

УДК 553.98(571.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85

Сейсмогеологическая модель палеозой-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D

© 2019 г. | В.Н. Бородкин^{1,2}, А.Р. Курчиков¹, А.С. Недосекин³, А.В. Лукашов³, О.А. Смирнов³, Е.Н. Фирстаева³, А.В. Погребский⁴¹Западно-Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия;³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; anton.nedosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com; efirista@ingeos.info;⁴ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Поступила 07.08.2017 г.

Принята к печати 12.11.2018 г.

Ключевые слова: акватория Карского моря; Скуратовский и Нярмейский лицензионные участки; перспективный объект; отражающий горизонт; клиноформа.

Рассмотрены особенности строения сейсмогеологических комплексов и связанные с ними ожидаемые открытия нефтегазоперспективных объектов. Перспективными комплексами являются: палеозойский, триасовый, ниже-среднеюрский, верхнеюрский, меловой, апт-альб-сеноманский. Все они относятся к регионально перспективным комплексам по аналогии с открытыми месторождениями севера Западной Сибири. Впервые выделены и зартированы ловушки структурного и неструктурного типов. Все ловушки подтверждаются сейсмическими амплитудно-частотными атрибутами и результатами АВО-анализа сейсмограмм. На базе современной сейсморазведки 3D в пределах трех лицензионных участков акватории Карского моря в разрезе палеозойских, триасовых, юрских и меловых отложений выделены перспективные объекты для поиска залежей углеводородов, даны рекомендации на поисковое бурение. В разрезе палеозойского комплекса выделены две ловушки углеводородов, приуроченные к куполам Скуратовского и Северо-Скуратовского поднятий суммарной площадью 118,6 км². В нижней части отложений триасового комплекса выявлены высокоамплитудные зоны, выклинивающиеся к сводовым частям палеорельефа, суммарной площадью 823,3 км². В ниже-среднеюрском комплексе околтурены три структурные ловушки углеводородов, приуроченные к куполам Нярмейского, Скуратовского и Северо-Скуратовского поднятий. В верхнеюрском комплексе предполагается развитие песчано-алевритовых отложений нурминской свиты. В нижней части мелового регионального комплекса прогнозируются структурно-литологические ловушки в клиноформном разрезе, в верхней части в составе таноупчинской свиты — структурные ловушки углеводородов. В отложениях апт-альб-сеноманского комплекса также выявлены структурные ловушки углеводородов. По результатам выполненных исследований рекомендуется бурение трех поисковых скважин.

Для цитирования: Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Фирстаева Е.Н., Погребский А.В. Сейсмогеологическая модель палеозой-мезозойских отложений Белоостровского, Скуратовского и Нярмейского лицензионных участков акватории Карского моря по данным сейсморазведки 3D // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 72–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85.

Geoseismic model of Palaeozoic-Mesozoic series according to 3D seismic data: Beloostrovsky, Skuratovsky, and Nyarmeisky license areas (Kara Sea waters)

© 2019 | V.N. Borodkin^{1,2}, A.R. Kurchikov¹, A.S. Nedosekin³, A.V. Lukashov³, O.A. Smirnov³, E.N. Firstaeva³, A.V. Pogretskii⁴¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences, West-Siberian branch, Tumen, Russia; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;²Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», Tyumen, Russia;³LLC “Ingeoservice”, Tyumen, Russia; anton.nedosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com; efirista@ingeos.info;⁴ООО «Газпром геологоразведка», Tyumen, Russia; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Received 07.08.2017

Accepted for publication 12.11.2018

Key words: Kara Sea waters; Skuratovsky and Nyarmeisky license areas; exploration target; reflection horizon; clinoform.

The paper discusses features of geoseismic rock associations and discoveries of oil and gas exploration targets associated with them. The promising series are as follows: Palaeozoic, Triassic, Lower-Middle-Jurassic, Upper Jurassic, Cretaceous, and Aptian-Albian-Cenomanian. All of them belong to regional promising rock associations by analogy with the discovered fields in the north

of Western Siberia. Traps of structural and non-structural types are for the first time identified and mapped. All the traps are confirmed by seismic amplitude-frequency attributes and results of AVO-analysis of seismic gathers. On the basis of modern 3D seismics, promising objects for hydrocarbon accumulations prospecting are identified within three license areas in the Kara Sea waters — in Palaeozoic, Triassic, Jurassic, and Cretaceous formations; recommendations on prospecting drilling are given. Two hydrocarbon traps confined to the domes of Skuratovsky and North Skuratovsky structural highs are delineated in Palaeozoic section; their total acreage is 118.6 km². High-amplitude zones pinching out towards the crestal parts of paleotopography are identified in the basal part of the Triassic series; their total acreage is 823.3 km². Three structural hydrocarbon traps confined to the domes of Nyarmeisky, Skuratovsky, and North Skuratovsky structural highs are delineated in Lower-Middle-Jurassic section. Development of sandy siltstone Nurminsky formations is predicted within the Upper Jurassic deposits. Combination traps are predicted in clinoform section of the lower part of Cretaceous regional series, and structural hydrocarbon traps in the upper part — within the Tanopchinsky formations. Structural hydrocarbon traps are also identified in Aptian-Albian-Cenomanian series. On the result of the completed studies, drilling of three prospecting wells is recommended.

*For citation: Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Firstaeva E.N., Pogretskii A.V. Geoseismic model of Palaeozoic-Mesozoic series according to 3D seismic data: Beloostrovsky, Skuratovsky, and Nyarmeisky license areas (Kara Sea waters). *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(1):72–85. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-72-85.*

Рассмотрим сейсмогеологическую модель неокомских отложений в пределах данных лицензионных участков (ЛУ) (рис. 1) на базе сейсморазведки 2D [1]. Был установлен замкнутый характер неокомского седиментационного бассейна (готерив-раннеаптское время) в акватории Карского моря и подтверждена, как и в континентальной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, клиноформная модель строения разреза нижнего мела. Клиноформные образования ачимовской толщи формировались не только за счет основного, восточного, источника сноса терригенного материала, но и западного (о-в Новая Земля) и северного (Северо-Сибирский порог).

В рассматриваемой статье по результатам сейсморазведочных работ 3D представлена сейсмогеологическая модель от палеозойских образований до верхнемеловых отложений.

Палеозойский комплекс

Палеозойский период развития Южно-Карского региона характеризуется накоплением мощных терригенных и карбонатных осадочных образований. К концу палеозоя практически вся территория морского седиментогенеза была приподнята выше уровня моря [2]. Строение верхней части комплекса, с кровлей которого связан отражающий горизонт (ОГ) А, полифациально и гетерогенно. В волновой картине верхней части комплекса выделено два типа сейсмофаций, связанных с наиболее дислоцированными участками площади, представляющими наибольший интерес с точки зрения формирования пустотного пространства для ловушек УВ.

Первый тип сейсмофаций (I) наблюдается на склонах палеовыступов, формируя наклонные, параллельно-волнистые, переменные амплитудные отражения. Наиболее контрастно выделяются две такие линейные области субширотного простирания, расположенные на склонах Скуратовского поднятия.

Для данных зон характерны многочисленные тектонические нарушения, подчеркивающие ступенчатое погружение поверхности комплекса.

Второй тип сейсмофаций (II) соответствует динамически выраженным, сильнодифференцированным отражениям. Такая волновая картина, по-видимому, связана с зоной смятия и деформации горных пород.

Наиболее контрастная и большая по площади зона таких отражений наблюдается в центральной части Няремейского ЛУ. Данная характеристика поверхности палеозоя отражена на картах спектральной декомпозиции и фаций и углов наклонов (рис. 2). В строении комплекса выделяется фрагмент кольцевой структуры в восточной части Няремейского ЛУ, отображающийся на приведенных картах динамических атрибутов минимальными значениями параметров. Похожие элементы были отмечены авторами статьи на территории Карского [3, 4], Баренцева [5] морей и отнесены к зонам развития инверсионных кольцевых структур (ИКС), которые рассматривались ранее [3, 6] как положительный критерий прогноза нефтегазоносности.

На поверхности ОГ А выделены многочисленные разрывные дислокации, проявляющиеся в виде разломов разной протяженности, а также зоны деструкции. В центральной части Няремейского ЛУ наблюдается крупная зона деструкции, волновая картина которой выделена в отдельную сейсмофацию (II).

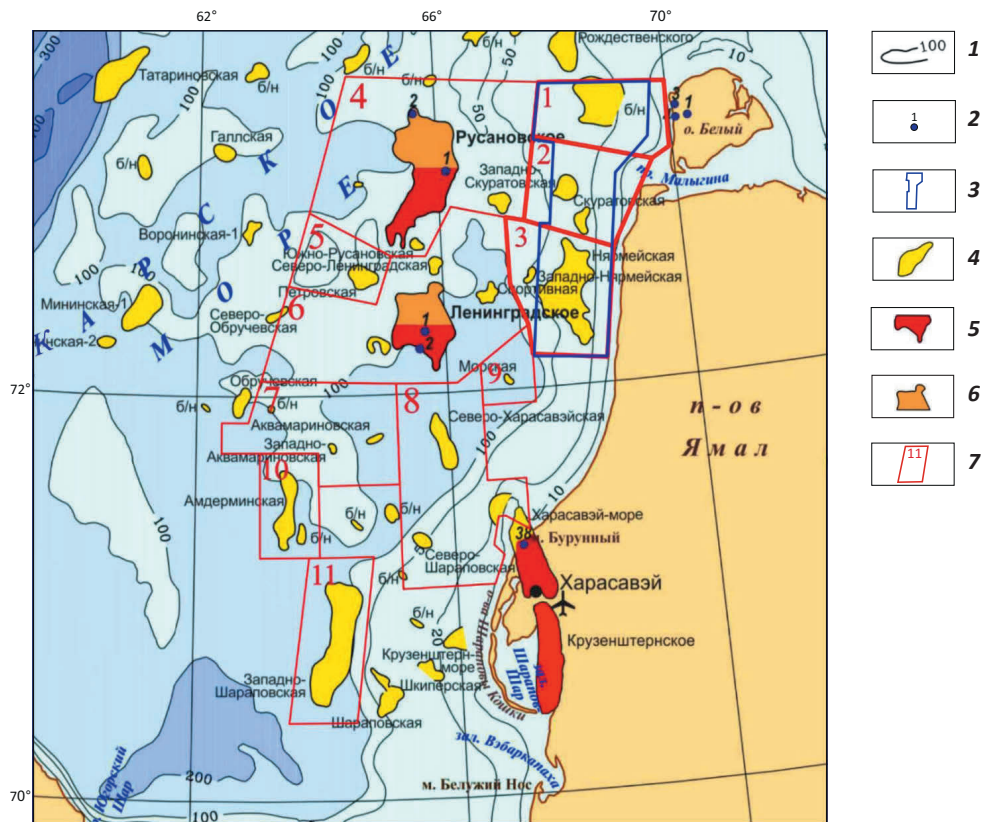
Направление разломов, отраженное на временном разрезе по линии 3800 (см. рис. 2), а также наличие зон деструкции свидетельствуют о механизме надвига на присводовую часть Няремейского поднятия со стороны кольцевого элемента в восточной части Няремейского ЛУ.

Многие исследователи, занимающиеся изучением доюрского комплекса, считают, что при поиске залежей УВ в данном интервале представляют интерес контрастно выраженные в палеорельефе выступы фундамента с развитыми на них древними корами выветривания.

На площади исследований две прогнозные ловушки приурочены к куполам Скуратовского поднятия и одна — к Северо-Скуратовскому локальному

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 1. Обзорная схема района работ
Fig. 1. Location map of the study area



1 — изобаты, м; 2 — скважины; 3 — участок работ, 4 — локальные структуры ОГ (K_2S); месторождения (5, 6): 5 — газовые, 6 — газоконденсатные; 7 — лицензионные участки: 1 — Белоостровский, 2 — Скуратовский, 3 — Нярмейский, 4 — Русановский, 5 — Невский, 6 — Ленинградский, 7 — Обручевский, 8 — Северо-Харасавэйский, 9 — Морской, 10 — Амдерминский, 11 — Западно-Шараповский

1 — isobath, m; 2 — wells; 3 — study area, 4 — local structures of the reflector (K_2S); fields (5, 6): 5 — gas, 6 — gas condensate; 7 — license areas: 1 — Beloostrovsky, 2 — Skuratovsky, 3 — Nyarmeisky, 4 — Rusanovsky, 5 — Nevsky, 6 — Leningradsky, 7 — Obruchevsky, 8 — North Kharasaveisky, 9 — Morskoy, 10 — Amderminsky, 11 — West Sharapovsky

поднятию. Суммарная площадь этих ловушек составляет 118,6 км² в интервале глубин 5300–5100 м.

Триасовый комплекс

Пермосреднетриасовый этап осадконакопления сопровождался рифтогенезом и интенсивной вулканической деятельностью.

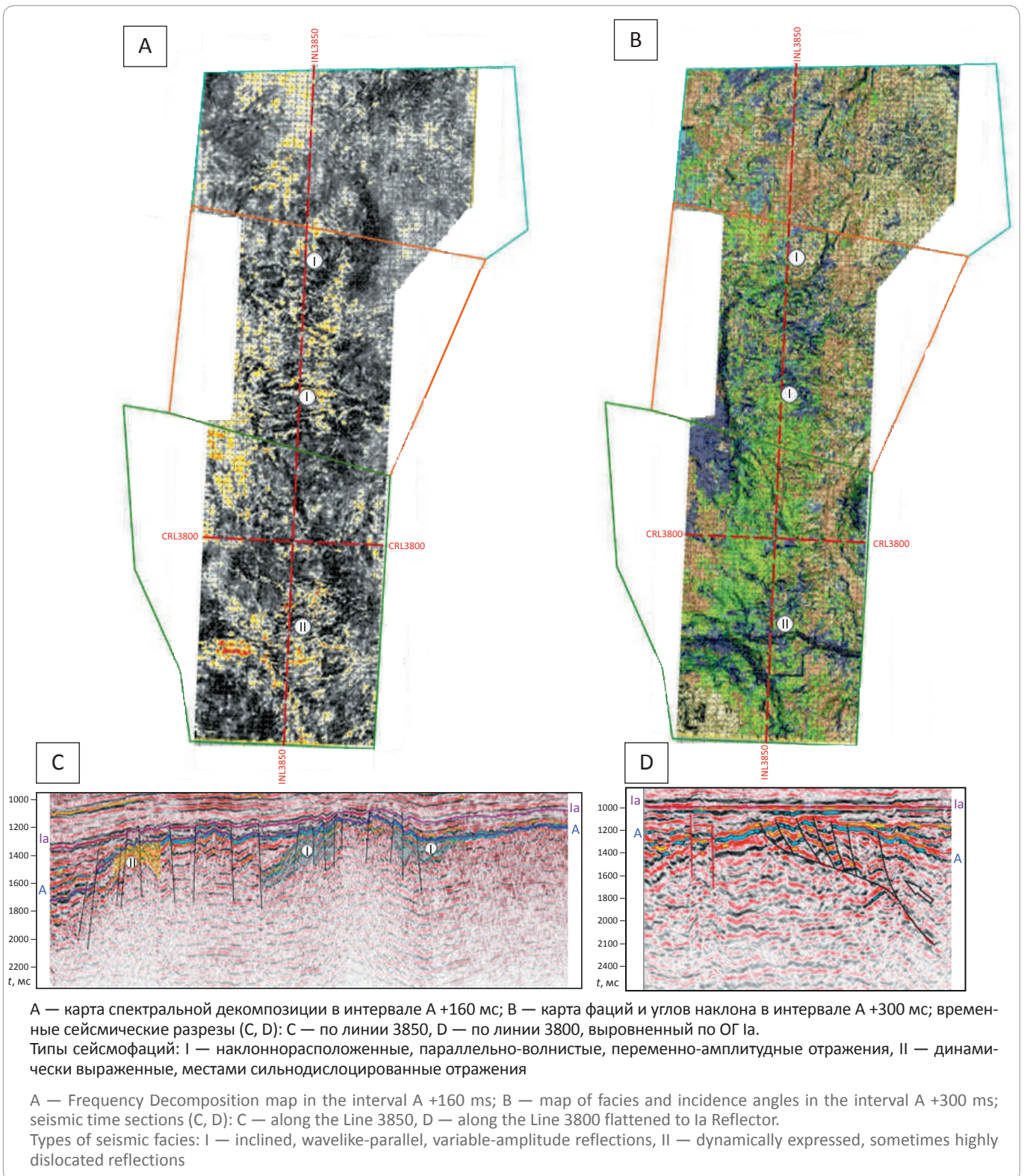
Комплекс ограничен в подошве ОГ А, а в кровле — ОГ Ia. На севере Западно-Сибирской плиты триасовые отложения изучены бурением в Енисей-Хатангском прогибе (рис. 4). Они представлены темно-серыми и зеленовато-серыми глинами с прослоями алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов с примесью туфогенного материала [7, 8].

Наиболее полно разрез триаса изучен южнее, в сверхглубоких скважинах: Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7 [9].

Главной задачей бурения скважин было вскрытие палеозойских карбонатных осадочных обра-

зований, продуктивность которых на севере Западной Сибири установлена на Новопортовском месторождении. Однако их заборы (скважины Тюменская-СГ-6 — 7502 м, Ен-Яхинская-СГ-7 — 8250 м) остановлены в трапповых образованиях пермотриасового (Р-Т₁) возраста, которые являются аналогами траппов Сибирской платформы. По керновому материалу и площадному распространению в скважинах вскрыты два типа триасовых образований. Чехольные триасовые осадочные образования распространены на севере Западной Сибири и выделены В.С. Бочкаревым (1974) в тампейскую серию. Она закартирована сейсморазведкой ОГТ и залегает между ОГ Ia и Ib. Серия представлена чередованием пластов песчаного и глинистого состава, в верхней части преобладают конгломераты (ватютинская свита). В скважинах Тюменская-СГ-6 и Ен-Яхинская-СГ-7 толщина тампейской серии составляет 800 и 1200 м соответственно. Толщина серии по материалам МОВ ОГТ достигает 2–3 км.

Рис. 2. Сейсмогеологическая модель строения верхней части комплекса
Fig. 2. Geoseismic model of the upper part of the series



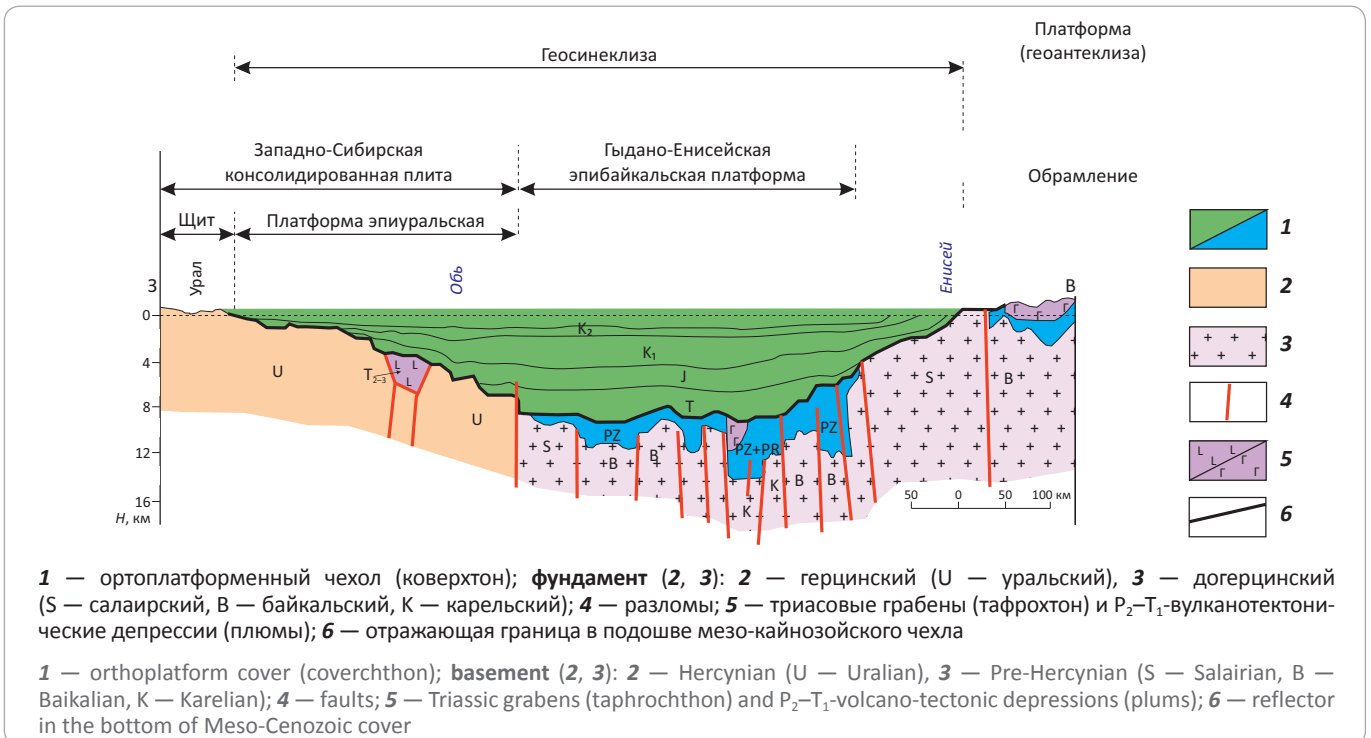
Второй тип триасовых отложений — вулканогенный P-T₁ и T₁-T₃ представлен в скважинах красноселькупской серией. По сейсморазведочным данным толщина серии может достигать 3–4 км. В скв. Ен-

Яхинская-СГ-7 серия вскрыта на глубине 6922 м, в скв. Тюменская-СГ-6 глубина бурения по ней составила 1080 м и она полностью не вскрыта. Состав — базальты, их туфы и редкие прослои осадочных пород.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 3. Модель Западно-Сибирской геосинеклизы (по В.С. Бочкареву [7])

Fig. 3. Model of West Siberian geosyncline (after V.S. Bochkarev [7])



В скв. Ен-Яхинская-СГ-7 тампейская серия наращается новой тюряхинской свитой (интервал 6658–6927 м), которая в скв. Тюменская-СГ-6 выклинивается. Свита сложена песчаниками, аргиллитами и пестрыми гравелитами (до 60 % мощности свиты), представленными гальками кварца, халцедона и кремния.

В триасовых отложениях доминирует гумусовый тип ОВ, степень катагенеза ОВ пород в скв. Тюменская-СГ-6 — АК₁–АК₂, в скв. Ен-Яхинская-СГ-7 — АК₃.

Из анализа волновой картины сейсмокомплекса можно сделать вывод, что триасовые отложения имеют покровное залегание, заполняя впадины палеорельефа (см. рис. 4), наибольшая из которых тяготеет к юго-западной части исследуемой территории, где мощность пермотриасовых отложений достигает 1850 м.

На временных сейсмических разрезах в зонах контрастного выступа фундамента картируется выклинивание базальных отложений триасового комплекса по схеме подошвенного налегания на ОГ А. По динамической характеристике волнового поля в нижней части перекрывающей толщи ОГ А–Ia выявлены высокоамплитудные зоны, локализующиеся вдоль склонов выступа и выклинивающиеся по направлению к сводовым частям палеорельефа (см. рис. 4). Суммарная площадь оконтуренных аномалий, представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности, составляет 823,3 км².

Нижне-среднеюрский комплекс

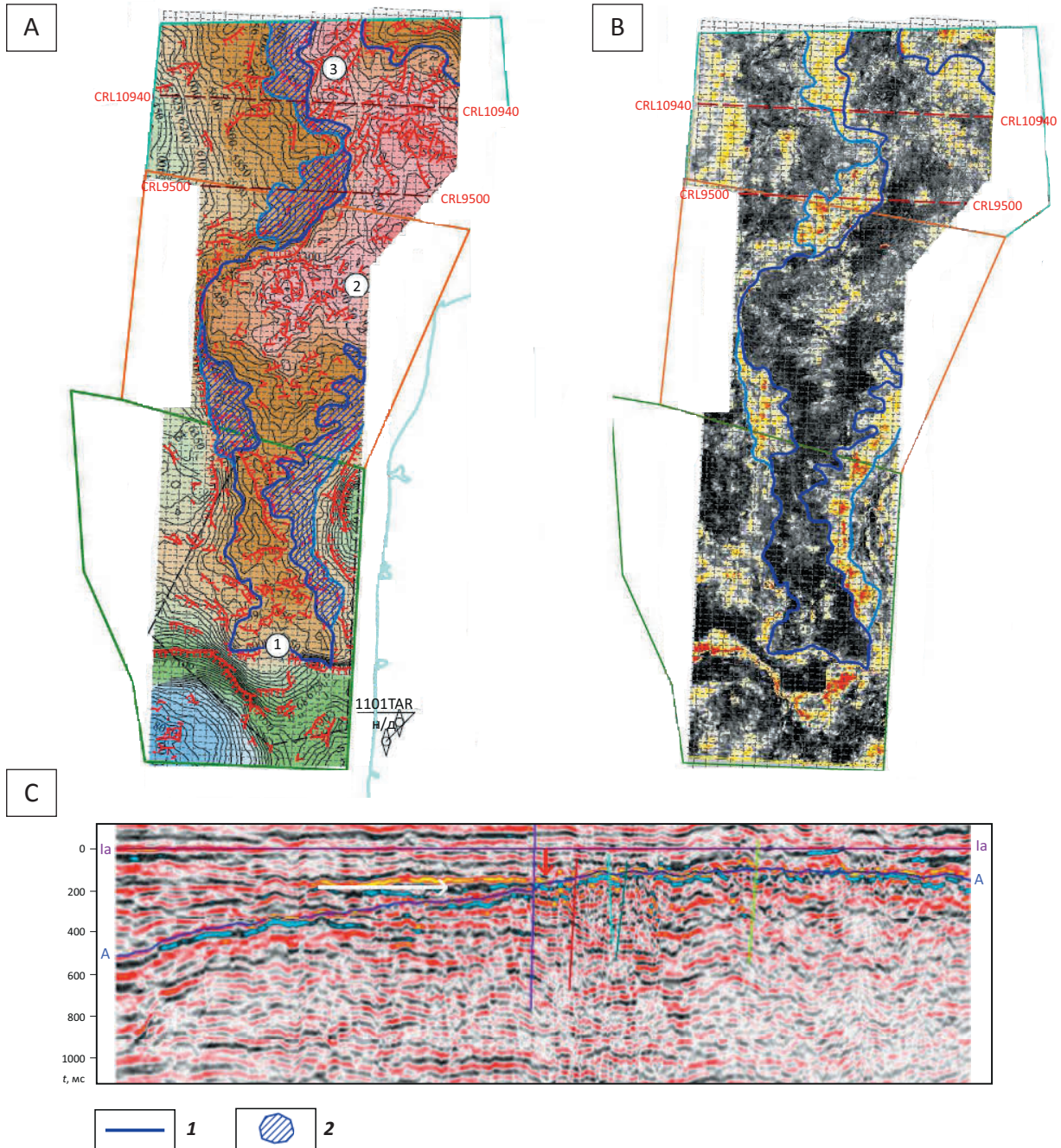
Характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности данного комплекса рассматривалась авторами статьи ранее в пределах Ленинградского [4], Русановского, Невского, Обручевского и других ЛУ [10], расположенных западнее района исследований (см. рис. 1).

Отложения комплекса формировались в субконтинентальных и прибрежно-морских условиях седиментации [11], в подошве он ограничен ОГ Ia, в кровле — ОГ Т.

В пределах участка работ нижнеюрские отложения в интервале ОГ Ia–Т₄ характеризуются относительно выдержанной мощностью разреза. Динамических аномалий сейсмической записи, с которыми могут быть связаны перспективные ловушки УВ, здесь не выявлено. По структурному фактору оконтурены две ловушки УВ, приуроченные к Скуратовскому и Северо-Скуратовскому локальным поднятиям.

При проведении атрибутного анализа в интервале ОГ Т₄–Т₂ на картах спектральной деконволюции отчетливо проявляются русловые каналы. На временном сейсмическом разрезе и на карте относительного акустического импеданса в центральной части Няремейского ЛУ наблюдается ИКС (рис. 5), а в северо-восточной части участка выделяется аллювиальная врезанная долина. Область развития ИКС оконтурена на карте изохор между ОВ Т₄ и Т₂. На карте накопленных амплитуд вокруг нее локализуется зона максимальных значений параметра, напоминающая

Рис. 4. Выделение перспективных объектов в перекрывающей толще А–Ia (триас)
Fig. 4. Delineation of exploration targets in overlying sequence A–Ia (Triassic)



А — структурная схема по ОГ А; В — псевдоакустический импеданс в интервале А–28 мс; С — временной сейсмический разрез по кросслайну 10940, выровненный по ОГ Ia.

1 — граница приклинивания триасовых отложений к кровле фундамента; **2** — перспективные объекты в отложениях перекрывающей толще А–Ia.

Структуры: **1** — Нярмейская, **2** — Скуратовская, **3** — Северо-Скуратовская

A — structural scheme over A Reflector; B — pseudoacoustic impedance in the interval A–28 ms; C — seismic time section, crossline 10940 flattened to Ia Reflector.

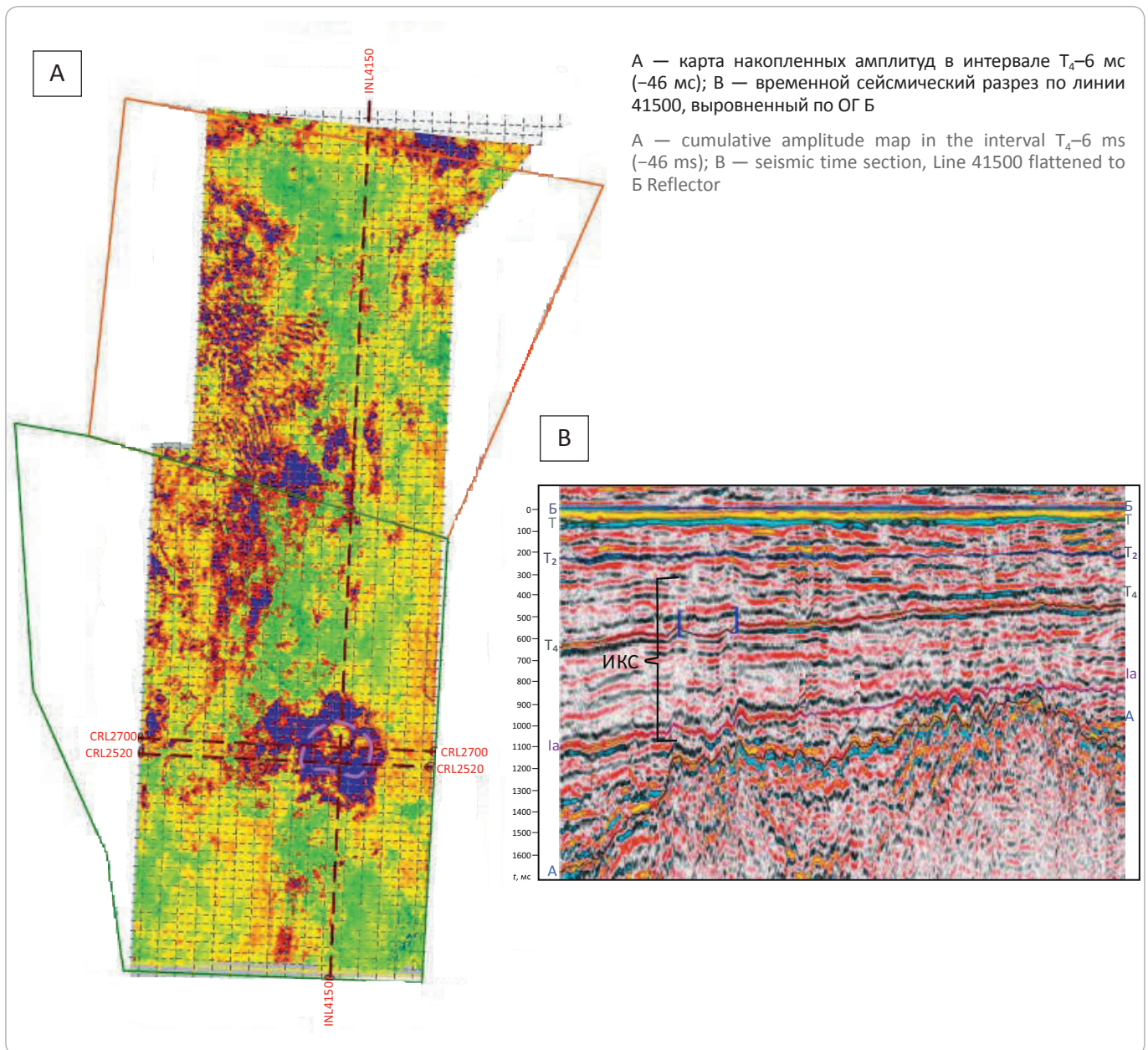
1 — boundary of Triassic series abutting to the basement top; **2** — exploration targets in overlying series A–Ia.

Structures: **1** — Nyarmeisky, **2** — Skuratovsky, **3** — North Skuratovsky



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 5. Сейсмофациальная характеристика интервала разреза ОГ T_4 – T_2
 Fig. 5. Seismofacies characteristics of T_4 – T_2 interval



аномалию сейсмической записи (АСЗ) типа «яркое пятно». По структурному фактору выделена ловушка УВ, приуроченная к Нярмейскому локальному поднятию и расположенная в непосредственной близости к ИКС. Также в данном интервале разреза закартированы еще три структурные ловушки УВ: две приурочены к куполам Скуратовского локального поднятия и одна — к Северо-Скуратовскому локальному поднятию. Перспективы выделенных объектов в данном интервале разреза юрских отложений связаны с пластом $Ю_{10}$ надояхской свиты.

Интервал среднеюрского нефтегазоносного комплекса включает отложения лайдинской, вымской, леонтьевской и малышевской свит, в кровле он огра-

ничен ОГ T_1 , а в подошве — ОГ T_2 . Характеристика нефтегазоносности данных отложений ранее приведена авторами статьи в монографии [11]. Основные перспективы нефтегазоносности комплекса связаны с отложениями малышевской свиты (пласты $Ю_{2-4}$), с ловушками структурного типа, осложненными литологическими экранами и дизъюнктивной тектоникой.

Перспективных динамических аномалий сейсмической записи здесь не выявлено. Оконтурированы три структурные ловушки УВ, приуроченные к отдельным куполам Нярмейского и Скуратовского локальных поднятий, одна ловушка УВ — к Северо-Скуратовскому локальному поднятию.

Верхнеюрский комплекс

Комплекс выделен между ОГ Т и Б и связан с трансгрессивной фазой седиментогенеза. Предполагается [11], что в пределах района исследований в песчано-алевролитовых фациях возможно развитие отложений нурминской свиты, выделенной Н.Х. Кулахметовым и др. [12] в 1994 г.

На соседних площадях Карского бассейна (Ленинградский ЛУ и др.) [4] и в восточной части шельфа Баренцева моря [5] на фоне регионального увеличения временных толщин в волновой картине отмечается расщепление положительной фазы ниже ОГ Б, ОГ В', что может быть связано с появлением песчаных разностей в разрезе нурминской свиты и ее аналогов в Баренцевом море. В пределах исследованной территории таких особенностей волновой картины отчетливо не выявлено.

Меловой региональный комплекс

В составе комплекса выделяются относительно глубоководные клиноформные образования ачимовской толщи [13], прибрежно-мелководные отложения неокома [14] и преимущественно континентальные отложения апт-альб-сеномана. Как отмечалось ранее [1], было установлено замыкание неокомского седиментационного бассейна (готерив – раннеаптский век) [14] в акватории Карского моря (рис. 6). По данным сейсморазведочных работ 2D и 3D впервые удалось выполнить стратиграфическое построение клиноформной части разреза и построить поверхность отражающих горизонтов неокома.

Клиноформные и прибрежно-мелководные образования неокома выделены в объеме ахской (в кровле отражение ОГ В₁, в подошве — ОГ Б) и низов танопчинской (в кровле — отражение ОГ М, в подошве — ОГ В₁) свит. Отражение ОГ В₁ выдержано по площади и уверенно распознается на сейсмических разрезах, ниже его также прокоррелирована шельфовая поверхность — ОГ В₂.

В разрезе клиноформной составляющей мелового комплекса прослежены горизонты — В₃¹, В₃², В₃³ и В₄. На рис. 7 продемонстрирован сейсмический разрез клиноформного строения неокома. Сейсмологическая модель одной из клиноформ ачимовской толщи, контролируемой ОГ В₃³, представлена на рис. 8. Два перспективных объекта, связанных со структурно-литологическими ловушками УВ, выявлены на кромке шельфа и в фондоформной части разреза (см. рис. 8).

Перспективные объекты в интервале разреза ОГ В₁–М связаны с пластом ТП₁₈ танопчинской свиты, с ловушками УВ структурного типа.

Апт-альб-сеноманский комплекс

Данный комплекс представлен отложениями верхней части танопчинской, яронгской и марресалинской свит.

В аптском веке регрессия моря, начавшаяся еще в барремское время [14], продолжалась. Глобальные процессы наступления моря возобновились в позднем апте и привели к существованию обширной морской обстановки в альбское время, которая способствовала накоплению мощных глинистых отложений яронгской свиты, являющихся покровкой для залежей УВ апта. Кровлю аптских отложений контролирует ОГ М', в подошве исследуемый интервал включает пласты ТП₁–ТП₁₅ и ограничен ОГ М. Атрибутный анализ, выполненный для интервала разреза ОГ М–М', демонстрирует зональность, связанную с перераспределением осадочного материала и сложным полифациальным строением разреза. По структурному фактору оконтурены структурная ловушка в пределах Нярмейского локального поднятия и две структурные ловушки, приуроченные к Скуратовскому локальному поднятию.

Альбскому интервалу соответствует сейсмокомплекс, ограниченный в кровле ОГ Г₂, отвечающий кровле яронгской свиты, в подошве — ОГ М', связанный с кровлей танопчинской свиты. В составе яронгской свиты выделяются проницаемые пласты ХМ₆₋₇ и ХМ₈₋₉, продуктивность которых установлена на соседнем Ленинградском ЛУ [4]. Данный продуктивный интервал ОГ М'–Г₂ характеризуется динамически хорошо выраженными аномалиями сейсмической записи типа «яркое пятно», соответствующими максимальным значениям параметра на карте среднеквадратических значений амплитуд в районе Скуратовского и Нярмейского локальных поднятий (рис. 9). С учетом структурного фактора и контуров выявленных аномалий в интервале яронгской свиты закартированы две ловушки структурного типа (см. рис. 9). Отложения марресалинской свиты формировались преимущественно в континентальных обстановках, в нижней части свиты выделены пласты ПК₇ и ПК₈₋₉, накопившиеся в регрессивную стадию образования бассейна седиментации. На временных разрезах выделены аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно».

В кровле отложений марресалинской свиты (пласты ПК₁₋₂), контролируемой ОГ Г, в центральной части Нярмейского ЛУ на временных сейсмических разрезах, а также на разрезах акустического импеданса наблюдаются аномалии типа «залежь» с характерной субгоризонтальной границей газовой контактной (ГВК) (рис. 10).

Контур аномалии, выделенный по пониженным значениям акустического импеданса, хорошо согласуется со структурной поверхностью кровли марресалинской свиты. С учетом выявленной аномалии оконтурена ловушка структурного типа в пределах Нярмейского локального поднятия. По результатам выполненных исследований рекомендуется бурение трех поисковых скважин в пределах Нярмейского,



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 6. Обоснование замыкания неокомского бассейна в готерив-раннеаптское время
Fig. 6. Substantiation of Neocomian closure of the basin in Hauterivian-Early Aptian time

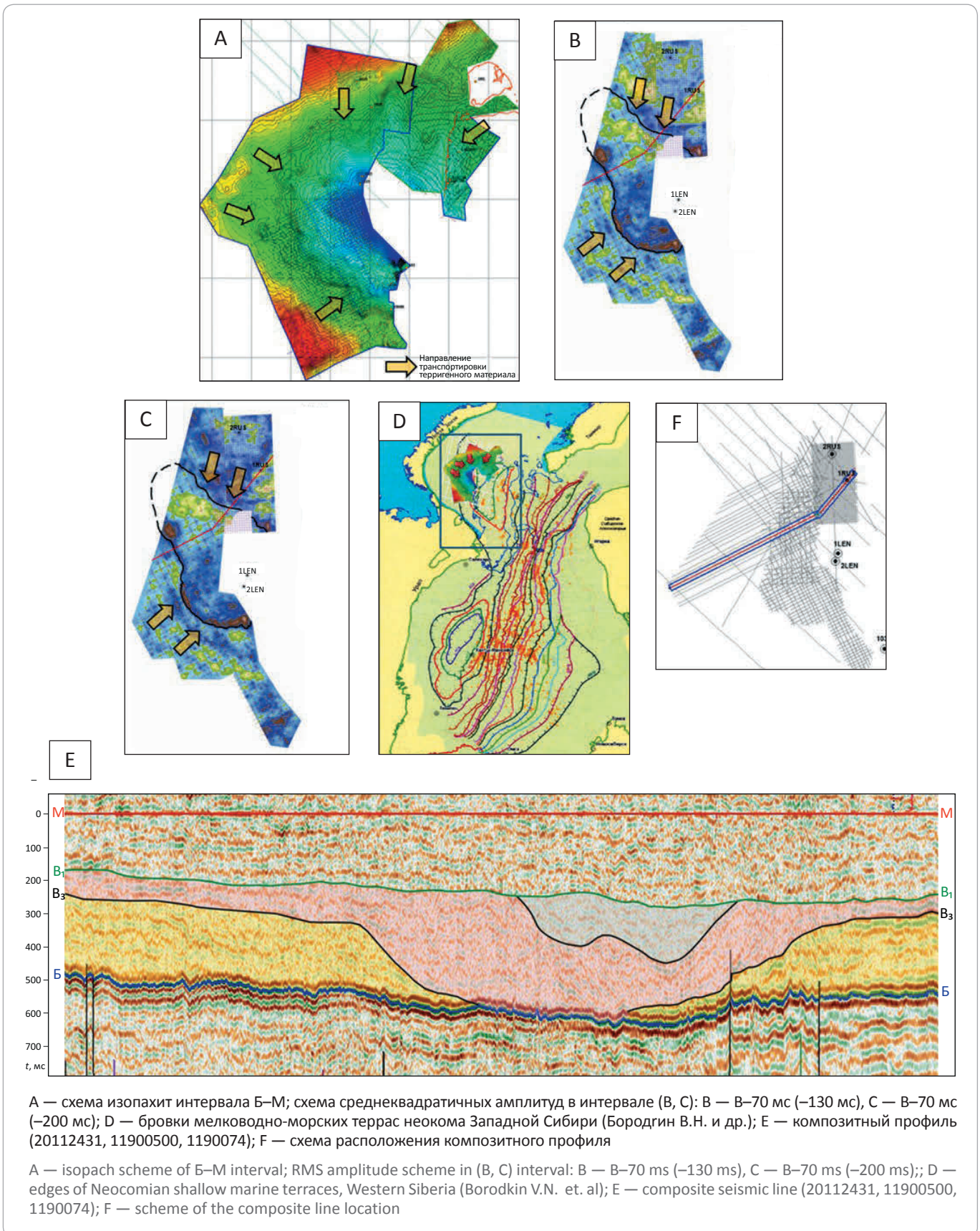


Рис. 7. Временной сейсмический разрез клиноформного строения неокома по траверсу, выровненный по ОГ B_1
Fig. 7. Time cross section of Neocomian clinoform architecture. Seismic time section along the traverse, which is flattened to B_1 Reflector

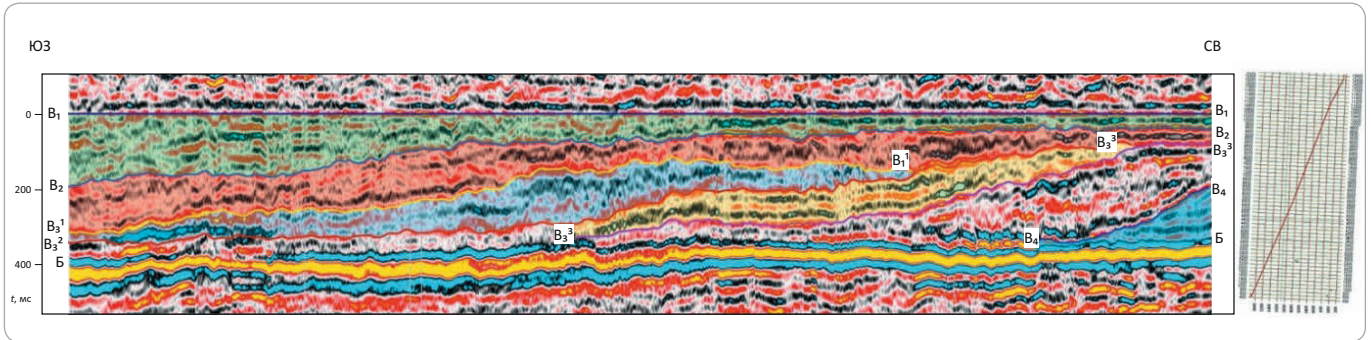
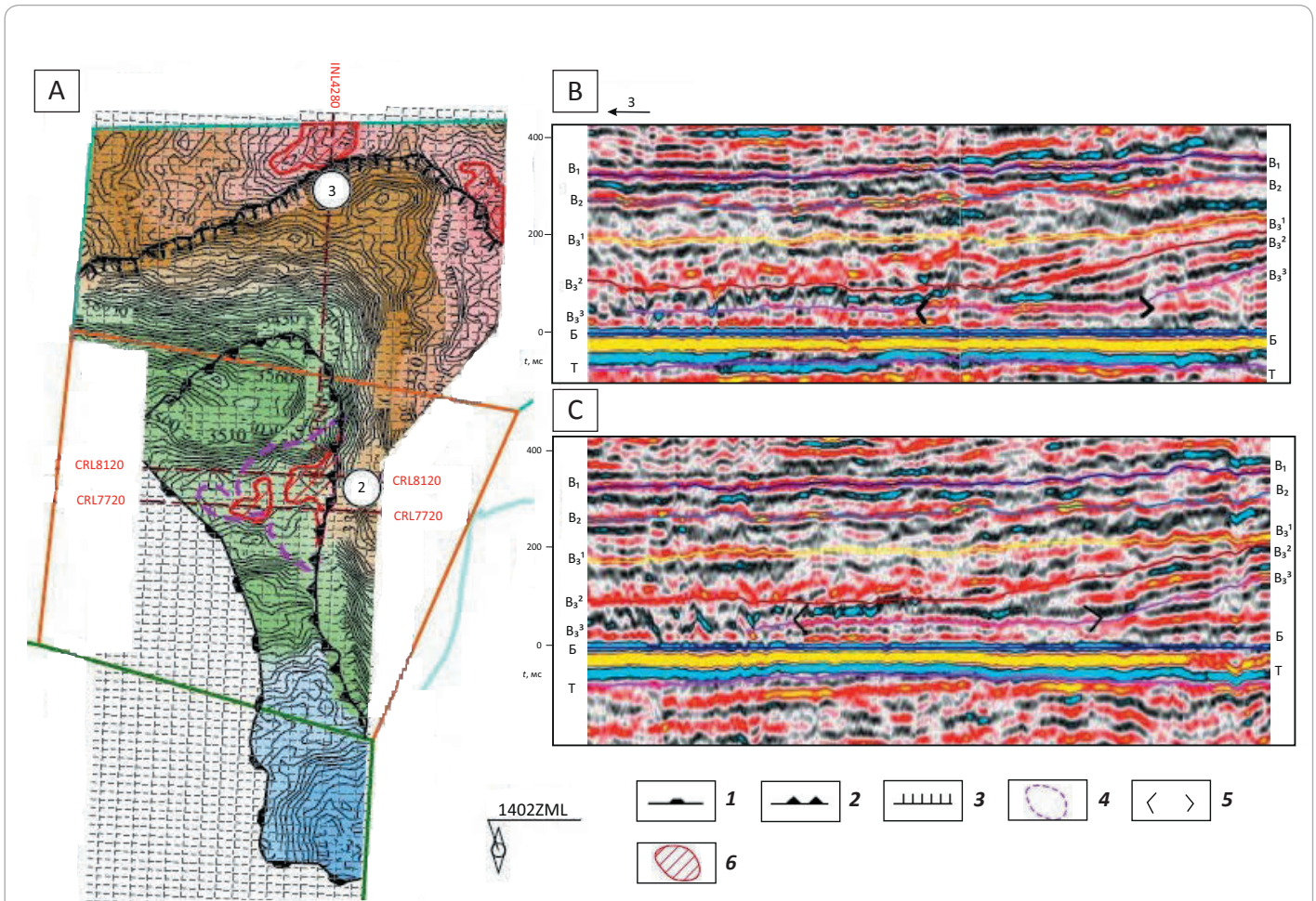


Рис. 8. Сейсмогеологическая характеристика интервала ОГ B_3^3 (неоком)
Fig. 8. Geoseismic behaviour of the interval of B_3^3 Reflector (Neocomian)



A — структурная карта по ОГ B_3^3 ; временные сейсмические разрезы по кросслайну (B, C): B — 8120, C — 7720.

Границы (1, 2): 1 — прекращения прослеживаемости ОГ B_3^3 , 2 — подножия склона (фондоформы); 3 — кромка палеошельфа к концу формирования сейсмокомплекса B_3^3 ; АЗС типа «яркое пятно» (4, 5): 4 — на схеме, 5 — на сейсмическом разрезе; 6 — перспективные объекты в отложениях клиноформы комплекса B_3^3 .

Остальные усл. обозначения см. на рис. 4

A — depth map over B_3^3 Reflector; seismic time sections along the crossline (B, C): B — 8120, C — 7720.

Boundaries (1, 2): 1 — B_3^3 event termination, 2 — foot of slope (fondoform); 3 — edge of paleoshelf as on the end of seismic sequence B_3^3 ; bright-spot-type AVZ (4, 5): 4 — on the scheme, 5 — in seismic section; 6 — exploration targets in the clinoform of B_3^3 series.

For other Legend items see Fig. 4

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 9. Сейсмогеологическая характеристика интервала яронгской свиты (пласты $X_{M_{6-7}}$ и $X_{M_{8-9}}$)
Fig. 9. Geoseismic behaviour of the Yarongsky Fm interval (layers $X_{M_{6-7}}$ and $X_{M_{8-9}}$)

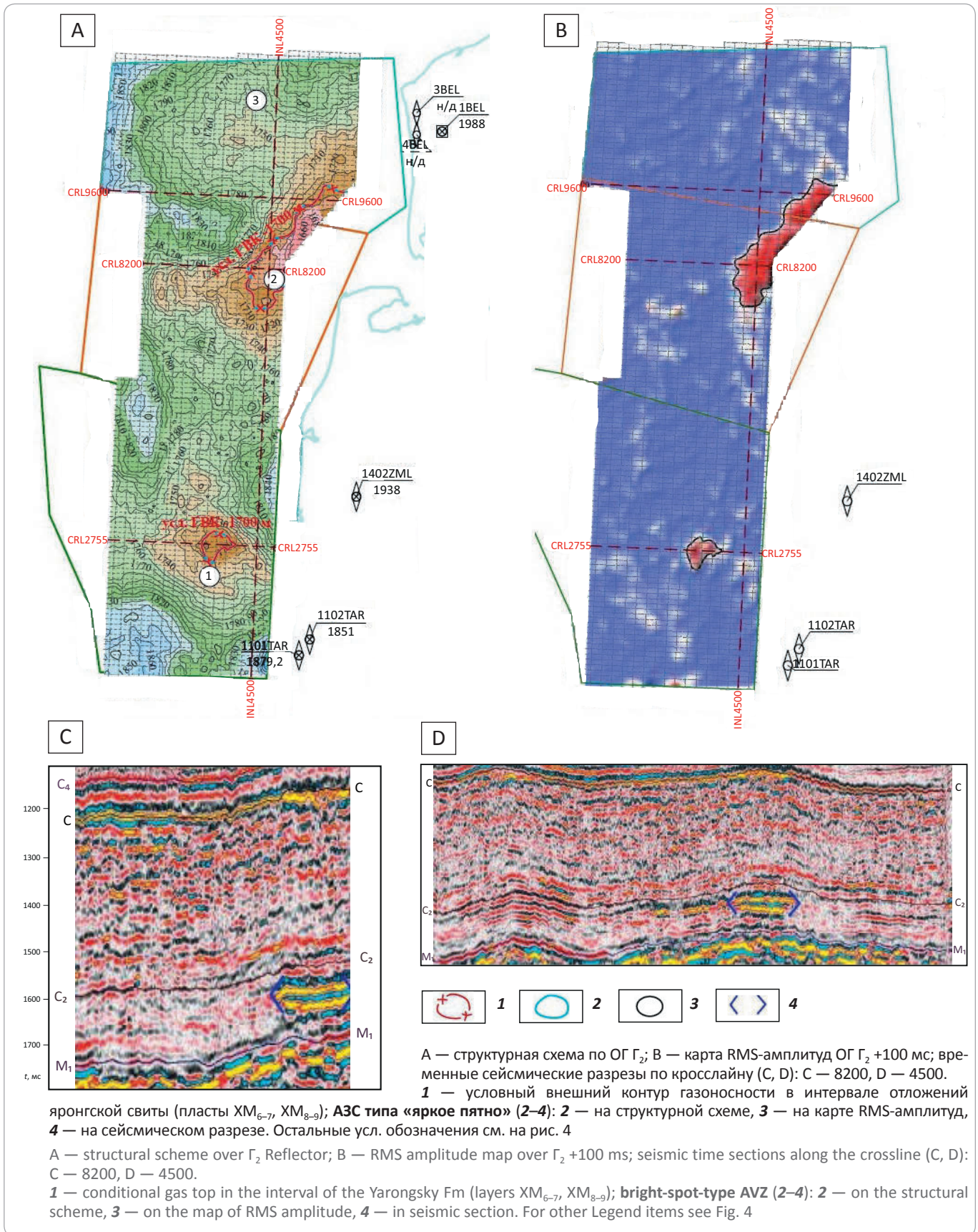
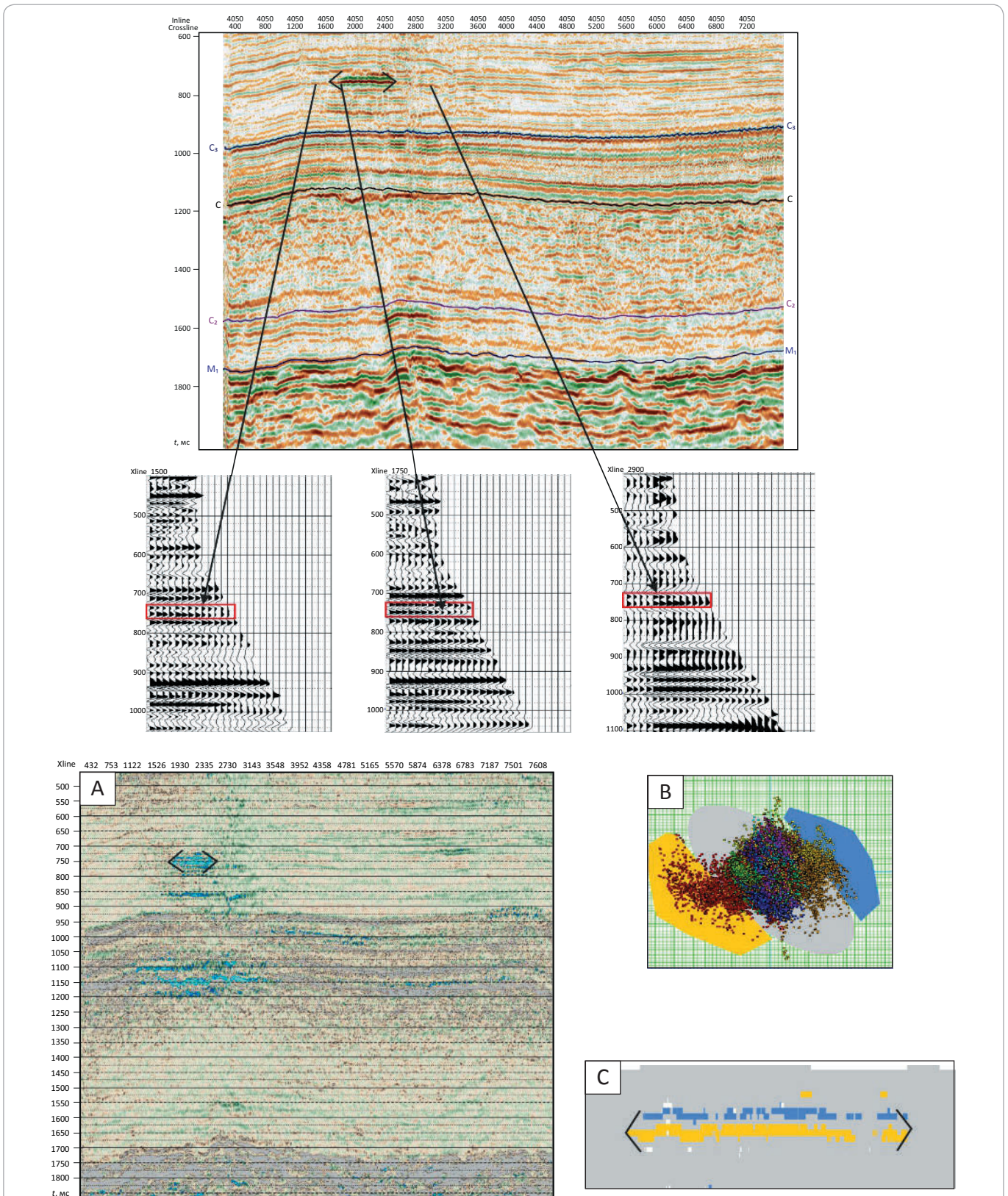


Рис. 10. Результаты AVO-анализа в интервале ОГ Г в районе Нярмейского поднятия (профиль 4050)
Fig. 10. Results of AVO-analysis in the interval of Г Reflector in the area of the Nyarmeisky high (Line 4050)



A — флюид-фактор по линии 4050; B — кроссплот зависимости AVO-атрибутов ($W = 100$ мс); C — фрагмент сейсмического разреза по линии 4050 в интервале предполагаемой залежи. Усл. обозначения см. на рис. 8
 A — fluid factor along the Line 4050; B — AVO-attributes crossplot ($W = 100$ ms); C — fragment of seismic section along the Line 4050 in the interval of the expected accumulation. For other Legend items see Fig. 8

GEOPHYSICAL SURVEYS

Скуратовского и Белоостровского ЛУ для вскрытия максимальной высоты прогнозируемой массивной

залежи пласта ПК₁₋₂, а также оценки перспективных объектов в пластах ХМ₆₋₇ и ХМ₈₋₉ и ТП₁–ТП₁₈.

Литература

1. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М. Уточнение границ сейсмофацильных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.
2. Карогодин Ю.Н., Храмов М.Ф. Роль природных «дамб» арктических морей мезозоя Сибири в палеогеографии и закономерностях пространственно-временного размещения гигантских зон газо- и нефтенакопления // Научное и техническое обеспечение исследований и освоения шельфа Северного Ледовитого океана : сб. мат-лов II Всероссийской научно-технической конференции. – Новосибирск : Веди, 2012. – С. 78–85.
3. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А. Характеристика геологической природы инверсионных кольцевых структур в пределах арктических районов Западной Сибири, как критерия нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2017. – № 3. – С. 69–75.
4. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Фирстаева Е.Н., Давыдов А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности Ленинградского лицензионного участка акватории Карского моря на базе сейсморазведки 3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 4–19.
5. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др. Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.
6. Бородин В.Н. Методологические аспекты локального прогноза нефтегазоносности // Горные ведомости. – 2006. – № 1. – С. 4–19.
7. Бочкарев В.С. Краткая характеристика геологического строения северной части Западно-Сибирской равнины // Горные ведомости. – 2005. – № 7. – С. 4–19.
8. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М. : Недра, 1984. – 80 с.
9. Бородин В.Н., Комгорт М.В. Сверхглубокое бурение в Западной Сибири // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России : мат-лы IX Всероссийской научно-технической конференции. – М., 2012. – С. 17.
10. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Фирстаева Е.Н., Стрекалов А.Я., Погрецкий А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70.
11. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 140 с.
12. Кулахметов Н.Х., Кислухин В.И., Зенинберг П.Я. Литолого-фациальное районирование верхней юры севера Западной Сибири как основы оценки перспектив нефтегазоносности // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири : сб. науч. тр. – М. : Наука, 1994. – С. 39–73.
13. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
14. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2016. – 201 с.

References

1. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Shestakova N.M. Specification of the boundaries of the Neocomian seismic-facies complexes within the water limits of the Kara Sea. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2015;(11):14–24.
2. Karogodin Yu.N., Khramov M.F. Role of natural “dikes” of the Siberian Arctic seas in paleogeography and patterns of time-space location of giant oil and gas accumulation zones. In: Nauchnoe i tekhnicheskoe obespechenie issledovaniy i osvoeniya shel'fa Severnogo Ledovitogo okeana : sb. mat-lov II Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Novosibirsk: Vedi; 2012. pp. 78–85.
3. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A. Characteristic of geological nature of inversion circular structures in the arctic zone of West Siberia as a criterion of oil-and gas occurrence. *Oil and gas geology = Geologiya nefiti i gaza*. 2017;(3):69–75.
4. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Firstaeva E.N., Davydov A.V. Evaluation of oil and gas potential prospects of the Leningrad license site in the Karsky sea based on 3D-MOGT seismic survey. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2018;(4):4–19.
5. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Martynova E.V., Pogretskiy A.V. More precise definition of geological model and petroleum potential according to 3D CDP seismic data: Ludlovsky License Area in the Barents Sea waters. *Geologiya nefiti i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.
6. Borodkin V.N. Local prediction of oil and gas potential: methodological aspects. *Gornye vedomosti*. 2006;(1):4–19.
7. Bochkarev V.S. Eastern part of West Siberian Plain: brief geological description. *Gornye vedomosti*. 2005;(7):4–19.
8. Neiman V.B. Paleotectonic analysis: theory and methodology. Moscow: Nedra; 1984. 80 p.
9. Borodkin V.N., Komgort M.V. Ultradeep drilling in Western Siberia. In: Aktual'nye problemy razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii : mat-ly IX Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii. Moscow; 2012. p. 17.

10. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Firstaeva E.N., Strekalov A.Ya., Pogretsky A.V. Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(2):61–70.
11. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Jurassic play, Western Siberia. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2015. 138 p.
12. Kulakhmetov N.Kh., Kislukhin V.I., Zeninberg P.Ya. Lithofacies zoning of Upper Jurassic in the Western Siberia north as a basis for hydrocarbon potential assessment. In: *Geologiya i otsenka neftegazovogo potentsiala Zapadnoi Sibiri* : sb. nauch. tr. Moscow: Nauka; 1994. pp. 39–73.
13. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Achimov play of Western Siberia. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2015. 300 p.
14. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Neocomian play, Western Siberia. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN; 2016. 201 p.