

УДК 550.8.052

DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-26-38

EDN: FYOYFM

Новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин

Г. В. Казанцев*, В. Ф. Гришкевич

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**kazancevg@inbox.ru*

Аннотация. На сегодняшний день такие источники, как имиджеры не в полной мере используются при геонавигации скважин. Авторы статьи считают, что углы и направления слоистости, полученные в результате структурной интерпретации имиджа плотности в горизонтальных скважинах, возможно использовать при определении границ и направлений песчаных тел. Цель работы — показать новые возможности применения структурной интерпретации имиджа плотности при геонавигации скважин.

На примере одной горизонтальной скважины продемонстрированы возможности комплексного анализа структурной интерпретации имиджа плотности и сейсмических данных. По направлению бурения выделены песчаные каналы, которые характеризовались разным углом и направлением слоистости. Направления, полученные при интерпретации имиджа плотности, согласуются с направлением, полученным при интерпретации сейсмических данных.

Анализ структурной интерпретации имиджа плотности 52 горизонтальных скважин показал, что пропластки, которые по результатам интерпретации имиджа плотности характеризуются высокими углами падения (более 15°), имеют преимущественно более высокие фильтрационно-емкостные свойства.

Таким образом, комплексный учет в процессе бурения структурной интерпретации имиджа плотности, сейсмических данных и картографа границ позволит определить границы и направления геологических объектов и определять верное направление дальнейшего бурения горизонтальных скважин.

Ключевые слова: имиджер плотности, картограф границ, направление и угол слоистости, геонавигация скважин, коэффициент пористости

Для цитирования: Казанцев, Г. В., Новые возможности применения структурной интерпретации имиджера плотности при геонавигации скважин / Г. В. Казанцев, В. Ф. Гришкевич. — DOI 10.31660/0445-0108-2025-2-26-38 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2025. — № 2. — С. 26–38. EDN: FYOYFM

New possibilities of applying structural interpretation of density image for geonavigation of wells

Gleb V. Kazantsev*, Vladimir F. Grishkevich

Industrial university of Tyumen, Tyumen, Russia

**kazancevg@inbox.ru*

Abstract. Currently, tools such as density imagers are not fully utilized in geonavigation of wells. The authors of this paper propose that the angles and directions of layering obtained through the structural interpretation of density imager data in horizontal wells can be utilized to identify the boundaries and orientations of sand bodies. The aim of this study is to demonstrate new applications of structural interpretation of the density imager in geonavigation of wells.

An example from a horizontal well illustrates the potential benefits of combining structural interpretation of density imager data with seismic data analysis. Based on the drilling direction, different sand channels were identified, each characterized by varying angles and directions of layering. The directions derived from the density imager interpretation correspond closely with those obtained from seismic data interpretation.

Analysis of the structural interpretation of density imager data from 52 horizontal wells indicates that layers with high dip angles (greater than 15°) generally exhibit better filtration and reservoir properties.

Therefore, integrating the structural interpretation of density imager data, seismic data, and boundary mapping during the drilling process can aid in defining the boundaries and orientations of geological formations, ultimately helping to determine the optimal direction for further horizontal well drilling.

Keywords: density imager, boundary mapping, layering direction and angle, geonavigation of wells, porosity coefficient

For citation: Kazantsev, G. V. & Grishkevich, V. F. (2025). New possibilities of applying structural interpretation of density image for geonavigation of wells. *Oil and Gas Studies*, (2), pp. 26-38. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-2-26-38

Введение

Песчаник является горной породой, которая при определенных условиях может быть насыщена углеводородами. Ф. Дж. Петтиджон, П. Поттер и Р. Сивер разработали ряд классификаций песчаника на основе параметров — размер, форма зерен, окатанность, сортировка, текстура и слоистость [1]. В статье особое внимание уделено слоистости. Авторы считают, что анализ углов и направления внутрипластовой слоистости позволяет уточнить геологическую модель и модель геонавигации. Важнейшими параметрами, характеризующими слоистость, являются ее угол и направление.

Углом слоистости называется угол между вектором, лежащим на поверхности слоя направленного в сторону его наклона, и его проекцией на горизонтальную плоскость. Этот угол часто называют углом естественного откоса или углом наклона [1].

Мощность текстуры течения отражает силу, масштаб течения потока и угол слоистости. Аллен [2] первым определил иерархический порядок текстур в зависимости от условий формирования потока (рис.1).

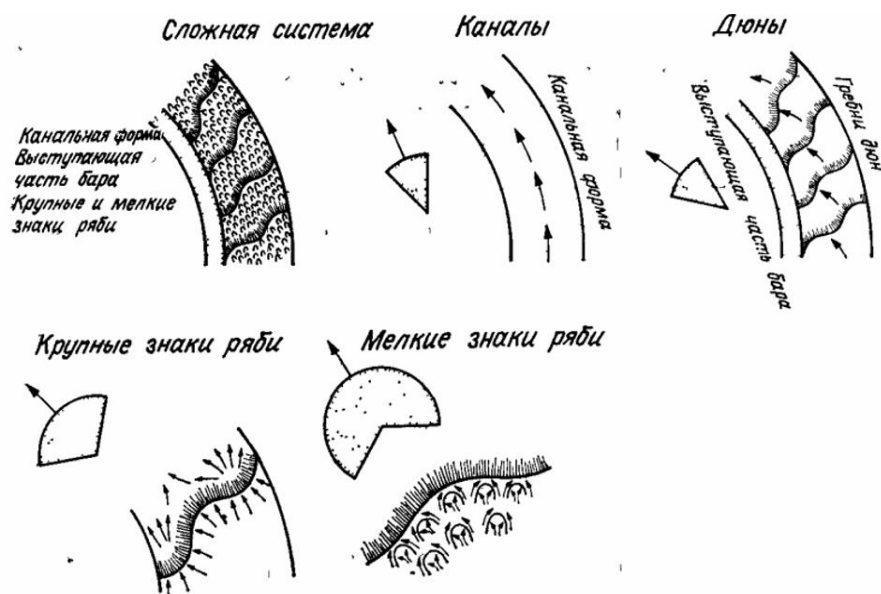


Рис. 1. Иерархический порядок текстур разных систем течения: каналы, дюны, знаки ряби мелкого и крупного масштаба [2]

Еще один параметр, характеризующий слоистость, — ее ориентировка или направление. В зависимости от условий формирования потока каждый песчаный объект характеризуется определенным типом распределения направлений слоистости (рис. 2):

- одномодальная;
- бимодальная;
- бимодальная (симметричная);
- полимодальная (беспорядочная).

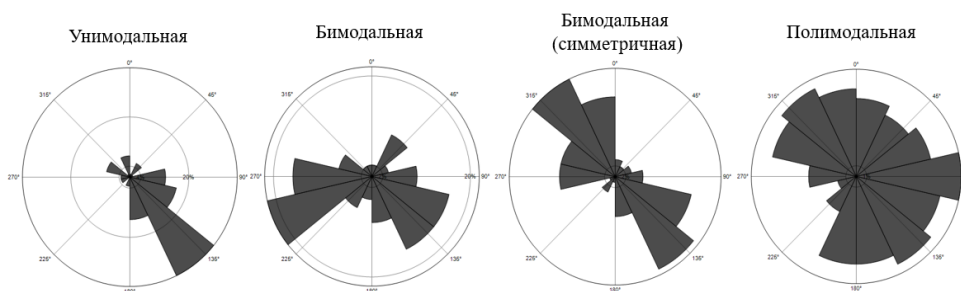


Рис. 2. Типовые розы-диаграммы направлений слоистости

Следует учитывать, что направление и угол кривой слоистости могут быть изменены в результате смятия неуплотненного осадка или бокового давления при тектонических подвижках. Таким образом, в тектонически активных областях необходимо вводить поправки за влияние тектоники на слоистость.

Ориентировка зерен, как правило, определяется по осадочным текстурам керновых данных. Однако угол и направление слоистости возможно определить не только по керновым данным, но и в результате структурной интерпретации имиджеров скважин [3]. Увязка результатов интерпретации имиджера плотности с данными картографа границ и сейсмическими данными позволит достоверно определить направление и мощность вскрытых геологических тел.

Имидж, или микроимиджер — это графическое отображение стенок скважины. Является результатом записи ряда геофизических исследований скважин (ГИС). На диаграммах представляет собой развертку цилиндра от 0° до 360°, ориентированную по сторонам света относительно севера или «верха» скважины (рис. 3).

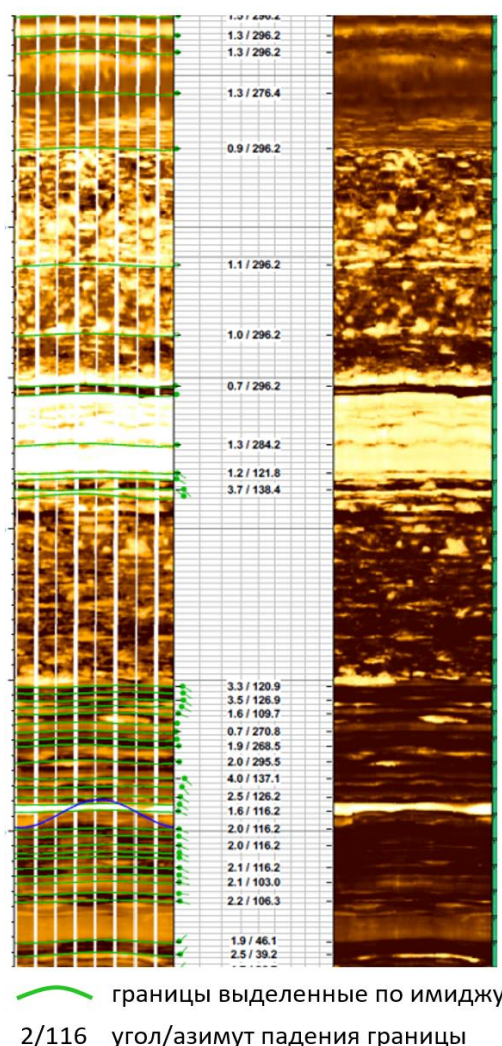


Рис. 3. Микроимидж и интерпретация структурных особенностей

Структурная интерпретация имиджера заключается в трассировании или векторизации поверхностей структурно-текстурных элементов, пересекаемых стволом скважины. Все выделенные границы возможно классифицировать. Классификация подразумевает логическое объединение видимых по имиджам объектов со сходными структурными или текстурными признаками в группы с использованием одного основания, позволяющего точно установить критерии разделения между группами объектов. Помимо классификации по структурно-текстурным признакам, классификацию можно осуществлять по степени угла наклона и его направления.

Классификация выделенных элементов по текстурно-структурным признакам:

- элементы внутрипластовой слоистости;
- структурно-стратиграфические элементы, выступающие границами пластов;
- плотные и углистые пропластки;
- разломы;
- трещины;
- вывалы и техногенные трещины.

В большинстве случаев структурными объектами выступают границы пластов и внутрипластовая слоистость. Границы пластов представляют собой единицы, определяющие общий характер напластования, который, в свою очередь, первоначально зависит от условий осадконакопления, а в последующем — от геологической истории развития территории. Следует отметить, что элементы залегания границ напластования не являются структурными элементами залегания, а определяют их [4].

При интерпретации имиджера плотности важно понимать следующие аспекты.

1. Качество имиджа плотности не всегда соответствует требуемому уровню для интерпретации. Это может быть связано как с искажениями при записи данных, так и с искажениями из-за некачественной обработки. Кроме того, на качество записи имиджа заметно влияет состояние ствола скважины [5]. Таким образом, низкое качество имиджа может проявиться на всех этапах работы.

2. Имидж ствола — это не фотография стенки скважины. Качество интерпретации имиджа зависит от опыта интерпретатора. На сегодняшний день имиджеры задействуют при бурении горизонтальных участков скважин, оценивая геометрические свойства структурной поверхности целевого интервала по направлению бурения. Высокоразрешающие микроимиджеры, как правило, записывают в вертикальных скважинах и используют для уточнения направления горизонтального напряжения и сноса осадочного материала [6].

3. Существует разрешающая способность имиджеров плотности. Согласно техническим характеристикам аппаратуры вертикальная

разрешающая способность имиджей гамма-гамма плотностного каротажа (ГГКп) составляет 15 см. Радиальная разрешающая способность имидже-ров определяется количеством секторов, на которых размещены электро-ды-регистраторы. Для имиджей ГГКп данные регистрируются по 16 секто-рам. Таким образом, разрешающая способность имидже-ров определяет по-грешности и ограничения оценок характеристик структурных элементов. Например, для скважины диаметром 155 мм погрешность оценки кажуще-гося угла падения составляет $\pm 1,5^\circ$, а кажущегося азимута $\pm 22,5^\circ$.

Картографы границ — это система дистанционного определения границ пласта, которая представляет собой технологию сверхглубокого картирования контрастных по сопротивлению границ, основанную на ме-тоде электромагнитного каротажа, включающего широкий диапазон глу-боких направленных электромагнитных излучений. Приборы состоят из двух или трех отдельных модулей, а именно источника электромагнитного сигнала и приемников. За счет большого расстояния между источником и приемниками электромагнитного сигнала, а также применения пониженно-го диапазона рабочих частот (2–8 кГц) достигается большая глубинность исследования, достигающая до 30–45 м от ствола скважины.

За счет большой глубины исследований применение картографов да-ет возможность определения границ пласта до их физического пересечения стволом скважины. Погрешности и неопределенности исследования обу-словлены погрешностью инклинометрических замеров, состояния ствола скважин, качества обработки данных и опытом интерпретатора. Картогра-фы границ являются косвенным источником данных. Применение карто-графа границ в горизонтальных скважинах может позволить уточнить по-ложение водонефтяного контакта (ВНК) [7], снизить неопределенности в процессе бурения и уточнить геологическое строение целевого пласта [8].

Применение метода позволяет значительно снизить риск выхода из целевого интервала. На 2024 год приборы для картирования границ были представлены западными компаниями (AziTrak LWD [AziTrak], PeriScope [PeriScope. Сервис картирования границ пластов], GeoSphere [Технология сверхглубокого картирования при бурении GeoSphere]).

На сегодняшний день такие источники, как имиджеры не в полной мере используются при геонавигации скважин. Авторы статьи считают, что комплексный учет в процессе бурения структурной интерпретации имиджа плотности, сейсмических данных и картографа границ позволит определить границы и направления геологических объектов и определять верное направление дальнейшего бурения горизонтальных скважин.

Объект и методы исследования

Объект исследования — пласт ТП₁₈ мелового возраста. Залега-ет на глубине 2 400–2 500 м. Пласт изучен бурением более 70 разведочных и эксплуатационных скважин, отобрано 60 м керна из 15 скважин. Бурение

горизонтальных секций эксплуатационных скважин выполнено с записью имиджа плотности и картографа границ. Средний коэффициент песчаности по скважинам равен 0,51 д. ед. Вскрытая вертикальная мощность каналов достигает 20 м. Коэффициент пористости (K_p) варьируется от 0,1 до 0,36 д. ед. при среднем значении 0,16 д. ед. Пласт сформировался в пределах приливно-отливной равнины, прорезанной каналами с приливно-отливным влиянием. Принадлежность исследуемых пластов к прибрежно-континентальным отложениям подтверждена седиментологическим описанием керна. Наблюдается косая и разнонаправленная слоистость, а также наличие углефицированных корешков растений.

Продуктивные отложения пласта полностью покрыты данными сейсморазведки 3D. Сейсмической основой исследований послужил объединенный трехмерный куб, составленный из отдельных съемок, выполненных методом отраженных волн в модификации общей глубинной точки. Тип источника возбуждения колебаний — взрывной и вибрационный. Для объекта исследования с целью прогноза коллекторских свойств используются результаты детерминистической инверсии в виде куба псевдопесчанистости (NTG).

Результаты

Рассмотрим результаты интерпретации имиджера плотности в процессе бурения горизонтальной скважины 31ГС на один из пластов прибрежно-континентального генезиса.

По результатам структурной интерпретации имиджера плотности выделяются три группы объектов с унимодальными направлениями слоистости. Отличия заключаются в азимутах направления и углах падения слоистости:

- 1) в азимуте 315° и относительно большими углами падения в интервале глубин 3 230–3 750 м;
- 2) в азимуте 135° и относительно малыми углами падения в интервале глубин 3 750–4 090 м;
- 3) в азимуте 55° и относительно большими углами падения в интервале глубин 4 090–4 500 м.

При интерпретации картографа границ по направлению бурения надежно выделяются границы трех объектов, характеризующиеся разными моделями сопротивлений.

Последующий сейсмический анализ прогнозных кубов псевдопесчанистости по детерминистической инверсии также показал на вскрытие трех объектов, направление простирания которых совпадает с направлениями, определенными по структурной интерпретации имиджера плотности.

Для каждого пропластка по данным имиджера плотности определен элемент залегания, а именно угол и азимут падения или роста. Также по

методам ГИС в каждом пропластке определены значения коэффициента пористости (K_p). K_p в горизонтальных скважинах с аппаратурой записи каротажа в процессе бурения рассчитан по данным ГГКп с учетом поправки и коррекции за влияние углеводородов.

Первая треть ствола скважины вскрыла мощный канал, характеризующийся высокими K_p . Песчаник с хорошими K_p отличается большими углами слоистости. Направление слоистости изменяется от 305° до 330° с модальным значением 315° . По картографу границ надежно выделяются границы геологического тела, характеризующегося высокоомными значениями. Сейсмический анализ куба песчаности позволил проследить вскрытый канал северо-западного направления (рис. 4).

Второй объект, вскрытый скважиной согласно структурной интерпретации имиджа плотности, имеет малые углы слоистости, юго-восточное направление простираения с азимутом $130-140^\circ$ с модальным значением азимута 135° .

Объект характеризуется чередованиями песчаных пропластков с невысокими K_p и небольшой мощности, что подтверждается малыми углами слоистости. Большая часть ствола скважины проведена в кровельной части канала.

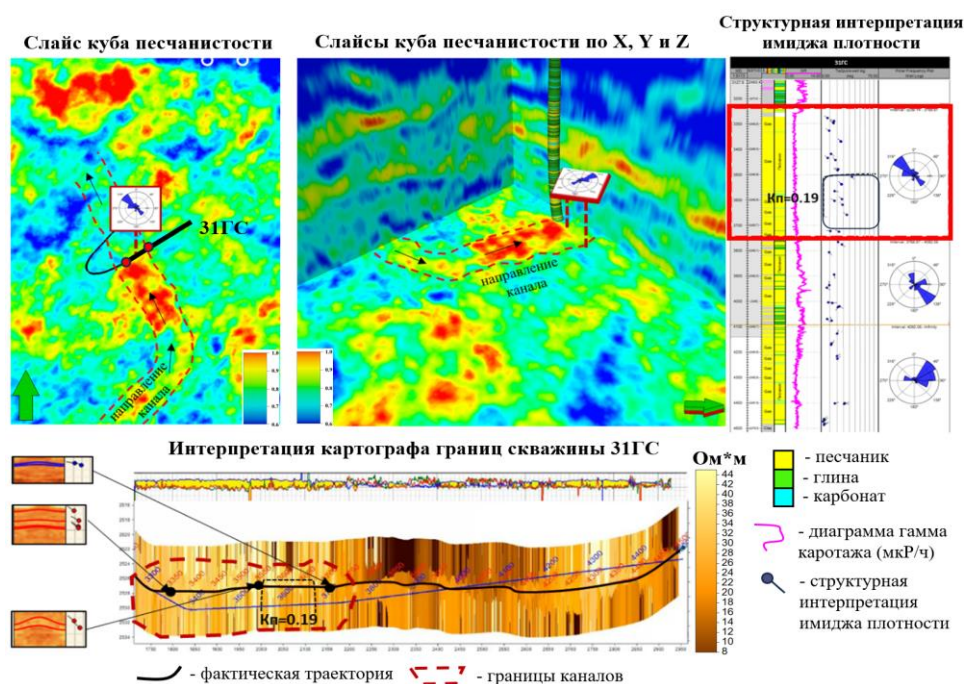


Рис. 4. Канал, вскрытый первой частью ствола горизонтальной скважины в процессе бурения

Границы тела надежно выделяются по картографу границ и отличаются меньшим сопротивлением. Это направление также подтверждается слайсами прогнозного куба песчаности (рис. 5).

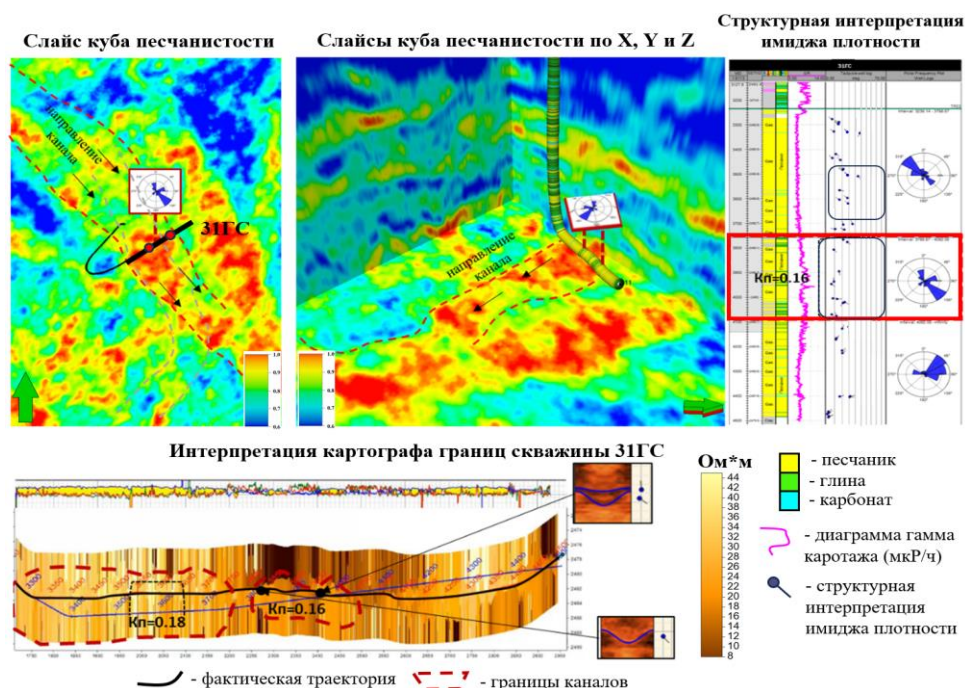


Рис. 5. Канал, вскрытый второй частью горизонтальной скважины в процессе бурения

Таким образом, при бурении скважины 31ГС на забое 3 750 м интерпретация исходных данных (структурная интерпретация имиджа плотности, картограф границ и сейсмические данные) указывала на вскрытие нового объекта. Геологическая информация, полученная при бурении в первом объекте в интервале 3 250–3 750 м, теряет свою актуальность и модель геонавигации необходимо перестраивать на новые исходные данные.

На забое выделяется третий вскрытый геологический объект, характеризующийся высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Направление слоистости изменяется от 40° до 90° с модальным значением 55°. По картографу границ надежно выделяется граница геологического тела, характеризующегося высокоомными значениями. В ходе сейсмического анализа прогнозного куба песчаности удалость проследить вскрытый канал северо-восточного направления (рис. 6).

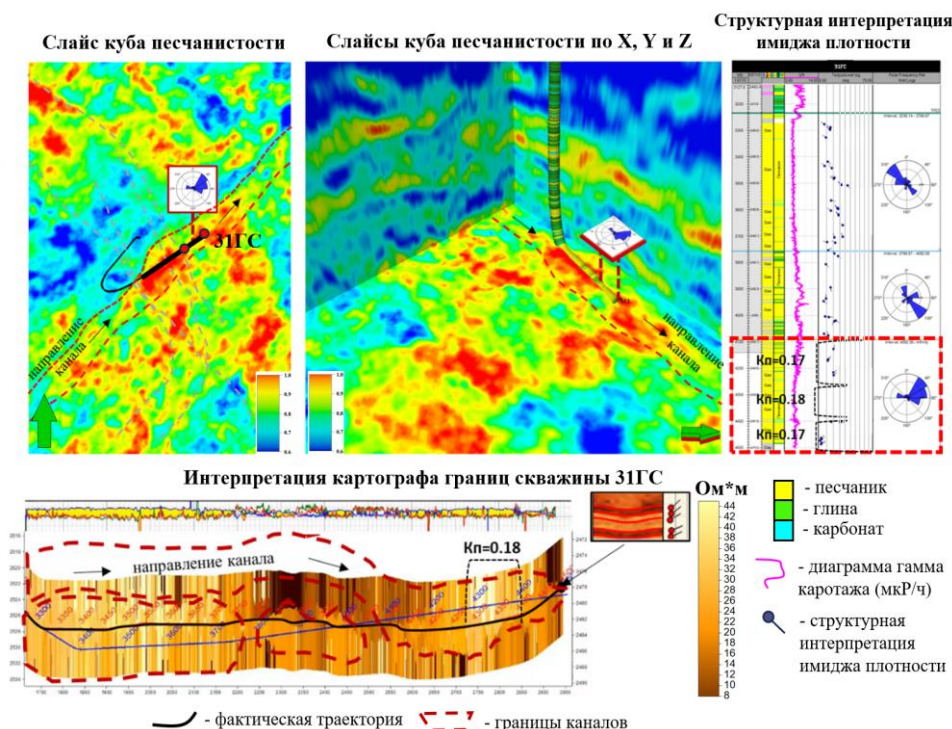


Рис. 6. Канал, вскрытый третьей частью горизонтальной скважины в процессе бурения

Обсуждение

В ходе комплексного анализа горизонтальной скважины 31ГС наблюдается корреляция угла внутрипластовой слоистости и K_p . Для подтверждения валидности данной корреляции для других скважин ниже представлены диаграммы размаха коэффициента пористости с группировкой по углу внутрипластовой слоистости. Статистика представлена по 52 скважинам (рис. 7).

По анализу диаграмм можно заключить, что пропластки песчаника с высокими K_p преимущественно характеризуются высокими углами слоистости. Особенно выделяются четыре группы пропластков:

- 1) с углом слоистости менее 10° . Диапазон изменения K_p от 10 до 24 %. Медианное значение K_p — 17 %;
- 2) с углом слоистости от 10 до 15° . Диапазон изменения K_p от 11 до 32 %. Медианное значение K_p — 18 %;
- 3) с углом слоистости от 15 до 30° . Диапазон изменения K_p от 11 до 32 %. Медианное значение K_p около 22 %. Коллектор значительно лучше по K_p ;
- 4) с углом слоистости от 30° . Диапазон изменения K_p от 13 до 30 %. Медианное значение K_p около 24%. Почти отсутствуют коллектора с невысокими K_p .

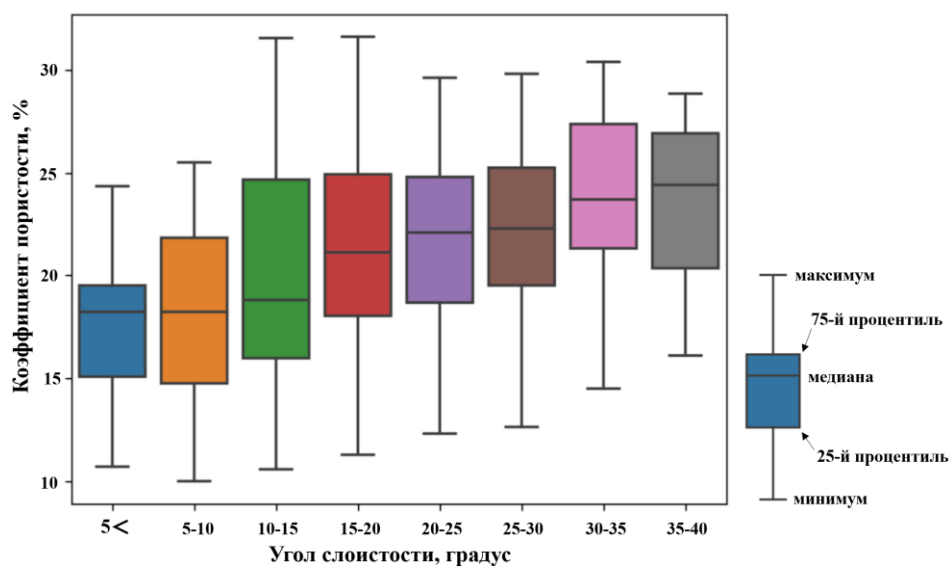


Рис. 7. Зависимость коэффициента пористости песчаных пропластков от угла слоистости

Выводы

1. Анализ структурной интерпретации имиджа плотности показал, что пропластки, которые по результатам интерпретации имиджа плотности характеризуются высокими углами падения (более 15°), имеют преимущественно более высокие ФЕС. Это можно использовать для определения динамики потока аллювиальных отложений, направления и расстояния до источника сноса.

2. Комплексный учет в процессе бурения структурной интерпретации имиджа плотности, сейсмических данных и картографа границ позволит определить границы и направления геологических объектов. Понимание факта входа или выхода из объекта бурения позволяет принимать корректные решения при геонавигации скважин.

Список источников

1. Петтиджон, Ф. Пески и песчаники : фундаментальные труды зарубежных ученых по геологии, геофизике и геохимии / Ф. Петтиджон, П. Поттер, Р. Сивер ; перевод с английского А. Л. Книппера, Н. А. Лисицыной и О. М. Розена ; под редакцией А. Б. Ронова. – Москва : Мир, 1976. – 534 с. – Перевод изд.: Pettijohn, F. J.; Potter, P. E.; Slever, R. Sand and sandstone, Berlin a. o., 1972. – Текст : непосредственный.
2. Allen, J. R. L. Some recent advances in the physics of sedimentation / J. R. L. Allen. – DOI 10.1016/S0016-7878(69)80016-7. – Text : direct // Proceedings of the Geologists' Association. – 1969. – Vol. 80, Issue 1. – P. 1–42.
3. Kazantsev, G. V. Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data / G. V. Kazantsev, A. I. Ivanov. – DOI 10.2118/206593-MS. – Text : direct // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2021. – P. D031S015R002.

4. Каталог интерпретационных решений Schlumberger. – Текст : электронный. – URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/8b3/ds_catalogue_2017_upd.pdf
5. Стищенко, С. И. Геонавигация в 5 кликов / С. И. Стищенко, А. Н. Сабиров. – Москва : EAGE Геомодель, 2018. – 160 с. – Текст : непосредственный.
6. Real-Time Dip Applications for Geosteering Horizontal Wells, Onshore Nigeria / E. Ingebritsen, R. Onyirioha, J. Garrity [et al.]. – DOI 10.2118/85660-MS. – Text : direct // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2003. – P. SPE-85660-MS.
7. Определение положения водонефтяного контакта во время бурения в условиях неопределенности, связанной с замерами инклинометрии, по данным прибора азимутального резистивиметра / П. А. Гречихо, К. О. Забоев, Р. Рузаев, П. Гречихо. – DOI 10.2118/187910-MS. – Текст : электронный // Тезисы доклада Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE. – 2017. – Москва. – 7 с. – SPE-187910-RU. – URL : <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/17RPTC/D033S041R003/245023?redirectedFrom=PDF>
8. Геонавигация на ВТСМ посредством новой технологии мультипластового картирования разреза в процессе бурения / А. А. Лутфуллин, А. А. Брегида, М. В. Томчик и др. – DOI 10.2118/171195-MS. – Текст : электронный // Тезисы доклада Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче – 2014. – Москва. – 8 с. – SPE-171195-RU. – URL : <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/14ROGC/SPE-171195-MS/212039>

References

1. Katalog interpretatsionnykh resheniy Schlumberger. (2017). (In Russian). Available at: https://www.slb.ru/upload/iblock/8b3/ds_catalogue_2017_upd.pdf
2. Pettijohn, F. J., Potter, P. E., & Siever, R. (1972). Sand and sandstones, Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 618 p. (In English).
3. Stishenko, S. I. & Sabirov, A. N. (2018). Geonavigatsiya v 5 klikov. Moscow : EAGE Geomodel', 160 p. (In Russian).
4. Allen, J. R. (1969). Some recent advances in the physics of sedimentation. Proceedings of the Geologists' Association, 80(1), pp.1-42. (In English). DOI: 10.1016/S0016-7878(69)80016-7
5. Kazantsev, G. V., & Ivanov, A. I. (2021). Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data. SPE Russian Petroleum Technology Conference, p. D031S015R002. (In English). DOI: 10.2118/206593-MS
6. Ingebritsen, E., Onyirioha, R., Garrity, J., Logan, J., & Butt, P. (2003). Real-Time Dip Applications for Geosteering Horizontal Wells, Onshore Nigeria. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, pp. SPE-85660. (In English). DOI: 10.2118/85660-MS
7. Zabojev, K., Ruzaev, R., Mikhailov, A., & Grechiho, P. (2017). Determination of Oil/Water Contact While Drilling by Interpreting Data from the Azimuthal Deep Resistivity Tool under Conditions of Uncertainty Associated with the Measurements of Inclination. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. SPE-187910-MS, 7 p. (In Russian). DOI 10.2118/187910-MS. Available at: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/17RPTC/17RPTC/D033S041R003/245023?redirectedFrom=PDF>

8. Lutfullin, A. A., Bregida, A. A., Tomchik, M. V., Kozlov, V. N., Shabalinskaya, D. D., Belyaev, A. S. ...& Kim, V. E. (2014). Well Placement and Reservoir Characterization Advancement in VTSM Field With New Multiple Boundary Delineation Technique. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, SPE-171195-MS, 8 p. (In Russian). DOI 10.2118/171195-MS. Available at: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/14ROGC/14ROGC/SPE-171195-MS/212039>

Информация об авторах / Information about the authors

Казанцев Глеб Владимирович, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень. kazancevg@inbox.ru

Gleb V. Kazantsev, Senior Lecturer at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, kazancevg@inbox.ru

Гришкевич Владимир Филиппович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Vladimir F. Grishkevich, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 12.07.2024; одобрена после рецензирования 21.10.2024; принята к публикации 12.02.2025.

The article was submitted 12.07.2024; approved after reviewing 21.10.2024; accepted for publication 12.02.2025.