

УДК 553.989 (571.1)

Оценка перспектив нефтегазоносности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D

© 2018 г. | В.Н. Бородкин^{1,2}, А.Р. Курчиков¹, А.С. Недосекин³, Е.Н. Фирстаева³, А.Я. Стрекалов⁴, А.В. Погребский⁴

¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А.Трофимука СО РАН», Тюмень, Россия; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

²Тюменский государственный нефтегазовый университет, Тюмень, Россия; komgort@mail.ru;

³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; anedosek@ingeos.info; efirsta@ingeos.info;

⁴ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; a.strekalov@ggr.gazprom.ru; a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru

Поступила 25.01.2017 г.

Принята к печати 09.02.2018 г.

Ключевые слова: Южно-Карская синеклиза; нефтегазоносный комплекс; сейсмогеологическая модель; перспективный объект; ресурсы углеводородов; поисковая скважина.

В статье рассмотрена акваториальная часть Карского моря, отвечающая Южно-Карской синеклизе. На основании выполненных геохимических исследований отмечается, что битуминозные глины баженовской свиты в пределах рассматриваемой территории находятся в главной зоне нефтеобразования, что еще раз подтверждает перспективность района исследований. На базе вновь выполненных ООО «Газпром геологоразведка» площадных сейсморазведочных работ 2D представлена уточненная сейсмогеологическая модель юрских, неокомских и апт-альб-сеноманских отложений. В разрезе нижнеюрских отложений, в их основании, прогнозируются ловушки углеводородов стратиграфического типа. В разрезе среднеюрских отложений их кровельной частью оконтурены три структурные ловушки углеводородов. В верхнеюрских отложениях прогнозируется развитие песчано-алевролитовых отложений нурминской свиты. В разрезе неокомского комплекса по сейсморазведочным данным установлен клиноформный разрез ачимовской толщи, но для картирования перспективных объектов необходима постановка сейсморазведки 3D. В разрезе апт-альб-сеноманского комплекса выделена серия локальных объектов, перспективность которых подтверждается по результатам различных сейсмических методик. Для оценки перспективных объектов намечен оптимальный объем поисково-оценочных работ.

Для цитирования: Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Фирстаева Е.Н., Стрекалов А.Я., Погребский 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. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70.

Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region

© 2018 | V.N. Borodkin^{1,2}, A.R. Kurchikov¹, A.S. Nedosekin³, E.N. Firstaeva³, A.Ya. Strekalov⁴, A.V. Pogretskiy⁴

¹Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

²Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russia; komgort@mail.ru;

³LLC "Ingeoservice", Tyumen, Russia; anedosek@ingeos.info; efirsta@ingeos.info;

⁴Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia; a.strekalov@ggr.gazprom.ru; a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru

Received 25.01.2017

Accepted for publication 09.02.2018

Key words: South-Kara synecclise; oil/gas play; geoseismic model; exploration target; hydrocarbon resources; wildcat.

The paper considers the offshore part of the Kara Sea corresponding to the South-Kara synecclise. Based on the geochemical studies completed, the attention is paid to the fact that the Bazhenov bituminous clay within the study area occur in the oil window, which once again validates the prospectivity of the region under investigation. Relying on the new areal 2D seismic surveys conducted by LLC Gazprom Geologorazvedka, the updated geoseismic model of the Jurassic, Neocomian, and Aptian-Albian-Cenomanian formations is presented. Stratigraphic-type hydrocarbon traps are predicted in the basal part of the Lower Jurassic section. Three structural hydrocarbon traps are delineated by the uppermost part of the Middle Jurassic formations. Development of sandy siltstone Nurminsky formations are predicted within the Upper Jurassic deposits. The Achimov clinofom sequence is identified in accordance with seismic data, but mapping of exploration targets requires 3D seismic survey to be conducted. Series of local objects is identified in the Aptian-Albina-Cenomanian sequence; their prospectivity is confirmed by the results of various seismic technologies. With a view to assess the exploration targets, optimal scope of exploration and appraisal works is planned.

For citation: Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Firstaeva E.N., Strekalov A.Ya., Pogretskii 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. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-61-70.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования осадочного чехла южной части шельфа Карского моря (по ОАО «Севморнефтегеофизика»)

Fig. 1. Fragment of the tectonic zoning map of the Earth's crust in the southern part of the Kara Sea (according to JSC Sevmoreftegeofizika)



Западная часть российской акватории Арктики наиболее хорошо изучена сейсморазведочными работами. На шельфе и островах пробурены глубокие скважины, а на сопредельной суше Печорского и Карского морей сформирована и продолжает активно развиваться база нефтегазовой промышленности России.

На шельфе арктического региона сосредоточены извлекаемые ресурсы УВ — около 80 млрд т усл. топлива [1–3]. Среди арктических территорий России и других стран самым богатым углеводородами явля-

ется Южно-Карский регион, под которым авторы [4] понимают арктические регионы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), включая сушу и акватории Карского моря.

В административном плане территория Южно-Карского региона относится к Ямало-Ненецкому АО, длительное время обеспечивающему добычу около 85–90 % газа страны и 20–27 % мирового потребления газа (в основном из сеноманских отложений).

Снижение добычи газа на Уренгойском, Ямбургском и Медвежьем месторождениях компенсируется вводом в разработку новых месторождений (Бованенковское, Заполярное, Юрхаровское и др.). Следует особо отметить Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение, основная по размерам часть залежей которого расположена в акватории Тазовской губы. В 2011 г. добыча газа на данном месторождении достигла 32 млрд м³, что позволило России с 2005 г. стать лидером по товарной добыче углеводородов на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США и Норвегии [4].

Осадочный чехол Южно-Карского региона имеет циклическое строение со сменяющимися друг друга глинистыми и песчано-алевритовыми толщами. Среди глинистых горизонтов выделяются битуминозные глины баженовской свиты (бажениты), обогащенные ОВ [5]. В центральных и западных частях Западно-Сибирского НГБ она залегает в интервале глубин 2,5–3 км и, согласно осадочно-миграционной теории [6], находится в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), являясь основным генератором нефти.

Чтобы оценить ее генерационные возможности в пределах рассматриваемой территории, необходимо выяснить, может ли далее на север распространяться свита, обогащенная ОВ, и способна ли она сохранять свой генерационный потенциал на больших глубинах, свойственных континентальным и шельфовым районам Арктики. В пределах данных территорий наиболее полно ее разрез изучен в сверхглубоких скважинах — Тюменской (СГ-6) и Ен-Яхинской (СГ-7). По результатам выполненных исследований [7] на глубине 3782–3844 м из скв. СГ-6 поднят керн баженовской свиты, геохимические показатели ОВ которой свидетельствуют о сохранности высокого генерационного потенциала нефти. В пользу данного тезиса свидетельствуют также геохимические исследования Н.В. Лопатина, согласно которым ОВ в баженовской свите Самбургской площади (глубина 4200 м) находится в подстадии литогенеза МК₃, т. е. в ГЗН.

Итак, установлено, что в отложениях баженовской свиты, залегающих на глубине около 4 км и более в структурах надрифтовых мегапрогибов, ОВ по степени преобразованности находится в ГЗН. Тем не менее возникает вопрос: а какие геохимические характеристики ОВ можно ожидать на тех же или больших глубинах, где оно подвергалось более актив-

ным стадиям катагенеза, которые прогнозируются в шельфовых районах Арктики [4]?

Для ответа на данный вопрос можно рассмотреть другие бассейны с высокоуглеродистыми толщами, обладающими хорошим генерационным потенциалом. Например, в Североморском НГБ такие способности имеют кимериджские глины формации Клей с ОВ II типа. Отложения этой формации, накапливающиеся в глубоких частях грабенов Морис-Ферт, Викинг и Центральный, встречаются в интервалах глубин 3,5–4,8 км и находятся в ГЗН [8]. С формацией Клей связано большинство месторождений верхнеюрско-нижнемелового комплекса. По тектоническим условиям залегания она близка к изученным баженитам в Центрально-Уренгойском рифтогенном мегапрогибе. Другие примеры — формации Вудфорд, Хантон и Караган в бассейне Анадарко и формации Барнет, Вудфорд и Симпсон в Пермском бассейне.

Изучая эти отложения, Л. Прайс [9, 10] пришел к выводу, что генерация жидких УВ в промышленных количествах в богатых сапропелевым ОВ породах происходит в широком диапазоне температур и катагенетической преобразованности. Иными словами, большая часть площадного распространения баженитов в Южно-Карском регионе (включая акватории Карского моря) находится в ГЗН, в которой при средней степени интенсивности также генерировались жирный газ и конденсат.

Краткая характеристика района работ

Район исследований расположен в акваториальной части Западно-Сибирской эпигерцинской плиты, которая представляет собой крупнейший мезо-кайнозойский бассейн, наложенный на разнородные структуры древних платформ и складчатых поясов, слагающих его гетерогенный фундамент. Согласно схеме тектонического районирования, район исследований относится к Южно-Карской синеклизе — асимметричной замкнутой структуре I порядка, образованной системой впадин со сводами и седловинами между ними (рис. 1). В ее границах находится Русановский лицензионный участок (ЛУ). Невский, Ленинградский, Обручевский, Северо-Харасавэйский, Шараповский приурочены к Крузенштерновскому выступу — структуре III порядка, примыкающей с юга к Южно-Карской синеклизе (см. рис. 1). С востока район работ граничит с Белоостровным, Скуратовским и Нярмейским ЛУ [11].

В районе исследований также выделяется ряд структур IV порядка, выявленных и закартированных по результатам предыдущих работ: Северная, Невская, Западно-Невская, Петровская, Северо-Шараповская и др. (см. рис. 1).

С точки зрения нефтегеологического районирования территория исследований большей частью входит в состав Южно-Карской НГО. Западная часть Обручевского и Северо-Харасавэйского ЛУ, а также

западная половина Шараповского ЛУ относятся к Предновоземельской перспективной НГО (рис. 2).

Ближайшими к площади исследований месторождениями, расположенными в акватории Карского моря, являются Русановское и Ленинградское, в меловых отложениях которых выявлены газоконденсатные залежи. В скв. Белоостровская-1 из пластов ТП₂₂₋₂₃ получено 1,25 м³/сут нефти.

Продуктивность ниже-среднеюрского НГК определена в пределах п-ова Ямал на Бованенковском, Малыгинском и Харасавэйском месторождениях, перспективы нефтегазоносности верхнеюрского НГК связаны с песчано-алевритовыми отложениями нурминской свиты [12], нефтенасыщенный керн которой установлен в разрезах скважин на Южно-Нурминской и Ростовцевской площадях.

Сейсмогеологическая модель юрско-меловых отложений

Нижнеюрский НГК ограничивается в кровле отражающим горизонтом (ОГ) Т₄, распространен практически повсеместно в пределах исследованной территории. Граница прекращения прослеживания горизонта фиксируется в юго-западной части Шараповского ЛУ, расположенного на Крузенштерновском выступе (см. рис. 1). Учитывая данные СП 20/04, область распространения этого интервала ограничивается на западном склоне Обручевского мегавала.

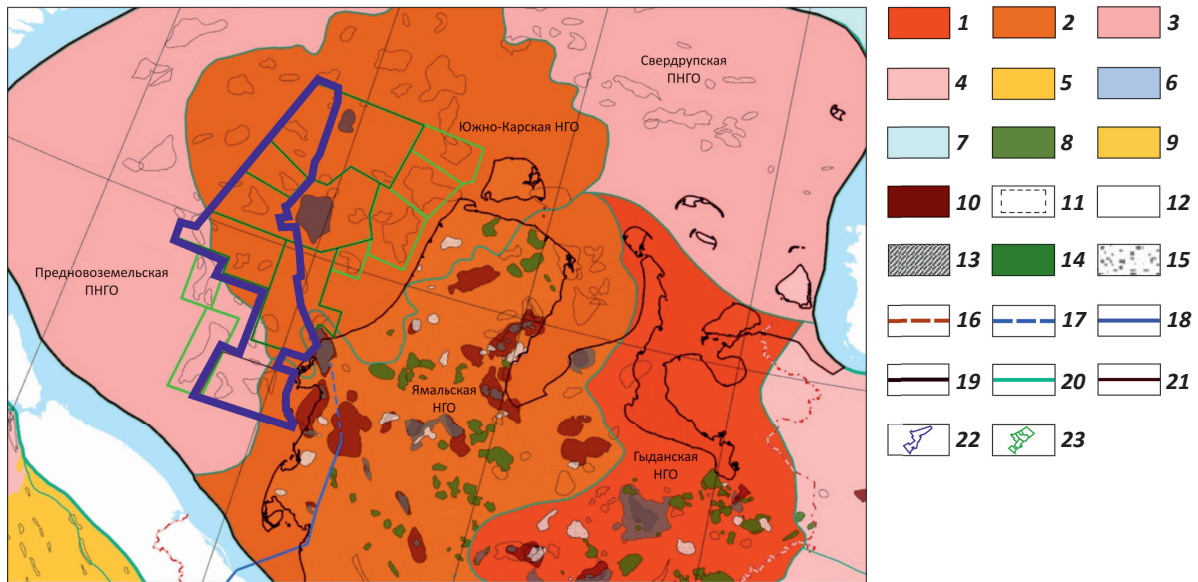
На границе контакта юрских горизонтов с кровлей доюрского основания (ОГ А) в разрезе выделяются непротяженные, динамически выраженные отражения. Анализируя особенности сейсмической записи «яркое пятно» в интервале нижнеюрских отложений, можно считать, что их развитие носит разноуровневый стратиграфический характер распределения (рис. 3). По принципу расположения в изучаемом разрезе их можно отнести к базальным горизонтам и рассматривать как ловушки литологического типа.

Среднеюрский НГК связан с отложениями малышевской свиты. Несмотря на падение уровня моря в конце байоса, Малышевское море хотя и обмелело, но в пределах Ямало-Гыданской области представляло собой относительно глубоководную часть шельфа [12, 13], в пределах исследованной территории море было более мелким с подводными возвышенностями и наземными островами, заливаемыми морем.

В целом для среднеюрской части разреза типична слабая коррелируемость, сейсмическое волновое поле характеризуется параллельным прерывистым рисунком осей синфазности (см. рис. 3). По кровле среднеюрских отложений (ОГ Т) оконтурено три ловушки структурного типа: Западно-Невская по изогипсе –3680 м, Обручевская — –3300 м и Крузенштерн-море –3080 м площадью 136,6; 93,2 и 52,3 км² соответственно.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 2. Фрагмент карты нефтегеологического районирования акватории Карского моря (по данным Геопортала России)
Fig. 2. Fragment of petroleum and geological zoning map, offshore Kara Sea (according to the data from the Russian Geoportals)



Плотность суммарных ресурсов УВ, т усл. топлива (1–9): 1 — > 300; 2 — 200–300; 3 — 100–200; 4 — 50–100; 5 — 30–50; 6 — 10–30; 7 — 5–10; 8 — 3–5; 9 — < 3; **10** — месторождения УВ; **подготовленные объекты (11–15):** 11 — выведены из бурения с отрицательным результатом, 12 — выявленные, 13 — не вскрытый пласт, 14 — подготовленные к бурению, 15 — ресурсы списаны; **16** — проектируемый нефтепровод; **газопроводы (17, 18):** 17 — проектируемый, 18 — строящийся; **границы (19, 20):** 19 — НГП, 20 — НГО; **21** — береговая линия; **22** — территория работ; **23** — лицензионные участки

Density of total HC resources, TOE (1–9): 1 — > 300; 2 — 200–300; 3 — 100–200; 4 — 50–100; 5 — 30–50; 6 — 10–30; 7 — 5–10; 8 — 3–5; 9 — < 3; **10** — HC fields; **prepared objects (11–15):** 11 — drilling suspended with negative results, 12 — identified, 13 — layer was not penetrated, 14 — prepared for drilling, 15 — write-off resources; **16** — scheduled; **gas pipelines (17, 18):** 17 — planned, 18 — under construction; **boundaries (19, 20):** 19 — petroleum province, 20 — petroleum region; **21** — shore line; **22** — study area; **23** — license areas

В верхнеюрских отложениях (ОГ Б) в пределах исследованной территории, как ранее отмечалось, прогнозируется развитие песчано-алевритовых отложений нурминской свиты. Необходимо отметить, что унаследованность структурного плана уменьшается с глубиной, что, видимо, является одной из особенностей истории геологического развития Пухучанской впадины и прилегающих к ней положительных структурных элементов.

Неокомский НГК в кровле ограничен ОГ М, в подошве — ОГ Б (см. рис. 3), внутри комплекса прослежены ОГ В и З, последний связан с клиноформной частью разреза (рис. 4).

В пределах района проведенных исследований, как и в акватории Карского моря [11], установлены клиноформы встречного падения, т. е. возможно развитие отложений ачимовской толщи, связанной с различными источниками сноса терригенного материала. Для картирования перспективных объектов в данной части разреза необходимо проведение сейсморазведки 3D [11].

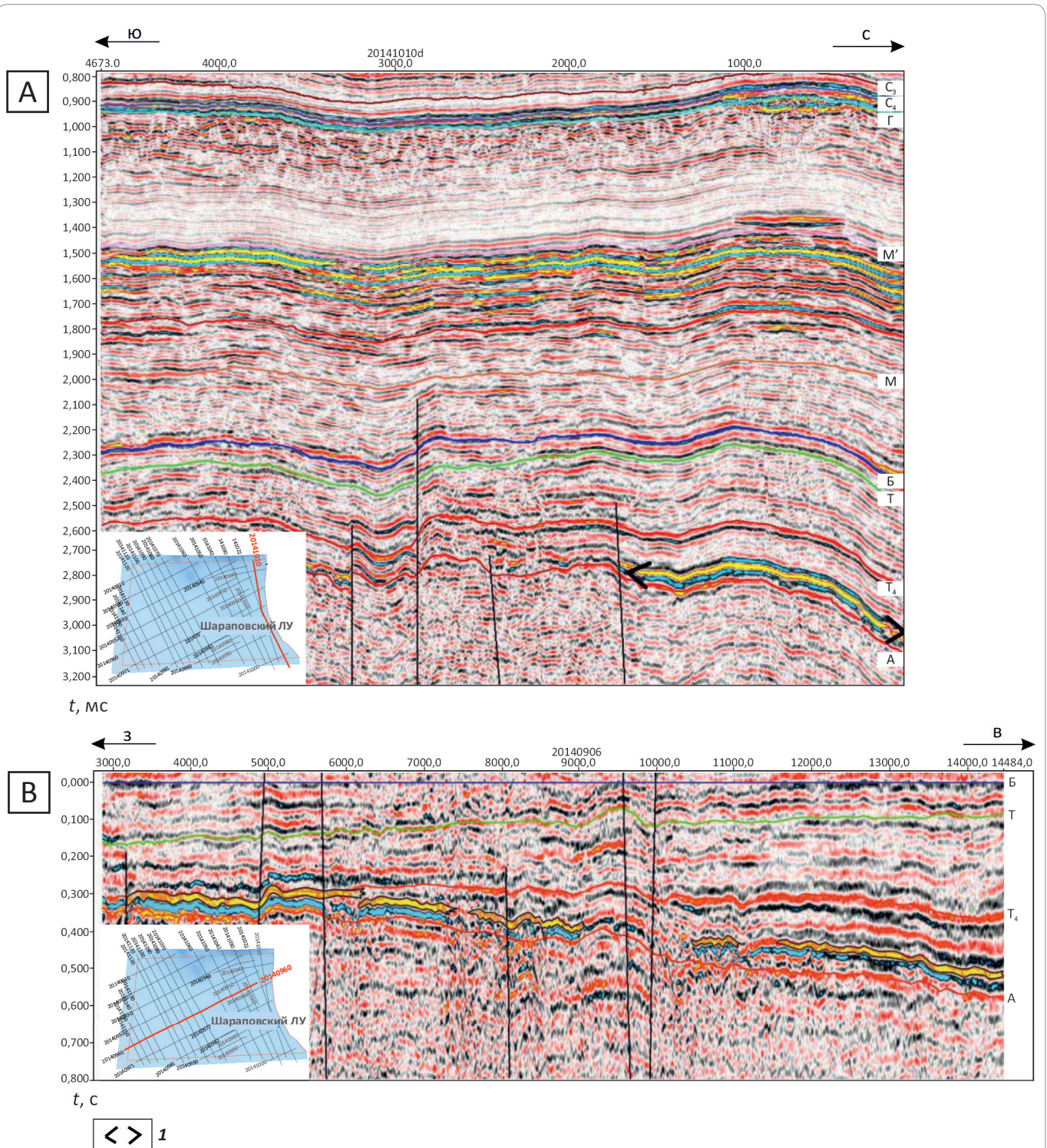
Аптский и альб-сеноманские комплексы в настоящее время в пределах исследованной территории являются основными поисковыми объектами.

Аптский НГК представлен отложениями верхнетанопчинской подсвиты, кровлю контролирует ОГ

М'. Отложения накапливались в условиях продолжающейся регрессии моря. Морской бассейн сохранился лишь в виде двух мелководных морей в центральной и северной частях Западной Сибири [14]. Амплитудная характеристика вдоль горизонта М' в значительной степени изменчива. По характеру изменения волновой картины на временных сейсмических разрезах предполагается развитие в этой части врезной аллювиальной долины северо-восточного направления (рис. 5). В составе комплекса откартирована серия структурных ловушек.

Альб-сеноманский НГК представлен отложениями яронгской и марресалинской свит. Строение альбского комплекса отражает интервал разреза, ограниченный в подошве горизонтом М', а в кровле — горизонтом Г₃ (рис. 6). В составе комплекса откартирована серия структурных ловушек, а зоны с аномальными значениями, полученные по данным АВО-анализа, значительно повышают перспективы выделенных объектов (см. рис. 6) [15]. Сеноманский комплекс в кровле контролируется ОГ Г, с которым связана региональная газоносность в пределах северных и арктических районов Западной-Сибири. В составе комплекса также по структурным построениям выделена серия структурных ловушек, а в пределах локальных поднятий Невское и Крузенштерн-море

Рис. 3. Сейсмогеологическая характеристика юрских отложений
Fig. 3. Geoseismic behaviour of the Jurassic formations



Временные сейсмические разрезы по профилям: А — 20141010d, В — 20140960.

1 — аномалии сейсмической записи типа «яркое пятно»

Seismic time sections along the lines: А — 20141010d, В — 20140960.

1 — bright-spot-type anomalies of seismic record

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 4. Временной сейсмический разрез по профилю 20140230, выровненный на ОГ Б
Fig. 4. Seismic time section along the line 20140230 flattened to Horizon B

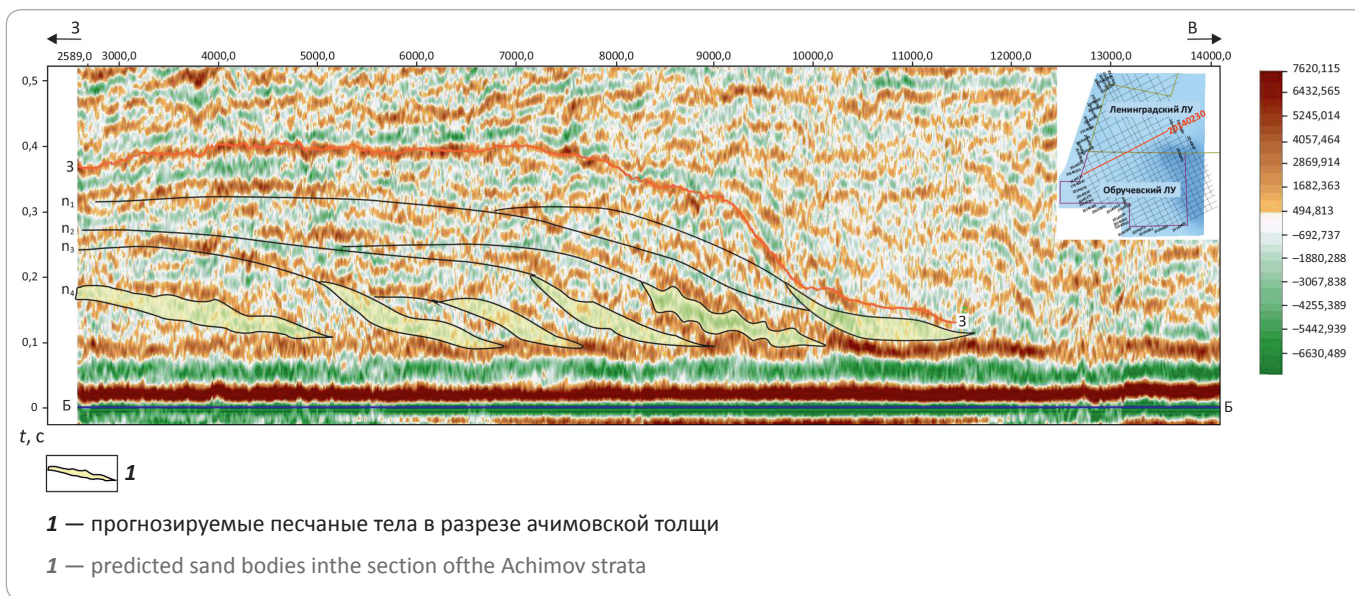


Рис. 5. Сейсмогеологическая характеристика кровли аптских отложений
Fig. 5. Geoseismic behaviour of the Aptian formations top

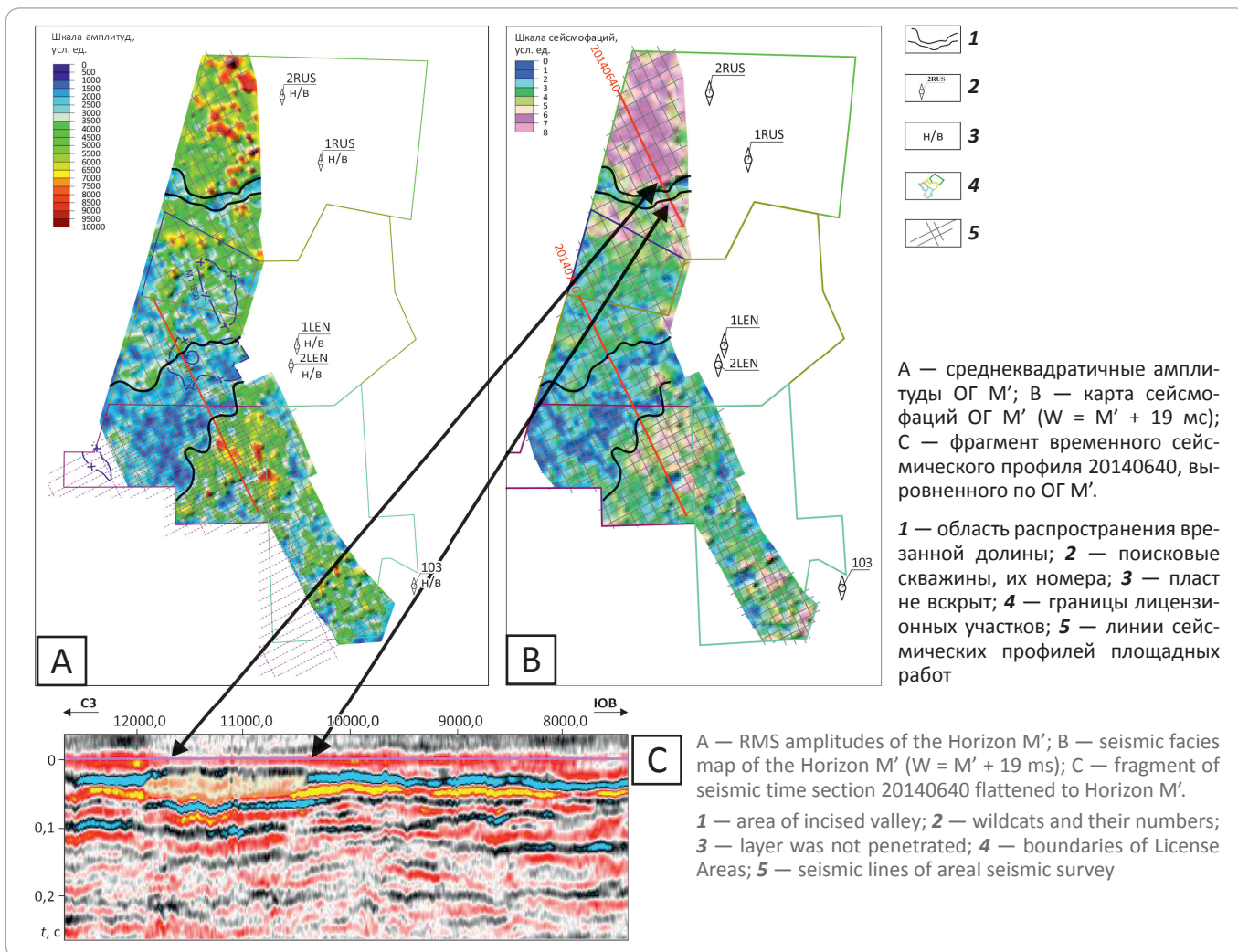
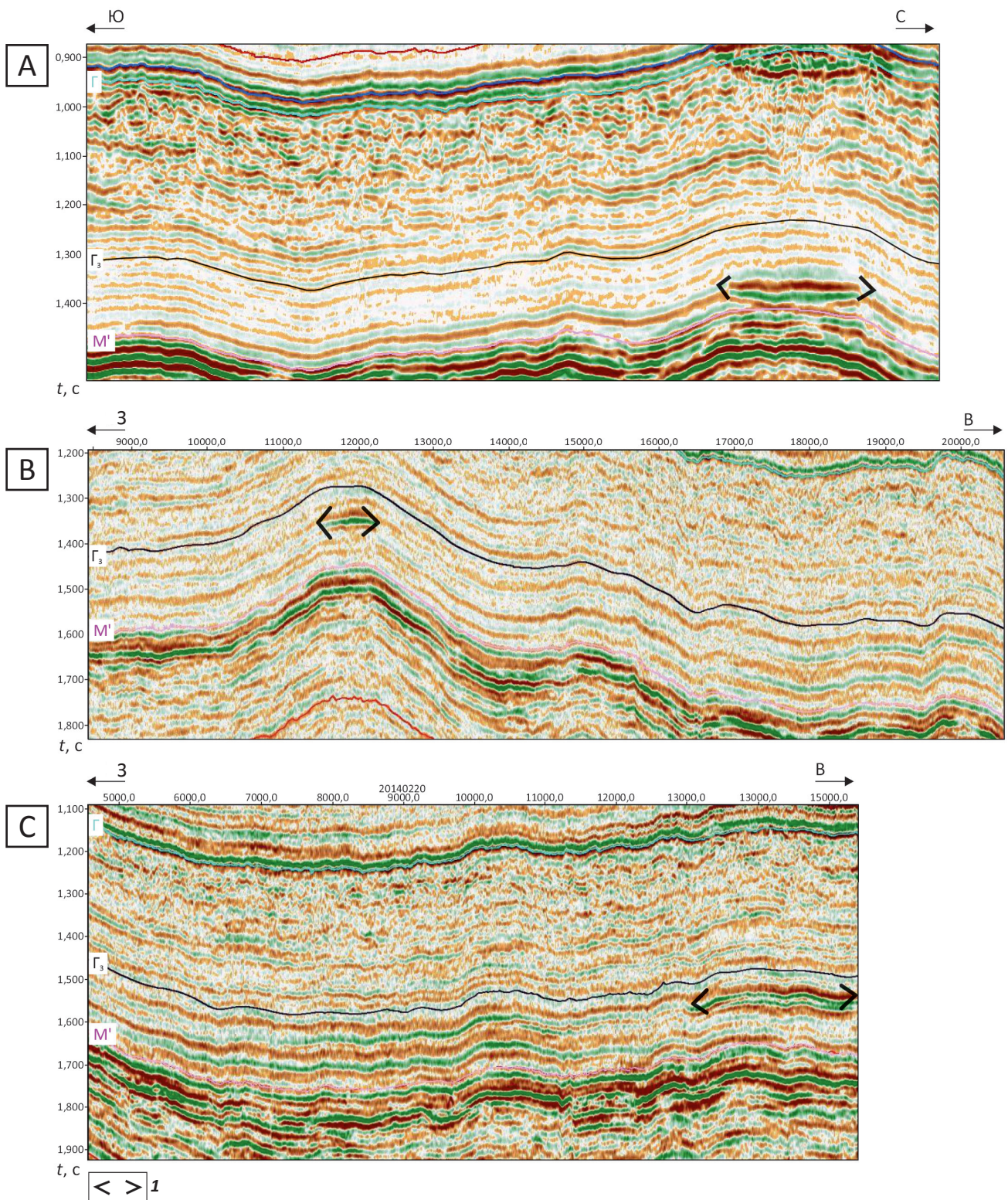


Рис. 6. Сейсмогеологическая характеристика отложений яронгской свиты
Fig. 6. Geoseismic behaviour of the Yarongsky Fm



Временные сейсмические разрезы по профилям: А — 20141010d, В — 20040480, С — 20140220.

1 — аномалии сейсмической записи типа «залежь»

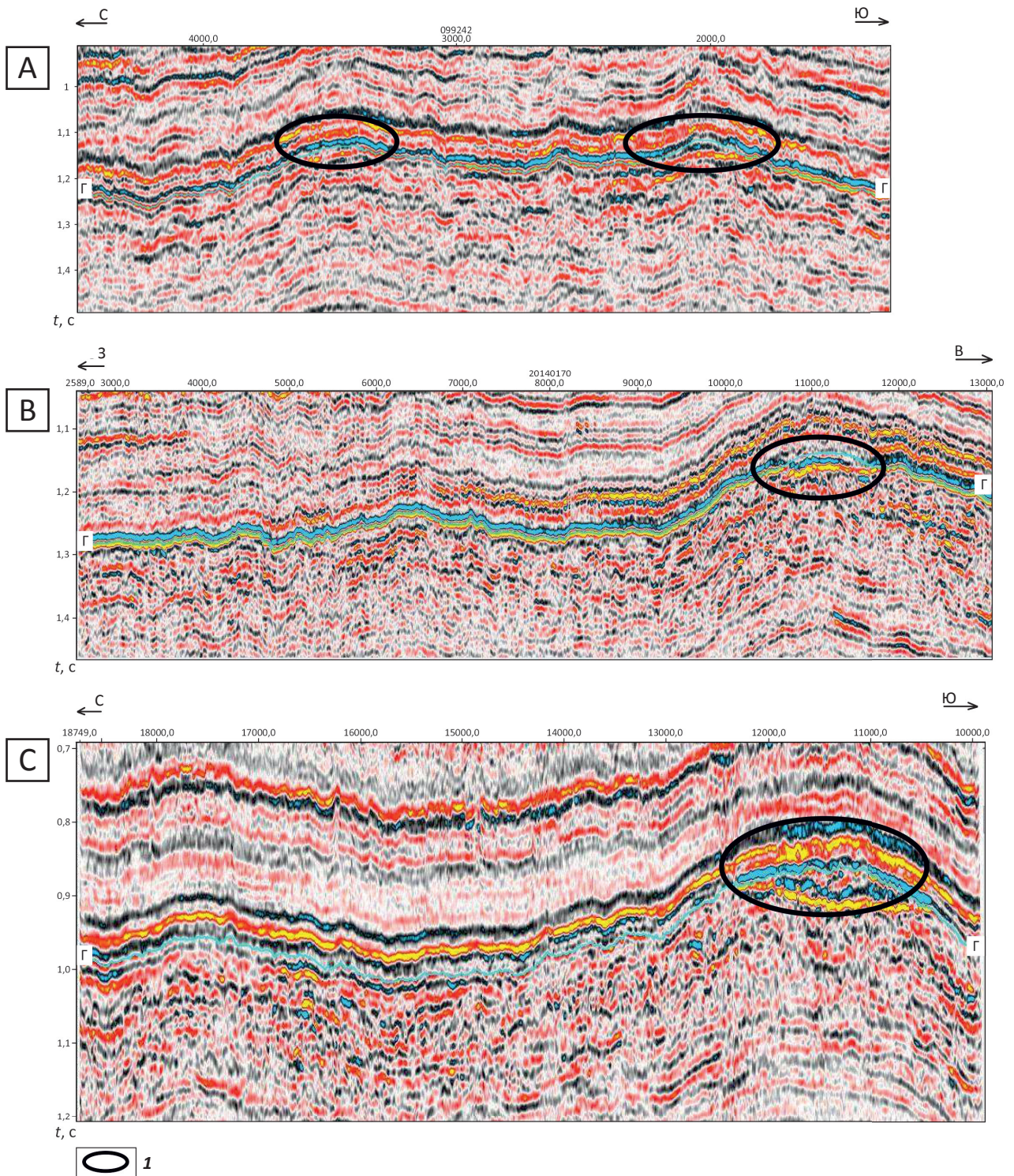
Seismic time sections along the lines: А — 20141010d, В — 20040480, С — 20140220.

1 — anomalies of seismic "deposit" type record



GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 7. Сейсмогеологическая характеристика сеноманских отложений
 Fig. 7. Geoseismic behaviour of the Cenomanian formations



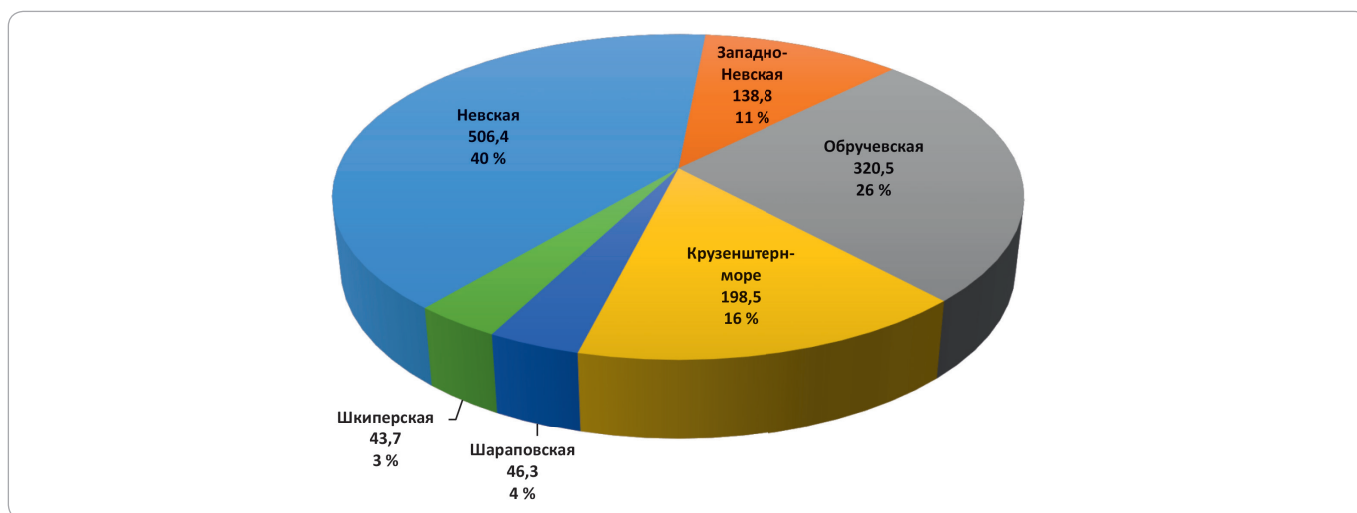
Временные сейсмические разрезы по профилям: А — 099242, В — 20140170, С — 20141022.

1 — аномалии сейсмической записи от газоводяных контактов

Seismic time sections along the lines: А — 099242, В — 20140170, С — 20141022.

1 — anomalies of seismic record caused by gas-water contacts

Рис. 8. Диаграмма ресурсов газа категорий $C_3 + D_{1л}$ по перспективным объектам, млрд m^3
Fig. 8. Diagram of $C_3 + D_{1loc}$ categories gas resources of exploration targets, BCM



обнаружены аномалии сейсмической записи от газонасыщенных контактов (рис. 7). Оценка ресурсов газа по выделенным нефтегазоперспективным ловушкам в разрезе юрско-меловых отложений приведена на рис. 8.

Заключение

Из изложенного материала следует, что в пределах исследованной территории основные перспективы нефтегазоносности связаны с апт-альб-сеноманскими отложениями, ловушками структурного типа.

Для подготовки перспективных объектов в юрских и нижнемеловых отложениях необходима постановка сейсморазведки 3D.

В основании разреза нижнеюрских отложений ожидается развитие базальных горизонтов, в которых прогнозируются ловушки УВ литологического типа (см. рис. 3).

В составе среднеюрского НГК перспективы связаны с кровлей комплекса (пласты Ю₂₋₄), ловушками преимущественно структурного типа.

В разрезе нижнемеловых отложений, наряду с ловушками структурного типа, прогнозируется развитие структурно-литологических и литологических объектов в отложениях ачимовской толщи, формирование которой связано с различными источниками сноса терригенного материала (восточным, западным, северным) [11].

Как отмечалось, при существующей геолого-геофизической изученности основные перспективы нефтегазоносности связаны с апт-альб-сеноманским

НГК, для оценки которого рекомендуется постановка поискового бурения.

В центральной и юго-восточной частях Невского ЛУ на структурных схемах от ОГ Б до ОГ C_3 включительно выделена Невская структура площадью по ОГ Γ_3 239 км², в интервале апт-сеноманских отложений — перспективные объекты, суммарная оценка ресурсов которых составляет 506 437 млн m^3 . Для их оценки рекомендуется бурение поисковой скв. 1 с проектным забоем 2420 м.

В юго-западной части Обручевского ЛУ выявлена Обручевская структура площадью по ОГ Γ_3 23,6 км² с оценкой ресурсов 137 281 млн m^3 по апт-сеноманским отложениям. Для ее опоскования рекомендуется бурение поисковой скв. 2 с проектным забоем 2600 м.

В северо-восточной части Шараповского ЛУ прогнозируется структура Крузенштерн-море площадью по ОГ Γ_3 115,4 км² и суммарной оценкой ресурсов апт-сеноманских отложений 129 218 млн m^3 . Для ее оценки рекомендуется бурение скв. 3 с проектным забоем 2300 м.

Для оценки перспектив нефтегазоносности апт-сеноманских отложений следует заложить три поисковые скважины глубиной 7320 м.

Исходя из нефтегенерационного потенциала баженовской свиты, в нижнемеловых отложениях в пределах исследованной территории следует ожидать открытие нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей.

Литература

1. Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазовый потенциал осадочного чехла арктических морей России // Тр. Первой международной конф. «Освоение шельфа арктических морей России». – М.: Ядерное общество, 1994. – С. 95–97.
2. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спецвыпуск. – С. 14–71.



GEOPHYSICAL SURVEYS

3. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафонов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. – № 1. – С. 7–17.
4. Богоявленский В.И., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 3 (7). – С. 92–103.
5. Конторович А.Э., Полякова И.Д., Стасова О.Ф., Трушков П.А., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Данилова В.П., Зуева Т.В., Колганова М.М., Липницкая Л.Ф., Мельникова В.М., Фомичев А.С. Органическая геохимия мезозойских нефтегазоносных отложений Сибири. – М. : Недра, 1974. – 192 с.
6. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. – М. : Наука, 1967. – С. 135–157.
7. Тюменская сверхглубокая скважина. Результаты бурения и исследования : сб. докл. / Гл. ред. В.Б. Мазур // Научное бурение в России. Вып. 4. – Пермь : Изд-во КамНИИКИГС, 1996. – 376 с.
8. Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas. *AAPG Bull.* 2004;88(11):1545–1572.
9. Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers № 1 well, Oklahoma. *Organic. Geochem.* 1981;3(1):59–77.
10. Price L.C. The Organic geochemistry (and causes thereof) of high-rank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores. *US Geol. Survey, Open-file Report 88–651.* Denver, 1991. P. 1–48.
11. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.
12. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Кислухин В.И., Недосекин А.С., Храмцова А.В. Литолого-фациальная характеристика ранне-среднеюрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработки нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 3. – С. 4–14.
13. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С. 1093–1106.
14. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности юрского нефтегазоносного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 138 с.
15. Недосекин А.С., Смирнов О.А., Шестакова Н.М., Гонтия В., Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Самитова В.И. Использование AVO-атрибутов при прогнозе нефтегазоносности юрско-меловых отложений Иусского нефтегазоносного района Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 4–11.

References

1. Gramberg I.S., Suprunenko O.I. Petroleum potential of sedimentary cover, the Russian Arctic seas. Tr. Pervoj mezhdunarodnoj konf. «Osvoenie shelfa arkticheskikh morej Rossii». Moscow: Yadernoe obshchestvo, 1994. P. 95–97.
2. Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Savchenko V.I., Senin B.V., Suprunenko O.I. Hydrocarbon potential of the Russian continental shelf: current state and development issues. *Mineralnye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie.* 2006;(Spetsvypusk):14–71.
3. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L.M., Kaminskii V.D., Kurchikov A.R., Malyshev N.A., Prischepa O.M., Safonov A.F., Stupakova A.V., Suprunenko O.I. Geology and hydrocarbon resources of the continental shelf in Russian Arctic seas and the prospects of their development. *Russian Geology and Geophysics.* 2010;51(1):1–11.
4. Bogoyavlensky V.I., Polyakova I.D. Prospects of oil-and-gas bearing deposits of deep sea in the South Kara sea region. *Arktika: ekologiya i ekonomika.* 2012;7(3):92–103.
5. Kontorovich A.E., Polyakova I.D., Stasova O.F., Trushkov P.A., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Danilova V.P., Zueva T.V., Kolganova M.M., Lipnickaya L.F., Melnikova V.M., Fomichev A.S. Organic geochemistry of the Siberian Mesozoic oil and gas bearing deposits. Moscow: Nedra, 1974. 192 p.
6. Vassoevich N.B. Sedimentary-migrational theory of oil origin. Moscow: Nauka, 1967. P. 135–157.
7. Tyumen ultradeep well. Drilling results and studies: Book of abstracts. In: V.B. Mazur, ed. *Nauchnoe burenie v Rossii. Vyp. 4.* Perm : Izdatelstvo KAMNIKIIGIS, 1996. 376 p.
8. Isaksen G.H. Central North Sea hydrocarbon systems: Generation, migration, entrapment, and thermal degradation of oil and gas. *AAPG Bull.* 2004;88(11):1545–1572.
9. Price L.C., Clayton J.L., Rumen L.L. Organic geochemistry of the 9.6 km Bertha Rogers № 1 well, Oklahoma. *Organic. Geochem.* 1981;3(1):59–77.
10. Price L.C. The Organic geochemistry (and causes thereof) of high-rank rocks from the Ralph Lowe-1 and other well bores. *US Geol. Survey, Open-file Report 88–651.* Denver, 1991. P. 1–48.
11. 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.
12. Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Kislukhin V.I., Nedosekin A.S., Khramtsova A.V. Lithofacies characteristic of Early-Middle Jurassic deposits of West Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2012;(3):4–14.
13. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Stratigraphy and paleogeography of Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia in connection with the clinofold structure of the section. *Russian Geology and Geophysics.* 2011;52(8):859–870.
14. 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.
15. Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Shestakova N.M., Gontia V., Kurchikov A.R., Borodkin V.N., Samitova V.I. The use of AVO-attributes when predicting oil and gas potential of the Jurassic-Cretaceous sediments of Iusky oil and gas region of the Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2016;(12):4–11.