin, N. A. (2008). *Sovremennaya razrabotka mestorozhdeniy nefiti i gaza: umnaya skvazhina, intellektual'nyy promysel, virtual'naya kompaniya*. Moscow, Nedra Publ., 244 p. (In Russian).
- Cherkas, Ye. O., Antonenko, D. A., & Stavinsky, P. V. (2008). Drilling Risk Assessment at the Vankor Field. *Nauchno-tehnicheskii vestnik OAO "NK "Rosneft"*, (3), pp. 30-37. (In Russian).
- Fokin, P. A., Demidova, V. R., Yatsenko, V. M., Stavinskiy, P. V., & Lisunova, O. V. (2008). Sostav i usloviya obrazovaniya produktivnykh tolsch nizhnekhtskoy i yakovlevskoy svit nizhnego mela Vankorskogo neftegazovogo mestorozhdeniya (severo-vostok Zapadnoy Sibiri). *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 4: Geologiya*, (5), pp. 12-18. (In Russian).
- Zunde, D. A., & Popov, I. P. (2015). Stratification methodology for continental deposits at the example of Pokur suite beds. *Oil and gas geology*, (3), pp. 22-25. (In Russian).
- Selley, R. Ch. (1984). *Ancient sedimentary environments and their sub-surface diagnosis*. London, Chapman and Hall, 295 p. (In English).
- Kontorovich, A. E., Nesterov, I. I., Salmanov, F. K., Surkov, V. S., Trofimuk, A. A., & Erv'e, Yu. G. (1975). *Geologiya nefiti i gaza Zapadnoy Sibiri*. Moscow, Nedra Publ., 679 p. (In Russian).
- Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanekov, V. A., Karogodin, Y. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K.,... & Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5-6), pp. 582-609. (In English). DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.005
- Chernova, L. C. (1984). Modeli geneticheskikh tipov terrigennykh kollektorov nefiti i gaza. Porody - kollektory neftegazonosnykh otlozhenij Sibiri : sbornik nauchnykh trudov. Novosibirsk, SNIIGGIMS Publ., 1984, pp. 13-26. (In Russian).
- San'kova, N. V. (2012). Diagnostika fatsiy po kompleksu metodov GIS s tsel'yu utochneniya stroeniya produktivnykh plastov (na primere mestorozhdeniy nefiti i gaza Zapadnoy i Vostochnoy Sibiri). Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 164 p. (In Russian).
- Kostenevich, K. A., & Fedortzov, I. V. (2011). Foundation of litho-facial regularities of reservoirs propagation in the complex structure deposits. *Oil Industry*, (4), pp. 26-29. (In Russian).
- Medvedev, A. L. (2010). Kompleks zapolneniya vrezannykh dolin - novyy nefteproduktivnyy ob"ekt v melovykh otlozheniyakh Krasnoleninskogo svoda Zapadnoy Sibiri (na primere Kamennogo mestorozhdeniya). Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral.nauk. St. Petersburg, 24 p. (In Russian).

12. Reading, H. G. (Ed.) (1978). Sedimentary environments and facies. Volume 1. Blackwell Scientific Publications. (In English).
13. Belozеров, V. B. (2011). Rol' sedimentatsionnykh modeley v elektrofatsial'nom analize terrigennykh otlozheniy. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, (1), pp.116-123. (In Russian).
14. Vityazev, V. V. (2001). Veyvlet-analiz vremennykh ryadov. St. Petersburg, St. Petersburg University Publ., 58 p. (In Russian).
15. Richardson, J. G., Sangree, J. B., & Sneider, R. M. (1987). Braided stream reservoirs. Journal of Petroleum Technology, 39(12), pp. 1499-1500. (In English). DOI: 10.2118/15782-PA
16. Kornev, V. A. (2000). Prognozirovaniye ob'ektov dlya poiskov zalezhey uglevodorodnogo syr'ya po seismogeologicheskim dannym (na primere osadochnogo chekhla Zapadnoy Sibiri). Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 373 pp. (In Russian).
17. Muromtsev, V. S. (1984). Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lovushek nefi i gaza. Leningrad, Nedra Publ., 260 pp. (In Russian).
18. Murtazin, D. G. (2016). Spectral decomposition - new opportunities in detailed dynamic interpretation of seismic data. Russian Geophysics, (5), pp. 68-73. (In Russian).
19. Dubrule, O. (2003). Geostatistics for Seismic Data Integration in Earth Models. SEG, EAGE, 281 p. (In English).
20. Mukerji T., & Mavko, G. (1994). Pore fluid effects on seismic velocity in anisotropic rocks. Geophysics, 59(2), pp. 2330-244. (In English). DOI: 10.1190/1.1443585

#### **Сведения об авторах**

**Титенков Алексей Сергеевич**, специалист отдела геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Утяшев Юрий Нурмухаметович**, руководитель группы отдела геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Евдошук Александр Александрович**, эксперт отдела геологии и разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

**Белкина Валентина Александровна**, к. ф.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: belkinava@tyuiu.ru

**Грандов Дмитрий Вячеславович**, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

#### **Information about the authors**

**Aleksey S. Titenkov**, Specialist at the Department of Geology and Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Yuriy N. Utyashev**, Group Leader at the Department of Geology and Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Aleksander A. Evdoshchuk**, Expert at Department of Geology and Development, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

**Valentina A. Belkina**, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: belkinava@tyuiu.ru

**Dmitry V. Grandov**, General Manager, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen