

УДК 551.8:551.762.22(571.1)

DOI: 10.24930/1681-9004-2025-25-4-876-889

Классификация турбидитовых каналов клиноформного комплекса нижнего мела Западной Сибири

А. В. Храмцова¹, К. В. Зверев², А. В. Мельников¹

¹ООО “Тюменский нефтяной научный центр”, 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 19,
e-mail: avkhrantsova@rosneft.ru

²Научно-образовательный центр “Газпромнефть-НГУ”, 630090, г. Новосибирск, ул. Пирогова, 2,
e-mail: k.zverev@ncu.ru

Поступила в редакцию 29.01.2025 г., принята к печати 13.03.2025 г.

Объект исследований. Турбидитовые каналы ачимовской толщи (рязанско-готеривского возраста), залегающей в основании нижнемелового клиноформного комплекса Западной Сибири. **Цель.** Выделить разные типы распределительных глубоководных турбидитовых каналов, установить их влияние на морфологию подводных конусов выноса в целях увеличения точности прогноза пород-коллекторов. **Материалы и методы.** Для выделения фаций и типизации турбидитовых каналов использовался комплексный анализ данных по керну, геофизическим исследованиям скважин и результатов 3D-сейсморазведки по 10 площадям Западно-Сибирского осадочного мегабассейна. Фациальная интерпретация и типизация турбидитовых каналов выполнена с учетом известных методов исследований, включающих литофациальный, ихнологический, сеймоморфологический, электрометрический анализы. **Результаты.** Представлены диагностические признаки, проведена типизация турбидитовых каналов по их морфологии и литологическому заполнению, выдвинуты предположения об их влиянии на распределение песчаных отложений в ачимовской толще. **Выводы.** В разрезе ачимовской толщи Западной Сибири выделены четыре морфологических типа подводных турбидитовых каналов: 1) эрозионный; 2) меандрирующий с аккреционным комплексом без агградации; 3) агградирующий; 4) гибридный (смешанный). Установлена трансформация турбидитовых каналов во времени по площади и разрезу. Выявлено, что большинство глубоководных меандрирующих турбидитовых каналов в результате авульсии мигрируют влево за счет влияния силы Кориолиса и контурных течений и формируют подводные конусы выноса с левосторонней асимметрией. Спрявленные турбидитовые каналы со слабовыраженными прирусловыми валами формируют радиальные конусы выноса с большим содержанием песчаников.

Ключевые слова: турбидитовый канал, агградация, авульсия, латерально-аккреционный комплекс, глубоководные конусы выноса, ачимовская толща, Западная Сибирь

Classification of turbidite channels of the Lower Cretaceous Clinoform complex in West Siberia

Alena V. Khramtsova¹, Konstantin V. Zverev², Aleksandr V. Melnikov¹

¹Tyumen Petroleum Research Center, 19 Perekopskaya st., Tyumen 625003, Russia,
e-mail: avkhrantsova@rosneft.ru

²Scientific and Educational Center “Gazpromneft-NSU”, 2 Pirogov st., Novosibirsk 630090, Russia,
e-mail: k.zverev@ncu.ru

Received 29.01.2025, accepted 13.03.2025

Research subject. Turbidite channels of the Achimov formation (Ryazanian-Hauterivian) which occur at the base of the Lower Cretaceous complex of West Siberia. **Aim.** Identify various types of distribution and feeding turbidite channels, effect on the morphology of underwater fans in order to predict reservoir rocks. **Materials and methods.** To interpret facies and classify channels within the Achimov Formation, a complex of core, well log and 3D seismic data on ten West Siberian sites was used. The interpretation and classification effort included the lithofacies, ichnological, electrofacies, sequence-stratigraphic and 3D seismic geomorphological analyses. **Results.** The diagnostic features of turbidite channels, their classification based on channel shape and filling, as well as the effect on the morphology of deep-sea fans and the distribution of sand deposits are presented. **Conclusions.** Four morphological types of underwater channels have been

Для цитирования: Храмцова А.В., Зверев К.В., Мельников А.В. (2025) Классификация турбидитовых каналов клиноформного комплекса нижнего мела Западной Сибири. *Литосфера*, **25**(4), 876–889. <https://doi.org/10.24930/2500-302X-2025-25-4-876-889>. EDN: TTWVLV

For citation: Khramtsova A.V., Zverev K.V., Melnikov A.V. (2025) Classification of turbidite channels of the Lower Cretaceous Clinoform complex in West Siberia. *Lithosphere (Russia)*, **25**(4), 876–889. (In Russ.) <https://doi.org/10.24930/2500-302X-2025-25-4-876-889>. EDN: TTWVLV

© А.В. Храмцова, К.В. Зверев, А.В. Мельников, 2025

identified in the Achimov formation of Western Siberia: Erosive; 2) Meandering with an accretion complex without aggradation; 3) Aggrading; 4) Hybrid (mixed). The lateral and time-dependent transformation of the channels has been established. It was noticed that, due to avulsion, most of the deep-sea meandering channels tend to migrate to the left, towards the underwater slope by the effect of the Coriolis force and contour currents, and form fans with left-sided asymmetry. The straightened channels with poor levees form radial fans with high content of sandstones within the cross-section.

Keywords: turbidite channel, aggradation, avulsion, lateral accretion complex, submarine fans, Achimov formation, Western Siberia

Acknowledgements

The authors are grateful to the reviewers for their valuable comments and recommendations, which made it possible to significantly improve the article.

ВВЕДЕНИЕ

Ачимовская толща (рязанско¹-раннеготеривско-го возраста), выделенная впервые в 1959 г. Ф.Г. Гурари в составе куломзинской свиты в юго-восточных районах Западной Сибири, залегает в основании нижнемелового клиноформного комплекса и имеет линзовидное строение. Зареченский комплекс нижнего мела (Решение..., 1991) начинается с середины зоны *Nectoroceras kochi* рязанского яруса (Рогов, 2021). Участками этот комплекс залегает на отложениях волжского (Решение..., 2004), рязанского ярусов и на отложениях средней юры (рис. 1б) с угловым несогласием (LCU – Lower Cretaceous Unconformity), сформированным за счет размыва ранее накопившихся отложений на палеоподнятиях (Нежданов и др., 2017; Розбаева и др., 2023). Не исключается частичный размыв отложений контурными течениями в глубокой части морского бассейна, которые поступали с Арктического океана через пролив на севере.

Согласно утвержденным схемам берриас-аптских отложений Западной Сибири (Решение..., 1991), ачимовская толща выделяется в 13 структурно-фациальных районах, в составе 6 свит (см. рис. 1а, в): куломзинской, мегионской, сортымской, шуратовской – на востоке, ахской и фроловской – на западе (Решение..., 1991).

Ачимовская толща формировалась в асимметричном глубоководно-морском бассейне, вытянутом в субмеридиональном направлении, который заполнялся с юго-востока и востока обломочным материалом (Конторович и др., 2014; Ершов, 2016; Шиманский и др., 2023) и сообщался с boreальными морями лишь на севере и северо-востоке. В ранневаланжинский век максимальная его площадь составляла около 1.0 млн км². Следует отметить, что

прямых аналогов эпиконтинентального Западно-Сибирского глубоководного морского бассейна в настоящее время не существует, но по механизму формирования, текстурным особенностям и строению ачимовские подводные конусы выноса имеют черты сходства с современными и древними океаническими глубоководными конусами выноса (Зверев, Казаненков, 2001; Сынгаевский и др., 2015; Храмцова и др., 2020). Большинство из рассматриваемых в настоящей работе конусов имеют гиперпикнальный генезис (Храмцова, Зверев, 2023; Храмцова и др., 2024), т. е. заполнены образованиями, отлагавшимися из потоков, плотность которых была выше плотности бассейновых вод. Комплексы турбидитовых лопастей и турбидитовых каналов являются основными природными резервуарами нефти и газа в глубоководной части морского бассейна (фондоформной части клиноформ нижнего мела).

Гиперпикнальные (экстрабассейновые) турбидитовые потоки формировались в периоды сильных речных паводков (Zavala, Arcuri, 2016), выноса из устьев рек обломочный материал в глубоководный морской бассейн на значительные расстояния от береговой линии, что для ачимовской толщи подтверждается наличием крупных обломков древесины и растительного детрита (Храмцова и др., 2024). В валанжинский и готеривский века основными поставщиками обломочного материала в Западно-Сибирский морской бассейн являлись палеорека Обь и притоки палеореки Енисей (Малолетко, 2008).

В настоящее время наибольшее количество месторождений в ачимовской толще открыто в Среднеобской и Надым-Пурской нефтегазоносных областях. Для увеличения ресурсного потенциала и выделения ловушек углеводородов (УВ) неструктурного и комбинированного типов актуальной задачей является уточнение механизмов формирования и особенностей строения глубоководных конусов выноса, основными структурообразующими элементами которых являются турбидитовые лопасти и каналы (рис. 2). В представленной статье рассмотрены распределительные турбидитовые каналы, являющиеся ключевыми путями

¹ Авторы статьи в качестве нижнего яруса меловой системы используют рязанский ярус (Рогов и др., 2024). Его сопоставление со стандартными ярусами основано на палеомагнитных и в меньшей степени биостратиграфических данных (Барабашкин, 2004; Брагин и др., 2013; Рогов, 2021; Рогов и др., 2024).

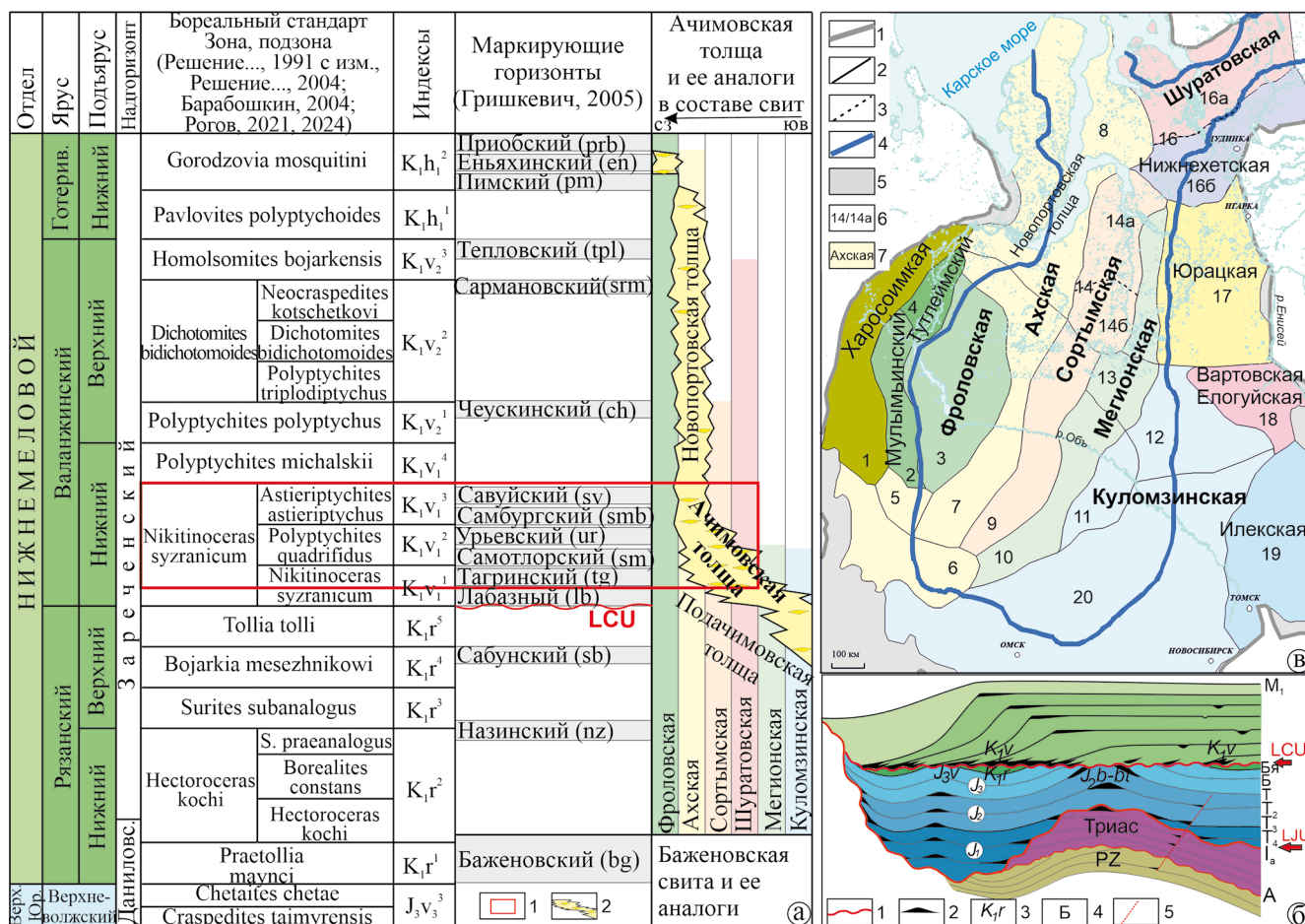


Рис. 1. Район работ (в красном прямоугольнике) на стратиграфической схеме нижнемелового комплекса Западной Сибири (а), схематический профиль строения нижнемелового комплекса (б) и зона развития ачимовской толщи и ее аналогов в составе свит на схеме районирования берриас-аптских отложений Западной Сибири (а, в) (Решение..., 1991).

а. 1 – район работ; 2 – зона развития ачимовской толщи.

б. 1 – стратиграфическое несогласие: LCU в подошве нижнемелового комплекса, LJU в подошве нижнеюрского комплекса; 2 – залежи углеводородов; 3 – возраст отложений; 4 – отражающие сейсмогоризонты; 5 – линия разлома (составлена авторами).

в. Границы: 1 – Западно-Сибирской плиты; 2 – структурно-фациальных районов; 3 – подрайонов; 4 – распространения ачимовской толщи; 5 – зона отсутствия отложений; 6 – район; 7 – подрайон. Районы и подрайоны: 1 – Полярное и Приполярное Зауралье; 2 – Игримско-Шаимский; 3 – Березовский; 4 – Фроловский; 5 – Карабашский; 6 – Тюменский; 7 – Тобольско-Надымский; 8 – Полуистко-Ямальский; 9 – Сургутский; 10 – Нижневартовский; 11 – Александровский; 12 – Ларьякский; 13 – Вэнгапуровский; 14 – Пурпейско-Уренгойский; 14а – Пурпейский, 14б – Уренгойский; 15 – Тазовский; 16 – Усть-Енисейский; 16а – Притаимырский, 16б – Малохетский; 17 – Туруханский; 18 – Елогуйский; 19 – Чулымо-Енисейский; 20 – Рязанско-Васюганский (Решение..., 1991).

Fig. 1. The work area (in the red rectangle) in the stratigraphic scheme of the Lower Cretaceous complex of Western Siberia (a), the schematic profile of the structure of the Lower Cretaceous complex (б) and the zone of development of the Achimov formation and its analogues in the formations in the zoning scheme of the Berriasian-Aptian deposits of Western Siberia (a, в) (Decision..., 1991).

а. 1 – the area of work; 2 – the zone of development of the Achimov formation.

б. 1 – stratigraphic unconformity: LCU – Lower Cretaceous unconformity, LJU – Lower Jurassic unconformity; 2 – hydrocarbon deposits; 3 – age of sediments; 4 – reflecting seismic horizons; 5 – fault line (compiled by the authors).

в. Boundaries: 1 – Western Siberian basin; 2 – structural-facies districts; 3 – subdistricts; 4 – Achimov Formation development; 5 – sedimentation zone; 6 – district number; 7 – subdistrict number. Districts and subdistricts: 1 – Polar and Circumpolar Trans-Urals; 2 – Igrimsko-Shaimsky; 3 – Berezovsky; 4 – Frolovsky; 5 – Karabashsky; 6 – Tyumenskiy; 7 – Tobolsk-Nadymsky; 8 – Poluistko-Yamalsky; 9 – Surgutsky; 10 – Nizhnevartovsky; 11 – Alexandrovsky; 12 – Laryaksky; 13 – Vengapurovsky; 14 – Purpeysko-Urengoy; 14a – Purpeysky, 14b – Urengoy; 15 – Tazovsky; 16 – Ust-Yeniseysky; 16a – Pritaimyrsky, 16b – Malokhetsk; 17 – Turukhansky; 18 – Yeloguysky; 19 – Chulymo-Yeniseysky; 20 – Ryavkino-Vasyugansky (Decision..., 1991).

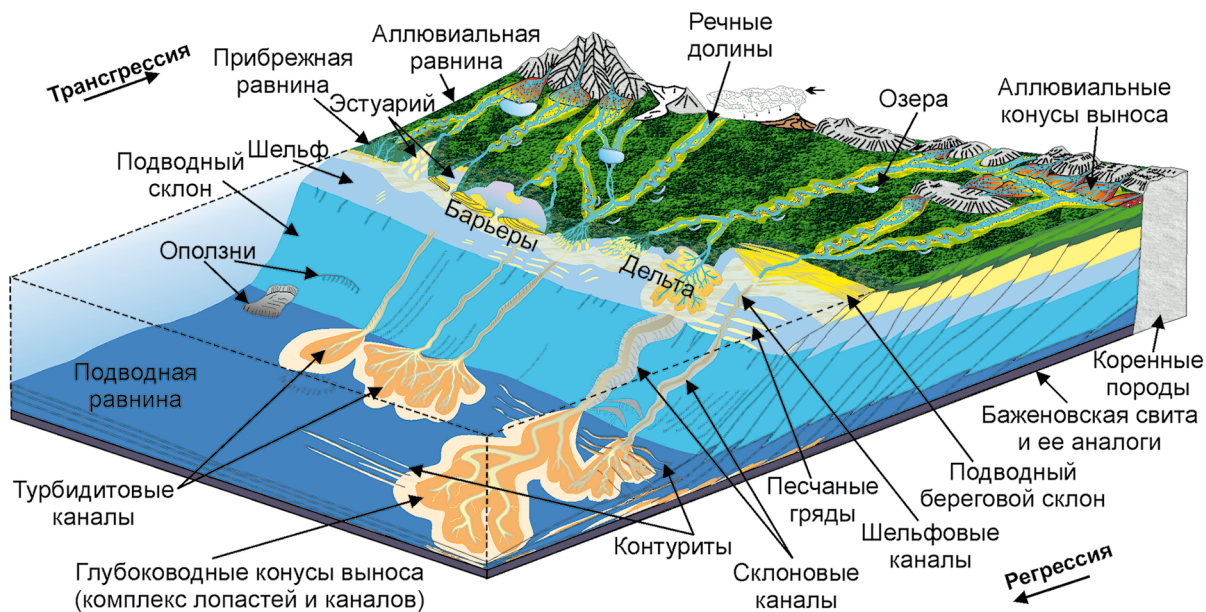


Рис. 2. Концептуальная палеогеографическая модель нижнемелового комплекса Западной Сибири в условиях гумидного климата по профилю от горного обрамления к центральной части бассейна (составила А.В. Храмова).

Fig. 2. Conceptual paleogeographic model of the Lower Cretaceous complex of Western Siberia in humid climate along the profile from the mountain rim to the central part of the basin (compiled by A. Khramtsova).

транспортировки обломочного материала в глубоководную часть морского бассейна, которые имеют различную форму и литологическое заполнение.

В настоящее время существует несколько классификаций глубоководных турбидитовых каналов и каньонов по форме русла: прямолинейные, ветвящиеся и меандрирующие (Stow, Mayall, 2000; Мизенс, 2005; Mayall, Casey, 2006), ограниченные или неограниченные; по степени активности: активные и отмершие; по размерам и форме на подводных склонах: склоновые турбидитовые каналы, каньоны, желоба и ложбины; по морфологии: эрозионные, аккумулятивные и смешанные, организованные и неорганизованные (Facies Models..., 2006), меандрирующие без агградации с латеральным аккреционным комплексом, агградационные с прирусловыми валами и гибридные (Обстановки..., 1990; Abreu et al., 2003; Никишин и др., 2012; Janocko et al., 2013).

Высокоразрешающая способность сейсморазведки 3D в комплексе со скважинными данными из отложений ачимовской толщи Западной Сибири позволили диагностировать и классифицировать глубоководные турбидитовые каналы, изучить их размеры и форму. По форме турбидитовых каналов можно прогнозировать тип турбидитовой системы (смешанный, песчаный, глинистый), распределение и содержание песчаных отложений в разрезе и по площади, степень их неоднородности и связности (Reading, Richards, 1994).

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Представленная работа базируется на комплексном анализе керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов сейсморазведки 3D. Выполнено детальное седиментологическое описание керна ачимовской толщи по 280 скважинам (суммарным метраж керна составил около 2300 м) 10 площадей, расположенных в Енисей-Хатангском, Полуйско-Ямальском, Пурпейско-Уренгойском, Сургутском и Нижневартовском структурно-фациальных районах (см. рис. 1в). Для диагностики фаций и изучения морфологии песчаных тел использовались известные методы исследований: литофациальный (Einsele, 1992; Walker, 1992; Алексеев, 2002), ихнологический (Микулаш, Дронов, 2006; Buatois, Mangano, 2011; Knaust, 2012, 2017), анализ формы кривых геофизических исследований скважин (Муромцев, 1984; Walker, 1992) и сейсмоморфологический (Sequence..., 1996) анализы.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Фациальный анализ керна и формы каротажных кривых

В связи с тем что ачимовские отложения не только относятся к классическим турбидитам, но и содержат признаки влияния контурных тече-

ний и внутренних глубоководных приливов, гиперпикнальных, дебрисных и гибридных (смешанных) потоков, авторы использовали независимую от опубликованных известных текстурных последовательностей (Боума, Лови, Стоу) классификацию литотипов, основанную в первую очередь на структурно-текстурных признаках. Под литотипом мы понимаем породу с комплексом установленных конститутивных и индикативных, в том числе структурно-текстурных, признаков, определяемых визуально (Алексеев, 2002). Название литотипов в работе в основном двубуквенное, дается по названию породы (прописная буква), тогда как строчная отражает преобладающую в породе текстуру (например, Пм – песчаник массивный). Выделенные при описании керн литотипы были сгруппированы в фации турбидитового канала: осевая, околоосевая и окраинная части канала, отмирание канала и прирусловые валы (табл. 1, рис. 3), проксимальной и дистальной части турбидитовой лопасти, дна бассейна и подводных кривословных каналов и лопастей.

Фация турбидитового канала обычно представлена песчаниками средне-мелкозернистыми, мелкозернистыми до тонко-мелкозернистыми, преимущественно аркозового состава, с различным содержанием глинистого и карбонатного цемента. Песчаники преимущественно с массивной, конволлютной, флюидальной (блюдцеобразная текстура, трубки обезвоживания), прямой градиционной, мелкой косой (восходящая рябь течений), горизонтальной текстурой, подчеркнутой глинистым и углистым материалом (рис. 4).

Среди массивных песчаников могут присутствовать тонкие слои алевролитов с градиционной или деформационной текстурой, гибридные слои, редко встречаются сдвоенные слои и разнонаправленная слоистость, обусловленная внутренними глубоководными приливами и контурными течениями.

Осевая и приосевая части турбидитового канала характеризуются наибольшим содержанием песчаников в разрезе (см. рис. 3). Здесь преобладают песчаники с массивной, флюидальной текстурой и

Таблица 1. Фации и литотипы глубоководных русло-прирусловых комплексов ачимовской толщи

Table 1. Facies and lithotypes of of deep-water channel-levee complexes of the Achimov formation

Фация	Литотип	Процессы седиментации
Осевая часть канала (Axis)	Песчаники мелкозернистые, средне-мелкозернистые с массивной текстурой (Пм). Мощность до 10 м. Песчаники мелкозернистые, средне-мелкозернистые с глинистыми интракластами (Пи). Мощность до 0.5–2.0 м. Песчаники мелкозернистые с конволлютной слоистостью (Пк). Мощность до 0.1–0.3 м. Песчаники мелкозернистые с флюидальной текстурой (Пф). Мощность до 0.3 м	Высокоплотностные песчаные турбидитовые потоки, дебрисные потоки
Околоосевая часть канала (Off-axis)	Песчаники мелкозернистые, средне-мелкозернистые с массивной текстурой и мелкими глинистыми интракластами (Пм). Мощность до 1 м. Песчаники с градиционной текстурой, с прослоями алевролитов глинистых (Пгр). Мощностью до 0.1–0.2 м. Песчаники с горизонтальной слоистостью (Пг). Мощность до 0.3 м	Высоко- и низкоплотностные песчаные турбидитовые потоки, дебрисные и гибридные потоки
Окраинная часть канала (Margin)	Переслаивание песчаников тонкозернистых и алевролитов мелкозернистых глинистых (ПА). Мощность до 2 м	Низкоплотностные песчаные и глинистые турбидитовые потоки. Гемипелагическая седиментация
Отмирание канала (Abandonment channel)	Алевролиты мелкозернистые глинистые с тонкими прослоями песчаников тонкозернистых (Атс). Мощность до 1–2 м	Низкоплотностные глинистые турбидитовые потоки. Гемипелагическая седиментация
Прирусловый подводный вал (Levee)	Переслаивание песчаников тонкозернистых и алевролитов мелкозернистых глинистых (ПА). Мощность до 0.3–0.5 м. Песчаники мелкозернистые с конволлютной слоистостью (Пк). Мощность до 0.2 м. Песчаники мелко-тонкозернистые с мелкой косой слоистостью (Пмк). Мощность до 0.3 м. Песчаники мелкозернистые, тонко-мелкозернистые с глинистыми интракластами (Пи). Мощность до 0.2 м. Ихнофоссилии: редко <i>Helminthopsis</i> , <i>Phycosiphon</i> , <i>Chondrites</i> . BI = 0–3	Низкоплотностные глинистые турбидитовые потоки. Гемипелагическая и пелагическая седиментация

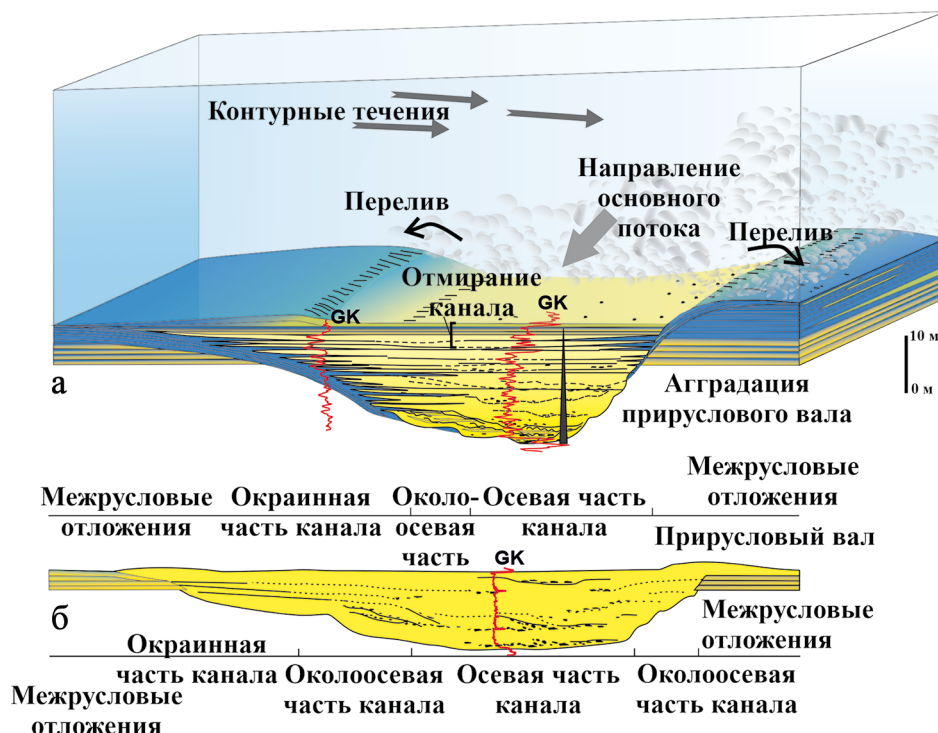


Рис. 3. Строение двух типов подводных турбидитовых каналов в разрезе (McHargue et al., 2011, с дополнениями).

а – агградирующий турбидитовый канал с хорошо развитыми прирусловыми валами, характеризующимися асимметричным ростом, связанным с отклонением контурным течением (и силой Кориолиса) верхней суспензированной части турбидитовых потоков в сторону одного из прирусловых валов; б – турбидитовый канал с плохо развитыми прирусловыми валами и существенно песчаным заполнением.

Fig. 3. The structure of two types of underwater channel in the cross-section (McHargue et al., 2011 as amended by the authors).

а – Under-filled channel element with moderate to high rate of overbank aggradation, semi-amalgamated highly heterolithic fill, common shale/silt drapes, and capped by upward fining abandonment-fill facies; б – Filled channel element with low rate of overbank aggradation, amalgamated and less heterolithic fill, and rare shale/silt drapes.

глинистыми интракластами (см. рис. 4). В сторону от канала (перпендикулярно основному направлению потока) содержание песчаника уменьшается за счет появления алевритоглинистых прослоев (см. рис. 3а). Алевритоглинистые породы преобладают в составе отложений фации отмирания турбидитового канала, которые обычно перекрывают сверху песчаные породы осевой части турбидитовых каналов (см. рис. 3а).

Для турбидитовых каналов характерна резкая эрозионная подошва, вверх по разрезу могут наблюдаться серии агградирующих русловых песчаников с многочисленными эрозионными поверхностями, а также латеральные комплексы с утонением зернистости снизу вверх по разрезу (см. рис. 3). При выделении фаций по ГИС на участках без отбора керна следует учитывать, что при высоком содержании глинистых интракластов в подошве русла кривая гамма-каротажа имеет постепенную нижнюю границу (см. рис. 4). В таких случаях не-

обходимо сопоставлять выделенные фации турбидитовых каналов и лопастей по форме кривых ГИС с данными 3D-сейсморазведки (сейсмические разрезы, карты амплитуд, спектральной декомпозиции и/или когерентности).

Уменьшение зернистости в верхней части канала может быть связано с его отмиранием или латеральной миграцией меандрирующего турбидитового канала. Верхняя часть отложений меандрирующего турбидитового канала обычно сложена частым переслаиванием песчаников, алевритов и аргиллитов с постепенным уменьшением вверх количества и толщины песчаных слоев. На кривой ГИС (кривой гамма-каротажа ГК) это отображается в форме колокола (см. рис. 3а).

Для турбидитовых каналов слабоизвилистой или спрямленной формы русла характерна блоковая форма каротажных кривых с резкой подошвой и кровлей, которая отражает преимущественно песчаное заполнение канала, а также может отражать

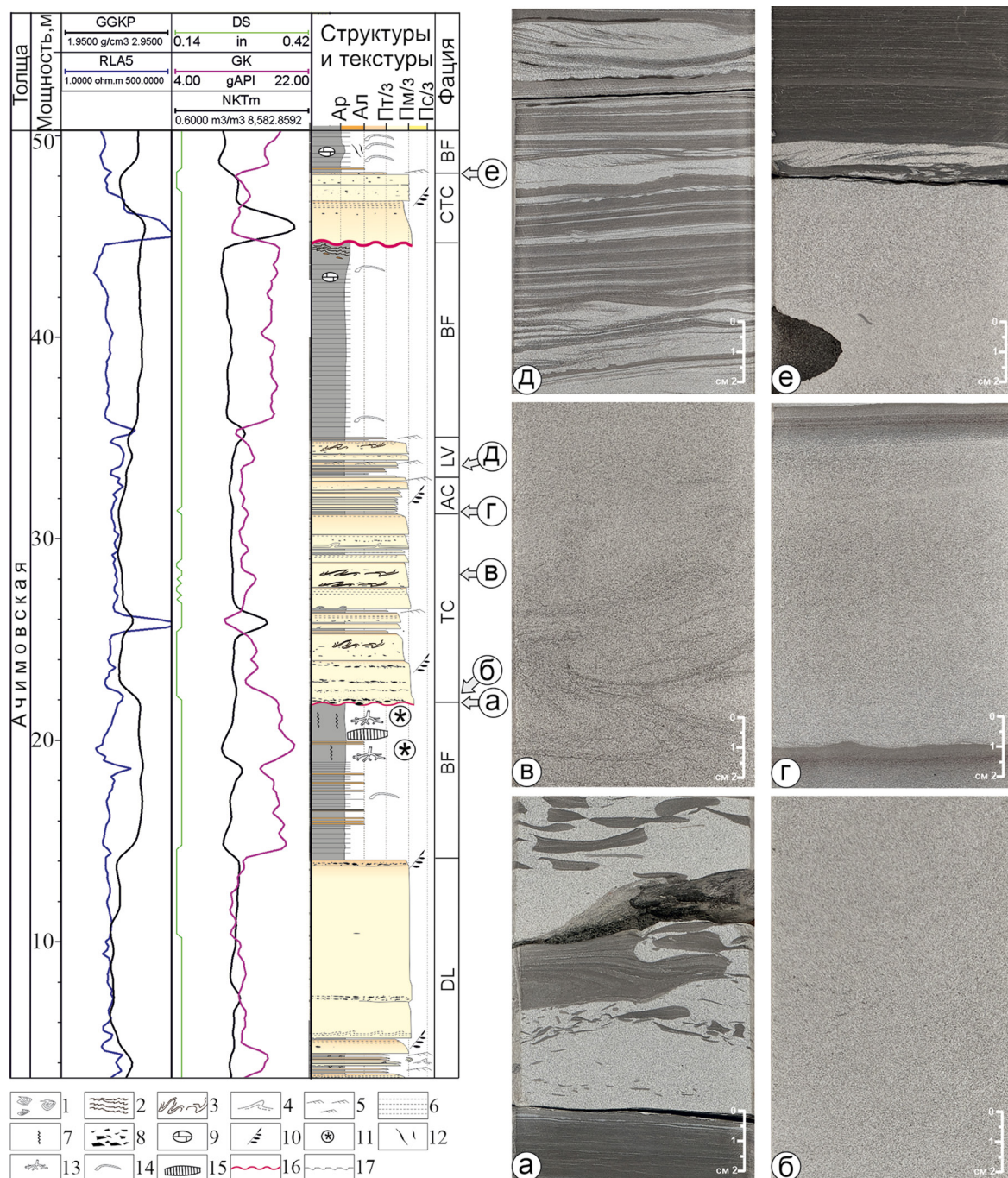


Рис. 4. Фрагмент седиментологической колонки с выделенными фациями и характерными текстурами пород ачимовской толщи.

Текстуры: 1 – песчаные роллы, 2 – пластические деформации в алевролитах глинистых, 3 – конволютная, 4 – пламенная, 5 – восходящая рябь течений, 6 – горизонтальная в аргиллитах/песчаниках, 7 – биотурбационная; включения: 8 – глинистые интракласты, 9 – карбонатные стяжения, 10 – растительный детрит, 11 – стяжения пирита, 12 – трещины, залеченные кальцитом, 13 – следы *Chondrites*, 14 – раковинный детрит, 15 – *Inoceramidae*; контакты: 16 – эрозионный, 17 – знаки нагрузки. Фации: TC – турбидитовый канал, AC – отмирание турбидитового канала, DL – седиментационная турбидитовая лопасть, CTC – подводный кривослоистый канал, LV – подводный прирусловый вал, BF – глубоководная равнина (дно бассейна). Фотографии ядра: а – песчаник с глинистыми интракластами (Пи) и эрозионной подошвой; б – песчаник мелкозернистый массивный (Пм); в – песчаник мелкозернистый с конволютивной текстурой (Пк); г – песчаник с градиционной текстурой (Пгр), залегает на слое аргиллита, на контакте слоев знаки нагрузки; д – переслаивание песчаника и аргиллита (ПА), аргиллиты с массивной текстурой, в слоях песчаника тонкозернистого – рябь течений, горизонтальная слоистость, на контакте слоев – знаки нагрузки; е – песчаник мелкозернистый массивный (Пм) перекрывается тонкими слоями песчаника мелко-тонкозернистого с мелкими глинистыми интракластами и еще выше песчаником мелкой косои слоистостью с резкой кровлей и алевролитом мелкозернистым глинистым микрослоистым (Ам).

Fig. 4. Fragment of sedimentological log with facies and characteristic Achimov rock structures.

Structures: 1 – sand rolls, 2 – plastic deformations in clayey siltstones, 3 – convolute bedding, 4 – flame structures, 5 – climbing current ripples, 6 – horizontal lamination in clay/sandstone; inclusions: 7 – bioturbation, 8 – clayey clasts, 9 – carbonate nodules, 10 – plant detritus, 11 – pyrite, 12 – fractures filled with calcite, 13 – *Chondrites*, 14 – shell detritus, 15 – *Inoceramidae*; contacts: 16 – erosional, 17 – load casts. Facies: TC – turbidite channel, AC – abandoned channel, DL – lobes, CTC – crevasse channel, LV – levee deposits, BF – basin floor. Photographs of cores: a – sandstone with clayey intraclasts and erosional base; б – massive sandstone; в – sandstone with convolute structure; г – sandstone with gradational structure, overlies a mudstone laminae, load marks on the lamina contact; д – interbedding of sandstone and mudstone, mudstones with massive structure, current ripples and horizontal bedding in sandstone lamina, load marks on the lamina contact; е – massive sandstone is overlain by thin sandstone lamina with fine clayey intraclasts and, even higher, by sandstone with fine cross bedding with a sharp top.

быстрое отмирание канала (см. рис. 3б) или авульсию. Мощность русловых песчаников по данным ГИС составляет 5–15 м. На рис. 3б показано строение подводного турбидитового канала, для которого характерны низкая скорость агграции при русловом вала, амальгамация и менее выраженное гетеролитное заполнение (низкое содержание глинистых прослоев), вверх по разрезу фация отмирания канала отсутствует или имеет малую мощность. Фация отмирания канала формируется в таких условиях седиментации, при которых прекращается активное накопление песчаного материала высокодинамичными потоками в канале и начинается накопление алевритоглинистых отложений менее динамичными алевритоглинистыми турбидитовыми потоками и фоновой седиментацией.

Подводные прирусловые валы, ограничивающие с боков турбидитовые каналы, сложены частым переслаиванием алевролитов глинистых и песчаников тонкозернистых и мелко-тонкозернистых, в песчаных слоях наблюдается мелкая косая слоистость, горизонтальная, градиционная, на контакте слоев видны знаки нагрузки (см. рис. 4д). Количество алевритоглинистых пород постепенно увеличивается по мере удаления в стороны от турбидитового канала. В алевролитах встречаются текстуры пластических деформаций, следы *Chondrites* (*Ch*), *Phycosiphon* (*Ph*), *Helminthos* (*He*), индекс биотурбации (BI) изменяется от 0 до 3. Строение отложений подводных прирусловых валов часто бывает нарушено локальными оползневыми деформациями, связанными с повышенными градиентами наклона поверхности подводного прируслового вала.

Формирование подводных прирусловых валов связано с переливом из канала верхней части турбидитового потока, обогащенной глинистым материалом с последующим его распространением, в прилегающие к турбидитовому каналу участки морского бассейна. Прирусловые валы имеют клиновидную форму на сейсмических разрезах, они характерны для турбидитовых каналов меандрирующего типа (см. рис. 3а). При прорыве турбидитовым потоком прируслового вала на выпуклой стороне изгиба меандрирующего канала формируются кривососовые турбидитовые каналы и лопасти, чья мощность редко превышает 1–2 м. Подводные кре-

вассовые турбидитовые каналы и лопасти не диагностируются по результатам 3D-сейсморазведки из-за малой мощности, но их формирование можно предполагать на выпуклой стороне изгиба меандрирующего русла. По морфологии эти каналы и лопасти имеют сходства с кривососовыми конусами выноса и каналами мелководных дельт.

Размеры (высота) подводных прирусловых валов могут различаться для разных бортов турбидитовых каналов. Это связано с существовавшими различиями в скорости их роста, которые были обусловлены отклонением силой Кориолиса и/или контурными течениями верхней суспензированной части турбидитовых потоков, протекавших вдоль турбидитового канала в сторону одного из прирусловых валов. На рис. 3а показан неравномерный рост прирусловых валов, объясняемый влиянием контурных течений и силы Кориолиса, отклоняющей в северном полушарии движущийся поток вправо (Мизенс, 2005).

Сейсмоморфологический анализ

Высокоразрешающая способность сейсморазведки 3D позволяет на более качественном уровне изучить строение глубоководных конусов выноса, определить ширину турбидитовых каналов, типизировать их по форме русла. От формы турбидитовых каналов зависит распространение и приуроченность песчаных тел, поэтому их диагностика имеет практическое значение при прогнозе пород-коллекторов.

На картах спектральной декомпозиции видно, что в направлении бассейна ширина и мощность распределительных турбидитовых каналов уменьшаются (от 300 до 150 м), наблюдаются их бифуркация и изменение формы русла (рис. 5). Морфологический тип турбидитовых каналов может меняться из-за трансформации уклона дна бассейна, состава подстилающих турбидитовых каналов осадков, объема турбидитовых потоков или со временем, при достижении руслом профиля равновесия.

Наиболее глубокие и широкие турбидитовые каналы выделяются на подводном склоне и являются продолжением речных врезанных долин. Шельфовые русла имеют как спрямленную форму, так и извилистую. Такие русла могут находиться внутри

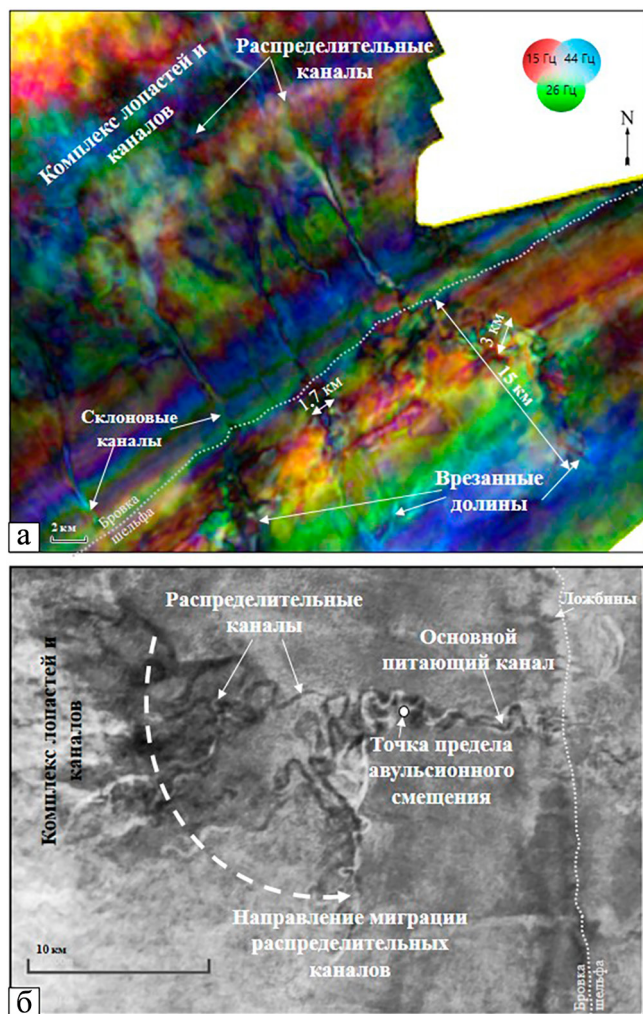


Рис. 5. Радиальные (а) и асимметричные (б) глубоководные конусы выноса ачимовской толщи Западной Сибири на картах спектральной декомпозиции и амплитуд.

Fig. 5. Radial (a) and asymmetric (b) deep-sea fans of the Achimov formation in Western Siberia on maps of spectral decomposition and amplitudes.

речных врезов, которые обычно формируются при снижении относительного уровня моря (Catuneanu, 2006), либо не быть связанными с речными врезанными долинами. В последнем случае они могут быть сформированы гиперпикнальными потоками, образованными при сильных речных паводках независимо от положения относительного уровня моря (экстрабассейновый генезис турбидитов).

Врезанные долины на шельфе имеют максимальную зафиксированную по данным 3D-сейсморазведки ширину до 2–3 км, их удаленность от бровки шельфа составляет 12–16 км (см. рис. 5а).

Питающие турбидитовые каналы спрямленного типа формируют обычно радиальные конусы выноса (см. рис. 5а). На начальной стадии формирова-

ния они имеют менее выраженные прирусловые валы, а внутреннее литологическое заполнение таких турбидитовых каналов демонстрирует наибольшее соотношение песчаников к аргиллитам и алевролитам.

Ранее было установлено, что глубоководные конусы выноса нижнемелового комплекса Западной Сибири с меандрирующим и слабоизвилистым типом русла (смешанных и глинистых подводных конусов выноса) имеют левостороннюю асимметрию (см. рис. 5б). На рис. 5б видно, что по направлению потока распределительные турбидитовые каналы сосредоточены слева от основного питающего канала, такое распределение объясняется неравномерным ростом прирусловых валов под влиянием силы Кориолиса (Земцов, 1973; Мизенс, 2005) и контурных течений. В смешанных и глинистых подводных конусах выноса в северном полушарии правый прирусловый вал выше левого, что со временем по мере асимметричного роста подводных прирусловых валов приводит к преимущественно левостороннему авальсионному смещению турбидитовых каналов и к более высоким значениям песчаности (NTG net-to-gross) в левобережной части таких подводных конусов выноса (Zverev, Khramtsova, 2022).

При интерпретации результатов 3D-сейсморазведки с учетом данных по керну и геофизическим исследованиям скважин в отложениях ачимовской толщи выделяются четыре морфологических типа турбидитовых каналов (рис. 6): 1) эрозионный; 2) меандрирующий с аккреционным комплексом без агградации; 3) агградирующий; 4) гибридный (смешанный).

Эрозионные турбидитовые каналы (тип 1) имеют V-образную форму поперечного сечения и характеризуются узким высокоамплитудным отражением, рассекающим выдержанные оси синфазности вмещающих глинистых пород, могут быть слабоизвилистыми (см. рис. 6а) и высокоизвилистыми без латерального аккреционного комплекса. Видимая ширина турбидитовых каналов изменяется от 200 до 390 м, мощность их составляет около 10 м. Эрозионные спрямленные турбидитовые каналы выделяются в верхней и средней частях конуса выноса и характерны для относительно крутых склонов и выравненного дна бассейна.

На подводном склоне и в верхней части конуса выноса спрямленные турбидитовые каналы более широкие (до 500–600 м) и контрастные, в сторону бассейна они утоняются и часто трансформируются в меандрирующие турбидитовые каналы с латеральным аккреционным комплексом или без него (см. рис. 6б, в). Для слабоизвилистых распределительных турбидитовых каналов характерна блоковая форма кривых гамма-каротажа, которая отражает значительный привнос песчаного материала и быстрое отмирание канала в процессе аваль-

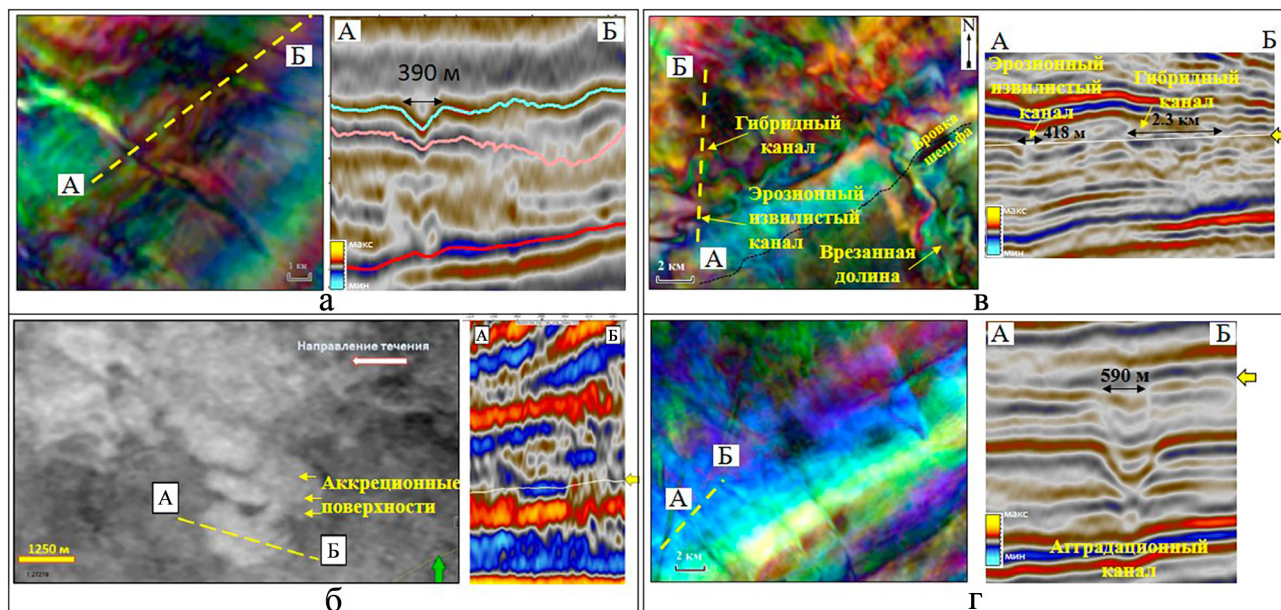


Рис. 6. Типы глубоководных турбидитовых каналов ачимовской толщи Западной Сибири на картах спектральной декомпозиции (а, в, г) и амплитуд (б) и на сейсмических разрезах.

а – эрозионный слабоизвилистый; б – меандрирующий с аккреционным комплексом; в – эрозионный извилистый без аккреционного комплекса и гибридный; г – агрегирующий слабоизвилистый канал с хорошо развитыми прирусловыми валами.

Fig. 6. Types of deep-water channels in the Achimov formation of Western Siberia on maps of spectral decomposition (a, v, g) and amplitudes (б) and on seismic sections.

а – erosional slightly sinuous; б – meandering with accretionary complex; в – erosional sinuous without accretionary complex and hybrid; г – aggrading slightly sinuous channel with well-developed channel levees.

сии. Слабоизвилистый тип турбидитовых каналов характерен для смешанных песчано-глинистых и песчаных подводных конусов выноса (Reading, Richards, 1994).

Меандрирующие турбидитовые каналы (тип 2) с латеральным аккреционным комплексом имеют высокую извилистость (более 1.5). Широкая U-образная форма высокоамплитудных отражений в поперечном сечении на сейсмических разрезах (см. рис. 6б) указывает на латеральную миграцию русла без существенной агграции со слабым развитием подводных прирусловых валов.

На седиментационном сейсмическом срезе хорошо видны поверхности латеральной аккреции внутри меандровых баров, которые отражают их наклонно-слоистое строение, представленное переслаиванием песчаных и глинистых разностей пород. Мощность отложений составляет 10–15 м, пояс меандрирования – до 3 км. Кривые гамма-каротажа имеют форму колокола, подошва четкая, эрозионная.

На выпуклой стороне изгиба русла могут формироваться подводные кривососные конусы разлива и промоины мощностью до 2–3 м, которые не диагностируются по данным сейсморазведки. Меандрирующий тип распределительных турбидито-

вых каналов характерен для глинистых подводных конусов выноса (Reading, Richards, 1994; Мезенцева и др., 2019).

Такие подводные конусы выноса обычно имеют вытянутую и ассиметричную форму и являются литологически неоднородными. Важным элементом меандрирующего канала выступает развитие аккреционных комплексов внутри меандровых петель. Сильноизвилистые турбидитовые каналы (см. рис. 6в) могут не иметь широких высокоамплитудных отражений внутри меандровых петель, характеризуются V-образной формой русла без аккреционного комплекса с хорошо развитыми прирусловыми валами, относится к эрозионному типу (тип 1). Для таких турбидитовых каналов наблюдается левосторонняя авульсия, обусловленная влиянием силы Кориолиса и контурных течений (Храмцова, Зверев, 2023).

Аггратирующие турбидитовые каналы (тип 3) имеют разную степень извилистости и характеризуются вертикальным надстраиванием высокоамплитудных отражений на сейсмических разрезах (см. рис. 6г). Агграция турбидитового канала может быть связана с выработкой им нового профиля равновесия по мере его удлинения в сторону бассейна или после авульсионного смещения.

Гибридные турбидитовые каналы (тип 4) хорошо диагностируются на сейсмических разрезах (см. рис. бв), однако различить их на седиментационных срезах куба амплитуд обычно не представляется возможным ввиду схожести характеристик с другими типами турбидитовых каналов. Их возникновение связано с неполной трансформацией турбидитовых каналов (мутацией), обусловленной влиянием как внешних факторов (изменением относительного уровня моря, тектоникой) так и внутренних (градиентом профиля, расходом потока и др.). Большинство гибридных турбидитовых каналов проявляют сильную извилистость, типичную для меандрирующих турбидитовых, которые в процессе развития испытывали как латеральную миграцию, так и одновременно вертикальную агградацию.

Со временем обычно происходят изменения морфологического типа турбидитового канала в следующей последовательности (снизу вверх по разрезу): 1) эрозионный слабоизвилистый турбидитовый канал (тип 1) без прирусловых валов в агградирующий сильноизвилистый турбидитовый канал (тип 3); 2) эрозионный спрямленный турбидитовый канал (тип 1) в меандрирующий турбидитовый канал (тип 2) и далее в гибридный турбидитовый канал (тип 4). После достижения турбидитовым каналом определенной степени извилистости и профиля равновесия происходит стабилизация его формы, после чего турбидитовый канал агградирует или отмирает. Постепенная стабилизация морфологии турбидитовых каналов в конечную стадию их трансформации может вызываться несколькими причинами: уменьшением объема турбидитовых потоков и изменением его состава (в сторону утонения).

Вместе с тем исследования показывают, что все выделенные типы турбидитовых каналов могут существовать самостоятельно без последующих трансформационных изменений со временем.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании детального седиментологического описания керна и анализа кривых ГИС установлены основные диагностические признаки турбидитовых каналов. По результатам сейсморазведки 3D выделены следующие типы турбидитовых каналов: эрозионный, агградирующий, меандрирующий с латеральными аккреционным комплексом и гибридный. Латерально-аккреционный комплекс и турбидитовые каналы агградирующего типа являются основными объектами для поиска пород-коллекторов.

Установлено, что турбидитовые каналы могут менять свою форму по разрезу и площади или существовать самостоятельно без трансформаций. Изменение морфологии одного и того же канала по

площади может быть связано со сменой угла наклона дна бассейна, состава подстилающих донных осадков, изменениями объема и состава турбидитовых потоков, а также выработкой турбидитовым каналом нового профиля равновесия по мере его удлинения в сторону бассейна или после авульсионного смещения.

Большинство распределительных турбидитовых каналов меандрирующего типа возникает в подводных конусах выноса с левосторонней асимметрией. Распределительные турбидитовые каналы спрямленного типа со слаборазвитыми прирусловыми валами формируют конусы выноса радиального типа с большим содержанием в разрезе песчаного материала (более 60–70%).

Данные 3D-сейсморазведки позволили диагностировать подводные каналы на шельфе, подтвердить гиперпикнальный (экстрабассейновый) генезис турбидитов. Врезанные долины или шельфовые каналы, установленные по результатам 3D-сейсморазведки, являются путями транспортировки обломочного материала в глубоководную часть морского бассейна, на их продолжении следует прогнозировать формирование глубоководных конусов выноса в подножии подводного склона.

Результаты 3D-сейсморазведки в комплексе со скважинными данными дали возможность более детально изучить строение глубоководных конусов выноса ачимовской толщи Западной Сибири. Понимание процессов и механизмов формирования отложений позволяет более детально производить прогноз зон развития пород-коллекторов с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Благодарности

Авторы благодарны рецензентам за ценные замечания и рекомендации, которые позволили существенно улучшить статью.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алексеев В.П. (2002) Литолого-фациальный анализ. Екатеринбург: УГГА, 147 с.
- Барабоскин Е.Ю. (2004) Нижнемеловой аммонитовый зональный стандарт Бореального пояса. *Бюлл. МОИП. Отд. геол.*, **79**(5), 44–68.
- Брагин В.Ю., Дзюба О.С., Казанский А.Ю., Шурыгин Б.Н. (2013) Новые данные по магнитостратиграфии пограничного юрско-мелового интервала п-ова Нордвик (север Восточной Сибири). *Геология и геофизика*, **54**(3), 438–455.
- Ершов С.В. (2016) Палеобатиметрия позднеюрско-неокомского бассейна севера Западной Сибири и влияние на нее природных процессов. *Геология и геофизика*, **57**(8), 1548–1570. <https://doi.org/10.15372/GiG20160808>
- Зверев К.В., Казаненков В.А. (2001) Седиментогенез отложений ачимовской толщи Северного Приобья. *Геология и геофизика*, **42**(4), 617–630.

- Земцов А.А. (1973) Асимметрия речных долин Западно-Сибирской равнины. *Изв. Всесоюз. геогр. о-ва*, **105**(2), 142-148.
- Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогдин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. (2014) Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, **55**(5-6), 745-776.
- Малолетко А.М. (2008) Эволюция речных систем Западной Сибири в мезозое и кайнозое. Томск: ТомГУ, 288 с.
- Мезенцева А.В., Байков Р.П., Зверев К.В., Соловьев В.В., Буткеев А.С., Улыбина И.В. (2019) Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения. *Нефтегазов. геология. Теория и практика*, **14**(3), 12. https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2019
- Мизенс Г.А. (2005) Отложения глубоководных бассейнов геологического прошлого. Екатеринбург: УГГУ, 85 с.
- Микулаш Р., Дронов А. (2006) Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской Республики, 122 с.
- Муромцев В.С. (1984) Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 260 с.
- Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Герасимова Е.В. (2017) Влияние позднекиммерийской складчатости на стратиграфию раннеэокомских отложений Западной Сибири. *Экспозиция, нефть, газ*, **7**(60), 18-22.
- Никишин А.М., Альмендингер О.А., Митюков А.В., Посаментьер Х.В., Рубцова Е.В. (2012) Глубоководные осадочные системы. Объемные модели, основанные на 3D сейсморазведке и полевых наблюдениях. М.: МАКС Пресс, 109 с.
- Обстановки осадконакопления и фации. (1990) В 2 т. (Под ред. Х. Рединга). М.: Мир. Т. 1, 352 с.
- Решение 5-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (1991) Объясн. зап. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 54 с.
- Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. (2004) Объясн. зап. Новосибирск: СНИИГГиМС, 114 с.
- Рогов М.А. (2021) Аммониты и инфразональная стратиграфия кимериджского и волжского ярусов Панбореальной надобласти. *Тр. Геол. ин-та*, вып. 627, 1-484. https://doi.org/10.54896/00023272_2021_627_1
- Рогов М.А., Захаров В.А., Пещевикова Е.Б., Вишневская В.С., Зверьков Н.Г., Барабошкин Е.Ю. (2024) Волжский ярус верхней юры и рязанский ярус нижнего мела Панбореальной биогеографической надобласти. *Стратиграфия. Геол. корреляция*, **32**(6), 30-73. <https://doi.org/10.31857/S0869592X24060027>
- Розбаева Г.Л., Васильев В.Е., Дубровина Л.А., Маринов В.А., Храмова А.В., Махмудова Р.Х., Астафьев Е.В., Комиссаров Д.К. (2023) Стратиграфическое несогласие в подошве неокомского клиноформного комплекса северо-востока Западной Сибири. *Геонауки: время перемен, время перспектив*. Сб. материалов 10-й Юбилейной науч.-практ. конф. СПб.: ЕАГЕ Геомодель, 30-34.
- Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. (2015) Глубоководные конусы выноса и турбидиты. Модели, циклостратиграфия и применение расширенного комплекса ГИС. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 480 с.
- Храмова А.В., Зверев К.В. (2023) Асимметрия морфологии и гиперпикнальный генезис турбидитов ачимовской толщи Западной Сибири. *Литогенез и минерализация осадочных комплексов докембрия и фанерозоя Евразии*. Мат.-лы X Междунар. сов. по литологии. Воронеж: Цифровая полиграфия, 466-469.
- Храмова А.В., Зверев К.В., Мельников А.В. (2024) Гиперпикнальные турбидиты как основной тип песчаных отложений ачимовской толщи Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, (6), 45-56. <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-6-45-56>
- Храмова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашникова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А.Д., Семенова Н.Г. (2020) Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки. *Георесурсы*, **22**(3), 55-61. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>
- Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С., Колпенская Н.Н., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Зельцер В.Н., Грислина М.Н., Мирзоева И.И., Нугуманова А.А. (2023) Палеогеография юры и нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазодной провинции. В 2 кн. СПб.: Реноме. Кн. 1, 232 с.
- Abreu V., Sullivan M., Pirmez C., Mohrig D. (2003) Late-ral accretion packages (LAPs): an important reservoir element in deep water sinuous channels. *Marine Petrol. Geol.*, **20**, 631-648. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.08.003>
- Buatois L.A., Mángano M.G. (2011) Ichnology. Organism-substrate interactions in space and time. Cambridge: Cambridge University Press, 358 p. <https://doi.org/10.1017/S0016756811001038>
- Catuneanu O. (2006) Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam: Elsevier Science Ltd., 375 p.
- Einsele G. (1992) Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget. Berlin: Springer Verlag, 628 p.
- Facies Models Revisited. (2006) SEPM Society for Sedimentary Geology. V. 84. (Ed. by H.W. Posamentier, R.G. Walker). Tulsa, SEPM, 530 p. <https://doi.org/10.2110/pec.06.84>
- Janocko M., Nemec W., Henriksen S., Warcho M. (2013) The diversity of deep-water sinuous channel belts and slope valley-fill complexes. *Marine Petrol. Geol.*, **41**, 7-34. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.06.012>
- Knaust D. (2012) Trace-fossil systematics. *Developments in Sedimentology. V. 64: Trace Fossils as Indicators of Sedimentary Environments*. (Ed. by D. Knaust, R.G. Bromley). Amsterdam: Elsevier, 79-102.
- Knaust D. (2017) Atlas of Trace Fossils in Well Core. Appearance, Taxonomy and Interpretation. Cham: Springer International Publishing AG, 209 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49837-9>
- Mayall M., Casey M. (2006) Turbidite channel reservoirs – Key elements in facies prediction and effective develop-

- ment. *Marine Petrol. Geol.*, **23**(8), 821-841. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2006.08.001>
- McHargue T., Pyrcz M.J., Sullivan M.D., Clark J.D., Fildani A., Romans B.W., Covault J.A., Levy M., Posamentier H.W., Drinkwater N.J. (2011) Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions. *Marine Petrol. Geol.*, **28**(3), 728-743. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.07.008>
- Reading H.G., Richards M. (1994) Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bull.*, **78**(5), 792-822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>
- Sequence Stratigraphy. (1996) (Ed. by D. Emery, K.J. Myers). Oxford: Blackwell Science, 263 p.
- Stow D.A.V., Mayall M. (2000) Deep-water sedimentary systems: New models for the 21st century. *Marine Petrol. Geol.*, **17**(2), 125-135. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(99\)00064-1](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00064-1)
- Walker R.G. (1992) Facies, facies models and modern stratigraphic concept. *Facies Models: Response to Sea Level Change*. (Ed. by R.G. Walker, N.P. James). Newfoundland: Geological Association of Canada, 1-14.
- Zavala C., Arcuri M. (2016) Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sediment. Geol.*, **337**, 36-54. <https://doi.org/10.1190/ice2016-6366978.1>
- Zverev K.V., Khramtsova A.V. (2022) Left-sided asymmetry of Neocomian submarine fans of West-Siberian interior sea (Russia). *21st International Sedimentological Congress (Beijing 2022): A new Journey of Sedimentology: from the Pacific to the Himalaya. Abstract book*. Beijing: ISC, 893 p.
- phic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia. (2004) Explanatory Note. Novosibirsk, SNIGGiMS, 114 p. (In Russ.)
- Einsele G. (1992) Sedimentary basins: Evolution, facies and sediment budget. Berlin, Springer Verlag, 628 p.
- Ershov S.V. (2016) Paleobathymetry of the Late Jurassic-Neocomian basin of the north of Western Siberia and the influence of natural processes on it. *Geol. Geofiz.*, **57**(8), 1548-1570. (In Russ.) <https://doi.org/10.15372/GiG20160808>
- Facies Models Revisited. (2006) SEPM Society for Sedimentary Geology. V. 84. (Ed. by H.W. Posamentier, R.G. Walker). Tulsa, SEPM, 530 p. <https://doi.org/10.2110/pec.06.84>
- Janocko M., Nemec W., Henriksen S., Warcho M. (2013) The diversity of deep-water sinuous channel belts and slope valley-fill complexes. *Marine Petrol. Geol.*, **41**, 7-34. <http://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2012.06.012>
- Khramtsova A.V., Zverev K.V. (2023) Asymmetry of morphology and hyperpical genesis of turbidites of the Achimov formation of Western Siberia. *Lithogenesis and minerageny of Precambrian and Phanerozoic sedimentary complexes in Eurasia*. Proceedings of the X Int. Meeting on Lithology. Voronezh, Tsifrovaya poligrafy Publ., 466-469. (In Russ.)
- Khramtsova A.V., Zverev K.V., Melnikov A.V. (2024) Hyperpical turbidites as the main type of sandy deposits of the Achimov formation of Western Siberia. *Geologiya Nefti i Gaza*, (6), 45-56. (In Russ.) <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2024-6-45-56>
- Khramtsova A.V., Pakhomov S.I., Natchuk N.Yu., Kalashnikova M.P., Romashkin S.V., Musikhin A.D., Semenova N.G. (2020) Facies models of the Achimov formation of East-Urengoyenskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns. *Georesursy*, **22**(3), 55-61. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>
- Knaust D. (2012) Trace-fossil systematics. *Developments in Sedimentology. V. 64: Trace Fossils as Indicators of Sedimentary Environments*. (Ed. by D. Knaust, R.G. Bromley). Amsterdam, Elsevier, 79-102.
- Knaust D. (2017) Atlas of Trace Fossils in Well Core. Appearance, Taxonomy and Interpretation. Cham, Springer International Publishing AG, 209 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49837-9>
- Kontorovich A.E., Yershov S.V., Kazanenkova V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. (2014) Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. *Geol. Geofiz.*, **55**(5-6), 745-776. (In Russ.)
- Maloletko A.M. (2008) The evolution of river systems in Western Siberia in the Mesozoic and Cenozoic. Tomsk, TGU, 288 p. (In Russ.)
- Mayall M., Casey M. (2006) Turbidite channel reservoirs – Key elements in facies prediction and effective development. *Marine Petrol. Geol.*, **23**(8), 821-841. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2006.08.001>
- McHargue T., Pyrcz M.J., Sullivan M.D., Clark J.D., Fildani A., Romans B.W., Covault J.A., Levy M., Posamentier H.W., Drinkwater N.J. (2011) Architecture of turbidite channel systems on the continental slope: Patterns and predictions. *Marine Petrol. Geol.*, **28**(3), 728-743. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.07.008>

REFERENCES

- Abreu V., Sullivan M., Pirmez C., Mohrig D. (2003) Lateral accretion packages (LAPs): an important reservoir element in deep water sinuous channels. *Marine Petrol. Geol.*, **20**, 631-648. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2003.08.003>
- Alekseev V.P. (2002) Lithological and facies analysis. Ekaterinburg, UGGA Publ., 147 p. (In Russ.)
- Baraboshkin E.Yu. (2004) Lower Cretaceous ammonite zonal standard of the Boreal belt. *Byull. MOIP. Otd. geol.*, **79**(5), 44-68. (In Russ.)
- Bragin V.Yu., Dzyuba O.S., Kazansky A.Yu., Shurygin B.N. (2013) New data on magnetostratigraphy of the Jurassic-Cretaceous boundary interval of the Nordvik Peninsula (north of Eastern Siberia). *Geol. Geofiz.*, **54**(3), 438-455. (In Russ.)
- Buatois L.A., Mángano M.G. (2011) Ichnology. Organism-substrate interactions in space and time. Cambridge, Cambridge University Press, 358 p. <https://doi.org/10.1017/S0016756811001038>
- Catuneanu O. (2006) Principles of sequence stratigraphy. Amsterdam, Elsevier Science Ltd., 375 p.
- Decision of the 5th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the Review and Adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic Deposits of Western Siberia. (1991) Explanatory Note. Tyumen, ZapSibNIGNI, 54 p. (In Russ.)
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic

- Mezentseva A.V., Baykov R.P., Zverev K.V., Solovyov V.V., Butkeev A.S., Ulybina I.V. (2019) Typification of extension cones in Achimov formation of the Urengoy field. *Neftegazovaya Geol. Teoriya i praktika*, **14**(3), 12. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2019
- Mikulas R., Dronov A. (2006) Paleoichnology – Introduction to the study of trace fossils. Prague, Geologicheskii in-t ANCHR, 122. (In Russ.)
- Misens G.A. (2005) Sediments of deep-sea basins of the geological past. Educational and methodical manual. Ekaterinburg, UGGU, 85. (In Russ.)
- Muromtsev V.S. (1984) Electrometric geology of sandy bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad, Nedra Publ., 260 p. (In Russ.)
- Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Gerasimova E.V. (2017) The influence of late cimmerian folding upon stratification of early neocomian deposits in West Siberia. *Ehkspozitsiya, Neft', Gaz*, **7**(60), 18-22. (In Russ.)
- Nikishin A.M., Almendinger O.A., Mityukov A.V., Posamentier H.V., Rubtsova E.V. (2012) Deep-sea sedimentary systems. Three-dimensional models based on 3D seismic exploration and field observations. Moscow, Max Press, 109 p. (In Russ.)
- Reading H.G., Richards M. (1994) Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. *AAPG Bull.*, **78**(5), 792-822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>
- Rogov M.A. (2021) Ammonites and infrazonal stratigraphy of the Kimmeridgian and Volga layers of the Panboreal region. *Tr. Geol. in-ta*, vyp. 627, 1-484. (In Russ.) https://doi.org/10.54896/00023272_2021_627_1
- Rogov M.A., Zakharov V.A., Pestchevitskaya E.B., Vishnevskaya V.S., Zverkov N.G., Baraboshkin E.Y. (2024) Volgian stage of the Upper Jurassic and Ryzanian Stage of the Lower Cretaceous of the Panboreal biogeographic Superrealm. *Stratigr. Geol. Korrel.*, **32**(6), 30-73. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S0869592X24060027>
- Rozbaeva G.L., Vasiliev V.E., Dubrovina L.A., Marinov V.A., Khramtsova A.V., Makhmudova R.Kh., Asfayev E.V., Komissarov D.K. (2023) Stratigraphic unconformity in the base of the Neocomian clinoform complex of north-eastern Western Siberia. *Geosciences: Time of change, time of prospects. Collection of materials of the 10th Anniversary scientific-practical conference*. St.Petersburg, EAGE Geomodel, 30-34. (In Russ.)
- Sedimentary environments and facies. (1990) In 2 vols. (Ed. by H. Reading). Moscow, Mir Publ. V. 1, 352 p. (In Russ.)
- Sequence Stratigraphy. (1996) (Ed. by D. Emery, K.J. Myers). Oxford, Blackwell Science, 263 p.
- Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S., Kolpensskaya N.N., Raevskaya E.G., Vasil'ev N.YA., Myasnikova M.A., Zel'tser V.N., Grislina M.N., Mirzoeva I.I., Nugumanova A.A. (2023) Paleogeography of the Jurassic and Lower Cretaceous of the West Siberian oil and gas province. In 2 books. St.Petersburg, Renome Publ. Book 1, 232 p. (In Russ.)
- Stow D.A.V., Mayall M. (2000) Deep-water sedimentary systems: New models for the 21st century. *Marine Petrol. Geol.*, **17**(2), 125-135. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(99\)00064-1](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00064-1)
- Syngaevsky P.E., Khafizov S.F., Shimansky V.V. (2015) Deep-sea fans and turbidites. Models, cyclostratigraphy and the use of an extended GIS complex. Moscow; Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy, 480 p. (In Russ.)
- Walker R.G. (1992) Facies, facies models and modern stratigraphic concept. *Facies Models: Response to Sea Level Change*. (Ed. by R.G. Walker, N.P. James). Newfoundland, Geological Association of Canada, 1-14.
- Zavala C., Arcuri M. (2016) Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. *Sediment. Geol.*, **337**, 36-54. <https://doi.org/10.1190/ice2016-6366978.1>
- Zemtsov A.A. (1973) Asymmetry of river valleys of the West Siberian Plain. *Izv. Vsesoyuz. geogr. o-va*, **105**(2), 142-148. (In Russ.)
- Zverev K.V., Kazanenkov V.A. (2001) Sedimentogenesis of deposits of the Achimov formation of the Northern Ob region. *Geol. Geofiz.*, **42**(4), 617-630. (In Russ.)
- Zverev K.V., Khramtsova A.V. (2022) Left-sided asymmetry of Neocomian submarine fans of West-Siberian interior sea (Russia). *21st International Sedimentological Congress (Beijing 2022): A new Journey of Sedimentology: from the Pacific to the Himalaya. Abstract book*. Beijing, ISC, 893 p.