



РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА АЗИМУТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ИМИДЖЕРА ПЛОТНОСТИ И СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН

Г.В. КАЗАНЦЕВ

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625000, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Определение направления палеотечений является важнейшим этапом при геологическом моделировании. Основной задачей реконструкции является текстурный анализ слоистости, чтобы связать результаты с направлением локального потока. Направление и угол слоистости можно определить по данным имиджера плотности.

Цель. Повышение точности геологических моделей залежей нефти и газа и увеличение эффективной проводки скважин при геонавигации на основе методики, комплексного учета данных имиджеров, сейсмических данных и картографов границ.

Материалы и методы. Предлагается алгоритм учета данных имиджера плотности и картографа границ при геологическом моделировании и бурении скважин, который включает структурную интерпретацию имиджера плотности, классификацию структурных элементов, интерпретацию данных картографа границ, совместный анализ результатов интерпретации имиджера плотности и картографа границ и комплексирование с сейсмическими данными.

Результаты. Применение методики позволило увеличить эффективную проходку на 499 м и вскрыть четвертый объект, который характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), тем самым увеличив качество и объемы вовлекаемых запасов газа.

Заключение. Данные картографа границ позволяют оценить локальную геометрию границ геологических тел. Анализ сейсмических данных позволяет определить границы и направление простираения геологических объектов. Однако ограничения разрешающей способности сейсморазведки не дают надежного определения принадлежности выделенного объекта к исследуемому пласту. Комплексный анализ имиджеров плотности, картографов границ и сейсмических данных позволяет определить направление фациальных объектов для обновления фациальной и геологической моделей. В процессе бурения изменение азимута направления слоистости может указывать на выход из прежнего геологического тела и вход в новое.

Ключевые слова: имиджер плотности, направление слоистости, картограф границ, палеотечения, геонавигация, сейсмофациальный анализ

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Казанцев Г.В. Результаты комплексного анализа азимутальных данных имиджера плотности и сейсмических данных при геонавигации скважин. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2025;67(3):128—139. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-128-139> EDN: [OSTXRS](https://www.edn.ru/OSTXRS)

Статья поступила в редакцию 22.07.2025

Принята к публикации 08.09.2025

Опубликована 30.09.2025

RESULTS OF THE INTEGRATED ANALYSIS OF AZIMUTHAL DENSITY IMAGER DATA AND SEISMIC DATA FOR WELL GEOSTEERING

GLEB V. KAZANTSEV

NOVATEK STC

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625000, Russia

ABSTRACT

Background. Determination of paleocurrent directions is an important step in geological modeling. The primary objective of reconstruction consists in the textural analysis of bedding with the purpose of correlating the results with local flow direction. Bedding orientation and dip angles can be derived from density imager data.

Aim. To enhance the accuracy of oil and gas reservoir geological models and improve well placement efficiency during geosteering by implementing a methodology that integrates imager data, seismic data, and boundary mapper interpretations.

Materials and methods. The proposed algorithm incorporates density imager and boundary mapper data when carrying out geological modeling and well drilling. This algorithm includes structural interpretation of density imager data; classification of structural elements; interpretation of boundary mapper data; integrated analysis of density imager and boundary mapper results; synthesis with seismic data.

Results. The applied methodology increased effective drilling by 499 meters and successfully penetrated a fourth reservoir unit with high reservoir properties, thereby improving gas reserves characterization and volume estimation.

Conclusion. Boundary mapper data enable evaluation of the geometry of local geological bodies. Seismic data analysis is used to delineate boundaries and strike directions of geological features. However, the resolution limitations may hinder reliable stratigraphic correlation. An integrated analysis of density imager, boundary mapper, and seismic data clarifies facies trends, supporting updates to facies and geological models. Azimuthal bedding shifts during drilling may indicate transitions between geological units.

Keywords: density imager, bedding orientation, boundary mapper, paleocurrents, geosteering, seismic facies analysis

Conflict of interest: the author declare no conflict of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Kazantsev G.V. Results of the integrated analysis of azimuthal density imager data and seismic data for well geosteering. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2025;67(3):128—139. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2025-67-3-128-139> EDN: [OSTXRS](https://www.edn.ru/OSTXRS)

Manuscript received 22 July 2025

Accepted 08 September 2025

Published 30 September 2025

Геометризация области распространения песчаного материала является одной из важнейших задач нефтегазовой геологии. Задача решается на основе метода палеорекоonstrukций [9], изучения керновых данных, электрофациального [10] и сейсмического анализа. По данным керна определяются слоистость и ее направление, которые являются основой для палеорекоonstrukции территории.

Первый опыт анализа слоистости для определения направления палеотечений применил Г.К. Сорби в Англии [26]. Первая карта палеотечений отмечается в трудах Рудеманна в 1897 г. [25]. Спустя 27 лет Руби и Басс закартировали направление слоистости русловых песчаников формации Дакота штата Канзас. В 1938 г. выполнено первое комплексное изучение направлений палеотечений

в работах Г. Клоса [21]. Уже тогда под палеотечением понималось направление течения в процессе формирования осадка. Однако эти работы были единичными и не имели широкого применения. И только в 1960-х годах такие исследования широко вошли в практику. В 1962—1965 гг. Л.Н. Ботвинкиной были написаны фундаментальные труды, детально освещающие тематику слоистости [2, 3]. Анализ текстур, сформированных под действием течений, отражен в трудах симпозиума «Первичные осадочные текстуры и их гидродинамическая интерпретация» в 1965 г. [24] и в работах Аллена [19, 20].

В современной геологии сложно переоценить необходимость реконструкции палеотечений для целей геологического моделирования. Основной задачей реконструкции является текстурный анализ слоистости, чтобы связать результаты с направлением локального потока. В зависимости от условий формирования потока распределение направлений слоистости относится к одной из четырех разновидностей: одномодальная, бимодальная, бимодальная (симметричная), полимодальная (беспорядочная).

Унимодальный (одномодальный) тип распределения характерен для русловых песчаников и песчаников золотых отложений. Биполярный (двумодальный) тип распределения типичен для песчаников приливной зоны, как эстуариевых, так и чисто морских. Одномодальный тип распределения направлений слоистости в таких отложениях встречается реже. Модальность распределения зависит от относительной силы и направлений приливов и отливов. Полимодальное распределение направлений слоистости, вероятнее всего, указывает на влияние множества различных систем течений или может отражать беспорядочное распределение одной сильно изменчивой системы. Хорошим примером являются песчаники шельфовой зоны.

Материалы и методы

Структурная интерпретация имиджера заключается в трассировании, который является векторизацией поверхностей структурно-текстурных элементов, пересекаемых стволом скважины. В большинстве случаев структурными объектами выступают границы пластов и внутрипластовая слоистость.

После выделения границ напластования требуется их классификация. Она подразумевает логическое объединение видимых по имиджам объектов со сходными структурными или текстурными

признаками в группы с использованием одного основания, позволяющего максимально точно установить критерии разделения между группами объектов. Выделенные элементы по текстурно-структурным признакам могут представлять: элементы внутрипластовой слоистости; структурно-стратиграфические элементы, выступающие границами пластов; плотные и углистые пропластки; разломы; трещины; вывалы и техногенные трещины.

Опыт применения структурной интерпретации имиджа плотности показан в работах С.З. Мутаева [11] и А.В. Ильмендеевой, Н.В. Носова [4]. Исследователи использовали интерпретацию имиджа плотности для уточнения направления тектонических нарушений и границ гидродинамического разобщения. Также данные имиджера можно использовать для уточнения модели трещиноватости и фациальной модели [8, 23].

В связи с ростом популярности использования имиджера плотности при геологическом моделировании предлагается следующий порядок учета данных имиджера плотности и картографа границ при геологическом моделировании и бурении скважин.

1. Выполняется структурная интерпретация имиджа плотности [15].
2. Проводятся классификация и определение типа каждого структурного элемента. Для дальнейшего анализа следует исключить структурно-стратиграфические элементы, выступающие границами пластов, разломы, трещины, вывалы, углистые прослои. На рисунке 1 представлен типовой планшет результатов интерпретации имиджа плотности.
3. По характеру изменения имиджа плотности и ФЕС выделяются границы раздела геологических тел.
4. Выполняется интерпретация картографа границ. Выделяются четко выраженные границы контраста сопротивления, которые могут являться границами геологических объектов [12, 17]. В случае отсутствия данных картографа границ указанный пункт алгоритма не выполняется.
5. Проводится сравнительный анализ выделенных объектов по картографу границ с границами, выделенными по имиджу плотности. Если количество объектов и их границы не совпадают друг с другом, необходимо переинтерпретировать данные имиджа плотности или картографа границ. В случае отсутствия данных картографа границ этот этап не выполняется.
6. Для каждого выделенного объекта по данным имиджа плотности и картографа

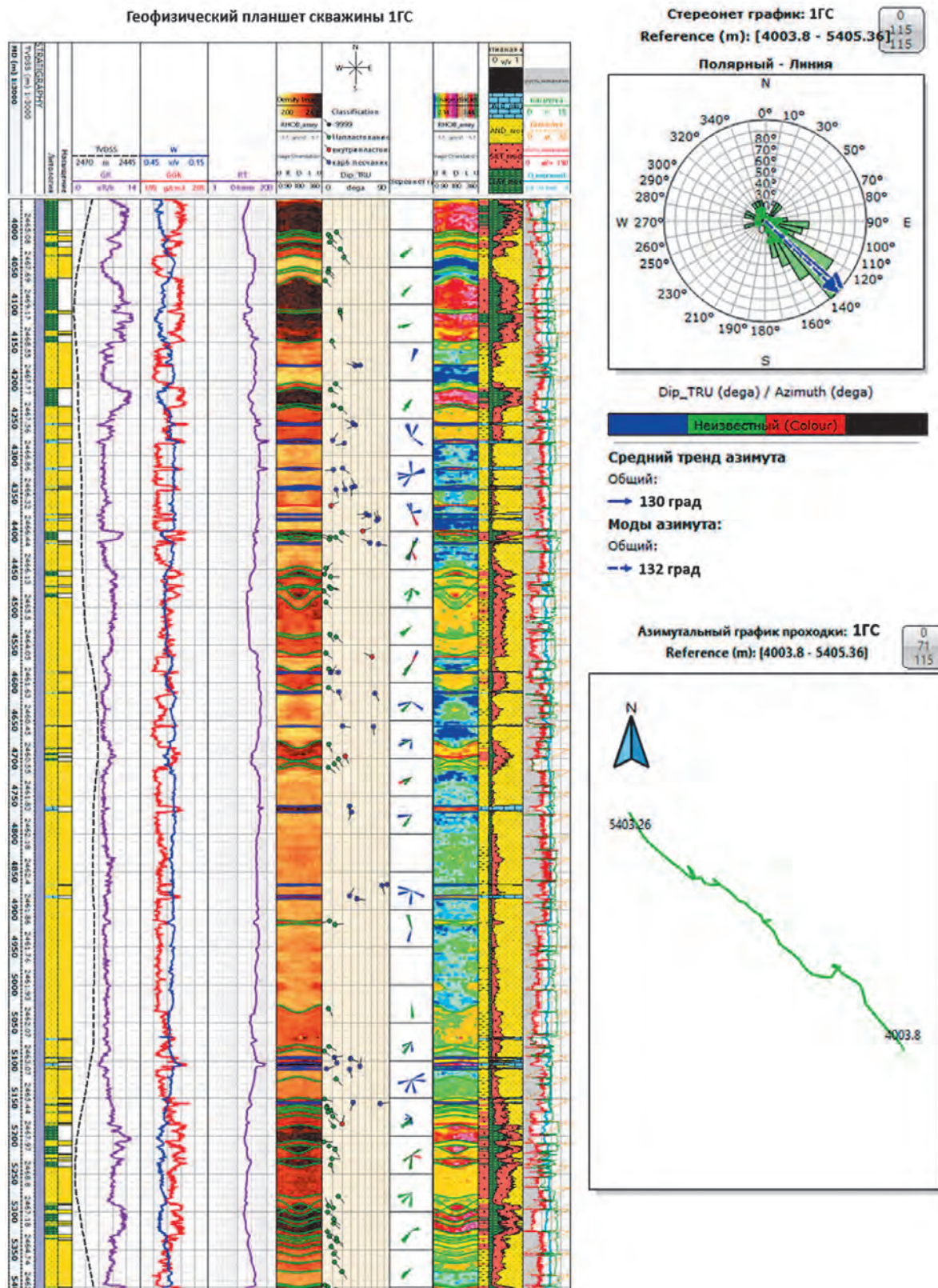


Рис. 1. Результаты структурной интерпретации имиджера плотности (Казанцев, 2021)

Fig. 1. Interpretation results of density imagery (Kazantsev, 2021)

границ строится роза-диаграмма, определяют тип распределения слоистости и основное направление падения слоистости.

7. Полученные типы распределения сопоставляются с теоретическими распределениями в зависимости от обстановки осадконакопления. В случае если полученный тип распределения не соответствует фациальной обстановке объекта исследования, необходимо вернуться к пунктам 3—6.

8. Выполняется сейсмический анализ в районе скважины. Строятся сейсмические атрибуты, описывающие границы и направления тел, полученные по данным интерпретации имиджа плотности и картографу границ [13].

9. По сейсмическим атрибутам выполняется картирование геологических объектов. При этом размеры и форма выделенных объектов должны согласовываться с фациальной моделью пласта и направлениями, границами, полученными в результате интерпретации имиджа плотности и картографу границ.

10. Выделенные объекты учитываются при построении геологической модели.

Однако у вышеописанного алгоритма есть ряд допущений, связанных с неопределенностью и качеством исходных данных. При комплексном анализе результатов интерпретации имиджа, микроимиджа и сейсмических данных необходимо принимать во внимание: погрешность определения углов и направления слоистости, определенные по имиджу плотности, и факторы, искажающие достоверность результатов; погрешность определения границ геологических объектов по картографу границ и факторы, искажающие

достоверность результатов; погрешность определения границ и формы геологических объектов по сейсмическим данным и факторы, искажающие достоверность результатов; погрешность измерения инклинометрии. В качестве примера на рисунке 2 представлена роза-диаграмма, где основное направление слоистости по имиджу плотности составило 48° , по сейсмическим данным направление канала составило 59° . Также нанесены диапазоны погрешности определения направления по каждому типу данных.

Понимание погрешностей результатов интерпретации каждого типа данных позволяет комплексировать результаты в единую непротиворечивую модель [5]. Для удобства анализа необходимо категоризовать результаты интерпретации каждого источника данных в формате таблицы «светофор». Каждому геологическому объекту, выделенному по имиджу плотности, каждой границе, выделенной по сейсмическим данным или по картографу границ, рекомендуется присваивать степень доверия. Наличие таблицы со степенями доверия по каждому элементу позволяет определять элементы, которые можно исключить при комплексировании разных источников данных и, наоборот, которые необходимо учесть при геологическом моделировании.

Методы геонавигации скважин разделяют на реактивные и проактивные. Реактивный метод проводки скважин предполагает изменение траектории после какого-либо геологического «события»: пересечения кровли, подошвы целевого интервала, контакта флюидов [22] или другого. Проактивный метод проводки позволяет «предвидеть» негативное событие и обозначить список

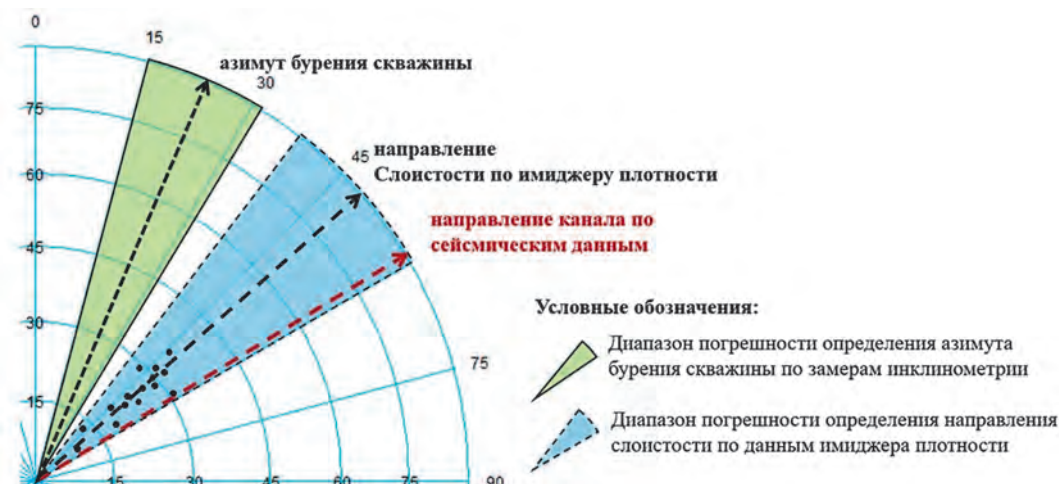


Рис. 2. Роза-диаграмма с диапазонами погрешностей определения направлений (Казанцев, 2023)

Fig. 2. Rose diagram with directional error ranges (Kazantsev, 2023)

корректирующих действий, которые бы не дали ему произойти. Проактивная геонавигация достигается за счет использования сейсмических данных и картографа границ в процессе бурения. Однако основной сложностью анализа сейсмических данных при геонавигации скважин является неопределенность позиционирования горизонтального ствола в прогнозном сейсмическом кубе. Связано это с тем, что сейсмические данные измеряются во времени, тогда как данные скважины — в глубинном масштабе.

Часть источников, слагающих неопределенность положения скважины в волновом поле, связаны непосредственно с сейсмическими данными. К ним относятся неопределенности, связанные с физическими ограничениями сейсмического метода (недостаточная разрешающая способность сейсморазведки и изменчивость по латерали и вертикали скоростного закона). Влияние таких ограничений можно уменьшить за счет современных методов обработки [16, 6, 7] и современных технологий полевых работ [18], однако полностью исключить их влияние невозможно.

Другая часть источников непосредственно связана с данными самой скважины. Для отображения скважины во временном масштабе необходим перевод скважинных данных из масштаба глубины во временной масштаб по средствам привязки [14]. В общем случае наилучшим методом привязки сейсмических данных к скважинам является вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП), которые затем уточнялись на основе одномерного моделирования. В качестве входных данных используются кривые акустического и плотностного каротажа, после коррекции за каверны, зоны проникновения фильтра бурового раствора, пропуски циклов и прочие искажения записи. Однако транспортные секции горизонтальных скважин характеризуются сложной траекторией, дирекционные углы которой могут достигать 84°. Высокая кривизна траектории обуславливает невозможность информативной записи ВСП и акустического каротажа, а также высокие неопределенности записи инклинометрии.

С целью снижения неопределенности позиционирования горизонтального ствола в сейсмическом кубе предлагается привлекать азимутальные данные, полученные в результате структурной интерпретации имиджа плотности. В случае когда применение разных скоростных законов приводит к равновероятностному сейсмическому прогнозу, привлечение азимутальных данных имиджера плотности позволит определить наиболее

вероятный прогноз. Получение сейсмического прогноза в направлении бурения горизонтальной скважины позволит осуществлять проактивную геонавигацию.

Результаты и обсуждения

Рассмотрим пример использования данных структурной интерпретации имиджа плотности и картографа границ при геонавигации горизонтальной скважины. Объектом исследования является пласт К мелового возраста. Продуктивные отложения пласта полностью покрыты данными сейсморазведки 3D. В пределах куба выполнена детерминистическая инверсия. Пласт изучен бурением 111 разведочных и эксплуатационных скважин, отобрано 72 м керна из 15 скважин. Пласт сформировался в пределах приливо-отливной равнины, прорезанной каналами с приливо-отливным влиянием. Коэффициент песчаности ($K_{пес}$) по скважинам равен 0,46. Средний коэффициент пористости (K_p) составляет 0,23. Средний коэффициент проницаемости ($K_{пр}$) составляет 44 мД.

Плановая горизонтальная скважина 77ГС заложена с проектной глубиной 4444 м в области развития крупного русла, которое надежно прослеживается как по офсетной декомпозиции, так и по данным сейсмической инверсии (рис. 3). Песчаные отложения в пределах русла представлены разновозрастными прирусловыми валами — песчанистыми телами, которые формируются в результате латеральной аккреции на выпуклых берегах поворота. В типичном случае прирусловой вал имеет серповидную форму в плане и клиновидную в вертикальном сечении. В случае наложения друг на друга нескольких валов, образованных посредством развития речной системы во времени и формирования разных циклов миграции, могут образовываться крупные по вертикали (мощности) объекты. По сейсмическим данным прирусловые валы характеризуются преимущественно пониженными значениями P_{imp} (синий цвет) и усилением амплитуд дальних удалений по офсетной декомпозиции (яркие холодные цвета).

Прирусловые валы, являющиеся целевыми для заложения плановой скважины 77ГС, вблизи области бурения плановой скважины вскрыты всего двумя скважинами 8Р и 22Р. Песчаные отложения пласта К в скважине 22Р представлены приливо-отливным каналом в подошвенной части пласта. Северо-восточнее по направлению бурения плановой скважины 77ГС находится

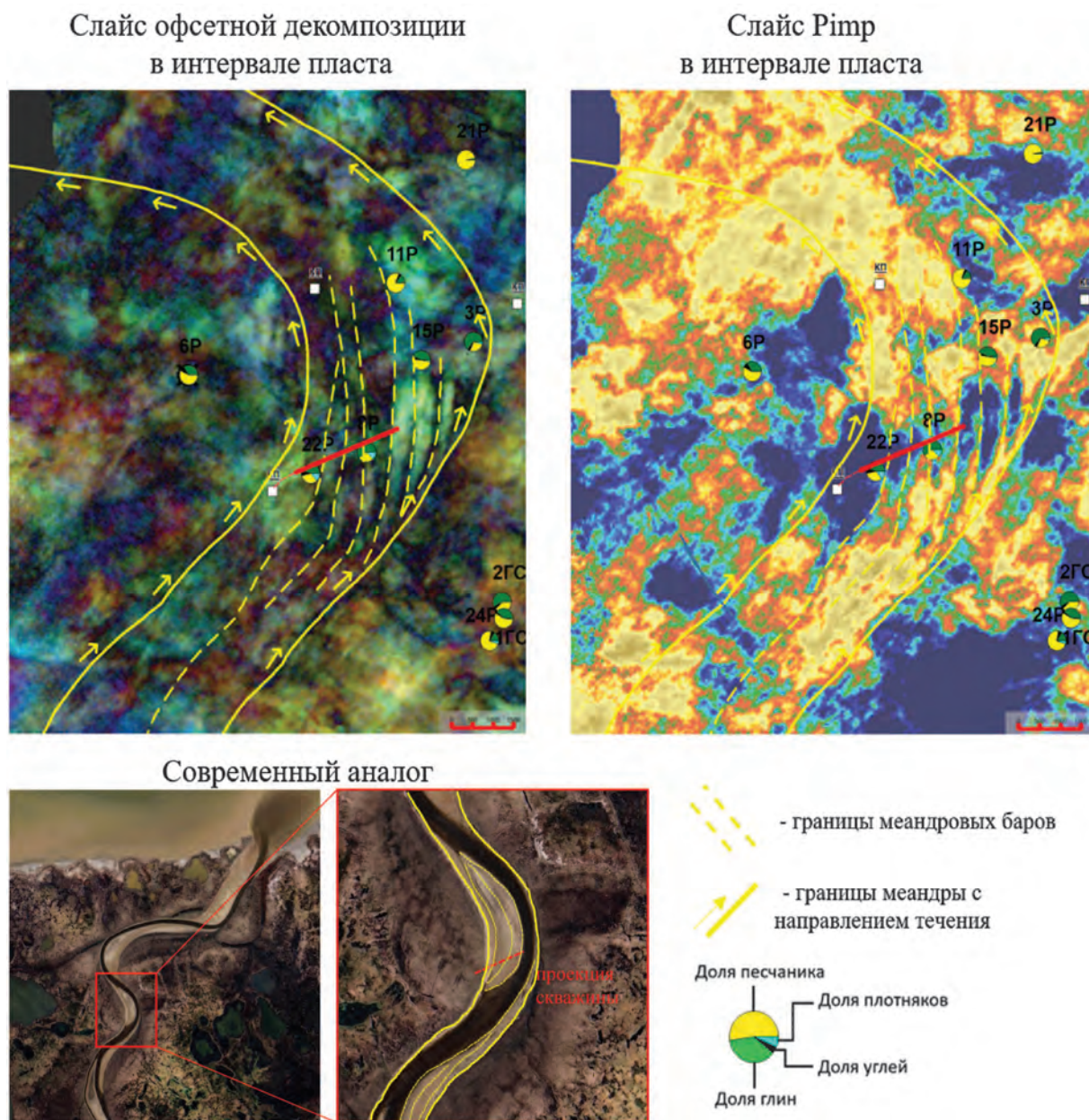


Рис. 3. Заложение плановой эксплуатационной скважины на сейсмических атрибутах (Казанцев, 2023)
Fig. 3. Planned production well location based on seismic attributes (Kazantsev, 2023)

скважина 8Р, где песчаные отложения также представлены каналами в подошвенной части пласта. Газовое насыщение подтверждено испытанием. Стоит отметить, что область заложения скважины 77ГС характеризуется неопределенностью положения коллектора по разрезу и уровня ГВК. С позиции разработки залежи и максимизации безводного периода эксплуатации горизонтальные скважины лучше проводить под кровлю коллектора пласта на максимальном отдалении от уровня ГВК или ВНК [1]. Однако не представляется

возможным уверенно утверждать, что целевые каналы имеют разрез, как в опорных скважинах, которые характеризуются газовым насыщением от кровли до подошвы.

В процессе бурения скважины 77ГС на момент достижения проектной глубины 4720 м эффективная проходка по коллектору составила 1069 м. Выполнен комплексный анализ результатов бурения скважины 77ГС с сейсмическими данными, картографом границ и результатами структурной интерпретации имиджера плотности (рис. 4).

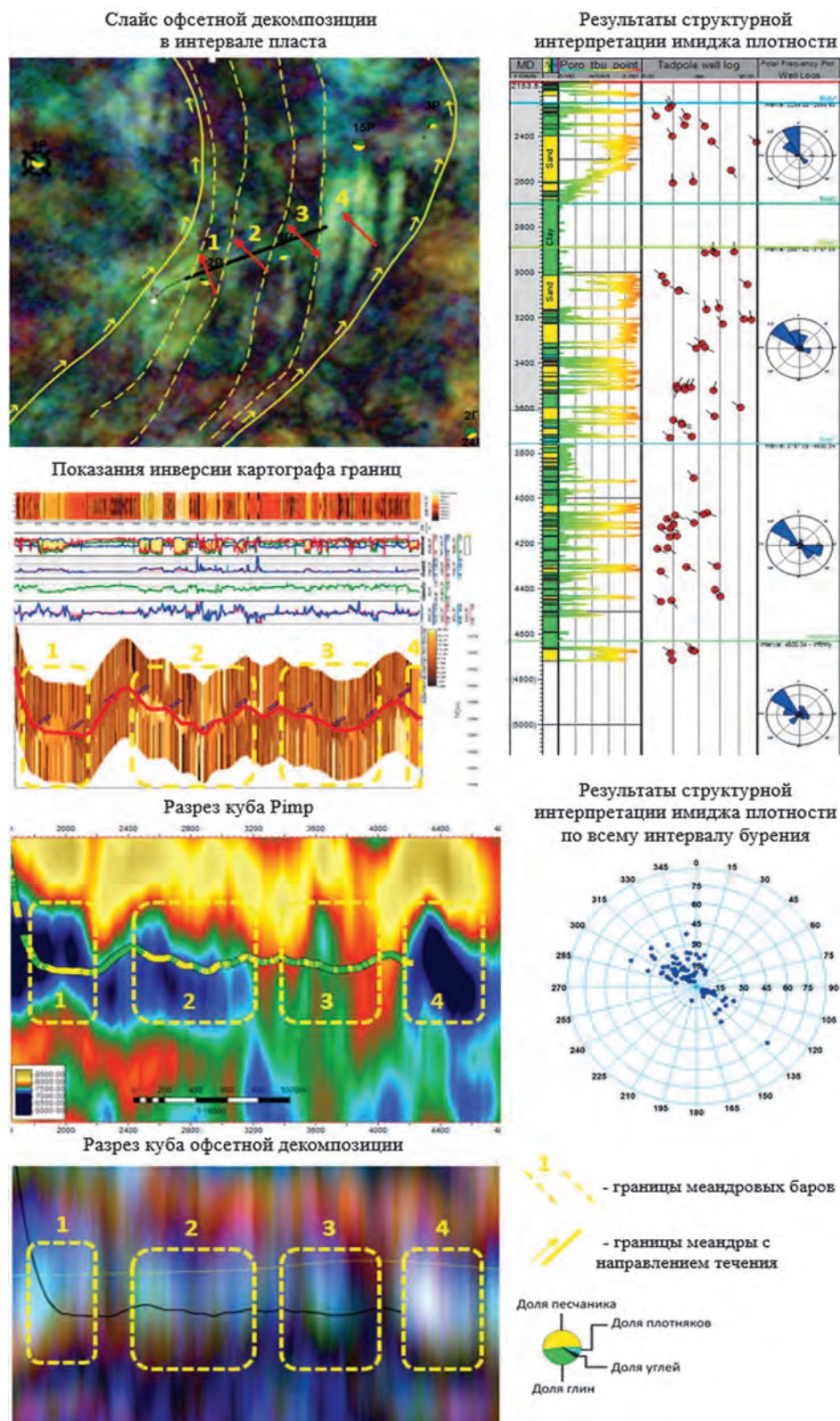


Рис. 4. Результаты интерпретации имиджера плотности, спектральной декомпозиции и картографа границ скважины 77ГС (Казанцев, 2022)

Fig. 4. Interpretation results of density imager, spectral decomposition and boundary mapper data for Well 77GS (Kazantsev, 2022)

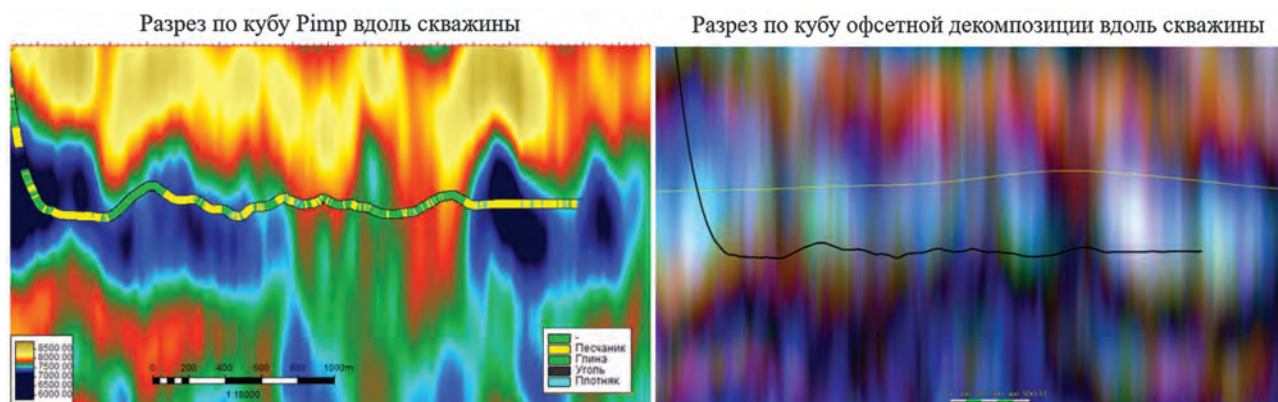


Рис. 5. Результаты бурения скважины 77ГС на сейсмических разрезах (Казанцев, 2022)
Fig. 5. Drilling results of Well 77GS on seismic data (Kazantsev, 2022)

В процессе бурения вскрыто 4 прирусловых вала, сформированных в процессе развития пояса меандрирования. Первый вал, вскрытый на глубинах 2390—2600 м, по сейсмическим данным представляет собой первичный сформировавшийся объект в рамках развития речной системы. Согласно структурной интерпретации имиджа плотности основной азимут слоистости совпадает с направлением течения реки и составляет 350°. Границы объекта надежно прослеживаются по данным картографа границ и сейсмическим данным. С глубины 4015 м и до забоя 4475 м вскрыты второй и третий объекты, представленные более молодыми прирусловыми валами.

Направление слоистости вскрытых объектов отличается от направления слоистости первого прируслового вала. Наблюдаемое изменение направления слоистости обусловлено увеличением кривизны русла в процессе эволюции меандрирующего потока.

В пределах меандрового пояса развитие речной системы приводит к прогрессирующему искривлению меандра по мере его старения, что, в свою очередь, вызывает систематическое изменение направления кося слоистости в прирусловых валах. На глубине 4670 м вскрыт четвертый объект, характеризующийся повышенным УЭС по картографу границ, направление слоистости которого совпадает с направлением слоистости второго и третьего объектов. Такой же азимут слоистости указывает на то, что вскрытый объект относится к тому же русловому поясу, что и ранее вскрытые бурением объекты. Более того, вскрытый

на забое объект характеризуется пониженными значениями Pimp и усилением дальних удалений. Исходя из выполненного анализа было принято решение продолжить бурение скважины. На рисунке 5 представлены результаты с учетом удлинения скважины. Результаты бурения хорошо описываются сейсмическим прогнозом. За счет удлинения скважины удалось увеличить эффективную проходку на 499 м и вскрыть четвертый объект, который характеризуется высокими ФЕС ($K_p = 0,24$ и $K_{pr} = 230$ мД), тем самым увеличив качество и объемы вовлекаемых запасов газа.

Заключение

Предлагается алгоритм учета данных имиджера плотности и картографа границ при геологическом моделировании и бурении скважин, который включает структурную интерпретацию имиджера плотности, классификацию структурных элементов, интерпретацию данных картографа границ, совместный анализ результатов интерпретации имиджера плотности и картографа границ и комплексирование с сейсмическими данными. Данные картографа границ позволяют оценить локальную геометрию границ геологических тел. Анализ сейсмических данных позволяет определить границы и направление простирания геологических объектов.

Применение методики позволило увеличить эффективную проходку на 499 м и вскрыть четвертый объект, который характеризуется высокими ФЕС, тем самым увеличив качество и объемы вовлекаемых запасов газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов. М. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. 536 с.
2. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости. М.: Наука, 1965. 390 с.
3. Ботвинкина Л.Н. Слоистость осадочных пород. М.: Изд-во АН СССР, 1962. 542 с.
4. Ильмендеева А.В., Носов Н.В. Выявление границ гидродинамического разобщения коллекторов по результатам бурения горизонтальных скважин для уточнения геологических моделей. Известия высших учебных заведений, нефть и газ. 2023. № 5. С. 21—33.
5. Карамурзаева А.Б. Анализ достоверности скважинных данных, заложенных в геологическую модель месторождений Бузачинского свода. Yessenov science journal. 2022. № 2(43). С. 95—100.
6. Коробкин В.С. Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири. Геофизика. 2018. № 6. С. 42—51.
7. Коробкин В.С. Разработка комплексной методики повышения качества сейсмических изображений на основе компенсации влияния верхней части разреза для условий Восточной Сибири: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.10. М., 2020. 200 с.
8. Куприн Д.Ю., Изюмова Е.А., Алтухов Е.Е. Использование скважинных имиджеров для уточнения модели трещиноватости коллекторов Юрубчено-Тохомской зоны // Молодые — Научкам о Земле: Тезисы докладов X Международной научной конференции молодых ученых. В 7-ми томах, Москва, 31 марта — 01 апреля 2022 года / Том 4. — Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2022. — С. 108–112. — EDN GXNGQX.
9. Марковский, Н.И. Палеогеографический прогноз нефтегазоносности. М.: Недра, 1981. 224 с.
10. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1984. 260 с.
11. Мутаев С.З. Повышение достоверности геологической модели объекта со сложной разломной тектоникой на основе привлечения горизонтальных скважин. Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 2(55). С. 41—44.
12. Назипов Д.А., Шпаков П.В. Решение задач по геонавигации с применением картографа границ на примере месторождений ПАО «НОВАТЭК». Российская отраслевая энергетическая конференция: сборник материалов конференции, Москва, 3—5 октября 2023 года. М.: ООО «Геомодель», 2023. С. 1201—1207.
13. Романов Р.С., Юркина Т.А., Власенко В.С. Комплексирование глубинного картографа границ, многопластовой инверсии и 3D сейсмических данных в реальном времени для геонавигации на месторождении Российской Федерации. BalticPetroModel-2022. Петрофизическое моделирование осадочных пород: труды VI Балтийской научно-практической конференции, Петергоф, 19—21 сентября 2022 года. ООО «ГеоЕвразия». Тверь: ПолиПРЕСС, 2022. С. 112—116.
14. Санатова Ж.А., Калиев Д.Т. Обзор методов сейсмо-стратиграфической привязки в условиях ограниченного или некондиционного набора исходных скважинных данных. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2023. Т. 5, № 2. С. 5—16. DOI: 10.54859/kjogi108643
15. Сребродольская М.А. Алгоритмическое обеспечение интерпретации данных азимутального плотностного гамма-гамма метода в процессе бурения горизонтальных скважин: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 1.6.9. М., 2024. 193 с.
16. Твердохлебов Д.Н., Коробкин В.С., Данько Е.А. и др. Возможность подавления кратных волн на основе алгоритмов моделирования в условиях высокоскоростного разреза Сибирской платформы / Геофизика. 2018. № 1. С. 2—14.
17. Шарифуллин И.Ф., Нагорная И.А., Габбасов Д.М. и др. Первое применение технологий многопластового картирования высокого разрешения при бурении на газовом проекте Семаковского месторождения / Бурение и нефть. 2022. № 4. С. 22—25.
18. Шнеерсон М.Б. Современные полевые технологии наземной сейсморазведки. Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 39—42. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10032
19. Allen J.R.L. Studies in fluvial sedimentation: a comparison of fining-upwards cyclothems, with special reference to coarse member composition and interpretations. Jour. Sed. Petrology. 1970. Vol. 40. P. 298—323.
20. Allen J.R.L. Bed forms due to mass transfer in turbulent flows: a kaleidoscope of phenomena. Jour. Fluid Mechanics. 1971. Vol. 79. P. 49—63.
21. Cloos H. Primare Richtungen in Sediment der rheinischen Geosyncline. Geol. Rundschau. 1938. Vol. 29. P. 357—367.
22. Chemali R., Bittar M., Hveding F. et al. Integrating Images From Multiple Depth of investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement / Halliburton — Sperry Drilling Services. Paper IPTC 12547, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3—5 December 2008.
23. Kazantsev G.V., Ivanov A.I. Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data. SPE. 2021. № 206593. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/21RPTC/D031S015R002/470479>.
24. Middleton G.V. (ed.). Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation. Soc. Econ. Paleont. Min. Spec. Publ. 1965. No. 12. 265 p.

25. *Ruedemann R.* Evidence of current action in the Ordovician of New York. *Am. Geologist.* 1897. No. 19. P. 367—391.
26. *Sorby H.C.* On the Oscillation of the Currents

drifting the Sandstone Beds of the South-East of Northumberland, and on their general direction in the Coal-Field in the Neighbourhood of Edinburgh. *Proc. Yorks. Geol. and Poly. Sac.* 1853. P. 232—240.

REFERENCES

1. Butler R.M. Horizontal Wells for Oil, Gas, and Bitumen Production. Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, National Research Center “Regular and Chaotic Dynamics”, 2010. 536 p. (In Russ.).
2. Botvinkina L.N. Methodological Guide to the Study of Layering. Moscow: Nauka, 1965. 390 p. (In Russ.).
3. Botvinkina L.N. Layering of Sedimentary Rocks. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1962. 542 p. (In Russ.).
4. Ilmendeeva A.V., Nosov N.V. Identification of the Boundaries of Hydrodynamic Isolation of Reservoirs Based on the Results of Horizontal Well Drilling to Refine Geological Models. *News of Higher Educational Institutions, Oil and Gas.* 2023. No. 5. P. 21—33 (In Russ.).
5. Karamurzaeva A.B. Analysis of the Reliability of Well Data Embedded in the Geological Model of the Buzachinsky Arch Fields. *Yessenov Science Journal.* 2022. No. 2(43). P. 95—100 (In Russ.).
6. Korobkin V.S. Improving the Quality of Seismic Images through the Use of Broadband Processing with Preservation of Low-Frequency Energy: A Case Study of a Field in Eastern Siberia. *Geophysics.* 2018. No. 6. P. 42—51 (In Russ.).
7. Korobkin V.S. Development of an Integrated Methodology for Improving the Quality of Seismic Images Based on Compensation for the Influence of the Upper Part of the Section for Conditions of Eastern Siberia: Dis. ... Cand. of Engineering Sciences: 25.00.10. Moscow, 2020. 200 p. (In Russ.).
8. Kuprin D.Yu., Izykova E.A., Altukhov E.E. Using Borehole Imagers to Refine the Fracturing Model of Reservoirs in the Yurubcheno-Tokhomskaya Zone. *Young People for Earth Sciences: Abstracts of the X International Scientific Conference of Young Scientists: in 7 vol. Vol. 4.* 2022. P. 108—112 (In Russ.).
9. Markovsky N.I. Paleogeographic forecast of oil and gas potential. Moscow: Nedra, 1981. 224 p. (In Russ.).
10. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies. lithological traps of oil and gas. Moscow: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
11. Mutayev S.Z. Increasing the reliability of the geological model of an object with complex fault tectonics based on the involvement of horizontal wells. *Oil Gas Exposure.* 2017. No. 2(55). P. 41—44 (In Russ.).
12. Nazipov D.A., Shakov P.V. Solving Geosteering Problems Using a Boundary Cartographer Using the Example of NOVATEK Fields. *Russian Industry Energy Conference: Conference Proceedings, Moscow, October 3—5, 2023.* Moscow: Geomodel LLC, 2023. P. 1201—1207 (In Russ.).
13. Romanov R.S., Yurkina T.A., Vlasenko V.S. Integration of deep boundary mapping, multi-layer inversion and 3D seismic data in real time for geosteering at a field in the Russian Federation. *BalticPetroModel-2022. Petrophysical modeling of sedimentary rocks: proceedings of the VI Baltic scientific and practical conference, Peterhof, September 19—21, 2022.* GeoEurasia LLC. Tver': PoliPRESS LLC, 2022. P. 112—116 (In Russ.).
14. Sanatova Zh.A., Kaliyev D.T. Review of seismic stratigraphic tie methods in conditions of a limited or substandard set of initial well data. *Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan.* 2023. Vol. 5. No. 2. P. 5—16 (In Russ.). DOI: 10.54859/kjogi108643
15. Srebrodolskaya M.A. Algorithmic support for interpretation of azimuthal gamma-gamma density method data during horizontal well drilling: Diss. ... Cand. Geological and Mineralogical Sciences: 1.6.9. Moscow, 2024. 193 p. (In Russ.).
16. Tverdokhlebov D.N., Korobkin V.S., Danko E.A. et al. Possibility of Suppressing Multiple Waves Based on Modeling Algorithms in the Conditions of the High-Velocity Section of the Siberian Platform / *Geophysics.* 2018. No. 1. P. 2—14 (In Russ.).
17. Sharifullin I.F., Nagornaya I.A., Gabbasov D.M. et al. First Application of High-Resolution Multi-Layer Mapping Technologies in Drilling at the Semakovskoye Field Gas Project / *Drilling and Oil.* 2022. No. 4. P. 22—25 (In Russ.).
18. Shneerson M.B. Modern field technologies of land seismic exploration. *Oil Gas Expo.* 2019. No. 4(71). P. 39—42 (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10032
19. Allen J.R.L. Studies in fluvial sedimentation: a comparison of fining-upwards cyclothem, with special reference to coarse member composition and interpretations. *Jour. Sed. Petrology.* 1970. Vol. 40. P. 298—323.
20. Allen J.R.L. Bed forms due to mass transfer in turbulent flows: a kaleidoscope of phenomena. *Jour. Fluid Mechanics.* 1971. Vol. 79. P. 49—63.
21. Cloos H. Primäre Richtungen in Sediment der rheinischen Geosyncline. *Geol. Rundschau.* 1938. Vol. 29. P. 357—367.
22. Chemali R., Bittar M., Hveding F. et al. Integrating Images From Multiple Depth of investigation and Quantitative Signal Inversion in Real Time For Accurate Well Placement / *Halliburton — Sperry Drilling Services. Paper IPTC 12547, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 3—5 December 2008.*

23. Kazantsev G.V., Ivanov A.I. Lithofacial Interpretation of the Section in the Core Absence Intervals Using Microimager Data. SPE. 2021. № 206593. URL: <https://onepetro.org/SPERPTC/proceedings-abstract/21RPTC/D031S015R002/470479>.
24. Middleton G.V. (ed.). Primary sedimentary structures and their hydrodynamic interpretation. Soc. Econ. Paleont. Min. Spec. Publ. 1965. No. 12. 265 p.
25. Ruedemann R. Evidence of current action in the Ordovician of New York. Am. Geologist. 1897. No. 19. P. 367—391.
26. Sorby H.C. On the Oscillation of the Currents drifting the Sandstone Beds of the South-East of Northumberland, and on their general direction in the Coal-Field in the Neighbourhood of Edinburgh. Proc. Yorks. Geol. and Poly. Soc. 1853. P. 232—240.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Казанцев Г.В. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Gleb V. Kazantsev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Казанцев Глеб Владимирович — начальник отдела геологического моделирования ООО «НОВАТЭК НТЦ».

7, ул. Пожарных и спасателей, г. Тюмень 625000, Россия

e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

SPIN-код: 8943-0486

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0448-5300>

Gleb V. Kazantsev — Head of the Geological Modeling Department, NOVATEK STC LLC.

7, Pozharnykh i spasateley str., Tyumen 625000, Russia

e-mail: Gleb.Kazantsev@novatek.ru

SPIN-code: 8943-0486

ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0448-5300>