

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/15_2022

УДК 553.98.04(269.72)

Сафонова Л.В., Гусева Ю.Б.

Акционерное общество «Полярная Морская Геологоразведочная Экспедиция» (АО «ПМГРЭ»), Санкт-Петербург, Россия, lyuska@mail.ru, gangus_@mail.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА МОРЯ ДЮРВИЛЯ И ПРИЛЕГАЮЩИХ АКВАТОРИЙ (ВОСТОЧНАЯ АНТАРКТИКА) НА ОСНОВЕ СОПОСТАВЛЕНИЯ С БАССЕЙНАМИ-АНАЛОГАМИ НА СОПРЯЖЕННОЙ АВСТРАЛИЙСКОЙ ОКРАИНЕ

На основе анализа сейсмических данных, данных бурения и сопоставления с бассейнами на сопряженной австралийской континентальной окраине выполнена оценка нефтегазоносного потенциала осадочного бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий. Составлена схема перспектив нефтегазоносности с выделением площадей с различным углеводородным потенциалом. Дана оценка свойств осадочных комплексов с точки зрения генерации и аккумуляции углеводородов. В отличие от сопряженной австралийской окраины, в бассейне моря Дюрвиля и прилегающих акваториях аккумуляровалась мощная толща пород синледникового комплекса. Вследствие этого на большей части акватории породы рифтового комплекса погрузились ниже «газо-нефтяного окна», а углеводороды могли мигрировать вверх по разрезу и накапливаться в многочисленных тектонических и структурных ловушках вышележащих комплексов. Высокие перспективы связываются с клиноформой позднемелового возраста, сложенной породами пострифтовых доледниковых комплексов, а также с положительными структурами в рифтовых комплексах.

Ключевые слова: *нефтегазоносный потенциал, схема перспектив нефтегазоносности, клиноформа позднемелового возраста, рифтовые комплексы, Антарктика, море Дюрвиля.*

Введение

Настоящая работа базируется на сейсмических данных, полученных Полярной Морской Геологоразведочной Экспедицией (далее - ПМГРЭ) в 53 и 55 Российских Антарктических Экспедициях (далее - РАЭ), в ходе которых получено 8350 км сейсмических профилей МОВ ОГТ, а также на данных об углеводородном потенциале континентальной окраины Австралии, сопряженной с окраиной Антарктиды до раскола Гондваны. В статье рассматривается строение осадочного чехла пассивной континентальной окраины моря Дюрвиля и прилегающих акваторий в контексте потенциальной генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Район моря Дюрвиля расположен между 136° до 150° в.д. Прилегающие пространства между морями Моусона и Дюрвиля (113-136° в.д.) и между морями Дюрвиля и Сомова (148-150° в.д.) не имеют названия. Район исследований захватывает континентальную окраину Земли Уилкса, Земли Адели и Земли Георга V и примыкающую к ней часть Австрало-Антарктической котловины юго-восточной части Индийского океана (рис. 1А).

Континентальная окраина в районе моря Дюрвиля образована в результате начавшегося около 160 млн. лет назад длительного (60-70 млн. лет) позднемезозойского рифтогенеза и последовавшего за ним в позднемеловое время раскола литосферы восточной Гондваны с разделением Австралии и Антарктиды в режиме ультрамедленного асинхронного спрединга с быстрым омоложением возраста его начала (от сантона до раннего эоцена) с запада на восток [Teasdale et al., 2002]. Внешняя часть континентальной окраины в районе моря Дюрвиля осложнена двумя континентальными блоками, отделенными от Антарктиды зоной мантийного подъема, в пределах которой серпентинизированные мантийные породы на отдельных участках непосредственно подстилают осадочный чехол [Варова, Лейченков, Гусева, 2011; Лейченков и др., 2015].

Общая мощность осадочного чехла, имеющего возраст от поздней юры до голоцена, в бассейне моря Дюрвиля и прилегающих акваториях достигает 10 км. В результате бурения глубоководных скважин на антарктической континентальной окраине получены сведения только о составе верхней, кайнозойской части разреза, в то время как предположения о литологии рифтовых и меловых пострифтовых осадочных комплексов базируются на сведениях о строении сопряженной австралийской окраины, где они достаточно хорошо изучены.

Предпосылки нефтегазоносности

В осадочном слое земной коры, приходящимся на пассивные континентальные окраины, содержится до 35% выявленных гигантских нефтегазовых месторождений с 67% выявленных запасов углеводородов [Mann et al., 2003]. Высокая степень прогретости недр, а также значительное количество осадков с рассеянной органикой, сгружаемых с континентов, особенно в дельтах крупных рек, являются условиями, обеспечивающими относительно быстрое и полное протекание процессов нефтегазообразования.

Для образования месторождений нефти и газа необходимо сочетание следующих условий [Геология и минеральные..., 1990]:

- накопление осадочных пород в условиях растяжения коры;
- значительная мощность осадков;
- прогрев их восходящими тепловыми потоками.

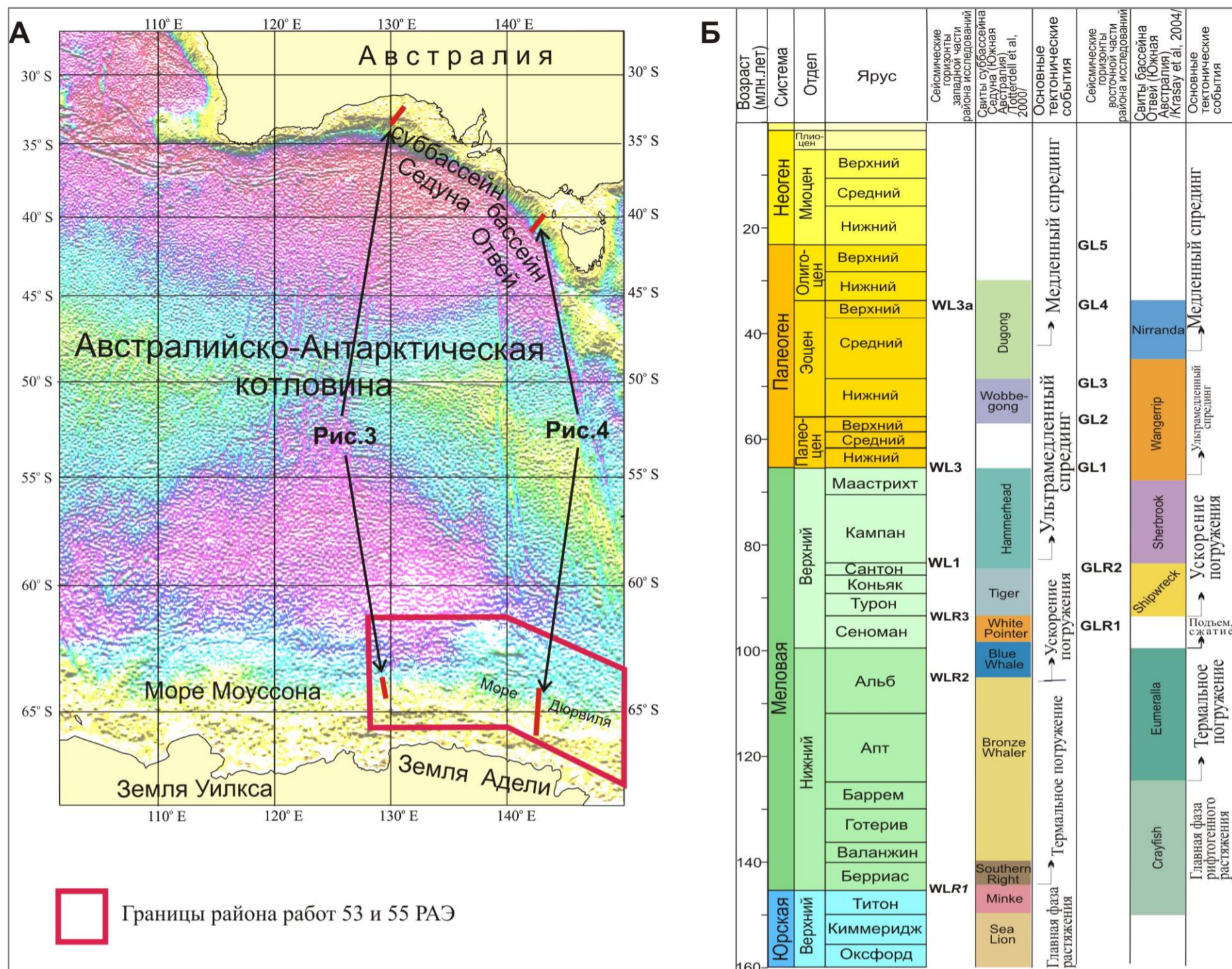


Рис. 1. А) Карта Австралийско-Антарктической котловины Индийского океана (в качестве основы использована батиметрическая карта, построенная по данным спутниковой альтиметрии [Smith, Sandwell, 1997]); Б) Стратиграфия осадочных бассейнов, расположенных на сопряженных континентальных окраинах Антарктиды и Австралии

Исследования 53 и 55 РАЭ показали, что осадочному бассейну в районе исследований присущи основные признаки, характерные для известных нефтегазоносных бассейнов пассивных континентальных окраин. В качестве главных положительных факторов, определяющих перспективы нефтегазоносности бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий, рассматриваются [Лейченко, Гусева, 2018]:

- значительные мощности осадочного чехла (до 10,0 км) и преобладание в разрезе мезозойских (преимущественно верхнеюрских-верхнемеловых) отложений, формировавшихся в изолированном морском бассейне в условиях теплого гумидного климата, в составе которых могут присутствовать морские осадки с высоким содержанием органического вещества, благоприятного для образования потенциальных нефтематеринских толщ;

- существование рифтогенного режима в период рифтовой стадии развития осадочного бассейна и сопутствующего ему повышенного геотермального потока, обеспечившего интенсивный прогрев осадочного наполнения бассейна и созревание углеводородов;

- широкий спектр фациальных обстановок формирования осадков, обеспечивающих присутствие в разрезе пород-коллекторов и региональных покрышек, а также наличие в осадочном чехле благоприятных условий для возникновения ловушек нефти и газа различного типа;

- наличие в осадочном чехле бассейна положительных структур, зон выклинивания комплексов и отдельных пластов, дизъюнктивных нарушений, которые могут определять возникновение стратиграфических, литологических и тектонических ловушек нефти и газа.

Основные сведения о перспективах нефтегазоносности

Прямые данные о вещественном составе осадочного чехла бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий получены благодаря скважинам морского бурения (DSDP, рейс 268 [Hayes et al., 1975]; и IODP, рейс 318 [Escutia et al., 2011]), которые вскрыли синледниковые и доледниковые осадки на шельфе и в подножии континентального склона.

Синледниковые отложения, представленные преимущественно диатомовыми илами и глинами с прослоями песчанистого материала и диамиктитов, имеют невысокое содержание органического углерода - в среднем от 0,05 до 0,76% [Escutia et al., 2011]. Легкие газы (метан, этан, пропан) в незначительных количествах присутствуют по всему разрезу изученной части осадочного чехла. Необычно высокое для антарктических окраинных бассейнов содержание органического углерода (1-2%) обнаружено в скв. U1357, пробуренной на внутреннем шельфе района исследований и вскрывшей мощную (около 200 м) толщу голоценовых осадков (преимущественно диатомовых илов) [Escutia et al., 2011]. Концентрация метана в

разрезе скважины также значительно превышает средние значения для синледниковых осадков Антарктиды и составляет от 0,5 до 1,8%; в ходе бурения отмечался выброс метана.

Наличие легких газов, в том числе в верхних слоях ледникового комплекса, указывает на возможность миграции углеводородов из подстилающих толщ. В глубоководной части бассейна на сейсмических разрезах выявлены узкие (от первых сотен метров до 2,0 км) вертикальные зоны выпуклых или вогнутых отражений, нарушающие в целом субгоризонтальную структуру осадочного чехла. Такие особенности сейсмической записи могут объясняться выходами газовых флюидов по каналам повышенной проницаемости (зонам трещиноватости) и служить указанием на возможное наличие углеводородов [Рослов и др., 2009] (рис. 2).

Аналогами осадочного бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий являются сопряженные с ним на континентальной окраине южной Австралии бассейн Седуна (часть крупного бассейна Байт) и западная часть бассейна Отвей. Длительное развитие этих бассейнов в пределах окраинных рифтовых структур и узкого океанического залива между Австралией и Антарктидой, которые располагались в умеренных широтах с теплым, влажным климатом [Powell, Roots, Veevers, 1998] и характеризовались сходными обстановками осадконакопления, позволяет достаточно обоснованно прогнозировать литологический состав осадочных комплексов бассейна моря Дюрвиля в широком возрастном диапазоне - от верхней юры до конца верхнего мела. Расположение и стратиграфия сопряженных бассейнов на антарктической и австралийской континентальных окраинах показаны на рис. 1.

Западная часть района исследований может быть соотнесена с суббассейном Седуна, который считается одним из самых перспективных на южной континентальной окраине Австралии в плане поиска углеводородов [Geoscience Australia submission, 2015]. К настоящему времени в бассейне Седуна пробурено 5 скважин, 4 в мелководной части бассейна и 1 в глубоководной. Несмотря на присутствие углеводородов только в 1 скважине, исследователи, основываясь на косвенных данных, пришли к выводу и существованию нефтегазоносного района в бассейне [Totterdell et al., 2014]. Осадки, вскрытые скважинами, имеют умеренное общее содержание органического углерода. Так, содержание $C_{орг}$ в нижнемеловых (берриас-валанжин) отложениях колеблется от 0,94 до 1,84% с максимальными значениями 5,46% в верхнеюрской части разреза рифтового этажа (комплекс Sea Lion) [Stagg, Reading, 2007]; суммарное содержание органического углерода в отложениях альба-сантона (комплексы Blue Whale, White Pointer и Tiger) колеблется от 1 до 2%, с максимумом около 4% [Sayers, Bernardel, Parums, 2003].

В 2019 г. группа ученых из Австралии применила метод подсчета зерен с включениями нефти - Grains with Oil Inclusion (GOI™) - к образцам из всех скважин бассейна [Kempton et al., 2019]. В зернах породы из всех скважин найдены включения нефти. Эти результаты подтвердили высокий углеводородный потенциал бассейна Седуна и наличие устойчивой системы нефтегазогенерации.

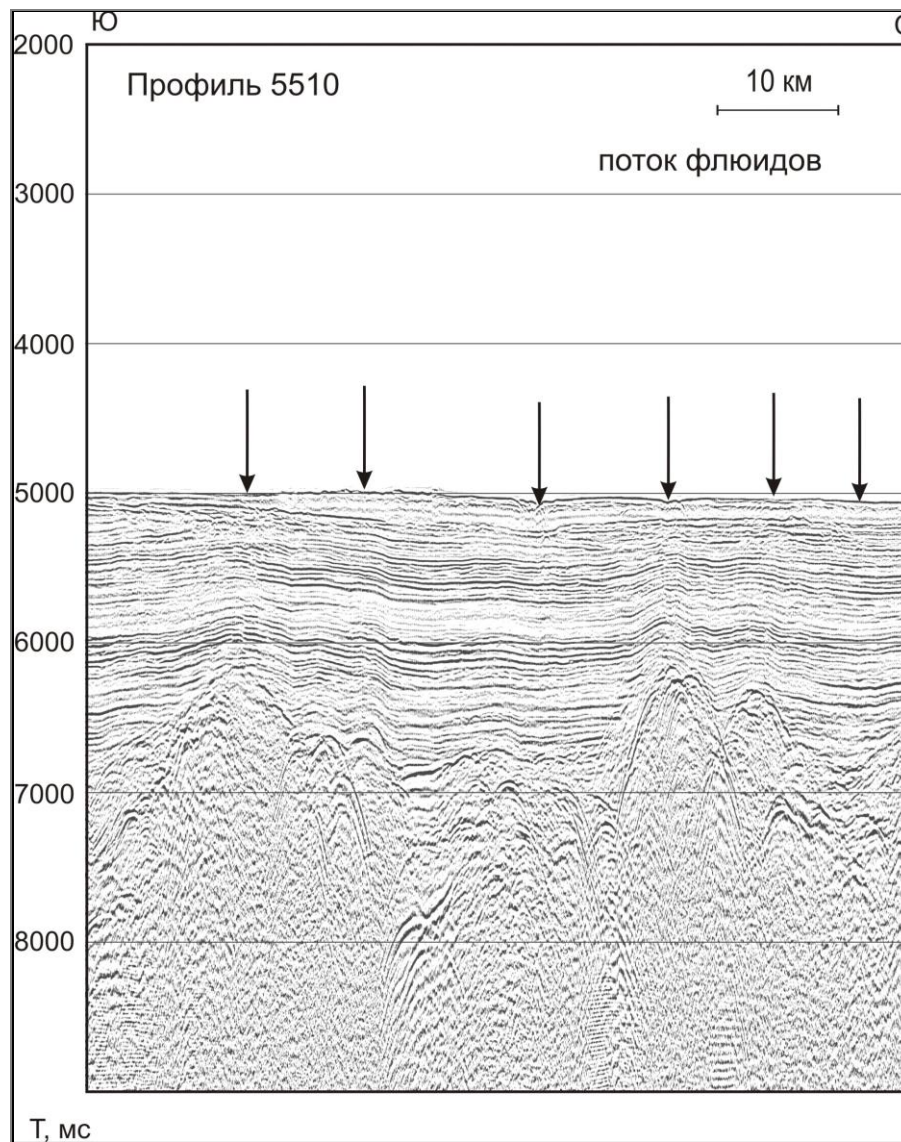


Рис. 2. Фрагмент сейсмического разреза, демонстрирующий зоны нарушения осадочного чехла, связанные с выходами газовых флюидов

В качестве нефтематеринских пород наибольшим потенциалом обладают верхнемеловые и нижнеэоценовые толщи: богатые органическим веществом морские сланцы осадочных комплексов Blue Whale (альб-сеноман) и Tiger (турон-сантон), дельтовые и мелководно-морские глинистые сланцы и угли комплекса White Pointer (сеноман) и глинистые сланцы склоновых дельтовых отложений комплекса Hammerhead (см. рис. 1). Анализ толщи на границе сеномана и турона (94 млн. лет) подтвердил наличие

нефтематеринских пород с высоким содержанием органического вещества, что согласуется с характеристиками осадочных пород такого же возраста на всей поверхности Земли, образование которых приходится на период сеномано-туронского пограничного биотического события - кислородного кризиса в позднем меловом периоде, приведшего к повышению температуры атмосферы [Geoscience Australia submission, 2015].

В качестве потенциальных нефтематеринских пород предполагаются рифтовые комплексы верхней юры и нижнего мела, представленные озерными глинистыми сланцами и флювиально-озерными углями. В качестве резервуаров и внутрифациальных ловушек рассматриваются верхнемеловые дельтовые и мелководно-морские отложения верхней части комплекса Tiger с пористостью 15-25% и комплекса Hammerhead с пористостью 20-25%, а в качестве региональных покрышек - верхнемеловые морские сланцы комплексов Tiger и Hammerhead [Totterdell et al., 2014].

Моделирование нефтегазоносной системы показало, что верхнеюрские-нижнемеловые нефтематеринские толщи в центральной части суббассейна достигли зоны нефтегенерации в позднем мелу (около 84 млн. лет назад). Согласно результатам моделирования, в бассейне произошло несколько циклов нефтегазогенерации, миграции и аккумуляции углеводородов [Kempton et al., 2019].

Интерпретированные сейсмические разрезы западной части района исследований (5301) и бассейна Седуна (215-02) на сопряженных континентальных окраинах Антарктиды и Австралии изображены на рис. 3.

Восточная часть района исследований может быть соотнесена с бассейном Отвей. В строении этих окраин прослеживается отчетливая асимметрия, проявившаяся в существенном различии мощности синрифтовых осадков: в подножье континентального склона на австралийской окраине она существенно выше, чем на антарктической окраине (рис. 4).

На шельфе бассейна Отвей открыты несколько газовых месторождений. В глубоководной части бассейна пробурено две скважины в 2004 и 2009 гг. без следов присутствия углеводородов [Stacey et al., 2013].

В настоящее время в осадочном чехле бассейна Отвей выделяется пять нефтегазоматеринских осадочных комплексов. Это верхнеюрские-нижнемеловые флювиально-озерные глинистые сланцы комплекса Crayfish, нижнемеловые флювиальные и угольные отложения комплексов Crayfish и Eumeralla и верхнемеловые флювиально-дельтовые отложения комплексов Shipwreck и Sherbrook (см. рис. 1).

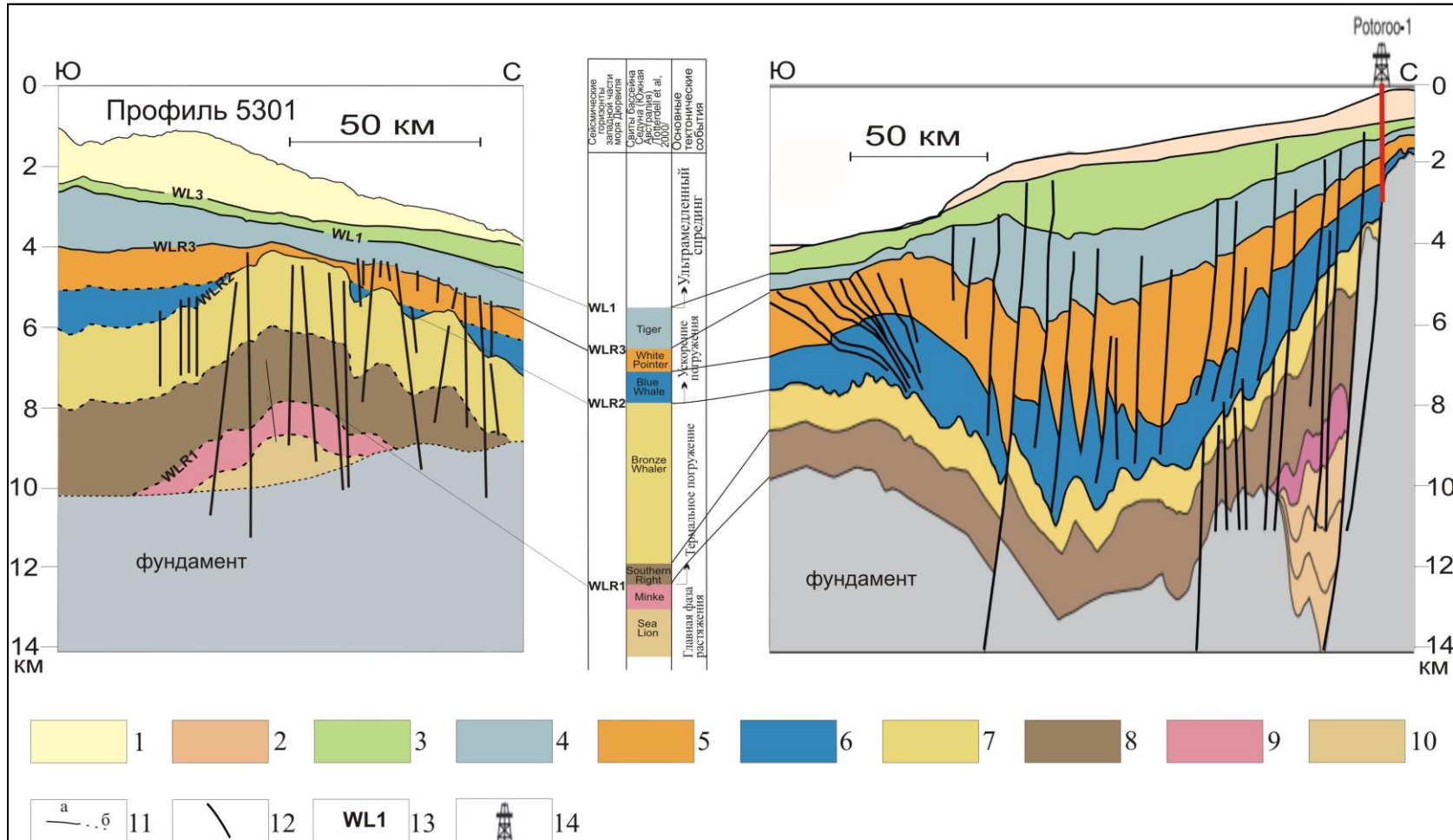


Рис. 3. Интерпретированные сейсмические разрезы западной части бассейна моря Дюрулья (5301) и суббассейна Седуна (215-02) на сопряженных континентальных окраинах Антарктиды и Австралии

1 - кайнозой; 2 - верхний палеоцен - нижний олигоцен; 3 - кампан-маастрихт; 4 - турон-сантон; 5 - сеноман; 6 - альб; 7 - валанжин-альб; 8 - берриас; 9 - титон; 10 - келловей-киммеридж; 11 - границы основных сейсмических комплексов: а - уверенные, б - предполагаемые; 12 - основные разломы; 13 - индексы региональных сейсмических границ; 14 - скважина.
Расположение разрезов показано на рис. 1.

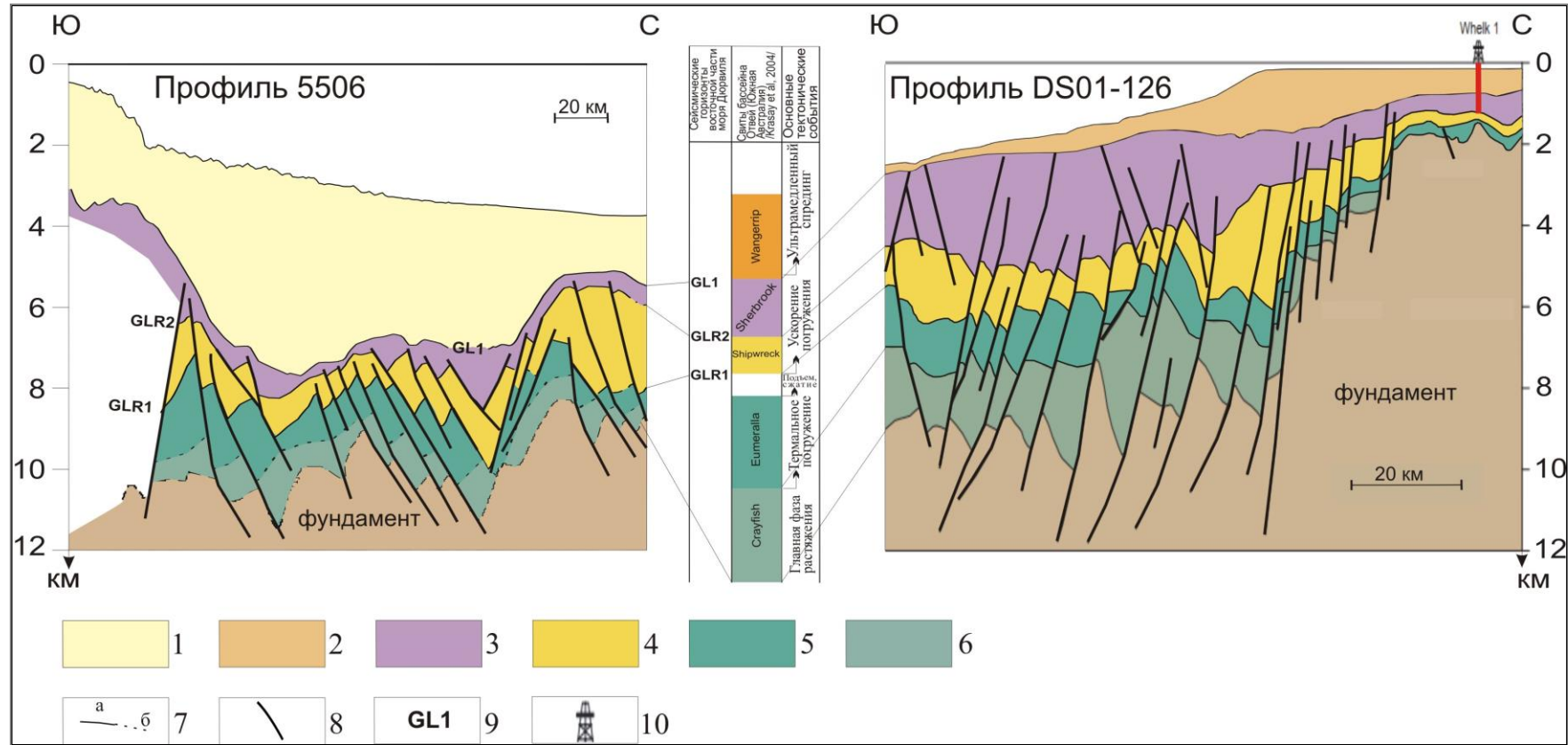


Рис. 4. Интерпретированные сейсмические разрезы восточной части бассейна моря Дювля (5506) и бассейна Отвей (DS01-126)

1 - кайнозой; 2 - палеоцен-эоцен; 3 - кампан-маастрихт; 4 - турон-сантон; 5 - баррем-альб; 6 - титон-баррем; 7 - границы основных сейсмических комплексов: а - уверенные, б - предполагаемые; 8 - основные разломы; 9 - индексы региональных сейсмических границ; 10 - скважина. Расположение разрезов показано на рис. 1.

Отложения в подошве комплекса Shipwreck в глубоководной части бассейна рассматриваются как высокопродуктивные, так как их формирование приходится на сеномано-туронское пограничное биотическое событие [Inquiry into oil..., 2016].

В качестве потенциальных коллекторов в бассейне Отвей рассматриваются в первую очередь морские песчаники комплексов Shipwreck и Sherbrook с пористостью до 15%, а также озерные и флювиально-озерные среднезернистые песчаники комплекса Crayfish и вулканогенный породы нижнемелового комплекса Eumeralla [Stacey et al., 2013].

Прослой аргиллитов и глинистых сланцев комплексов Crayfish, Eumeralla, Shipwreck и Sherbrook выделяются в качестве локальных покрышек, уплотненные вулканы верхней части комплекса Eumeralla и аргиллиты комплекса Sherbrook - в качестве региональных покрышек. Общее содержание органического углерода в породах рифтового этажа северо-западной части бассейна составляет 1-2%, достигая 9% в нижнемеловых (берриас-баррем) песчаниках комплекса Crayfish. Моделирование нефтегазообразования в бассейне Отвей показало, что, начиная с альба, в бассейне Отвей произошло несколько циклов нефтегазогенерации, миграции и аккумуляции углеводородов [Stacey et al., 2013]. Интерпретированные сейсмические разрезы восточной части района исследований (5506) и бассейна Отвей (DS01-126) изображены на рис. 4.

Сеймостратиграфия и углеводородный потенциал осадочного бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий

На шельфе моря Дюрвиля накопление мощной (до 2-х км) толщи ледниково-морских осадков привело к более глубокому, по сравнению с австралийской окраиной, погружению доледниковой части разреза и обеспечило попадание в зону созревания углеводородов осадочных комплексов верхней части рифтового этажа и нижней части пострифтового этажа. В составе доледниковых отложений предполагается широкое развитие относительно крупнозернистых (алеврито-песчаных) фракций и карбонатных пород, формировавшихся в континентальных и мелководно-морских условиях, которые могут являться перспективными в отношении накопления углеводородов. Глинистые фации верхних комплексов могут, в свою очередь, являться покрышками для залежей углеводородов.

На рис. 5 показаны границы осадочного бассейна в районе исследований, мощность осадочного чехла, оси отдельных антиклинальных структур и внешняя граница распространения доолигоценной клиноформы, а также некоторые структурно-тектонические элементы земной коры (зона подъема мантийных пород, граница континент - океан и основные разломы). Внешняя (северная) граница осадочного бассейна проведена по изопаките 2,0 км, а южная – по предполагаемой приконтинентальной границе окраинной

рифтовой структуры. Глубоководная и шельфовая части в пределах осадочного бассейна разграничены по изобате 1000 м. В пределах изученной части бассейна показаны площади с различными (высокими, средними и низкими) перспективами нефтегазоносности. Районирование выполнено на основе информации о мощности осадочного чехла, пространственном развитии сейсмических комплексов и их внутренней структуре (характере и интенсивности деформаций, наличии локальных структур, зон выклинивания и т.д.), их предполагаемом литофациальном составе, который прогнозируется на основе данных бурения, сейсмостратиграфического анализа и сведений о строении осадочного чехла в бассейнах Седуна и Отвей.

Высокие перспективы предполагаются в зоне окраинного рифта с осадочным чехлом мощностью 4-8 км, полным набором осадочных комплексов и наибольшим разнообразием ловушек углеводородов. Породы с хорошими коллекторскими свойствами ожидаются в комплексах рифтового структурного этажа и пострифтовых отложениях шельфа, континентального склона и подножия континентального склона. Месторождения углеводородов могут быть связаны со структурными и стратиграфическими ловушками во всех комплексах осадочного чехла (в том числе с выклиниванием комплексов в борту окраинного рифта). Дополнительные перспективы образования углеводородов связываются с прогревом и генерацией метана при серпентинизации перидотитов в зоне подъема мантии (показана штриховкой на рис. 5).

Средние перспективы предполагаются в зоне окраинной рифтовой структуры с неполным набором осадочных комплексов и с осадочным чехлом мощностью 3-4 км или в океанических частях бассейнов с осадочным чехлом мощностью 4-5 км. Ожидается присутствие структурных и стратиграфических ловушек.

К зоне низких перспектив отнесены нижняя часть подножия континентального склона и океаническая котловина с осадочным чехлом мощностью 2-4 км, в значительной степени представленным гемипелагическими и пелагическими осадками. Возможны стратиграфические ловушки, связанные с выклиниванием комплексов осадочного чехла.

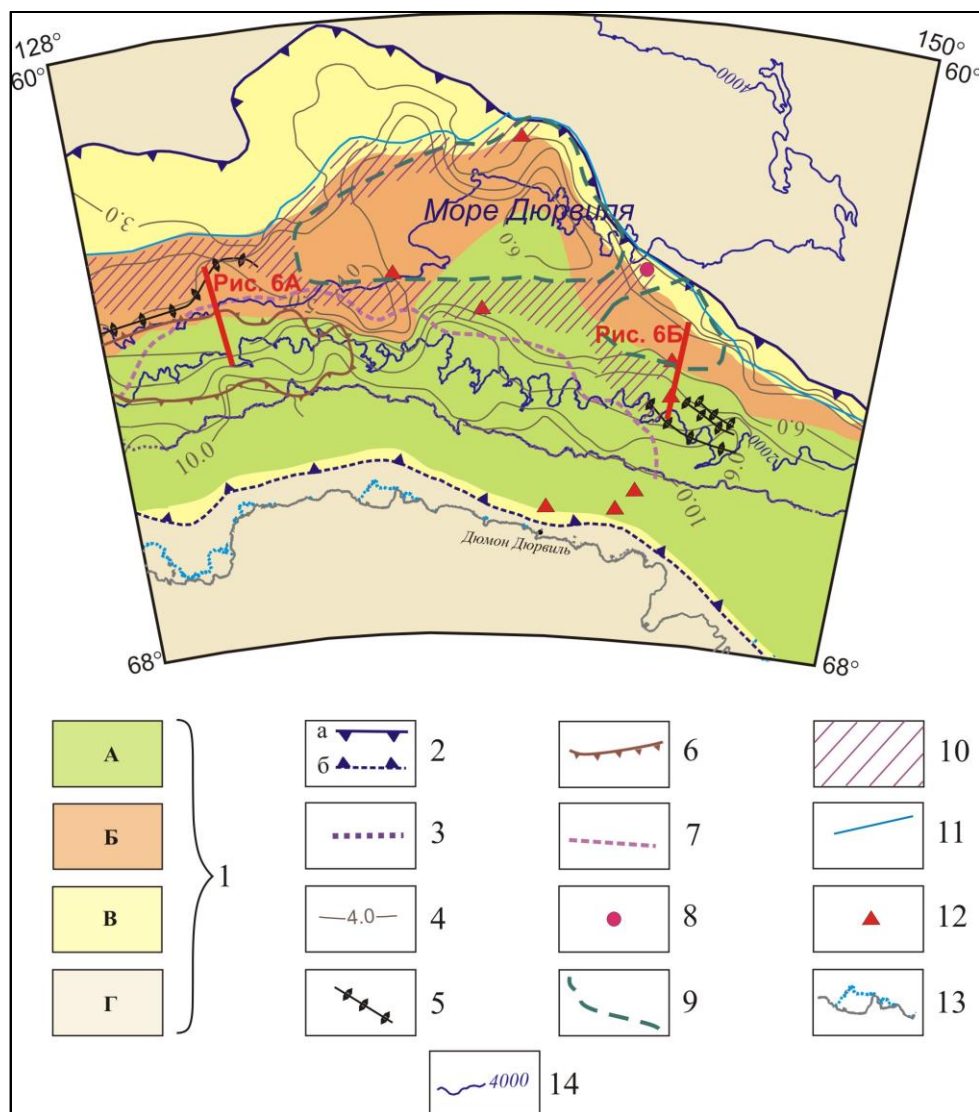


Рис. 5. Схема перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий

1 - перспективы нефтегазоносности: А - высокие, Б - средние, В - низкие, Г - отсутствуют; 2 - границы осадочного бассейна (по изобахте 2,0 км): а) установленная; б) предполагаемая; 3 - границы между шельфовыми и глубоководными частями бассейна (по изобате 1000 м); 4 - генерализованные изобахты осадочного чехла, км; 5 - оси линейных антиклинальных структур в рифтовом комплексе; 6 - граница брахиантиклинальной структуры по кровле дотуронских рифтовых комплексов; 7 граница верхнемеловой клиноформы; 8 - зоны выхода глубинных флюидов (рис. 2); 9 - границы отделенных континентальных блоков; 10 - зона подъема мантии; 11 - граница континент-океан; 12 - скважины, выполненные по программам глубоководного бурения IODP; 13 - береговая линия и границы шельфовых ледников; 14 - изобаты, м.

Нефтематеринские породы

В западной части района исследований комплекс «WLR2-фундамент» коррелируется с позднеюрской – раннемеловой (титон - альб) частью разреза бассейна Седуна, объединяющей комплексы Minke, Southern Right и Bronze Whaler (см. рис. 3), формирование которых происходило в период главной фазы рифтогенного растяжения и последовавшего за ним погружения, вызванного остыванием литосферы [Totterdell et al., 2014]. По аналогии с австралийской окраиной, в нижней части комплекса «WLR2-фундамент» могут

присутствовать потенциально нефтематеринские континентальные (флювиальные и озерные), а в верхней - мелководно-морские отложения, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Большая часть верхнеюрских и раннемеловых отложений (нижняя часть комплекса «WLR2-фундамент») во внутренней глубоководной части бассейна расположена на глубинах свыше 6,0 км и на настоящий момент, возможно, исчерпала свой нефтегенерационный потенциал. Тем не менее, многочисленные разломы, развитые в пределах рифтового этажа, могли обеспечить миграцию углеводородов вверх по разрезу и их накопление в структурных и тектонических ловушках верхней части комплекса и в вышележащем комплексе «WLR3-WLR2».

Комплекс «WLR3–WLR2» имеет мощность 1-2 км и сопоставляется с нижне-верхнемеловой (альб-сеноман; 105-92 млн. лет) толщей бассейна Седуна, объединяющей нефтематеринские комплексы Blue Whale (2-4% органического углерода) и White Pointer (3% органического углерода). По данным бурения в бассейне Седуна, отложения этих комплексов представлены в различной степени дислоцированными мелководно-морскими отложениями (преимущественно алевролитами и аргиллитами), образование которых происходило на фоне ускоренного погружения земной коры рифтогенного бассейна [Blevin et al., 2000].

Породы верхней части рифтового структурного этажа - комплекс «WL1–WLR3» (турон-сантон) формировались в период быстрого тектонического погружения бассейна, что привело к высоким темпам морского осадконакопления и создало благоприятные условия для образования богатых органическим веществом глинистых пород. На австралийской окраине этому стратиграфическому интервалу соответствует нефтематеринский комплекс Tiger с содержанием органического углерода 4%.

Доледниковый пострифтовый комплекс «WL3–WL1» позднемелового возраста образует клиноформу, представленную серией глубоководных конусов выноса к западу от 144° в.д. (рис. 6А). Такие конусы выноса обычно состоят из грубозернистых пород, переслаивающимися с глинистыми отложениями. Дистальная часть клиноформы попадает в зону нефтегазообразования, принятую по аналогии с прилегающей с запада окраиной моря Моусона (1,5-7 км) [Галушкин, Лейченко, Дубинин, 2020] и может рассматриваться в качестве нефтематеринской толщи.

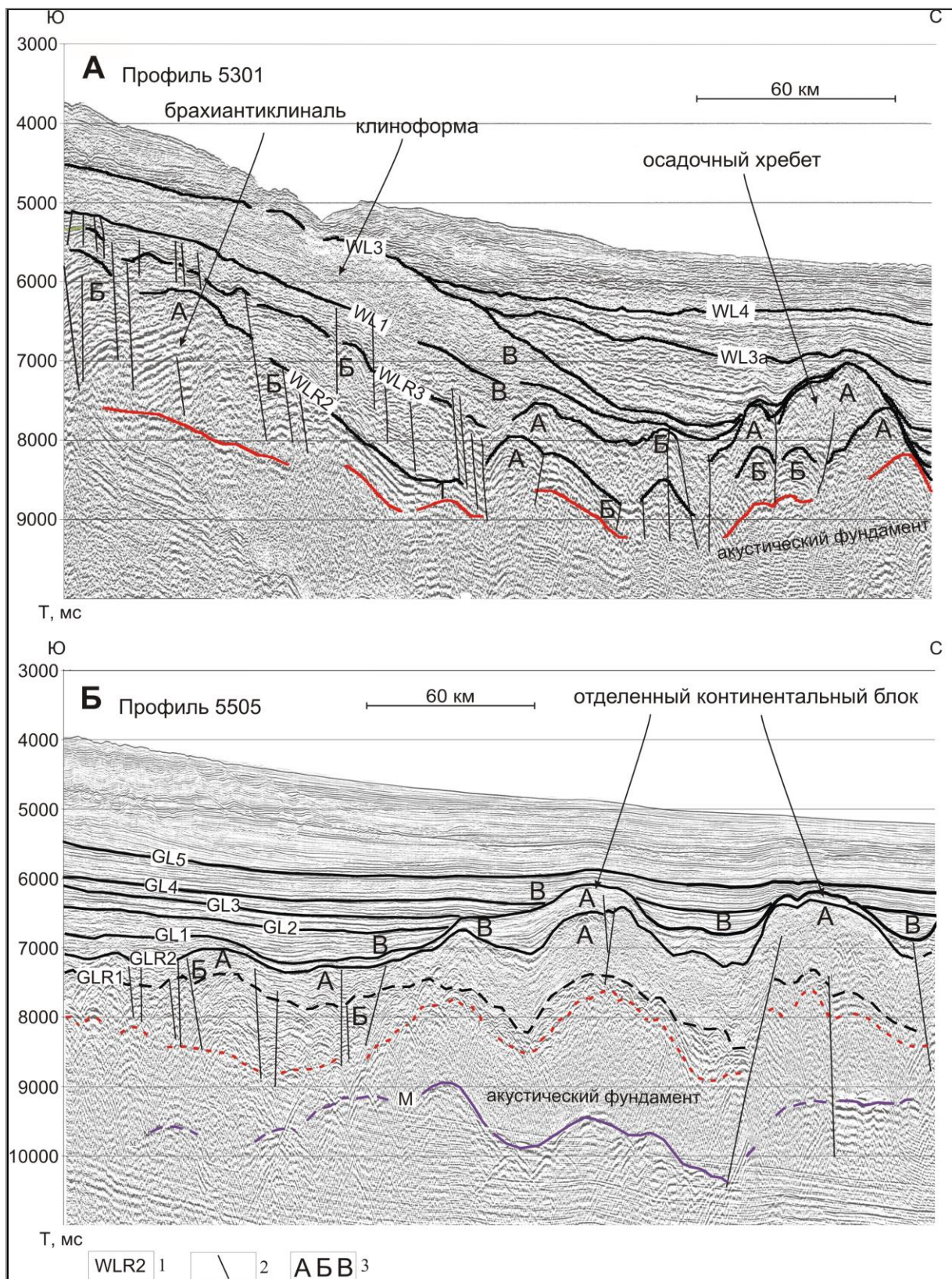


Рис. 6. Фрагменты сейсмических разрезов, демонстрирующие потенциальные ловушки углеводородов

1 - индексы региональных сейсмических границ; 2 - основные разломы; 3 - потенциальные ловушки: А - связанные с антиклинальными структурами, Б - связанные с тектоническими экранами, В - стратиграфические и литостратиграфические.

Расположение разрезов показано на рис. 5.

В восточной части района исследований в зону созревания углеводородов (1,5-5 км) попадают рифтовые и нижние пострифтовые осадочные комплексы возраста поздняя юра-поздний мел.

В комплексе «GL1-фундамент» по аналогии с соответствующими комплексами Crayfish и Eumeralla в бассейне Отвей ожидается присутствие нефтепродуктивных флювиально-озерных глинистых сланцев и угольных отложений (см. рис. 4).

Формирование нижней части турон-сантонского комплекса «GLR2-GLR1», соответствующего комплексу Shipwreck в бассейне Отвей, приходится на сеноман-туронское пограничное биотическое событие, и отложения, сформированные в этом интервале, рассматриваются как высокопродуктивные. В вышележащей части комплекса продуктивными могут быть флювиальные и дельтовые аргиллиты.

На большей части акватории рифтовые комплексы погружены на глубину ниже т. н. «газо-нефтяного окна» - свыше 7,0 км и, по всей видимости, не обладают углеводородным потенциалом.

Комплекс «GL1-GLR2», соответствующий верхнемеловому комплексу Sherbrook в бассейне Отвей, представлен флювиальными, дельтовыми и мелководно-морскими отложениями (песчаники, аргиллиты, глинистые аргиллиты, прослой углей), которые являются высокопродуктивными в дистальных частях, находящихся в глубоководной части бассейна.

Ускоренному прогреву коры и созреванию углеводородов в рифтовых комплексах способствовал подъем мантии в осевой части рифтовой зоны (см. рис.5). Согласно исследованиям последних лет (в первую очередь термодинамическому моделированию), процесс серпентинизации мантийных перидотитов сопровождается выделением огромного количества метана в условиях, соответствующих начальному этапу генерации нефти [Дмитриев и др., 2009]. Вышележащие осадки могли препятствовать выходу метана на поверхность, аккумулируя его.

Коллекторы и ловушки углеводородов

В западной части района породы нижнего рифтового этажа (верхнеюрские-нижнемеловые комплексы «WLR2-фундамент» и «WLR3-WLR2») осложнены многочисленными деформациями, которые могут образовывать ловушки углеводородов. Во внутренней глубоководной части бассейна высокие перспективы связываются с крупной асимметричной брахиантиклиналью, продолжающейся в западном направлении за пределы рассматриваемого района (рис. 6А). Брахиантиклиналь проявлена на стратиграфических

уровнях от верхней юры до турона, а её ширина с запада на восток уменьшается со 120 до 60 км. Углеводороды могли мигрировать в нее из более молодых нефтематеринских толщ.

В этой же части глубоководного бассейна не менее перспективными в отношении накопления углеводородов могут являться отложения флювиальных конусов выноса в комплексах «WL1-WLR3» и «WL3-WL1». В составе конусов выноса предполагается преобладание относительно крупнозернистой (алеврито-песчаной) фракции, отлагавшейся под действием склоновых процессов в поздне меловое время и способствовавшей образованию коллекторов.

В восточной части района верхнемеловые рифтовые комплексы по аналогии с бассейном Отвей предположительно представлены морскими песчаниками. Они осложнены интенсивными пликативными и дизъюнктивными деформациями - антиклинальными складками и опрокинутыми блоками, ограниченными сбросами и взбросами, которые могут образовывать потенциальные ловушки углеводородов. Кроме того, примерно половина площади, занятой породами рифтового комплекса, приходится на отделенные континентальные блоки [Варова, Лейченков, Гусева, 2011]. В пределах поднятых блоков в предполагаемой зоне нефтегазогенерации расположены все комплексы рифтового и нижней части пострифтового этажей (см. рис. 4 и 6Б). Потенциальными ловушками нефти и газа могут являться антиклинальные и тектонически экранированные структуры, широко развитые в пределах поднятых блоков.

В пострифтовых доледниковых комплексах «GL2-GL1» и «GL3-GL2» в качестве возможных резервуаров для накопления УВ рассматриваются относительно грубозернистые (преимущественно песчаные и алевритовые осадки), образованные в результате перемещения терригенного материала под действием гравитационных сил (дебриты, турбидиты).

Покрышки

Анализ полученных сейсмических данных и их сопоставление с материалами по бассейнам Седуна и Отвей позволяют предположить присутствие в средних частях рифтовых комплексов (возраста поздня юра-поздний мел) прослоев аргиллитов и глинистых сланцев, которые могут рассматриваться как возможные экранирующие слои. Однако в качестве наиболее эффективной региональной покрышки, как и в других бассейнах Восточной Антарктиды, очевидно, могут выступать глинистые и глинисто-алевритовые слои дистальных турбидитов и боковых наносов, широко развитых в ледниково-морского комплексе [Лейченков, Гусева, 2018]. Фрагменты сейсмических разрезов, демонстрирующие потенциальные ловушки углеводородов, показаны на рис. 6.

Заклучение

На основе анализа сейсмических данных, полученных ПМГРЭ в ходе 53 и 55 РАЭ, данных бурения в районе исследований, а также сведений о сопряженной австралийской окраине, составлена схема перспектив нефтегазоносности осадочного бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий (см. рис. 5).

Высокий нефтегазоносный потенциал осадочного бассейна обусловлен значительной мощностью осадочного чехла, вероятным присутствием в нем осадков с высокой долей органического вещества, наличием геотермального потока на поздней рифтовой и начальной пострифтовой стадиях формирования осадочного бассейна. В разрезе присутствуют потенциальные стратиграфические, литологические и тектонические ловушки нефти и газа.

По сравнению с сопряженными осадочными бассейнами австралийской окраины, рифтовые толщи бассейна моря Дюрвиля и прилегающих акваторий погружены на глубину ниже «газо-нефтяного окна» - свыше 6,0 км из-за высокой мощности синледниковых отложений в верхней части чехла. По всей видимости, они не обладают углеводородным потенциалом, однако углеводороды могли мигрировать вверх по разрезу через многочисленные разломы и накапливаться в структурных и тектонических ловушках вышележащих комплексов.

Косвенным признаком содержания углеводородов в рифтовых и нижних пострифтовых комплексах является наличие газовых составляющих в нижних слоях ледникового комплекса, обнаруженных в результате бурения. Также на миграцию углеводородов вверх по разрезу указывают зоны вертикального потока газовых флюидов через толщу осадков.

Литература

Варова Л.В., Лейченко Г.Л., Гусева Ю.Б. Тектоническое строение континентальной окраины Земли Адели - Земли Георга V и прилегающей абиссальной котловины (Восточная Антарктика) // Проблемы Арктики и Антарктики. - 2011. - № 2 (88). - С. 69-80.

Галушкин Ю.И., Лейченко Г.Л., Дубинин Е.П. Сравнительная оценка генерации углеводородов в восточной и западной частях моря Моусона (Антарктика) по значениям отражательной способности витринита // Геохимия. - 2020. - Т.65. - № 1. - С. 92-100.

Геология и минеральные ресурсы Мирового океана: [Учеб. для геол. спец. вузов] / В.П. Гаврилов. - М.: Недра, 1990. - 327 с.

Дмитриев Л.В., Базылев Б.А., Силантьев С.А., Борисов М.В., Соколов С.Ю., Буго А. Образование водорода и метана при серпентинизации мантийных гипербазитов океана и происхождение нефти // Российский журнал наук о Земле. - 2009. - Т. 1. - № 6.

Лейченко Г.Л., Гусева Ю.Б. Перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов индоокеанской акватории Антарктики // 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане: сборник научных трудов; под ред. В.Д. Каминского, Г.П. Аветисова, В.Л. Иванова. - СПб.: ВНИИОкеангеология, - 2018. - С. 379-391.

Лейченко Г.Л., Гусева Ю.Б., Гандюхин В.В., Иванов С.В. Строение земной коры и история геологического развития осадочных бассейнов индоокеанской акватории

Антарктики. - СПб.: ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И.С. Грамберга», ФГУНПП «ПМГРЭ», 2015. - 199 с.

Рослов Ю.В., Павленкин А.Д., Кремлев А.Н., Ефимова Н.Н. Сейсмические признаки флюидопотока и связанных с ним залежей // Геофизика. - 2009. - № 2. - С. 26-30.

Blevin J.E., Totterdell J.M., Logan G.A., Kennard J.M., Struckmeyer H.I.M. & Colwell J.B. Hydrocarbon prospectivity of the Bight Basin – petroleum systems analysis in a frontier basin // Second Sprigg Symposium, Frontier Basins, Frontier Ideas, Adelaide, June 29-30th, 2000. - Geological Society of Australia, Abstracts, No. 60, p.24-29.

Escutia C., Brinkhuis H., Klaus A. & the Expedition 318 Scientists. Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program, 2011, vol. 318.

Geoscience Australia submission to the Senate Environment and Communications Committee “Inquiry into oil or gas production in the Great Australian Bight” / Geoscience Australia Submission 70, 2015.

Hayes D.E., Frakes L.A., Barrett P.J., Burns D.A., Chen P., Ford A.B., Kaneps, A.G., Kemp E.M., McCollum D.W., Piper D.J.W., Wall R.E., Webb P.N., 1975, Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, v. 27, Washington, D. C., U.S. Govt. Printing Office, p. 19-433.

Kempton R.H., Bourdeta J., Gongb S., Ross A.S. Revealing oil migration in the frontier Bight Basin, Australia // Marine and Petroleum Geology. - 2019. - November.

Krassay A.A., Cathro D.L., Ryan D.J. A regional tectonostratigraphic framework for the Otway basin // PESA Eastern Australian Basin Symposium II, Adelaide, 19-22 September. - 2004. - pp. 97-116.

Powell C.A., Roots S.R., Veevers J.J. Pre-breakup continental extension in East Gondwanaland and early opening of the eastern Indian Ocean // Tectonophysics. - 1988. - 155. - P.261-283.

Sayers J., Bernardel G. & Parums R. Geological framework of the central Great Australian Bight and adjacent areas // Geoscience Australia Record. - 2003. - 12. - Canberra, pp. 96.

Smith W.H., Sandwell D.T. Global Sea Floor Topography from Satellite Altimetry and Ship Depth Soundings // Science. - 1997. - 277. - Pp. 1956-1962.

Stacey A., Mitchell C.H., Struckmeyer H.I.M., Totterdell J.M. Geology and hydrocarbon prospectivity of the deepwater Otway and Sorell basins, offshore southeastern Australia // Geoscience Australia. - 2013. - Record 13/02.

Stagg H.M.J., Reading A.M. Crustal architecture of the oblique-slip conjugate margins of George V Land and southeast Australia // U.S. Geological Survey and The National Academies USGS OF-2007-1047. 2007. Short Research Paper 109.

Teasdale J., Pryer L., Stuart-Smith P., Romine K., Loutit T., Etheridge M., Shi Z., Foss C., Vızı J., Henley P., Kyan D. Otway & Sorell Basins SEEBASE Project. - 2002. - 55 p.

Totterdell J., Hall L., Hashimoto T., Owen K., Bradshaw M. Petroleum geology inventory of Australia's offshore frontier basins // Geoscience Australia. - 2014. - Record 14/09.

Safonova L.V., Guseva Yu.B.

Polar Marine Geosurvey Expedition (PMGE), St. Petersburg, Russia, lyuska@mail.ru, gangus_@mail.ru

HYDROCARBON POTENTIAL PROSPECTS OF D'URVILLE SEA SEDIMENTARY BASIN (EAST ANTARCTICA) AND ADJACENT AREAS BASED ON INTERCOMPARISON WITH SEDIMENTARY BASINS LOCATED ON AUSTRALIAN CONJUGATE MARGIN

Hydrocarbon potential assessment of D'Urville Sea and adjacent cover sedimentary basin based on seismic data, log data of wells and intercomparison with Australian conjugate margin basins is established. A prospect area map is made. There are mapped areas with different hydrocarbon potential prospects. Performance evaluation of sedimentary sequences is done from the perspective of petroleum generation. Thick glacial sediment units were accumulated in D'Urville Sea sedimentary basin, unlike in the Australian conjugate margin basins. Due to the relatively deep burial synrift sedimentary rocks on a large area of the basin got lower than the "oil-gas window", and the hydrocarbons could migrate into the upper units and accumulate in structural and stratigraphic traps, which is indicated by indirect signs. High hydrocarbon potential prospects are associated with a vast upper Cretaceous sedimentary rocks lens as well as with anticline structures formed by synrift strata.

Keywords: *hydrocarbon potential, hydrocarbon potential prospects area map, synrift strata, Cretaceous anticline structure, East Antarctica, D'Urville Sea.*

References

Blevin J.E., Totterdell J.M., Logan G.A., Kennard J.M., Struckmeyer H.I.M. & Colwell J.B. Hydrocarbon prospectivity of the Bight Basin - petroleum systems analysis in a frontier basin. Second Sprigg Symposium, Frontier Basins, Frontier Ideas, Adelaide, June 29-30th, 2000. Geological Society of Australia, Abstracts No. 60, pp. 24-29.

Dmitriev L.V., Bazylev B.A., Silant'ev S.A., Borisov M.V., Sokolov S.Yu., Bugo A. *Obrazovanie vodoroda i metana pri serpentinizatsii mantiynykh giperbazitov okeana i proiskhozhdenie nefti* [Generation of hydrogen and metan during serpentinitisation of oceanic mantle ultrabasites and genesis of oil]. Rossiyskiy zhurnal nauk o Zemle, Moscow, 2009, vol. 1, no. 6.

Escutia C., Brinkhuis H., Klaus A. & the Expedition 318 Scientists. Proceedings of the Integrated Ocean Drilling Program, 2011, Volume 318.

Galushkin Yu.I., Leychenkov G.L., Dubinin E.P. *Sravnitel'naya otsenka generatsii uglevodorodov v vostochnoy i zapadnoy chastyakh morya Mousona (Antarktika) po znacheniyam otrazhatel'noy sposobnosti vitrinita* [Hydrocarbon generation by the rocks of the Bremer Formation in adjacent areas of the nonvolcanic passive margins of Australia and Antarctica]. Geokhimiya, 2020, vol. 65, no. 1, pp. 92-100.

Gavrilov V.P. *Geologiya i mineral'nye resursy Mirovogo okeana* [Geology and mineral resources of the World ocean]. Moscow, Nedra, 1990, 327 p.

Geoscience Australia submission to the Senate Environment and Communications Committee "Inquiry into oil or gas production in the Great Australian Bight". Geoscience Australia Submission 70, 2015.

Hayes D.E., Frakes L.A., Barrett P.J., Burns D.A., Chen P., Ford A.B., Kaneps A.G., Kemp E.M., McCollum D.W., Piper D.J.W., Wall R.E., Webb P.N., 1975, Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, v. 27, Washington, D. C., U.S. Govt. Printing Office, pp. 19-433.

Kempton R.H., Bourdeta J., Gongb S., Ross A.S. Revealing oil migration in the frontier Bight Basin, Australia. Marine and Petroleum Geology, November 2019.

Krassay A.A., Cathro D.L., Ryan D.J. A regional tectonostratigraphic framework for the Otway basin. PESA Eastern Australian Basin Symposium II, Adelaide, 19-22 September 2004, pp. 97-116.

Leychenkov G.L., Guseva Yu.B. *Perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseynov indookeanskoy akvatorii Antarktiki* [Prospects for oil and gas of sedimentary basins of Antarctic water area in the South Indian Ocean]. 70 let v Arktike, Antarktike i Mirovom okeane: sbornik nauchnykh trudov; pod red. V.D. Kaminskogo, G.P. Avetisova, V.L. Ivanova. St. Petersburg, VNIIOkeanologiya, 2018, pp. 379-391.

Leychenkov G.L., Guseva Yu.B., Gandyukhin V.V., Ivanov S.V. *Stroenie zemnoy kory i istoriya geologicheskogo razvitiya osadochnykh basseynov indookeanskoy akvatorii Antarktiki* [Crustal architecture and geological history of sedimentary basins of Antarctic water area in the South Indian Ocean]. St. Petersburg, FGUP «VNIIOkeangeologiya im. I.S. Gramberga», FGUNPP «PMGRE», 2015, 199 p.

Mann P., Gahagan L., Gordon M. B. Tectonic Setting of the World's Giant Oil and Gas Fields. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK, Memoirs, 78, 2003, pp 15-105.

Powell C.A., Roots S.R., Veevers J.J. Pre-breakup continental extension in East Gondwanaland and early opening of the eastern Indian Ocean. Tectonophysics, 155, 1988, pp. 261-283.

Roslov Yu.V., Pavlenkin A.D., Kremlev A.N., Efimova N.N. Seismic signs of fluid flow and associated hydrocarbon deposits. Geophysics, 2009, no. 2, pp. 26-30.

Sayers J., Bernardel G. & Parums R. Geological framework of the central Great Australian Bight and adjacent areas. Geoscience Australia Record, 2003/12, 2003. Canberra, pp. 96.

Smith W.H., Sandwell D.T. Global Sea Floor Topography from Satellite Altimetry and Ship Depth Soundings. Science, 1997, 277, pp. 1956-1962.

Stacey A, Mitchell C.H., Struckmeyer H.I.M., and Totterdell J. M. Geology and hydrocarbon prospectivity of the deepwater Otway and Sorell basins, offshore southeastern Australia. Geoscience Australia, 2013, Record 13/02.

Stagg H.M.J., Reading A.M. Crustal architecture of the oblique-slip conjugate margins of George V Land and southeast Australia. U.S. Geological Survey and The National Academies USGS OF-2007-1047, 2007, Short Research Paper 109.

Teasdale J., Pryer L., Stuart-Smith P., Romine K., Loutit T., Etheridge M., Shi Z., Foss C., Vizey J., Henley P., Kyan D. Otway & Sorell Basins SEEBASE Project, 2002, 55 p.

Totterdell J., Hall L., Hashimoto T., Owen K., and Bradshaw M. Petroleum geology inventory of Australia's offshore frontier basins. Geoscience Australia, 2014, Record 14/09.

Varova L.V., Leychenkov G.L., Guseva Yu.B. *Tektonicheskoe stroenie kontinental'noy okrainy Zemli Adeli - Zemli Georga V i prilegayushchey abissal'noy kotloviny (Vostochnaya Antarktika)* [Tectonic structure of Terra Adelie - George V margin and adjacent ocean basin (East Antarctic)]. Problemy Arktiki i Antarktiki, 2011, no. 2 (88), pp. 69-80.

© Сафонова Л.В., Гусева Ю.Б., 2022

