



## НОВЫЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПАЛЕОРУСЛОВЫХ ТЕЛ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АТРИБУТНОГО АНАЛИЗА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Е. К. Куприянова<sup>1</sup>, Р. Ш. Сайфутдинов<sup>2</sup>, С. В. Моисеев<sup>3</sup>, И. Н. Керусов<sup>3</sup>, П. А. Алексеева<sup>1</sup>, Л. Ф. Воробьева<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия; <sup>2</sup>Лукойл, Москва, Россия; <sup>3</sup>Лукойл-Инжиниринг, Москва, Россия

Представлены результаты изучения характеристик палеорусловых объектов по сейсмическим (3D) и скважинным данным на основе использования динамических атрибутов. Продемонстрированы методические подходы к применению сейсмических атрибутов в продуктивном интервале. Проведен анализ применимости различных атрибутов для выделения палеорусел. Определены эффективные мощности центрального русла, выделенного по атрибутам, на основе спектрального разложения пиковой частоты. Полученные результаты согласуются с результатами, полученными с использованием скважинных данных и на основе геостатистического анализа. Изложенный методический подход может быть использован в различных нефтегазоносных регионах.

**Ключевые слова:** 3D сейсмика, атрибутный анализ, характеристики палеорусел.

## A NEW METHODOLOGICAL APPROACH TO ESTIMATING THE CHARACTERISTICS OF PALEOCHANNEL BODIES FROM THE RESULTS OF ATTRIBUTE ANALYSIS UNDER DIFFERENT GEOLOGICAL CONDITIONS

E. K. Kupriyanova<sup>1</sup>, R. Sh. Sayfutdinov<sup>2</sup>, S. V. Moiseev<sup>3</sup>, I. N. Kerusov<sup>3</sup>, P. A. Alekseeva<sup>1</sup>, L. F. Vorobyeva<sup>3</sup>

<sup>1</sup>M. V. Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; <sup>2</sup>Lukoil Oil Company, Moscow, Russia; <sup>3</sup>Lukoil-Engineering, Moscow, Russia

The paper presents the results of studying the characteristics of paleochannel targets using seismic (3D) and well data based on the use of dynamic attributes. The paper demonstrates methodological approaches to the application of seismic attributes in the pay interval. As a result, the applicability of various attributes for the selection of paleochannels was analyzed. Effective thicknesses of the central channel, identified by attributes, were determined based on the spectral decomposition of the peak frequency. The results obtained are consistent with those obtained using well data based on geostatistical analysis. The methodological approach presented in the paper can be used in various oil and gas regions.

**Keywords:** 3D seismics, attribute analysis, paleochannel characteristics.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-3-23-29

В настоящее время сейсморазведка, бесспорно, является главным и наиболее результативным геофизическим методом. Если раньше традиционной ее задачей было изучение и картирование структурных особенностей осадочного чехла, то в последние годы все более отчетливо проявляется тенденция в постановке задач по определению внутренней структуры среды, ее физических и геологических свойств [1].

Стандартная последовательность действий при интерпретации сейсморазведочных данных включает в себя построение карт и анализ сейсмических атрибутов [12]. Технология применения атрибутного анализа за последние 10 лет существенно эволюционировала; количество используемых методов расчета атрибутов и их модификаций возросло до нескольких сотен. Существует более 50 самостоятельных сейсмических атрибутов, рассчитываемых из сейсмических данных и используемых для структурной, стратиграфической интерпретации, а также для изучения свойств горных пород [3]. Применяют сейсмические атрибуты, как правило, на

всех стадиях исследований: на ранних – для общего ознакомления с геологией изучаемого района, на последующих – для детализации структурной интерпретации, а также для возможного определения вещественного состава, литологии, флюидонасыщения и т. д. [7]

В строгой математической постановке задача расчета свойств коллекторов по параметрам сейсмической записи некорректна и не имеет единственного решения [4]. Для того чтобы сузить круг возможных решений, необходим комплексный подход к интерпретации. С каждым годом появляются новые методы и инструменты для решения поставленных геологических задач [2]. При этом проблема выбора оптимальной методики, которая позволила бы при минимальных затратах получить желаемый результат, всегда актуальна. Главная причина состоит в том, что разработать общую концепцию применительно ко всему разнообразию геологических условий практически невозможно [5].

Статья посвящена изучению информативности сейсмических атрибутов, исследованию их приме-

нимости для терригенного резервуара, который был выбран в качестве исследуемого интервала, и представляет большой интерес для Тимано-Печорского региона. В работе описываются методические указания по использованию атрибутного анализа для определения геометрии и фильтрационно-емкостных свойств русловых тел.

### Геолого-геофизическое строение изучаемого региона

Объект работ расположен в пределах Печороморско-Большеземельского геоблока, который, в свою очередь, разделяется на три мегаблока: Печоро-Колвинский, Хорейверский и Варандей-Адзвинский. Площадь съемки находится в зоне сочленения двух мегаблоков – Печоро-Колвинского и Хорейверского. Сочленение мегаблоков происходило по системе тектонических дислокаций, объединенных в Восточно-Колвинский разлом. В геологическом строении территории участвуют образования фундамента и осадочного чехла. Последний сложен среднеордовикско-нижнемеловыми отложениями, при этом из разреза выпадают отдельные стратиграфические единицы.

Исследуемый интервал разреза представлен уфимским и казанским ярусами верхней перми, формирование которых проходило в континенталь-

ных обстановках преимущественно в условиях аллювиальных равнин [3]. Как следствие, отложения интервала полифациальны и в разрезах скважин представлены чередованием преимущественно глинисто-алевролитовых пойменных фаций и песчаных русловых.

Для работы были использованы 3D сейсмический куб во временной области и скважины, вскрывшие исследуемый интервал, с полным комплексом ГИС, необходимым для целей сейсмической привязки и интерпретации эффективных параметров. Исследуемый интервал разреза ограничен в подошве и кровле ОГ P2-III и T1-I соответственно, характеризуется сложной волновой картиной, затрудняющей идентификацию и прослеживание по площади отдельных отражений (рис. 1).

### Выделение и определение геометрии палеорусловых объектов по сейсмическим данным

Главной задачей этого этапа было нахождение объектов в исследуемом пласте для дальнейшего анализа. Для изучения строения интервала использованы основные стандартные атрибуты, применяемые при интерпретации сейсмических данных, с последующим анализом их информативности в интерпретируемом интервале.

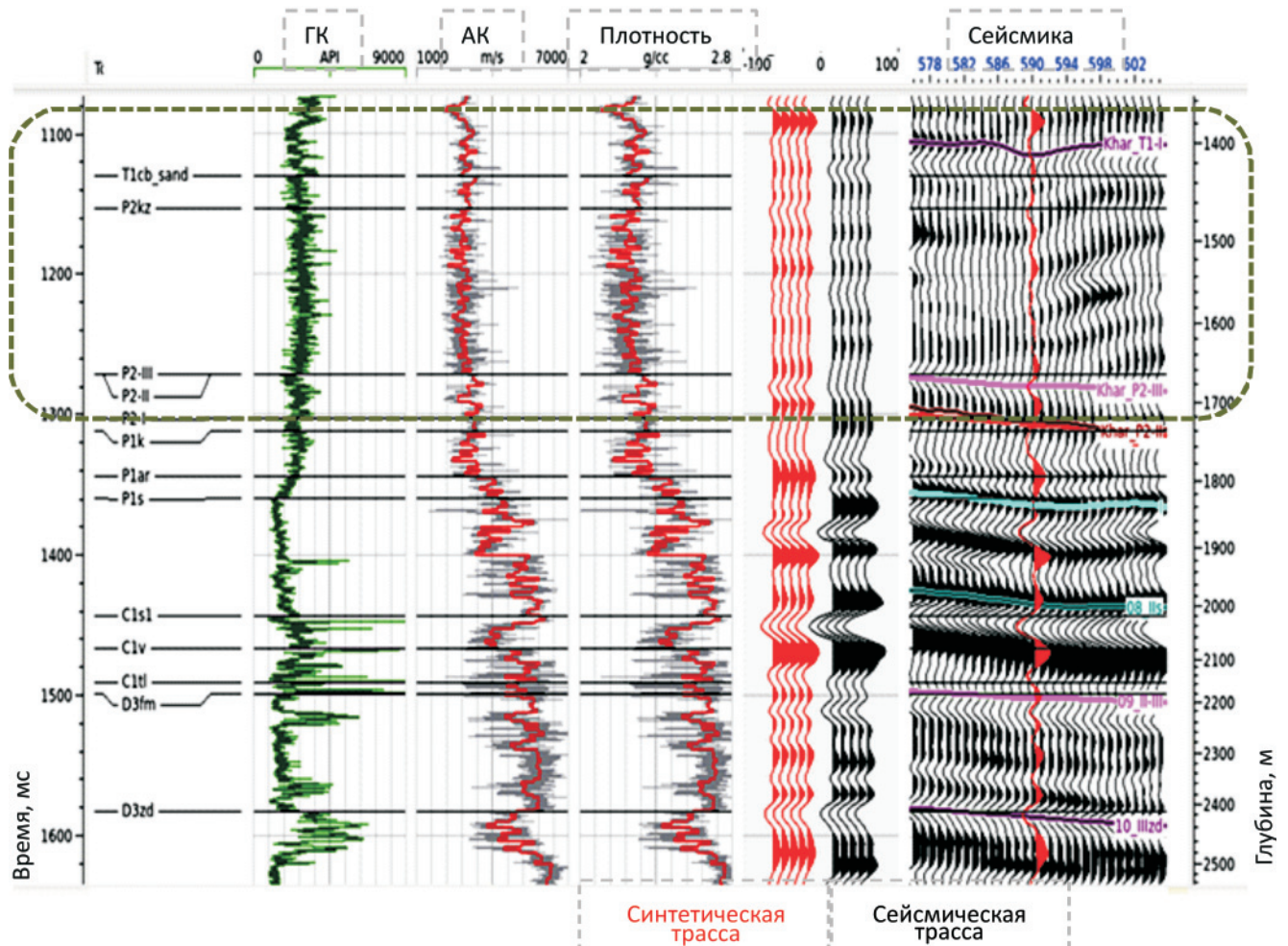


Рис. 1. Привязка изучаемого интервала волнового поля объединенного сейсмического куба 3D к разрезу скважины А

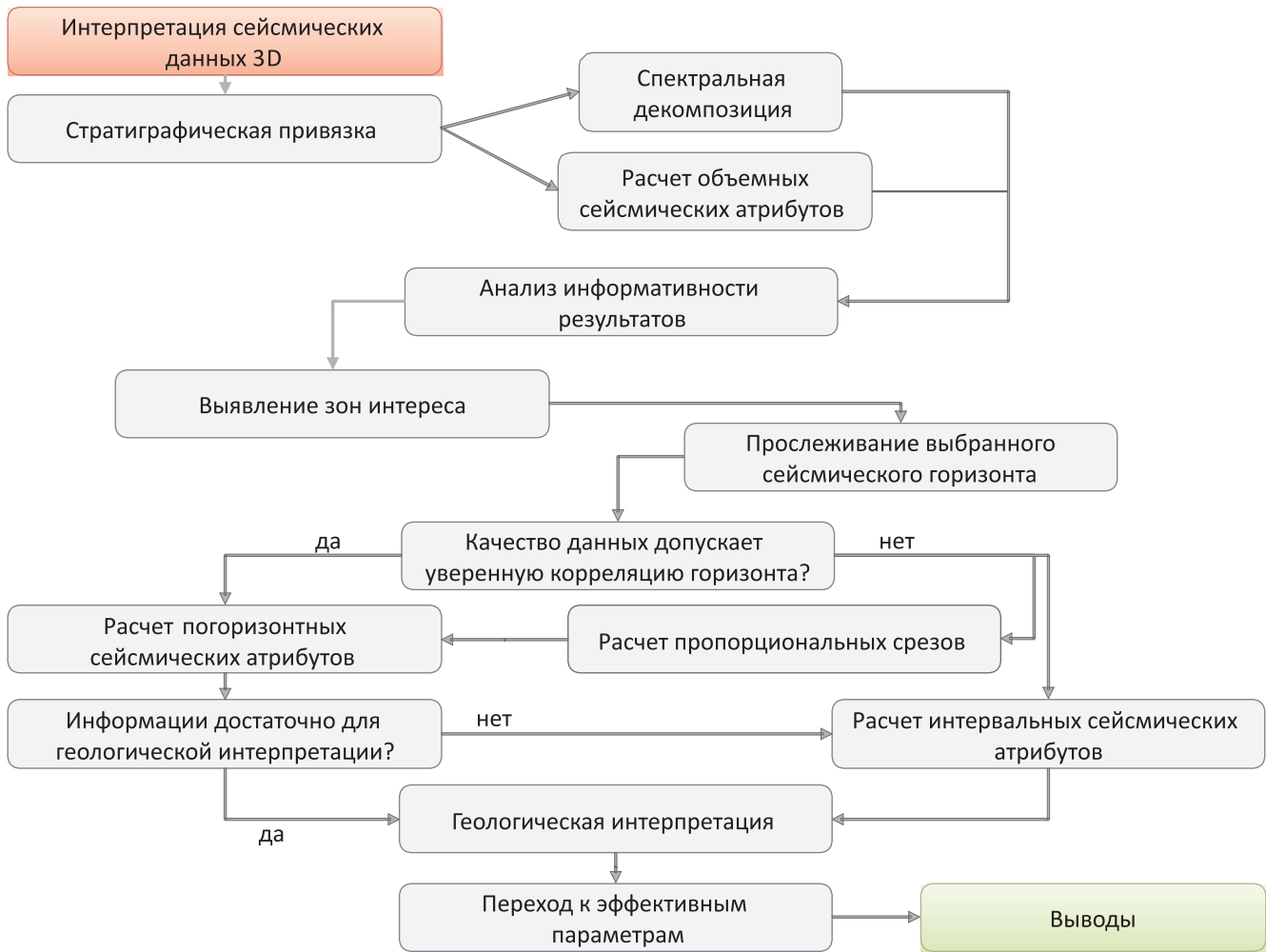


Рис. 2. Блок-схема общей методики работы с сейсмическими данными

Методика работы состояла в следующих действиях.

В первую очередь производился расчет атрибутов по всему изучаемому объему. Вертикальные

разрезы и временные слайсы по кубам объемных атрибутов могут помочь в выделении зон интереса.

Далее выполнялась корреляция одного или нескольких опорных горизонтов. Если качество данных допускало уверенную корреляцию, то по скоррелированным по сейсмическим данным поверхностям строились карты погоризонтных атрибутов. При наличии данных с высокой вертикальной и горизонтальной разрешенностью на картах наклона, азимута, кривизны и погоризонтной когерентности можно увидеть мелкие детали, которые незаметны на простых временных срезах или даже картах изохрон [6].

Однако если качество данных недостаточно высокое, то аномалии на картах погоризонтных атрибутов могут быть связаны отнюдь не с геологическими структурами, а с неточной корреляцией горизонтов [9]. В этом случае возможно построение атрибутов вдоль горизонтов, рассчитанных с помощью осреднения значений кровли и подошвы изучаемого интервала (пропорциональных срезов). Можно прибегнуть к расчету интервальных атрибутов в интервалах между прокоррелированными горизонтами или в небольшом окне вокруг каждого горизонта. Также эту операцию можно произвести, если погоризонтные атрибуты дают слишком мало информации [10].

Информативность сейсмических атрибутов

Сейсмический атрибут	Оценка анализа
Спектральная декомпозиция	Информативен, высокая детальность
Мгновенная амплитуда	Информативен
Sweetness	Информативен
Длина «дуги»	Информативен
Амплитуда реакции	Информативен
Среднеквадратичная амплитуда	Информативен
Кажущаяся полярность	Информативен
Когерентность	Слабо информативен
Среднеквадратичная частота	Слабо информативен
Мгновенная пропускная способность	Слабо информативен
Мгновенная фаза	Неинформативен
Мгновенная частота	Неинформативен

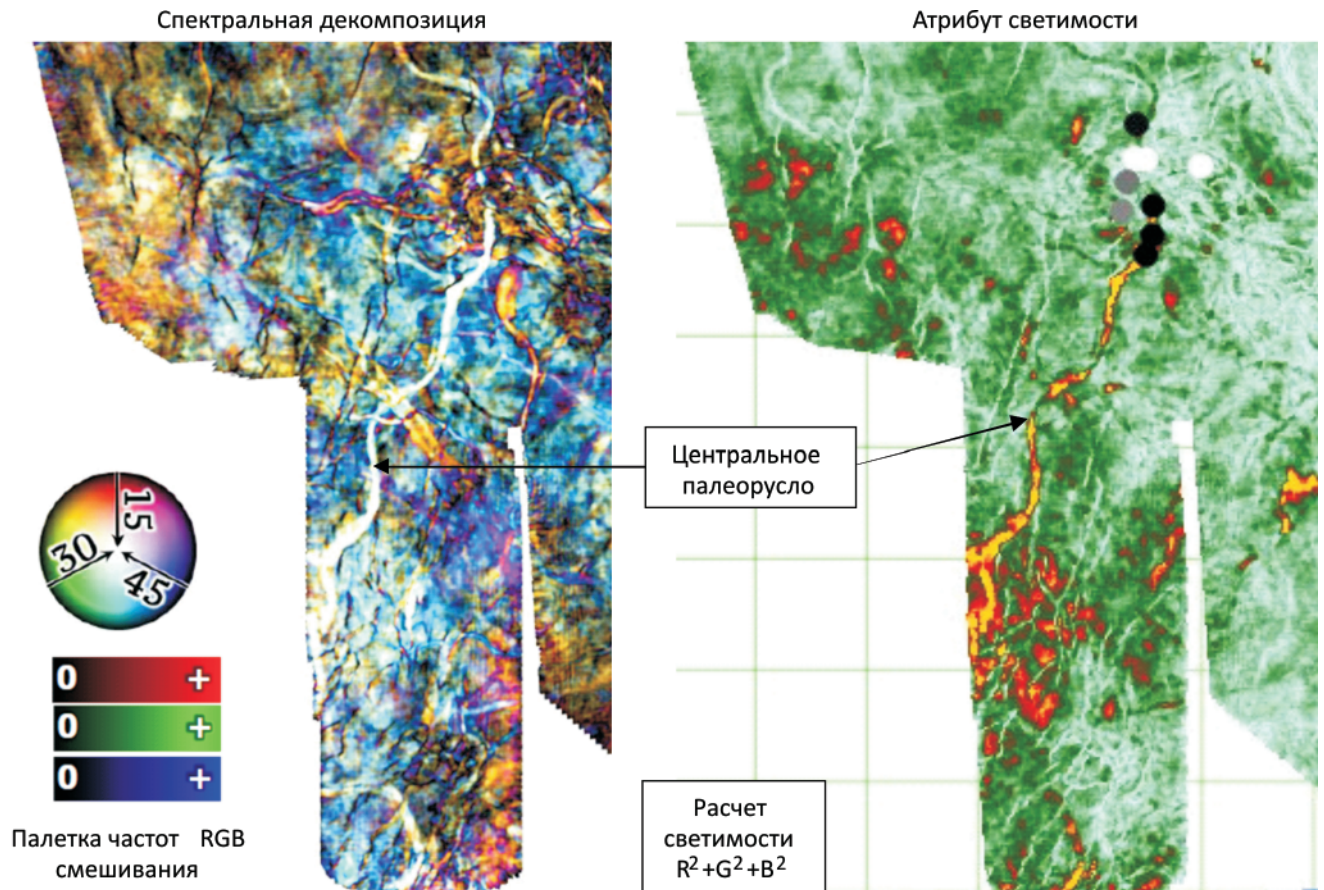


Рис. 3. Карта спектральной декомпозиции и атрибута светимости

Если неудовлетворительны результаты и этих действий, необходимо искать комбинации значимых и, что самое важное, независимых атрибутов для дальнейшего их совместного использования. Общая методика работы с сейсмическими данными представлена на рис. 2.

В результате проведенного анализа была составлена таблица информативности того или иного атрибута в зависимости от детальности выделения сейсмофациальных особенностей геологического тела.

#### Оценка количественных характеристик русловых тел по результатам атрибутного анализа

По результатам комплексного анализа выделено одно из наиболее крупных палеорусел в юго-западной части площади (рис. 3). Предлагается выполнить два подхода к оценке мощности палеоруслового тела:

- по спектральной декомпозиции без привлечения скважинной информации;
- с использованием скважинной информации на основе геостатистического анализа.

Первый подход базируется на том, что спектральная декомпозиция не позволяет точно определить положение границ руслового объекта (объектов) по вертикали, лишь отражает сам факт их присутствия [11]. Однако этот метод позволяет перейти к оценке резонансной толщины палеорус-

ла. Спектральное разложение обеспечивает грубый и не зависящий от фазы подход к оценке толщины. Математически резонансная толщина палеорусла может быть выражена следующими формулами:

$$TWT = \frac{1}{2f_{peak}} \quad (TWT - \text{двойной пробег волны в пласте, } f_{peak} - \text{первая пиковая частота);$$

$$\Delta Z_{tuning} = \lambda/4 \quad (\Delta Z_{tuning} - \text{резонансная толщина палеорусла; } \lambda = \text{длина волны});$$

$$\Delta Z_{tuning} = \frac{TWT}{2} V \quad (V = \lambda f_{peak} - \text{скорость в пласте}).$$

После подстановок получаем

$$\Delta Z_{tuning} = \lambda/4 = V/4 f_{peak}.$$

В программном обеспечении Landmark Halibuton первая пиковая частота рассчитывается автоматически в процессе расчета спектральной декомпозиции. Скорость в пласте для всех расчетов была принята равной 4200 м/с, что соответствует средней скорости в верхнепермском интервале разреза по скважинным данным. Вариации взятой для расчета скорости влияют на конечный результат незначительно. В результате был построен график глубинной мощности по линии (рис. 4), проходящей вдоль русла. Следует отметить, что данные значения были получены без привлечения скважинной информа-

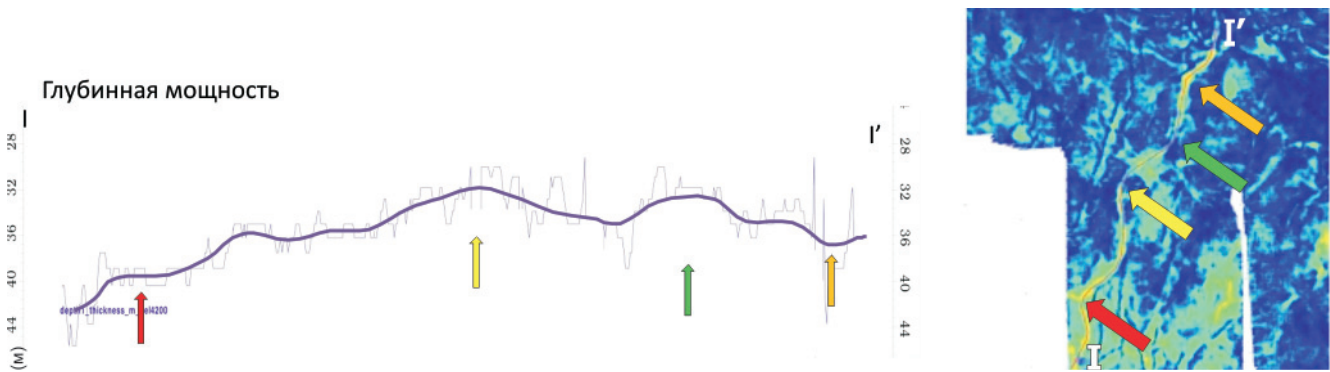


Рис. 4. График мощности по спектральной декомпозиции по линии вдоль русла

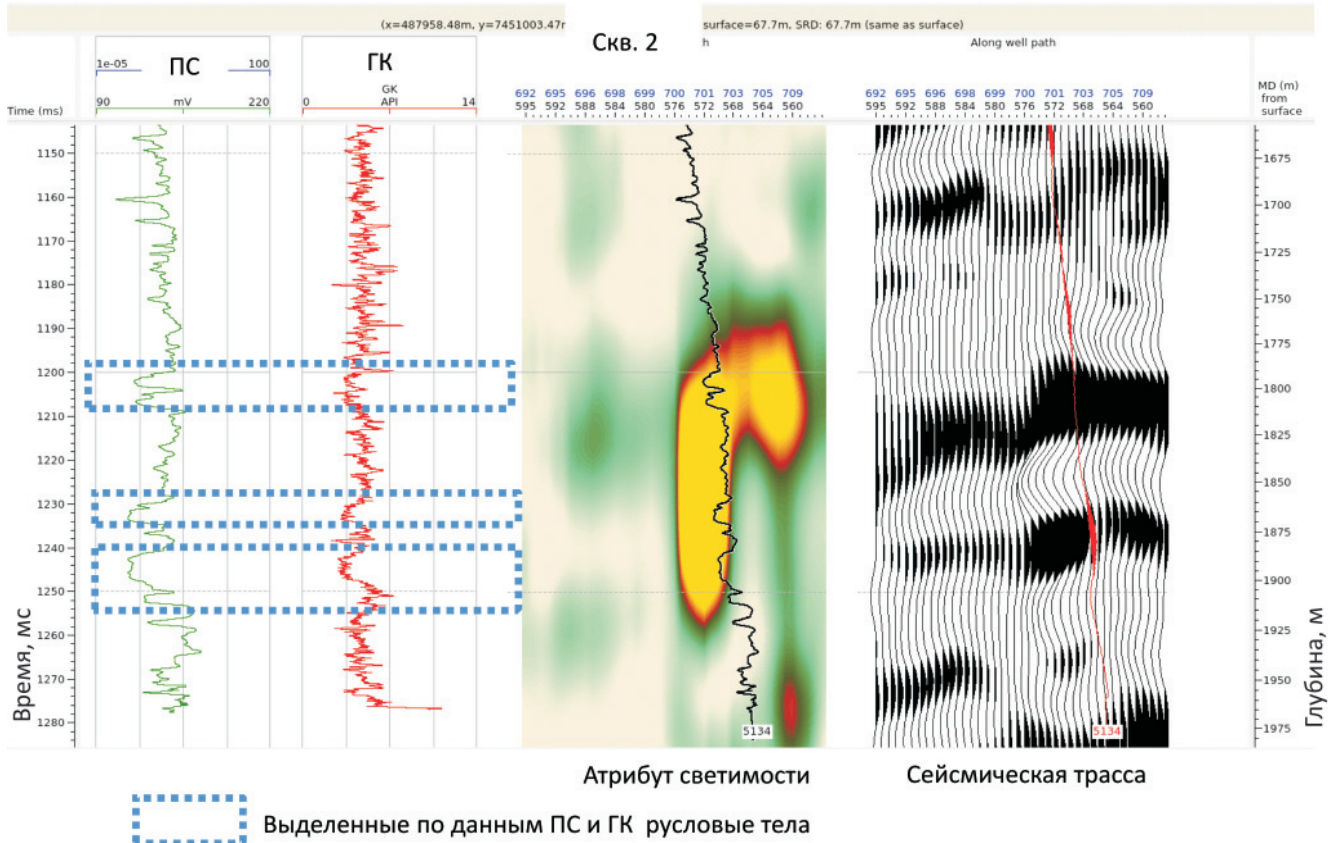


Рис. 5. Привязка разреза скв. 2 к волновому полю и кубу светимости спектральной декомпозиции

ции. На графике видно, что мощность центрального русла увеличивается в юго-западном направлении, предел изменения средней мощности варьирует от 32 до 44 м.

Второй подход основывается на фактическом анализе мощности русловых тел по скважинной информации и геостатистической оценки их распределения в пространстве за счет использования корреляционных связей с сейсмическими атрибутами. На рис. 5 представлен результат выделения русловых тел по методике В. С. Муромцева в скв. 2, которая пересекает изучаемое русло. На каротажных диаграммах русловые тела характеризуются не только отрицательными значениями потенциала собственной поляризации (ПС), но и пониженными значениями гамма-каротажа (ГК).

По результатам анализа рассчитаны мощности коллекторов в русловых телах, выделенных ранее по

результатам динамического анализа. Следующим этапом было нахождение корреляционных зависимостей между мощностями коллекторов (по скважинным данным) и рассчитанными значениями сейсмических атрибутов в точках пересечения со скважинами.

Для оценки зависимостей был использован линейный коэффициент корреляции Пирсона:

$$r_{xy} = \frac{\text{cov}_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum (x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum (x - \bar{x})^2} \sqrt{\sum (y - \bar{y})^2}}$$

где  $\text{cov}_{xy}$  – ковариация данных;  $\sigma_x \sigma_y$  – произведение дисперсий значений;  $\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n X_t$ ,  $\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n Y_t$  – среднее значение выборок.

После перебора всех рассчитанных атрибутов наибольший коэффициент корреляции имел атри-

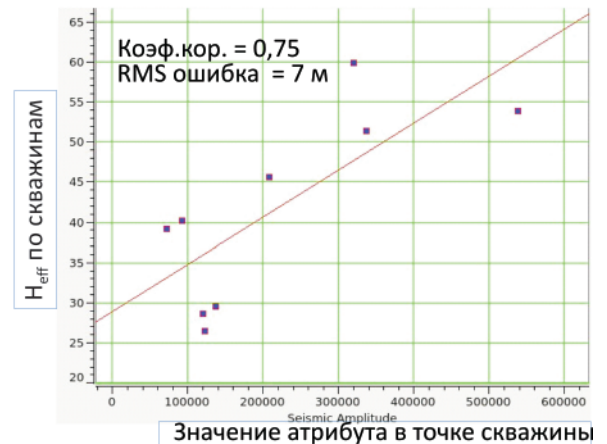
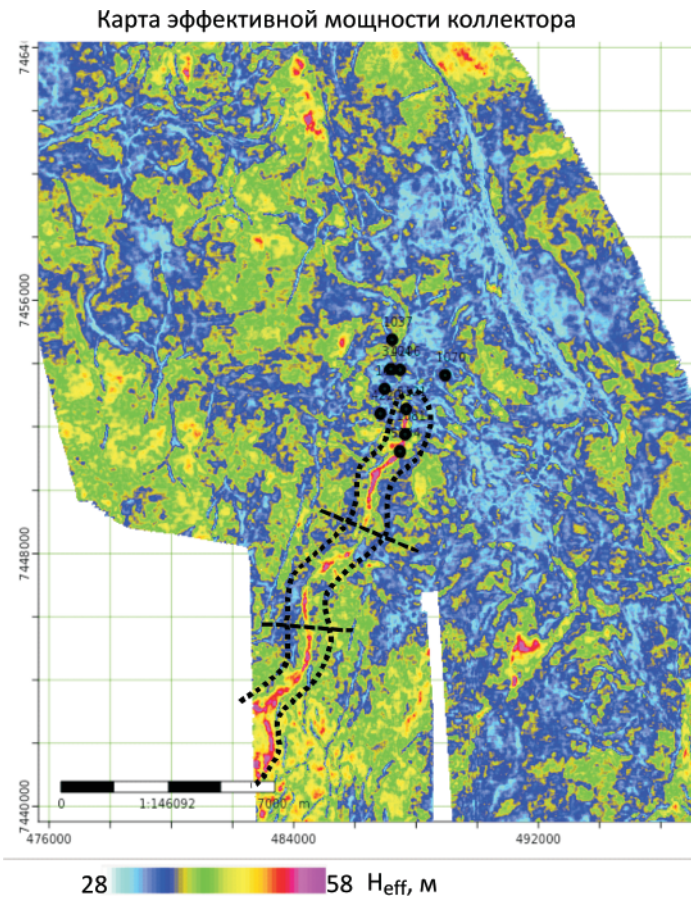


Рис. 6. Карта толщин коллектора в изучаемом интервале

бут «светимость спектральной декомпозиции». Коэффициент корреляции составил 0,75, RMS ошибки – 7,3 м (рис. 6).

Также было рассчитано уравнение регрессии данных

$$H_{eff}(\text{well}) = 5,58 \cdot 10^{-5} X + 29,$$

где  $X$  – сейсмический атрибут.

На основе этого уравнения была рассчитана карта толщин коллектора для русловых тел изучаемого интервала (см. рис. 6), анализ которой подтвердил предположение о том, что изучаемое русловое тело имеет меньшую мощность в центральной части, увеличивающуюся в северном и южном направлении до максимальных значений (45–50 м).

### Выводы

Таким образом, в результате проведенного исследования была представлена методика по выделению палеорусловых тел по 3D данным на основе сейсмических атрибутов. Выявлены динамические атрибуты, наилучшим образом характеризующие геометрию палеорусел; проведена градация атрибутов от неинформативных к информативным с высокой детальностью. Наиболее информативный атрибут для выделения палеорусловых тел – спектральная декомпозиция и ее модификация в формате интенсивности. На его основе выделено самое крупное русло и произведена оценка эффективной мощности его коллектора

двумя методами: на основе спектральной декомпозиции без учета скважинной информации и на основе геостатистического анализа с ее учетом. Оба подхода дали схожие результаты с учетом погрешности расчетов. Это позволяет применять подход оценки мощности объектов по спектральной декомпозиции для площадей с нехваткой скважинной информации.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. – М.: Спектр, 2008. – 384 с.
2. Ампилов Ю. П. Поглощение и рассеяние волн в неоднородных средах. – М.: Недра, 1992. – 155 с.
3. Логинов Д. В., Лаврик С. А. Некоторые методы определения информативного набора сейсмических атрибутов для прогнозирования свойств коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 1. – Точка доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/3/3\\_2010.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2010.pdf).
4. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических) / ред. В. И. Богацкий, З. В. Ларионова. – Ухта, 2002. – 132 с.
5. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. В 2 т. Т. 2. Пер. с англ. – М.: Мир, 1987. – 400 с.
6. Abdi H., Williams L. J. Principal component analysis // WIREs Computational Statistics. – 2010. – Vol. 2. – P. 433–459.



7. **Ampilov Y. P.** From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields // Publisher: EAGE Publications, 2010. – 274 p.

8. **Barnes, A. E.** Handbook of Poststack Seismic Attributes // SEG. – 2016. – No. 21. – P. 47–71.

9. **Castanga J. P., Sun S., Siegfried R.** Instantaneous spectral analysis: detection of low- frequency shadows associated with hydrocarbons // The Leading Edge. – 2003. – No. 2. – P. 120–127.

10. **Chopra S., Marfurt K. J.** Seismic attributes – A historical perspective // Geophysics. – 2005. – No. 70. – P. 3–28. – Available at: <https://doi.org/10.1190/1.2098670>.

11. **Chopra S., Marfurt K. J.** Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. – Tulsa: SEG Books, 2007. – 464 p.

## REFERENCES

1. Ampilov Yu.P. *Ot seysmicheskoy interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdeniy nefiti i gaza* [From seismic interpretation to modeling and evaluation of oil and gas fields]. Moscow, Spektr Publ., 2008. 384 p. (In Russ.).

2. Ampilov Yu.P. *Pogloshchenie i rasseyanie voln v neodnorodnykh sredakh* [Absorption and scattering of waves in inhomogeneous media]. Moscow, Nedra Publ., 1992. 155 p. (In Russ.).

3. Loginov D. V., Lavrik S.A. [Some methods for determining an informative set of seismic attributes

for predicting reservoir properties]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 1. (In Russ.). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/3/3\\_2010.pdf.1](http://www.ngtp.ru/rub/3/3_2010.pdf.1). (In Russ.).

4. Nikonov N.I., Bogatskiy V.I., *Timano-Pechorskiy sedimentatsionnyy basseyn, atlas geologicheskikh kart* [Timan-Pechora sedimentary basin, atlas of geological maps]. Ukhta, 2000. 132 p. (In Russ.).

5. Sheriff R., Geldart L. *Seysmorazvedka. T. 2* [Seismic exploration. Vol. 2]. Moscow, Mir Publ., 1987. 400 p. (In Russ.).

6. Abdi H., Williams L.J. Principal component analysis. *WIREs Computational Statistics*, 2010, vol. 2, pp. 433–459.

7. Ampilov Y.P. From Seismic interpretation to modelling and assessment of oil and gas fields. EAGE Publications, 2010. 274 p.

8. Barnes A.E. Handbook of poststack seismic attributes. *SEG*, 2016, no. 21, pp. 47–71.

9. Castanga J. P., Sun S., Siegfried R. Instantaneous spectral analysis: detection of low- frequency shadows associated with hydrocarbons. *The Leading Edge*, 2003, no. 2, pp. 120–127.

10. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes – A historical perspective. *Geophysics*, 2005, no. 70, pp. 3–28. Available at: <https://doi.org/10.1190/1.2098670>.

11. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization Tulsa, SEG Books, 2007. 464 p.

© Е. К. Куприянова, Р. Ш. Сайфутдинов, С. В. Моисеев, И. Н. Керусов, П. А. Алексеева, Л. Ф. Воробьева, 2020