

УДК 553.98 (470.1)

DOI 10.31087/0016-7894-2019-4-27-39

Прогноз ловушек углеводородов в Баренцевоморском шельфе на основе сейсморазведки 2D, 3D

© 2019 г. | О.А. Смирнов¹, В.Н. Бородкин^{2,3}, А.В. Лукашов¹, А.Р. Курчиков², М.В. Комгорт³, Н.М. Шестакова¹, А.В. Погрецкий⁴

¹ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия; smirnov.oa@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; nshest@ingeos.info;

²Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Тюмень, Россия; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

³ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия; komgort@mail.ru;

⁴ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Поступила 18.02.2019 г.

Принята к печати 19.04.2019 г.

Ключевые слова: Баренцевоморский шельф; сейсморазведка 2D, 3D; нефтегазоносный комплекс; сейсмические аномалии; перспективный объект.

Баренцевоморский регион обладает одним из самых больших потенциалов открытия нефтегазовых месторождений. В предыдущие годы его освоения были открыты такие месторождения, как Штокмановское, Ледовое, Лудловское, Мурманское, Северо-Кильдинское. Все месторождения были открыты в отложениях средней юры и триаса. С появлением новых данных об особенностях геологического строения нефтегазоносных и нефтегазоперспективных комплексов, полученных на основе проводимых ПАО «Газпром» сейсморазведочных работ 2D и 3D, представилась возможность вернуться к вопросу о парадигме нефтегазопроисковых работ. Полученные данные содержали информацию о строении залежей углеводородов, путях восходящей миграции пластовых флюидов, руководящей роли дизъюнктивной тектоники при формировании месторождений углеводородов, направлении главных региональных тектонических напряжений, преобладающих структурных деформациях, наличии горизонтальных напряжений, тектонофизических предпосылок, влияющих на вертикальную проницаемость недр, условиях расформирования газовых залежей углеводородов и многом другом. Таким образом, данные современной сейсморазведки 3D позволили вернуться к вопросу уточнения перспектив нефтегазоносности посредством изучения механизма формирования ловушек углеводородов в условиях тектонической активности Баренцевоморской палеорифтовой системы. Результаты сейсморазведки 2D и 3D позволяют расширить стратиграфический диапазон прогнозирования залежей углеводородов от каменноугольно-пермских до меловых отложений. Был выявлен широкий спектр типов ловушек углеводородов, которые сформировались в Баренцевоморском бассейне: структурные, литологические, стратиграфические, тектонические, комбинированные. При этом доля структурных ловушек незначительная, а большая часть вновь выделенных ловушек относится к неструктурным. В данной статье приведены примеры выделения ловушек углеводородов, характерные для стратиграфических комплексов палеозоя и мезозоя.

Для цитирования: Смирнов О.А., Бородкин В.Н., Лукашов А.В., Курчиков А.Р., Комгорт М.В., Шестакова Н.М., Погрецкий А.В. Прогноз ловушек углеводородов в Баренцевоморском шельфе на базе сейсморазведки 2D, 3D // Геология нефти и газа. – 2019. – № 4. – С. 27–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-27-39.

Prediction of hydrocarbon traps in the Barents Sea shelf on the basis of 2D, 3D seismic exploration

© 2019 | O.A. Smirnov¹, V.N. Borodkin^{2,3}, A.V. Lukashov¹, A.R. Kurchikov², M.V. Komgort³, N.M. Shestakova¹, A.V. Pogretskii⁴

¹LLC "Ingeoservice", Tyumen, Russia; smirnov.oa@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; nshest@ingeos.info;

²West-Siberian branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences; Tyumen, Russia; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

³Tyumen industrial University, Tyumen, Russia; komgort@mail.ru;

⁴ООО Gazprom geologorazvedka, Tyumen, Russia; apogretskiy@ggr.gasprom.ru

Received 18.02.2019

Accepted for publication 19.04.2019

Key words: Barents Sea shelf; 2D, 3D seismic exploration; play; seismic anomalies; exploration target.

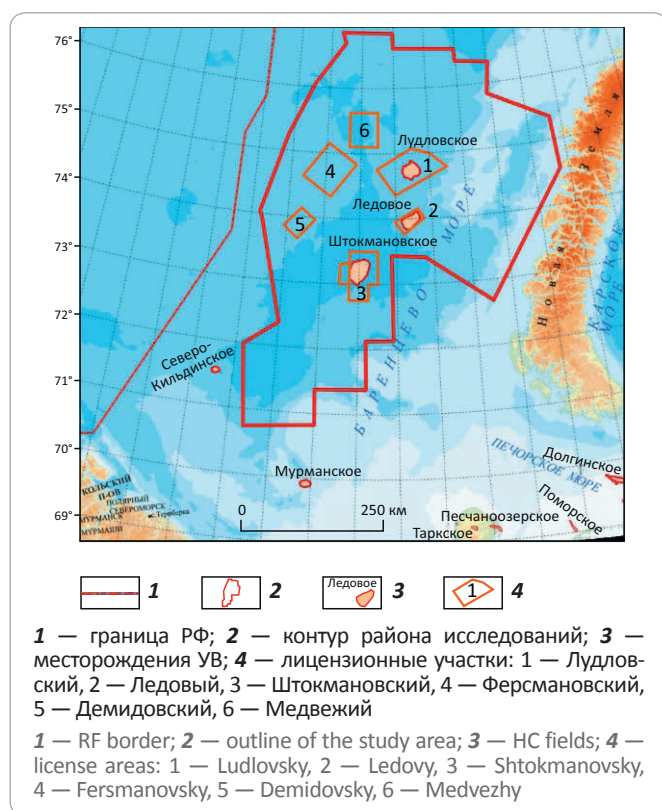
The Barents Sea region has one of the greatest potential for oil and gas fields discovery. In recent years of its exploration, the following fields were discovered: Shtokman, Ledovoe, Ludlovskoe, Murmanskoe, Severo-Kil'dinskoe. All the fields were discovered in Middle Jurassic and Triassic formations. With obtaining new data resulting from 2D and 3D seismic surveys conducted by PJSC Gazprom and containing information on the features of oil and gas bearing and oil and gas promising rock associations, it became possible to get back to the issue of oil and gas exploration paradigm. The obtained data contained information on the structure of hydrocarbon accumulations, paths of formation fluid upward migration, leading role of fault tectonics in formation of hydrocarbon

GEOPHYSICAL SURVEYS

fields, direction of major regional tectonic stresses, prevailing structural deformations, horizontal stresses, tectonic and physical factors affecting the vertical permeability in the subsurface, conditions of gas accumulations deforming, and much more. Thus, with acquisition of modern 3D seismic data, it became possible to get back to the issue of clarifying the petroleum potential by studying the mechanism of hydrocarbon traps formation in the context of tectonic activity of the Barents Sea paleorift system. The results of 2D and 3D seismic surveys allow extending the stratigraphic range of hydrocarbon deposits prediction from Carboniferous-Permian to Cretaceous formations. The authors identified a wide range of types of hydrocarbon traps formed in the Barents Sea Basin, namely: structural, lithological, stratigraphic, tectonic, and combination. At the same time, the proportion of structural traps is insignificant, and the majority of newly identified traps are non-structural. This paper presents the examples of delineation of hydrocarbon traps typical of Palaeozoic and Mesozoic stratigraphic series.

For citation: Smirnov O.A., Borodkin V.N., Lukashov A.V., Kurchikov A.R., Komgort M.V., Shestakova N.M., Pogretskii A.V. Prediction of hydrocarbon traps in the Barents Sea shelf of the basis on 2D, 3D seismic exploration. *Geologiya nefti i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(4):27–39. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-4-27-39.

Рис. 1. Обзорная карта района исследований
Fig. 1. Location map of the study area



Район исследований расположен в восточной части шельфа Баренцева моря, к северо-востоку от Кольского полуострова и к западу от побережья архипелага Новая Земля (рис. 1). Согласно схеме тектонического районирования (АО «Союзморгео», 2015), район работ находится в зоне сочленения Восточно-Баренцевского мегапрогиба (трога) с восточной частью Свальбардской плиты, восточная граница приурочена к западной части Предновоземельской зоны дислокаций. С точки зрения нефтегеологического районирования (АО «Союзморгео», 2008) он целиком входит в состав Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НГП), в пределах которой открыты Мурманское, Северо-Кильдинское, Штокмановское, Ледовое и Лудловское месторождения (см. рис. 1).

Приведем геолого-геофизическое обоснование выделения перспективных объектов в составе верхнедевон-нижнепермского, верхнепермско-триасового, юрского, неокомского и апт-альб-сеноманского нефтегазоносных комплексов (НГК) Восточно-Баренцевской НГП (рис. 2).

Обоснование выделения перспективных объектов

Верхнедевон-нижнепермский НГК в Тимано-Печорской НГП характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности. На временных сейсмических разрезах в кровле он ограничен отражающим горизонтом (ОГ) Ia, в подошве — ОГ III₃ (см. рис. 2).

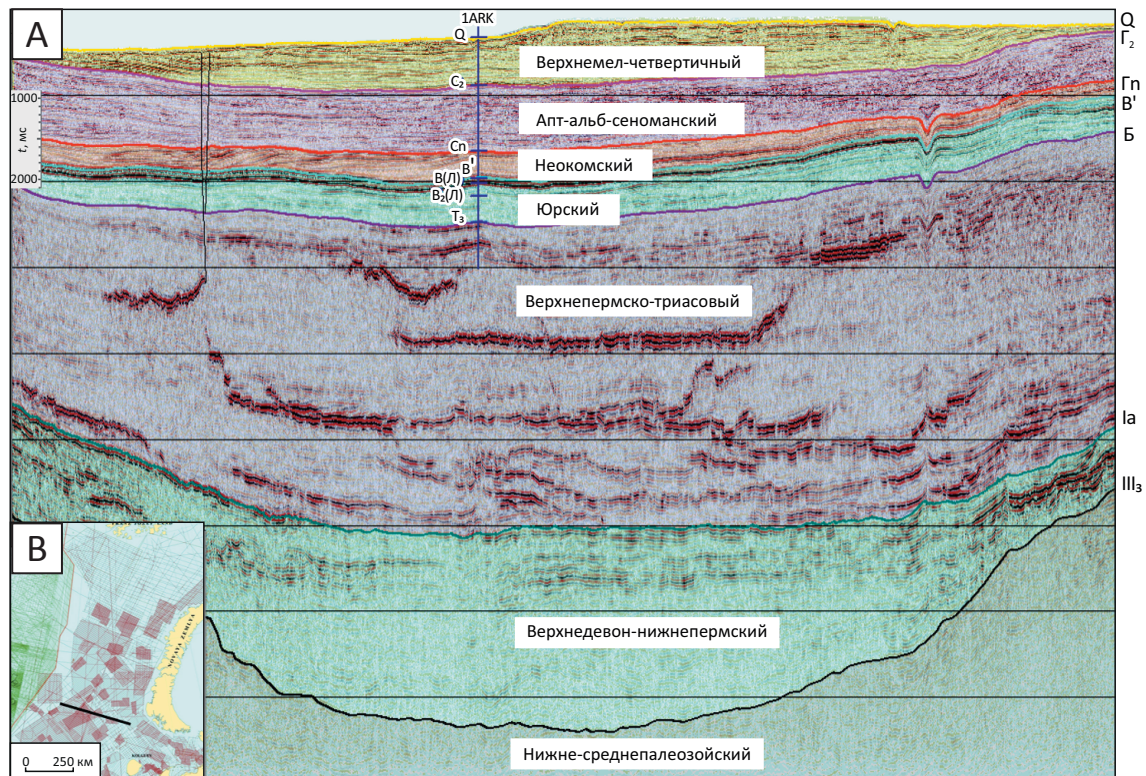
Основные перспективы нефтегазоносности комплекса связаны, прежде всего, с органогенно-детритовыми и биогермными известняками. В его составе выделены две небольшие карбонатные постройки, приуроченные к восточному борту Свальбардской плиты, и одна — южнее Ферсмановской структуры. В составе данного перспективного комплекса выявлена Крестовая ловушка УВ. Полученные результаты свидетельствуют о необходимости дальнейшего изучения Адмиралтейского вала с привлечением сейсморазведочных работ 2D, переобработанных на современном уровне. Последующие геолого-разведочные работы позволят детализировать геологическое строение комплекса, а также обосновать и подготовить к бурению сложнопостроенные Крестовые ловушки УВ.

Верхнепермско-триасовый НГК составляет основную часть осадочного чехла, в кровле он ограничен ОГ Б, в подошве — Ia (см. рис. 2). Промышленная продуктивность триасовой составляющей комплекса установлена как в российском (Северо-Кильдинское, Мурманское месторождения), так и в норвежском (месторождения Голиаф, Нукула, Верверис, Арена-рия, Норварг, Вистинг) секторах Баренцева моря. Для поиска потенциально перспективных объектов в составе комплекса были проанализированы все имеющиеся сейсмические и скважинные данные.

При бурении скв. Арктическая-1 в интервале триасовых отложений отмечались следующие признаки наличия УВ:

– повышение газопоказаний в буровом растворе: метана (до 7,5 %), этана (до 2,6 %), пропана (до 0,16 %) и бутана (до 0,04 %);

Рис. 2. Сейсмостратиграфические комплексы Баренцевоморского бассейна
Fig. 2. Seismic sequences of the Barents Sea Basin



Композитный сейсмический профиль 52040140–52040160–52040170: А — разрез, В — схема расположения
 Slalom seismic line 52040140–52040160–52040170: A — cross-section; B — location map

- люминесценция керна и шлама;
- наличие битума в шлифах;
- выпоты УВ в кернах, связанные как с битуминозностью, так и с углистостью терригенных разностей пород.

Наиболее масштабные аномалии сейсмической записи (АСЗ) выявлены в зоне сочленения Восточно-Баренцевского мегапрогиба с Предновоземельской зоной дислокаций. Так, на временных сейсмических разрезах сейсмической партии 20/05 ниже поверхности стратиграфического несогласия широко распространены крупные аномалии типа «яркое пятно», которые подтверждаются AVO-эффектами. В составе данного перспективного комплекса выявлены Южно-Крестовые ловушки УВ. Выделенная группа крупных высокоперспективных Южно-Крестовых ловушек УВ приурочена, предположительно, к среднетриасовым отложениям (рис. 3).

Выявленные многочисленные залежи УВ стратиграфического типа, как правило, встречаются в зонах распространения линейных складок (области сочленения прогибов со складчатыми областями) и осложнены тектоническими нарушениями.

Залежи стратиграфического типа связаны с ловушками структурно-стратиграфического типа (ССЛ).

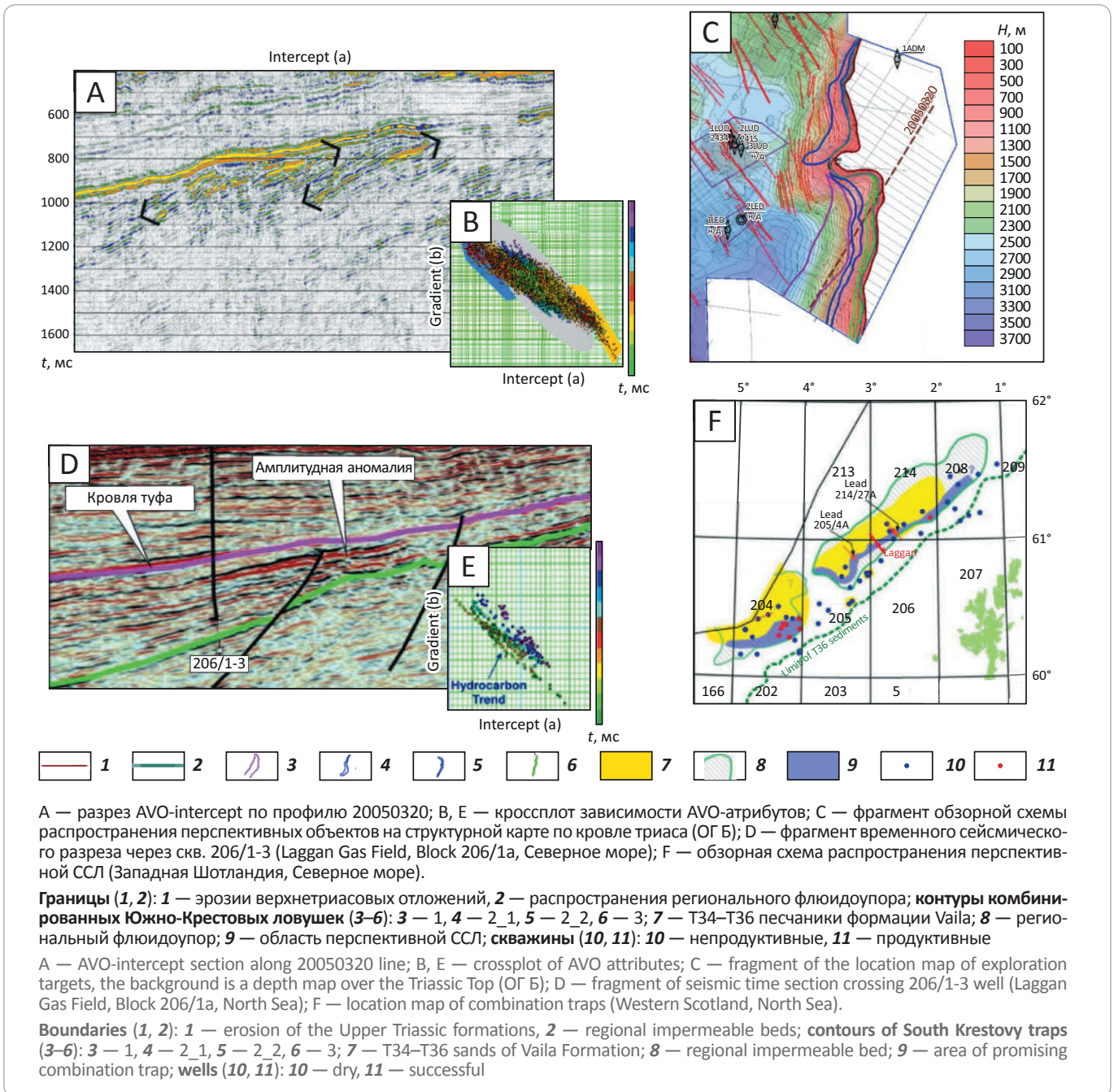
Они установлены на территории России в Тимано-Печорской (Западно-Тэбукская, Нижнеомринская и другие площади), Волго-Уральской (Туймазинская, Серафимовская площади), Западно-Сибирской НГП (Усть-Балыкское, Уренгойское и другие месторождения), а также Канады, США, Алжира и других стран. В качестве примера на рис. 3 представлена ССЛ, выявленная в Западной Шотландии [1], а также перспективные объекты аналогичного типа в пределах района исследований. Подобные ССЛ УВ закартированы специалистами ОАО «МАГЭ» в отложениях неогена на Южно-Шпицбергенском шельфе.

Таким образом, в результате проведенных работ на региональную схему перспектив комплекса вынесены вновь выявленные потенциально перспективные зоны УВ, а также структурно-тектонические ловушки (СТЛ) УВ (Ферсмановская, Медвежья), выделенные по результатам сейморазведки 2D.

Юрский региональный комплекс является основным продуктивным комплексом в Восточно-Баренцевском регионе, в кровле он ограничен ОГ В', в подошве — Б (см. рис. 2). Разрез исследуемого интервала подразделяется на нижне-среднеюрский (геттанг-байосский, бат-келловейский) и верхнеюрский подкомплексы.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 3. Ловушки структурно-стратиграфического типа в акватории Баренцева и Северного морей
Fig. 3. Combination traps in the waters of the Barents and North seas



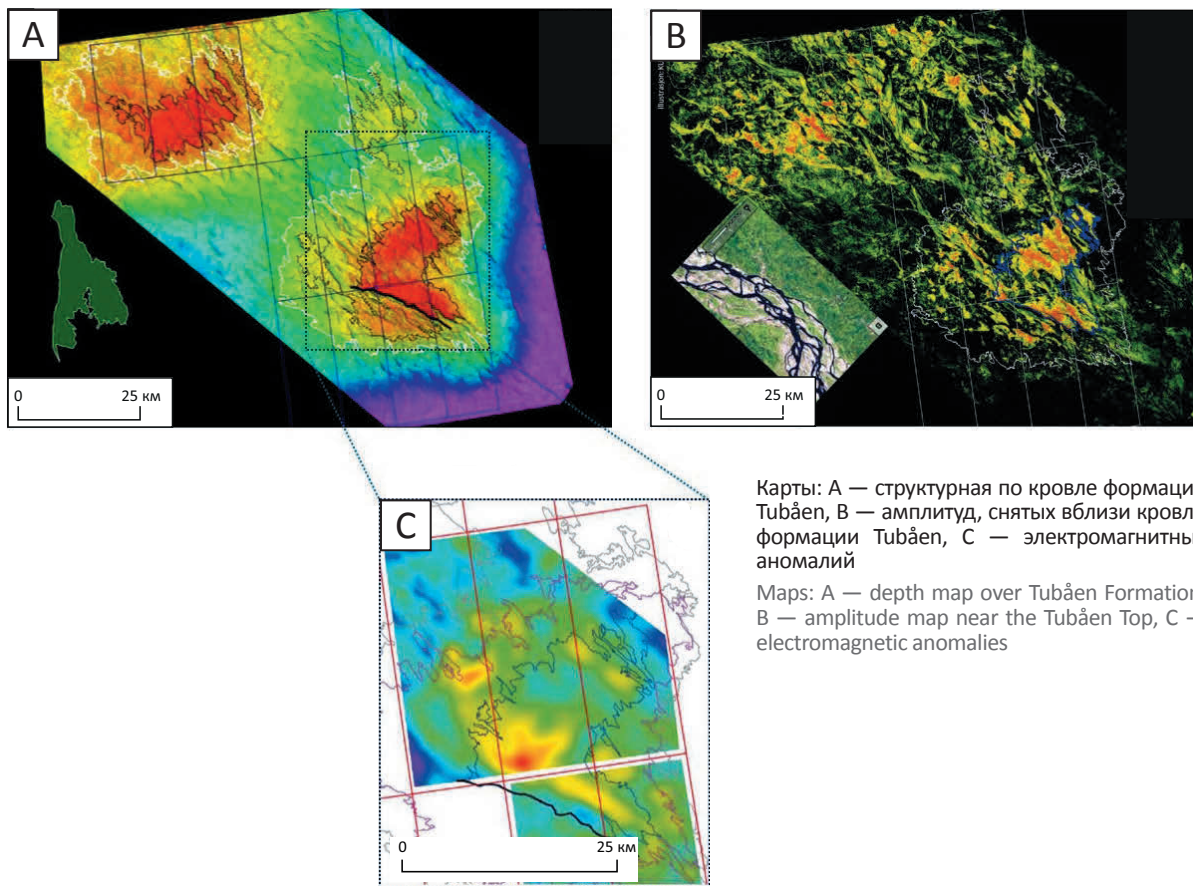
В нижне-среднеюрском подкомплексе российского сектора Баренцевоморского шельфа в аален-байосских отложениях выявлены крупнейшие газовые и газоконденсатные залежи на Ледовом и Штокмановском месторождениях. В кровле комплекс ограничен ОГ В, в подошве — Б.

Продуктивность отложений нижней юры на площади исследований не установлена, однако в норвежском секторе Баренцева моря открыты залежи УВ в песчаниках бассейна Хаммерфест. Помимо этого, по новейшим данным, полученным в процессе проведе-

ния сейсморазведочных работ 3D и бурения скважины в бывшей «серой зоне» акватории (PL859, Naarpet Dømen), открыто небольшое газовое месторождение и норвежскими специалистами уточнено геологическое строение продуктивного интервала. Так, на карте амплитуд, снятых в верхней части формации Tubåen (синемюрский ярус, нижняя юра), отчетливо проявились многочисленные извилистые палеоканалы, характеризующиеся максимальными отрицательными значениями параметра и хорошо согласующиеся с электромагнитными аномалиями (ЭМА) (рис. 4),

Рис. 4. Сейсмогеологическая характеристика формации Tubåen, L859, Haapet Domen, Норвегия (по Halfdan Carstens, 2016)

Fig. 4. Geoseismic characteristics of Tubåen Formation, L859, Haapet Domen, Norway (after Halfdan Carstens, 2016)



Карты: А — структурная по кровле формации Tubåen, В — амплитуд, снятых вблизи кровли формации Tubåen, С — электромагнитных аномалий

Maps: А — depth map over Tubåen Formation, В — amplitude map near the Tubåen Top, С — electromagnetic anomalies

для которых характерны коллекторы с максимально высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Близость пробуренной скв. 7435/12-1 к норвежско-российской морской границе свидетельствует о потенциальных перспективах нижнеюрских отложений и на рассматриваемой площади исследований.

Для поиска новых перспективных объектов в подкомплексе был проведен совместный динамический и AVO-анализ. Так, на временных сейсмических разрезах южнее Лунинской структуры зафиксирована АСЗ типа «яркое пятно». Перспективность выделенной Южно-Лунинской АСЗ уточнена AVO-исследованиями.

На временном сейсмическом разрезе 12301051 северо-восточнее свода Федынского выделена АСЗ, характеризующаяся повышенными значениями амплитуд и энергии.

Аален-байосские отложения в составе подкомплекса более детально охарактеризованы данными бурения по сравнению с нижнеюрской толщей. На основании данных, полученных в результате электрофациального и циклостратиграфического анализов,

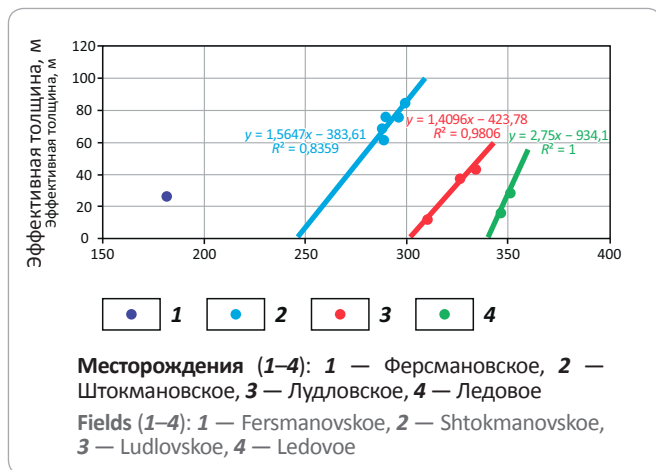
были зафиксированы фации мелководно-морских и прибрежно-морских обстановок осадконакопления (Смирнов О.А. и др., 2017). Терригенный материал поступал по дельтовым и русловым палеоканалам, расположенным в восточной и западной частях района исследований.

В рамках площади исследований продуктивность аален-байосских отложений установлена на Штокмановском (пласты Ю₃, Ю₂ и Ю₁) и Ледовом (пласты Ю₂, Ю₁¹ и Ю₁) месторождениях, где открыты газовые и газоконденсатные залежи структурно-тектонического типа. На основании данных сейсморазведочных работ 3D на Демидовской и Ледовой структурах выделены перспективные СТЛ углеводородов, приуроченные к кровле исследуемого интервала (ОГ В₂).

Бат-келловейские отложения представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, в их разрезе наибольший интерес представляет пласт Ю₀, в котором на Лудловском месторождении выявлена крупная газовая залежь. По результатам выполненных литолого-фациальных исследований установлено, что накопление пласта происходило в мелководно-морских обстановках [2].

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 5. Взаимотношение общих и эффективных толщин коллекторов продуктивной толщи средней юры
Fig. 5. Relationship between total and net reservoir thickness in the Middle Jurassic pay zone



Палеорельеф бассейна седиментации представлял собой систему унаследованных локальных впадин, соединенных проливами и каналами. Установлена хорошая корреляционная связь увеличения эффективных толщин коллекторов с ростом общих толщин (рис. 5).

Далее была опробована следующая поисковая методика: построена матрица прогнозных классов по положительной локальной составляющей структурной карты по ОГ В и отрицательной локальной составляющей карты толщин между ОГ В и В₂. Настройка правильности выделения пространственных границ классов осуществлялась по степени приближения к внешнему контуру открытых месторождений: Штокмановскому, Лудловскому и Ледовому.

В результате была получена карта распространения зон и участков для поиска аналогичных месторождений. Всего было выделено около 20 участков, которые стали основой для составления региональной схемы перспективных ловушек УВ в юрском комплексе.

Так, на восточном склоне свода Федынского выделена Восточно-Федынская структурно-литологическая ловушка (СЛЛ), по данным фациального анализа южнее Ферсмановской структуры оконтурена Южно-Ферсмановская СЛЛ. На восточном склоне Шатской структуры обнаружена Восточно-Шатская СЛЛ.

Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности представляет северо-восточная часть района исследования — Лунинская структура и западный борт Адмиралтейского вала, где выявлены крупные АСЗ, которые по диагностическим признакам хорошо сопоставляются с АСЗ, контролирующей Лудловскую газовую залежь в пласте Ю₀ [2]. Аномалия контролируется структурными факторами и тектоническими дислокациями (рис. 6).

В северном направлении, на западном крыле Адмиралтейского вала, в отдельных тектонических блоках и относительной близости от выявленного месторождения появляются сейсмические аномалии, которые по диагностическим признакам можно отнести к лудловскому типу.

Поисковый интерес представляют значительные по площади распространения амплитудные аномалии, установленные в районе Лунинской структуры. Характерно выраженное изменение амплитуд соответствующей отраженной волны в зависимости от углов падения, аналогичное лудловской амплитудной аномалии (АВО-эффекты).

На временных сейсмических разрезах Южно-Лунинская, Северо-Лунинская и Южно-Крестовая АСЗ характеризуются резким возрастанием амплитуд и значительным увеличением псевдопериода сейсмических отражений.

Помимо вновь выявленных ловушек УВ, на региональную схему перспектив нефтегазоносности, наряду с контурами Штокмановской, Ледовой и Лудловской структурно-тектонических залежей УВ, вынесены перспективные ловушки УВ, выделенные по результатам сейсморазведки 2D и 3D.

Верхнеюрский подкомплекс в кровле ограничен ОГ В', в подошве — В (см. рис. 2).

На основании совместного анализа данных сейсмических исследований и бурения 12 поисково-разведочных скважин установлено, что разрез исследуемого интервала представлен морскими глинистыми отложениями, мощность которых закономерно увеличивается в южном, юго-восточном и северо-западном направлениях. По единичным образцам керна и данным промыслово-геофизических исследований (ГИС) верхнеюрская толща подразделяется на две части.

Нижняя, преимущественно оксфорд-кимериджского возраста, сложена серыми плитчатыми аргиллитами, участками с прослоями известковистых или глинистых алевролитов.

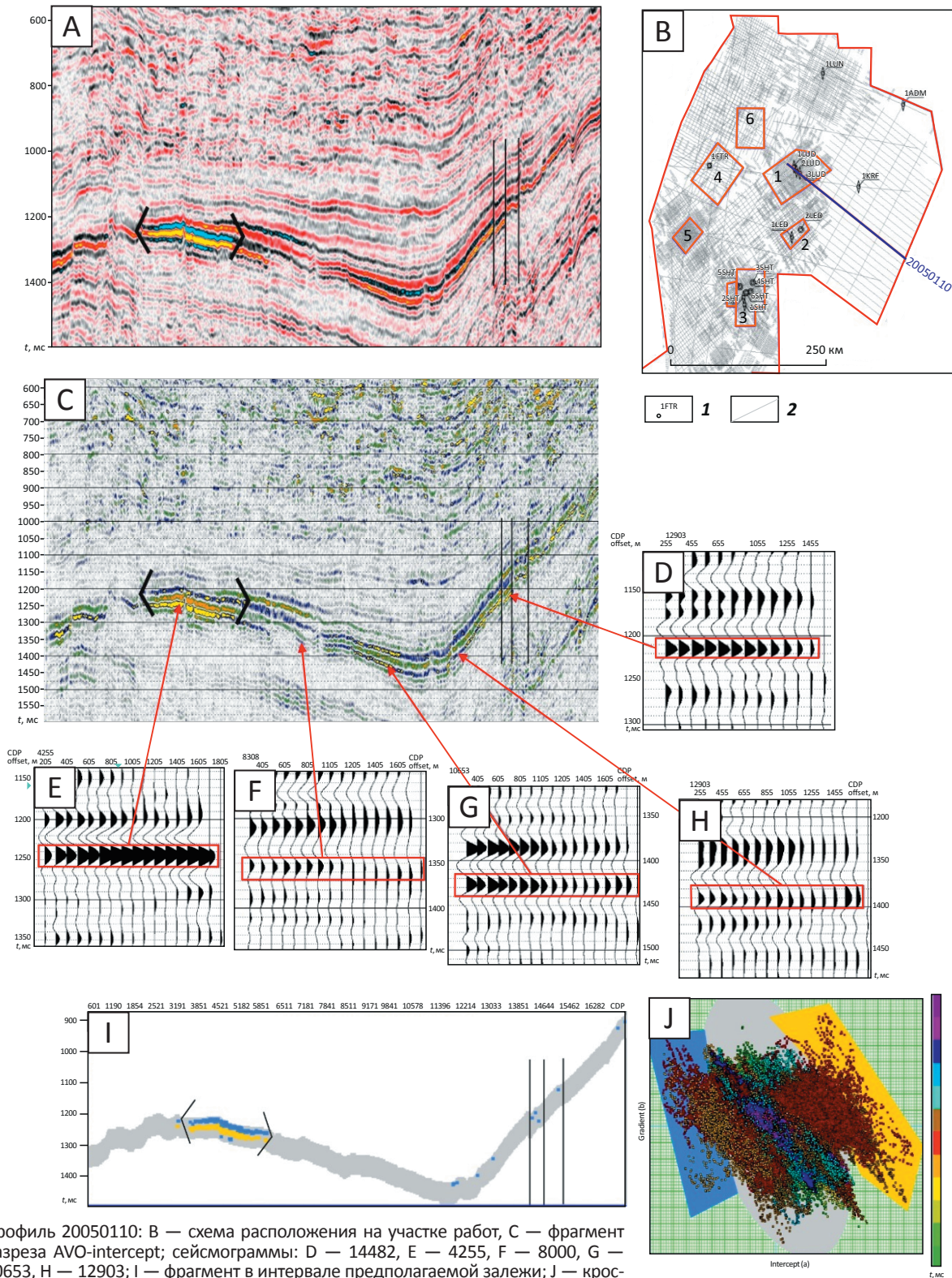
Верхняя, кимеридж-титонская часть разреза, выполнена буровато-черными сапропелевыми аргиллитами, характеризующимися, по данным ГИС, повышенными показаниями радиоактивности. Они являются аналогами битуминозных аргиллитов баженновской свиты Западно-Сибирской НГП.

Несмотря на то, что аргиллиты Южно-Баренцевской впадины и Западно-Сибирской НГП схожи по содержанию ОВ, они отличаются значением остаточного генерационного потенциала (8,2–32,5 мг УВ/г породы — в Западно-Сибирской НГП, 52–76 мг УВ/г породы — в Южно-Баренцевской впадине), а также степенью катагенетической преобразованности ОВ.

Битуминозные аргиллиты баженновской свиты Западной Сибири прошли стадию нефтяного окна в зоне мезокатагенеза (МК₁–МК₃), а в Южно-Баренцевской

Рис. 6. Фрагмент временного сейсмического разреза по профилю 20050110 (А), АСЗ, АVO-эффекты (Лудловская газовая залежь)

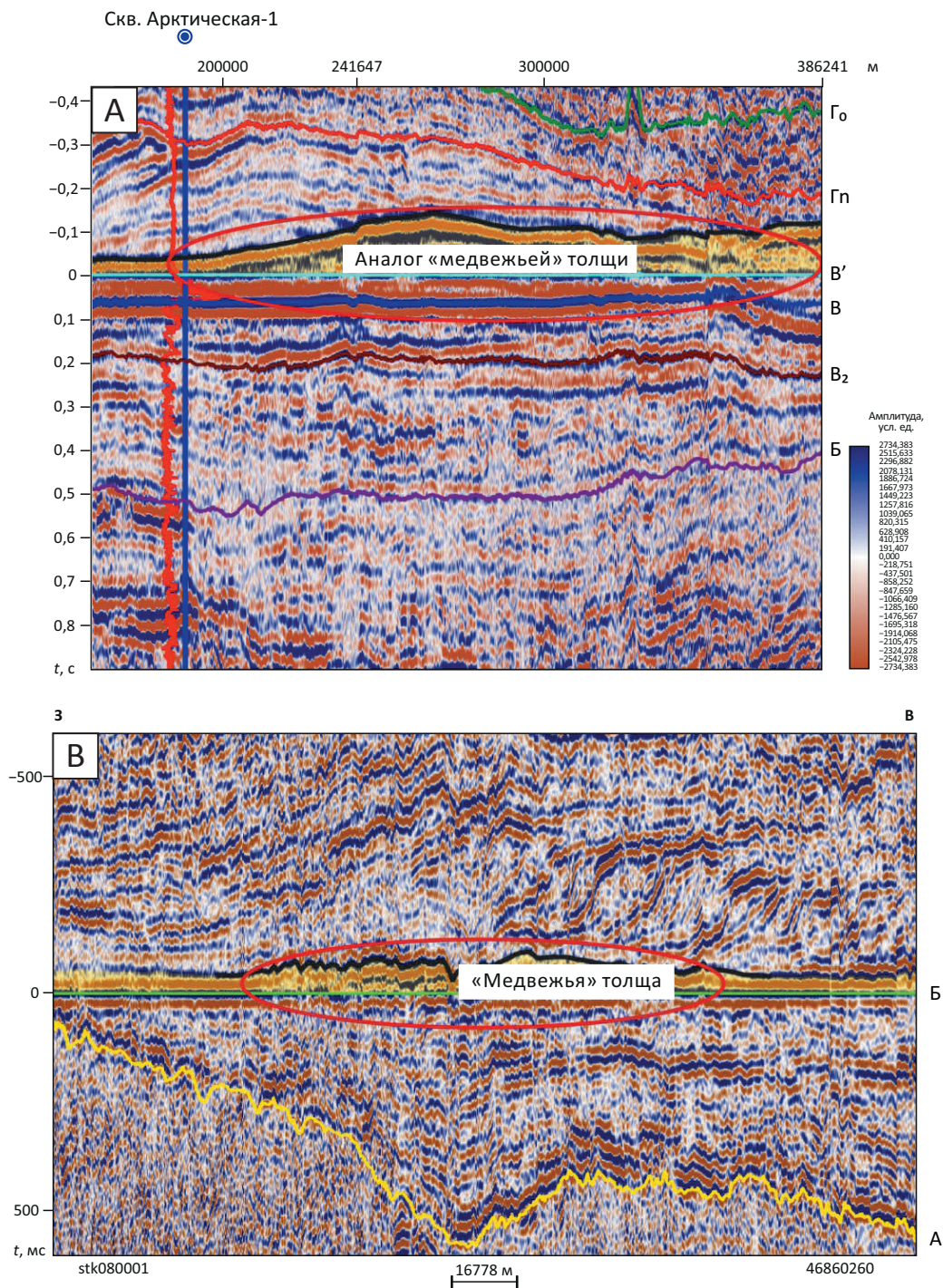
Fig. 6. Fragment of seismic time section along 20050110 Line (A), Flat Spot, AVO-effects (Ludlovsky gas accumulation)



Профиль 20050110: В — схема расположения на участке работ, С — фрагмент разреза АVO-интерсепт; сейсмограммы: D — 14482, E — 4255, F — 8000, G — 10653, H — 12903; I — фрагмент в интервале предполагаемой залежи; J — кроссплот зависимости АVO-атрибутов. 1 — скважины; 2 — сейсмические профили 20050110 Line: B — location map, C — fragments of AVO-intercept cross-section; seismic gathers: D — 14482, E — 4255, F — 8000, G — 10653, H — 12903; I — fragment in the interval of the expected accumulation; J — crossplot of AVO-attributes. 1 — wells; 2 — seismic lines

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 7. Особенности строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений в Южно-Баренцевской впадине
Fig. 7. Structural features of the Upper Jurassic – Lower Cretaceous formations in the South Barents Depression



Временные сейсмические разрезы: А — композитный по профилям 52040160–52040140, выровненный на ОГ В' (титонский ярус, верхняя юра), В — по региональному профилю 22 (Западная Сибирь), выровненный на ОГ Б (титонский ярус, верхняя юра)

Seismic time sections: А — slalom along 52040160–52040140 lines flattened to B' Reflector (Tithonian Fm, Upper Jurassic), В — 22 Regional Line (Western Siberia) flattened to B Reflector (Tithonian Fm, Upper Jurassic)

впадине они находятся на стадии протокатагенеза ПК₃.

В наиболее погруженных районах впадины расчетная степень катагенетической преобразованности керогена свиты соответствует началу этапа МК₁

(R₀ составляет 0,5–0,6 %). Сравнительно небольшое опесчанивание нижней части исследуемого интервала отмечается на отдельных участках в южном направлении, в сторону Тимано-Печорской НПП (скважины Медыньское море-1, Северо-Долгинская-1) [3].

Аналогичное строение верхнеюрско-берриаских отложений установлено в Западной Сибири. Оно представляет зону повышенных толщин отложений (рис. 7), в основании которой по данным изучения керна (Ярейская, Ямсовейская, Юбилейная, Западно-Юбилейная, Южно-Нурминская, Ростовцевская площади) установлены нефтенасыщенные песчаники. А.А. Нежданов данные песчаные образования выделил в качестве «медвежьей» толщи. Ранее Н.Х. Кулахметов и др. [4] отнесли их к нурминской свите, которая была утверждена на последнем Межведомственном стратиграфическом совещании, проходившем в Новосибирске в 2003 г.

Предполагается, что отложения данной свиты развиты в западной части акватории Карского моря в пределах Ленинградского лицензионного участка [5].

На временных сейсмических разрезах на фоне регионального увеличения временных толщин в западном направлении (о-ва Новая Земля) по волновой картине отмечается расщепление положительной фазы ниже ОГ Б, что может быть связано с появлением песчаного материала в разрезе нурминской свиты.

Аналогичная картина наблюдается в восточной части акватории Баренцева моря в пределах Лудловского лицензионного участка [2]. На временных сейсмических разрезах на фоне регионального увеличения временных толщин в восточном направлении (о-ва Новая Земля) между ОГ В и В' в волновой картине отмечается расщепление положительной фазы ниже ОГ В' (рис. 8), что может быть связано с появлением песчаного материала в разрезе верхнеюрских отложений. Для оценки перспектив газонасыщенности верхнеюрских отложений в данных зонах, по мнению авторов статьи, следует продолжить геолого-геофизические исследования.

Неокомский НГК в пределах района работ изучен 15 поисково-разведочными скважинами, в которых испытания не проводились, поэтому продуктивность не установлена. В норвежском секторе (северо-запад бассейна Нордкап) открыты сравнительно небольшие газовые залежи.

Согласно сейсмическим данным, исследуемый интервал разреза, заключенный между ОГ В' (титонский ярус) и Гп (барремский ярус) (см. рис. 2), характеризуется ярко выраженным клиноформным строением, обусловленным формированием отложений в условиях некомпенсированного, относительно глубоководного палеобассейна. Геометрия клиноформ постепенно изменяется от протяженных полого-наклонных в восточной части района исследований до сигмовидных (крутопадающих) в центральной и западной (рис. 9). То есть сохраняется такое же сейсмофациальное районирование клиноформ, как и установленное для отложений ачимовской толщи Западной Сибири.

В нижнемеловых клиноформах Западно-Сибирской НПП обнаружено значительное число преимущественно нефтяных залежей УВ. Основной нефтегазоматеринской толщей для выявленных залежей УВ являются битуминозные аргиллиты баженовской свиты [6–8].

Согласно данным, полученным в результате сейсморазведочных работ 3D, на Лудловской, Ледовой и Демидовской структурах выявлены и оконтурены Восточно-Лудловская, Западно-Ледовая, Восточно-Ледовая, Западно-Демидовская и Восточно-Демидовская перспективные ловушки УВ.

Так, в прибрежно-мелководной части (ундаформной) первого подкомплекса ОГ Г₃-В', вблизи кромки палеошельфа, установлена АСЗ типа «яркое пятно», характеризующаяся признаками газонасыщения. На рассчитанной карте мгновенных фаз данная аномалия отождествляется с областью повышенных значений параметра. В результате проведенных исследований была оконтурена Приливная СЛЛ, осложненная в северной и южной частях тектоническими нарушениями. Для поиска новых перспективных объектов в комплексе был проведен совместный динамический и AVO-анализ. Было использовано одномерное моделирование методом замещения пластовых флюидов (рис. 10), которое подтвердило наличие эффекта от газонасыщенных пород.

В составе подкомплекса ОГ Г₃-В' в фондоформной части выявлена АСЗ, характеризующаяся повышенными значениями амплитуд. Аномалия расположена над юрскими газовыми залежами Штокмановского месторождения и осложнена единичными тектоническими, вероятно, проводящими нарушениями. Закартирована Восточно-Штокмановская СЛЛ, контролируемая прогнозной границей литологического замещения на западе и структурным фактором на востоке.

В фондоформной части второго подкомплекса (ОГ Г₂-Г₂) на северо-восточном склоне свода Федынского установлена АСЗ типа «яркое пятно». Для корректного проведения динамического анализа в исследуемом интервале прослежены дополнительные ОГ Г₂² и ОГ Г₂¹, контролирующие данную аномалию. На фрагменте карты энергии вдоль границы выклинивания ОГ Г₂¹ отчетливо выделяется область повышенных значений параметра, отождествляемая с Восточно-Федынской СЛЛ.

Закартированная область, аналогично другим неокомским объектам, приурочена к области развития зон деструкции, в пределах которых предполагаются вертикальная миграция УВ из нижележащих толщ и последующая их аккумуляция [9].

В интервале третьего подкомплекса (ОГ Г₁-Г₂) на восточном склоне свода Федынского зафиксирована АСЗ типа «яркое пятно», газонасыщение которой подтверждается по результатам AVO-исследований.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 8. Пример волновой картины в интервале верхнеюрских и неокомских отложений
Fig. 8. An example of wave pattern in the interval of Upper Jurassic and Neocomian deposits

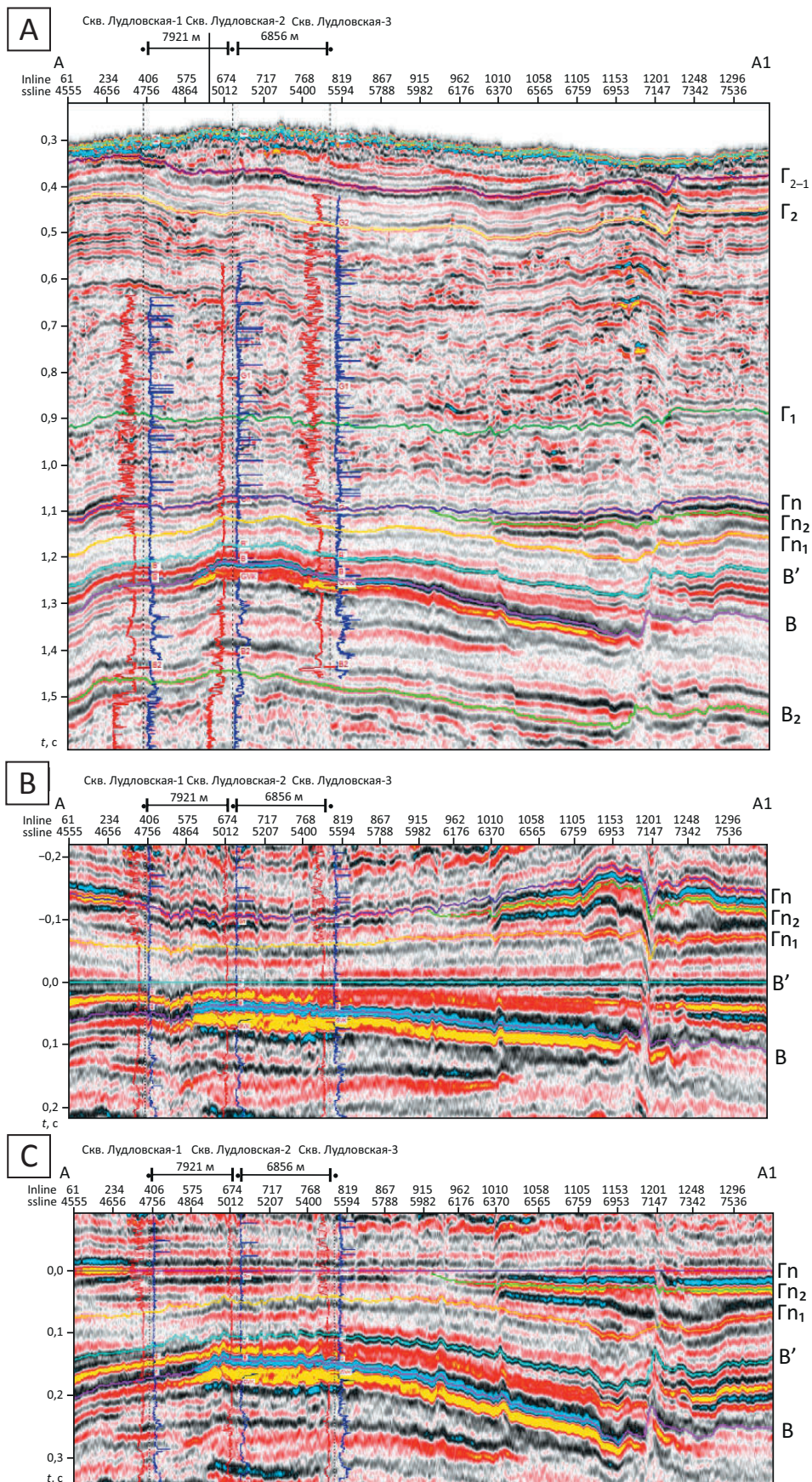
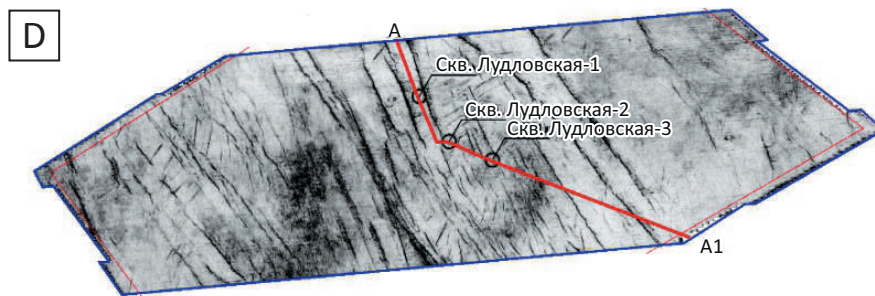


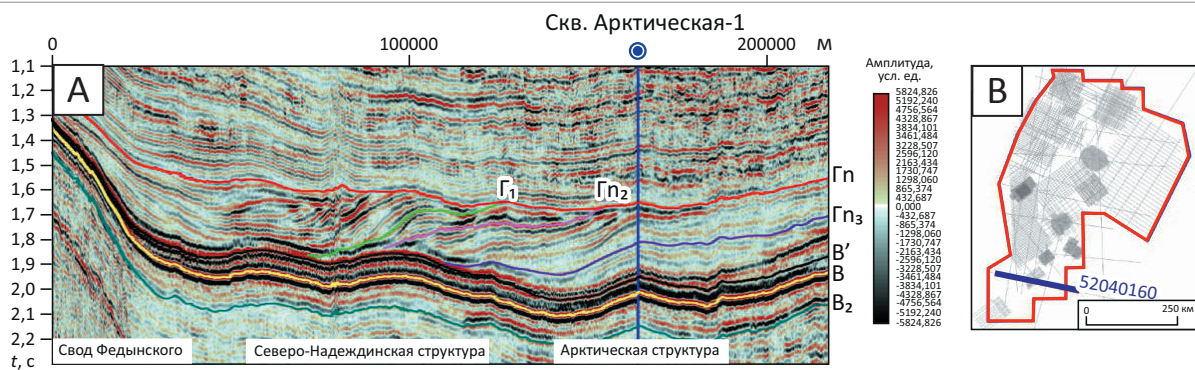
Рис. 8, окончание
Fig. 8, end.



Временные сейсмические разрезы по линии А–А1: А — не выровненный, В — выровненный по ОГ В', С — выровненный по ОГ Г_п; D — карта когерентности ОГ Г_п

Seismic time sections along A–A1 Line: A — not flattened, B — flattened to B' Reflector, C — flattened to Г_п Reflector; D — Coherence map over Г_п Reflector

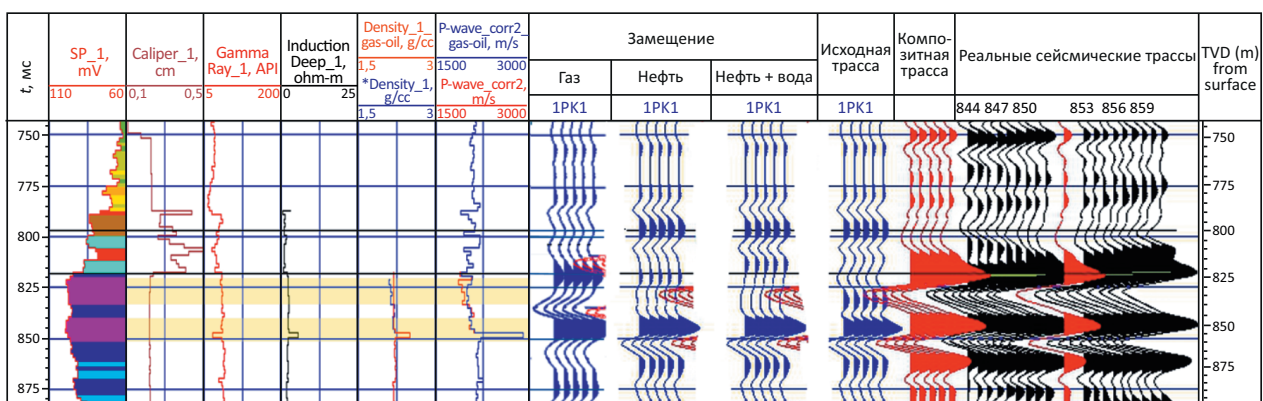
Рис. 9. Строение неокомского комплекса в Южно-Баренцевской впадине
Fig. 9. Neocomian series structure in the South Barents Depression



Профиль 52040160: А — временной сейсмический разрез, В — схема расположения на участке работ.
Усл. обозначения см. на рис. 6

52040160 Line: A — seismic time section, B — location map.
For Legend see Fig. 6

Рис. 10. Результаты одномерного моделирования методом замещения пластовых флюидов
Fig. 10. The results of 1D modelling using formation fluid displacement method

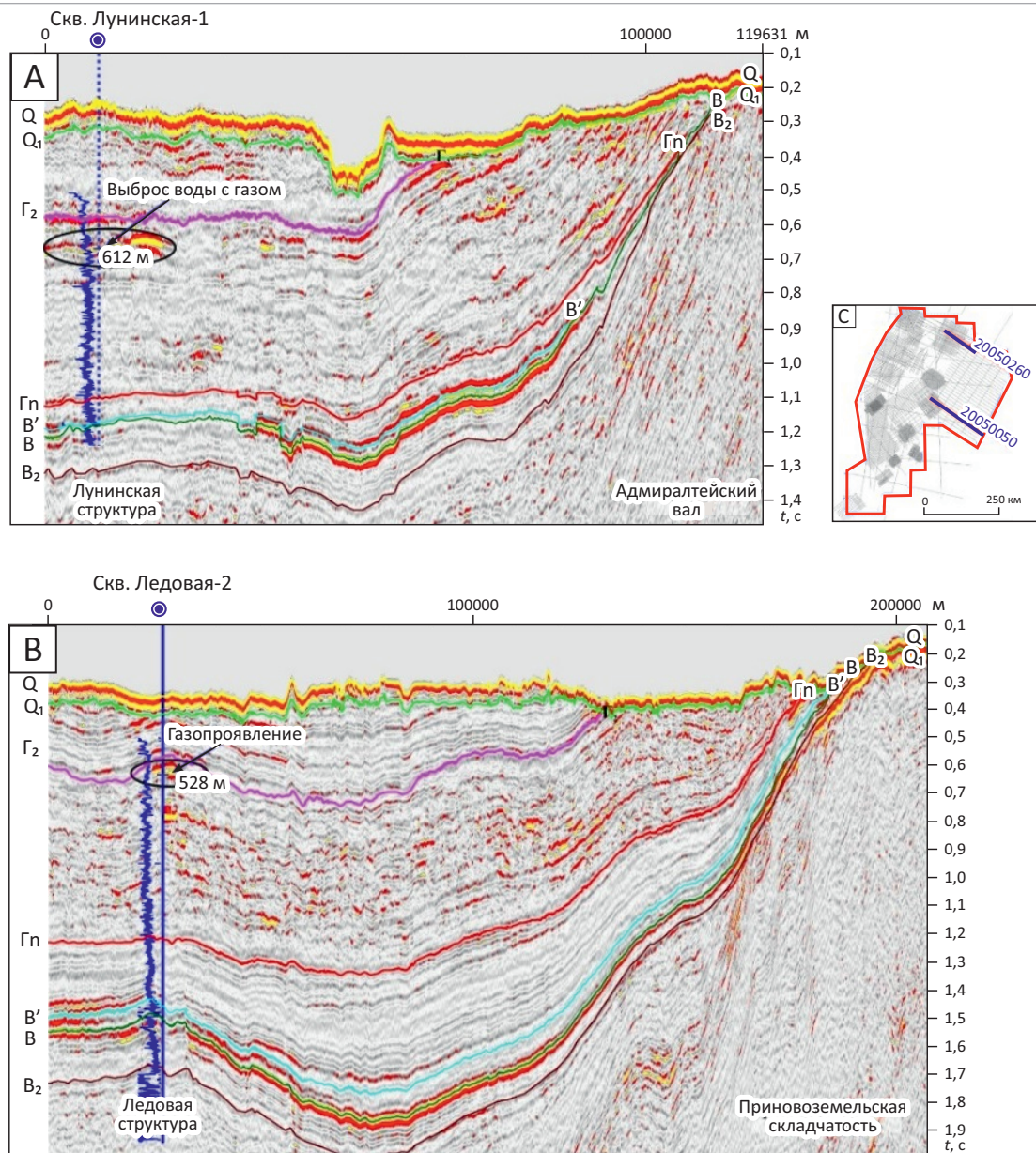


Выделенная аномалия приурочена к ундаформной части подкомплекса и характеризуется максимальными значениями средней энергии и огибающей сигнала. На карте мгновенной энергии, рассчитанной по ОГ Г_{п1}, зона максимальных значений параметра, зафиксиро-

ванная восточнее бровки палеошельфа, отождествляется с Западно-Териберской СЛЛ. На временном сейсмическом разрезе 52040160 в интервале третьего подкомплекса (ОГ Г_{п1}–Г_{п2}) установлена АСЗ «яркое пятно», с которой связана Западно-Арктическая СЛЛ.

GEOPHYSICAL SURVEYS

Рис. 11. Аварийные газопроявления в апт-альб-сеноманском НГК
 Fig. 11. Kick gas shows in Albian-Aptian-Cenomanian series



Фрагменты временных сейсмических разрезов по линиям профилей: А — 20050260, В — 20050050; С — схема расположения профилей на участке работ.

Усл. обозначения см. на рис. 6

Fragments of seismic time sections along the lines: А — 20050260, В — 20050050; С — location map.

For Legend see Fig. 6

В фондоформной части третьего подкомплекса ооконтурена Восточно-Федынская СЛЛ, контролирующая прогнозной границей фациального замещения в западной части и структурным фактором — в восточной.

Вдоль восточного склона Восточно-Лудловской и Восточно-Ледовой структур в интервале ОГ Г_н-Г_{н3} протягивается АСЗ «яркое пятно», подтверждаемая положительными результатами АVO-исследований.

Таким образом, на основании выполненных исследований можно сделать заключение, что боль-

шинство закартированных перспективных объектов в неокомском НГК тяготеет к юрским залежам и низезалегающим перспективным объектам и сформировалось, вероятнее всего, после кайнозойского апlifта, приведшего к образованию многочисленных дизъюнктивных нарушений, способствующих вертикальной миграции УВ [9].

Апт-альб-сеноманский НГК представлен песчано-алевролитовыми отложениями преимущественно континентального генезиса. В кровле он ограничен

ОГ₂, в подошве — Гп (см. рис. 2). Актуальность исследований комплекса обусловлена наличием уникальных газоконденсатных месторождений в акватории Карского моря [5].

В российском секторе Баренцевоморского шельфа в процессе бурения скважин Лунинская-1 и Ледовая-2 при вскрытии кровли апт-альб-сеноманского НГК наблюдались интенсивные газопроявления, что связано с наличием газовых залежей (рис. 11). На основании данных бурения и сейсморазведочных работ 3D на Ледовом лицензионном участке выявлены

потенциально перспективные Западно-Ледовая и Восточно-Ледовая СТЛ. По данным сейсморазведки 3D на Лудловской площади в составе комплекса установлены многочисленные АСЗ типа «яркое пятно», характеризующиеся признаками газонасыщения по результатам AVO-исследований [2].

Таким образом, на основании выполненных исследований подтверждены высокие перспективы нефтегазоносности всех рассмотренных НГК на Баренцевоморском шельфе Российской Федерации.

Литература

1. Loizou N. Success in exploring for reliable, robust Paleocene traps west of Shetland // Geological Society. London. Special Publications. – 2014. – Т. 397. – № 1. – С. 59–79. DOI: 10.1144/SP397.9.
2. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Мартынова Е.В., Погрещкий А.В. Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 98–108.
3. Гаврилов В.П., Гибшман Н.Б., Карнаухова С.М. и др. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона. – М. : Недра, 1993. – 255 с.
4. Кулахметов Н.Х., Кислухин В.И., Зенинберг П.Я. Литолого-фациальное расчленение верхней юры севера Западной Сибири как основы оценки перспектив нефтегазоносности // Геология и оценка нефтегазоносности потенциала Западной Сибири : сб. науч. тр. – М. : Наука, 1994. – С. 39–73.
5. Бородкин 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 МОГТ-3D // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 4. – С. 4–19.
6. Неручев С.Г. О возможности оценки прогнозных запасов нефти на генетической основе // Геология нефти и газа. – 1964. – № 7. – С. 8–11.
7. Конторович А.Э., Петерс К.Е., Молдован Дж.М., Андрусевич В.Е., Демейсон Д.Дж., Стасова О.Ф., Хьюзинге Б.Дж. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. – 1991. – Т. 32. – № 10. – С. 3–34.
8. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Феокистова О.В. Подтверждение генетической модели флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в нижнемеловые отложения Западной Сибири на базе сейсморазведки МОВ ОГТ 3D // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. – 2016. – Т. 2. – № 1. – С. 83–87.
9. Смирнов О.А., Лукашов А.В., Недосекин А.С., Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Отображение флюидодинамической модели формирования залежей углеводородов по данным сейсморазведки 2D, 3D на примере акватории Баренцева и Карского морей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – С. 17–28.

References

1. Loizou N. Success in exploring for reliable, robust Paleocene traps west of Shetland. Geological Society. London. Special Publications. 2014; 397(1):59–79. DOI: 10.1144/SP397.9.
2. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Lukashov A.V., Smirnov O.A., Martynova E.V., Pogretniy 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 nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):98–108.
3. Gavrillov V.P., Gibshman N.B., Karnaukhov S.M. et al. Biostratigraphy and lithofacies of oil and gas bearing formations in the Barents-Kara region [Biostratigrafiya i litofatsii neftegazonosnykh otlozhenii Barentsevo-Karskogo regiona]. Moscow: Nedra; 1993. 255 p.
4. 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.
5. 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.
6. Neruchev S.G. Possibility to estimate the expected oil reserves on the genetic basis [O vozmozhnosti otsenki prognoznykh zapasov nefi na genicheskoi osnove]. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 1964;(7):8–11.
7. Kontorovich A.E., Peters K.E., Moldovan Dzh.M., Andrusovich V.E., Demeison D.Dzh., Stasova O.F., Kh'yuzinge B.Dzh. HC-biomarkers in the Middle Ob (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*. 1991;32(10):3–34.
8. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., Smirnov O.A., Feokistova O.V. Confirmation of genetic models migration of hydrocarbons from the Bazhenov formation in the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia on the basis of seismic MOV OGT-3D. *Interexpo GEO-Siberia*. 2016;2(1):83–87.
9. Smirnov O.A., Lukashov A.V., Nedosekin A.S., Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Image of the fluid-dynamic model of hydrocarbon deposits formation according to 2D and 3D seismic exploration data on the example of Barents and Kara seas water area. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*. 2019;(1):17–28.