

УДК 550.4:552.578:553.983+551.76

DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108

Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D

© 2018 г. | В.Н. Бородкин^{1,2}, А.Р. Курчиков¹, А.С. Недосекин³, А.В. Лукашов³, О.А. Смирнов³, Е.В. Мартынова³, А.В. Погрецкий⁴

¹Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, Россия; komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru

²ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия;

³ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень, Россия; anton.nrdosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com; emartynova@ingeos.info

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

Поступила 27.07.2018 г.

Принята к печати 13.08.2018 г.

Ключевые слова: акватория Баренцева моря; нефтегазоносный, сейсмогеологический комплексы; сейсмогеологическая модель; AVO-анализ; перспективный объект.

В статье приведена тектоническая приуроченность района исследований и его положение с точки зрения нефтегеологического районирования, а также описываются основные нефтегазоносные комплексы. По сейсмогеологической характеристике в осадочном чехле района работ выделено восемь сейсмогеологических комплексов, кратко представлена геологическая история развития региона. По триасовому, юрско-барремскому и апт-альб-сеноманскому нефтегазоносному комплексу приведена сейсмогеологическая модель, рассмотрены условия формирования отложений, выделены перспективные объекты, намечен оптимальный объем поискового бурения. По комплексу признаков выявлены процессы вертикальной миграции углеводородов, способствующие формированию в меловой части разреза вторичных залежей углеводородов.

Для цитирования: Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С., Лукашов А.В., Смирнов О.А., Мартынова Е.В., Погрецкий 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. 97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.

More precise definition of geological model and petroleum potential according to 3D CDP seismic data: Ludlovsky license Area in the Barents Sea waters

© 2018 | V.N. Borodkin^{1,2}, A.R. Kurchikov¹, A.S. Nedosekin³, A.V. Lukashov³, O.A. Smirnov³, E.V. Martynova³, A.V. Pogretskiy⁴

¹West-Siberian branch of Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences; Tuymen, Russia, komgort@mail.ru; kurchikovar@ipgg.sbras.ru;

²Federal State budget institution of higher education "Tyumen industrial University", Tuymen, Russia;

³INGEOSERVICE LLC, Tuymen, Russia; anton.nrdosekin@gmail.com; an.lukashov@mail.ru; smirnov.oa@gmail.com; emartynova@ingeos.info

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

Received 27.07.2018

Accepted for publication 13.08.2018

Key words: Barents Sea waters; oil and gas bearing, geoseismic complexes; geoseismic model; AVO-analysis; exploration target.

The paper discusses the tectonic framework of the eastern part of the Barents Sea within the Ludlovsky License Area, and its position in terms of geopetroleum zonation. Major plays are presented. Eight geoseismic complexes are identified within the sedimentary cover in accordance with geoseismic characteristics, they are: Lower – Middle Palaeozoic carbonate-terrigenous; Upper Devonian – Lower Permian carbonate; Upper Permian – Triassic terrigenous; Lower – Middle Jurassic terrigenous; Upper Jurassic terrigenous; and Neocomian terrigenous. Geological history of the region is briefly discussed. Amplitude analysis was carried out to search for exploration targets; carried out AVO-analysis confirmed the effects associated with gas saturation in all the anomalies identified. Geoseismic models for Triassic, Jurassic – Barremian, and Aptian – Albian – Cenomanian plays are presented. Conditions for deposits formation are considered, exploration targets are identified, and the optimal amount of exploratory drilling is outlined. According to a set of indicators, existence of vertical hydrocarbons migration processes is noted, which contribute to formation of secondary hydrocarbons accumulations in the Cretaceous interval of the section. The results of the research are indicative of the high petroleum potential of the study area, which should be confirmed by the proposed drilling plan.

For citation: 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 nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2018;(6):97–108. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-6-97-108.



FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

На шельфе арктического региона России сосредоточено около 80 млрд т усл. топлива извлекаемых ресурсов УВ [1–3]. Среди арктических территорий России и других стран наиболее богаты углеводородами акватории Карского [4–6] и Баренцева морей [7–9].

Авторы статьи исследовали район, расположенный в восточной части Баренцева моря, в рамках Лудловского лицензионного участка (ЛУ), где проведена сейсморазведка 3D (рис. 1).

Согласно схеме тектонического районирования, этот район входит в состав Баренцевоморского мегапрогиба, представляющего обширную депрессию северо-восточного простирания, в границах которой выделяются Южно-Баренцевская и Северо-Баренцевская синеклизы, Штокмановско-Лунинский и Альбановско-Горбовский пороги, а также желоб Св. Анны (ФГУП «Арктикморнефтегеологоразведка», 2009). Территория исследований приурочена к Штокмановско-Лунинскому порогу, разделяющему Южно-Баренцевскую и Северо-Баренцевскую синеклизы.

Штокмановско-Лунинский порог представлен сложнопостроенной системой поперечных дислокаций, наиболее четко проявившихся по юрско-меловым отложениям.

Район сейсмических исследований 3D практически полностью находится в пределах структуры I порядка — Лудловской седловины, осложненной Лудловской структурой. Северо-восточная территория исследований приурочена к Южно-Лунинской депрессии (структура II порядка), осложняющей Южно-Лунинский прогиб.

С точки зрения нефтегеологического районирования территория исследований находится в пределах Штокмановско-Лунинской НГО, которая расположена в пределах Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НГП) (рис. 2). Здесь открыты крупное Лудловское газовое, в непосредственной близости от него — уникальные Штокмановское и Ледовое газоконденсатные месторождения (см. рис. 1, 2). Продуктивность установлена в стратиграфическом диапазоне от аалена до келловей.

В осадочных отложениях Баренцевоморского региона выделяется два нефтегазоносных (НГК) и четыре перспективных нефтегазоносных (ПНГК) комплекса: ордовик-нижнедевонский, нижнепермско-верхнедевонский, верхнепермский, триасовый, юрско-барремский и меловой.

В пределах района исследований триасовый НГК вскрыт двумя скважинами (1, 2). В скв. 1 получен незначительный приток газа с водой. Продуктивность комплекса установлена на Мурманском и Северо-Кильдинском месторождениях.

Юрско-барремский НГК широко распространен на всей акватории Баренцевоморского шельфа. В пределах района исследований его продуктивность установлена в песчано-алевритовых

отложениях келловейского возраста (пласт Ю₀). Залежь пластово-сводовая, осложненная разрывными нарушениями. Продуктивность данного НГК выявлена также на Штокмановском и Ледовом ЛУ.

Меловой ПНГК представлен терригенными породами, покрывкой комплекса служат глинистые осадки сеноманского возраста. Продуктивность комплекса не установлена, но на ряде площадей в этой части разреза отмечались интенсивные газопроявления. В скв. Лудловская-3 получен приток газа дебитом 9,4 тыс. м³/сут.

В пределах района работ пробурены три скважины (1, 2, 3), вскрывшие отложения триаса (скважины 1, 2) и юры (скв. 3).

Сейсмогеологическая характеристика района исследований

По сейсмогеологической характеристике осадочный чехол условно делится на восемь комплексов, отличающихся литологическим составом и скоростными параметрами.

Для *нижне-среднепалеозойского карбонатно-терригенного комплекса* подошвой является эродированная поверхность складчатого фундамента, кровлей — отражающий горизонт (ОГ) III₃(D₃). Мощность комплекса изменяется от 0,05 до 5,5 км.

Верхнедевон-нижнепермский карбонатный комплекс ограничен в подошве ОГ III₃, в кровле — ОГ Ia (C–P).

Верхнепермско-триасовый терригенный комплекс подразделяется на два подкомплекса.

Пермский терригенный подкомплекс в подошве ограничен ОГ Ia, в кровле — ОГ I (P–T). В сейсмическом поле этого подкомплекса фрагментарно регистрируются отраженные волны горизонтов I₁, I₂.

Триасовый терригенный подкомплекс в подошве ограничен ОГ I, в кровле — ОГ Б. Мощность комплекса изменяется от 6,5 до 8,15 км.

Нижне-среднеюрский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ Б, кровлей комплекса является динамически ярко выраженный опорный ОГ В, служащий сейсмическим репером на Баренцевоморском шельфе. Волновое поле комплекса представлено субпараллельными низко- и среднеамплитудными отражениями, среди которых спорадически прослеживается ОГ В₂. Мощность комплекса изменяется от 0,7 до 1,1 км.

Верхнеюрский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ В, кровле — ОГ В'. Мощность комплекса изменяется от 10 до 200 м.

Неокомский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ В', кровле — ОГ Гп.

Для нижней части неокомского комплекса, как и в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна ([10, 11] и др.) и акватории Карского моря

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

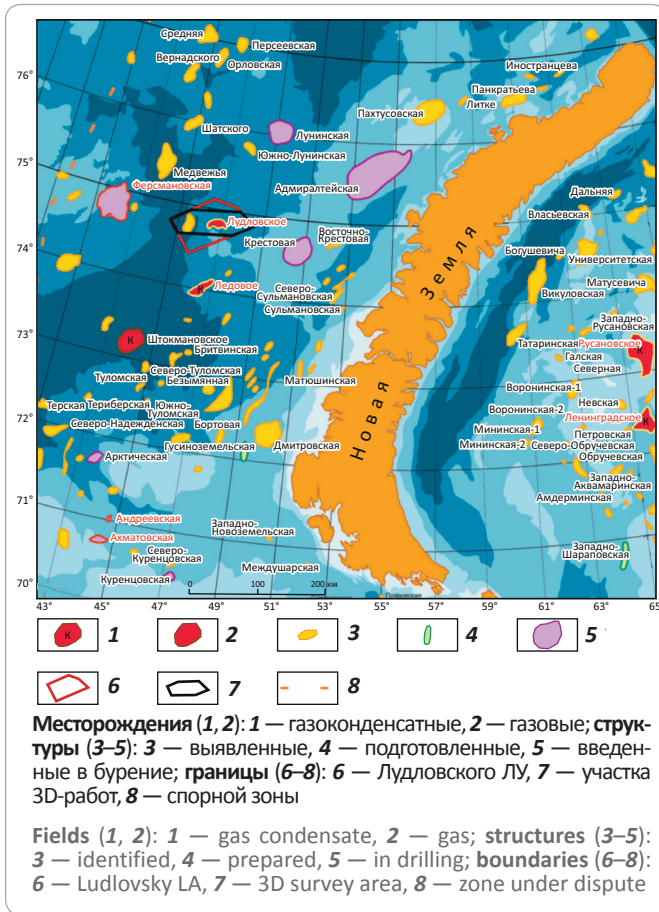
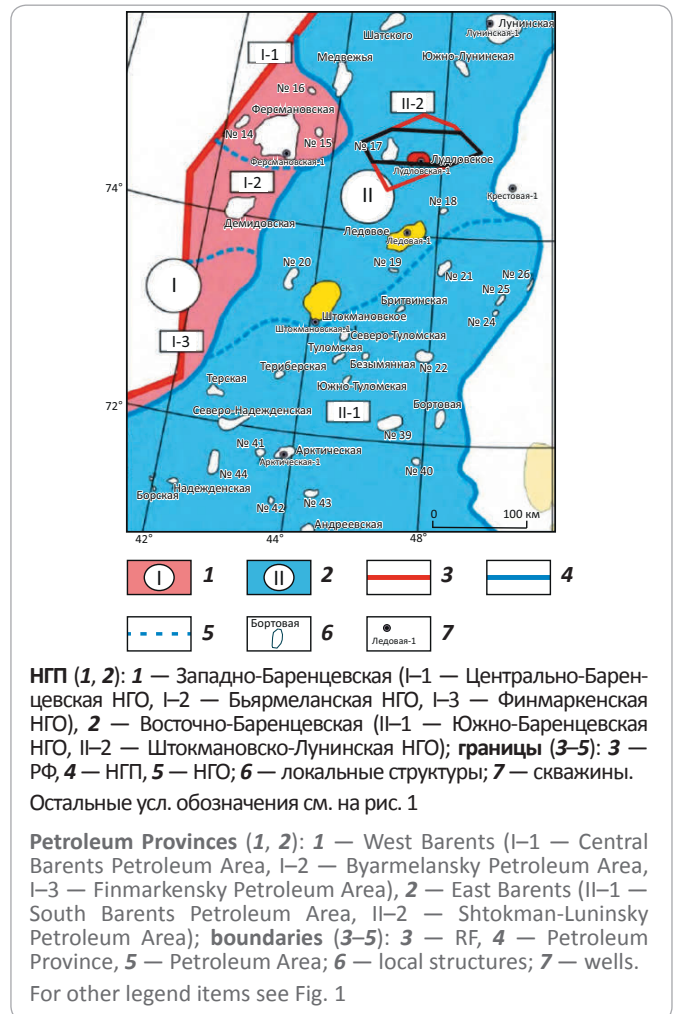


Рис. 2. Схема нефтегазогеологического районирования (ВСЕГЕИ, 2000)

Fig. 2. Scheme of petroleum and geological zoning (VSEGEI, 2000)



[5, 6], характерно клиноформное строение разреза, а для вышележащих меловых отложений — субпараллельный рисунок записи. Мощность комплекса изменяется от 80 до 380 м.

Апт-альб-сеноманский терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ Г_n, в кровле — ОГ Г₂, прослеживается на временах 0,3–1,25 с. Мощность комплекса изменяется от 700 до 1020 м.

Верхнемел-четвертичный терригенный комплекс в подошве ограничен ОГ Г₂, кровле — ОГ Q.

Все охарактеризованные сейсмокомплексы присутствуют в разрезе Лудловского ЛУ (рис. 3).

Геологический разрез отличается большим числом дизъюнктивных дислокаций, сконцентрированных в основном в юрском и меловом сейсмокомплексах.

Геологическая история развития региона

В геологической истории Баренцевоморского региона выделяется три крупных этапа развития: доордовикский (становление фундамента), каледоно-герцинско-раннекиммерийский (формирование платформенных чехлов Баренцевской, Тимано-Печорской плит и складчатой структуры Пайхойско-Но-

воземельской системы) и юрско-кайнозойский (плитный) [12].

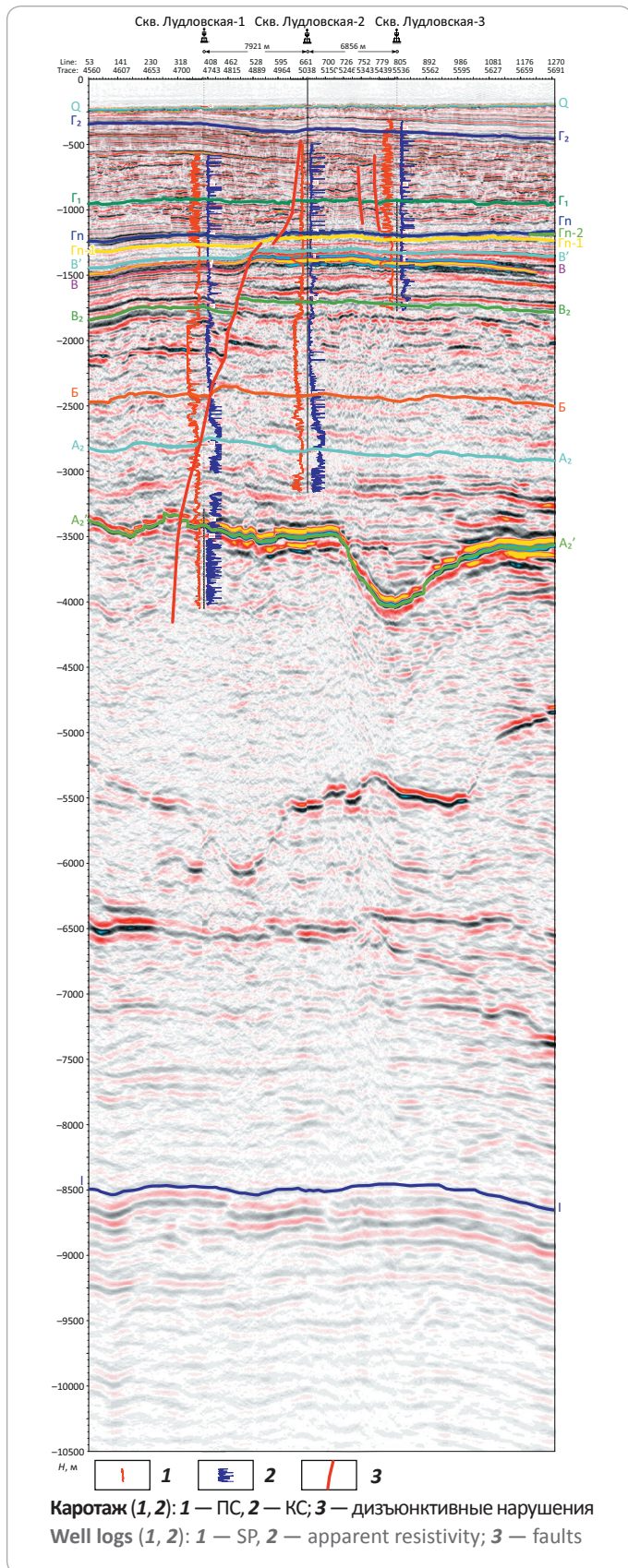
Существует точка зрения, что Восточно-Баренцевский палеоканал являлся отмершей ветвью палеоокеана Япетус и может рассматриваться как «прерванный», появившийся в результате кратковременного спрединга после раскола континентальной коры в зоне рифтогенеза. Время раскрытия палеоокеана оценено поздним вендом, в интервале 580–540 млн лет назад.

Последующее длительное устойчивое прогибание океанической коры Восточно-Баренцевского палеоокеана, сопровождаемое неоднократными тектономагматическими активизациями в регионе, привело к формированию в фанерозое одноименного мегапрогиба (рис. 4). До завершения юрской эпохи включительно данный мегапрогиб испытывал растяжение. Как результат фазы растяжения отмечается большая амплитуда прогибания и активизация внедрения интрузивных тел. С начала меловой эпохи растяжение сменяется сжатием.

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 3. Сейсмогеологическая характеристика разреза Лудловского участка

Fig. 3. Geoseismic behaviour of the section within the Ludlovsky site



В меловой период начинается этап инверсии, который стал главным фактором структурообразующих движений, которые привели к формированию многих структур, в том числе и Лудловской.

В разрезе исследуемой территории рассматривается сейсмогеологическое строение триасового, юрско-барремского и мелового НГК.

Сейсмогеологическая модель осадочных образований

Формирование отложений *триасового НГК* происходило во время активного прогибания Баренцево-морского шельфа и поступления большого объема терригенного материала, сносимого со стороны Западной Сибири и Восточно-Европейской платформы. Анизийский и ладинский ярусы среднего триаса образовались во время крупных трансгрессий и представлены преимущественно глинистыми отложениями. Выше по разрезу отмечается переслаивание глин, алевролитов, песчаников с линзами и прослоями углей, что свидетельствует о регрессии морского бассейна и формировании отложений в условиях дельтовых и прибрежно-морских равнин.

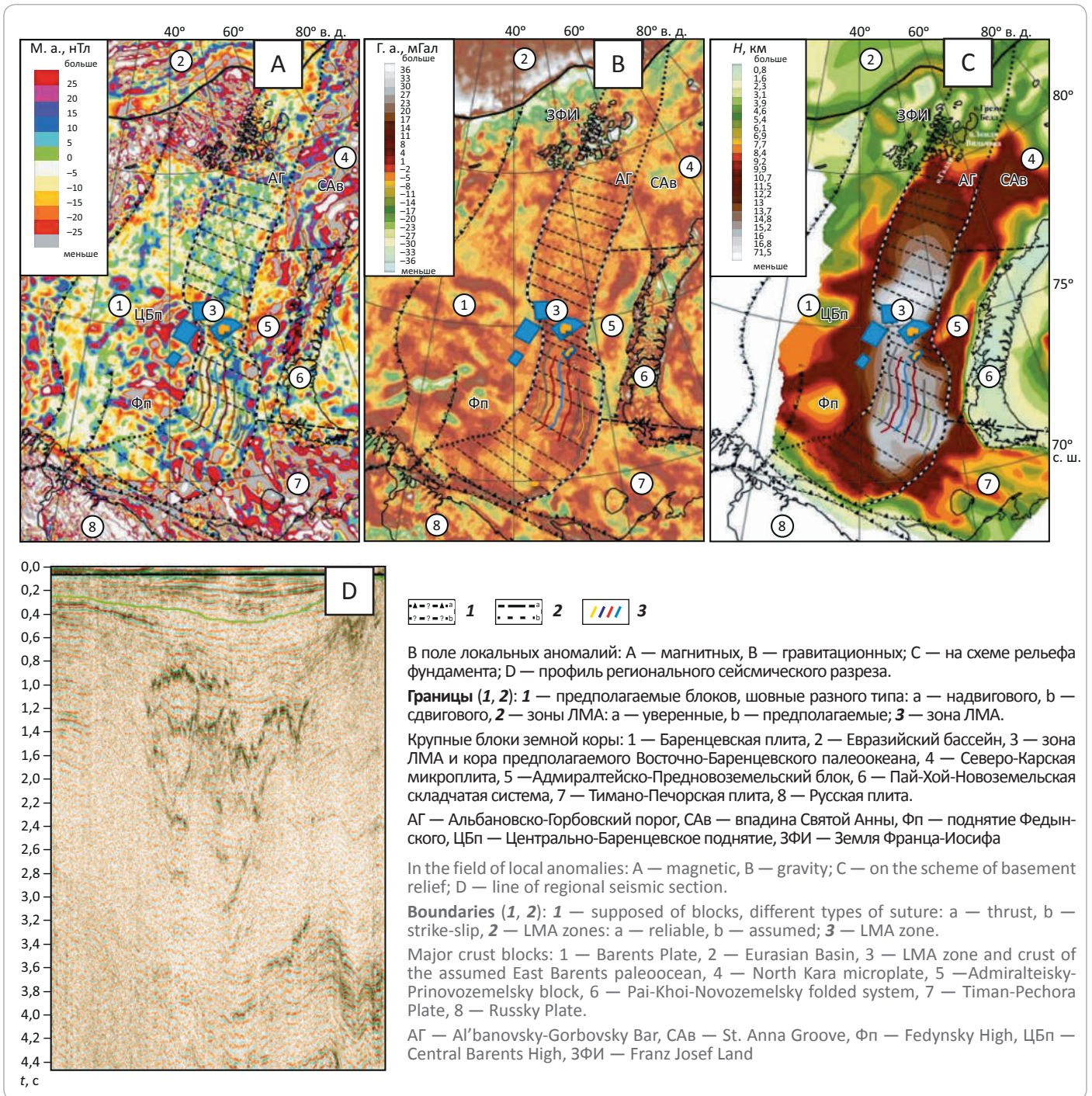
На временных сейсмических разрезах в интервале триасового сейсмокомплекса (ССК) отчетливо выделяются яркие высокоамплитудные отражающие горизонты, не согласующиеся по форме со структурным планом. Предполагается, что они соответствуют зонам распространения интрузий. Один из таких горизонтов (ОГ A_2') вскрыт скв. Лудловская-1 в интервалах 3365–3392 и 3505–3513 м (см. рис. 3). Согласно составу отобранного шлама, отложения представлены мелкокристаллическими зеленовато-серыми породами, сложенными плагиоклазом и моноклинным пироксеном, характеризующимися высоким (до 15 %) содержанием рудного минерала (титаномагнетит?), значительным развитием темно-коричневого биотита, кальцита.

В результате проведенных исследований в интервале триасового НГК не выявлено каких-либо сейсмических аномалий, свидетельствующих о возможном насыщении УВ.

Юрско-барремский НГК является основным продуктивным комплексом в российской части акватории Баренцева моря. В разрезе комплекса нефтегазоносность установлена в аален-байосских (пласты $Ю_3, Ю_2, Ю_1$) и бат-келловейских (пласт $Ю_0$) отложениях средней юры, в оксфорд-волжских образованиях верхней юры по данным бурения коллекторов не выявлено (глинистый разрез), хотя в восточной части региона, как и в акватории Карского моря, возможно развитие песчано-алевролитовых отложений, аналогов нурминской свиты [13]. В пользу этого свидетельствует тот факт, что на фоне регионального увеличения временных толщин между ОГ В–В' в восточном направлении на временных сейсмических разрезах в волновой картине отмечается расщепление поло-

Рис. 4. Баренцевоморский регион в потенциальных полях (по Черных А.А., 2012)

Fig. 4. Barents Sea region in potential fields (after Chernykh A.A., 2012)



жительной фазы ниже ОГ В' (рис. 5), что может быть связано с появлением песчаного материала в разрезе верхнеюрских отложений. В неокомской составляющей НГК, как отмечалось, промышленная нефтегазоносность не подтверждена, но в процессе бурения скважин отмечались интенсивные газопроявления.

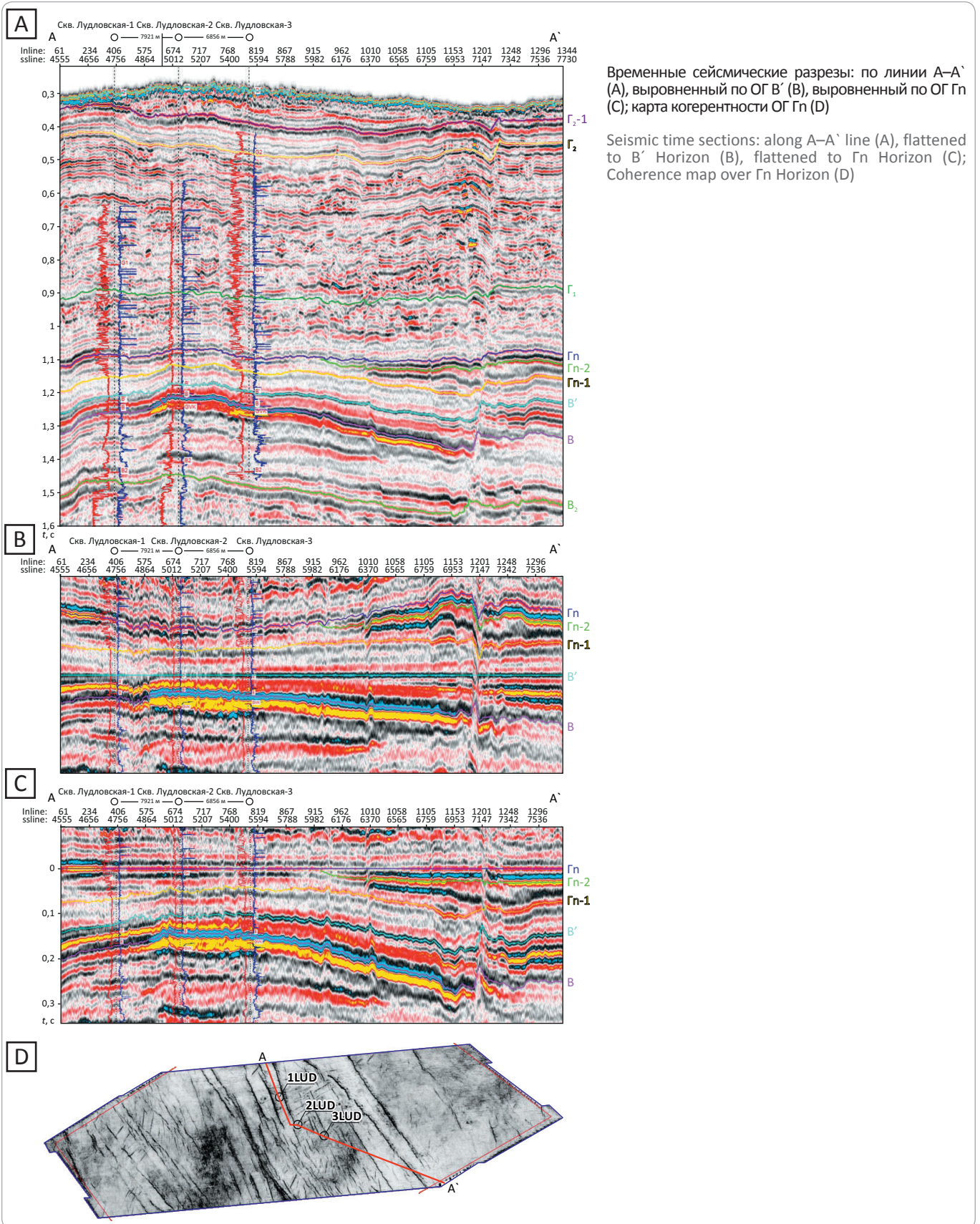
Аален-байосские отложения продуктивны на Штокмановском (пласты Ю₃, Ю₂, Ю₁) и Ледовом (пласты Ю₂, Ю₁¹, Ю₁) месторождениях, на Лудловском ЛУ

по данным промыслово-геофизических исследований (ГИС) они интерпретируются как водонасыщенные.

Нижняя часть аален-байосских отложений представлена преимущественно песчаной толщей. Средний и верхний интервалы (пласты Ю₁, Ю₂) в пределах Лудловского ЛУ по данным исследования ядра представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники мелко-, средне-, редко крупнозернистые светло-серые и серые. Отмечаются

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 5. Пример волновой картины в интервале верхнеюрских и неокомских отложений
 Fig. 5. An example of wave pattern in the interval of Upper Jurassic and Neocomian deposits



прослой песчаника с многочисленными окатышами темно-серых аргиллитов.

Формирование отложений происходило в условиях дельтовой равнины, временами затапливаемой морем. Для прогноза перспективных объектов проведен динамический анализ. В зоне контрастных отражений по AVO-анализу [14] эффектов, связанных с газонасыщением, не выявлено.

Бат-келловейские отложения представлены переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, последние глинизируются в северном направлении. Основной нефтегазопромысловый интерес представляет песчаный пласт Ю₀, в котором в пределах исследованной территории выявлена крупная газовая залежь. По данным исследования керн, пласт представлен серыми, кварцевыми мелко-среднезернистыми, хорошо отсортированными песчаниками с включениями намывов глинистого и углистого материала. Для определения условий формирования пласта Ю₀ в пределах контура работ 3D был выполнен литофациальный анализ отложений, основанный на методе идентификации фаций по форме кривой ГК совместно с данными керн. Фациальная природа отложений устанавливалась сравнением каротажной характеристики исследуемого интервала с электрометрическими характеристиками фаций по классификации В.С. Муромцева [15], согласно которой в пределах района исследований установлены фации мелководно-морской обстановки осадконакопления. Транспортировка и аккумуляция терригенного материала осуществлялись по системе палеоканалов, предположительно сформировавшихся за счет размыва подводными руслами слабонаклоненной поверхности дна морского бассейна и которые являются продолжением более крупного дельтового рукава (рис. 6).

Таким образом, в пределах границ существования системы подводных русел прогнозируется развитие терригенных отложений с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами с последующим формированием ловушек УВ структурно-литологического типа и за счет блоковой тектоники и структурно-тектонических ловушек.

На сейсмических разрезах в исследуемом интервале наблюдаются аномалии типа «яркое пятно». Для уточнения геологической модели газовой залежи, а также для поиска новых перспективных объектов применены AVO-технологии. Одна из ловушек УВ относится к структурно-тектоническому типу (рис. 7).

При совместном анализе сейсмических разрезов, карт амплитудных характеристик ОГ В и результатов AVO-анализа установлено, что площадь аномалии типа «яркое пятно» гораздо больше, чем картируемый контур газовой залежи (ГВК) залежи. На временных сейсмических разрезах в контуре залежи выделяются «воронки» с низкими значениями

параметра, представляющие сравнительно узкие зоны отсутствия акустического сигнала (см. рис. 5). По мнению ряда исследователей ([16, 17] и др.), они отождествляются с каналами вертикальной миграции флюидов, в том числе и УВ, хотя такие зоны могут быть связаны с тектоническими нарушениями, также способствующими вертикальной миграции флюидов. На исследуемом участке каналы распространены преимущественно в юрско-меловых и кайнозойских отложениях. Также встречаются единичные каналы, протягивающиеся из триасового комплекса отложений вплоть до морского дна. На поверхности морского дна зафиксированы покмарки (*pockmarks* — выбоина) — относительно мелкие, обособленные депрессии, заполненные акустически слоистыми осадками, частично насыщенными газом. Как показывает практика, их наличие свидетельствует о существовании активных процессов вертикальной миграции УВ.

В верхней части каналов выделяются многочисленные аномалии типа «яркое пятно», отождествляемые с газовыми «карманами», сформировавшимися в результате миграции и концентрации УВ в зоне распространения локальных покровных. Таким образом, проведенные исследования позволяют уточнить геологическую модель ранее открытой газовой залежи пласта Ю₀.

Неокомская составляющая юрско-барремского НГК на временных сейсмических разрезах по особенностям строения включает два интервала — нижний, имеющий клиноформное строение (ОГ Гн-1, В'), и верхний, характеризующийся покровным развитием отложений (ОГ Гн-1, Гн) (см. рис. 5).

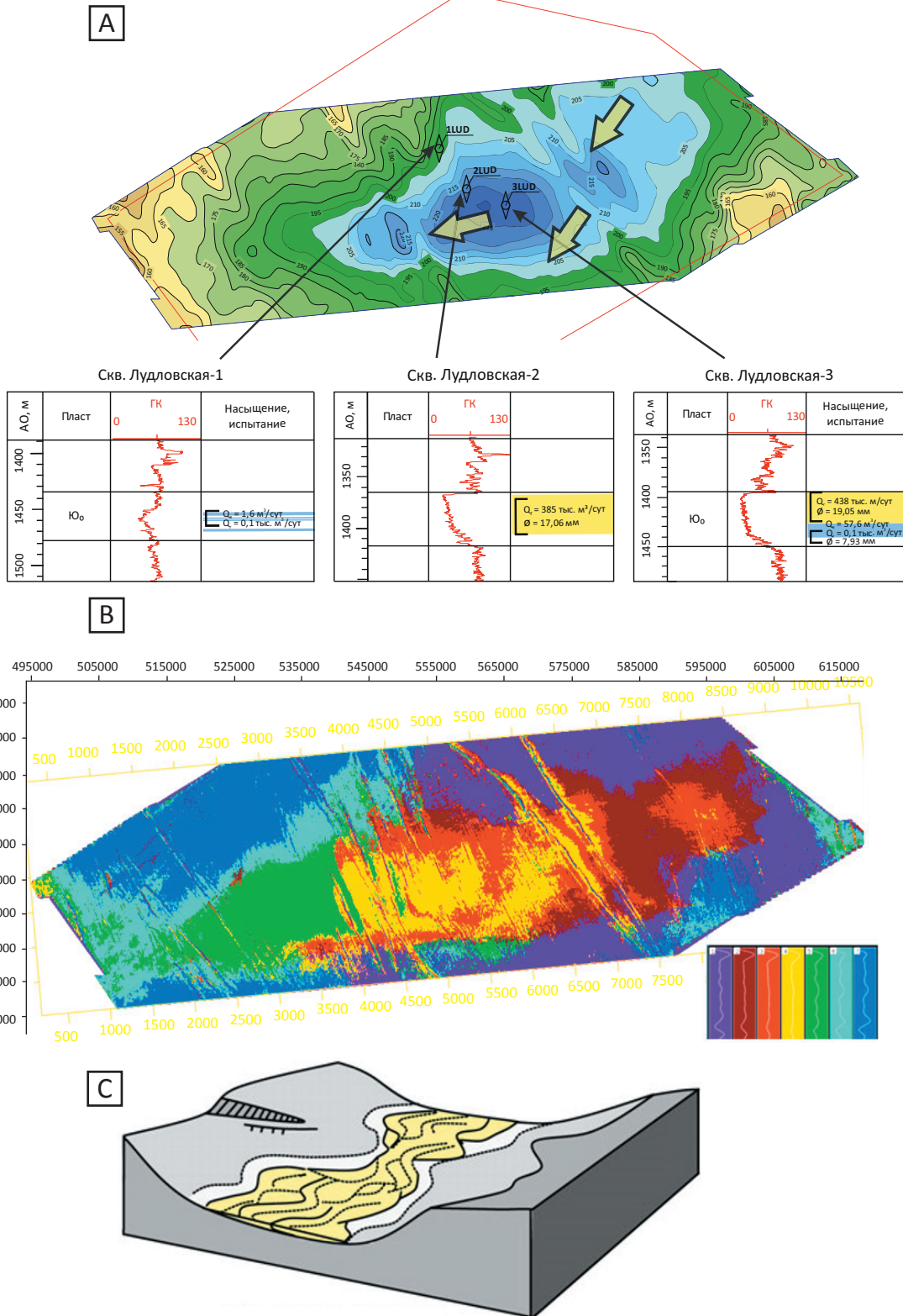
Судя по наличию в разрезе неокома акватории Карского моря клиноформ ачимовской толщи восточного падения [5, 6], а в акватории Баренцева моря — клиноформ с западным наклоном (см. рис. 5), при их формировании источником терригенного материала являлся о-в Новая Земля (см. рис. 1).

Актуальность исследования строения *антиальб-сеноманского НГК* (мелового) обусловлена открытием газоконденсатных месторождений в данном интервале разреза в акватории Карского моря [5, 6]. Формирование отложений происходило в континентальных условиях, что обусловило резкое изменение мощностей отложений, их невыдержанность и изменчивость на коротких расстояниях.

На стратиграфических срезах, полученных на различных уровнях в исследуемом интервале, можно проследить постоянные изменения направления и формы палеорусел (рис. 8). Распространение коллекторов прогнозировать крайне сложно. Для поиска перспективных объектов был проведен динамический анализ, во всех выделенных аномалиях по AVO-исследованиям подтверждено наличие эффектов, обусловленных газонасыщением.

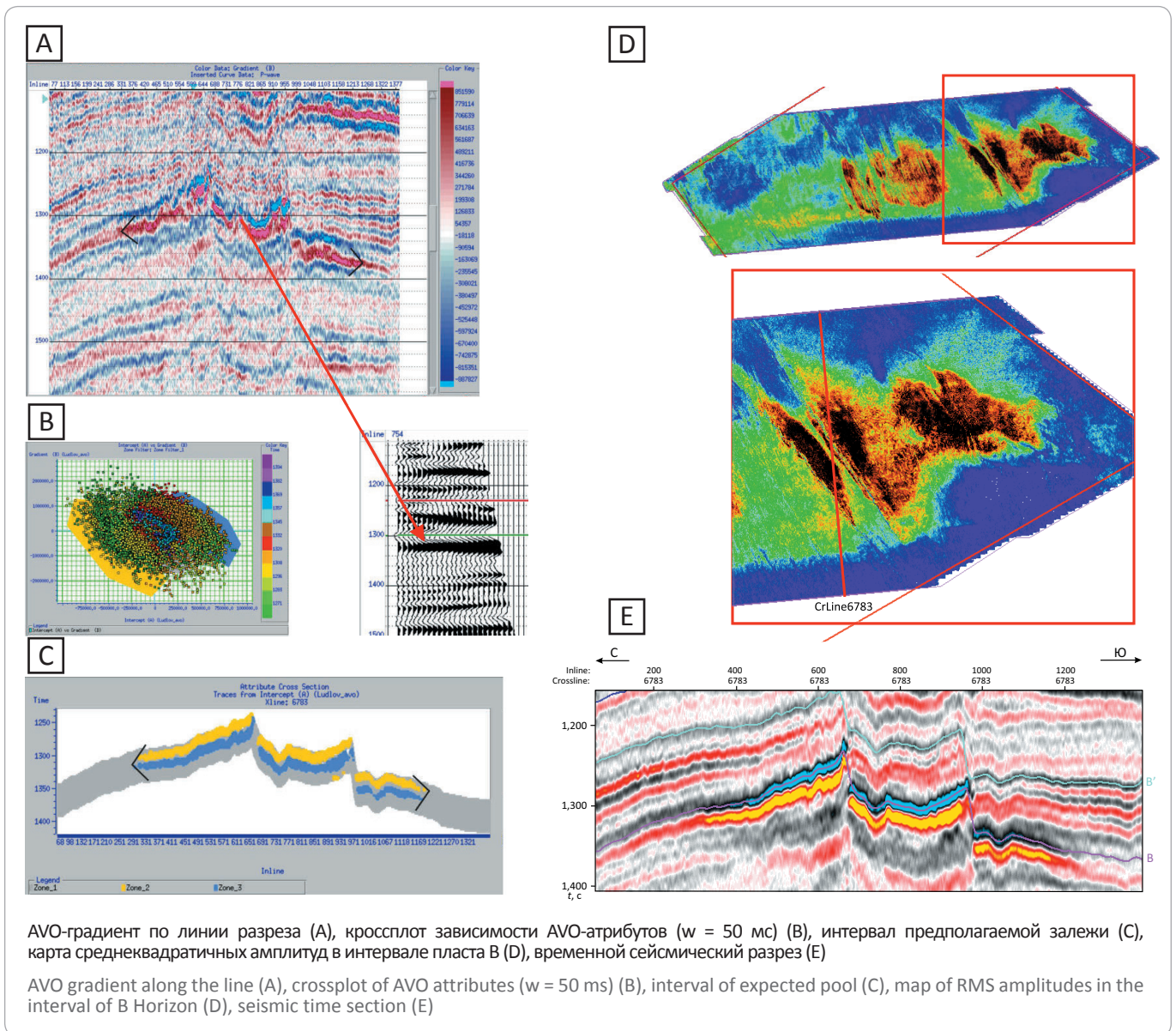
FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 6. Сейсмофациальная характеристика бат-келловейских отложений средней юры
Fig. 6. Seismic facies behaviour of Middle Jurassic Bathonian-Callovian deposits



Карта изохрон интервала ОГ В₂-В (А), схема сейсмофаций, рассчитанная в интервале ОГ В-В₂ (В), палеогеографическая схема (С)
 Isochrone map in the interval of В₂-В Horizon (А), seismic facies scheme calculated in the interval of В-В₂ Horizon (В), paleogeographic scheme (С)

Рис. 7. Использование AVO-технологии для обнаружения эффектов, обусловленных газонасыщением (профиль 6783)
Fig. 7. Application of AVO technology to detect effects associated with gas saturation (6783 Line)



Таким образом, на основании выполненных исследований:

- кратко рассмотрена геологическая история развития региона, в состав которого входит район исследований;
- представлена сейсмогеологическая модель основных НГК с выделением перспективных объектов;
- на основании AVO-анализа установлено, что аномалия типа «яркое пятно» гораздо больше по площади, чем картируемый контур ГВК залежи пласта Ю₀;
- на временных сейсмических разрезах в контуре залежи выделяются «воронки» с низкими значениями параметра, представленные сравнительно узкими зонами отсутствия акустического сигнала. Данные зоны могут быть связаны с тектоническими

нарушениями и каналами вертикальной миграции УВ. В верхней части каналов отмечаются многочисленные аномалии типа «яркое пятно», отождествляемые с газовыми залежами;

– в неокомской части разреза, как и в акватории Карского моря, выделяются клиноформы ачимовской толщи западного падения, источником терригенного материала при их формировании являлся о-в Новая Земля;

– в разрезе апт-альб-сеноманского НГК выделены аномалии, которые по AVO-исследованиям подтверждают наличие эффектов, связанных с газонасыщением;

– в результате проведенных исследований рекомендовано бурение семи поисковых скважин, зало-

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

Рис. 8. Пример волновой картины в интервале аптских отложений
Fig. 8. An example of wave pattern in the interval of Aptian deposits

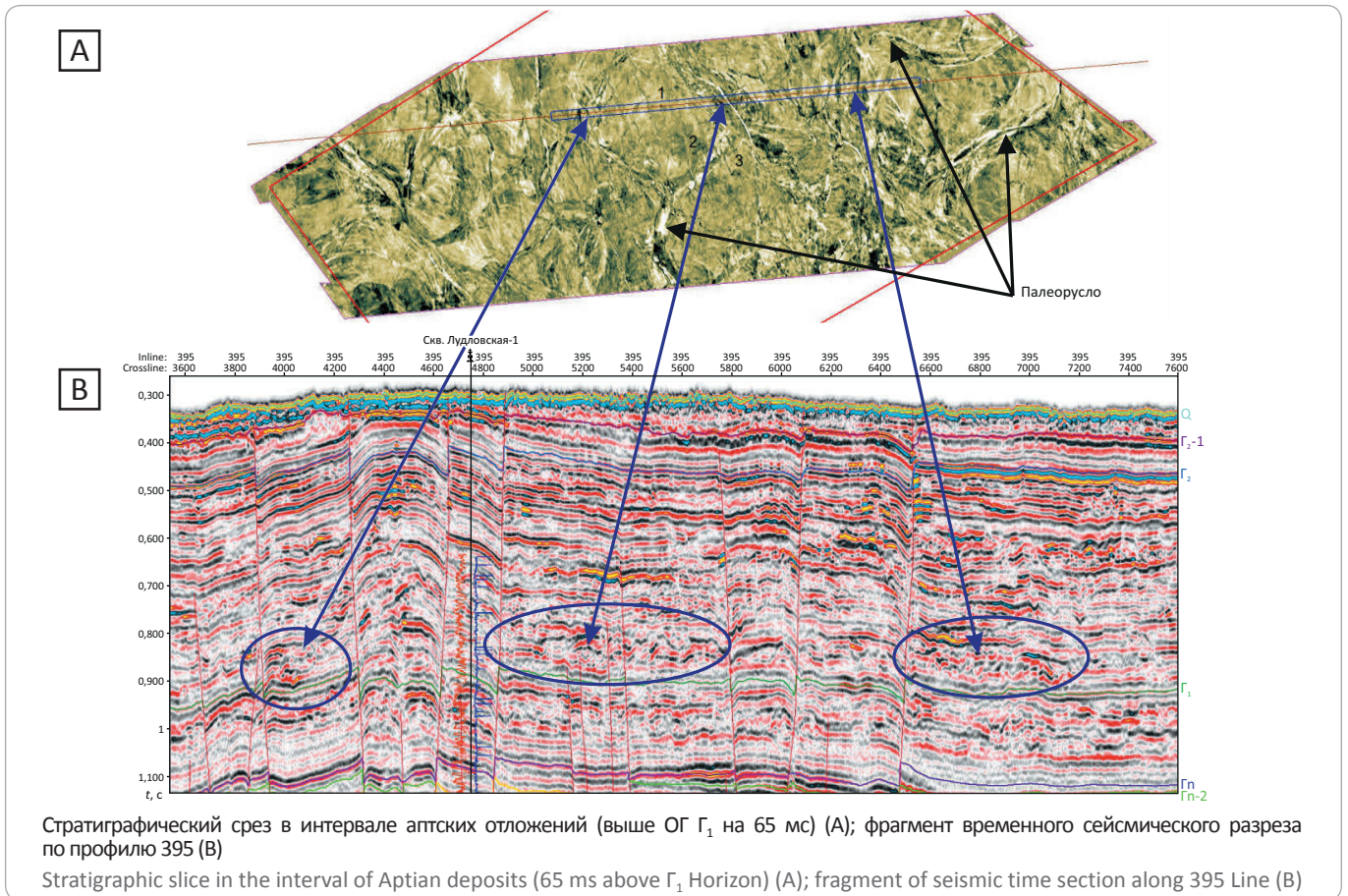
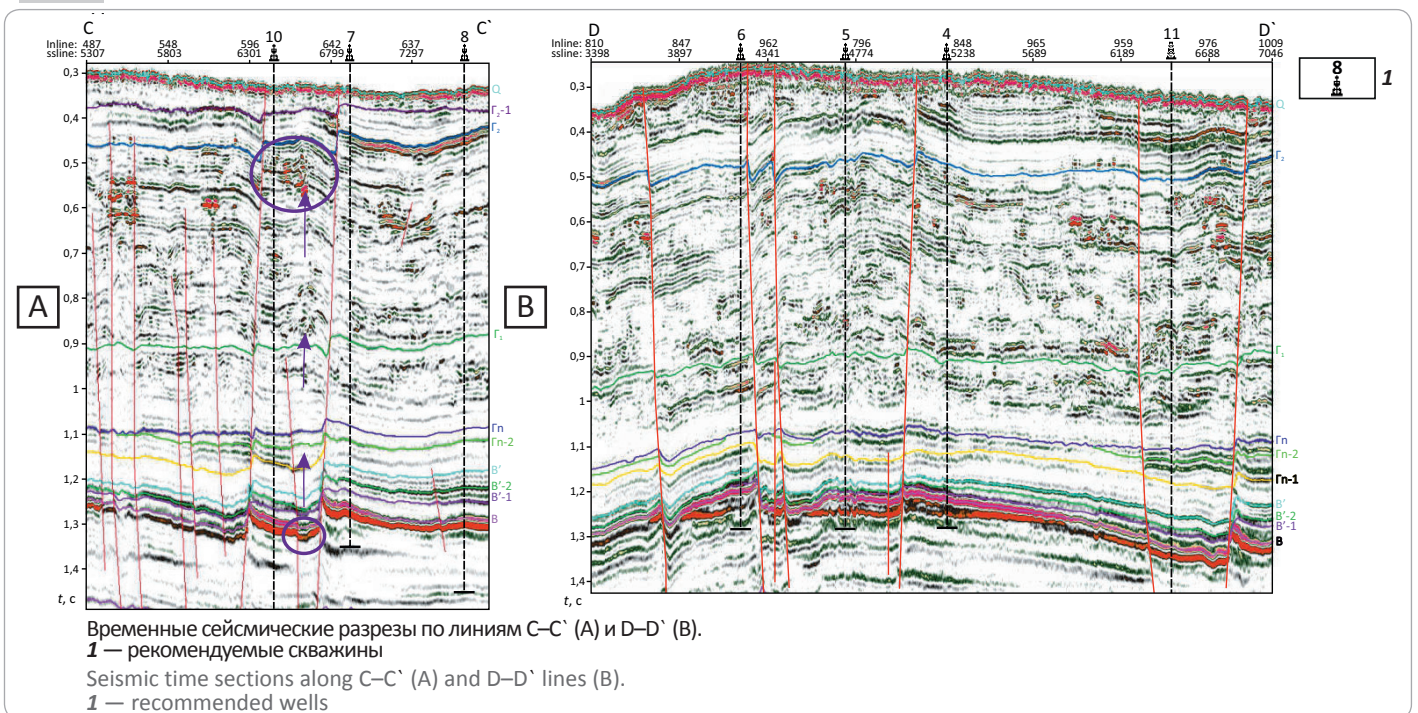


Рис. 9. Положение рекомендуемых скважин
Fig. 9. Location of recommended wells



женных в различных тектонических блоках (рис. 9). Намечены проектные забои скважин на среднеюрские отложения (пласт Ю₀) с попутной оценкой неокомских (ОГ Гн-1, Гн) горизонтов, включая клиноформную часть разреза.

Таким образом, результаты проведенных работ свидетельствуют о высоких перспективах нефтегазонасности исследованной территории, которые должны подтвердиться намеченным перечнем поисково-го бурения.

Литература

1. Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазовый потенциал осадочного чехла арктических морей России // Тр. I международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России». – М. : Ядерное общество, 1994. – С. 95–97.
2. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И. и др. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. – Спец. выпуск. – С. 14–71.
3. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн М.М., Курчиков А.Р., Каминский В.Д., Супруненко О.И., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В. 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 нефтегазонасности больших глубин Южно-Карского региона // Арктика: экология и экономика. – 2012. – № 3(7). – С. 92–103.
5. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др. Уточнение границ сейсмофациальных комплексов неокома в пределах акватории Карского моря // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 11. – С. 14–24.
6. Бородин В.Н., Курчиков А.Р., Недосекин А.С. и др. Оценка перспектив нефтегазонасности юрско-меловых отложений Южно-Карского региона по данным площадных сейсморазведочных работ 2D // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 61–70.
7. Маргулис Е.А. История формирования осадочного чехла Баренцево-Карского региона [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 4. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2014.pdf (дата обращения: 30.03.2018).
8. Ступакова А.В. Развитие бассейнов Баренцево-мурского шельфа и их нефтегазонасность. Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья, обзорная информация. – М. : Изд-во «Геоинформмарк», 1999. – 62 с.
9. Ткаченко М.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазонасности юрского комплекса центральной части Восточно-Баренцево-мурского мегапрогиба // IV Международная конференция молодых ученых и специалистов памяти академика А.П. Карпинского : сб. докладов. – М. : ФГУНПП «Геологоразведка», 2015.
10. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А. и др. Геология и нефтегазонасность ачимовской толщи Западной Сибири. – М. : Изд-во Академии горных наук, 2000. – 246 с.
11. Бородин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристики геологического строения и нефтегазонасности ачимовского нефтегазонасного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
12. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Серия Северо-Карско-Баренцево-мурская. Лист R 39, 40 — о. Колгуев-прол. Карские ворота: Объяснительная записка / В.А. Журавлев, Е.А. Кораго, Д.А. Костин и др. – СПб. : Изд-во ВСЕГЕИ, 2014.
13. Курчиков А.Р., Бородин В.Н. Характеристика геологического строения и нефтегазонасности юрского нефтегазонасного комплекса Западной Сибири. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2015. – 140 с.
14. Недосекин А.С., Смиронов О.А., Шестакова Н.М. и др. Использование AVO-атрибутов при прогнозе нефтегазонасности юрско-меловых отложений Иусского нефтегазонасного района Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 4–11.
15. Муромцев В.С., Журавлева А.В., Неуймина Л.Д. и др. Локальный прогноз песчаных тел ловушек нефти и газа путем комплексирования методов электрометрической геологии и сейсмической стратиграфии в отложениях с клиноформным залеганием // Комплексирование геологических и геофизических методов при поиске несводных ловушек и залежей углеводородов в Западной Сибири. – Л., 1989. – С. 90–104.
16. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны и дегазация Земли // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ : мат-лы междунар. конференции памяти академика П.Н. Кропоткина (Москва, 20–24 мая 2002 г.). – М. : ГЕОС, 2002. – С. 95–97.
17. Валяев Б.М., Кропоткин П.Н. Зональность нефтегазонакопления и глубинной углеводородной дегазации в осадочных бассейнах (в связи с их геодинамической эволюцией) // Геодинамическая эволюция осадочных бассейнов : тез. докл. междунар. симпозиума. – М., 1992. – С. 34.

References

1. Gramberg I.S., Suprunenko O.I. Petroleum potential of sedimentary cover, the Russian Arctic seas. *Tr. I mezhdunarodnoi konferentsii "Osvoenie shel'fa arkticheskikh morei Rossii"*. М. : Yadernoe obshchestvo; 1994. pp. 95–97.
2. Grigorenko Yu.N., Mirchink I.M., Savchenko V.I. et al. Hydrocarbon potential of the Russian continental shelf: current state and development issues. *Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie*. 2006;(special issue):14–71.
3. Kontorovich A.E., Epov M.I., Burshtein L.M., Kurchikov A.R., Kaminskii V.D., Suprunenko O.I., Malyshev N.A., Prischepa O.M., Safronov A.F., Stupakova A.V. 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):3–11.
4. Bogoyavlenskii V.I., Polyakova I.D. Petroleum potential of deep-seated formations in the South Kara region. *Arktika: ekologiya i ekonomika*. 2012;3(7):92–103.
5. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., et al. 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.
6. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Nedosekin A.S., et al. Evaluation of petroleum potential using 2D areal seismic data in the Jurassic-Cretaceous formations, South-Kara region. *Oil and gas geology = Geologiya nefti i gaza*. 2018;(2):61–70.
7. Margulis E.A. History of formation of sedimentary cover of the Barents-Kara region. *The journal Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2014;9(4). Available at: http://www.ngtp.ru/rub/2/52_2014.pdf (accessed 30.03.2018).

FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS POOLS

8. *Stupakova A.V.* Evolution of basins in the Barents Sea shelf and their hydrocarbon potential. Accumulations of fuel and energy raw materials: overview of geology, methods for exploration, prospecting, and assessment. Moscow: Izd-vo "Geoinformmark"; 1999. 62 p.
9. *Tkachenko M.A.* Geological structure and petroleum potential of the Jurassic series in the central part of the East Barents megadepression. *IV Mezhdunarodnaya konferentsiya molodykh uchenykh i spetsialistov pamyati akademika A.P. Karpinskogo : sb. dokladov.* Moscow : FGUNPP "Geologorazvedka"; 2015.
10. *Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A. et al.* Geology and hydrocarbon potential of the West Siberian Achimov sequence. Moscow : Izd-vo Akademii gornykh nauk; 2000. 246 p.
11. *Borodkin V.N., Kurchikov A.R.* Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Achimov play of Western Siberia. Novosibirsk : Izd-vo SO RAN; 2015. 300 p.
12. State geological map of Russian Federation. North-Kara and Barents Sea series. Sheet R 39, 40 — Kolguev Island - Kara Strait channel: Explanatory note. In: V.A. Zhuravlev, E.A. Korago, D.A. Kostin et al., eds. St. Petersburg: Izd-vo VSEGEI; 2014.
13. *Kurchikov A.R., Borodkin V.N.* Features of geological structure and oil and gas occurrence within the Jurassic play of Western Siberia. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN; 2015. 140 p.
14. *Nedosekin A.S., Smironov O.A., Shestakova N.M. et al.* The use of AVO-attributes when predicting oil and gas potential of the Jurassic-Cretaceous sediments of lussky oil and gas region of the Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii.* 2016;(12):4–11.
15. *Muromtsev V.S., Zhuravleva A.V., Neuimina L.D. et al.* Integration of electrometric geology and seismic stratigraphy: local forecast of sand bodies — oil and gas traps in clinoform sequences. *Kompleksirovanie geologicheskikh i geofizicheskikh metodov pri poiske nesvodnykh lovushek i zalezhei uglevodorodov v Zapadnoi Sibiri.* Leningrad; 1989. pp. 90–104.
16. *Bembel' R.M., Megerya V.M., Bembel' S.R.* Geosolitons and outgassing of Earth. *Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft' i gaz : mat-ly mezhdun. konferentsii pamyati akademika P.N. Kropotkina* (Moscow, 20–24 May, 2002). Moscow: GEOS; 2002. pp. 95–97.
17. *Valyaev B.M., Kropotkin P.N.* Zonation of oil and gas accumulation and deep hydrocarbon outgassing in sedimentary basins (in the context of their geodynamic evolution). *Geodinamicheskaya evolyutsiya osadochnykh basseinov : tez. dokl. mezhdun. simpoziuma.* Moscow: 1992. p. 34.