

УДК 550.8.012

DOI 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50

## Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири

© 2024 г. | Л.А. Дубровина<sup>1</sup>, Е.А. Иванов<sup>1</sup>, Е.В. Смирнова<sup>1</sup>, Г.Л. Розбаева<sup>1</sup>, Ю.В. Рейдик<sup>2</sup><sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; ladubrovina@tnnc.rosneft.ru; eaivanov2@tnnc.rosneft.ru; evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru; GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru;<sup>2</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия; yu\_reydik@rosneft.ru

Поступила 01.12.2023 г.

Доработана 21.12.2023 г.

Принята к печати 26.12.2023 г.

**Ключевые слова:** нижнемеловые отложения; клиноформный комплекс; палеошельф; палеосклон; перспективный объект; корреляция.

**Аннотация:** Перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений на исследуемой территории связаны с отложениями суходудинской и нижнехетской свит. На основе нового интерпретационного сейсмического проекта и анализа архивных данных создана сейсмостратиграфическая модель, которая подтверждает клиноформное строение суходудинской и нижнехетской свит в пределах арктической зоны севера Западной Сибири. Исходя из модели клиноформного строения неокома Западной Сибири, разработана и апробирована методика выделения основных элементов каждого клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона. На основе анализа временных сейсмических разрезов, карт градиентов углов наклона определены линии нижнего и верхнего перегибов палеосклона, выявлена закономерность углов наклона сформировавшихся бровок палеошельфа и подножий палеосклонов. Измерение углов наклона границ клиноформного комплекса предлагается проводить после палеорекострукции. Авторами статьи предложен метод локализации перспективных объектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации для малоизученных районов севера Западной Сибири. Для анализа временных толщин клиноформного комплекса использованы условные дополнительные поверхности, соединяющие точки нижнего и верхнего перегибов на начало и конец формирования клиноформ. На основе предложенного метода смоделированы зоны ожидаемого распространения коллекторов. Разработанный метод локализации перспективных объектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации подтвержден бурением новых скважин на исследуемой территории.

Для цитирования: Дубровина Л.А., Иванов Е.А., Смирнова Е.В., Розбаева Г.Л., Рейдик Ю.В. Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50.

## Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north

© 2024 | L.A. Dubrovina<sup>1</sup>, E.A. Ivanov<sup>1</sup>, E.V. Smirnova<sup>1</sup>, G.L. Rozbaeva<sup>1</sup>, Yu.V. Reidik<sup>2</sup><sup>1</sup>Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia; ladubrovina@tnnc.rosneft.ru; eaivanov2@tnnc.rosneft.ru; evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru; GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru<sup>2</sup>Rosneft Oil Company, Moscow, Russia; yu\_reydik@rosneft.ru

Received 01.12.2023

Revised 21.12.2023

Accepted for publication 26.12.2023

**Key words:** Lower Cretaceous deposits; clinof orm sequence; paleoshelf; paleoslope; exploration target; correlation.

**Abstract:** Petroleum potential of Lower Cretaceous deposits in the study area is associated with the Sukhodudinsky and Nizhnekhetsky deposits. Following the new seismic interpretation project and historical data analysis, seismostratigraphic model is created that confirms the clinof orm architecture of Sukhodudinsky and Nizhnekhetsky formations within the Arctic zone of West Siberian north. Based on the model of Neocomian clinof orm structure of Western Siberia, the authors developed and tested a methodology of identification of the main elements in each clinof orm cycle, they are paleoshelf edge line and paleoslope foot line. According to seismic time section analysis and maps of slope angle gradients, the lower and upper paleoslope break lines are determined, and a pattern of slope angle behaviour is identified for the paleoshelf edges and paleoslope foofs formed. The authors recommend to measure angles of clinof orm sequence boundaries after paleoreconstruction. They present a method for Achimov-type exploration target localization in the context of limited information in the underexplored regions of West Siberian north. The conventional surfaces were used in addition for analysis of time thickness of clinof orm sequence; these surfaces are connecting the upper and lower slope break lines at the beginning and the end of the clinof orm formation. Using the method proposed, zones of the expected reservoir occurrence are modelled. The efficiency of the developed method for Achimov-type exploration target localization in the context of limited information is confirmed by drilling new wells in the study area.

For citation: Dubrovina L.A., Ivanov E.A., Smirnova E.V., Rozbaeva G.L., Reidik Yu.V. Methodological approaches to identification of Achimov-type exploration targets in the Arctic zone of West Siberian north. *Geologiya nef ti i gaza*. 2024;(2):41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50. In Russ.

## Введение

В начале XXI в. вырос интерес к освоению арктической зоны севера Западной Сибири. Основными причинами являются истощение доступных месторождений центральной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, возросшая активность буровых работ в районах арктической зоны севера Западной Сибири и появление информации о продуктивных отложениях этого региона на основании полученных результатов. Остается традиционный интерес к структурным объектам, залегающим на небольших глубинах, и перспективным объектам ачимовского типа, характеризующихся сложным геологическим строением и большой глубиной залегания. Проблемы корреляции, стратификации и локализации перспективных объектов ачимовского типа изучали В.Н. Бородкин, Ф.Г. Гулари, С.В. Ершов, В.П. Игошкин, В.А. Казаненков, Ю.Н. Карогодин, В.А. Конторович, Н.Х. Кулахметов, А.Р. Курчиков, А.Л. Наумов, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, Л.Я. Трушкова и многие другие специалисты. В конце 1970-х гг. А.Л. Наумов, Т.М. Онищук, М.М. Биншток опубликовали работу, в которой обосновали регионально-косослоистое строение неокомских отложений Западной Сибири [1]. Принципиально новая регионально-косослоистая модель строения отложений нижнего мела, отображающая процесс бокового заполнения осадками некомпенсированного, относительно глубоководного морского бассейна, позволяет масштабно прогнозировать литологические объекты [2]. Однако до настоящего времени остаются вопросы корреляции ОГ клиноформных комплексов, выделения их составных элементов, и как следствие, актуальна проблема картирования перспективных объектов для обоснования дальнейших направлений геолого-разведочных работ.

Основными задачами исследования являлись:

- 1) корреляция изохронных границ с целью создания сейсмостратиграфической модели территории на основе архивной и новой геолого-геофизической информации;
- 2) разработка и апробация методики выделения основных элементов каждого клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона;
- 3) разработка методики локализации перспективных объектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации.

## Выделение сейсмостратиграфических комплексов

Согласно концепции строения клиноформных отложений, песчано-алевритовые пласты ачимовской толщи коррелируют с шельфовыми через глинисто-алевритовый склон, т. е. каждому ачимовскому резервуару соответствует изохронный шельфовый пласт либо группа пластов. Положение каждой клиноформы и слагающих ее отложений по

площади и в геологическом разрезе определяется несколькими границами. К ним прежде всего относятся внешние — это западная граница выклинивания клиноформных образований, а также «бровки» смежных прибрежно-мелководных пластов, образуемых верхней и нижней границами циклита. Помимо указанных внешних границ имеется их внутренняя граница постепенного замещения прибрежно-мелководных фаций клиноформными, проходящая последовательно от нижних к верхним слоям циклита в направлении от внутренней (восточной) к внешней «бровкам» мелководных пластов [2]. По мнению авторов [2], в отличие от первых трех границ клиноформы, последняя не поддается площадному картированию и может быть продемонстрирована на геологическом или сейсмическом разрезе. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых подходов к построению геологических моделей и выделению и картированию основных границ клиноформных отложений.

В рамках работ по созданию сейсмостратиграфической модели территории был подготовлен сейсмогеологический интерпретационный проект. Всего в проекте использовалось 52 819 пог. км сейсмических профилей 2D. Плотность изученности составила 0,35 км/км<sup>2</sup>. Данные ГИС взяты по 200 скважинам.

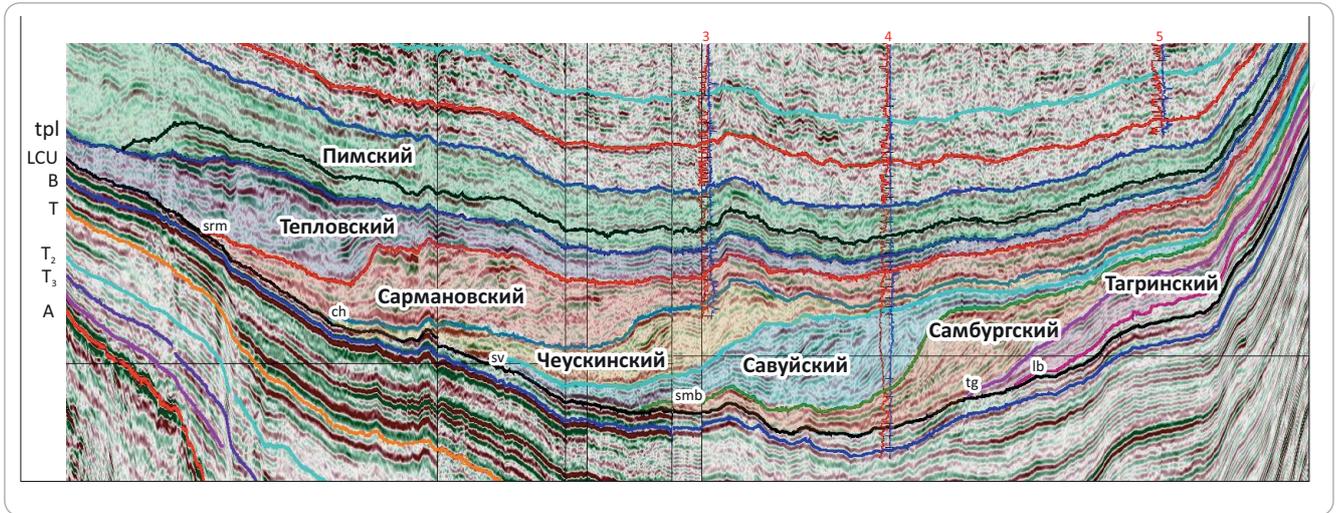
В работе обоснованы реперные сейсмоакустические горизонты и сейсмогеологическая привязка скважин, выполнена корреляция ОГ согласно принципам сиквенс-стратиграфии [3]. В результате создан региональный проект, охватывающий территорию полуостровов Гыданский и Таймыр. В рамках региональной работы (рис. 1) на основе анализа всех данных прослежены сейсмические ОГ неокомских клиноформ, которые получили названия от соответствующих глинистых пачек в кровле каждой клиноформы: лабазный — lb, тагринский — tg, урьевский — ur, самбурский — smb, савуйский — sv, чеускинский — ch, сармановский — srm, тепловский — tpl, пимский — pm, енгяхский — en, приобский — prb.

Все результаты стратиграфического расчленения подтверждены взаимоувязанными сейсмическими, геофизическими данными по скважинам с результатами биостратиграфических исследований [4].

В интервале неокома закартировано 11 крупных клиноформных сейсмостратиграфических комплексов, каждый из которых в дальнейшем детализирован до уровня секвенций 3-го и 4-го порядков.

Особенностью неокомских клиноформ Западной Сибири является наличие двух региональных уровней одновозрастных, но принципиально отличающихся по генезису песчаных тел [5, 6]. На регрессивных этапах развития в зонах, отвечающих верхним частям клиноформ, существовали прибрежно-морские условия осадконакопления и фор-

**Рис. 1.** Временной сейсмический разрез с корреляцией региональных сеймостратиграфических комплексов  
**Fig. 1.** Seismic time section with the results of regional seismic stratigraphy sequence identification



мировались шельфовые песчаные пласты; в области аккумулятивного склона, характеризующегося относительно большими (1,5–3°) углами наклона, накапливались преимущественно глинистые разности; в глубоководной зоне — связанные с глубоководными конусами выноса песчаники ачимовской пачки [7].

Клиноформное строение нижнехетских и сходудинских отложений описано авторами [8], они дают характеристику клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба, который имеет резко асимметричное строение со слабовыраженными встречными клиноформами на северо-западе. Максимальные углы падения слоев клиноформного комплекса меняются от 2° на юге и севере до 3–6° в центральной части прогиба [9].

**Методы решения**

Отложения клиноформной части неокомского комплекса являются основным перспективным интервалом для поисков залежей УВ. В статье рассмотрены основные крупные сеймостратиграфические комплексы, в которых промышленные скопления УВ либо открыты, либо ожидаются на основании залежей-аналогов, открытых на ближайших соседних участках недр.

Для оценки перспектив в интервале неокома по каждому сеймостратиграфическому комплексу проанализированы структурные карты по кровле комплекса и карты временных толщин изучаемого комплекса. Распространение коллекторов предполагается как в шельфовой части, так и в глубоководной части конусов выноса. Для выделения основных элементов каждого клиноформного цикла (линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона) был выполнен комплексный анализ по полученному набору специальных карт.

Перегибы палеосклонов клиноформ выделены на картах изохор и углов наклона между ОГ, соот-

ветствующими кровле и подошве исследуемого комплекса отложений, и опорными ОГ, контролирующими распространение выше и ниже горизонтально залегающих слоев осадочного чехла, а именно ОГ рrb и Б (кровля яновстанской свиты). Область склона каждого сеймостратиграфического комплекса предположительно сложена преимущественно аргиллитами. Линии бровки палеошельфа соответствуют замещению шельфовых песчано-алевритовых отложений каждого из комплексов аргиллитами в области палеосклона.

**Разработка и апробация методики выделения основных элементов каждого клиноформного цикла**

Авторами статьи разработана и апробирована методика выделения основных элементов каждого клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона.

Одним из основных и важных моментов при интерпретации неокомского комплекса является выделение зон подножия палеосклона и бровок палеошельфа. При их выделении интерпретаторы сталкиваются с зоной неоднозначности, которая в плане может составить первые километры (рис. 2).

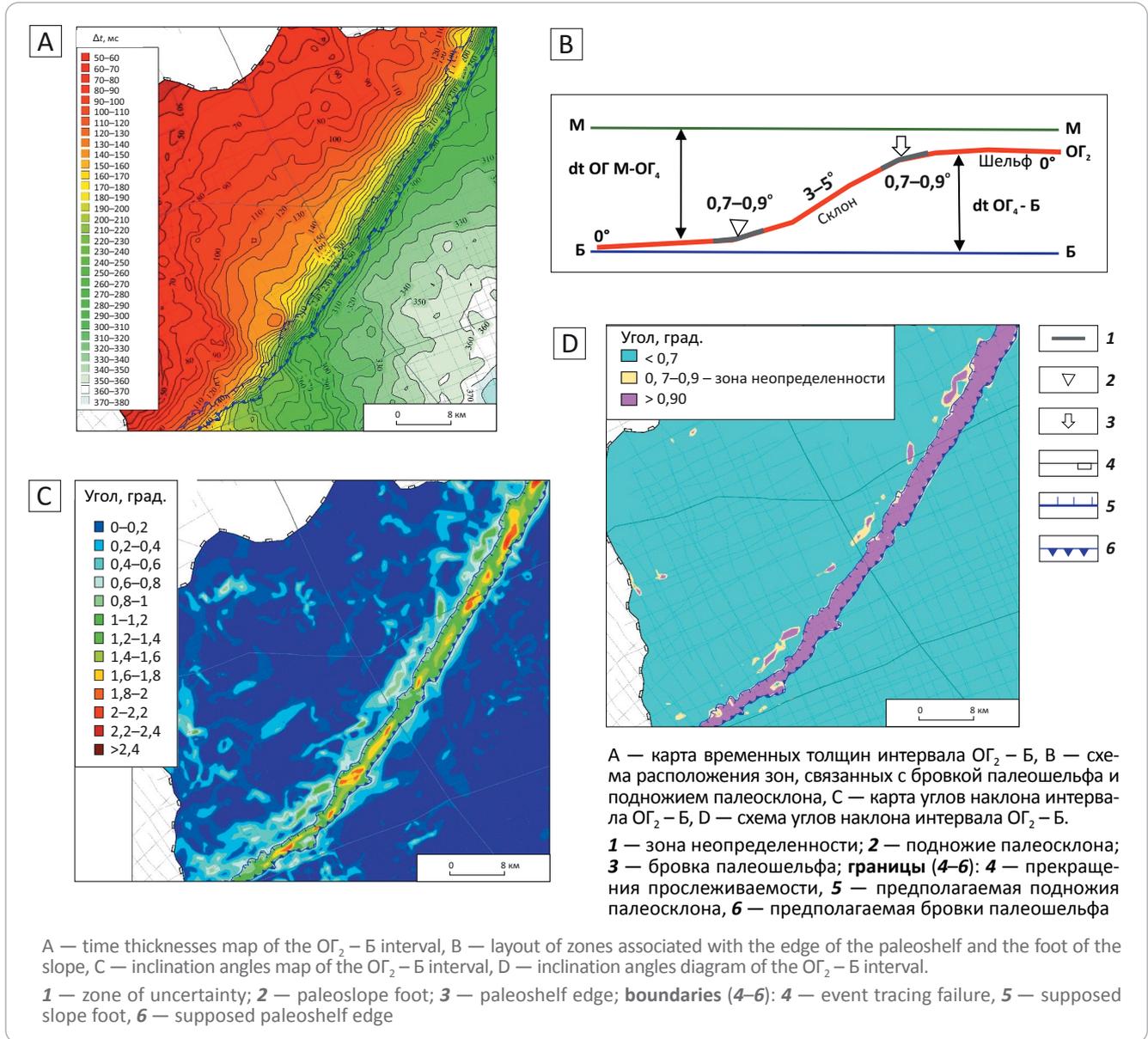
Зоны неоднозначности определения положения бровки палеошельфа и подножия палеосклона на временном сейсмическом разрезе варьируют в зависимости от угла наклона исследуемого ОГ относительно опорных ОГ. Для уменьшения неопределенности при выделении зон, связанных с бровкой палеошельфа и подножием палеосклона, в рамках проекта построены:

- карты временных толщин между верхним шельфовым ОГ и исследуемым ОГ;
- карты временных толщин до ОГ Б;
- карты углов наклона временных толщин;
- выполнен визуальный анализ временных разрезов.



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

**Рис. 2.** Схема расположения бровок палеошельфа и подножия палеосклона  
**Fig. 2.** Map of paleoshelf edge and paleoslope foot location



Измерение углов наклона границ клиноформного комплекса следует проводить после палеорекострукции — спрямления разреза на горизонт Б. В противном случае новейшая тектоника исказит значения углов.

При анализе полученных карт была выявлена закономерность — максимальные углы наклона палеосклона по картам углов наклона составляют  $3-5^\circ$ , также впервые удалось обосновать диапазон углов наклона слоев ( $0,7-0,9^\circ$ ) для выделения зон подножий палеосклона и бровок палеошельфа. Практически все интерпретаторы используют сейсмические разрезы, карты и схемы толщин для определения точек перегибов во временной области. Авторами статьи угол наклона слоев определен на основе карт временных толщин, но его следует считать условным, а не истинным. Для определения истинного угла наклона, характеризующего клино-

формную часть, этот угол необходимо определять с применением структурных карт.

Авторами выполнен анализ эффективных толщин ачимовских отложений в скважинах в зависимости от условного угла наклона участка, на котором находится скважина. В работе использовано 76 скважин, что составило 157 точек анализа, так как в одной скважине можно встретить несколько пластов. На рис. 3 видно, что большая часть скважин с эффективными толщинами в ачимовских отложениях находится на участках с углами до  $0,7^\circ$ . На участках с углами более  $1^\circ$  оказываются только единичные скважины с толщинами ачимовских отложений не более 5 м. Можно предполагать, что это уже заглинизированный склон и наличие коллектора в нескольких скважинах может быть связано с попаданием в каналы или оползневые тела.

МЕТОДИКА ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рис. 3. График определения наличия коллекторов в скважинах ачимовских отложений в зависимости от угла наклона поверхности

Fig. 3. Crossplot for Achimov reservoir identification in the wells according to the surface slope angle

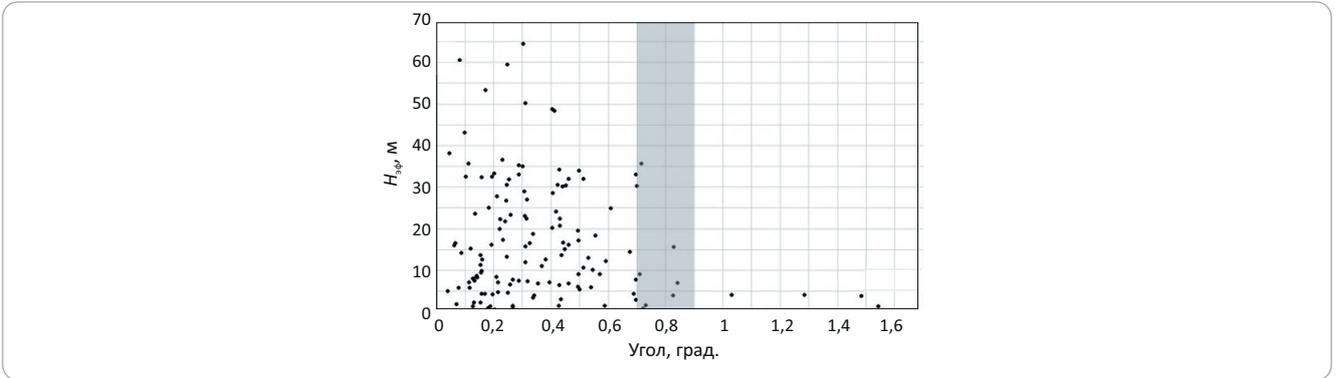
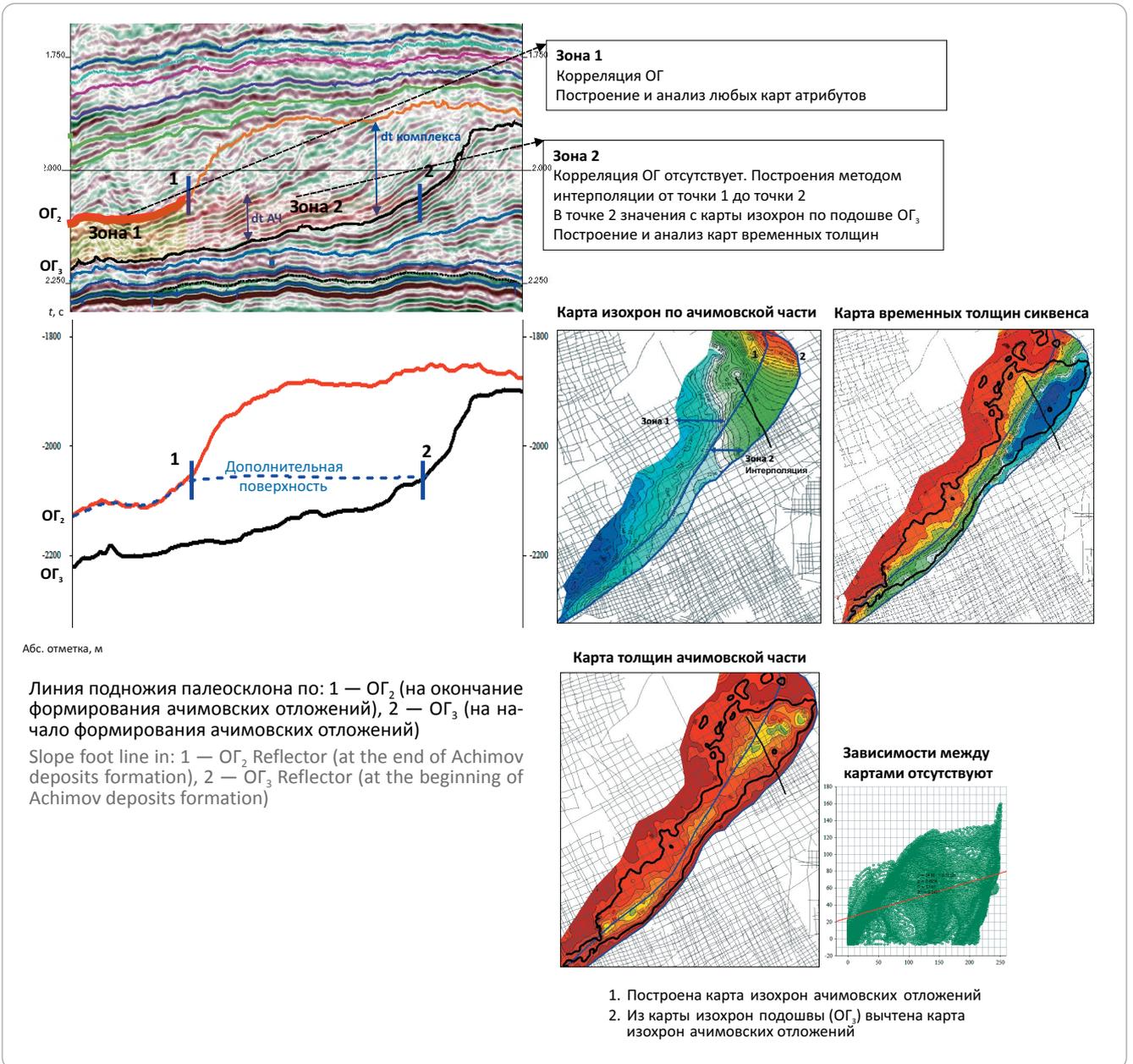


Рис. 4. Карта изохрон по кровле ачимовской части и схема ее построения на временном сейсмическом разрезе

Fig. 4. Isochrone map of the Top of Achimov part and how it was created in seismic time section



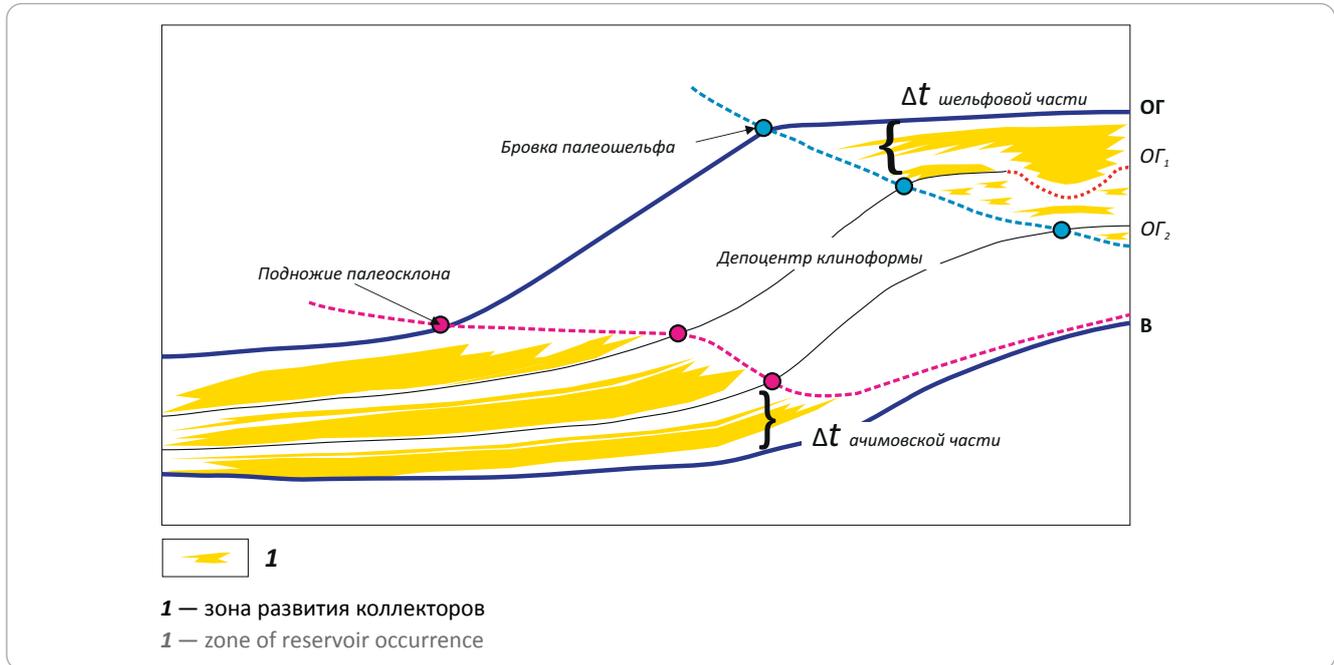
Абс. отметка, м

Линия подножия палеосклона по: 1 — ОГ<sub>2</sub> (на окончание формирования ачимовских отложений), 2 — ОГ<sub>3</sub> (на начало формирования ачимовских отложений)

Slope foot line in: 1 — ОГ<sub>2</sub> Reflector (at the end of Achimov deposits formation), 2 — ОГ<sub>3</sub> Reflector (at the beginning of Achimov deposits formation)



**Рис. 5.** Схематическое строение ачимовской части сейсмостратиграфических комплексов  
**Fig. 5.** Structural scheme of the Achimov part of seismic stratigraphy sequences



### Методика картирования кровли ачимовской части клиноформного цикла

Для дальнейшей работы с ачимовской толщей необходимо в первую очередь построить карту изохрон по ее кровле. Поскольку непосредственная корреляция этой диахронной границы по сейсмическим данным крайне затруднена, авторами статьи была реализована следующая идея: на временном сейсмическом разрезе выделены точки подножия палеосклона на начало и конец формирования клиноформы, при соединении которых получена дополнительная граница, которую в первом приближении можно рассматривать как кровлю ачимовской толщи (рис. 4).

Далее карта временных толщин в прогнозной зоне (см. рис. 4, зона 2) «сшивается» с картой в зоне уверенной корреляции (см. рис. 4, зона 1), за счет чего получается единая карта изохрон по кровле ачимовской толщи. Разделение на зоны необходимо для построения карт изохрон по кровле ачимовской части клиноформного комплекса. Зона 1 считается зоной уверенной корреляции кровли ачимовской толщи, а зона 2 — прогнозной, так как проводится посредством интерполяции.

### Разработка методики локализации перспективных объектов ачимовского типа

Согласно методике [10], по временным толщинам предлагается выделять сейсмические депозиты клиноформ, которые чаще совпадают с максимумами песчаности. При таком подходе перспективные объекты включают и глинистые отложения склона.

Для анализа временных толщин клиноформного комплекса авторами статьи предложено использовать условные дополнительные поверхности, соединяющие точки нижнего и верхнего перегибов на начало и конец формирования клиноформы и таким образом исключать объем депозита клиноформы, который представлен преимущественно глинистыми отложениями палеосклона, не представляющими интереса для поиска резервуаров.

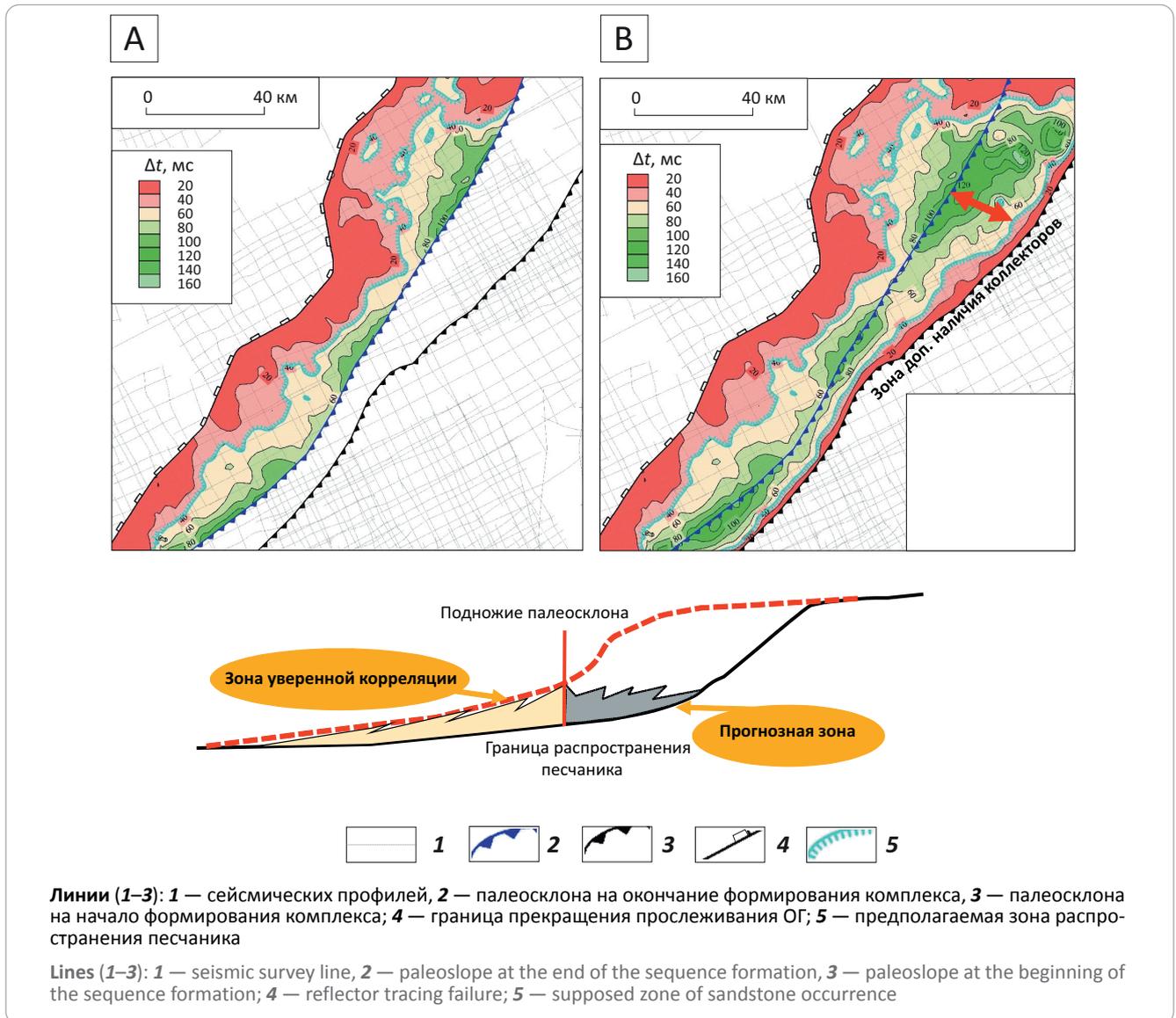
На схематичном разрезе обозначены зоны предполагаемого развития коллекторов (рис. 5).

На основе полученных карт выявлены зоны относительного увеличения временных толщин, связываемые с конусами выноса. Эти зоны были ограничены линией глинизации, которая соответствует временной отсечке, определяющей линию полного отсутствия коллектора для данного сейсмостратиграфического комплекса на основе имеющихся скважинных данных.

В случае традиционного подхода ловушки УВ обычно замыкаются у подножия кровли клиноформы, а зона 2 (см. рис. 4) остается за пределами прогнозного контура. В случае предлагаемого подхода ловушки замыкаются в прогнозной зоне распространения коллекторов, обеспечивая дополнительный прирост ресурсов УВ (рис. 6).

Использование карт временных толщин с учетом скважинной информации позволяет по замыкающим изохорам выделить положение прогнозной линии глинизации в ачимовском резервуаре. При наличии скважин, вскрывших области распространения коллекторов в глубоководной зоне исследуемого интервала, они используются для выбо-

**Рис. 6.** Фрагмент  $\Delta t$  ачимовской части комплекса в соответствии с традиционным (А) и предлагаемым (В) подходами  
**Fig. 6.** Fragment of time thickness map of the Achimov part of the sequence according to the conventional (A) and proposed (B) approaches



ра критической отсечки коллектор-неколлектор, и это значение принимают на основании результатов испытания и геофизических исследований скважин (рис. 7). Линия глинизации определяется по анализу скважин в каждом комплексе. Если скважины, вскрывшие исследуемые отложения, отсутствуют, то отсечку минимального значения временных толщин можно принять как среднее между значениями в скважинах выше- и нижезалегающих отложений, аналогичных по своему строению.

На следующем этапе закартированные зоны распространения песчаника анализируются с учетом структурного фактора. Для вероятностной оценки ресурсов в оптимистическом варианте, при отсутствии скважин, оценивается вся зона распространения песчаника, в наиболее вероятном — 70 %, в пессимистическом — 30 % от высоты объекта. Данные получены в результате статистического анализа по заполнению залежей в районах арктической зоны севера Западной Сибири.

### Выводы

В статье предложены новые методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири.

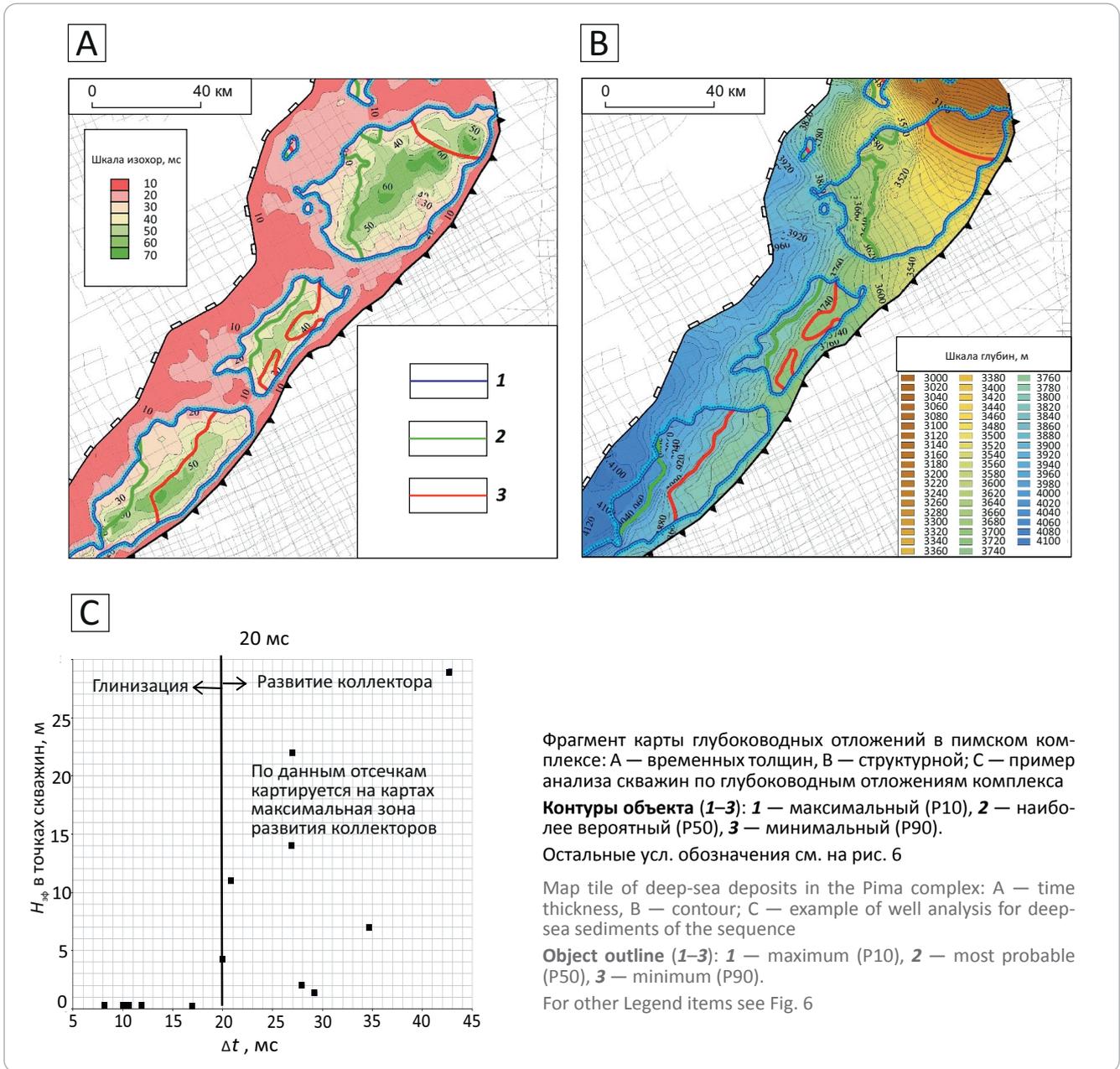
Разработана детальная модель клиноформного строения: закартировано 11 крупных клиноформных сейсмостратиграфических комплексов, каждый из которых в дальнейшем детализирован до уровня секвенций 3-го и 4-го порядков.

Исходя из модели клиноформного строения отложений неокома Западной Сибири, предложена новая методика выделения основных элементов отдельного клиноформного цикла: линии бровки палеошельфа и линии подножия палеосклона. Измерение углов наклона границ клиноформного комплекса следует проводить после палеорекострукции — спрямления разреза на горизонт Б. На основе анализа временных сейсмических разрезов



METHODOLOGY OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF OIL AND GAS FIELDS

Рис. 7. Обоснование выделения ачимовских объектов  
 Fig. 7. Substantiation of the Achimov object identification



Фрагмент карты глубоководных отложений в пимском комплексе: А — временных толщин, В — структурной; С — пример анализа скважин по глубоководным отложениям комплекса  
**Контурь объекта (1–3): 1** — максимальный (P10), **2** — наиболее вероятный (P50), **3** — минимальный (P90).

Остальные усл. обозначения см. на рис. 6

Map tile of deep-sea deposits in the Pima complex: A — time thickness, B — contour; C — example of well analysis for deep-sea sediments of the sequence

**Object outline (1–3): 1** — maximum (P10), **2** — most probable (P50), **3** — minimum (P90).

For other Legend items see Fig. 6

и карт градиента углов наклона определены линии нижнего и верхнего перегибов палеосклона, выявлена закономерность — максимальные углы наклона палеосклона по картам углов наклона составляют 3–5°, для выделения зон подножий палеосклона диапазон углов наклона слоев составил 0,7–0,9°. Угол наклона слоев определен на основе карт временных толщин, но его следует считать условным, а не истинным. Для определения истинного угла наклона, характеризующего клиноформную часть, его необходимо определять с применением структурных карт.

Согласно концептуальной сейсмостратиграфической модели региона, смоделированы зоны ожидаемого распространения коллекторов. Авторами предложен метод локализации перспективных объ-

ектов ачимовского типа в условиях ограниченной информации для малоизученных районов севера Западной Сибири. Для анализа временных толщин клиноформного комплекса использованы условные дополнительные поверхности, соединяющие точки нижнего и верхнего перегибов на момент начала и конца формирования клиноформы, таким образом исключается объем депоцентра клиноформы, который представлен существенно глинистыми отложениями палеосклона, не представляющими интереса для поиска резервуаров.

С использованием предложенных методических подходов к выделению перспективных объектов, разработана программа геолого-разведочных работ для районов арктической зоны севера Западной Сибири.

## Литература

1. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – Тюмень : ТИИ, 1977. – С. 39–49.
2. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1630–1642. DOI: 10.15372/GiG20150905.
3. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature // Newsletters on Stratigraphy. – 2011. – Т. 44. – С. 173–245.
4. Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Игольников А.Е. Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазоаккумуляции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2023. – Т. 18. – № 1. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/3\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html) (дата обращения 01.11.2023).
5. Ершов С.В. Проблемы стратиграфии и корреляции стратотипических разрезов неокома Западной Сибири в связи с клиноформным строением // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 8. – С. 1206–1219. DOI: 10.15372/GiG20170808.
6. Ершов С.В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1106–1123. DOI: 10.15372/GiG20180711.
7. Конторович В.А. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (берриас-нижнеаптских) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря // Геология и геофизика. – 2020. – Т. 61. – № 12. – С. 1735–1755. DOI: 10.15372/GiG2020154.
8. Исаев А.В., Афанасенков А.П., Поляков А.А., Хилько И.А., Чикишев А.А. Строение и перспективы нефтеносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. – 2022. – Т. 63. – № 11. – С. 1591–1603. DOI: 10.15372/GiG2021189.
9. Исаев А.В., Кринин В.А., Карпукhin С.М. Перспективы нефтегазоносности клиноформного комплекса Енисей-Хатангского регионального прогиба [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/mb/4/31\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf) (дата обращения 01.11.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31\_2015.
10. Трушкова Л.Я., Игошкин В.П. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты. Закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2. – [http://www.ngtp.ru/rub/2/24\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf) (дата обращения 01.11.2023).

## References

1. Naumov A.L., Onishchuk T.M., Binshtok M.M. Features of Neocomian series formation in Middle Ob [Ob osobennostyakh formirovaniya razreza neokomskikh otlozhenii Srednego Priob'ya]. In: Geologiya i razvedka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri. Tyumen': TI; 1977. pp. 39–49. In Russ.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. To The Problem Of Refining The Western And Eastern Boundaries Of The Achimov Clinoform Complex (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 2015;56(9):1281–1291. DOI: 10.1016/j.rgg.2015.08.005.
3. Catuneanu O., Galloway W.E., Kendall C.G.St.C., Miall A.D. Sequence stratigraphy: methodology and nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy*. 2011;(44):173–245.
4. Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Igol'nikov A.E. A Novaya stratigraficheskaya skhema ryazansko-aptskikh otlozheniy Payyahskoy zony neftegazonakopleniya [A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2023;18(1). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/3\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html) (accessed on 01.11.2023). In Russ.
5. Ershov S.V. Problems Of Selection And Correlation Of Stratotype Sections Of The Neocomian In West Siberia In The Context Of Its Clinoform Structure. *Russian Geology and Geophysics*. 2017;58(98):963–972. DOI: 10.1016/j.rgg.2017.07.007.
6. Ershov S.V. Sequence Stratigraphy Of The Berriasian-Lower Aptian Deposits Of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*. 2018;59(7):891–904. DOI: 10.1016/j.rgg.2018.07.011.
7. Kontorovich V.A. A Model Of The Geologic Structure And The Oil And Gas Prospects Of Neocomian (Berriasian-Lower Aptian) Sediments Of The West Siberian Arctic Regions And The Kara Sea Shelf. *Russian Geology and Geophysics*. 2020;61(12):1429–1447. DOI: 10.15372/RGG2020154.
8. Isaev A.V., Afanasenkov A.P., Polyakov A.A., Khilko I.A., Chikishev A.A. The Clinoform Complex Of The Yenisei-Khatanga Regional Trough: The Structure And Oil Potential. *Russian Geology and Geophysics*. 2022;63(11):1320–1331. DOI: 10.2113/RGG20214399.
9. Isaev A.V., Krinin V.A., Karpukhin S.M. Oil and gas perspectives of clinoform complex of Yenisey-Khatanga regional trough. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2015;10(3). Available at: [http://www.ngtp.ru/mb/4/31\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/mb/4/31_2015.pdf) (accessed on 01.11.2023). DOI: 10.17353/2070-5379/31\_2015. In Russ.
10. Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P. Clinoforms as regional oil-gas objects, regularities of their occurrence, forecast of stratigraphic reservoirs in them. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*. 2008;3(2). Available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2/24\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/24_2008.pdf) (accessed on 01.11.2023). In Russ.

**Информация об авторах****Дубровина Лидия Александровна**

Начальник отдела геологии Арктического кластера  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,  
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19  
e-mail: ladubrovina@tnnc.rosneft.ru

**Иванов Евгений Аркадьевич**

Начальник управления  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,  
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19  
e-mail: eaivanov2@tnnc.rosneft.ru

**Смирнова Екатерина Владимировна**

Заведующий сектором  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,  
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19  
e-mail: evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru

**Розбаева Галина Леонидовна**

Кандидат геолого-минералогических наук,  
эксперт  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,  
625003 Тюмень, ул. Перекопская, д. 19  
e-mail: GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru  
SPIN: 7566-1492  
AuthorID: 1177105

**Рейдик Юрий Владимирович**

Менеджер  
ПАО «НК «Роснефть»,  
115054 Москва, ул. Дубининская, д. 35  
e-mail: yu\_reydik@rosneft.ru

**Information about authors****Lidia A. Dubrovina**

Head of the Division  
Tyumen Petroleum Research Center,  
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia  
e-mail: ladubrovina@tnnc.rosneft.ru

**Evgeniy A. Ivanov**

Head of the Department  
Tyumen Petroleum Research Center,  
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia  
e-mail: eaivanov2@tnnc.rosneft.ru

**Ekaterina V. Smirnova**

Head of Sector  
Tyumen Petroleum Research Center,  
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia  
e-mail: evsmirnova3@tnnc.rosneft.ru

**Galina L. Rozbaeva**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Expert  
Tyumen Petroleum Research Center,  
19, ul. Perekopskaya, Tyumen, 625003, Russia  
e-mail: GLRozbaeva@tnnc.rosneft.ru  
SPIN: 7566-1492  
AuthorID: 1177105

**Yuriy V. Reydik**

Manager  
PJSC Rosneft Oil Company,  
35, ul. Dubininskaya, 115054, Moscow, Russia  
e-mail: yu\_reydik@rosneft.ru