

Шлыкова В.В., Величко Б.М., Павлов С.П. (ОАО «МАГЭ»), Зуйкова О.Н. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга»)

### ПРОГНОЗ ЗОН РАЗВИТИЯ ОБЪЕКТОВ ВОЗМОЖНОГО УВ-НАКОПЛЕНИЯ НА СЕВЕРО-БАРЕНЦЕВСКОМ ШЕЛЬФЕ

*В нефтегазогеологическом отношении северная часть Баренцевоморского шельфа представляет огромный потенциал генерации и аккумуляции скоплений углеводородов (УВ) в ловушках различного типа. В условиях отсутствия достаточно крупных антиклинальных поднятий в структуре осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа (за исключением Варнекской и Орловской структур) особый интерес вызывают ловушки неструктурного типа. Анализ распределения мощностей сейсмогеологических комплексов осадочного чехла, условий их залегания, обстановок осадконакопления, геохимических предпосылок и литологического состава отложений, позволяют прогнозировать возможные зоны развития ловушек неструктурного типа, перспективных в нефтегазоносном отношении. **Ключевые слова:** Северо-Баренцевский шельф, сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, структурно-тектоническое районирование, нефтегазогеологическое районирование, сейсмокомплекс, нефтегазоносная провинция, перспективная нефтегазоносная область, перспективный нефтегазоносный район.*

Shlykova V.V., Velichko B.M., Pavlov S.P. (MAGE), Zuykova O.N. (VNIIOkeangeologia)

### DEVELOPMENT ZONE FORECAST OF POSSIBLE HYDROCARBON ACCUMULATION FEATURES ON THE NORTH BARENTS SHELF

*In respect of the oil and gas geology, the North Barents Sea shelf is a huge hydrocarbon generation and accumulation potential in traps of different types. A special interest is caused by stratigraphic traps in the absence of large anticline highs (except for Varnekskaya and Orlovskaya structures) in the sedimentary cover structure of the North Barents shelf. Analysis of thickness structure of seismic geological sequences, mode of occurrence, sedimentation conditions, geochemical preconditions and lithological deposit composition forecasts possible development zones of stratigraphic traps potential for oil and gas. **Keywords:** North Barents Sea shelf, 2D seismic survey, structural and tectonic zoning, oil and gas geological zoning, seismic sequence, petroleum province, promising oil and gas area, potential petroleum region.*

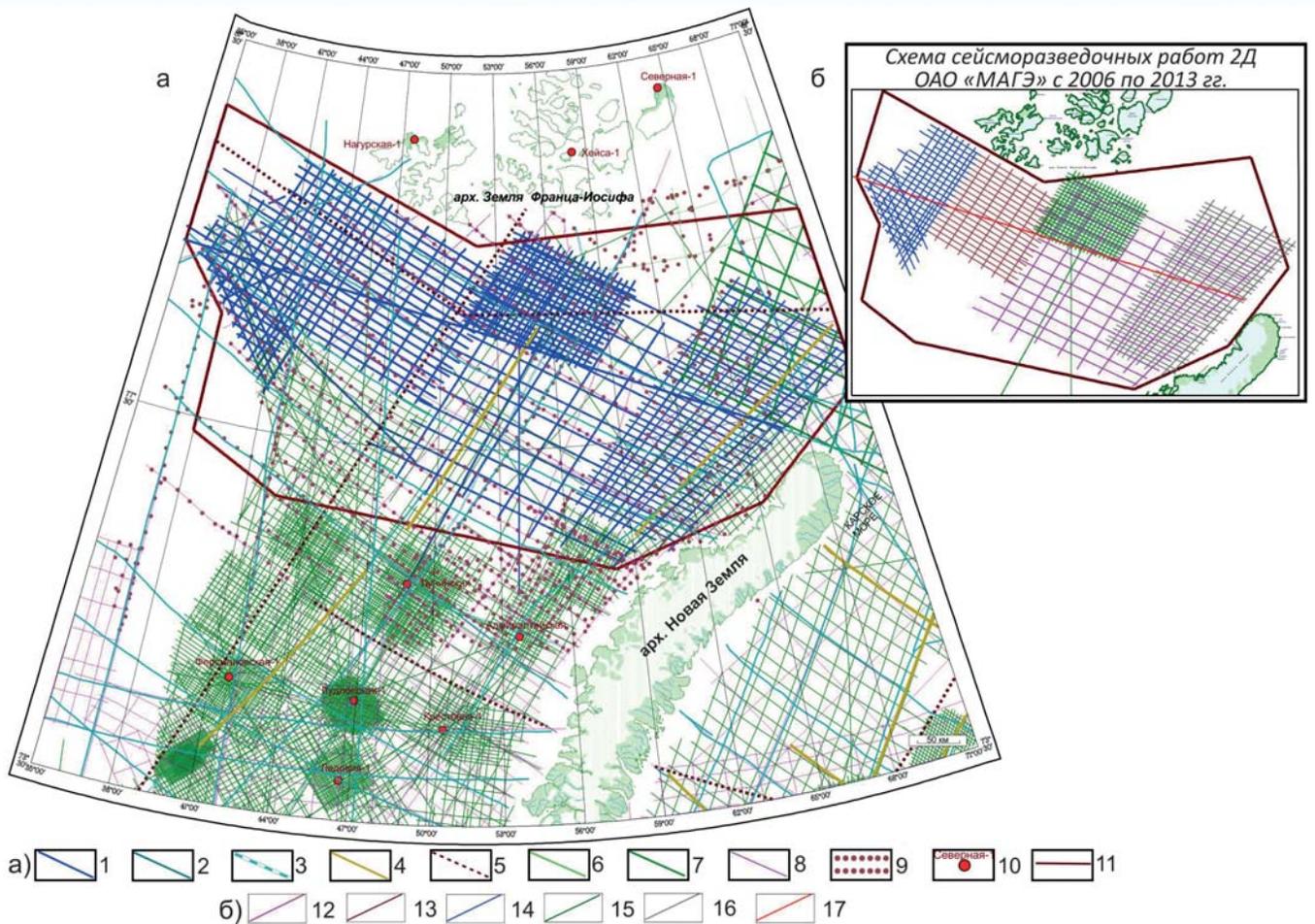
В результате проведенных тематических исследований, обобщающих региональные морские работы МОВ ОГТ 2D в объеме 31 589,95 пог. км в северной части Баренцевоморского шельфа, выполнявшиеся компанией ОАО «МАГЭ» с 2006 по 2013 г. (рис. 1), изучены глубинный структурно-тектонический план, сейсмостратиграфическая модель, структурные и литолого-фациальные особенности разреза осадочного

чехла Северо-Баренцевского шельфа, обобщены данные о геохимических условиях соседних территорий, изученных скважинами глубокого бурения. Полученный массив данных позволяет оценить нефтегазоносный потенциал осадочного чехла северной части Баренцевоморского шельфа, провести количественную оценку прогнозных ресурсов нефти и газа кат. D<sub>1</sub> и D<sub>2</sub> по результатам региональных геологических и геохимических исследований. Район обобщающих тематических исследований расположен в северной части шельфа Баренцева моря между арх. Шпицберген и о. Северный арх. Новая Земля (рис. 1). Северная граница района проходит южнее островов арх. Земля Франца-Иосифа (ЗФИ), западная — совпадает с современной Российско-Норвежской границей. Расстояние от исследуемого участка до арх. Шпицберген составляет приблизительно 180–220 км, до островов Земли Франца-Иосифа порядка 30–35 км, восточная граница почти совпадает с береговой линией арх. Новая Земля. По мере накопления геолого-геофизической информации по северной части Баренцевского шельфа представления о геологическом строении, структурно-тектоническом плане и истории развития региона существенно детализируются. С учетом значительно уплотнившейся региональной сети профилей МОВ ОГТ за 2006–2013 гг. структурно-тектоническая основа пересмотрена и уточнена.

**Методика работ.** Морские сейсмические работы в пределах Северо-Баренцевского шельфа в период с 2006 по 2013 г. характеризуются достаточно хорошим качеством полученных сейсмических материалов, позволяющих проводить изучение особенностей сейсмического волнового поля и структурную интерпретацию, за исключением районов, характеризующихся сложными сейсмогеологическими условиями, где основными искажающими факторами являются многочисленные проявления магматизма в виде интрузий (α-горизонты).

Морские сейсмические работы в пределах Северо-Баренцевской синеклизы, Пинегинского мегавала и прогиба Франц-Виктория выполнялись по фланговой системе наблюдений на НИС «Дмитрий Наливкин» и «Профессор Куренцов» с использованием 480-канальных сейсмических кос XZoneTMBottom Fish и Sercel Seal Fluid-field Streamer длиной 6 000 м и расстоянием между центрами каналов 12,5 м, пневмоисточников BOLT1500/1900 LL-X, кратность перекрытия — 120, длина записи — 8 сек., дискретность — 2 мс, взрывной интервал — 25 м. В пределах Трубятчинского вала и Предновоземельской структурной области сейсмические исследования проводились с использованием 648-канальной сейсмической косы Sercel Seal 24bit digital (Solid Sentinel streamer) длиной 8 103,40 м и расстоянием между центрами каналов 12,5 м; пневмоисточников BOLT GUN1500/1900 LL-X. Длина записи составляла 9–10 сек, дискретность — 2 мс, кратность перекрытия — 160, взрывной интервал — 25 м.

Цифровая обработка данных сейсморазведки МОВ ОГТ 2D выполнялась в программе PROMAX-5000.8.2.4.



**Рис. 1. Сейсмическая и геологическая изученность Северо-Баренцевского шельфа:** а) 1 — сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, ОАО «МАГЭ», 2006–2013 гг.; 2 — сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, ОАО «МАГЭ», 1979–1989 гг.; 3 — сейсморазведка ШГСП, ОАО «МАГЭ», 1992 г.; 4 — сейсморазведка МПВ, ОАО «МАГЭ», 1984 г.; 5 — комплексные геотраверсы АР-1, АР-4, Севморгео, 1998–2008 гг.; 6 — сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, ПМГРЭ, 1994 г.; 7 — сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, СМНГ, 1983–2008 гг.; 8 — непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), ОАО «МАГЭ», 1979–1985 гг., 2001–2004 гг.; 9 — станции донного опробования, ОАО «МАГЭ»; 10 — скважины; 11 — граница района тематического обобщения; б) 12 — Северо-Баренцевская впадина (2006–2007 гг.); 13 — Пинегинская площадь (2007–2008 гг.); 14 — прогиб Франц-Виктория (2007–2009 гг.); 15 — Трубятчинская площадь (2010 г.); 16 — Предновоземельская структурная область (2011–2012 гг.); 17 — профиль региональной увязки (2013 г.)

Помимо стандартной обработки сейсмического массива МОВ ОГТ, направленной на подавление многократных отражений, некогерентных волн-помех, обусловленных сложными сейсмогеологическими условиями, и получения суммарных мигрированных разрезов во временном и глубинном масштабах, была проведена специализированная обработка методом общей рассеивающей точки (ОРТ) (Common Scattering Point method (CSP)). Данный метод позволяет прогнозировать трещинно-кавернозные и порово-трещинные коллекторы углеводородов. С целью изучения отмеченных на временных разрезах МОВ ОГТ аномалий волновой картины типа «яркого пятна» была выполнена обработка материалов сейсморазведки МОВ ОГТ по методике AVO.

**Интерпретация сейсморазведочных данных.** Стратиграфическое положение и глубины залегания комплексов отложений осадочного чехла определены по результатам сейсмических исследований, выполненных в ОАО «МАГЭ». В волновом поле временных

разрезов МОВ ОГТ на временах от 100 мс до 7 500 мс были прослежены основные опорные отражающие горизонты: VI(PR<sub>2</sub>-PZ<sub>1</sub>?), III<sub>2</sub>(D<sub>3</sub>), IV(C<sub>1</sub>), Ia(C<sub>3</sub>-P<sub>3</sub>), A(P-T), A<sub>2</sub>(T<sub>2</sub>), A<sub>3</sub>(T<sub>3</sub>), Б(T-J), B<sub>1</sub>(J<sub>1</sub>-J<sub>2</sub>), B(J-K), Гн(K<sub>1</sub>nc), Г<sub>2</sub>(K<sub>1</sub>-K<sub>2</sub>), Д(KZ), разделяющие разрез осадочного чехла на сеймокомплексы (СК) — нижне-среднепалеозойский, верхнедевонско-среднепермский, средне-верхнепермский, триасовый, юрский и меловой (рис. 2, 3). В пределах сеймокомплексов прослежены отражающие горизонты III<sub>3a</sub>(D<sub>3</sub>), III<sub>3</sub>(D<sub>3</sub>-C<sub>1</sub>), II<sub>1</sub>(C<sub>1</sub>), I<sub>3</sub>(P<sub>3</sub>), A<sub>1</sub>(T<sub>1o</sub>), Г<sub>1</sub>(K<sub>1a</sub>-al), Г<sub>1</sub>'(K<sub>1a</sub>), характеризующие особенности их строения. Отражающие горизонты, прослеженные по съемкам МОВ ОГТ 2006–2013 гг., увязаны с целью построения сводных карт изохрон, изопахит и структурных карт. Стратификация отражающих горизонтов мезозойского и верхней части палеозойского интервалов разреза была выполнена путем одномерного сейсмического моделирования в скважинах Адмиралтейская-1, Крестовая-1, Лунинская-1,

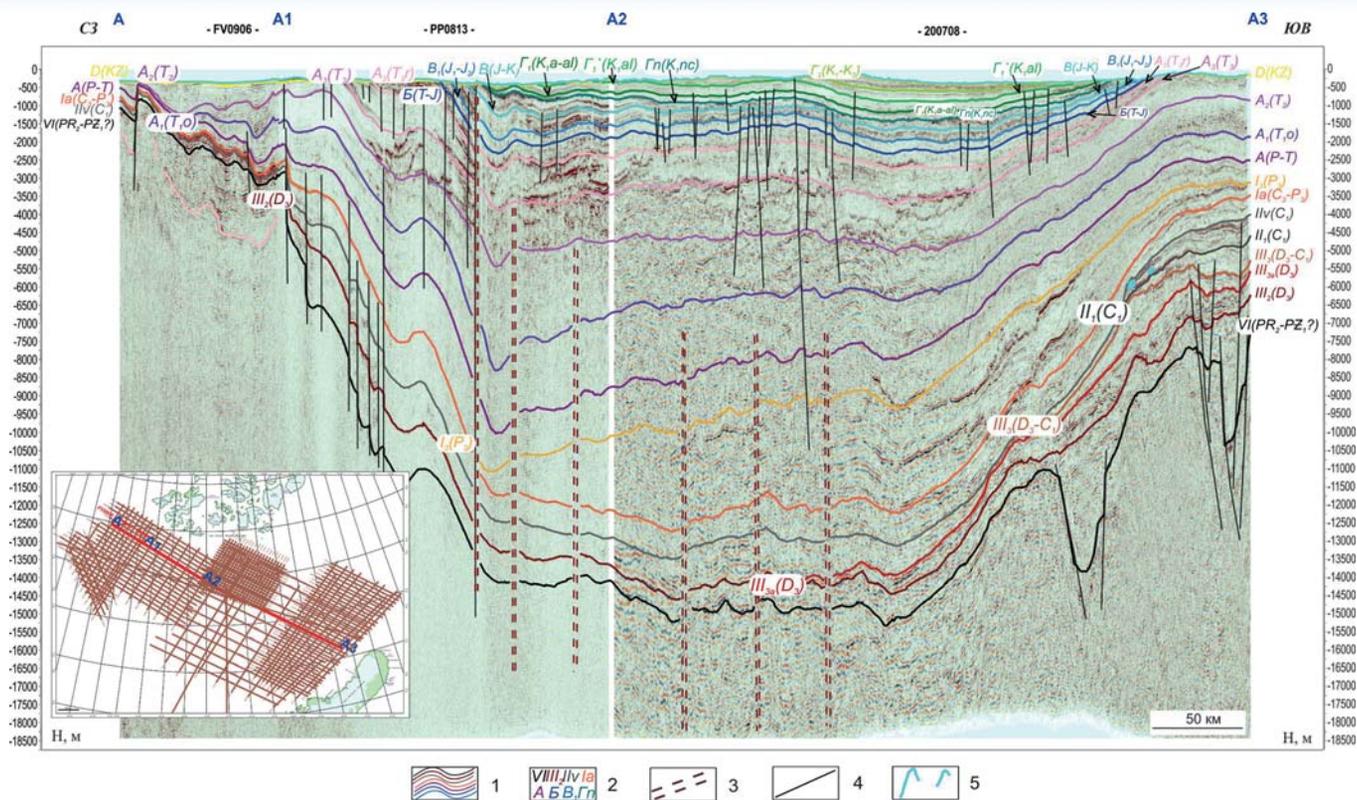


Рис. 2. Композитный профиль по профилям МОВ ОГТ FV0906-PP0813-200708: 1 — отражающие горизонты; 2 — индексы отражающих горизонтов; 3 — дайки; 4 — дизъюнктивные нарушения; 5 — аномалии типа «риф» (АТР)

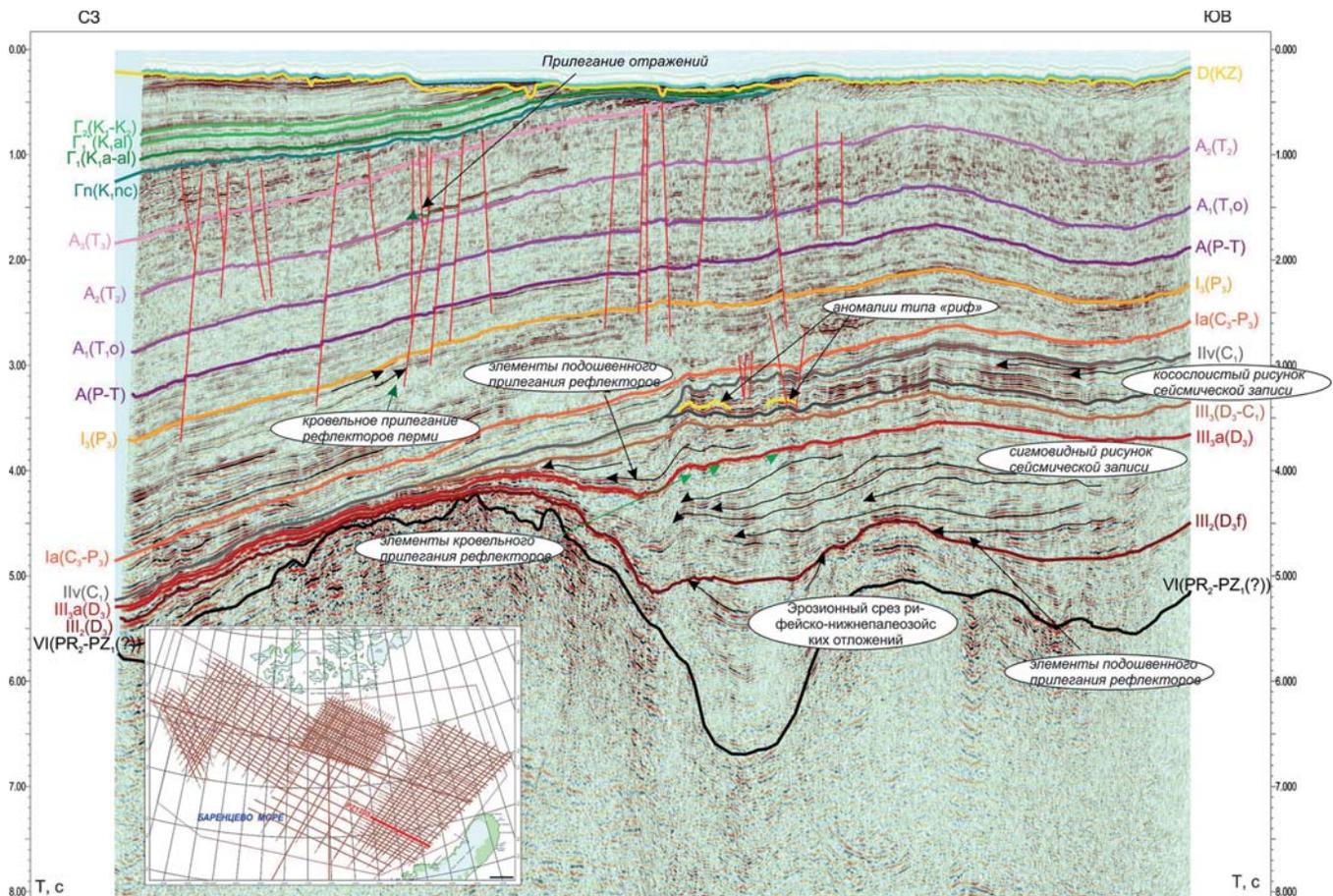


Рис. 3. Особенности волновой картины комплексов палеозоя. Временной разрез по профилю МОВ ОГТ PZ1205

Лудловская-1, Ледовая-1 и передачи корреляции от скважин на профили 2006–2013 гг. (рис. 4, 5). Стратификация отражающих горизонтов нижней части разреза осадочного чехла выполнена на основании данных сейсмостратиграфического анализа, общих геологических представлений о районе работ и экстраполяции геологических данных с сопредельной островной суши [3–7].

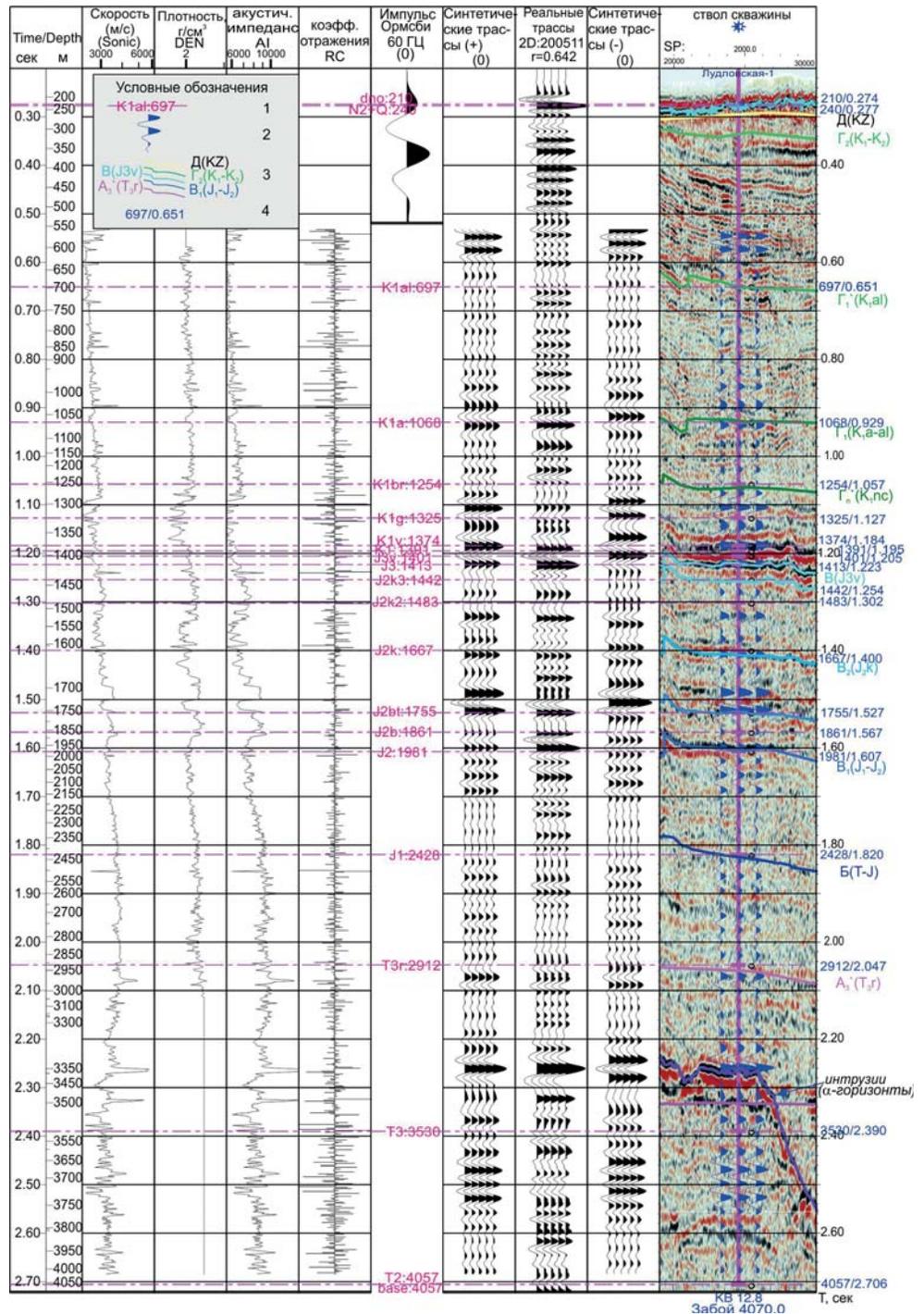
**Тектоническое районирование.** Вся северная часть акватории Баренцева моря в тектоническом смысле принадлежит Баренцевской шельфовой плите [3]. Ввиду значительных различий структурных планов гетерогенного основания (фундамента) и стратиграфических подразделений осадочного чехла, структурно-тектоническое районирование территории представлено по двум стратиграфическим уровням — по кровле гетерогенного фундамента (поверхность отражающего горизонта (ОГ) VI (PR<sub>2</sub>-PZ<sub>1</sub>?) и по осадочному чехлу, кровле пермских отложений (ОГ А(Р-Т)). В структурном плане поверхности фундамента выделяются шесть надпорядковых элементов — региональная ступень Франц-Виктория, Александровская региональная ступень, Северо-Баренцевская и Восточно-Баренцевская синеклизы, разделенные Альбановско-Горбовским порогом и Предновоземельская структурная область. По отсутствию отложений осадочного чехла на крайнем северо-западе района выделено сводовое поднятие Северо-Восточной Земли (выступ о-ва Белый) (рис. 6). В связи с многократными тектоническими перестройками [3] и особенностью осадконакопления вверх по разрезу в структурном плане подошвы триасовых отложений выделенные структурные элементы видоизменяются и выделяются как:

региональная ступень Франц-Виктория с осложняющими ее гемивалами Дежнева и Ширшова;

Александровская зона поднятий с подчиненными ей мегавалами Пинегинским и Мусатовским;

Северо-Баренцевская синеклиза с входящими в ее состав Восточно-Пинегинской и Западно-Альбановской ступенями и впадиной Северной;

Альбановско-Горбовский порог с подчиненными ему мегавалами Трубятчинским и Орловским (Южно-Сальмская ступень), впадинами Северо-Новоземельская и Святой Анны, седловинами Альбановской и Горбовской (ступень Грем-Белл);



**Рис. 4.** Одномерное сейсмическое моделирование в скважине Лудловская-1: 1 — маркер и его глубина залегания (в метрах, кабельная глубина); 2 — синтетические трассы; 3 — отражающие горизонты и их индексы; 4 — кабельная глубина в м/время двойного пробега в сек геологических маркеров

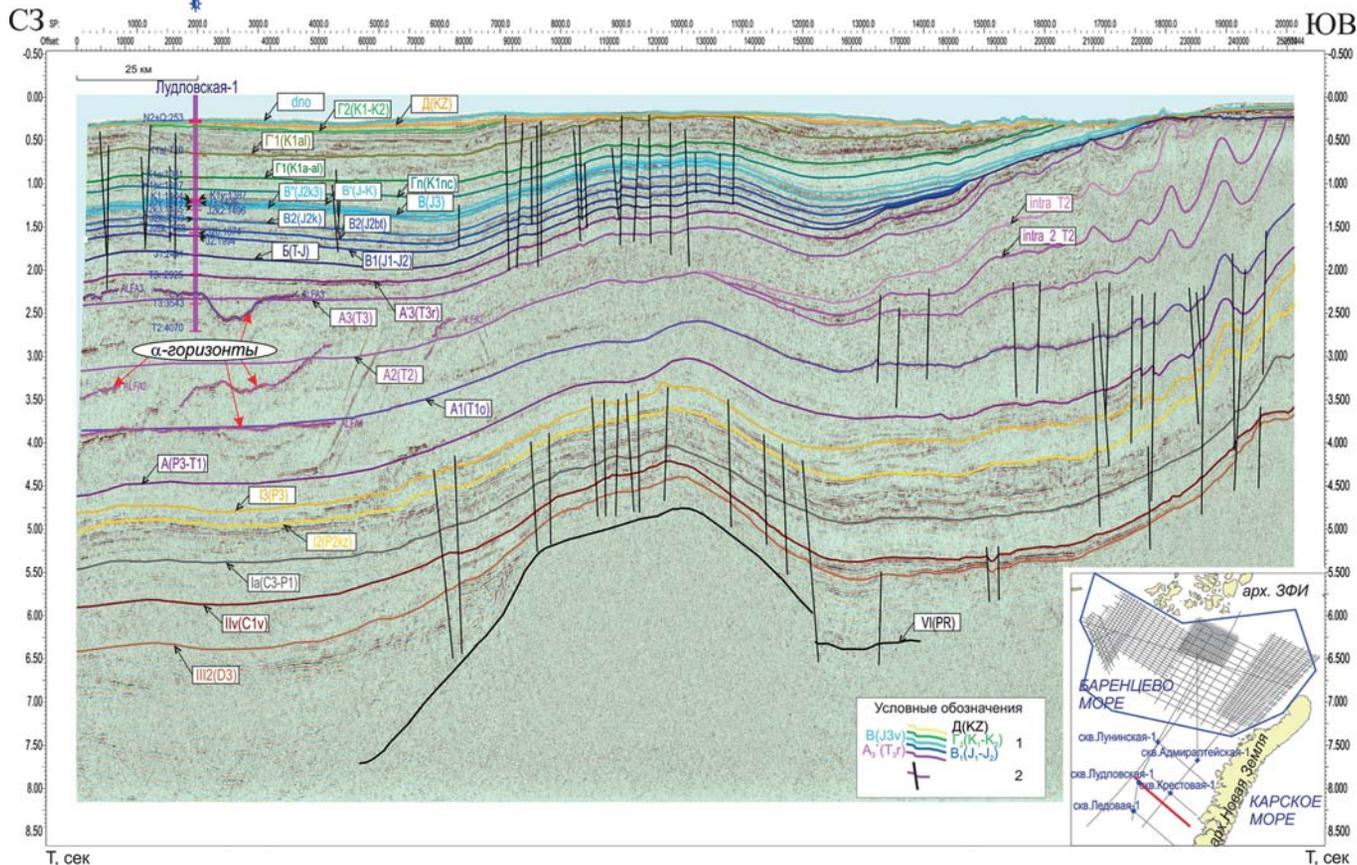


Рис. 5. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов к скважине Лудловская-1. Временной разрез по профилю МОВ ОГТ 200511: 1 — отражающие горизонты и их индексы; 2 — разрывные нарушения

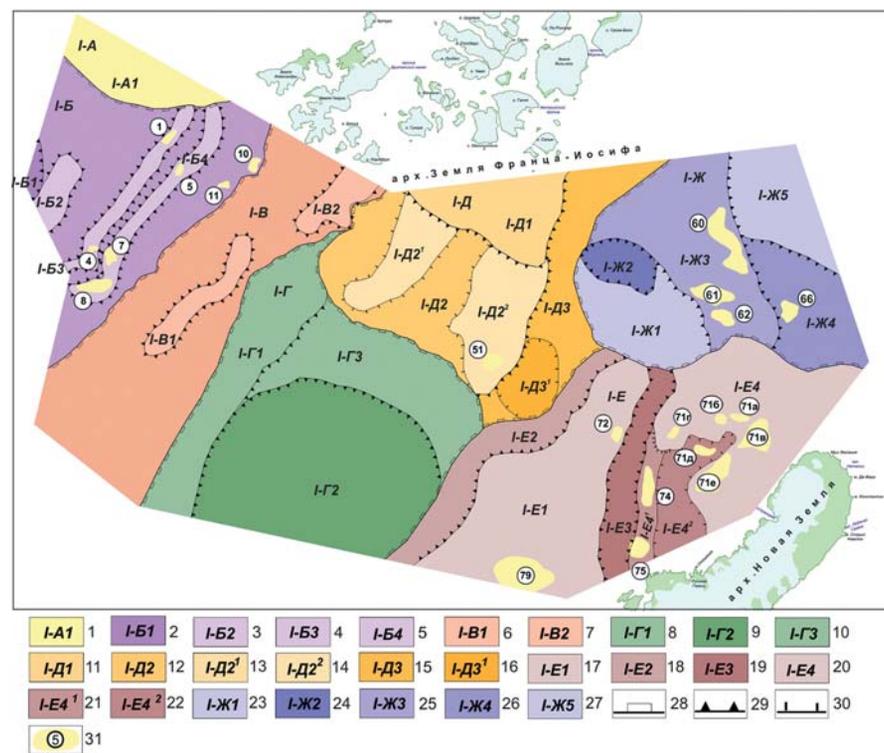


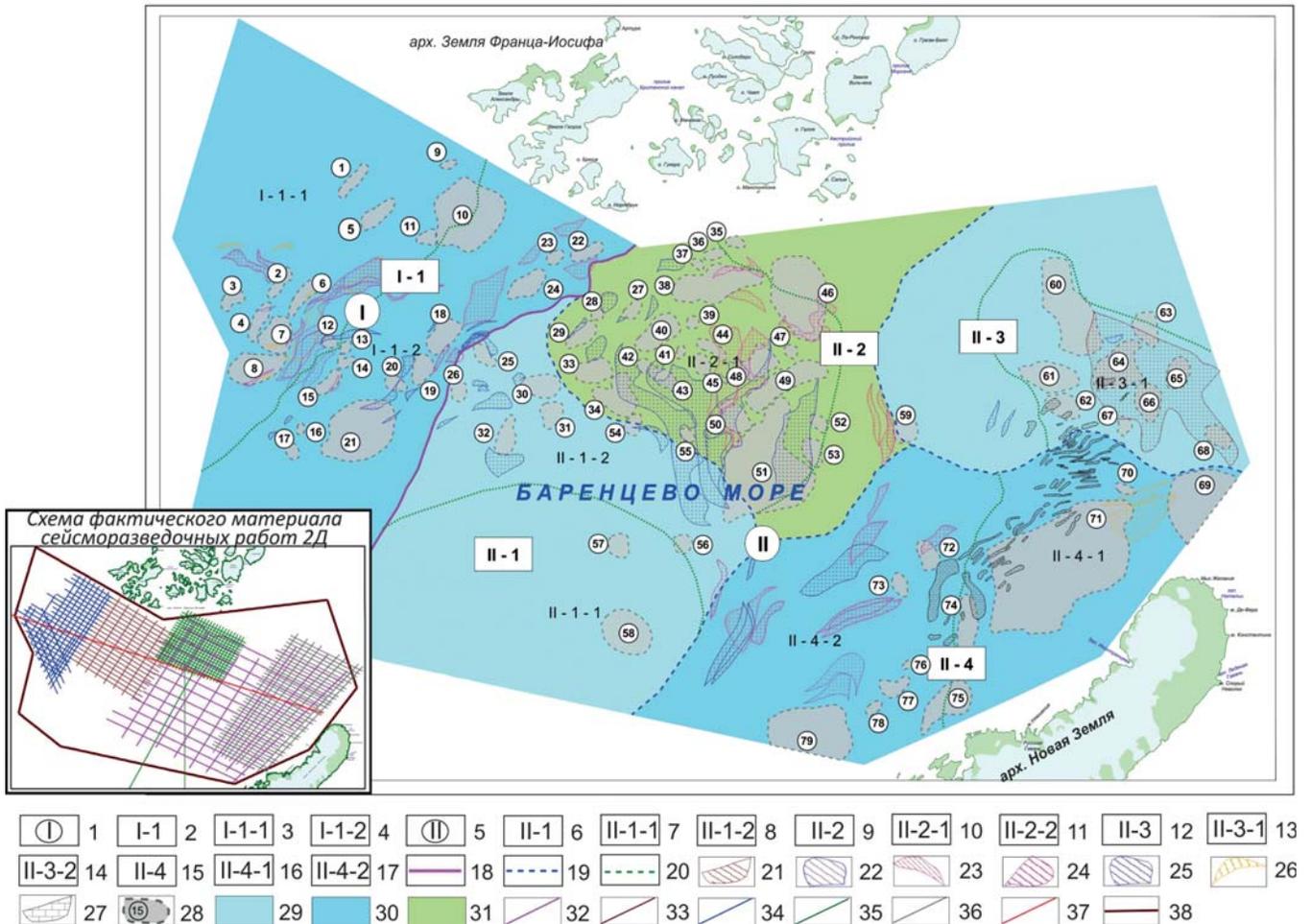
Рис. 6. Схема тектонического районирования фундамента (по ОГ VI(PR<sub>2</sub>-PZ<sub>1</sub>?)): 1-27 — Баренцевская плита (I). Сводное поднятие Северо-Восточной земли (I-A): 1 — выступ о. Белый; 2-5 — региональная ступень Франц-Виктории (I-B): 2 — прогиб Короля Карла, 3 — вал Виктории, 4 — гемивал Ширшова, 5 — гемивал Дежнева; 6-7 — Александровская региональная ступень (I-V): 6 — поднятие Пинегина, 7 — поднятие Мусатова; 8-10 — Северо-Баренцевская синеклиза (I-Г): 8 — Восточно-Пинегинская ступень, 9 — впадина Северная, 10 — Западно-Альбановская ступень; 11-16 — Альбановско-Горбовский порог (I-Д): 11 — Сальмское поднятие, 12 — Южно-Сальмская ступень (13, 14): 13 — поднятие Трубятчинского, 14 — Орловское поднятие, 15 — региональная ступень Грэм-Белл, 16 — Северо-Новоземельская впадина; 17-22 — Предновоземельская структурная область (I-E): 17 — Адмиралтейское поднятие, 18 — ступень Адмиралтейства, 19 — прогиб Седова, 20 — поднятие Мыса Желания (21, 22): 21 — горст Панкратьева, 22 — грабен Иностранцева; 23-27 — Восточно-Баренцевская синеклиза (I-Ж): 23 — ступень Конрада, 24 — впадина Святой Анны, 25 — перемычка Разломная, 26 — прогиб Западный Фобос, 27 — ступень Тегетгофа. Границы структур: 28 — надпорядковые; 29 — I порядка; 30 — II порядка;

31 — локальные антиклинальные поднятия по ОГ VI(PR<sub>2</sub>-PZ<sub>1</sub>?) и их номера. Список локальных антиклинальных структур: 1 — Северо-Ширшовская, 4 — Б/Н, 5 — Северо-Дежневская, 7 — Южно-Дежневская-2, 8 — Южно-Дежневская-3, 10 — Александровская, 11 — Б/Н, 51 — Орловская, 60 — Глубокая, 61 — Разломная-1, 62 — Разломная-2, 66 — Южно-Сарычевская, 71а, 71б, 71в, 71г, 71д, 71е — Варнекская, 72 — Б/Н, 74 — Б/Н, 79 — Пахтусовская

Предновоземельская структурная область с поднятием мыса Желания и осложняющим его горстом Панкратьева и грабеном Иностранцева, Адмиралтейским мегавалом и прогибом Седова;

Восточно-Баренцевская региональная ступень, в составе которой выделены ступени Западный Фобос и Конрада.

**Нефтегазоносность.** Сложившийся структурно-тектонический план, разнообразие обстановок осадконакопления в палеозойско-мезозойское время, контролирующих литолого-фациальную изменчивость стратиграфических подразделений осадочного чехла, геохимические предпосылки генерации УВ легли в основу нефтегазогеологического районирования



**Рис. 7. Схема прогноза нефтегазоносности северной части Баренцевского шельфа.** Нефтегазогеологическое районирование: 1 — Западно-Баренцевская НГП, 2 — Центрально-Баренцевская ПНГО, 3 — ПНГР Франц-Виктория, 4 — Александровский ПНГР, 5 — Восточно-Баренцевская НГП, 6 — Северо-Баренцевская ПНГО, 7 — ПНГР Северный, 8 — Западно-Альбановский ПНГР, 9 — Альбановско-Горбовская ПНГО, 10 — Трубятчинский ПНГР, 11 — ПНГР Грэм-Белл, 12 — Святой Анны ПНГО, 13 — ПНГР Западный Фобос, 14 — Конрада ПНГР, 15 — Адмиралтейско-Предновоземельская самостоятельная ПНГО, 16 — мыса Желания ПНГР, 17 — Адмиралтейский ПНГР; границы: 18 — нефтегазоносных провинций (НГП), 19 — перспективных нефтегазоносных областей (ПНГО), 20 — перспективных нефтегазоносных районов (ПНГР); зоны развития предполагаемых ловушек УВ неантиклинального типа: 21 — в верхнепермских отложениях (между ОГ  $I_3(P_3)$  и  $Ia(C_3-P_3)$ ), 22 — в нижнетриасовых отложениях (между ОГ  $A(P-T)$  и  $A_2(T_2)$ ), 23 — в среднетриасовых отложениях (между ОГ  $A_2(T_2)$  и  $A_3(T_3)$ ), 24 — в верхнетриасовых отложениях (между ОГ  $A_3(T_3)$  и  $B(T-J)$ ), 25 — в юрских отложениях (между ОГ  $B(T-J)$  и  $V(J_3)$ ), 26 — в средне-верхнепермских отложениях (между  $Ia(C_3-P_3)$  и  $A(P-T)$ ), 27 — аномалия типа «риф» (между ОГ  $II_1(C_1)$  и  $II_2(C_1)$ ); локальные антиклинальные поднятия: 28 — контуры локальных антиклинальных структур и их номера; плотность ресурсов в тыс.т у.т./км<sup>2</sup>: 29 — 40–70, 30 — 70–100, 31 — 10–130. Схема фактического материала сейсморазведочных работ 2Д: 32 — Северо-Баренцевская впадина (2006–2007 гг.), 33 — Пинегинская площадь (2007–2008 гг.), 34 — прогиб Франц-Виктория (2007–2009 гг.), 35 — Трубятчинская площадь (2010 г.), 36 — Предновоземельская структурная область (2011–2012 гг.), 37 — профиль региональной увязки (2013 г.), 38 — граница района тематического обобщения. Список локальных антиклинальных структур: 1 — Северо-Ширшовская, 2 — Южно-Ширьяевская-1, 3 — Б/Н, 4 — Б/Н, 5 — Северо-Дежневская, 6 — Южно-Дежневская-1, 7 — Южно-Дежневская-2, 8 — Южно-Дежневская-3, 9 — Б/Н, 10 — Александровская, 11 — Б/Н, 12 — Б/Н, 13 — Б/Н, 14 — Северо-Галльская, 15 — Южно-Галльская, 16 — Б/Н, 17 — Б/Н, 18 — Северо-Пинегинская, 19 — Южно-Пинегинская-1, 20 — Южно-Пинегинская-2, 21 — Северная-1, 22 — Северо-Мусатовская-1, 23 — Северо-Мусатовская-2, 24 — Южно-Мусатовская, 25 — Паньковская, 26 — Б/Н, 27 — Флигелевская, 28 — Северо-Вихревская, 29 — Южно-Вихревская, 30 — Вильчеховская, 31 — Митюшевская, 32 — Географов, 33 — Западно-Лавровская, 34 — Восточно-Лавровская-2, 35 — Нагурская-1, 36 — Нагурская-2, 37 — Нагурская-3, 38 — Гидрографов, 39 — Сафроновская, 40 — Ермаковская, 41 — Б/Н, 42 — Б/Н, 43 — Б/Н, 44 — Б/Н, 45 — Б/Н, 46 — Сальмская, 47 — Б/Н, 48 — Западно-Орловская, 49 — Восточно-Орловская, 50 — Южно-Орловская, 51 — Орловская, 52 — Б/Н, 53 — Б/Н, 54 — Б/Н, 55 — Б/Н, 56 — Б/Н, 57 — Б/Н, 58 — Б/Н, 59 — Б/Н, 60 — Глубокая, 61 — Разломная-1, 62 — Разломная-2, 63 — Северо-Кармакульская, 64 — Южно-Кармакульская, 65 — Северо-Сарычевская, 66 — Южно-Сарычевская, 67 — Б/Н, 68 — Северожелантинская, 69 — Северо-Новоземельская, 70 — Б/Н, 71 — Варнекская, 72 — Б/Н, 73 — Б/Н, 74 — Б/Н, 75 — Панкратьева, 76 — Б/Н, 77 — Б/Н, 78 — Литке, 79 — Пахтусовская

осадочного чехла Северо-Баренцевоморского шельфа и выделения нефтегазоносных комплексов.

Исследуемая акватория не изучена бурением. Геологические данные о литологическом составе, геохимические оценки керн и органического вещества (ОВ), нефтегазоматеринский потенциал пород, состав ОВ приняты по аналогии с разведанными месторождениями в акваториальной части, обнажениями и данными бурения на островной суше. Ближайшие скважины глубокого морского бурения расположены на удалении от границ района обобщения на 500 км. Поскольку продуктивность пластов, горизонтов и комплексов еще не доказана, лишь предполагается, они, как и элементы нефтегазогеологического районирования (зоны, районы, области) выделяются как нефтегазоперспективные.

По данным о промышленной нефтегазоносности, а также сведениям о распределении коллекторских, изолирующих и нефтегазоматеринских толщ норвежского и российского секторов Баренцева моря, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [3] разрез осадочного чехла подразделен на четыре перспективных нефтегазоносных комплекса (ПНГК) и два нефтегазоносных комплекса (НГК):

- ордовикско-верхнедевонский ПНГК;
- верхнедевонско-нижнепермский ПНГК;
- средне-верхнепермский ПНГК;
- триасовый НГК;
- юрско-баремский НГК;
- меловой ПНГК.

Кайнозойские отложения имеют незначительные мощности и не рассматриваются в качестве НГК.

Нефтегазоносные комплексы в палеозойских отложениях могут быть выделены только путем интерполяции между хорошо изученными разрезами палеозоя в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, где к палеозойским НГК приурочена большая часть прогнозных ресурсов и запасов УВ и норвежскими данными по скважинам в акватории Баренцева моря, а также обнажениям разрезов палеозоя на островах. Геологические данные о соотношении коллекторских и изолирующих толщ в мезозойских отложениях получены на основании изучения разреза скважин, пробуренных в российском и норвежском секторах Баренцева моря и на островах арх. ЗФИ. В норвежском секторе Баренцева моря бурением хорошо изучены отложения осадочного чехла, начиная с верхневизейских до кайнозойских, имеются сведения об открытии 20 месторождений УВ.

В пределах северной части Баренцевского шельфа выделяются Западно-Баренцевская и Восточно-Баренцевская нефтегазоносные провинции (НГП). Западно-Баренцевская НГП в рамках площади обобщения представлена Центрально-Баренцевской перспективной нефтегазоносной областью (ПНГО), в структурном плане подошвы осадочного чехла которой соответствуют региональные ступени Франц-Виктория и Александровская. В составе Восточно-Баренцевской НГП выделяются ПНГО: Северо-Баренцевская, Альбановско-Горбовская, Святой Анны, Адмиралтейско-Приноземельская самостоятельная (рис. 7).

Выявленные антиклинальные локальные поднятия, зоны развития ловушек неантиклинального типа, расположенные в пределах этих крупных структурных элементов, а также их тип, приуроченность к определенным структурам, условия формирования, вещественно-литологический состав отложений позволили провести более детальное нефтегазогеологическое районирование и выделить в пределах нефтегазоносных областей (НГО) перспективные нефтегазоносные районы (ПНГР): Франц-Виктория и Александровский (Центрально-Баренцевской ПНГО); Северный и Пинегинский (Северо-Баренцевская ПНГО); Трубятчинский в составе Альбановско-Горбовской ПНГО; Западный Фобос в составе ПНГО Святой Анны; Мыса Желания и Адмиралтейский (Адмиралтейско-Приноземельская самостоятельная ПНГО).

Основные перспективы нефтегазоносности Северо-Баренцевского шельфа традиционно связываются с локальными антиклинальными поднятиями, выявленными практически на всех стратиграфических уровнях осадочного чехла. Всего околонуено 79 локальных антиклинальных структур, наиболее значимыми из которых по морфологическим характеристикам являются: Орловская, Восточно-Орловская, Сальмская, Гидрографов, Варнекская, Александровская, Ермаковская, Северо-Дежневская и Южно-Дежневская, Северо-Ширшовская и Южно-Ширшовская.

Выполненная комплексная интерпретация временных разрезов по методике CSP позволила оценить перспективы поиска резервуаров с трещинным типом коллектора в пределах Северо-Баренцевского шельфа. Результаты интерпретации показали, что наиболее перспективными для поиска являются положительные структурные формы региона. В пределах изучаемого региона — это Трубятчинский и Орловский мегавалы, ступень Конрада и поднятие Мыса Желания. В районе этих структур выявлены места возможного развития трещинных коллекторов различного генезиса и размеров. В пределах Орловского и Трубятчинского мегавалов, на Сальмском поднятии ловушки, связанные с подобным типом коллекторов, предполагаются в отложениях триаса, юры и мела. В пределах Мыса Желания ловушки прогнозируются в отложениях триаса, а на ступени Конрада — в отложениях юры и мела.

Анализ аномалий типа «яркого пятна» (рис. 8), подтвержденных сочетаниями АВО атрибутов, позволил локализовать резервуар в газонасыщенных песках (верхняя пермь — нижний триас) предположительно II класса внутри обширной области «яркого пятна» севернее арх. Новая Земля. На склоне Варнекской структуры выявлен резервуар газонасыщенных песков (верхняя пермь — нижний триас) предположительно I класса с низкой пористостью, который по ряду признаков может быть альтернативно проинтерпретирован как залежь нефтенасыщенных песчаников. На Трубятчинской площади предполагаются два неглубоко залегающих, возможно, перспективных объекта, связанных с газонасыщенными песками в нижнем мелу, предположительно I и II классов, а также один —

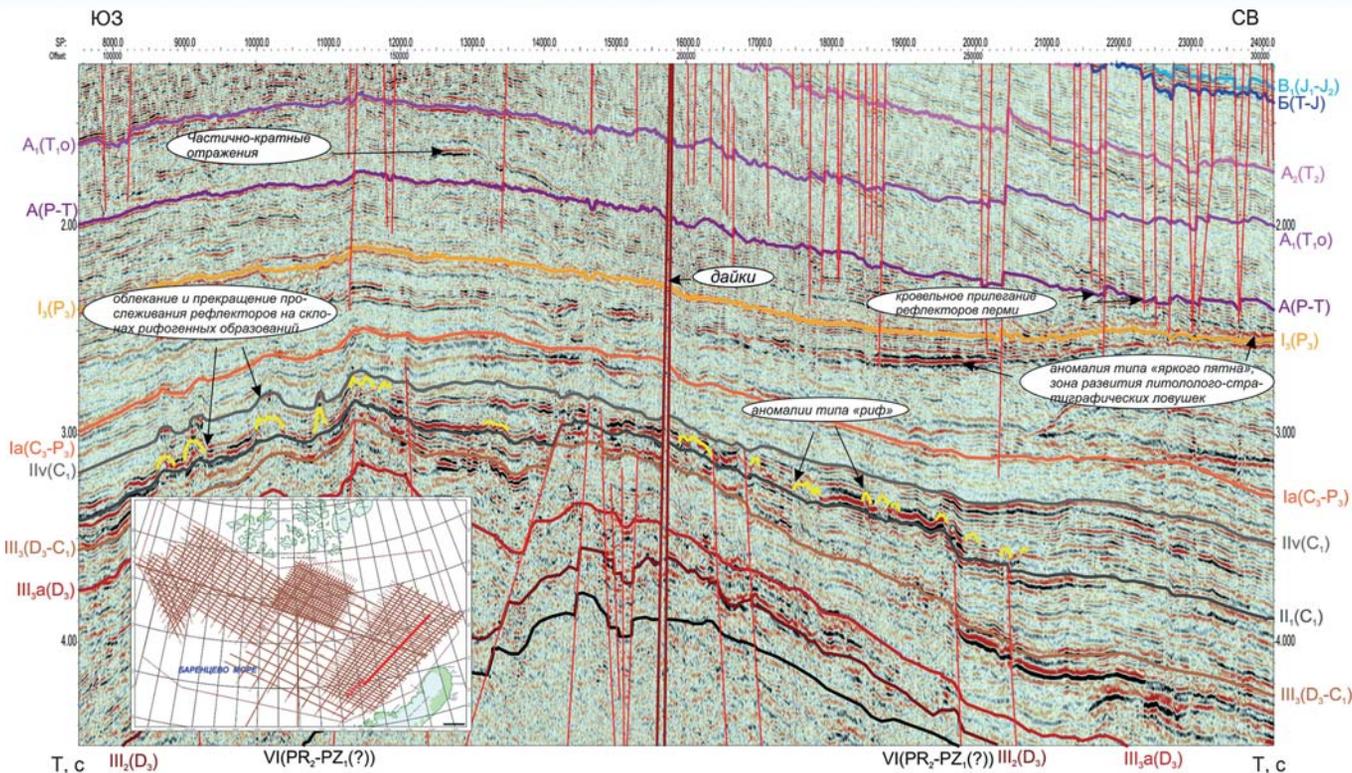


Рис. 8. Аномалии типа «риф». Фрагмент временного разреза по профилю **МОВ ОГТ PZ1133**

на склоне локального поднятия Панкратьева западнее арх. Новая Земля.

**Результаты.** Геохимическая оценка керн скважин, пробуренных в Баренцевом море и на обрамляющих островах архипелагов ЗФИ, Новая земля и Шпицберген [1, 2, 4], в комплексе с результатами проведенного AVO-анализа и интерпретации по методике CSP позволили прогнозировать в разрезе осадочного чехла распространение нефтегазоматеринских толщ (НГМ), пород-покрышек и пород коллекторов, а также пути миграции и зоны аккумуляции УВ (рис. 9). По фазовому составу возможные залежи УВ в нижне-среднепалеозойских, верхнедевонско-среднепермских, средне-верхнепермских отложениях преимущественно нефтяные. Предполагаемые залежи УВ в триасовых и юрских отложениях газовые, реже газоконденсатные. Существенное влияние на фазовый состав, распределение, тип и сохранность залежей в пределах Баренцевоморского региона оказал кайнозойский аплифт, выразившийся в перестройке структурного плана региона и широком развитии современных тектонических нарушений в мезозойской толще.

В осадочном чехле выделены зоны развития ловушек разных типов, связанных с резервуарами: пластовыми сводовыми, массивными и комбинированными (литолого-стратиграфическими). Ловушки УВ литологически-, стратиграфически-, тектонически-экранированные предполагаются в среднепермско-юрском интервале разреза в диапазоне глубин 1 000–4 000 м и могут быть связаны с песчаными пластами в зонах налегания рассматриваемых отложений на склоны крупных положительных структур —

региональной ступени Франц-Виктория (гемивалы Виктория, Дежнева, Ширшова), Александровской зоны поднятий (Пинегинского и Мусатовского мегавалов), Альбановско-Горбовского порога (Трубятчинского и Орловского мегавалов), региональной ступени Западный Фобос. В качестве зональных покрышек могут выступать непротяженные глинистые пласты, интервал может содержать и региональные глинистые экраны. С точки зрения доступности для бурения по глубинам залегания предполагаемых резервуаров УВ указанные районы являются наиболее благоприятными.

Ловушки литологического типа, связанные с предполагаемыми рифогенными образованиями в каменноугольных отложениях, распространены локально в пределах Предновоземельской структурной области на значительных, но доступных для их изучения бурением глубинах (6 000–7 500 м) (рис. 8, 9).

В пределах региональной ступени Франц-Виктория сложились благоприятные структурно-тектонические условия для формирования залежей нефти и газа, однако перспективность этой части акватории несколько снижена в силу редуцированной мощности осадочного чехла. В Александровской зоне поднятий мощность чехла сокращается за счет выклинивания нижне-среднепалеозойских отложений и основные перспективы следует связывать с клиноформным строением триасовых образований. В пределах Северо-Баренцевской синеклизы отложения триаса залегают на достаточно больших глубинах и практический нефтегазопромысловый интерес могут представлять только юрская толща и клиноформы берриас-баррема.

На ступени Западный Фобос на глубине 3 800–4 000 м зафиксирована обширная аномалия типа «яркого пятна», которая может служить косвенным признаком залежи УВ. В разрезе она приурочена к несогласию типа кровельного прилегания в средне-верхнепермских отложениях, что позволяет прогнозировать развитие неструктурных ловушек литолого-стратиграфического типа (рис. 8).

В пределах Альбановско-Горбовского порога доступными для поисков залежей УВ являются средне-триасовая-юрская и берриас-барремская части разреза (глубины до 4 000 м). Благоприятные структурно-тектонические и геохимические предпосылки обнаружения залежей дополняются интенсивным раннемеловым магматизмом.

Основные перспективы нефтегазоносности Предновоземельской структурной области связаны с палеозойскими и ниже-среднетриасовыми отложениями. Однако в этом районе остается открытым вопрос сохранности вероятных залежей углеводородов

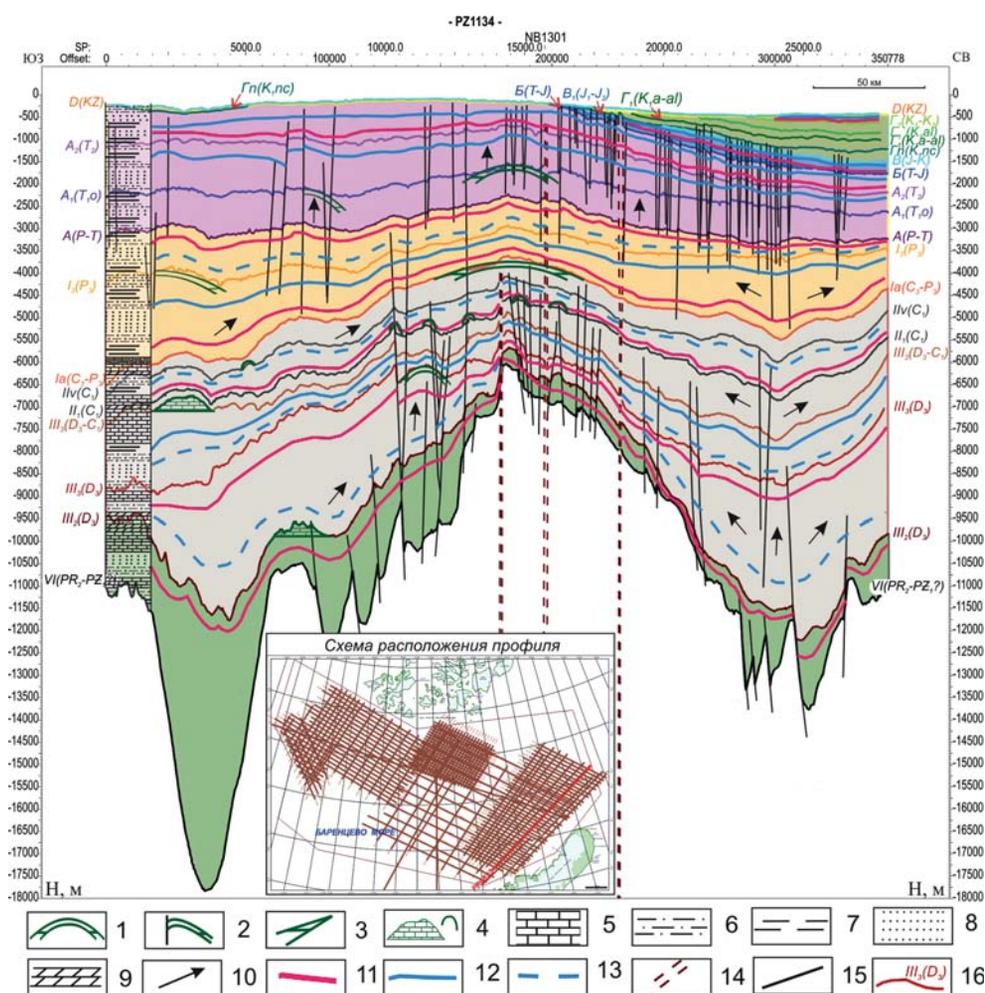
в связи с проявлениями киммерийского этапа тектогенеза.

**Выводы.** По фазовому составу возможные залежи УВ в ниже-среднепалеозойских, верхнедевонско-среднепермских, средне-верхнепермских отложениях преимущественно нефтяные. Предполагаемые залежи УВ в триасовых и юрских отложениях газовые, реже газоконденсатные.

Исходя из оценки прогнозных ресурсов наиболее высокими перспективами обладают пермские, триасовые и юрские отложения, причем, если отложения перми являются более перспективными в пределах региональной ступени Франц-Виктория и Александровской региональной ступени (западная часть района обобщения), где они выходят на глубины, вполне комфортные для бурения, то в Северо-Баренцевской синеклизе и на Альбановско-Горбовском пороге (центральная часть района обобщения) они залегают достаточно глубоко и здесь основная роль принадлежит уже триасовым и юрским отложениям.

На момент начала целенаправленных региональных геологоразведочных работ углеводородный потенциал северной части Баренцева моря оценивался на уровне начальных суммарных ресурсов (НСР), то есть количественная оценка не проводилась даже по категории D, а структурный потенциал ограничивался одной антиклинальной структурой — Орловской площадью 1 000 км<sup>2</sup>. В настоящее время, после проведения ОАО «МАГЭ» региональных исследований МОВ ОГТ 2D, выявлено 79 локальных антиклинальных поднятий в разных стратиграфических интервалах осадочного чехла общей площадью 68 740 км<sup>2</sup>, а также определены зоны возможного развития неструктурных ловушек УВ. Общая площадь возможных перспективных зон составляет 30 826 км<sup>2</sup>.

Оценка ресурсов осадочного чехла проведена до глубины 7 000 м — предельная глубина бурения скважин. Прогнозные ресурсы осадочного чехла Северо-Баренцевского шельфа до глубины 7 000 м составляют 23 439,4 млн т у.т., из них на



**Рис. 9. Прогнозный разрез нефтегазогеологических параметров по профилю МОВ ОГТ PZ1134. Предновоземельская структурная область.** Ловушки УВ по типу природного резервуара: 1–2 — пластовые: 1 — сводовые, 2 — тектонически экранированные; 3 — литологически экранированные; 4 — массивные; 5 — известняки; 6 — алевролиты, алеуриты; 7 — глины, аргиллиты; 8 — песчаники; 9 — доломиты; 10 — направление миграции УВ; 11 — НГМ толщи; 12 — покрывки региональные; 13 — покрывки зональные; 14 — дайки; 15 — разрывные нарушения; 16 — отражающие горизонты и их индексы

долю извлекаемых ресурсов приходится 18 014,88 млн т у.т. Суммарная величина локализованных ресурсов составляет 3 991,41 млн т у.т. Из них 2 147,64 млн т у.т. приходится на наиболее крупные локальные антиклинальные структуры: Александровскую, Северную, Орловскую, Северо-Новоземельскую, Варнекскую и Пахтусовскую.

Как показали подсчеты, соотношение  $D_2/D_2$  лок. во многом зависит не столько от количества, сколько от качественных характеристик локальных объектов, в частности от их площади. В структурном плане горизонтов  $G_2(K_1-K_2)$ ,  $Gn(K,nc)$ ,  $B(J-K)$ ,  $A_3(T_3)$  и  $Ia(C_3-P_3)$ , площади локальных объектов редко превышают 200 км<sup>2</sup>, отсюда соотношение  $D_2/D_2$  лок. остается достаточно низким (от 1/100 до 1/10). В остальных горизонтах наблюдается значительное количество локальных объектов, площади которых близки к 1000 км<sup>2</sup> и более (800–2400 км<sup>2</sup>), отсюда в этих горизонтах и соотношение  $D_2/D_2$  лок. 1/4 – 1/5, что вполне удовлетворительно.

#### ЛИТЕРАТУРА.

1. Бро, Е.Г. Нефтегазоносность архипелага Земля Франца-Иосифа / Е.Г. Бро, В.Д. Дибнер // Геологическое строение и нефтегазоносность Арктических морей России — СПб.: ВНИИОкеангеология, 1994. — С. 30–38.
2. Вержбитский, Е.В. Геотермический режим, тектоника дна и температурные условия генерации углеводородов восточной части Баренцева моря / Е.В. Вержбитский // Геотектоника. — 2002. — № 1. — С. 86–69.
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (новая серия). Лист Т-37-40 — Земля Франца-Иосифа (южные острова). Объяснительная записка / Отв. ред. С.И. Шкарубо, гл. ред. Б.Г. Лопатин. — СПб.: ВСЕГЕИ, 2004.
4. Грамберг, И.С. Параметрические скважины на островах Баренцева и Карского морей / И.С. Грамберг, И.В. Школа, Е.Г. Бро, В.А. Шеходанов, А.М. Армишев // Советская геология. — 1985. — № 3. — С. 95–98.
5. Казанин, Г.С. Геологическое строение и нефтегазоносность северной части Баренцева моря / Г.С. Казанин, В.В. Шлыкова, С.П. Павлов, С.И. Шкарубо, Г.И. Иванов, Т.А. Кириллова-Покровская // Нефть. Газ. Новации. — 2016. — № 4. — С. 26–29.
6. Павлов, С.П. Геологическое строение северной части Баренцева моря / С.П. Павлов, В.В. Шлыкова, Б.М. Величко, В.В. Васильев // Разведка и охрана недр. — 2014. — № 4. — С. 18–23.
7. Хлебников, П.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности восточного борта Северо-Баренцевской впадины / П.А. Хлебников, В.А. Беленький, Г.Е. Гарзанов, И.Н. Пешкова, Г.С. Казанин, С.И. Шкарубо, С.П. Павлов, В.В. Шлыкова // Разведка и охрана недр. — 2009. — № 4. — С. 17–25.

© Коллектив авторов, 2017

Шлыкова Валентина Владимировна // valyash@mage.ru  
Величко Божена Михайловна // grigoryeva@mage.ru  
Павлов Сергей Петрович // sergeyp@mage.ru  
Зуйкова Ольга Николаевна // zuykova50@mail.ru

УДК 550.8.053

Крюкова Г.Г., Величко Б.М. (ОАО «МАГЭ»)

### ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГУСИНО-ЗЕМЕЛЬСКОЙ ЧАСТИ ПРЕДНОВОЗЕМЕЛЬСКОЙ СТРУКТУРНОЙ ОБЛАСТИ

Представлены результаты региональных комплексных геофизических исследований с целью изучения разреза осадочного чехла и структурно-тектонического плана

Гусиноземельской региональной ступени, выявления зон и объектов потенциального углеводородонакопления. **Ключевые слова:** нефтегазоносный комплекс, прогнозные ресурсы, локальные объекты.

Kryukova G.G., Velichko B.M. (MAGE)

OIL & GAS POTENTIAL OF THE GUSINOZEMELSKAYA PART OF THE PREDNOVOZEMELSKAYA STRUCTURAL AREA

*This article shows results of regional integrated geophysical surveys with the aim to study the sedimentary cover section and the Gusinozemelskaya regional stage structural tectonic plan, reveal zones and objects of a potential hydrocarbon accumulation. **Keywords:** oil and gas bearing complex, forecast resources, local features.*

Район исследований расположен в юго-восточной части шельфа Баренцева моря вблизи западного побережья Южного острова Новоземельского архипелага непосредственно у берегов п-ова Гусиная Земля и о. Междушарский.

Палеозойско-кайнозойский осадочный чехол на исследованном участке шельфа достигает мощности 19 км. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов выполнена с учетом всей совокупности имеющихся геолого-геофизических материалов [1].

Поверхность кровли фундамента — ОГ VI (PR<sub>2</sub>-PZ<sub>2</sub>?) залегает на глубинах от 8 до 19 км, осложнена многочисленными разнонаправленными дизъюнктивными нарушениями, преобладают разрывные нарушения северо-западного простирания. Нарушения, протяженность которых не превышает 25 км, характеризуются средними и высокими амплитудами смещений. Большинство из них проникает в отложения нижнего-среднего палеозоя и только единичные разломы затрагивают мезозойскую часть разреза. Так, на крайнем северо-востоке площади исследований в зоне, непосредственно примыкающей к Новоземельской складчатой области, разрывные дислокации нарушают и фундамент, и весь осадочный чехол. Амплитуда смещения по этим разломам максимальна в триасовой части разреза, а кулисообразный характер расположения в плане позволяет интерпретировать их как сбросо-сдвиги. Структурно-тектоническое районирование проводилось по двум стратиграфическим уровням — по кровле фундамента и по кровле пермских отложений.

В соответствии с общей схемой тектонического районирования Баренцевоморского шельфа в структурном плане кровли консолидированного основания выделены две структурно-тектонические зоны, соответствующие надпорядковым тектоническим элементам — Южно-Баренцевской синеклизе и Предновоземельской структурной области.

В состав *Южно-Баренцевской синеклизы* в качестве элементов первого порядка входят Мурманско-Куренцовская моноклиналь и Андреевско-Бритвинская региональная ступень.