DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-22-28 УДК 551.7.02:553.98 I Научная статья

Особенности структурно-фациального зонирования клиноформных резервуаров под задачи локального прогноза коллекторов ачимовской толщи по данным 3D-сейсморазведки

Елишева О.В., Сильнягина Н.В., Зервандо Я.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
На территории Западно-Сибирского бассейна ачимовская толща неокомского интервала разреза нижнего мела считается сложным объектом не только для разработки, но и для выявления новых залежей углеводородов. До сих пор специалисты, работающие на поисковой стадии геологоразведочных работ, сталкиваются с большим кругом проблем, которые не всегда удается корректно решить. Одна из причин — необходимость использования в работе подходов, которые разработаны еще в 1990-х годах на материалах профильных сейсмических работ МОГТ-2D, которые методически перешли при работе с площадными работами МОГТ-3D. На периферийных территориях ЗСБ, где поисково-разведочное бурение связано с достаточно высокими геологическими рисками, не удается корректно их использовать. Для повышения успешности выявления новых залежей УВ в ачимовской толще предложен подход к прогнозу коллекторов в этом интервале разреза по данным 3D-сейсморазведки и геометризации ловушек в ачимовской толще на периферийных территориях Западно-Сибирского бассейна.

Материалы и методы
В работе использован большой объем геолого-геофизических данных, включая: материалы сейсмических работ МОГТ-2D и МОГТ-3D, материалы по 350 скважинам поисково-разведочного бурения, структурные карты неокомской части разреза и карты прогнозных эффективных толщин.

Ключевые слова
фациальное 2D-моделирование, неокомские клиноформы, прогноз коллекторов по данным МОГТ-3D

Для цитирования
Елишева О.В., Сильнягина Н.В., Зервандо Я.В. Особенности структурно-фациального зонирования клиноформных резервуаров под задачи локального прогноза коллекторов ачимовской толщи по данным 3D-сейсморазведки // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 22–28.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-22-28

Поступила в редакцию: 31.10.2024

UDC 551.7.02:553.98 I Original Paper

Features of the structural and facies zoning of clinoform reservoirs for local prediction of net reservoirs within the achimov strata from 3D seismic data

Elisheva O.V., Silnyagina N.V., Zervando Ya.V.
“Tyumen petroleum research center” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Tyumen, Russia
ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract
On the territory of the West Siberian Basin, the achimov strata of the Neocomian interval within the Lower Cretaceous section is considered a complex target to develop and discover new hydrocarbon accumulations. Up until now, the prospecting stage of geological exploration still reveals a wide range of challenges that cannot always be addressed correctly. One of the reasons is the need to use the approaches that were developed back in the 1990s based on the materials of specialized 2D CDP seismic surveys, which later were methodically transferred to 3D CDP areal surveys. In the peripheral territories of the West Siberian Basin, where exploration drilling is associated with rather high geological risks, they can not be applied correctly. To increase the success rate of discovering new hydrocarbon accumulations within the achimov formation, an approach to predicting reservoirs in this interval based on 3D seismic data and geometrization of Achimov traps in the peripheral territories of the West Siberian Basin has been proposed.

Materials and metods
A large volume of geological and geophysical data was used in the study, including: materials of 2D CDP and 3D CDP seismic surveys, materials on 350 prospecting and exploration wells, structural maps of the Neocomian part of the section, and estimated net pay maps.

Keywords
facial 2D modeling, Neocomian clinoforms, predictions based on 3D CDP data

For citation.
Elisheva O.V., Silnyagina N.V., Zervando Ya.V. Features of the structural and facies zoning of clinoform reservoirs for local prediction of net reservoirs within the Achimov strata from 3D seismic data. Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 22–28. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-22-28

Received: 31.10.2024

Введение

Уватский район юга Тюменской области («Уватский проект») с 2004 года является активом ПАО «НК «Роснефть». Расположен территориально на юге Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ).

Интервал выявленной нефтегазоносности варьирует от доюрского основания (ДЮК) до верхнемеловых отложений включительно. Основная доля ресурсов и запасов углеводородов (УВ) сосредоточена в юрской части разреза, в пластах $Ю_2$-$Ю_4$ малышевского горизонта тюменской свиты. Почти 20 % углеводородного потенциала территории приходится на неокомский интервал разреза нижнего мела, в котором до 60 % сосредоточено в пластах ачимовской толщи усть-балыкской ($АчБС_6$-$АчБС_9$) и сортымской ($АчБС_{10-11}$) свит [1].

Нефтеносность ачимовской толщи на территории «Уватского проекта» уже доказана в центральных и западных районах, где залежи УВ выявлены на Северо-Демьянском, Немчиновском, Кальчинском, Радонежском и Кеумском месторождениях (рис. 1).

Так как большая часть центральных и восточных районов «Уватского проекта» уже изучена ГРР, в перспективе интерес на этой территории представляют районы западнее Северо-Демьянского и Кальчинского месторождений, где нефтеносность юрских пластов маловероятна, в то время как наличие залежей нефти в ловушках ачимовской толщи неокомских отложений вполне вероятно. Данные выводы опираются на ряд изученных авторами факторов:

- 1-й фактор — увеличение за последние 10 лет проведения геологоразведочных работ (ГРР) объема ресурсов углеводородов (УВ) в пластах $АчБС_5$, $АчБС_6$, $АчБС_7$ усть-балыкской свиты;
- 2-й фактор — наличие в западных районах «Уватского проекта» зон «аномального» строения баженовской свиты, которые, согласно осадочно-миграционной теории происхождения нефти, могут являться потенциальными путями миграции УВ [2];
- 3-й фактор — близость западных районов «Уватского проекта» к «Салымскому» очагу нефтегазообразования;
- 4-й фактор — наличие выявленных на региональном этапе ГРР потенциальных объектов (ловушек) в ачимовской толще в пластах $БС_4$-$БС_5$ усть-балыкской свиты [3].

Структурно-фациальное зонирование клиноформ и особенности развития коллекторов в ачимовской толще «Уватского проекта»

Как и на всей территории ЗСБ, на площадях «Уватского проекта» нижняя часть неокомского интервала нижнемеловых отложений представлена клиноформными телами западного падения (рис. 2).

Клиноформа — это особый тип линзовидного резервуара регионального и зонального уровней. Термин введен в 1950-х годах Дж. Ричем и использовался вначале сугубо с позиций генетического подхода [4]. В его понимании клиноформа представляла собой не геологическое тело, а фациальные ряды берегового склона, разделенные на крупные зоны обстановок: шельфовая (прибрежная) часть — ундаформа, зона склона шельфа (дальняя зона берегового склона) — клиноформа и зона развития фаций глубоководных отложений — фондаформа.

В России термин начал широко использоваться в конце 1980-х годов. В середине 2000-х годов в рамках рабочих стратиграфических совещаний по меловым отложениям ЗСБ термин предложен для широкого использования [5]. Несмотря на отсутствие официально признанного статуса, он твердо вошел в практику геологоразведочных работ на территории Западно-Сибирского бассейна. Этому способствовали особенности стратификации мезозойско-кайнозойских отложений этого бассейна на региональные стратоны в виде горизонтов, состоящих из изохронных свит, а именно литологических толщ разного фациального генезиса. Это позволило использовать так называемое зонирование клиноформ по горизонтальному типу (рис. 3). Поэтому деление неокомских клиноформных тел по такому принципу долгие годы использовалось при изучении их геологического строения не только по материалам МОГТ-2D, но и МОГТ-3D [6]. В обоих случаях клиноформы делились на несколько структурно-фациальных зон (СФЗ), которые именовались как ундаформа, клино-ортоформа и фондаформа (рис. 3).

Со временем, когда ЗСБ начал покрываться большим объемом сейсмических

Рис. 1. Распределение залежей УВ в ачимовской толще на площадях Уватского района юга Тюменской области («Уватский проект»)
Fig. 1. The distribution of hydrocarbon deposits in the achimov reservoir within the Uvat area in the south of the Tyumen Region (the UVAT Project)

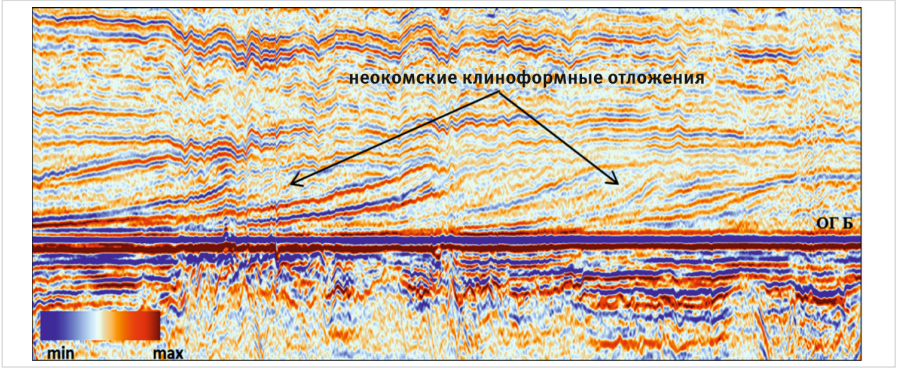

Рис. 2. Сейсмогеологическая характеристика неокомского интервала разреза территории «Уватского проекта»
Fig. 2. Seismogeological description of the Neocomian interval within the territory of the "Uvat Project"

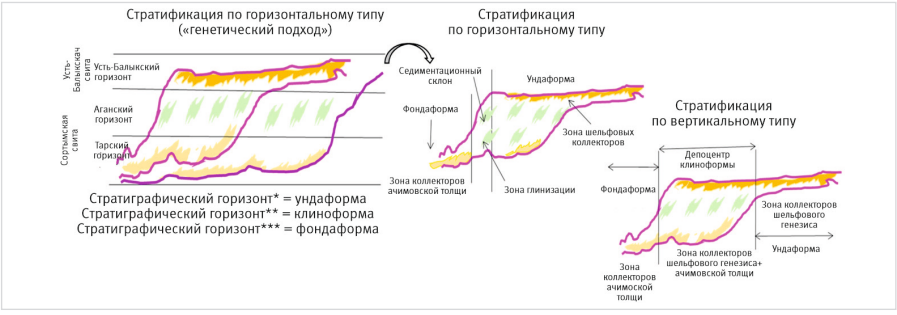

Рис. 3. Особенности стратификации неокомских клиноформ по горизонтальному и вертикальному типам
Fig. 3. Features of the Neocomian clinoform stratification by horizontal and vertical types

работ МОГТ-3D и специалисты-геологи перешли на моделирование объемных геологических тел, а для прогноза коллекторов стали использоваться разные динамические атрибуты сейсмического поля, районирование неокомских клиноформ с позиций генетического подхода (горизонтального) оказалось не очень практичным. В итоге специалисты начали отдавать предпочтение районированию по так называемому «вертикальному типу», когда клиноформа делится на несколько СФЗ по типам разрезов с преобладанием коллекторов определенного генезиса. Такой же принцип районирования разрезов используется при сейсмофациальном моделировании для разделения разрезов продуктивных интервалов на сейсмоклассы или сейсмофации [7].

В отличие от других территорий Западной Сибири, в пределах площадей «Уватского проекта» опоискование интервала ачимовской толщи всегда велось целенаправленно. Еще в середине 2000-х годов, когда на этой территории активно начали развиваться ГРР, в ачимовской толще был выявлен большой фонд структурно-литологических ловушек (рис. 4). Первое время основными объектами опоискования были только фондаформные части клиноформных резервуаров (зона С на рис. 4). Однако в этих частях вскрывались либо водоносные коллекторы, либо коллекторы довольно низкого качества. В результате на определенное время интерес к ачимовской толще на территории «Уватского проекта» угас. Ситуация изменилась при постановке поискового бурения (ПРБ) на ловушки шельфового генезиса в районе депоцентров клиноформ, когда помимо залежей УВ в верхней части клиноформ (в зоне шельфовых фаций) стали открывать залегающие ниже залежи УВ в ачимовских отложениях. В итоге по результатам статистики стало ясно, что основная доля коллекторов в ачимовской толще на площадях «Уватского проекта» сконцентрирована не в зоне С, как предполагалось ранее, а в зоне Б (рис. 4).

Для того чтобы в этой части клиноформ выделять и параметризовать ловушки структурно-литологического типа, обычно использовался подход разделения клиноформ на серию линз более мелкого порядка. Например, сармановская клиноформа делилась на серию линз: $БС_8^1$, $БС_8^2$, ..., $БС_9^1$, $БС_9^2$, ... и т.д. Затем применялся подход, описанный выше, при котором в каждой линзе выделялась своя граница «подножия склона», что позволяло в пределах определенной клиноформы в интервале ачимовской толщи выделять серию линзовидных тел, представляющих собой резервуары с самостоятельными уровнями водонефтяных контактов (ВНК) [8, 9].

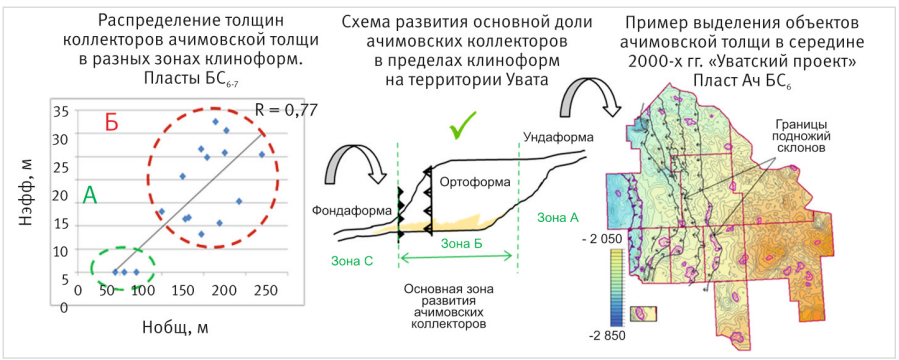

Рис. 4. Специфика локализации коллекторов ачимовской толщи по результатам ПРБ на территории «Уватского проекта»
Fig. 4. The features of reservoir localization within the Achimov strata according to the results of E&A drilling within the territory of the "Uvat Project"

Методика выделения ловушек ачимовской толщи неокома Западной Сибири и прогноза коллекторов по материалам региональных МОГТ-2D

Долгие годы на территории ЗСБ на поисковой стадии ГРР при выявлении и локализации ловушек в интервале ачимовской толщи использовался подход на основе выделения двух границ — «бровок шельфа» и «подножия склона» [10, 11] (рис. 5).

Основой данной методики является генетический подход, при котором геологи опираются на восстановление условий осадконакопления отложений. Практически все специалисты в Западной Сибири, которые работают с объектами ачимовской толщи, используют модель формирования ачимовских отложений в виде глубоководных турбидитовых конусов выносов, зона концентрации которых считается у подножия шельфовой террасы [12].

С 1990 по 2000 годы, используя данный подход, на всю территорию Западно-Сибирского бассейна разными коллективами авторов на материалах региональных работ МОГТ-2D были построены региональные палеогеографические карты нижнемеловых (неокомских) отложений, где приведены субмеридиональные границы «бровок шельфов» продуктивных пластов усть-балыкской и сортымской свит (рис. 5б). Такие региональные карты являлись основой построения литофациальных карт зонального и локального уровней, в рамках которых границы «бровки шельфа» пластов и «подножий склонов» шельфовой террасы, закартированные по МОГТ-2D, детализировались по материалам МОГТ-3D (рис. 5в). Итогом таких построений являлись схемы зон развития

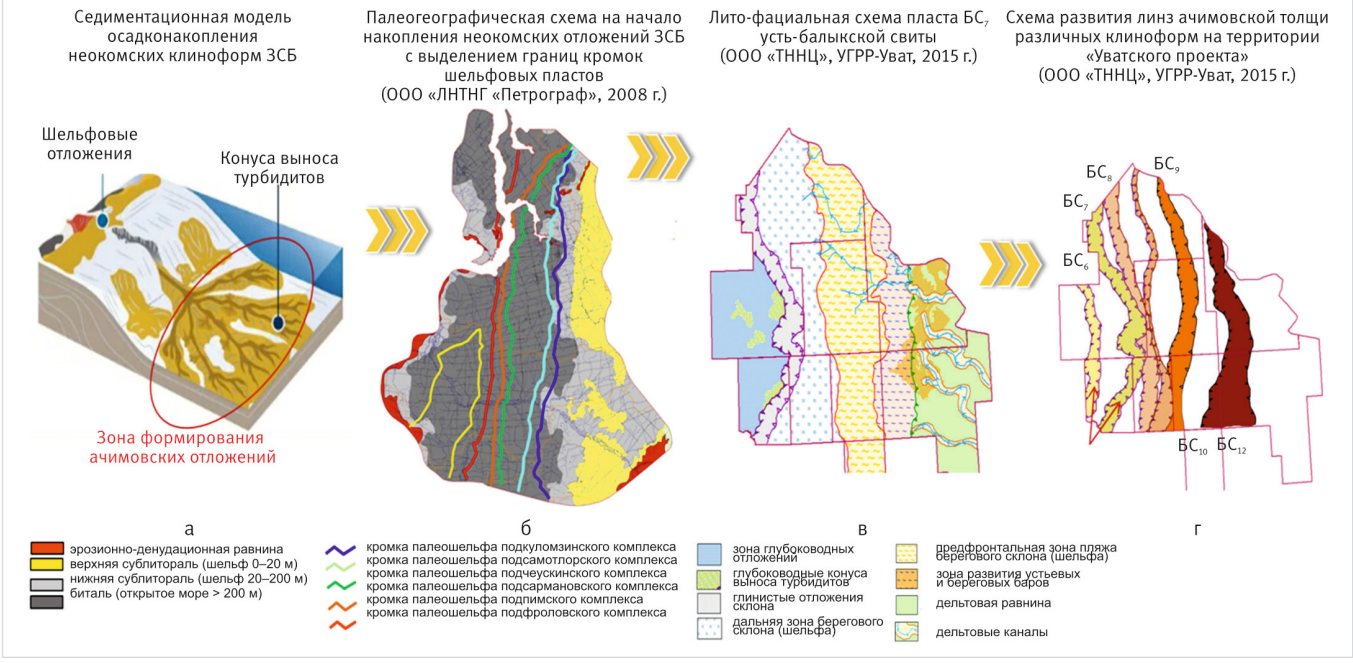

Рис. 5. Методика локализации ловушек ачимовской толщи неокома Западной Сибири по данным региональных сейсмических работ МОГТ-2D
Fig. 5. The method of trap localization in the achimov strata of the neocomian of West Siberia based on regional CDP 2D seismic dat

ачимовских ловушек в пределах фондаформной части клиноформ (рис. 5г).

Морфологические типы ловушек в ачимовской толще и ключевые проблемы их параметризации по площади

Согласно подходу, описанному выше, в интервале ачимовской толщи выделяют три основных типа ловушек. Самый распространенный из них — это структурно-литологические ловушки. Для их выделения используются две границы: так называемое «подножие склона» шельфа (граница, которая используется в качестве условной линии глинизации) и замыкающая изолиния со структурной карты кровли пласта (в качестве структурного фактора).

Ко второму типу относят генетически схожие ловушки. Отличие заключается в том, что они осложнены разрывными нарушениями, это так «называемые» ловушки или резервуары с блоковым строением. Чаще всего они встречаются в северных районах ЗСБ, где интервал неокомских отложений разбит разрывными нарушениями из-за близости к очаговой зоне неотектонических движений. На территории «Уватского проекта» такой тип ловушек встречается редко. В настоящее время ловушка такого типа выявлена только на Северо-Демьянской площади.

Третий тип ловушек связан с генетической природой отложений — литологические ловушки. Параметризацией в плане таких объектов служат границы тел конусов выносов турбидитов. На поисковой стадии ГРР такой тип ловушек практически не выделяется, так как существует ряд сложностей, обусловленных тем, что границы песчаных тел конусов выносов, имеющих довольно малые эффективные мощности коллекторов, сложно локализовать по сейсмическим материалам МОГТ-2D и МОГТ-3D, так как методы имеют определенную разрешающую способность.

Как показывает практика геологоразведочных работ на разных территориях ЗСБ, на поисковом этапе выявление ловушек в ачимовской толще осложняется рядом проблем, с которыми сталкиваются многие специалисты [13].

Первая проблема связана с корректным выделением границ ачимовских объектов по сейсмическим данным, а именно с неопределенностью распространения коллекторов по площади. Причиной является фациальная природа коллекторов ачимовских отложений, связанная с глубоководными конусами выноса в дальней зоне шельфовой террасы. Такие конуса выноса, как правило, латерально имеют зональное строение, при этом каждая зона состоит из коллекторов разного качества и разной мощности [14]. Учитывая ограничения по разрешающей способности сейсмических методов МОГТ-2D и МОГТ-3D, маломощные коллекторы дистальных частей конусов выносов ачимовской толщи плохо поддаются прогнозу [15]. Поэтому на поисковой стадии ГРР для локализации ловушек в этой толще используют структурные карты по кровле клиноформ или отдельных линз. В то время как такой подход на этапе построения 3D-моделей не всегда позволяет корректно решить проблему локализации объектов в ачимовской толще.

Вторая проблема связана с выделением зон глинизации, так как последние служат одной из границ для локализации ловушек структурно-литологического типа. На сегодня существует два основных подхода по решению этой проблемы — количественный и качественный. При первом подходе специалисты используют зоны нулевых значений на картах прогнозных эффективных толщин. При втором подходе используют либо карты изопахит (толщин), построенные от опорных региональных сейсмических горизонтов ЗСБ до кровли продуктивных неокомских пластов, по которым (используя метод сгущения изопахит) выделяют линию глинизации, сопоставляя ее с так называемой «подошвой» склона шельфовой террасы; либо используют карты различных динамических атрибутов сейсмических данных МОГТ-3D [7].

Третья проблема связана с прогнозом коллекторов, особенно периферийных зон конусов выноса, на который влияет несколько факторов. По данным ПРБ, в большинстве случаев породы ачимовской толщи представлены мелкозернистыми песчаниками и алевритами, фильтрационно-емкостные свойства которых в проксимальной части конусов выносов соответствуют коллекторам 3–4-го класса, а в дистальной части конусов выноса — коллекторам 5–6-го класса (по А.А. Ханину).

Учитывая низкие ФЕС, высокую расчлененность разреза и малую мощность прослоев (менее 1 м), прогноз коллекторов еще осложняется отсутствием связанности прослоев между собой. К тому же поровая матрица ачимовских коллекторов часто осложнена вторичным минералообразованием (как правило, это карбонатизация), что ухудшает и так невысокие ФЕС [16]. В результате наличие эпигенетических изменений в породах отрицательно сказывается на прогнозе коллекторов по сейсмическим данным, из-за того что породы-коллекторы акустически схожи в волновом сейсмическом поле с породами-неколлекторами, особенно в периферийных частях конусов выносов.

Четвертая проблема связана с корректным прогнозом насыщения коллекторов по материалам геофизического исследования скважин (ГИС). По результатам испытаний интервала неокомских отложений коллекторы периферийных зон ачимовских объектов характеризуются высокой обводненностью до 75–95 %, при этом низкие фильтрационные свойства и высокая водоудерживающая способность встречаются и в алевролитовых разностях и в мелкозернистых песчаниках [9].

На сегодняшний день в практике ГРР существуют различные подходы для решения описанных проблем. Например, на поисковой стадии решением первой проблемы может стать выявление на основе данных статистики ПРБ и эксплуатационного бурения связи размеров ачимовских объектов по площади от их суммарной мощности в разных их частях. Одним из вариантов решения второй проблемы может стать сфера более широкого применения динамических атрибутов сейсмического поля МОГТ-3D с увязкой аномалий с глинистыми типами разрезов. Третья и четвертая проблемы частично могут быть решены за счет более глубокой проработки вопросов влияния вторичного минералообразования на емкостные и фильтрационные (гидрофобность и гидрофильность) свойства коллекторов.

Методика прогноза коллекторов ачимовской толщи на поисковой стадии ГРР по материалам МОГТ-3D

При использовании сейсмических материалов МОГТ-3D для прогноза коллекторов ачимовской толщи на локальных площадях и локализации в ней ловушек структурно-литологического типа важны два момента. Первый связан с корректным зонированием неокомских клиноформ на различные типы разрезов под задачи сейсмогеологического моделирования, второй связан с выбором определенного интервала временного окна для расчета динамических атрибутов сейсмического поля МОГТ-3D, в котором выполняется прогноз коллекторов.

На рисунке 6 приведена принципиальная схема разделения неокомских клиноформ на разные структурно-фациальные зоны под задачи локального прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки. Используя методический подход площадной стратификации на основе типизации разрезов, под «ундаформой» авторы понимают зону, объединяющую в клиноформе разрезы с доминированием группы шельфовых фаций; под «депоцентром» — клиноформы, включающие также разрезы седиментационных склонов — зону с разрезами фаций смешанного генезиса (шельфовые, склоновые, глубоководные); к «фондаформе» относят зону с разрезами группы фаций только глубоководных отложений.

На рисунке 6 на схеме вертикального сечения клиноформного тела красным цветом (точки 1 и 4) показаны границы зон, которые разделяют клиноформу условно на типы разрезов с позиции объединения по фациальному или геологическому строению. Зеленым

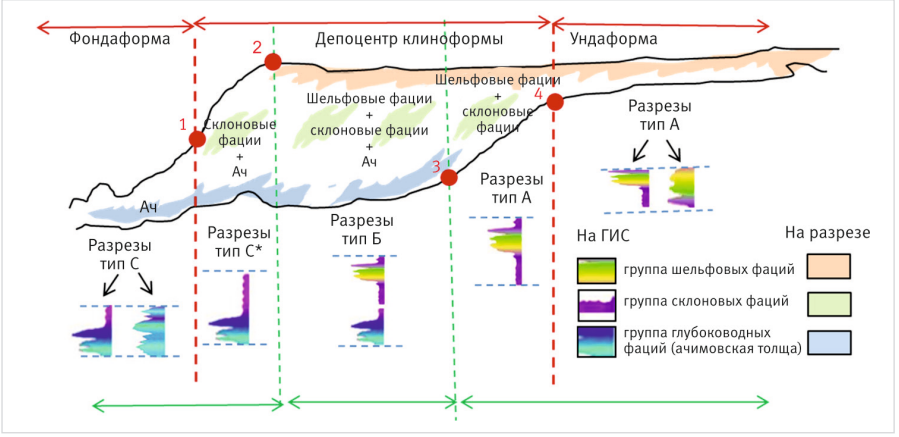

Рис. 6. Специфика стратификации неокомских клиноформ ЗСБ под задачи сейсмогеологического моделирования и прогноза коллекторов по данным МОГТ-3D
Fig. 6. The features of the stratification of the Neocomian clinoforms in the West Siberian Basin for the tasks of seismogeological modeling and reservoir prediction based on the CDP 3D seismic data

цветом (точки 2 и 3) показаны границы зонирования клиноформ на сейсмо-структурно-фациальные зоны (ССФЗ), в пределах которых объединяют типы разрезов со схожей характеристикой в динамических параметрах сейсмического поля МОГТ-3D.

Согласно описываемой методике, для прогноза коллекторов в пределах отдельно взятой неокомской клиноформы на основе материалов МОГТ-3D достаточно выделение двух основных границ, которые стратифицируют ее на три ССФЗ: ундаформу, депоцентр клиноформы и фондаформу.

Однако учитывая, что в теле клиноформы коллектор может быть развит неравномерно как по площади, так и по разрезу, иногда имеет практический смысл в ходе интерпретации выделить еще две дополнительные границы, которые позволяют разделить клиноформу на пять типов разрезов (А, А*, Б, С, С* на рис. 6). Как правило, такой вариант необходим в тех случаях, когда в клиноформе в зонах между границами обозначенными точками 1-2 и 3-4 на рисунке 6 (тип А* и тип С*) скважинами ПРБ скрывается коллектор.

На рисунке 7 показано, каким образом можно стратифицировать клиноформный резервуар на несколько типов разрезов.

Технически выделение упомянутых выше четырех границ выполняется на основе интерпретации двух карт толщин, построенных на выбор от одного из двух опорных сейсмических горизонтов ЗСБ: ОГ Б (кровли баженовской свиты) или ОГ М (кровли кошайской пачки нижне-алымской подсвиты) до кровли и подошвы клиноформы. На двух картах изопахит (от кровли клиноформы до ОГ Б и от подошвы клиноформы до ОГ Б), используя принцип выделения границ по сгущению изопахит, выделяется по две границы. Границы, которые маркируются на рисунке точками 1 и 4, соответствуют границам «бровок шельфа» кровли и подошвы клиноформы. Границы, которые маркируются точками 2 и 3, соответствуют так называемым границам «подножий» склонов шельфовых террас кровли и подошвы клиноформ. Учитывая вероятное территориальное положение в пределах клиноформных резервуаров ачимовских коллекторов на поисковом этапе ГРР интерес с точки зрения их поиска представляет зона, включающая разрезы трех типов: Б, С* и С (рис. 6).

Поскольку ачимовские отложения представляют собой, по сути, покровную толщу линзовидного строения (пусть и с разными уровнями ВНК), состоящую из отложений глубоководных фаций конусов выносов разных седиментационных циклов, на поисковом этапе ГРР, когда еще не выявлены коллекторы, расчет динамических атрибутов для их прогноза желательно выполнять от отражающего горизонта подошвы клиноформы или кровли подстилающей клиноформы.

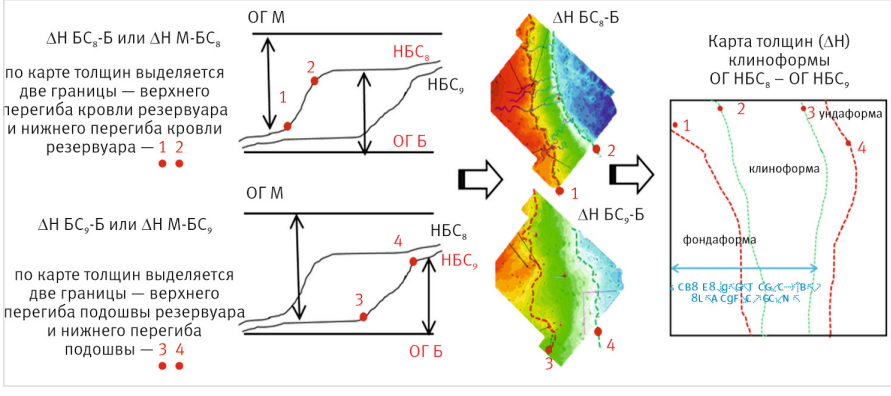

Рис. 7. Методический подход выделения границ между зонами с разными типами разрезов
Fig. 7. A methodical approach to the allocation of boundaries between zones with various types of cross-sections

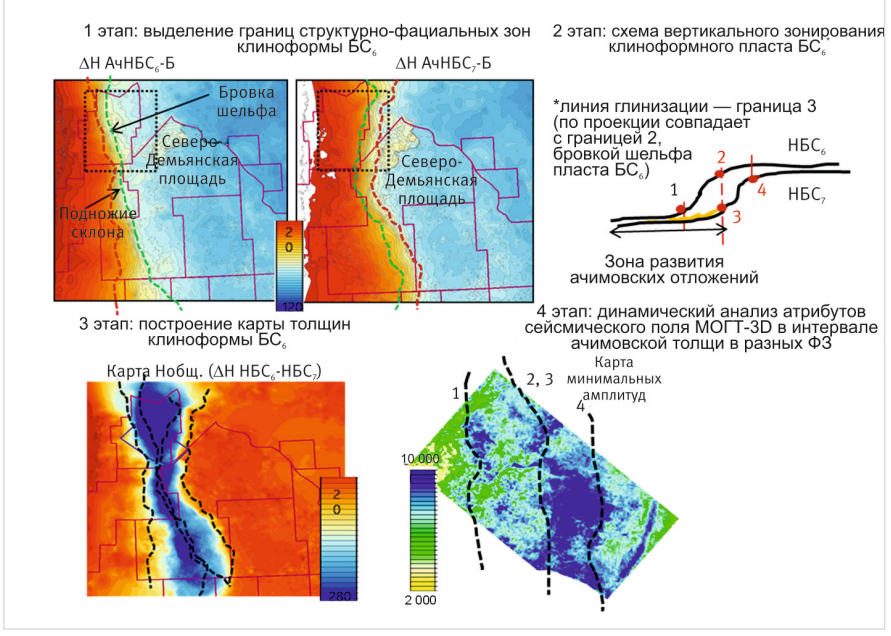

Рис. 8. Пример применения методики локального прогноза коллекторов ачимовской толщи по данным 3D-сейсморазведки
Fig. 8. A case study of one of the areas of the Uvat Project describing the application of the methodology for local prediction of reservoirs in the achimov strata based on the 3D seismic data

Пример применения методики локального прогноза коллекторов ачимовской толщи на площадях Уватского региона

Ниже приведены результаты на примере одной из локальных площадей Уватского района юга Тюменской области.

Северо-Демьянская площадь территориально находится на северо-западе «Уватского проекта». На ней уже открыты залежи нефти в ачимовской толще пластов $БС_6$ и $БС_7$ усть-балыкской свиты. По результатам ПРБ залежи открыты в ачимовской толще нижних частей депоцентров обеих клиноформ. Для установления границ развития залежей в обоих пластах по площади и прогноза коллекторов по данным МОГТ-3D для каждой клиноформы построены по две карты общих толщин между кровлями и подошвами пластов $БС_6$ (ОГ $НБС_6$) и $БС_7$ (ОГ $НБС_7$) и кровлей баженовской свиты (ОГ Б) (рис. 8).

По результатам интерпретации этих карт выполнено выделение четырех границ по площади, которые были перенесены на карты общих толщин каждой клиноформы: пласта $БС_6$ ($Δ$ $НБС_6$-$НБС_7$) и пласта $БС_7$ ($Δ$ $НБС_7$-$НБС_8$). В ходе анализа строения клиноформы пласта $БС_6$ установлено, что границы, соответствующие точкам 2 и 3, по площади совпадают. В таких ситуациях специалистам необходимо уделять особое внимание и учитывать этот момент на этапе предварительного прогноза коллекторов. Для неокомских клиноформ Уватского района Тюменской области случаи совпадения границ точек 2+3 и 2+4 нередки и зависят от общей морфологии клиноформного тела в 3D-пространстве. Предварительная типизация разрезов обеих клиноформ ($БС_6$ и $БС_7$) позволила установить зону потенциального развития коллекторов ачимовской толщи для каждого пласта. Например, в случае с пластом $БС_6$, совпавшие границы точек 2 и 3 были приняты в качестве условного раздела между зоной глинизации ачимовского объекта на востоке и зоной потенциального развития коллекторов на запад.

Помимо карт общих толщин клиноформ выделенные границы (точки 1; [2+3]; 4) были использованы для мультианализа аномалий на картах атрибутов сейсмического поля, рассчитанных для интервала ачимовской толщи. Например, на карте минимальных амплитуд видно, что зоны прогнозного развития коллекторов ачимовской толщи и зона потенциальной глинизации попадают в различные аномалии сейсмического поля (рис. 8).

Таким образом, предложенный в работе подход позволяет более корректно строить схемы фациального районирования для отдельно взятой клиноформы с целью прогноза коллекторов в интервале ачимовских отложений и обоснования прогнозных

эффективных толщин, построенных по материалам атрибутного анализа сейсмических данных МОГТ-3D.

Итоги

Проведенный в работе аудит результатов ГРР, выполненных за последние 15–20 лет на территории «Уватского проекта», показал, что опоискование ачимовской толщи ПРБ на данной территории всегда велось целенаправленно, так как еще в начале 2000-х годов здесь были открыты залежи УВ на Кальчинском и Северо-Демьянском месторождениях. При этом основной объем бурения для выявления коллекторов ачимовской толщи был сосредоточен в фондаформных зонах клиноформных тел пластов сортымской и усть-балыкской свит, где по материалам МОГТ-2D были выделены структурно-литологические ловушки.

Долгие годы, учитывая специфику изучения территории сейсмическими работами МОГТ-2D субрегионального и зонального уровней, при построении фациальных моделей специалисты использовали генетический подход, суть которого — восстановление условий осадконакопления для определения мест локализации коллекторов по площади и разрезу. Относительно интервала неокомских отложений, как правило, строились фациальные карты с выделением в пределах клиноформ двух границ — «бровки шельфа» и «подножия склона», в которых последняя граница служила гипотетической линией глинизации при выделении структурно-литологических ловушек. Однако выполненный в последние годы большой объем площадных сейсмических работ МОГТ-3D на территории «Уватского проекта» привел к необходимости скорректировать методический подход к созданию локальных фациальных моделей неокомского интервала разреза, так как сейсмические данные стали основным материалом, который используется специалистами для прогноза коллекторов в неокомских отложениях ЗСБ.

Суть подхода заключалась в зонировании клиноформных резервуаров неокомских отложений под задачи сейсмофациального моделирования, а именно — в их делении на такие типы разрезов, где, с одной стороны, учитывается тип лито-фациального строения (по доминированию природы фаций), с другой стороны, их характеристика по схожести в записи атрибутов динамических параметров сейсмического поля МОГТ-3D. Показано, что на поисковой стадии ГРР, когда используется материал площадных сейсмических работ и небольшой объем глубокого бурения, временное окно для расчета динамических атрибутов, которые используются для прогноза коллекторов в ачимовских отложениях, желательно выбирать не от отражающего горизонта кровли продуктивной клиноформы, а от отражающего горизонта, маркирующего ее подошву. Практическое применение данной методики приведено на примере одной из площадей северо-западных районов «Уватского проекта».

Выводы

Опыт выявления залежей УВ в интервале неокомских отложений в западных и центральных районах «Уватского проекта» показал, что зоны максимального развития коллекторов в ачимовской толще на этой территории сконцентрированы в пределах депоцентров (центральной части) неокомских клиноформ. При такой территориальной локализации коллекторов ачимовской толщи в пределах клиноформ использование на поисковой стадии ГРР методики на основе выделения границ «бровок шельфа» и «подножия склона», с параметризацией структурно-литологических ловушек преимущественно в фондаформной части клиноформ, может приводить к заложению поисковых скважин в краевые части глубоководных конусов выносов, что может снижать успешность бурения.

На поисковой стадии геологоразведочных работ при выделении ловушек в пределах неокомских клиноформных резервуаров целесообразно делить клиноформы на структурно-фациальные зоны с выделением по площади минимум четырех границ, разделяющих клиноформы (в зависимости от их морфологии) на пять типов разрезов. Важным при прогнозе коллекторов ачимовской толщи, по данным 3D-сейсморазведки, является необходимость объединения частей разрезов между собой для корректной геологической интерпретации сейсмических данных.

Литература

1. Елишева О.В., Лазарь Е.Л., Лыжин Е.А. и др. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неокомском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геологоразведочных работ 2015–2019 гг. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 32–37.
2. Олейник Е.В. Зоны аномального строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью неокомских отложений на территории ХМАО-Югры // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 3. С. 29–37.
3. Стовбун Ю.А., Довгуля В.И. Анализ состояния и перспективы развития нефтяной ресурсной базы юга Тюменской области // Нефтяное хозяйство. 2002. № 6. С. 6–7.
4. Rich J.L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. Geological Society of America Bulletin, 1951, Vol. 62, issue 1, p. 1–20. (In Eng).
5. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. 116 с.
6. Елишева О.В., Сильнягина Н.В., Шахов А.В. и др. Специфика сейсмогеологической корреляции пластов усть-балыкского горизонта в Пихтово-Юганской зоне — переходных разрезов между Сургутским и Нижневартовским фациальными районами // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 34–34.
7. Малярова Т.Н. Сейсмофациальный анализ как универсальное средство понимания строения резервуаров // Технологии сейсморазведки. 2007. № 2. С. 79–87.
8. Елишева О.В., Сильнягина Н.В. Особенности локализации ловушек ачимовской толщи и специфика прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки на поисково-разведочной стадии ГРР (на примере клиноформ юга Тюменской области) // Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами. Красноярск: 2023. С. 53–59.
9. Антипин Я.О., Вершинина И.В., Тарачева Е.С. и др. Построение 3D-геологической модели отложений ачимовской толщи при условии значительных перепадов водонефтяных контактов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 4. С. 24–31.
10. Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири). Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. 374 с.
11. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных // Курс лекций: ТюмГНГУ, 2000. 133 с.
12. Мкртчан О.М. Сейсмогеологические предпосылки развития геологоразведочных работ в верхнеюрско-неокомской толще латерального наращивания Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1994. № 6. С. 32–34.
13. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г. и др. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабных исследованиях // Pronefть. 2018. № 2. С. 16–21.
14. Кирьянова Т., Кириллов А. Секторное моделирование для ачимовских отложений // Разведка и добыча. 2015. С.70–75.
15. Волков Д.С. Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных при выполнении картирования зон глинизации и прогноза фильтрационно-емкостных свойств на примере конуса выноса ачимовской толщи // НТС «Вести газовой науки». 2023. № 1. С. 350–359.
16. Елишева О.В. Влияние вторичного минералообразования ачимовских резервуаров усть-балыкской свиты Немчиновской группы месторождений на емкостные свойства их коллекторов // Материалы конференции «Экзолит-2021». Москва: МГУ, 2021.

ENGLISH

Results

The audit of the results of exploration carried out over the past 15–20 years on the territory of the Uvat Project showed that the exploration and appraisal drilling in the Achimov strata within this territory has always been quite systematic. In the early 2000s, hydrocarbon accumulations were discovered here at the Kalchinsky and Severo-Demyansk fields. The main drilling scope aimed to discover net reservoirs in the Achimov strata, was concentrated in the fondoform zones of the clinoform bodies of the Sortym and Ust-Balyk formations, where structural and lithological traps were identified based on the 2D CDP data.

For many years, taking into account the specifics of studying the territory by 2D CDP seismic surveys of the sub-regional and zonal levels, when building facies models, the specialists used a genetic approach, which lies in the restoration of sedimentary environments, to determine

the reservoir locations both laterally and vertically. As a rule, for the Neocomian interval, facies maps were built with the allocation of two boundaries within a clinoform, i.e. a "shelf edge" and a "foot of the slope" in which the latter boundary served as a hypothetical shale-out for the allocation of structural and lithological traps. However, the large volume of 3D CDP areal seismic surveys performed in recent years on the territory of the Uvat Project has led to the need to adjust the methodological approach to building local facies models of the Neocomian interval, since seismic data has become the main material used by specialists to predict net reservoirs in the Neocomian section of the West Siberian Basin.

The essence of the approach was the zoning of the clinoform reservoirs in the Neocomian for the tasks of seismic facies modeling, namely their division into such types of sections, where, on the one hand, the type of lithofacies structure is taken into account (according to the dominating nature of facies), and on the other hand, their similarity characteristics in recording attributes of dynamic parameters of the 3D CDP seismic field. The study shows that at the prospecting stage of exploration, when the areal seismic material and a small volume of deep drilling are used, it is advisable to choose a time window for calculating the dynamic attributes that are used to predict net reservoirs in the Achimov deposits, not from the reflector of the top of a productive clinoform, but from the reflector marking its bottom. The practical application of this technique is given as a case study of one of the areas of the north-western territories of the Uvat Project.

Conclusions

The lessons learned when discovering the hydrocarbon accumulations within the Neocomian in the western and central regions of the Uvat Project showed that the zones of the maximum reservoir development within the Achimov strata in this territory are concentrated within the depocenters (central part) of the Neocomian clinoforms.

With such a territorial localization of the Achimov reservoirs within the clinoforms, at the prospecting stage of exploration, the use of a technique based on the allocation of the "shelf edge" and the "foot of the slope" boundaries with parameterization of structural and lithological traps mainly in the fondoform part of a clinoform can lead to the placement of exploration wells in the marginal parts of deep-marine fans which might compromise the drilling success.

At the prospecting stage of geological exploration, when interpreting traps within the Neocomian clinoform reservoirs, it is advisable to divide the clinoforms into structural and facies zones, with the allocation of at least four boundaries separating the clinoforms (depending on their morphology) into 5 types of cross-sections. It is important, when predicting the Achimov reservoirs based on the 3D seismic data, to combine parts of the sections with each other to ensure the correct geological interpretation of seismic data.

Reference

1. Elisheva O.V., Lazar E.L., Lyzhin E.A. et al. The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the jurassic and neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015–2019. Oil industry, 2020, issue 11, P. 32–37. (In Russ).
2. Oleinik E.V. Areas of abnormal structure of Bazhenov formation in connection with the oil and gas bearing of neocomiandeposits in the territory of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – UGRA. Oil and Gas studies, 2018, issue 3, P. 29–37. (In Russ).
3. Stovbun Yu.A., Dovgulya V.I. Analysis of the state and prospects of development of the oil resource base in the south of the Tyumen region. Oil industry, 2002, issue 6, P. 6–7. (In Russ).
4. Rich J.L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. Geological Society of America Bulletin, 1951, Vol. 62, issue 1, P. 1–20. (In Eng).
5. Grishkevich V.F. Macrostructure of the Berriasian-Aptian deposits of Western Siberia and its use in the construction of information technologies in the geology of oil and gas. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2005, 116 p. (In Russ).
6. Elisheva O.V., Silnyagina N.V., Shakhov A.V. et al. The specificity of the seismogeological correlation of neocomian deposits of different facial regions of the Fir-Yugan zone (Uvat district of the Tyumen region). Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 34–44. (In Russ).
7. Malyarova T.N. Seismofacial analysis as a universal means of understanding the structure of reservoirs. Technologies of seismic exploration, 2007, issue 2, P. 79–87. (In Russ).
8. Elisheva O.V., Silnyagina N.V. Features of localization of traps of the achimov formation and specificity of reservoir forecasting based on 3D seismic data at the exploration stage of geological work (on the example of clinoforms of the South of the Tyumen region). Seismic exploration in Siberia and beyond. Krasnoyarsk: 2023, P. 53–59. (In Russ).
9. Antipin Ya.O., Vershinina I.V., Taracheva E.S. et al. 3D geological modeling Achimov sequence sediments under conditions of significant changes of oil-water contact. Oil and Gas Studies, 2019, issue 4, P. 24–31. (In Russ).
10. Kornev V.A. Forecasting objects for searching for hydrocarbon deposits based on seismogeological data (on the example of the sedimentary cover of Western Siberia). Tyumen: TSOGU, 2000, 374 p. (In Russ).
11. Nezhdanov A.A. Geological interpretation of seismic data. Course of lectures: TSOGU, 2000. 133 p. (In Russ).
12. Mkrtchan O.M. Seismo-geological pre-condftions of prospecting works development in the Upper Jurassic-Neocomian formation of lateral increase at Western Siberia. Geology of oil and gas, 1994, issue 6, P. 32–34. (In Russ).
13. Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G. et al. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying. PROneft, 2018, issue 2, P. 16–21. (In Russ).
14. Kiryanova T., Kirillov A. Sectoral modeling for Achimov deposits. Exploration and production, 2015, P. 70–75. (In Russ).
15. Volkov D.S. Possibilities and limitations of dynamic analysis of seismic data when mapping clay zones and forecasting filtration and capacitive properties on the example of the Achimov strata removal cone. NTS "Vesti gazovoi nauki", 2023, issue 1, P. 350–359. (In Russ).
16. Elisheva O.V. Influence of secondary mineral formation of Achimov reservoirs of the Ust-Balyk formation of the Nemchin group of deposits on the capacitive properties of their reservoirs. Materials of the conference "Exolite-2021". Moscow: MSU, 2021.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елишева Ольга Владимировна, эксперт по геологии отдела углеводородного потенциала, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия
Для контактов: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Сильнягина Наталья Владимировна, главный специалист отдела геологии и сейсмической интерпретации сейсмических данных, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Зервандо Яна Владимировна, главный специалист отдела геологии и сейсмической интерпретации сейсмических данных, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень, Россия

Elisheva Olga Vladimirovna, expert in geology of the hydrocarbon potential department, "Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia
Corresponding author: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Silnyagina Natalia Vladimirovna, chief specialist of the department of geology and seismic interpretation of seismic data, "Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia

Zervando Yana Vladimirovna, leading specialist of the department of geology and seismic interpretation of seismic data, "Tyumen petroleum research center" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Tyumen, Russia