

УДК 553.98(265.53)

Верба М.Л., Иванов Г.И., Тихонова И.М.

Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие по морским геологоразведочным работам «Севморгео» (ФГУНПП «Севморгео»), Санкт-Петербург, Россия, verba@sevmorgeo.com

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ И ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЮЖНОЙ ОБЛАСТЕЙ ОХОТСКОГО МОРЯ

Рассматриваются новые сейсмические и газогеохимические данные, полученные на опорных профилях 2-ДВ-М («Магадан – о. Уруп») и 1-ОМ («Шантары – о. Онекотан») в Охотском море. Приводятся сведения, указывающие на наличие в неоген-четвертичных отложениях Южно-Охотской впадины соляного купола, представляющего собой благоприятный объект для дальнейшего детального изучения. Подтверждаются сделанные ранее выводы о широком развитии в глубоководных областях шельфа скоплений газовых гидратов, выявляемых сейсмическим профилированием (горизонт BSR) и газогеохимическим опробованием донных грунтов. Сделан вывод, что центральные области Охотского моря (впадины ТИНРО, Дерюгина и др.), испытавшие в кайнозое интенсивное растяжение коры, являются наиболее перспективными для поисков новых крупных залежей углеводородов различного типа.

Ключевые слова: *глубоководная котловина, сейсмические профили, газогеохимические аномалии, соляной купол, газогидратные залежи, перспективы нефтегазоносности, Охотское море.*

Перспективы нефтегазоносности Охотоморского региона традиционно связываются с шельфом о. Сахалин, где уже давно формируется крупнейшая в России морская добычная инфраструктура, и с Западно-Камчатским шельфом, в пределах которого за последние десятилетия был выявлен ряд объектов будущей добычи углеводородного сырья [Маргулис, 2002; Тектоническое..., 2006]. За пределами этих прибрежных областей, в центральных и южных акваториях на возможную нефтегазоносность недр указывают только геофизическим свидетельства присутствия в разрезе газовых гидратов [Веселов, Куделькин, 2000]. Проведенные в течение последнего пятилетия ФГУНПП «Севморгео» комплексные геолого-геофизические работы на опорных профилях 2-ДВ-М («Магадан – о. Уруп») и 1-ОМ («Шантары – о. Онекотан») в Охотском море (рис. 1) принесли новые данные, расширяющие наши представления о возможности обнаружения в этих областях различных типов УВ [Сакулина, Тихонова, Крупнова и др., 2007].

Особое место среди изученных опорными профилями тектонических элементов занимает Южно-Охотская глубоководная впадина. Мощность кайнозойских, главным образом, неоген-голоценовых отложений достигает здесь 5÷6 км.

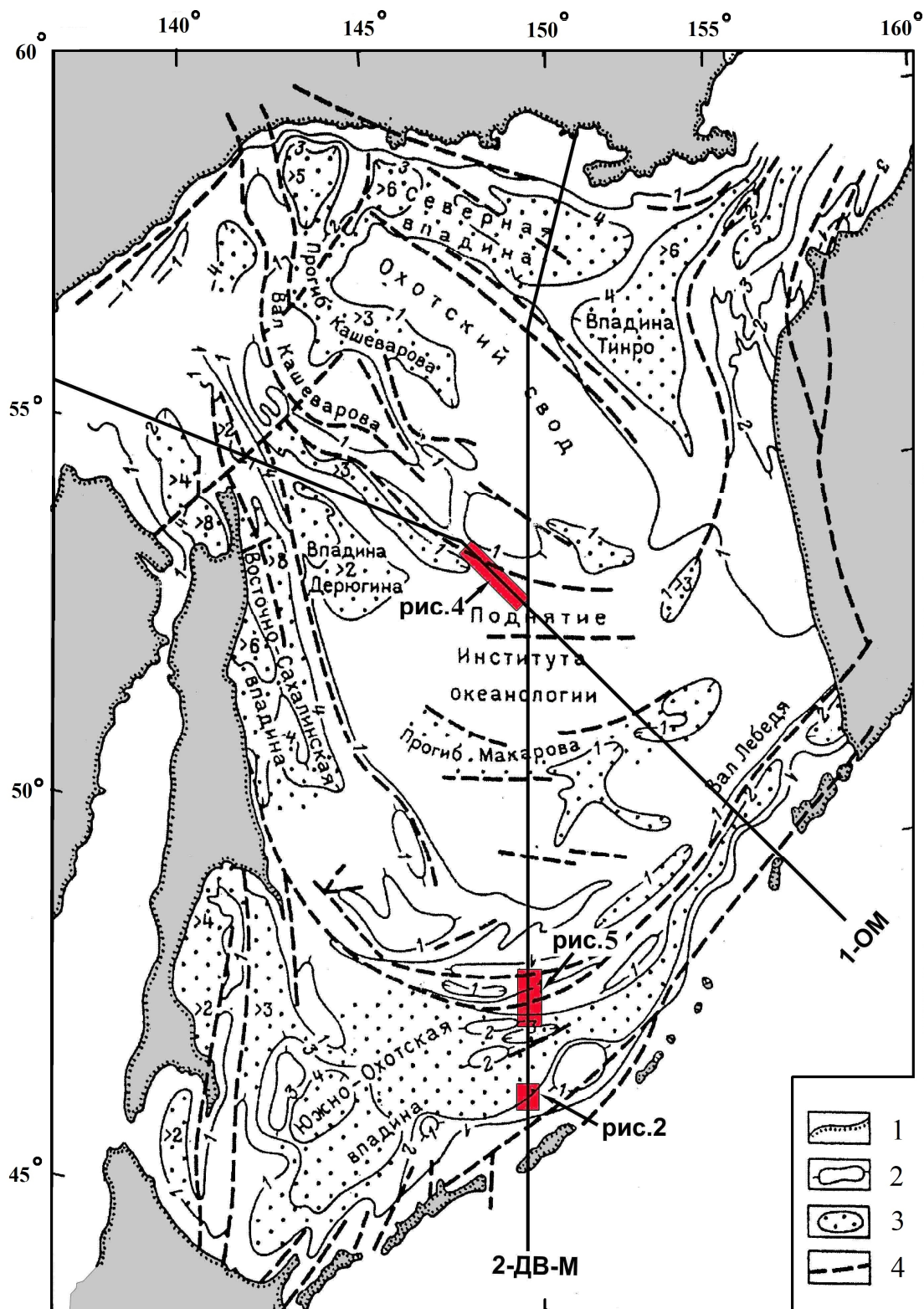


Рис. 1. Основные тектонические элементы Охотоморского региона (по Г.С. Гнибиденко и И.И. Хведчуку [Хаин,1985]), **пересеченные опорными профилями 2-ДВ-М и 1-ОМ**
Выделены отрезки профилей, показанные на рис. 2, 4, 5.
1- суша; 2 – поднятия; 3 – впадины; 4- разломы.

Ложем Южно-Охотской впадины служит абиссальная аккумулятивная равнина, оконтуренная изобатой 3000 м, в строении которой принимает участие, кроме довольно мощного осадочного слоя, тонкая прослойка пород гранитного состава толщиной не более 1,5-2 км и подстилающий её развитый базитовый слой [Кашубин, Верба, Матвеев и др., 2010].

Сейсмическими методами впадина изучена слабо, вследствие чего при рассмотрении перспектив нефтегазоносности региона она обычно обходится молчанием, за которым, несмотря на наличие обнадеживающих аналогий, просматривается скептическое отношение к возможности более или менее значимых открытий.

В свете этих представлений важным шагом вперед представляется факт обнаружения в пределах впадины крупного локального поднятия, который по геофизическим признакам диагностирован как соляной купол [Верба, Иванов, Тихонова, 2011б]. Выявленная одним из опорных профилей (пр. 2-ДВ-М) эта куполовидная структура располагается в южной части впадины, в 1250 м ниже поверхности дна при глубине моря 3250 м. Её длина по профилю около 6 км и высота 1 км, а реальные размеры, судя по величине аномалии поля силы тяжести, не менее чем вдвое превышает названные. Выявленная структура имеет форму симметричной относительно вертикальной оси плоско-выпуклой линзы с пологой вершиной и крутыми склонами, наклон которых достигает $45\div 50^\circ$ (рис. 2). Соотношение структуры с вмещающей слоистой средой характеризуется признаками интродуцирования, что и позволяет отнести её к типу незрелых диапиров.

Купол сложен гомогенной массой со скоростями $2,4\div 2,55$ км/с в своде и $3,75\div 4,05$ в основании, что указывает на присутствие галогенных образований. Скопление соли подстилается отчетливо прослеживаемой слоистой подсолевой толщей, создавая на сейсмическом разрезе образ, типичный для подобных структур. Совокупность приведенных признаков коренным образом отличает эту структуру от альтернативных моделей, в частности от вулканической постройки или глиняного диапира¹.

Подобные структуры неизвестны в Охотской море, и поэтому изучение данного района рекомендуется продолжить. Вместе с тем, они известны в ряде других глубоководных регионов, в частности, в Средиземном море, на подводном плато Блейк, в Карибском море, на окраинах глубоководных Бразильской и Ангольской котловин, в периокеаническом прогибе Брусилова в Евразийском бассейне СЛО и т.п., поэтому обнаружение одного из

¹ Позиции авторов и рецензента по данному вопросу расходятся. Сохраняя авторский текст, редакция считает нужным подчеркнуть, что на всей Азиатско-Тихоокеанской окраине нет никаких признаков солености разреза.

таких куполов в Охотоморском регионе лишь подтверждает единообразие геологических условий формирования абиссальных котловин. На основании сходства с диапирами Мексиканского залива, разрез которых содержит богатые залежи нефти, можно прогнозировать сопоставимые масштабы нефтегазоносности и в южной части Охотского моря.

Газогеохимические исследования, выполненные на опорных профилях в качестве важного компонента комплексных геолого-геофизических работ, показали, что единственная выявленная в Южно-Охотской впадине аномалия содержания растворенных в придонном слое воды и в донных отложениях УВ-газов располагается в непосредственной близости от обсуждаемого соляного купола (рис. 3). Несмотря на то, что выявленная здесь УВ аномалия является единичным фактом, она представляется неслучайной в этом районе моря, поскольку она ассоциирует с повышенным содержанием гелия и высокими значениями теплового потока [Веселов, 2000]. В совокупности эти данные повышают информативность выявленных газогеохимических аномалий как признаков современной миграционной активности недр. С учетом сказанного и принимая во внимание наличие здесь целой полосы развития локальных, изометричных в плане аномалий поля силы тяжести различного знака, выявленная куполовидная структура представляется объектом, открывающим собой новое направление нефтегазопроисловых исследований.

Помимо этого участка, где геохимические предпосылки находятся в хорошем соответствии с сейсмическими данными, в центральной части Охотского моря выявлена контрастная локальная аномалия содержания газообразных гомологов метана, структурный контроль которой неясен. Сумма концентраций предельных УВ газов в пределах этого аномального участка достигает $0,325 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ осадка. Поскольку здесь же установлены высокие концентрации гелия (до $0,0464 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ осадка) и максимальные для профиля 2-ДВ-М содержания водорода ($0,545 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ осадка) а также аргона, то о подтоке глубинных флюидов здесь можно говорить вполне уверенно. Природа этой газогеохимической аномалии а также её значение как признака присутствия скопления нефти или газа в нижележащем разрезе не выяснены. Тем не менее, сам факт появления столь аномальных значений геохимических параметров заслуживает дальнейшего изучения.

Поскольку выявленные газогеохимические аномалии располагаются над крупными зонами разломов, которые рассматриваются как пути современной миграции глубинных флюидов, то есть основания считать этот флюидный поток основной причиной широкого развития в регионе газовых гидратов.

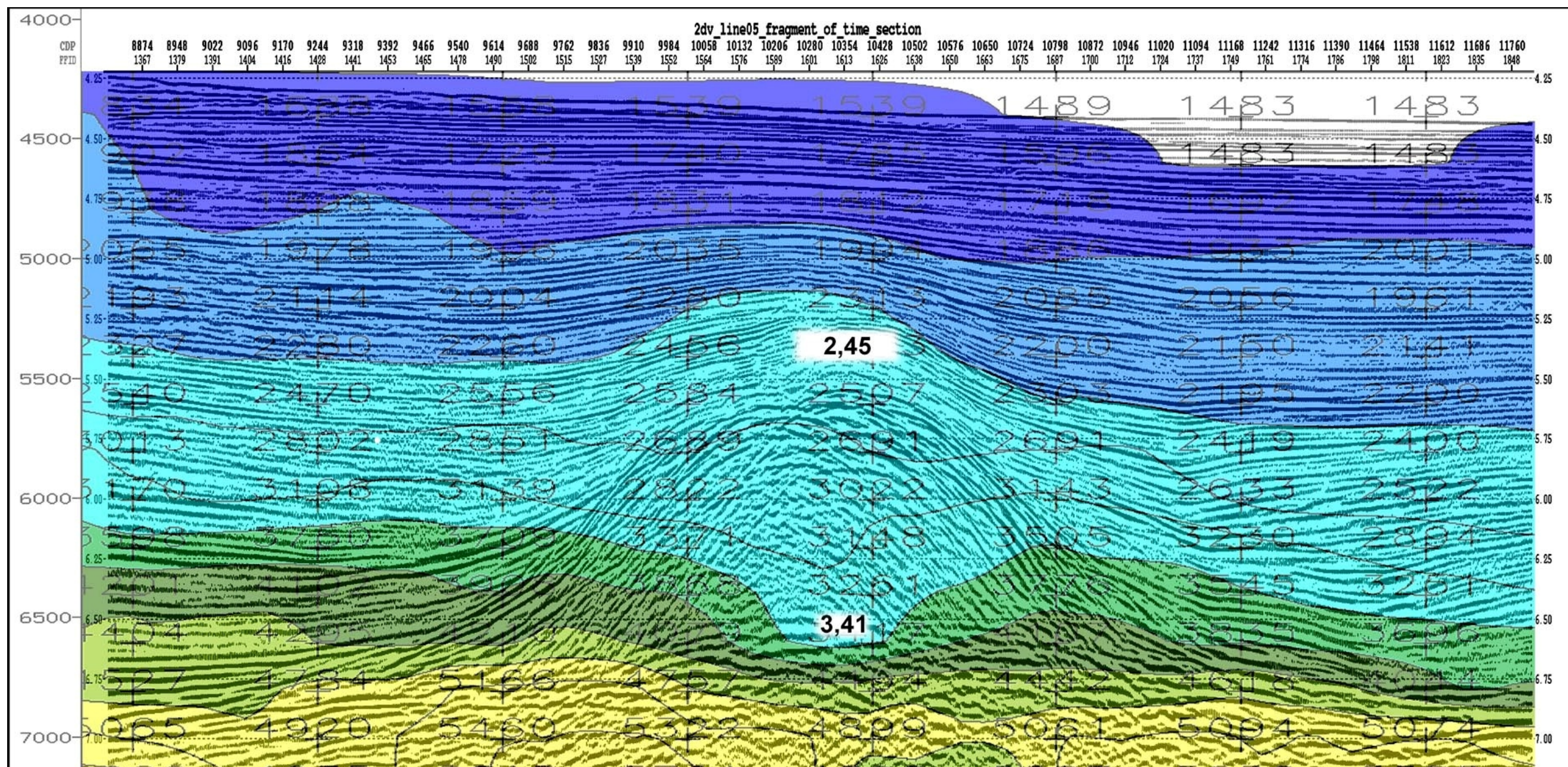
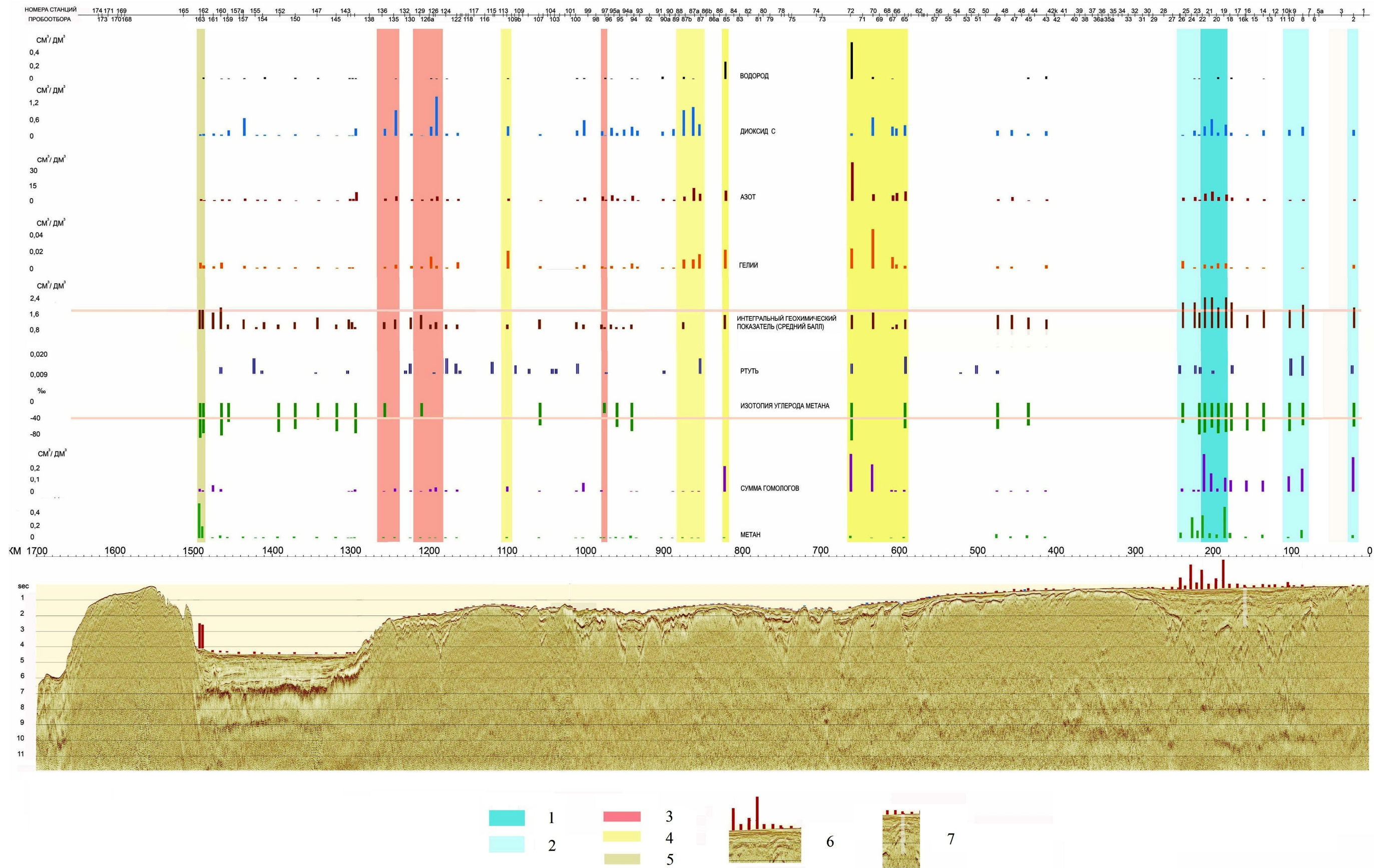


Рис. 2. Соляной купол в кайнозойских отложениях южной части Южно-Охотской впадины. Индексами и цветом показаны скоростные характеристики разреза по данным МОВ-ОГТ



Присутствие в осадочном разрезе признаков газогидратных залежей и обнаружение в ряде районов морской акватории гидротермальных сипов, обуславливающих их формирование, давно отмечается исследователями как характерная особенность Охотоморского региона [Соловьев и др., 1994].

Поэтому установление новых таких признаков важно с той точки зрения, что способствует более объективной оценке масштабов этого явления, которое, как показывает опыт японских специалистов, уже переходит в плоскость практического использования.

Отработанные опорные профили позволяют дополнить список выявленных газогидратных залежей еще двумя. Одна из них располагается в северо-западной части впадины Дерюгина (рис. 4), а другая выявлена на южном склоне поднятия Академии Наук (рис. 5). В обоих случаях в сейсмическом разрезе на глубине около 450 м ниже поверхности дна фиксируется псевдократные отражения, в общих чертах повторяющее неровности подводного рельефа (BSR) и несогласно наложенное на седиментационную расслоенность осадочного разреза. Несмотря на различную глубину моря в этих участках (соответственно 1270÷1300 и 2340÷3210 м) конфигурация волнового поля в обоих участках практически одинакова. Как видно на рисунках, выше BSR амплитуды отражений резко понижены, а ниже, наоборот, усилены. Это позволяет выделить над горизонтом типа BSR интервал разреза мощностью около 200 м, в котором вода присутствует в кристаллической форме и который служит экраном для множества изолированных газовых залежей с относительно небольшим этажом продуктивности. Протяженность выявленных горизонтов BSR по линии профилей различна: во впадине Дерюгина она составляет не менее 85 км, а на склоне поднятия Академии Наук – около 25 км. Эти данные не дают полного представления о площадном распространении гидратных скоплений, но позволяют говорить о больших масштабах гидратоносности.

Результаты газогеохимических исследований, выполненных на опорных профилях, показали, что на тех отрезках профилей, где прослежены признаки газогидратных залежей, значения концентрации всех УВ газов в придонном слое осадков резко понижены, что хорошо согласуется с экранирующей ролью подошвы гидратов.

Одновременно это показывает, что фиксируемые в отдельных пробах аномально высокие концентрации УВ газов имеют без сомнения миграционную природу, а не обусловлены их генерацией непосредственно в придонных осадках. Также исключается и антропогенное происхождение этих флюидов. В итоге выявлено три упомянутых выше

участка с повышенными концентрациями УВ газов и ртути в донных пробах, представляющие интерес с позиций нефтегеологического прогноза.

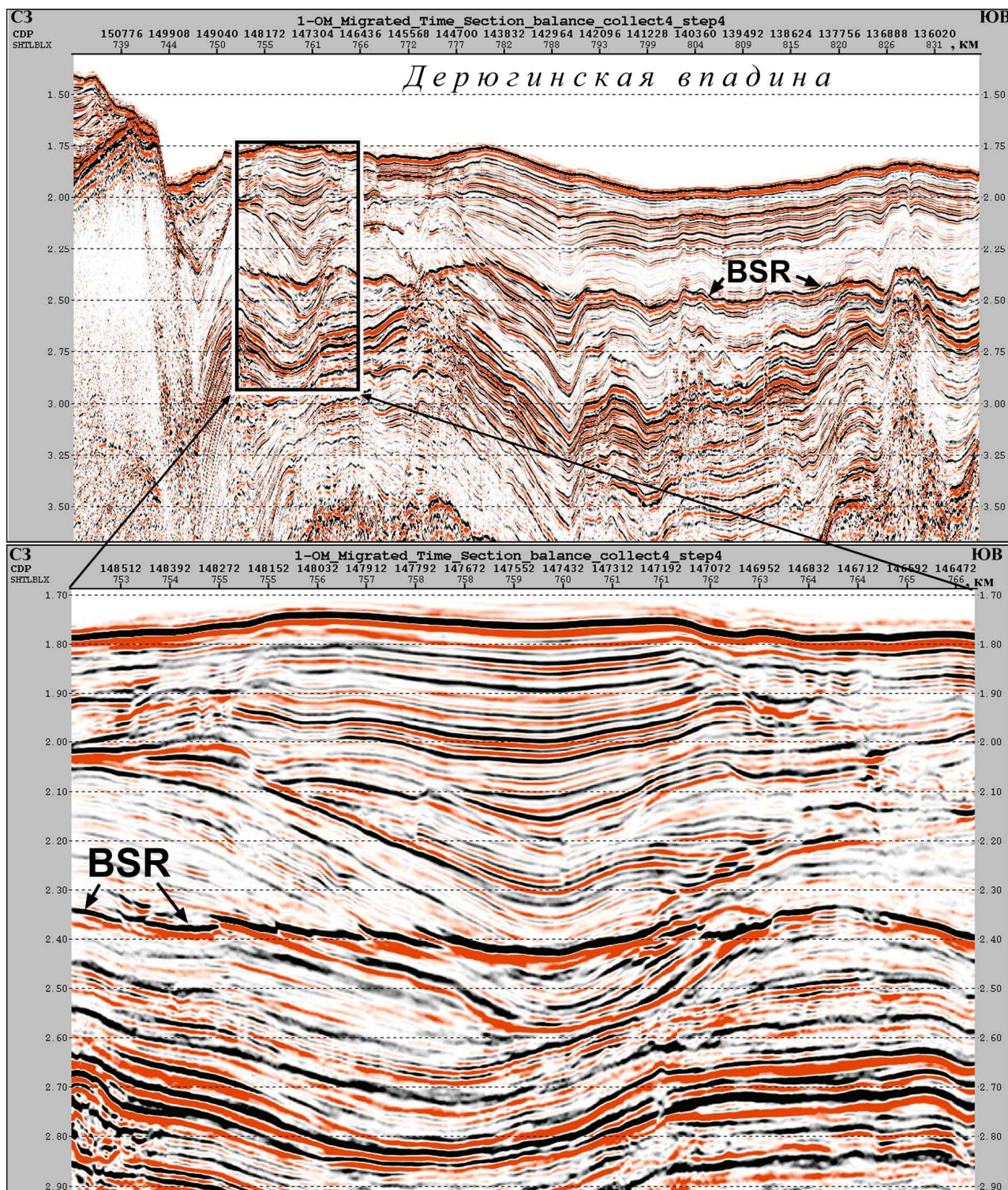


Рис. 4. Сейсмический горизонт, имитирующий дно (BSR) и интерпретируемый как подошва залежи газогидратов, прослеживаемой в Дерюгинской впадине на расстоянии 85 км и являющейся экраном для скоплений метанового газа

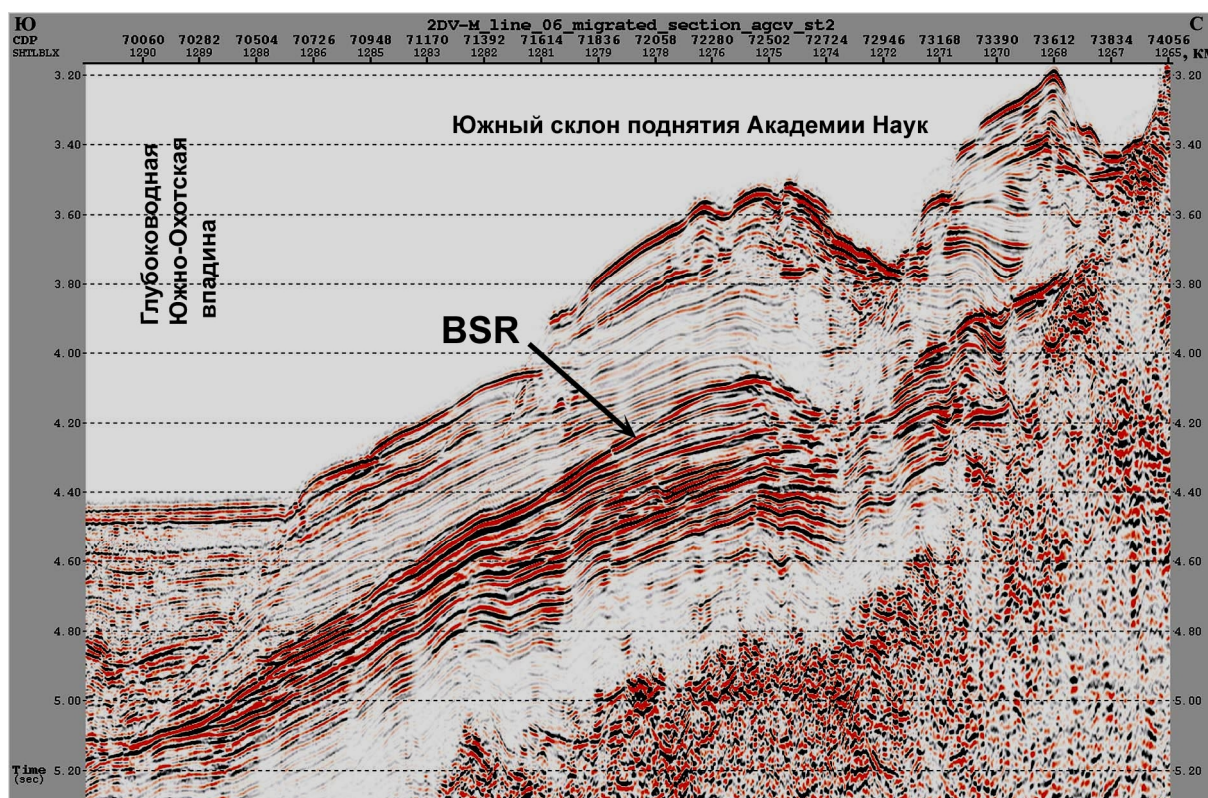


Рис. 5. Газогидратная залежь на южном борту поднятия Академии Наук, выделенная по сейсмическим данным (по наличию горизонта BSR)

Эталоном для оценки этих аномалий служила Магаданская структура, на которой также было проведено опробование донных грунтов. Оно показало сравнительно невысокие концентрации метана, что совпадает с отрицательными результатами испытания пробуренных здесь глубоких скважин. Тем не менее, на отдельных участках Магаданского прогиба и в зоне его сочленения с прогибом ТИНРО установлены высокие концентрации метана, его гомологов, гелия и ртути, которые рассматриваются как положительный признак потенциальной нефтегазоносности.

В заключение надо сказать, что Охотоморский регион по комплексу полученных на опорных профилях геофизических и геологических данных обнаруживает в геодинамическом отношении признаки интенсивного рифтогенного растяжения, которое определяло эволюцию региона на протяжении всего мезозой-кайнозойского этапа геологического развития и высокую проницаемость коры для глубинных флюидов [Гнибиденко, 1976; Строение..., 2002; Вержбицкий, Кононов, 2006]. Н.Е. Подклетнов, В.Н. Флоровская и М.К. Калинин, рассмотрев вулканогенное органическое вещество, содержащееся в лавах Курило-Камчатских вулканов, пришли к выводу, что подток УВ из подкоровых масс имел место наряду с генерацией нефти в осадочных породах органическим веществом. Причем в этих глубинных углеводородах были обнаружены не только

циклические амины и аминокислоты, но и порфирины, на основании чего Е.Е. Мархинин заключил, что эти данные важны не только как аргумент в пользу абиогенного или полигенного происхождения нефти, но и для понимания процессов зарождения жизни на Земле. Не углубляясь в этот аспект, добавим, что выполненное геохимическое опробование принесло дополнительные свидетельства интенсивного подтока ювенильных флюидов, содержащих кроме углеводородов большие количества гелия и водорода. Подчеркнем, что вовлечение докайнозойских толщ в оценку перспектив нефтегазоносности обещает многократное увеличение прогнозных ресурсов всей Охотоморской НГП.

В сочетании с данными, указывающими на отсутствие признаков сжатия и субдуцирования океанической литосферы под островодужную в Курильском глубоководном желобе [Верба, Иванов, Тихонова, 2011a], они позволяют сделать вывод о высокой вероятности нахождения скоплений УВ в окрестностях структур, испытавших дилатационные деформации, аналогично тому, как это прогнозируется на других окраинноконтинентальных акваториях, несмотря на их принадлежность к типу пассивных, а не активных, как Охотский регион. В частности, по аналогии с рифтогенным Баренцево-Северокарским мегапрогибом к числу наиболее перспективных на слабо изученной части Охотского моря можно вполне обоснованно отнести впадину ТИНРО, которая обладает явными признаками молодой, развивающейся рифтогенной структуры растяжения.

Итак, новые геолого-геофизические и геохимические данные, полученные на опорных профилях в Охотском море, и их геодинамическая интерпретация позволяют сделать вывод, что процессы рифтогенного растяжения коры определяют главные предпосылки нефтегазоносности региона, обеспечивая повышенную проницаемость коры для миграционных флюидов, накопление разнообразных по вещественному составу осадочных толщ, включая галогенные, и локальные проявления складчатости. Это приводит к заключению, что выявленные в его пределах месторождения углеводородов составляют лишь периферическое обрамление одной из крупнейших в Мировом океане нефтегазовых провинций, центральная часть которой еще практически не исследована. Особое внимание в этом регионе должны привлекать области, затронутые активными процессами современного рифтогенного растяжения - Южно-Охотская котловина, впадины ТИНРО и Дерюгина. Кроме кайнозойских отложений в рассмотрение и оценку могут и должны быть вовлечены более древние отложения. В разрезе докайнозойских отложений выявлены многочисленные признаки седиментогенной слоистости и незначительной степени метаморфизма. Это

говорит о наличии благоприятных условий для генерации новых масс УВ и возможности их аккумуляции.

Авторы пользуются случаем принести благодарность Т.С. Сакулиной за помощь в проведении исследований.

Литература

Верба М.Л., Иванов Г.И., Тихонова И.М. Отсутствие признаков субдукции в строении Курильского глубоководного желоба (по данным МОВ-ОГТ на опорном профиле 1-ОМ) // Современное состояние наук о Земле. - Материалы международной конференции, посвященной памяти В.Е. Хаина. Москва, 1-4 февраля 2011 года. - М.: Изд-во Геол. фак. МГУ, 2011а. - С. 318-323.

Верба М.Л., Иванов Г.И., Тихонова И.М. Новые свидетельства перспективности Охотоморского региона в отношении нефтегазоносности (по данным опорных профилей). – Труды 10-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2011) 13-16 сентября 2011 года. Санкт-Петербург. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2011б. - С. 236-240.

Вержбицкий Е.В., Кононов М.В. Геодинамическая эволюция литосферы Охотоморского региона по геофизическим данным // Физика Земли, 2006. - № 6. - С. 47-59.

Веселов О.В. Структура теплового потока Охотоморского региона // Строение земной коры и перспективы нефтегазоносности в регионах Северо-Западной окраины Тихого океана. - Южно-Сахалинск, 2000. - Т.1. - С. 107-129.

Веселов О.В., Куделькин В.В. Гидраты Охотского моря и геофизические аспекты их выделения и картирования // Проблемы поисков энергетических носителей на рубеже 2-3 тысячелетий. - Южно-Сахалинск, 2000. - С. 35-68.

Гнибиденко Г.С. О рифтовой природе дна Охотского моря // Докл. АН СССР, 1976. - Т.229. - № 1. - С. 163-165.

Кашубин С.Н., Верба М.Л., Матвеев Ю.И., Мильштейн Е.Д. Структурно-вещественная модель земной коры и верхней мантии Южно-Охотской котловины (в сечении опорного геолого-геофизического профиля 2-ДВ-М «Севморгео») // Тектоника и геодинамика складчатых поясов и платформ фанерозоя. - Материалы XLIII Тектонического совещания. - Т.1. - М.: ГЕОС, 2010. - С. 301-305.

Маргулис Л.С. Секвенсстратиграфия и нефтегазоносность Охотоморского региона: Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. доктора геол.-минер.наук. – СПб, 2002. – 50 с.

Сакулина Т.С., Тихонова И.М., Крупнова Н.Н., Верба М.Л. Особенности геологического строения центральной части Охотского моря (по профилю 2-ДВ-М). - Материалы 8-й Междунар. конф. и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2007). 11-13 сентября 2007 г., Санкт-Петербург. – СПб.: Химиздат, 2007. - С. 170.

Соловьев В.А., Гинзбург Г.Д., Обжиров А.И., Дуглас В.К. Газовые гидраты Охотского моря // Отеч. геология, 1994. - № 2. - С. 10-17.

Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря. К 60-летию основания Института морской геологии и геофизики ДВО РАН / Ответственный редактор К.Ф. Сергеев. – М.: Наука, 2006. - 130 с.

Verba M.L., Ivanov G.I., Tikhonova I.M.

Federal State Unitary Scientific & Production Company for Marine Geological Prospecting SEVMORGEО, Saint Petersburg, Russia, verba@sevmorgeo.com

CENTRAL AND SOUTHERN AREAS OF OKHOTSK SEA: GEOLOGICAL, GEOCHEMICAL AND GEOPHYSICAL EVIDENCE OF OIL AND GAS POTENTIAL PROSPECTS

The new seismic and gas-geochemical data, obtained from the key profiles 2-DV-M ("Magadan – Urup island") and 1-OM ("Shantary – Onkotan island") in the Okhotsk Sea, are analyzed. Information that indicates the presence of salt dome in the Neogene-Quaternary sediments of the South-Okhotsk depression is provided. The salt dome is considered as a favorable object for further research. The distribution of gas hydrate accumulations in the deepwater areas is confirmed. It is concluded that the central regions of the Okhotsk Sea, which experienced intense crustal stretching in the Cenozoic, are the most perspective for new hydrocarbon deposits' prospecting.

Key words: deep-water kettle, seismic profiles, gas-geochemical anomalies, salt dome, gas hydrate deposits, oil and gas potential prospects, Okhotsk Sea.

Reference

Verba M.L., Ivanov G.I., Tikhonova I.M. Otsutstvie priznakov subdukcii v stroenii Kuril'skogo glubokovodnogo želoba (po dannym MOV-OGT na opornom profile 1-OM) // Sovremennoe sostoânie nauk o Zemle. - Materialy meždunarodnoj konferencii, posvâšennoj pamâti V.E. Haina. Moskva, 1-4 fevralâ 2011 goda. - M.: Izd-vo Geol. fak. MGU, 2011a. - S. 318-323.

Verba M.L., Ivanov G.I., Tikhonova I.M. Novye svidetel'stva perspektivnosti Ohotomorskogo regiona v otnošenii neftegazonosnosti (po dannym opornyh profilej). – Trudy 10-j Meždunarodnoj konferencii i vystavki po osvoeniû resursov nefti i gaza Rossijskoj Arktiki i kontinental'nogo šel'fa stran SNG (RAO/CIS Offshore 2011) 13-16 sentâbrâ 2011 goda. Sankt-Peterburg. – SPb.: HIMIZDAT, 2011b. - S. 236-240.

Veržbickij E.V., Kononov M.V. Geodinamičeskââ èvolûciâ litosfery Ohotomorskogo regiona po geofizičeskim dannym // Fizika Zemli, 2006. - # 6. - S. 47-59.

Veselov O.V. Struktura teplovogo potoka Ohotomorskogo regiona // Stroenie zemnoj kory i perspektivy neftegazonosnosti v regionah Severo-Zapadnoj okrainy Tihogo okeana. - Ūžno-Sahalinsk, 2000. - T.1. - S. 107-129.

Veselov O.V., Kudel'kin V.V. Gidraty Ohotskogo morâ i geofizičeskije aspekty ih vydeleniâ i kartirovaniâ // Problemy poiskov ènergetičeskikh nositelej na rubeže 2-3 tysâčeletij. - Ūžno-Sahalinsk, 2000. - S. 35-68.

Gnibidenko G.S. O riftovoj prirode dna Ohotskogo morâ // Dokl. AN SSSR, 1976. - T.229. - # 1. - S. 163-165.

Kašubin S.N., Verba M.L., Matveev Ū.I., Mil'stejn E.D. Strukturno-vešestvennââ model' zemnoj kory i verhnej mantii Ūžno-Ohotskoj kotloviny (v sečenii opornogo geologo-geofizičeskogo profilâ 2-DV-M «Sevmorgeo») // Tektonika i geodinamika skladčatyh poâsov i platform fanerozoâ. - Materialy XLIII Tektoničeskogo sovešaniâ. - T.1. - M.: GEOS, 2010. - S. 301-305.

Margulis L.S. Sekvensstratigrafiâ i neftegazonosnost' Ohotomorskogo regiona: Avtoref. diss. na soisk. uč. step. doktora geol.-miner.nauk. – SPb, 2002. – 50 s.

Sakulina T.S., Tikhonova I.M., Krupnova N.N., Verba M.L. Osobennosti geologičeskogo stroeniâ central'noj časti Ohotskogo morâ (po profilû 2-DV-M). - Materialy 8-j Meždunar. konf. i vystavki po osvoeniû resursov nefti i gaza Rossijskoj Arktiki i kontinental'nogo šel'fa stran SNG (RAO/CIS Offshore 2007). 11-13 sentâbrâ 2007 g., Sankt-Peterburg. – SPb.: Himizdat, 2007. - S. 170.

Solov'ev V.A., Ginzburg G.D., Obžirov A.I., Duglas V.K. Gazovye gidraty Ohotskogo morâ // Oteč. geologîâ, 1994. - # 2. - S. 10-17.

Tektoničeskoe rajonirovanie i uglevodorodnyj potencial Ohotskogo morâ. K 60-letîu osnovaniâ Instituta morskoy geologii i geofiziki DVO RAN / Otvetstvennyj redaktor K.F. Sergeev. – M.: Nauka, 2006. - 130 s.