

УДК 553.982.23

АНАЛИЗ ГЕОМЕТРИИ И ПРОГНОЗ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В НИЖНЕМЕЛОВЫХ КЛИНОФОРМАХ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРИБОДСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Елена Олеговна Бабина^{1✉}, Георгий Александрович Калмыков²,
Антонина Васильевна Ступакова³, Алина Владимировна Мордасова⁴,
Наталья Ивановна Коробова⁵, Олег Владимирович Хотылев⁶,
Татьяна Анатольевна Шарданова⁷, Елизавета Вадимовна Хромова⁸,
Ринар Мавлетович Гилаев⁹

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; eo.babina@oilmsu.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; g.kalmykov@oilmsu.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.stoupakova@oilmsu.ru

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.mordasova@oilmsu.ru

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; n.korobova@oilmsu.ru

⁶ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; hot63@mail.ru

⁷ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; tshardanova@mail.ru

⁸ Шлюмберге, Москва, Россия; ekhromova2@slb.com

⁹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; r.gilaev@oilmsu.ru

Аннотация. Выработка критериев прогноза природных резервуаров и ловушек неструктурного типа в клиноформенных отложениях — ключевая задача как для доразведки «зрелого» Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, так и для поиска новых скоплений нефти и газа в клиноформенных толщах осадочных бассейнов, не охарактеризованных бурением. На основе комплексного анализа сейсмических, каротажных данных, результатов фациального анализа керна, исследований коллекторских свойств и притоков нефти в северной части Приобского месторождения установлена связь между геометрией клиноформ, траекторией их бровок и областью развития природных резервуаров различного генезиса в продуктивных пластах группы АС. Наиболее высокие дебиты и коллекторские свойства характерны для отложений баров, проксимальных частей конусов выноса и подводящих каналов на склоне. Отложения баров формировались на этапе высокого стояния относительного уровня моря и в начале его падения на бровках клиноформ, что на временных сейсмических разрезах выражается в полого восходящей, плоской и нисходящей траекториях бровок тангенциальных клиноформ. Отложения конусов выноса приурочены к этапу падения относительного уровня моря и его низкого стояния, их поиск целесообразно проводить у подножий тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией бровок и в полого-косослоистых клиноформах.

Ключевые слова: Западная Сибирь, нижнемеловые отложения, клиноформы, природный резервуар, неантиклинальные ловушки, сейсмостратиграфический анализ

Для цитирования: Бабина Е.О., Калмыков Г.А., Ступакова А.В., Мордасова А.В., Коробова Н.И., Хотылев О.В., Шарданова Т.А., Хромова Е.В., Гилаев Р.М. Анализ геометрии и прогноз природных резервуаров в нижнемеловых клиноформах северной части Приобского месторождения // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2022. № 4. С. 111–130.

GEOMETRY ANALYSIS AND OIL RESERVOIRS PREDICTION IN THE LOWER CRETACEOUS CLINIFORMS OF THE NORTHERN PRIOBSKOYE FIELD

Elena O. Babina^{1✉}, Georgy A. Kalmykov², Antonina V. Stoupakova³,
Alina V. Mordasova⁴, Natalia I. Korobova⁵, Oleg V. Khotylev⁶, Tatiana A. Shardanova⁷,
Elizaveta V. Khromova⁸, Rinar M. Gilaev⁹

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; eo.babina@oilmsu.ru

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; g.kalmykov@oilmsu.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.stoupakova@oilmsu.ru

⁴ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.mordasova@oilmsu.ru

⁵ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; n.korobova@oilmsu.ru

⁶ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; hot63@mail.ru

⁷ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; tshardanova@mail.ru

⁸ Schlumberger, Moscow, Russia; ekhromova2@slb.com

⁹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; r.gilaev@oilmsu.ru

Abstract. Developing of the exploration criteria for oil reservoirs and non-structural traps in the cliniform successions are the key target as for detailed field appraisal in the West-Siberia basin well as for exploration in the

clinoform complexes in the new sedimentary basins without drilling. Based on complex analysis of the seismic, well logs, well tests and core data in the northern Priobskoye field, the correlation between clinoform geometry, edge trajectory and distribution pattern of the reservoirs in the productive formation AS is established. The highest flow rates and reservoir properties are typical for bar deposits, proximal fan and slope channels. Deposits of bars are formed at the high stand system tract and at the beginning of the falling system tract on the edges of tangential clinoforms with gently ascending, flat and descending edge trajectory. Deposits of basin floor fans and slope channels are confined to the drop in the relative sea level and its low stand; it is advisable to search for them at the bottomset of tangential clinoforms with a descending edge trajectory and in gently cross-bedded clinoforms.

Key words: West Siberia, Low-Cretaceous sediments, clinoforms, oil reservoir, nonanticlinal traps, seismic stratigraphic analysis

For citation: Babina E.O., Kalmykov G.A., Stoupakova A.V., Mordasova A.V., Korobova N.I., Khotylev O.V., Shardanova T.A., Khromova E.V., Gilaev R.M. Geometry analysis and oil reservoirs prediction in the Lower Cretaceous clinoforms of the northern Priobskoye field. *Moscow University Bull. Geol.* 2022; 4: 111–130. (In Russ.).

Введение. В нижнемеловых клиноформенных отложениях Западной Сибири выявлены гигантские зоны нефтегазонакопления — Приобская, Восточно-Уренгойская, Пайяхская [Шестакова и др., 2020, Карогодин и др., 2000]. Однако Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн (НГБ) вступил в зрелую фазу освоения, и дальнейшие перспективы прироста запасов связаны с мелкими и мельчайшими месторождениями [Конторович и др., 2019] и открытием залежей в неантиклинальных ловушках. Если для прогноза пластово-сводовых ловушек ключевым критерием поиска служит структурный фактор, то для прогноза неантиклинальных ловушек необходимо реконструировать условия и последовательность накопления осадочных тел на основе комплексного анализа сейсмических и скважинных данных. Критерии прогноза неструктурных ловушек в клиноформенных комплексах по сейсмическим данным актуальны для доразведки уже открытых месторождений в Западной Сибири, а также их можно применять для регионального прогноза нефтегазоносности районов, слабо изученных бурением. Другая научная проблема связана с построением единой хроностратиграфической корреляции продуктивных отложений внутри клиноформной толщи, так как часто использующийся литостратиграфический подход позволяет выделить слои, имеющие схожие физические характеристики, но не учитывает их разный возраст и условия осадконакопления. В результате некорректной модели отложений возникает ряд проблем при разработке залежей: отсутствие гидродинамической связи между близко расположенными залежами, низкие дебиты и быстро растущая обводненность, а также неравномерное распределение петрофизических свойств в пределах одного пласта [Космынин, 2011].

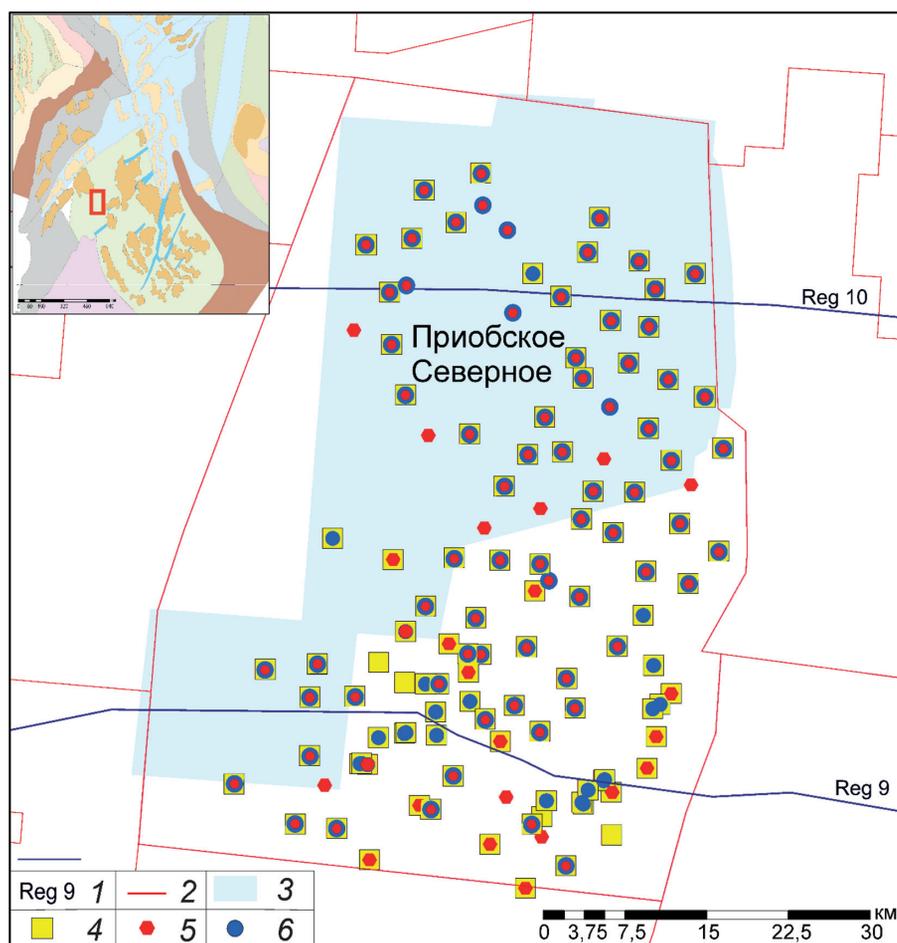
Основные залежи в нижнемеловых клиноформах Западно-Сибирского НГБ связаны с различными частями клиноформ, как с ундаформой (мелководной частью), так и фондоформой (более глубоководной частью). Песчаные пласты в пределах одной клиноформы накапливались квазисинхронно [Бородкин, Курчиков, 2015], однако в принципиально разных условиях и на разных этапах изменения относительного уровня моря. Песчаные пласты ундаформы накапливались в прибрежно- и мелко-

водно-морских условиях на этапе высокого стояния уровня моря и в начале его падения, в то время как песчаные пласты фондоформы формировались в относительно глубоководной впадине на шельфе в этапы падения уровня моря, когда обломочный материал миновал ундаформу и накапливался на склоне и его подножье в виде конусов выноса высоко- и низкоплотных потоков [Нежданов, 1988; Жемчугова и др., 2021].

На примере пластов группы БВ было показано, что коллекторы, накопившиеся в подводящем канале и образовавшиеся в проксимальной и дистальной частях конуса выноса, имеют разные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) [Кузнецов и др., 2018]. Гранулярные коллекторы с наилучшими ФЕС связаны с подводящими каналами и проксимальными частями конусов выноса [Брехунцов и др., 2003; Шестакова и др., 2020]. Для отдельных месторождений и лицензионных участков построены сиквенстратиграфические и седиментационные модели на основе комплексного анализа сейсмических данных, ГИС и каменного материала [Жемчугова и др., 2021]. Кроме того, предпринимались попытки применить метод анализа траектории бровки клиноформ, разработанный зарубежными геологами, В. Хелландом-Хансеном, Р. Стиллом, Г.Д. Хампсоном, или было показано, что наибольшую значимость для формирования отложений в фондоформе имеет падение уровня моря, что выражается в изменении угла наклона траектории бровки клиноформы [Хитренко и др., 2020].

Мы рассматривали клиноформенные валанжинско-барремские отложения ахской и черкашинской свит в северной части Приобского месторождения, мощность которых составляет около 400 м. В северной части Приобского месторождения в этих отложениях открыты пластовые и литологически экранированные залежи нефти в продуктивных пластах группы АС. Продуктивные пласты группы АС здесь характеризуются в среднем низкими притоками (около 6–10 м³/сут в среднем), в то время как в южной части Приобского месторождения средние дебиты выше (в среднем 20 м³/сут [Игошкин и др., 2010]). Объяснение этого факта кроется в условиях осадконакопления и закономерностях пространственного размещения природных резер-

Рис. 1. Карта фактического материала для северной части Приобского месторождения. Карта местоположения района работ в левом верхнем углу здесь и далее на иллюстрациях — на основе тектонической карты А.В. Ступаковой и др. (2015): 1 — региональные сейсмические профили; 2 — границы месторождений; 3 — границы 3D сейсмического куба; 4 — скважины с стандартным набором каротажа; 5 — скважины с результатами испытаний; 6 — скважины с результатами лабораторных исследований керна



вуаров различного генезиса и с разными ФЕС на территории месторождения. Для прогноза новых поисковых объектов по 3D сейсмическим данным необходимо установить связь между формой, размером и направлением траектории бровки клиноформ (параметры, которые можно оценить без скважин) и генетическим типом природных резервуаров.

Цель исследований — анализ связи архитектуры клиноформ с наличием природных резервуаров различного генезиса и поиск критериев прогноза неструктурных ловушек в клиноформенных отложениях по сейсмическим данным. Для достижения этой цели сформулирован ряд задач: 1) выделение основных клиноформенных границ на временных сейсмических разрезах (ВСР), характеристика архитектуры клиноформ, сиквенс-стратиграфический анализ; 2) на основе фациального анализа вскрытых отложений уточнение условий накопления клиноформенных отложений; 3) оценка эффективных толщин природных резервуаров, сравнение ФЕС коллекторов различного генезиса и выделение генетических типов с наилучшими ФЕС; 4) установление связи различных генетических типов природных резервуаров с архитектурой клиноформ и траекторией смещения бровки; 5) прогноз распределения резервуаров по площади в северной части Приобского месторождения на основе картирования клиноформ различной геометрии.

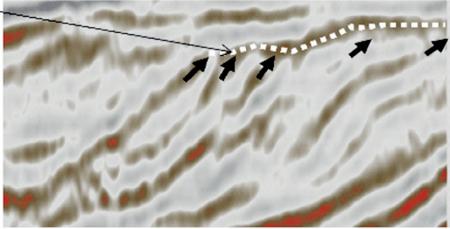
Материалы и методы исследований. Фактический материал для исследований включает разномасштабные данные (рис. 1): два региональных субширотных временных сейсмических профиля, фотографии, литолого-фациальные колонки, описание керна и шлифов по разрезам скважин в северной части Приобского месторождения, результаты лабораторных исследований керна (гранулометрия, ФЕС), геофизические исследования скважин (ГИС), результаты испытаний скважин.

В настоящее время в России и за рубежом используются различные методы для изучения строения, геометрии и нефтегазоносного потенциала клиноформ.

1. Сейсмостратиграфический анализ позволяет увязать сейсмические данные со скважинной информацией [Vail et al., 1977]. На сейсмических разрезах выделяются сейсмостратиграфические комплексы (секвенции) — единицы, которые сложены относительно согласной последовательностью генетически взаимосвязанных отражений и ограничены в кровле и подошве поверхностями несогласия или эквивалентными им согласными поверхностями (рис. 2).

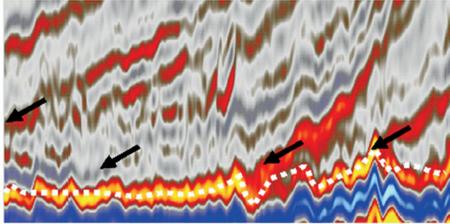
2. Анализ архитектуры клиноформ широко применяется зарубежными исследователями для установления обстановок формирования отложений, глубины бассейна и их эволюции во времени [Helland-Hansen, Hampson, 2009] и позволяет про-

Срезание? **А. Кровельное прилегание**



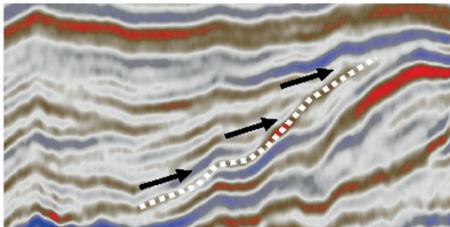
Отражения перестают прослеживаться у кровли осадочной серии в результате прекращения поступления осадков и (или) незначительной эрозии

Б. Подошвенное прилегание



Выклинивание изначально наклонных пластов на изначально наклонной или горизонтальной поверхности

В. Подошвенное налегание



Изначально горизонтальные пласты последовательно заканчиваются вверх по восстанию на относительно более круто наклоненной поверхности

Рис. 2. Типы границ сейсмических комплексов, по [Vail et al., 1977]

вести типизацию клиноформ по группе параметров, для каждого типа клиноформ предположить закономерности распределения осадочного материала внутри клиноформы (рис. 3) [Salazar et al., 2015]. При анализе геометрии клиноформенных тел также применяется анализ траектории бровки клиноформ. Перегиб бровки клиноформы, согласно этой методике, отражает границу смены геоморфологических элементов, например, мелководного и «глубоководного» шельфа, шельфа и материкового склона. Миграция бровок клиноформ указывает на смещение различных сред осадконакопления во времени [Helland-Hansen, Hampson, 2009].

Для оценки первоначальной траектории бровки клиноформ строят профили с выравниванием на кровлю клиноформенного комплекса. Восходящая в сторону моря (проградационная последователь-

ность) и плоская траектории бровки указывают на широкое развитие и большую мощность прибрежных фаций, отсутствие эрозионных поверхностей и относительно маломощные прибрежные фации. Восходящая траектория в сторону суши (ретроградационная последовательность) указывает на трансгрессию моря. Нисходящая траектория характеризуется присутствием эрозионных поверхностей в ундаформе и развитием глубоководных конусов выноса в фондоформе. Стационарная траектория бровки указывает на то, что осадочный материал практически полностью миновал шельф и осаждался в глубоководной части бассейна. Характер траектории бровки также контролирует форму клиноформ: восходящая траектория определяет сигмовидный облик, в то время как плоская и нисходящая — косой

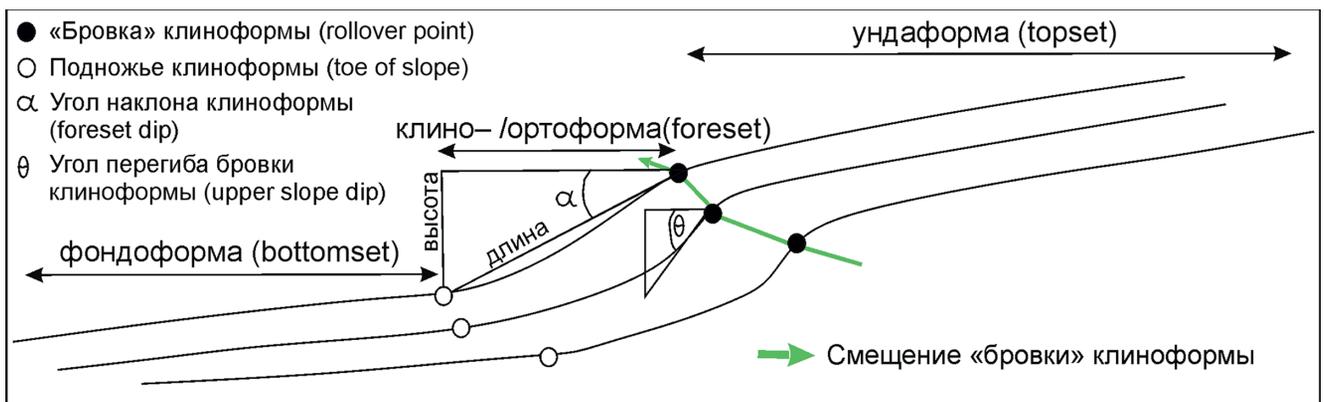


Рис. 3. Схема геометрии клиноформы, по [Salazar et al., 2015] с изменениями

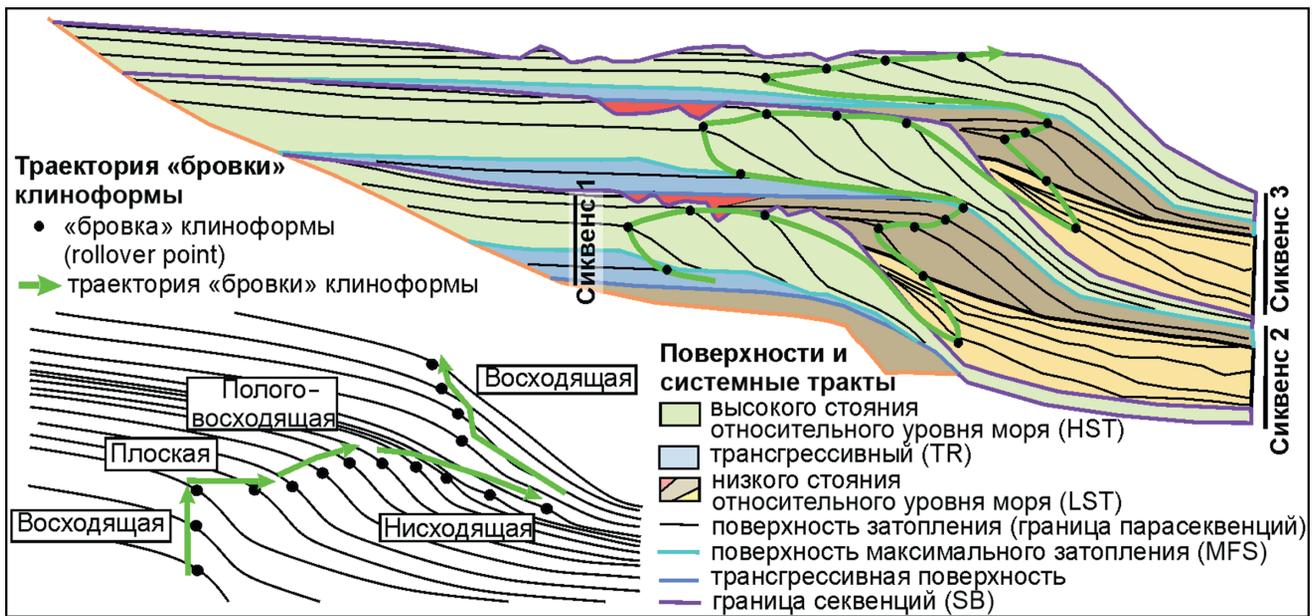


Рис. 4. Сиквенс-стратиграфическая модель, по [Abreu et al., 2010], и сопоставление различных траекторий «бровок» клиноформ, по [Helland-Hansen, Hampson, 2009]

или тангенциальный параллельный [Helland-Hansen, Hampson, 2009] (рис. 4).

3. Сиквенс-стратиграфический анализ при исследовании клиноформ позволяет выделить хроностратиграфические поверхности, обосновать последовательность формирования отложений (рис. 4) и сделать прогноз как распределения элементов углеводородных систем, так и природных резервуаров внутри клиноформенных толщ [Embry et al., 1993; Жемчугова, 2021]. В работе [Embry, 1995] рассмотрена модель сиквенса IV типа. Для системного тракта высокого стояния (HST) относительного уровня моря (ОУМ) характерна стационарная или восходящая регрессивная траектория бровки клиноформ, для тракта падения ОУМ (FSST) — нисходящая регрессивная траектория, для системного тракта низкого стояния (LST) — восходящая, для трансгрессивного системного тракта (TR) — восходящая трансгрессивная [Abreu et al., 2010; Helland-Hansen, Hampson, 2009].

Мы выполнили не только анализ сейсмического материала, но и комплексирование сейсмической и скважинной информации.

В основе изучения природных резервуаров лежит фациальная диагностика пород. Фация, по Г.Ф. Крашенинникову [1971], — комплекс отложений, отличающихся составом и физико-географическими условиями образования от соседних отложений того же стратиграфического отрезка. Каждая фация характеризуется набором признаков: составом пород, текстурно-структурными особенностями, органическими остатками, морфологией и размером аккумулятивных тел, глубиной формирования [Алексеев, 2003], где фациальная принадлежность установлена на основе описания и анализа каменного материала.

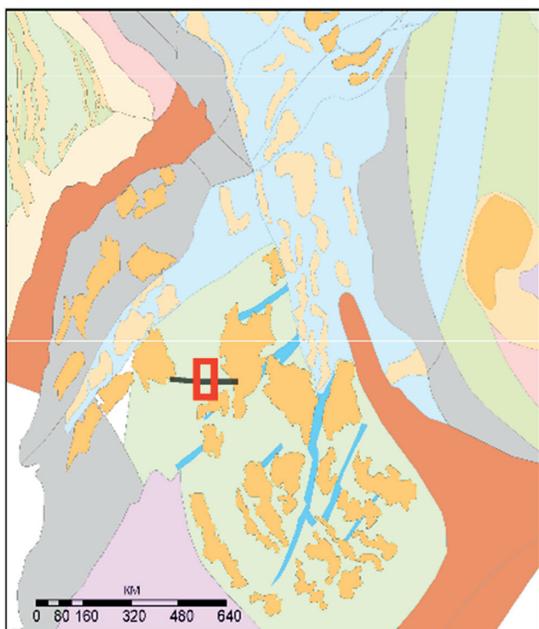
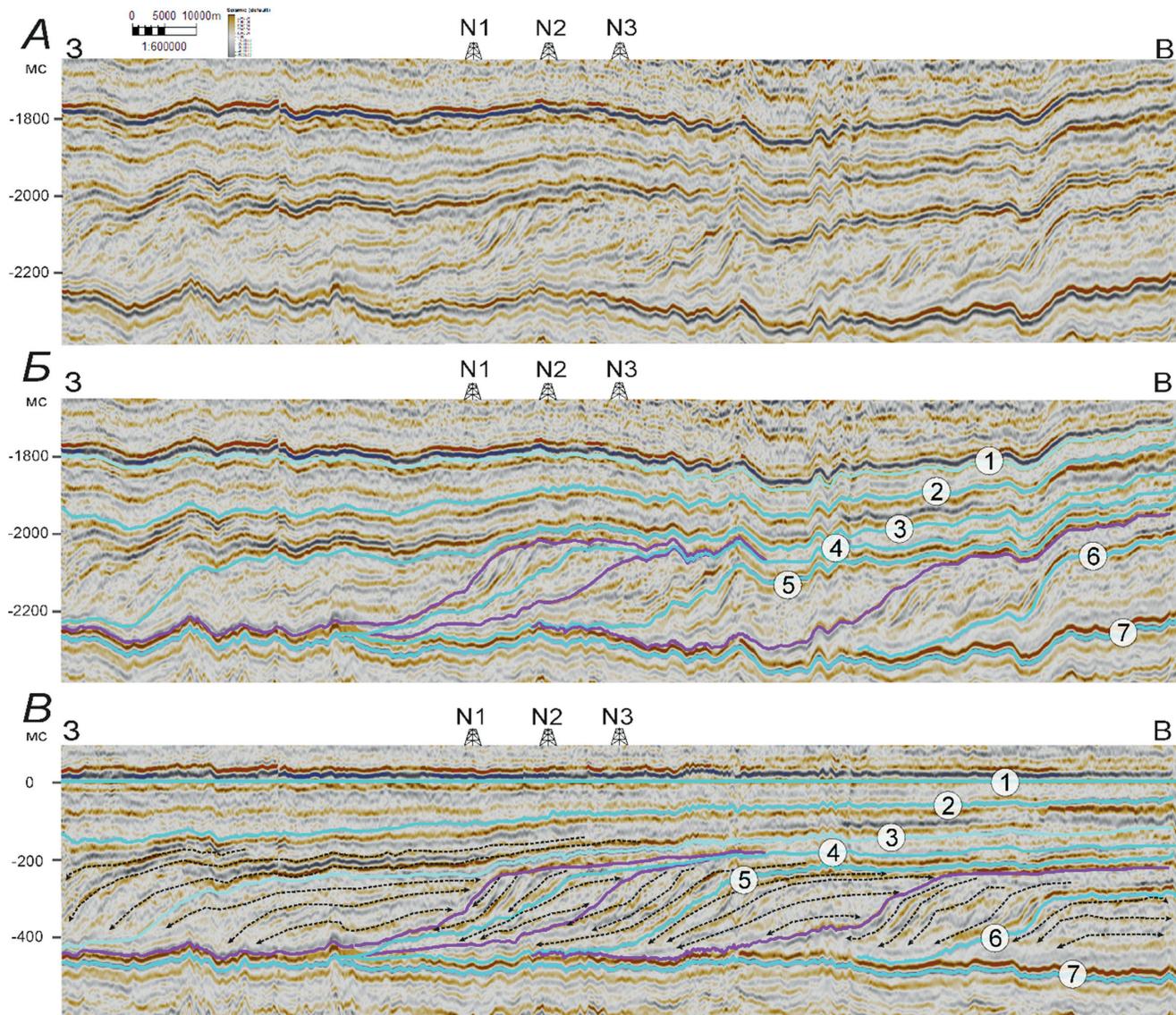
Эффективные толщины природных резервуаров оценивали с помощью методов ГИС. Изучаемый продуктивный разрез относится к терригенному типу и представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и промежуточными разностями, нередко содержит карбонатное вещество. Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами.

Выделенные по керну фации были сгруппированы в соответствии с частью клиноформы, где они формировались. В результате выполненной привязки скважин к временным сейсмическим разрезам установлено положение природных резервуаров различного генезиса в волновом поле.

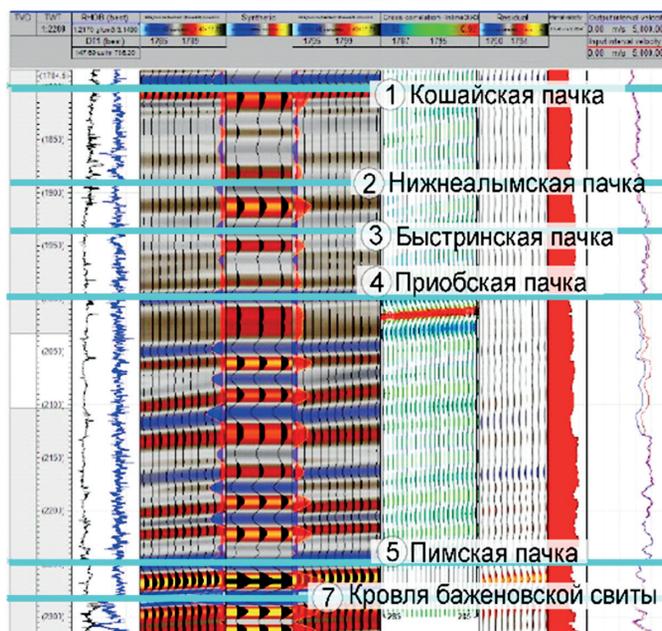
Результаты исследований и их обсуждение. Анализ геометрии и архитектуры клиноформ.

По временным сейсмическим разрезам проведена интерпретация отражающих горизонтов (ОГ), которые связаны с региональными глинистыми пачками, выделенными во Фроловской мегавпадине: сармановской (валанжин-ранний готерив), пимской (готерив), приобской (готерив-баррем), быстринской (баррем), нижнеалымской (ранний апт), кошайской (апт) [Атлас..., 2007]. Выявлены поверхности несогласий нескольких типов: А — кровельное прилегание, возможно, срезание; Б — подошвенное прилегание, С — подошвенное налегание (рис. 5). Региональные клиноформы выделяются между региональными глинистыми пачками и называются по подстилающей глинистой пачке: сармановская, пимская, приобская, быстринская [Атлас..., 2007]. Региональные клиноформы по геометрии и характеру отражений разделяются на два сейсмических типа, которые отделяются поверхностями несогласий (рис. 6).

I тип — тангенциально-сигмовидные клиноформы с полого восходящей, плоской и нисходящей



Скважина №2



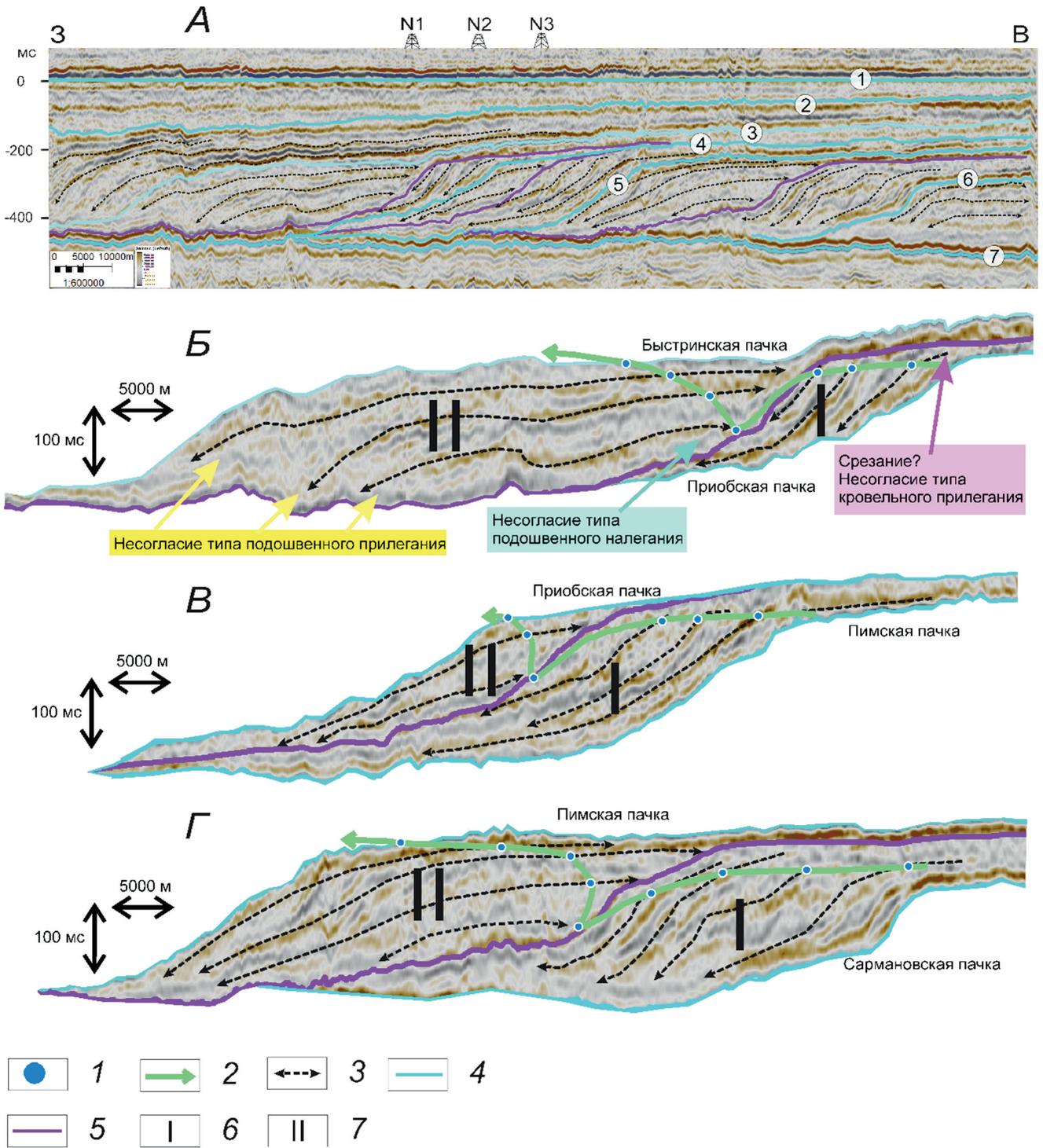


Рис. 6. Типизация клиноформ на региональном профиле, выравненном на кровлю клиноформенного комплекса (А); приобская региональная клиноформа (В); пимская региональная клиноформа (В); сармановская региональная клиноформа (Г): 1 — «бровка» клиноформы; 2 — направление траектории «бровки» клиноформы; 3 — характер волновой картины; 4 — выдержанная глинистая пачка (цифры в кружках: 1 — кошайская, 2 — нижеалымская, 3 — быстринская, 4 — приобская, 5 — пимская, 6 — сармановская, 7 — кровля баженовской свиты); 5 — поверхность несогласия; 6-7 — сейсмические типы клиноформ: 6 — тангенциально-сигмовидные; 7 — полого-косослоистые. Местоположение сейсмического профиля см. на рис. 5

Рис. 5. Результаты привязки скважин к временным сейсмическим разрезам и результаты интерпретации региональных временных сейсмических разрезов: А — разрез без интерпретации; В — разрез с интерпретацией опорных отражающих горизонтов — выдержанных глинистых пачек (голубое): 1 — кошайская, 2 — нижеалымская, 3 — быстринская, 4 — приобская, 5 — пимская, 6 — сармановская, 7 — кровля баженовской свиты и поверхностей несогласий (фиолетовое); В — разрез с интерпретацией опорных отражающих горизонтов и поверхностей несогласий, выровненный на кровлю клиноформенного комплекса

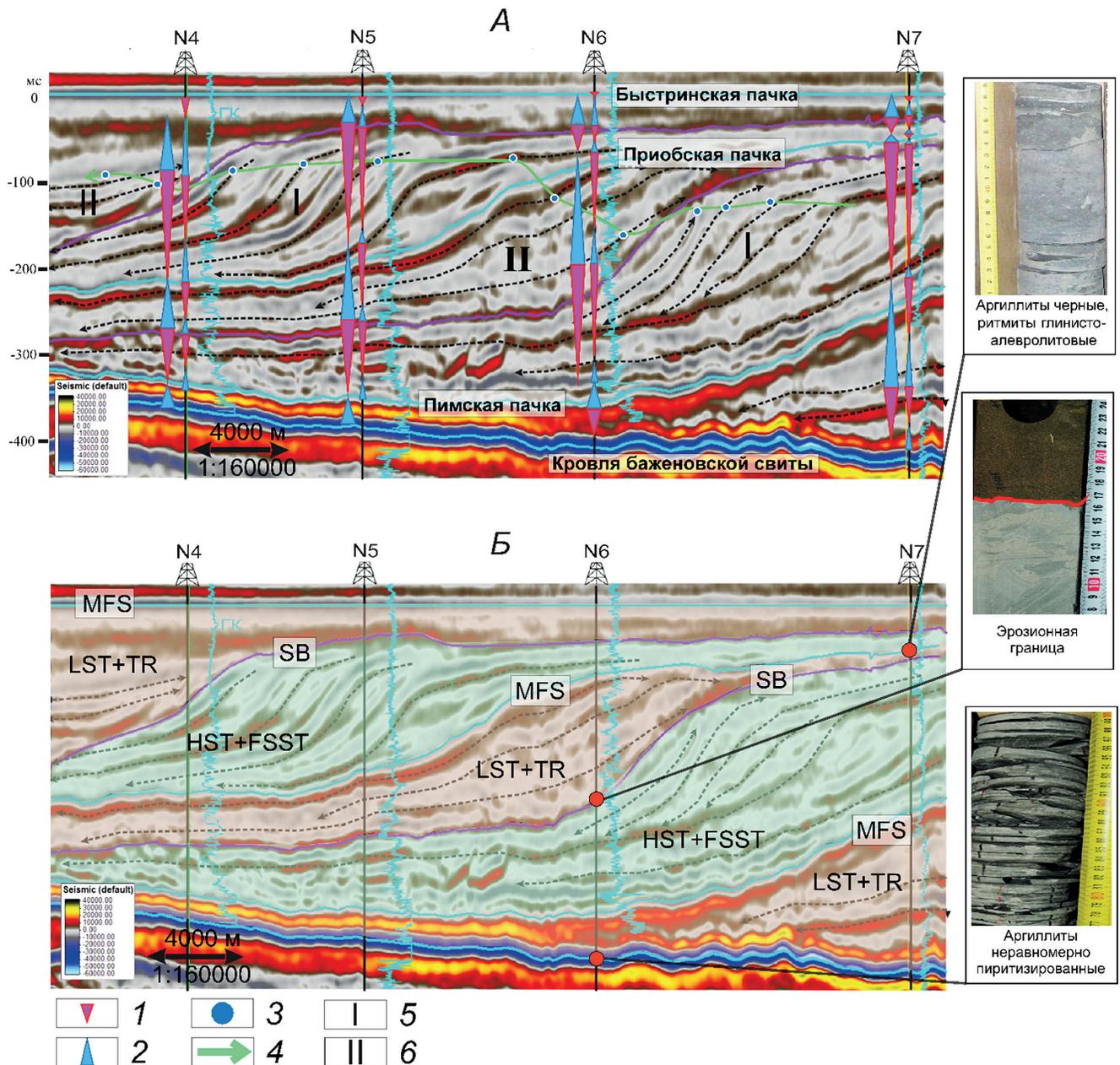


Рис. 7. Типизация и циклическое строение клиноформ Приобского месторождения (А): I тип — тангенциально-сигмовидные пимская и приобская клиноформы, II тип — полого-косослоистые пимская и приобская клиноформы; сиквенс-стратиграфическая модель клиноформ по 3D сейсмике (Б). Каждый сиквенс подразделяется на системные тракты: HST — тракт высокого стояния относительного уровня моря, FSST — тракт падения относительного уровня моря, LST — тракт низкого стояния относительного уровня моря, TR — трансгрессивный тракт; MFS — поверхность максимального затопления; SB — поверхность несогласия; I — регрессивная последовательность; 2 — трансгрессивная последовательность; 3 — «бровка» клиноформы; 4 — траектория «бровок» клиноформ; 5 — I тип клиноформ; 6 — II тип клиноформ

траекторией бровок. Ундаформа, (орто-)клиноформа и фондоформа четко выражены. Верхняя граница представлена поверхностью несогласия, нижняя граница — поверхностью затопления (совпадает с подошвой региональной глинистой пачки). Отложения залегают несогласно по типу подошвенного прилегания на нижележащие толщи. В кровельной части отмечаются кровельное прилегание и срезания. Угол наклона клиноформы составляет от 0,8 до 1°. Сейсмическая волновая картина характеризуется субпараллельными отражениями, местами наблюдается присутствие в клиноформе (ортофор-

ме) расходящихся отражений. Такая конфигурация отражений характерна для обстановок седиментации с постоянной транспортировкой осадочного материала в высокоэнергетических средах [Vail et al., 1977]. Высота клиноформ составляет от 120 до 200 м (приблизительно 180–300 м) (рис. 6).

II тип — полого-косослоистые клиноформы не обладают ярко выраженной бровкой, однако если удастся выделить бровки, они демонстрируют восходящий тренд. Верхняя граница представлена поверхностью затопления (совпадает с подошвой региональной глинистой пачки), нижняя грани-

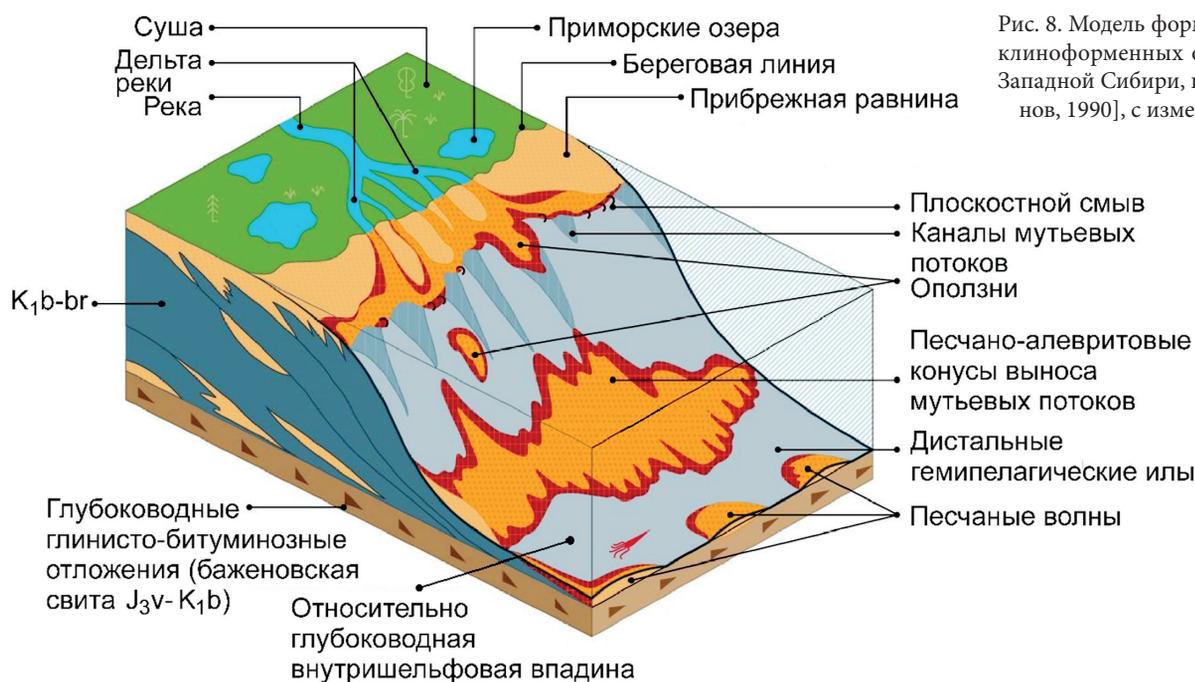


Рис. 8. Модель формирования клиноформенных отложений Западной Сибири, по [Нежданов, 1990], с изменениями

ца — с поверхностью несогласия. Характерны подошвенное прилегание и подошвенное налегание на ранее сформированные толщи. Угол падения слоев достигает $0,46^\circ$. Наблюдается косонаклонный или хаотичный тип волновой картины. Клиноформы с такой архитектурой могли формироваться в изменчивых, относительно высокоэнергетических обстановках осадконакопления [Vail et al., 1977]. Высота клиноформ составляет от 100 до 160 м (приблизительно 150–240 м). На границе клиноформ I и II типа наблюдается резкое падение траектории бровок (рис. 6).

Для выделенных типов клиноформ характерно циклическое строение, в клиноциклитах выделяются трансгрессивные и регрессивные циклиты более мелких порядков. Мощность циклитов сокращается в западном направлении. Характерно увеличение мощности регрессивных циклитов мелкого порядка (рис. 7).

Выделенные на сейсмических разрезах границы секвенций подтверждаются несогласиями в керне из рассмотренных интервалов. Так, массивные песчаники с мелкими интракластами осадочных пород имеют резкую неровную волнистую эрозионную подошву и залегают на глинисто-алевролитовых породах. С трансгрессивными поверхностями ассоциируются аргиллиты черные, плотные, плитчатые, неравномерно пиритизированные, которые формировались в относительно глубоководных условиях сублиторали (рис. 7).

Таким образом, тангенциально-сигмовидные клиноформы формировались в этапы высокого стояния уровня моря (HST), на что указывает полого-восходящая и плоская траектории бровки клиноформ, а его падения (FSST) — нисходящая траектория бровки. Граница между I и II типами клиноформ выражена в кровельном прилегании и

частичном срезании и ассоциируется с границей секвенции (SB). Полого-косослоистые клиноформы образовались при низком стоянии относительного уровня моря и при трансгрессии (LST+TR), на что указывают подошвенное налегание и восходящая траектория бровок. В конце формирования клиноформ II типа наступает максимум трансгрессии и формируется выдержанная пачка глинистых отложений, которые выглядят на сейсмическом разрезе как сигмовидное яркое отражение (рис. 7).

Условия формирования клиноформенных отложений и свойства природных резервуаров в северной части Приобского месторождения. Согласно определению из Стратиграфического кодекса России: «Клиноформа — клиновидная (линзовидная) в разрезе толща с отчетливыми первичными наклонами слоев, сложенная обломочными породами и формирующаяся в склоновой части палеобассейна седиментации за один цикл колебаний относительно уровня моря» [Стратиграфический..., 2005]. Клиноформа — осадочное тело, отложения которого накапливались в пределах различных геоморфологических областей — супралиторали, литорали, сублиторали. Поэтому для клиноформ характерны полифациальные отложения, приуроченные к различным зонам профиля седиментации (рис. 8).

Клиноформы Западной Сибири формировались в некомпенсированной внутришельфовой впадине, что впервые показал А.Л. Наумов в 1977 г. Поступление осадочного материала в бассейн происходило за счет мощной разветвленной речной системы палео-Оби и палео-Иртыша [Атлас..., 2007]. По классификациям [Partuno, Pellegrini, 2020; Helland-Hansen, Hampson, 2009] клиноформы Приобского месторождения относятся к клиноформам «бровки» шельфа.

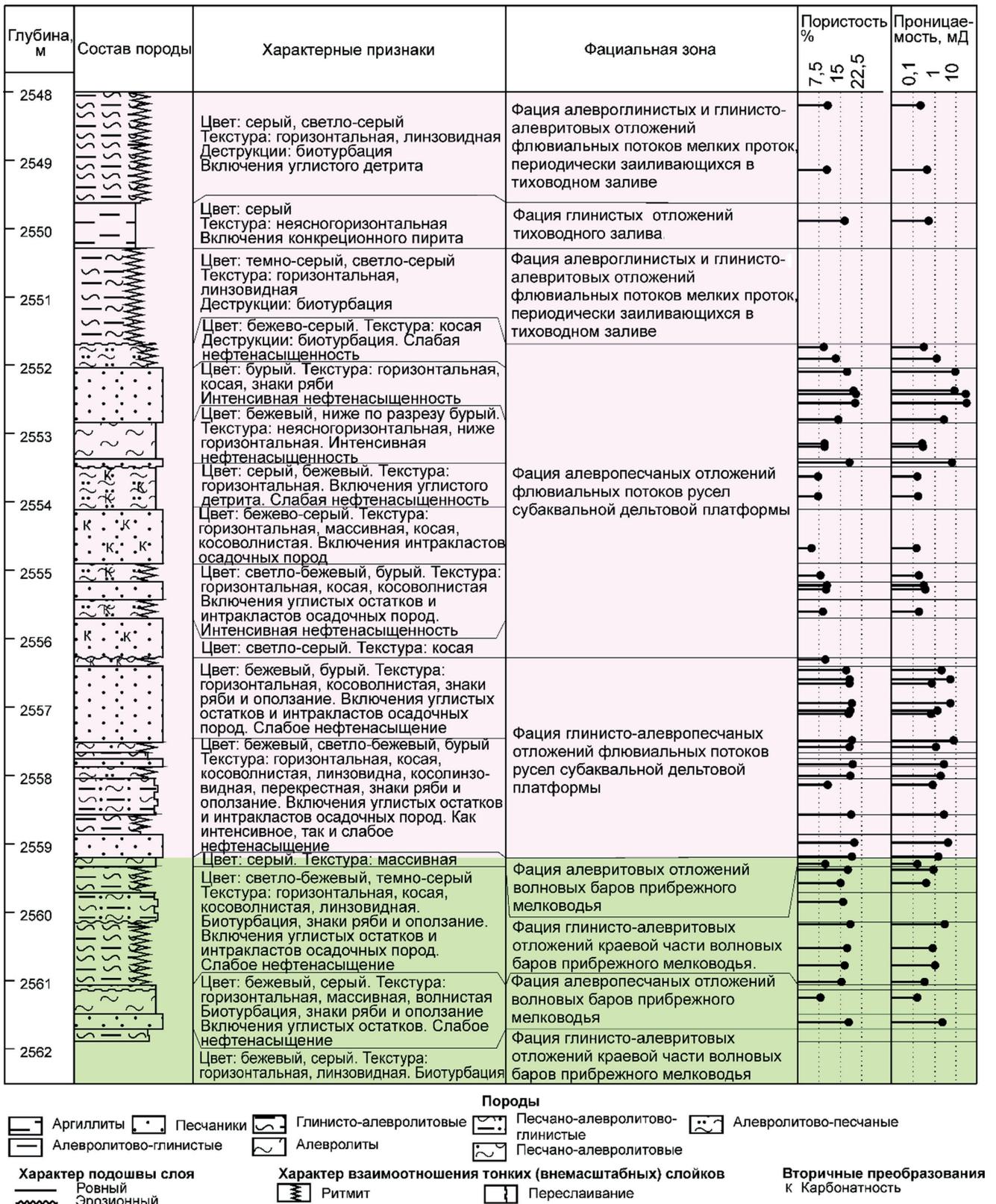


Рис. 9. Литолого-фациальный разрез ундаформы и коллекторские свойства пород по скважине Приобского месторождения (составлена Н.И. Коробовой, О.В. Хотылевым, Калмыковым и др., 2009)

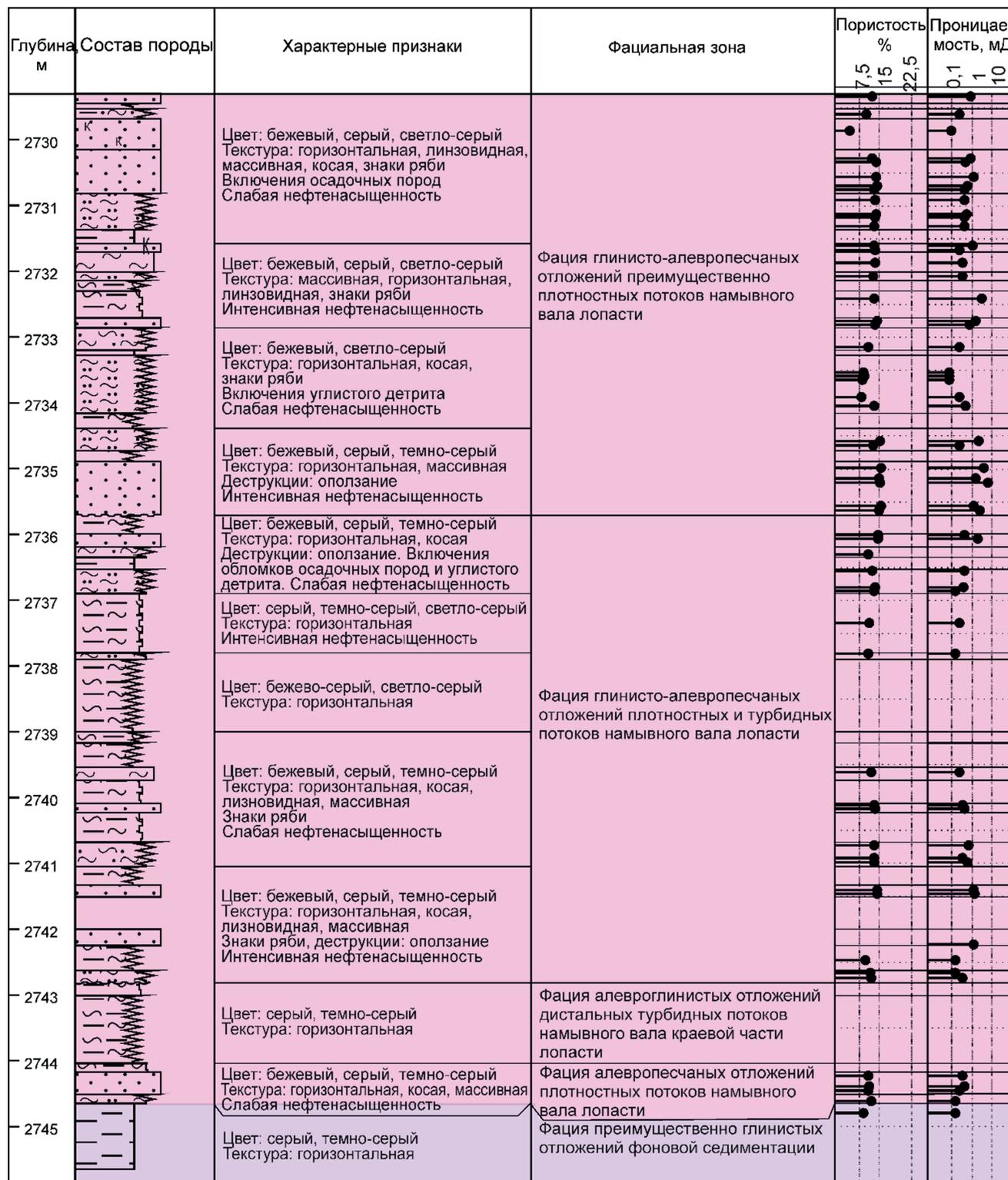


Рис. 10. Литолого-фациальный разрез фондоформы и коллекторские свойства пород по скважине Приобского месторождения (составлена Н.И. Коробовой, О.В. Хотылевым, Калмыковым и др., 2009). Условные обозначения см. на рис. 9

| Группа фаций | Фации | Состав пород | Текстура | Структура | Органические остатки | Морфология осадочного тела | Размер тел | Глубина формирования |
|--------------|--|--|---|---|--|---|---|------------------------------|
| Удиформа | Прибрежные | Разнозернистые песчаники, гравелисты, галечники. Высокое содержание тяжелых минералов (мангана, циркона, рутила, граната и др.) Подчеркивается растительным детритом | Слоистость: диагональная, часто тонкая косая (полая) однонаправленная и разнонаправленная), ассиметричные знаки рёб, иногда клиновидная - симметричная | Псаммитовая, песчаная, слоистая, хорошая окатанность и сортировка | Битые и окатанные остатки морских раковин. Остатки фауны редки. Растительный детрит, остатки корневых систем | Песчаные тела линейно вытянутые. Форма поперечного сечения линзовидная, линзовидная, ассиметричная | Длина: десятки-сотни м, ширина: десятки км. Мощность: десятки м | Граница суши-моря, 0 м |
| | | | | | | | | |
| Ортоформа | Морское | Песчаники мелко-среднезернистые, реже алевролиты и глинистые породы | Трансгрессионные Б. - в подошве текстура гидро-разрывная, косоволнистая, волнистая, линзовидная. Регрессионные Б. - в подошве слоистость волнистая, косоволнистая, выше - косая и массивная текстура; в кровле - волнистая, линзовидная, горизонтальная | Псаммитовая, хорошая окатанность и сортировка | Морская фауна, следы жизнедеятельности морских ракообразных, следы или разбитые раковины | Песчаные тела линейно вытянутые параллельно берегу. Форма поперечного сечения линзовидно-выпуклая, ассиметричная | Длина: сотни м - десятки км, ширина: сотни м | <10 м |
| | | | | | | | | |
| Фондоформа | Морские умеренно глубоководные | Мелкозернистые песчаники, алевролиты | Слоистость горизонтальная, косая, косоволнистая | Псаммитовая, хорошая окатанность и сортировка | Насыщенность растительным детритом | Линзовидные тела | Ширина русла: десятки-сотни м, мощность: несколько м | В пределах шельфа: 200-300 м |
| | | | | | | | | |
| Фондоформа | Внешняя зона шельфа, по [Redney, 1990] | Тонко- и мелкозернистые глины (серые, зеленоватые, серые, глинистые), смешанные с иллитом-монтмориллонитовые | Слоистость тонкая горизонтальная | Пепитовая, пепитоморфная, органогенная | Морская фауна донных и пелагических животных | Глинистые отложения имеют в плане разные очертания. Форма поперечного сечения пластообразная, разноволновая | Мощность отложений: 50-200 м и более | В пределах шельфа: 200-300 м |
| | | | | | | | | |
| Фондоформа | Морские относительно глубоководные | Песчаники кварцево-полевошпатовые, средне-мелкозернистые, алевролиты | Массивная или горизонтально-слоистая текстура | Псаммитовая, плохая и средняя сортировка | Присутствие углистого детрита | Песчаные тела линзовидные с вогнутым низом. В плане они образуют удлиненные песчано-алевритовые тела | Ширина долины: 100 м до 10 км | 100 м до 10 км |
| | | | | | | | | |
| Фондоформа | Морские относительно глубоководные | Алевролиты с глинистыми интра-класами (несортированными), наличие крупнозернистых разностей | Массивная текстура, резкие неэрозионные верхняя и нижняя границы слоёв | Алевролитовая, сортировка плохая | Отсутствие остатков организмов. Отсутствие биотурбириванности | Выдержанные по латерали мелко- и тонкозернистые песчаники, алевролиты, переслаивающиеся с морскими (дистальными) глинистыми отложениями | Ширина долины: 100 м до 10 км | 100 м до 10 км |
| | | | | | | | | |
| Фондоформа | Морские относительно глубоководные | Алевролиты полевошпатово-кварцевые и аргиллиты градиционные | Алевролиты мелко-среднезернистые до горизонтально-слоистых, иногда с мелкой конволвотной слоистостью. Резкая нижняя поверхность слоёв, часто с тектурными впадинами, в верхней части слоёв алевролит градиционно переходит в аргиллит | Алевролитовая, сортировка плохая | Присутствие углистого детрита | Песчаные тела линзовидные с вогнутым низом. В плане они образуют удлиненные песчано-алевритовые тела | Ширина долины: 100 м до 10 км | 100 м до 10 км |
| | | | | | | | | |

Рис. 11. Атлас обстановок седиментации и фаций клиноформенных отложений (на основе работ [Алексеев, 2014; Борджина, 2015] и описания ядра Н.И. Коробовой, Т.А. Шардановой и О.В. Хотылевым для северной части Приобского месторождения)

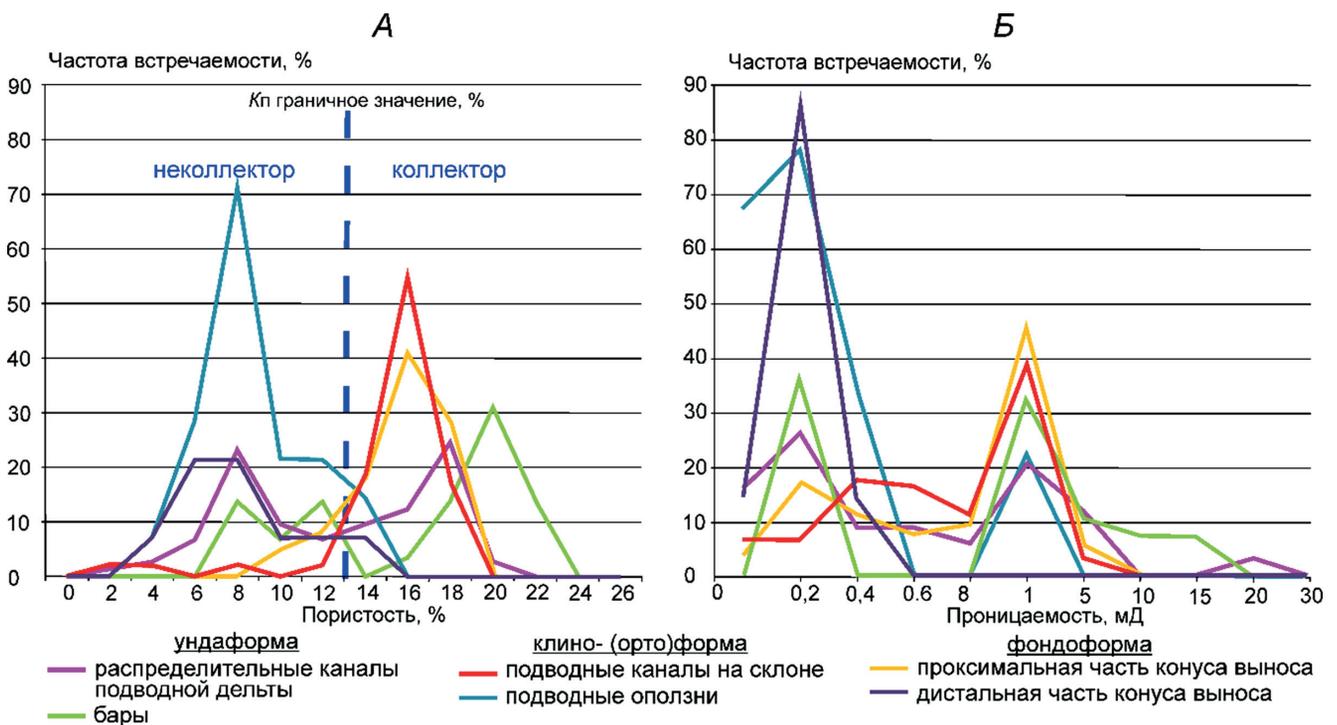


Рис. 12. Сравнение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) различных фаций клиноформенных отложений северной части Приобского месторождения: А — значения коэффициента пористости; Б — значения коэффициента проницаемости

По литературным данным с привлечением описания керна скважин для северной части Приобского месторождения создан генерализованный атлас обстановок седиментации и фаций клиноформенных отложений (рис. 9–11) [Алексеев, 2014; Курчиков и др., 2010].

Для унда-, клино (орто)- и фондоформ характерны определенные фации. В результате фациального анализа описаний керна из северной части Приобского месторождения для каждой части клиноформы составлена детальная характеристика песчаных фаций. Проведено сравнение ФЕС для различных фаций (рис. 12).

В ундаформе выделены фации вдольбереговых баров и распределительных каналов авандельты (рис. 13). Бары формировались на мелком шельфе (глубина до 5 м) под действием волновой активности. Они характеризуются преимущественно песчаниками с крупной косой (2–20°) или разнонаправленной слоистостью, псаммитовой структурой и хорошей сортировкой зерен. Присутствуют морская фауна, следы жизнедеятельности донных животных. Бары имеют вытянутую параллельно берегу овальную форму, длину сотни метров — десятки километров, ширину — сотни метров — несколько километров, мощность до 20 м. Коэффициент пористости (K_p) по данным изучения керна Приобского месторождения, изменяется от 6 до 24%, проницаемости ($K_{пр}$) — 0,1–20 мД. В скважинах получены притоки нефти до 36 м³/сут (рис. 13). Руслу и распределительные каналы авандельты формировались в зонах влияния флювиальных потоков. Отложения представлены мелко-среднезернистыми песчаниками, алевро-

литами с косой слоистостью разного масштаба, многочисленными следами эрозионных размывов, знаками внедрения. Структура пород псаммитовая, характерны хорошие окатанность и сортировка, присутствуют остатки морской фауны и континентальной флоры — обугленный растительный детрит. Руслу имеют длину сотни метров, ширину — десятки метров, мощность до 15 м. На склоне они продолжают в виде каньонов, а в депрессионной части бассейна — в виде конусов выноса. Коэффициент пористости по данным исследования керна Приобского месторождения изменяется от 2,4 до 20,4%, проницаемость — 0,1–30,4 мД (рис. 13).

Клиноформа (ортоформа) характеризуется фациями подводных каналов и оползней на склоне (рис. 14). Отложения подводных русел и каналов на склоне представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Характерны горизонтальная или косая слоистость, псаммитовая текстура, присутствует растительный, раковинный детрит. Тела подводных каналов протягиваются на несколько десятков — несколько сотен метров, имеют ширину несколько десятков метров, мощность до 12 м. Коэффициент пористости по данным изучения керна Приобского месторождения изменяется от 3,5 до 19%, проницаемость — 0,03–9,6 мД. В скважинах получены притоки нефти до 12,4 м³/сут (рис. 14). Отложения подводных оползней представлены песчаниками и галечниками. Наблюдаются смятая в складки слоистость, текстуры оползания, вращения. Характерно наличие обильного растительного детрита и обломков раковин. Структура грубообломочная и псаммитовая. Подводные оползни имеют

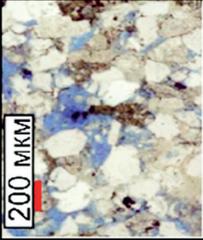
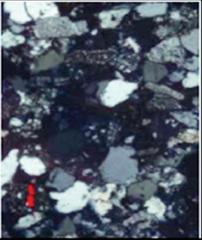
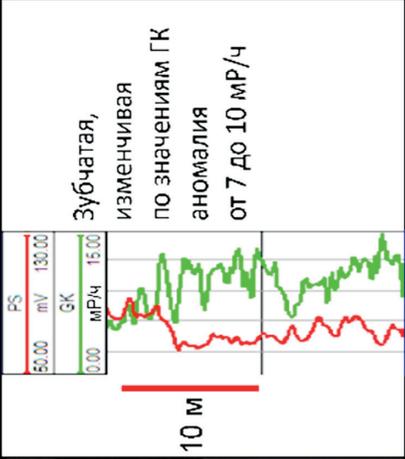
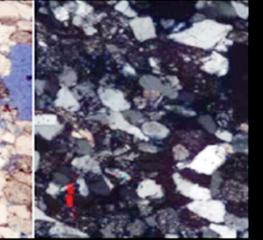
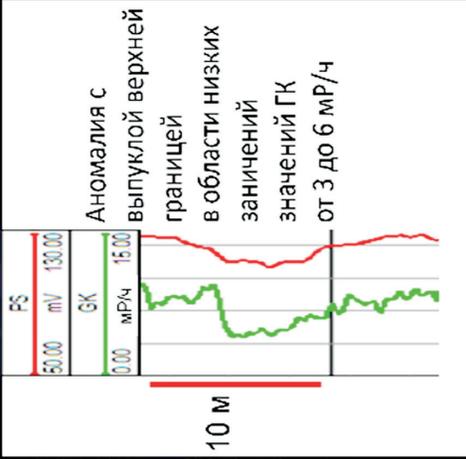
| Характеристика фаций ундаформы | Литотип | Шлиф | Электрофация | ФЕС |
|--|--|--|--|-----|
| <p>Русла, каналы подводной дельты</p> <p>Песчаники кварц-полевошпатовые, среднезернистые</p> <p><u>Текстура</u>: слоистость крупная, косая разнонаправленная, клиновидная однонаправленная, сходящаяся. В подошве следы размывов и текстуры гидроразрыва</p> <p><u>Структура</u>: псаммитовая с увеличением зернистости вверх по разрезу, хорошая сортировка</p> <p><u>Органические остатки</u>: остатки континентальной флоры и морской фауны</p> <p><u>Размеры и форма осадочных тел</u>: 100 м – 10 км, мощность до 15 м, овальная, веерообразная, серповидная</p> |   |  <p>Зубчатая, изменчивая по значениям ГК аномалия от 7 до 10 мР/ч</p> | <p>$K_p = 2,41 \div 20,45\%$</p> <p>Мода-1 8%</p> <p>Мода-2 18%</p> <p>$K_{пр} = 0,1 \div 30,45$ мД</p> <p>Мода-1 0,2 мД</p> <p>Мода-2 1 мД</p> | |
| <p>Бары</p> <p>Песчаники мелко-среднезернистые, реже алевролиты и глинистые породы</p> <p><u>Текстура</u>: косослоистая (2-20°), косоволнистая, волнистая, массивная, линзовидная</p> <p><u>Структура</u>: псаммитовая, хорошая окатанность и сортировка</p> <p><u>Органические остатки</u>: морская фауна, следы жизнедеятельности морских роющих животных, целые или разбитые раковины</p> <p><u>Размеры и форма осадочных тел</u>: тела линейно вытянуты параллельно берегу. Длина: 100 м – 10 км, мощность до 10 м</p> |   |  <p>Аномалия с выпуклой верхней границей в области низких значений ГК от 3 до 6 мР/ч</p> | <p>$K_p = 6 \div 24\%$</p> <p>Мода 20%</p> <p>$K_{пр} = 0,1 \div 20$ мД</p> <p>Мода-1 0,2 мД</p> <p>Мода-2 1 мД</p> <p>Притоки</p> <p>От 7,6 до 36 м³/сут</p> | |

Рис. 13. Основные характеристики отложений ундаформы в северной части Приобского месторождения

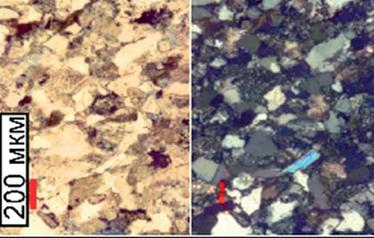
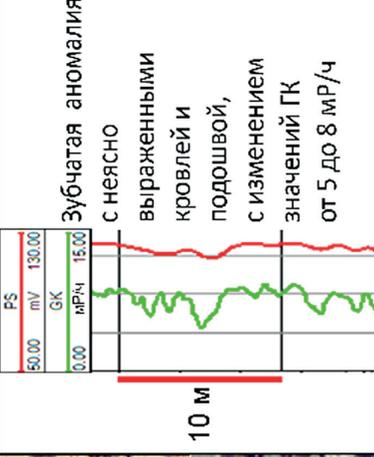
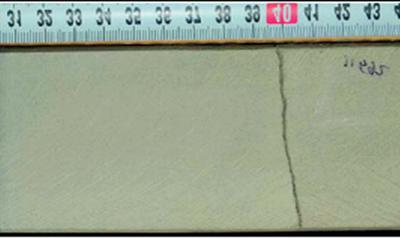
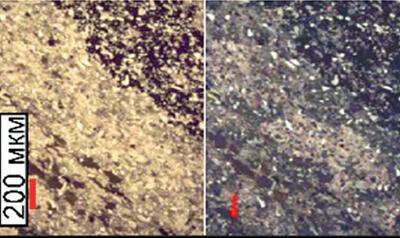
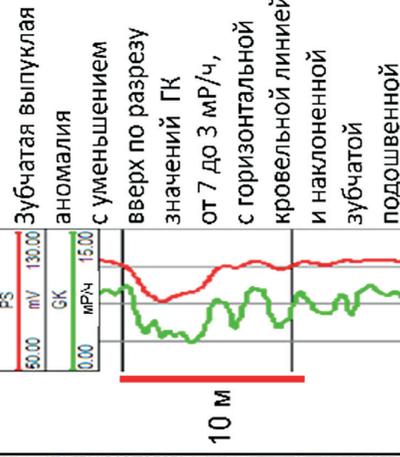
| Характеристика фаций клиноформы (ортоформы) | Литотип | Шлиф | Электрофация | ФЕС |
|---|--|---|---|---|
| <p>Оползневые отложения</p> <p>Мощные песчаники и галечники, реже алевролиты и аргиллиты</p> <p><u>Текстура</u>: оползания – складочки, смятия, вращения</p> <p><u>Структура</u>: псефитовая, псаммитовая</p> <p><u>Органические остатки</u>: обильный растительный и раковинный детрит</p> <p><u>Размеры и форма осадочных тел</u>: овальные, конусовидные от 10–100 м до 10–100 км</p> |  |  |  <p>Зубчатая аномалия с неясно выраженными кровлей и подошвой, с изменением значений ГК от 5 до 8 мР/ч</p> | <p>$K_{пр} = 5,0 \div 15,2\%$ Мода 8%</p> <p>$K_{пр} = 0,1 \div 1$ мД Мода 0,2 мД</p> |
| <p>Русловые отложения (подводные)</p> <p>Мелкозернистые песчаники, алевролиты</p> <p><u>Текстура</u>: слоистость горизонтальная, косая, косо волнистая</p> <p><u>Структура</u>: псаммитовая, хорошая окатанность и сортировка</p> <p><u>Органические остатки</u>: насыщенность растительным детритом</p> <p><u>Размеры и форма осадочных тел</u>: ширина русла 10–100 м, мощность несколько метров</p> |  |  |  <p>Зубчатая выпуклая аномалия с уменьшением вверх по разрезу значений ГК от 7 до 3 мР/ч, с горизонтальной кровельной линией и наклоненной зубчатой подошвенной</p> | <p>$K_{пр} = 3,5 \div 19\%$ Мода 16%</p> <p>$K_{пр} = 0,03 \div 9,6$ мД Мода 1 мД</p> <p>Притоки От 1,4 до 12,4 м³/сут</p> |

Рис. 14. Основные характеристики отложений клиноформы (ортоформы) в северной части Приобского месторождения

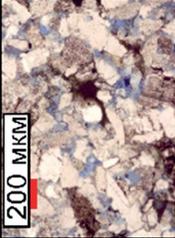
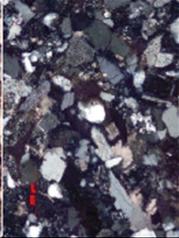
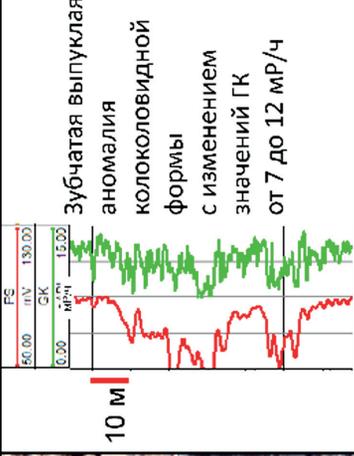
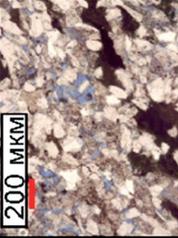
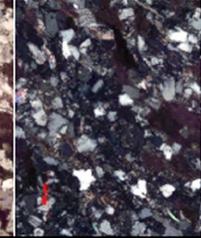
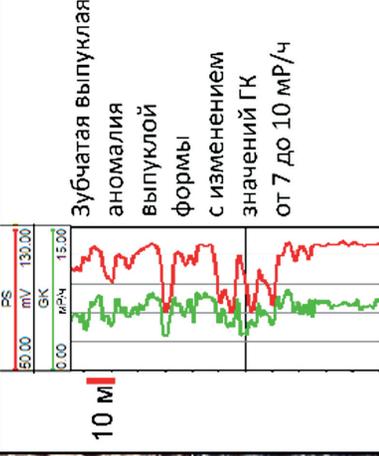
| Характеристика фаций фондоформы | Литотип | Шлиф | Электрофация | ФЕС |
|---|---|---|--|-----|
| <p>Проксимальная часть конуса выноса</p> <p>Песчаники кварцево-полеволшпатовые, средне-мелкозернистые, алевролиты</p> <p><u>Текстура</u>: массивная, горизонтальнослоистая</p> <p><u>Структура</u>: псаммитовая, плохая и средняя сортировка</p> <p><u>Органические остатки</u>: отсутствуют, нет биотурбации</p> <p><u>Размеры и форма осадочных тел</u>: ширина долины от 100 м до 10 км</p> |   |  <p>Зубчатая выпуклая аномалия колоколовидной формы с изменением значений ГК от 7 до 12 мР/ч</p> | <p>$K_{\Pi} = 10,4 \div 19,0\%$</p> <p>Мода 16%</p> <p>$K_{\Pi p} = 0,1 \div 5,3$ мД</p> <p>Мода 1 мД</p> <p>Притоки</p> <p>От 2,3 до 7,8 м³/сут</p> | |
| <p>Дистальная часть конуса выноса</p> <p>Алевролиты полеволшпатово-кварцевые и аргиллиты градационные</p> <p><u>Текстура</u>: тонкая горизонтальнослоистая, иногда конволютная. Резкая нижняя поверхность слоев, часто с текстурными внедрениями, в верхней части – градационная слоистость. Аргиллиты массивные</p> <p><u>Структура</u>: алевритовая, пелитовая, средняя сортировка</p> <p><u>Органические остатки</u>: отсутствуют, нет биотурбации</p> <p><u>Размеры и форма осадочных тел</u>: ширина долины от 100 м до 10 км</p> |   |  <p>Зубчатая выпуклая аномалия выпуклой формы с изменением значений ГК от 7 до 10 мР/ч</p> | <p>$K_{\Pi} = 4,9 \div 14,07\%$</p> <p>Мода 6-8%</p> <p>$K_{\Pi p} = 0,1 \div 0,3$ мД</p> <p>Мода 0,2 мД</p> <p>Притоки</p> <p>«Сухой», До 2,2 м³/сут</p> | |

Рис. 15. Основные характеристики отложений фондоформы в северной части Приобского месторождения

размеры несколько десятков — несколько сотен метров в длину и несколько десятков — несколько сотен метров в ширину, мощность до 15 м. Коэффициент пористости по данным исследования керна Приобского месторождения составляет 5–15,2%, проницаемость — 0,1–1 мД (рис. 14).

В фондоформе — наиболее глубоководной части — выделяются отложения конусов выноса, распространенные по площади на несколько сотен метров — несколько десятков километров. Характерно отсутствие остатков организмов и биотурбированности. Конусы выноса включают проксимальную и дистальную части (рис. 15). Проксимальная часть представлена песчаниками и алевролитами с массивными или горизонтальнослоистыми текстурами, псаммитовой структурой, средней и плохой сортировкой. Коэффициент пористости по данным изучения керна Приобского месторождения составляет 10,4–19%, проницаемость — 0,1–5,3 мД. В скважинах получены притоки нефти до 7,8 м³/сут (рис. 15). Дистальная часть конусов выноса сложена преимущественно алевролитами и аргиллитами с массивными текстурами. Характерно увеличение количества глинистой составляющей в составе; значения пористости по данным изучения керна Приобского месторождения составляют 4,9–14,7%, проницаемости — 0,1–0,3 мД. В скважинах получены притоки нефти до 2,2 м³/сут (рис. 15).

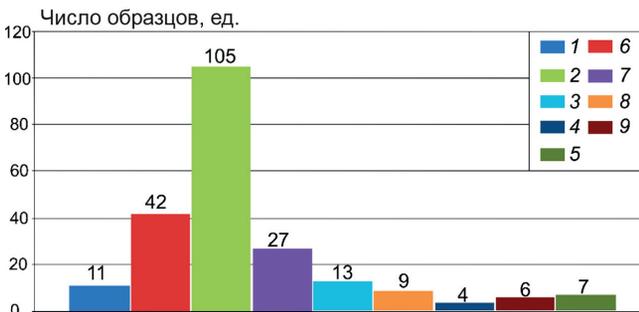


Рис. 16. Гистограмма распределения наблюдаемых вторичных процессов в песчаных породах северной части Приобского месторождения. Вторичные процессы: 1 — регенерация; 2 — конформные контакты; 3 — пиритовый цемент и стяжения; 4 — трещины; 5 — гидрослюдисто-смешанослойный цемент; 6 — инкорпорационные контакты; 7 — кальцитовый цемент; 8 — каолининовый цемент; 9 — поры выщелачивания

Коллекторы встречаются в отложениях баров, русел авандельты, подводных каналов на склоне, проксимальных частей конусов выноса. Наилучшими ФЕС характеризуются коллекторы баров (мода $K_{п} \sim 20\%$, мода $K_{пр} \sim 0,2$, проницаемость от 1 до 20 мД), русел авандельты (мода $K_{п} \sim 8$ и 18%, мода $K_{пр} \sim 0,2$, проницаемость от 1 до 30 мД), подводных русел и каналов на склоне (мода $K_{п} \sim 16\%$, мода $K_{пр} \sim 1$ мД, до 10 мД) и проксимальных зон подводных конусов выноса (мода $K_{п} \sim 16\%$, мода $K_{пр} \sim 1$ мД, до 59 мД) (рис. 12). Как видно из анализа этих данных, коллекторы в северной части Приобского месторождения по проницаемости можно

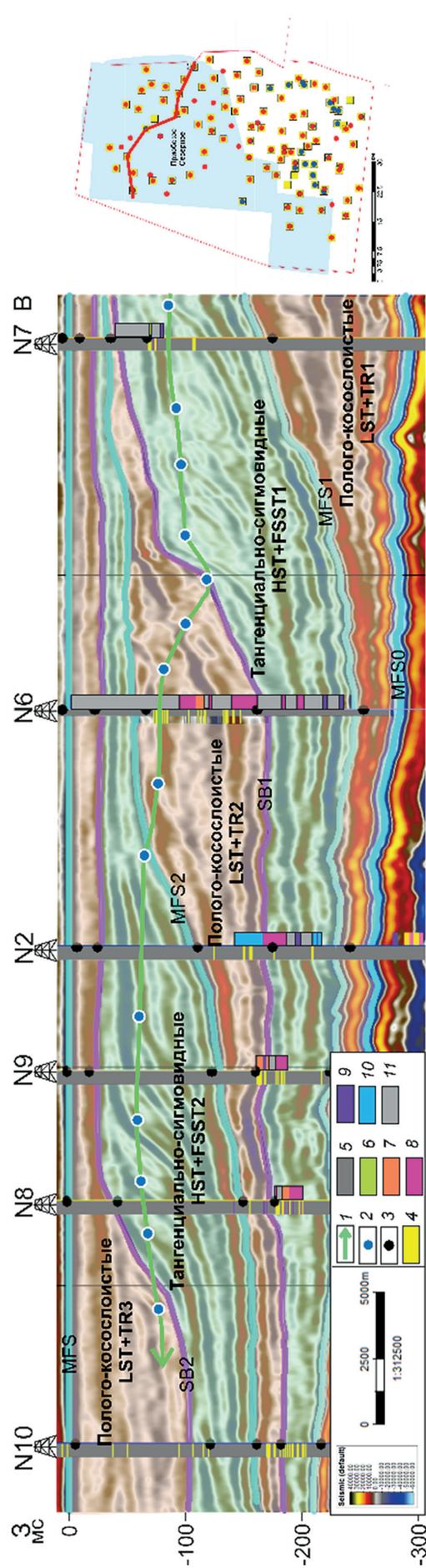


Рис. 17. Временной сейсмический разрез с положением скважин и локализацией фаций, установленных по керну: 1 — направление смещения «бровка» клиноформы; 2 — «бровка» клиноформы; 3 — отбивки по скважинам; 4 — коллектор; 5 — неколлектор; 6 — бары; 7 — подводные русла; 8 — конусы выноса; 9 — глинистые фоновые отложения сублиторали; 10 — подводные оползни; 11 — не определено; системные тракты: HST — тракт высокого стояния относительного уровня моря, FSST — тракт падения относительного уровня моря, LST — тракт низкого стояния относительного уровня моря, TR — трансгрессивный системный тракт; MFS — поверхность максимального затопления; SB — поверхность несогласия

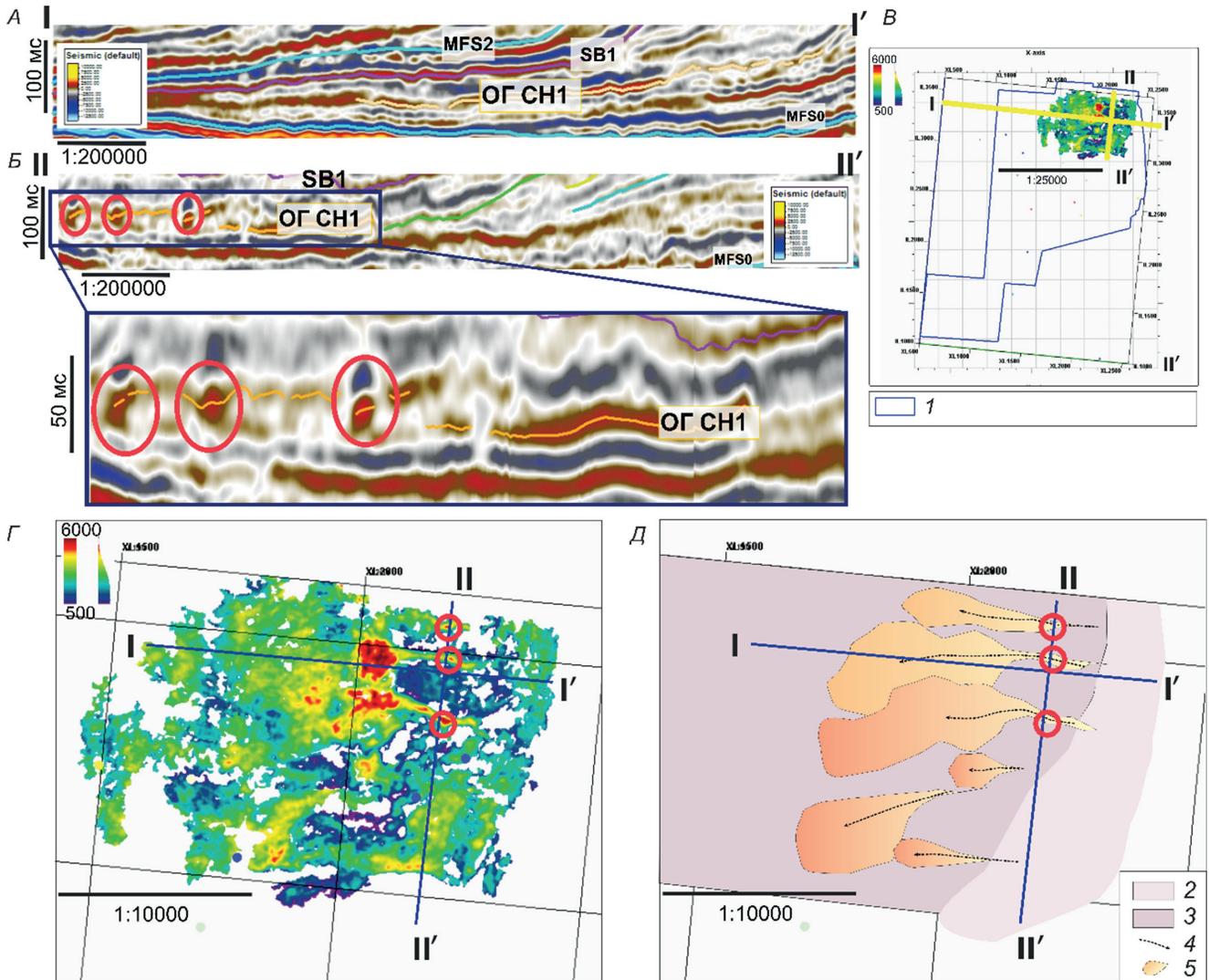


Рис. 18. Подводные русла и связанные с ними конусы выноса на временном сейсмическом разрезе по падению отложений (А); вкрест падения (В); карта амплитуд горизонта ОГ СН1 с распространением выделяемых тел по площади (В); карта амплитуд горизонта ОГ СН1 с распространением выделяемых тел по площади в увеличенном масштабе (Г); интерпретация атрибутов: 1 — территория исследования; 2 — склон впадины; 3 — впадина; 4 — подводные каналы; 5 — конусы выноса; MFS — поверхность максимального затопления; SB — поверхность несогласия (Д)

отнести к коллекторам V класса — низкого качества (по А.А. Ханину, 1973).

Вероятно, причиной столь низкой проницаемости послужило интенсивное развитие вторичного кальцитового цемента, а также конформных и инкорпорационных контактов, которые указывают на высокую степень уплотнения породы (рис. 16).

Анализ распространения фаций по площади. Сопоставление фаций, выделенных по керну, с волновым сейсмическим полем и с привлечением каротажных данных позволило установить генезис и литологический состав внутри системных трактов (рис. 17).

На временных сейсмических разрезах прослежены наиболее выраженные по амплитудам положительные отражения. Для отражений построены карты значений амплитуды, которые показывают облик и форму осадочных тел, макротекстульные особенности (например, шероховатость или сгла-

женность), прерывистость или выдержанность, что позволяет сделать вывод о смене отложений с песчаных на преимущественно глинистые или наоборот [Vail et al., 1977].

В северной части месторождения закартированы подводные русла на склоне размером до 2 км и связанные с ними небольшие конусы выноса (размером 4×2 км) (рис. 18). На временном разрезе вкрест падения отложений по увеличению значений амплитуды и их круглой изометричной форме выделяются русла, вероятно, заполненные песчаным материалом. Русла и конусы выноса не вскрыты скважинами. По другим аналогичным объектам, вскрытым скважинами, эффективные толщины по каротажу составляют от 2 до 12 м. Отметим, что выявлено различие в размерах и мощности эрозионных врезов в южной части Приобского месторождения и в северной части. Палеорусла и палеоканалы в южной части Приобского месторождения уверенно

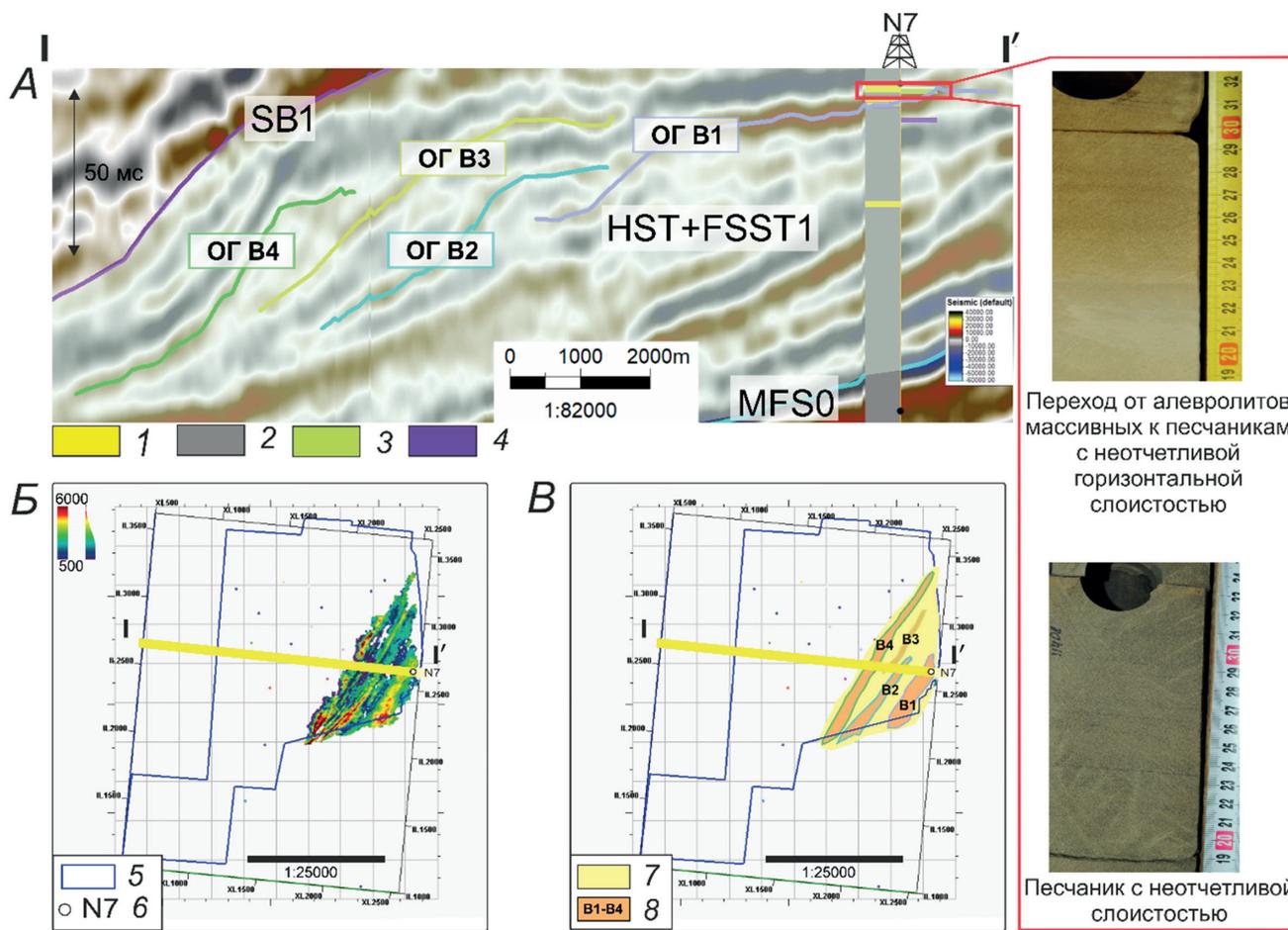


Рис. 19. Бары на временном сейсмическом разрезе по падению отложений (А); карты амплитуд по отражениям В1–В4 с распространением выделяемых тел по площади (Б); интерпретация атрибутов: 1 — коллектор; 2 — неколлектор; 3 — бары; 4 — глинистые фоновые отложения сублиторали; 5 — территория исследования; 6 — скважина; 7 — мелководный шельф; 8 — распространение баров по площади; системные тракты: HST — тракт высокого стояния относительного уровня моря, FSST — тракт падения относительного уровня моря, LST — тракт низкого стояния относительного уровня моря, TR — трансгрессивный системный тракт; MFS — поверхность максимального затопления; SB — поверхность несогласия (В)

фиксируются на временных сейсмических разрезах, формируют ловушки шнуркового типа с эффективными толщинами до 30 м [Корочкина, 2021], тогда как в северной площади каналы сложно обнаружить на временных сейсмических разрезах, а мощность русловых отложений составляет до 15 м.

Бары представляют собой положительные отражения по амплитуде и характеризуются наличием перегиба и увеличением угла наклона по сравнению с отражениями ниже (рис. 19). Они распространены в восточной части территории, имеют линейную узкую форму, ширина составляет 2–4 км, а длина 18–35 км, каждое более молодое тело смещается к северо-востоку от предыдущего и характеризуется уменьшением ширины и увеличением длины. Мощность тел составляет около 10–15 м. Подобные отложения вскрыты скважиной и представлены среднезернистыми песчаниками, алевролитами. Суммарные эффективные толщины составляют 8–12 м. По данным разведочной скважины дебиты составили 36 м³/сут.

Заключение. В северной части Приобского месторождения установлено два сейсмических типа

клиноформ: тангенциально-сигмовидные и полого-косослоистые.

Тангенциально-сигмовидные клиноформы с четко выраженными унда-, орто- и фондоформой формировались на этапах высокого стояния относительного уровня моря и при последующем его падении при глубине моря около 180–300 м. Для I типа клиноформ с плоской и полого восходящей траекторией бровок характерны резервуары, сформированные при высоком стоянии уровня моря при нормальной регрессии, — вдольбереговые бары и валы, распределительные каналы авандельты. Для клиноформ I типа с нисходящей траекторией характерны природные резервуары, образовавшиеся на этапе падения ОУМ и форсированной регрессии — подводные русла на склоне и относительно глубоководные конусы выносы плотностных потоков. Суммарные эффективные толщины варьируют от 10 до 45 м.

Полого-косослоистые клиноформы без выраженных унда-, орто- и фондоформы формировались при понижении относительного уровня моря, приостановке понижения и последующем медленном повышении при глубине моря около 150–240 м.

Резервуары в клиноформах II типа приурочены к конусам выноса во внутришельфовой впадине и руслам в пределах склоновой части. Суммарные эффективные толщины составляют от 10 до 30 м.

Наиболее высокими емкостными свойствами обладают природные резервуары барового генезиса, а также русел аванделъта, подводных каналов на склоне и проксимальных зон подводных конусов выноса. Однако все перечисленные типы коллекторов обладают низкой проницаемостью, которая не превышает несколько десятков мД, а в большинстве случаев составляет не более 1 мД. Наибольшие при-

токи нефти получены в баровых отложениях (до 36 м³/сут) и отложениях подводных русел на склоне (до 12,4 м³/сут).

Природные резервуары барового генезиса предполагаем искать в бровке тангенциальных клиноформ с плоской и нисходящей траекторией, их формирование также возможно в ундаформе сигмовидных клиноформ. Природные резервуары, связанные с конусами выноса плотностных потоков и подводными каналами на склоне, прогнозируются в подножьях тангенциальных клиноформ с нисходящей траекторией и в полого-косослоистых клиноформах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижне-меловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.

Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа-Югры» / Под ред. В.И. Шпильмана, Г.П. Мясникова, Г.И. Плавника. Ханты-Мансийск, 2007.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. 2015. Т. 56, вып. 9. С. 1630–1642.

Брехунцов А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Хафизов С.Ф. Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. 2003. № 3. С. 2–10.

Ершов С.В. Закономерности размещения залежей углеводородов в берриас-нижеаптских отложениях северных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14, № 14. С. 1–26. DOI: 10.17353/2070-5379/38_2019.

Жемчугова В.А., Рыбальченко В.В., Шарданова Т.А. Секвенс-стратиграфическая модель нижнего мела Западной Сибири // Георесурсы. 2021. Вып. 23 (2). С. 179–191. DOI 10.18599/grs.2021.2.18.

Игошкин В.П., Шулик Е.В., Лютова Т.Л. Поискные сейсморазведочные работы на нефть и газ на Западной площади южной части Приобского месторождения. ООО «НППГМ «Геосейс», 2010.

Карогодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири: геология и нефтегазоносность неокома (системно-литологический подход). Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал ГЕО, 2000. 200 с.

Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестн. РАН. 2019. Т. 89, № 11. С. 1095–1104. DOI: 10.31857/S0869-587389111095-1104.

Корочкина Н.С. Уточнение геологического строения приконтактной зоны ахской и черкашинской свит на примере Приобской зоны // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021. № 1 (19). С. 10–14.

Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях: Учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1971. 368 с.

Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Храмова А.В. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского кли-

ноформного комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2010. 130 с.

Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. С. 38–47.

Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990. С. 62–70.

Стратиграфический кодекс России. 3-е изд., испр. и доп. М., 2005. 96 с.

Трушкова Л.Я. Секвенс-стратиграфия клиноформной нефтегазоносной формации неокома Западно-Сибирской плиты // Секвенс-стратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Тез. докл. СПб.: ВНИГРИ, 1995. С. 29–30.

Шестакова Н.И., Ершов С.В., Карташова А.К. Прогноз распространения коллекторов ачимовской толщи в арктических районах Западно-Сибирского осадочного бассейна на основе сейсмофациального и динамического анализов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15, № 1. С. 1–31.

Abreu V., Neal J.E., Bohacs K.M., Kalbas J.L. Sequence stratigraphy of siliciclastic systems // 1st Ed. SEPM (Society for Sedimentary Geology). USA, 2010. 226 p.

Embry A.F. Sequence boundaries and sequence hierarchies: problems and proposals // Sequence stratigraphy on the Northwest European Margin. 1995. Vol. 5. Spec. Publ. Norwegian Petrol. Soc. (NPF). P. 1–11.

Holland-Hansen W., Hampson G.J. Trajectory analysis: concepts and applications // Basin Res. 2009. Vol. 21(5). P. 454–483.

Salazar M., Moscardelli L., Wood L. Utilising clinof orm architecture to understand the drivers of basin margin evolution: A case study in the Taranaki Basin, New Zealand // Basin Res. 2015. Vol. 28 (6). P. 1–27.

Vail P.R., Mitchum R.M., Todd R.G. et al. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Seismic stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration // Amer. Assoc. of Petrol. Geologist (AAPG). 1977. Vol. 26. P. 49–212.

Статья поступила в редакцию 27.10.2021, одобрена после рецензирования 09.03.2022, принята к публикации 31.08.2022