

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/13_2018

УДК 552.578.061.32:551.782.1(262.5)

Наумова М.Н., Надежкин Д.В., Колосков В.Н., Горчилин В.А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, Maria.Naumova@lukoil.com, Dmitry.Nadezhkin@lukoil.com, Vasily.Koloskov@lukoil.com, Viktor.Gorchilin@lukoil.com

Пинус О.В.

«Шлюмберже», Москва, Россия, OPinous@slb.com

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЧЕРНОГО МОРЯ

Новые геолого-геофизические и геохимические данные, полученные в ходе геологоразведочных работ в области лицензионных блоков ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», легли в основу исследования миоценовой углеводородной системы северо-западной части Черного моря. Накопление осадков в течение неогеновой эпохи происходило в условиях глубокого моря. Породы-коллекторы связаны с подводными конусами выноса. Прогнозируются ловушки комбинированного (включающие элементы структурных, тектонических и литологических факторов) и литологического типов.

По результатам трехмерного бассейнового моделирования для миоценовых отложений северо-западной части Черного моря спрогнозирован тип углеводородных флюидов, который подтвержден результатами бурения и открытием газового месторождения.

Ключевые слова: *миоценовая углеводородная система, конус выноса, комбинированные ловушки, литологические ловушки, северо-западная часть Черного моря.*

Введение

В северо-западной части акватории Черного моря известны 22 месторождения нефти и газа. Месторождения связаны с тремя углеводородными (УВ) системами: нижнемеловой-палеоценовой, олигоценовой и миоценовой. К нижнемеловой–палеоценовой УВ системе относятся открытые, на прилегающем к полуострову Крым шельфе, газовые и газоконденсатные месторождения (рис. 1а) – Безымянное, Одесское, Южно-Голицынское, Архангельское, Крымское, Голицынское, Шмидтовское, Штормовое. Олигоценовая и миоценовая УВ системы связаны с древней Черноморской палеовпадиной. В шельфовой зоне Румынии найден ряд нефтяных месторождений, приуроченных к олигоценовой УВ системе – Лебада, Портита, Синое, Пескарус, Евгения (рис. 1а). В пределах склона, а также прилегающей к нему шельфовой зоны месторождения газа связаны с миоценовой УВ системой – Кобальческу, Ана, Дойна, Домино, Южный Пеликан, Дельфин, Калифар, Лира (см. рис. 1а). Большинство месторождений - мелкие и средние по запасам (Одесское – 11,2 млрд. м³ газа, Штормовое – 16, 6 млрд. м³ газа и 1272 тыс. т конденсата [Атлас родовищ..., 1998], Ана – менее 10 млрд. м³ газа (<http://www.blackseanews.net/read/130219/>), за исключением месторождений миоценовой УВ системы Домино и Лира, которые по объему запасов

относятся к крупным (по предварительной оценке, запасы месторождений варьируют от 42 до 85 (по данным <https://inosmi.ru/world/20150427/227748227.html>) и до 30 млрд. м³ (по данным <https://www.kommersant.ru/doc/3344753>) газа соответственно).

Цель работы состоит в выявлении условий формирования залежей УВ в миоценовых отложениях северо-западной части Черного моря и оценке перспектив их нефтегазоносности.

Для достижения поставленной цели выполнены следующие исследования:

1. по результатам интерпретации сейсмических данных выявлены механизмы формирования ловушек на склоне Черного моря;
2. по результатам секвенс-стратиграфического и сейсмофациального анализов определены условия осадконакопления;
3. определены основные закономерности распространения элементов УВ системы: нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), коллекторов и покрышек;
4. по результатам бассейнового моделирования определена степень термической зрелости органического вещества основных НГМТ;
5. с применением методов бассейнового моделирования выполнен прогноз фазового состояния флюидных систем;
6. по результатам изотопно-геохимических исследований пластовых и поверхностных флюидов определен генезис УВ флюидов.

В работе использованы материалы 7000 пог. км сейсмопрофилей 2Д, покрывающих как шельфовую, так и склоновую части моря, сейсмический куб 3Д, площадью 2000 км², расположенный преимущественно в районе склона, геологические, геофизические и геохимические данные по 10 скважинам (рис. 1б). Наибольший интерес для характеристики миоценовых отложений представляют скважины 1, 2 и 3, пробуренные на склоне моря (см. рис. 1б). Проанализированы данные поверхностной геохимической съемки, выполненной там же.

Геологическое строение района исследования

В миоценовой части разреза в регионе выделяют сарматские, нижнепонтические и верхнепонтические отложения. Район исследования в течение миоценовой эпохи представляла собой пассивную окраину с четко выраженными зонами шельфа, склона и глубоководной Западно-Черноморской впадины. Районы склона и впадины характеризуются значительными толщами неоген-четвертичных отложений (до 5 км), что связано с разгрузкой основной массы терригенного материала из палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра [Пинус и др., 2014].

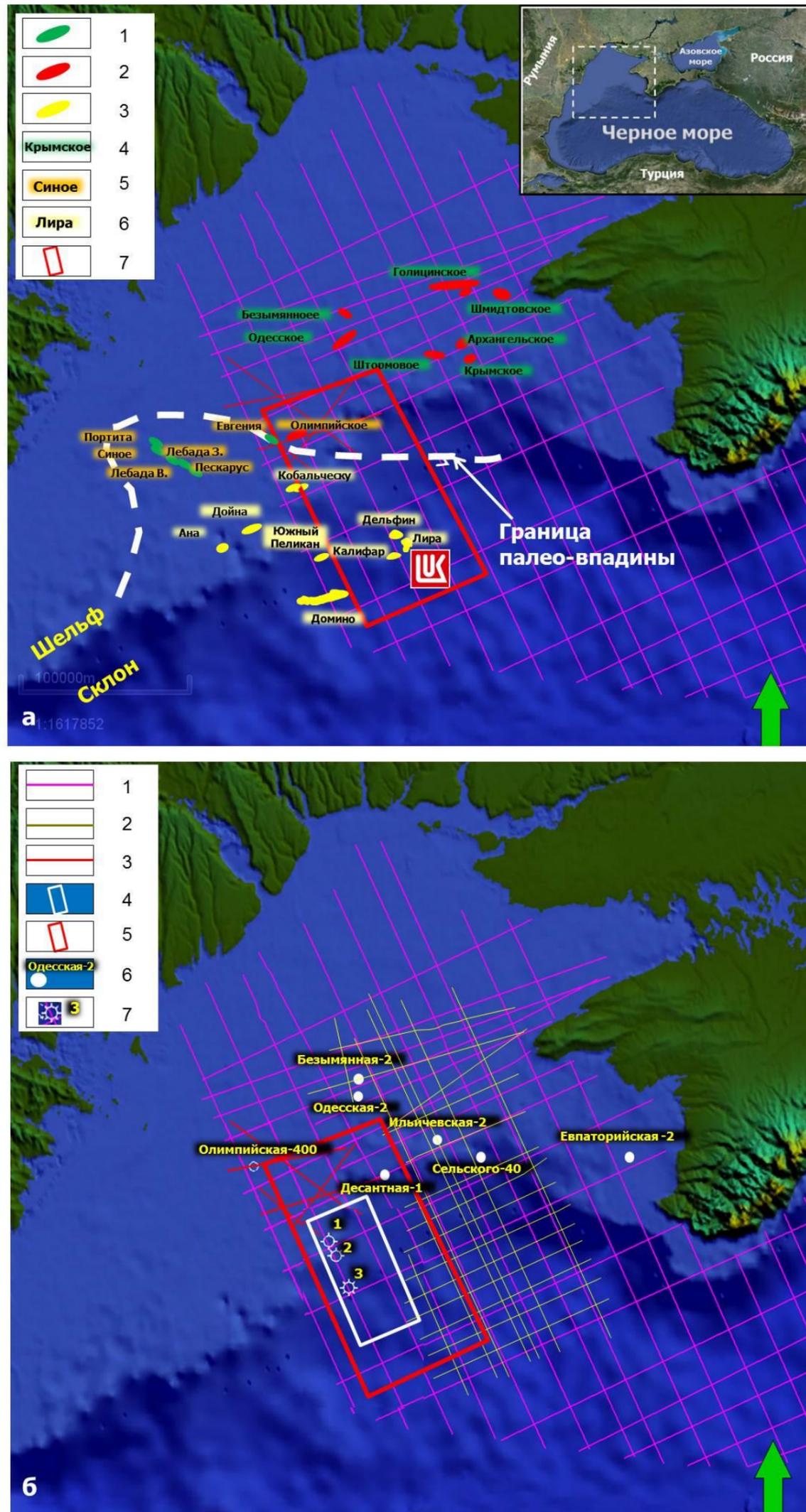


Рис. 1. Карты района исследования

а) карта нефтегазоносности северо-западной части Черного моря. 1 – нефтяные месторождения, 2 – газоконденсатные месторождения, 3 – газовые месторождения, 4 – нижнемеловая–палеоценовая УВ система, 5 – олигоценная УВ система, 6 – миоценовая УВ система, 7 – полигон 3Д бассейновой модели.

б) карта материалов исследования. 1 – сейсмические профили 2Д съемки BS05 2005 г., 2 – сейсмические профили 2Д съемки UBS94 1994 г., 3 – сейсмические профили 2Д съемки 1982-84 гг., 4 – сейсмический куб 3Д, 5 – полигон 3Д бассейновой модели, 6 – скважины, характеризующие строение меловой и палеогеновой частей разреза, 7 – скважины, характеризующие строение миоценовой части разреза.

Аккумуляция мощных толщ неоген-четвертичных осадков сопровождалась многочисленными гравитационными оползаниями в зоне склона. Смещение значительных масс осадков вниз по склону в результате действия гравитационных сил привело к возникновению сбросов в ближней зоне склона (образовались присбросовые складки), которые компенсировались структурами сжатия в виде надвигов и сопутствующих складок далее в бассейне (рис. 2). Смещения происходили по поверхностям срыва (или скольжения), образовавшимися в интервале залегания глинистых отложений майкопской толщи. Присбросовые и надвиговые складки формировались синхронно в позднемиоценовое время (около 7,2 млн. лет назад).

Таким образом, процессы гравитационной тектоники привели к образованию антиклинальных структур в районе палеосклона. Наиболее амплитудные и значительные по площади антиклинальные структуры закартированы вблизи кровли нижнепонтических отложений (см. рис. 2).

С целью определения фациальных зон и понимания динамики заполнения бассейна в условиях слабой изученности бурением выполнен секвенс-стратиграфический анализ. При выполнении анализа применена классическая концепция секвенс-стратиграфии [Vail, Mitchum, 1977].

По результатам анализа сейсмических данных в неоген-четвертичной части разреза выделены следующие основные границы несогласий (рис. 3): в кровлях отложений нижнего понта, верхнего понта и дакия. Все границы несогласий имеют нижеперечисленные основные признаки. В зоне шельфа в непосредственной близости к современной бровке наблюдается соотношение отражающих поверхностей по типу эрозионный врез. Далее в сторону бассейна, в зоне разломов сбросового типа - четко выраженное угловое несогласие (см. рис. 3). Предположительно несогласия маркируют эпизоды значительного регионального падения уровня моря. Ниже по склону, вблизи его подножия, наблюдается соотношение с вышележащими отложениями по типу подошвенного налегания (см. рис. 3). Вышеперечисленные факты дают основание интерпретировать поверхности несогласий как границы секвенсов [Van Wagoner, 1990].

Выделенные границы (в кровлях нижнего понта, верхнего понта и дакия) в бассейновой части демонстрируют соотношения с вышележащими отложениями по типу подошвенного налегания (см. рис. 3). Это является основанием интерпретировать комплексы, налегающие на эти границы, как конусы выноса вблизи подножия склона в отложениях тракта низкого стояния уровня моря [Van Wagoner, 1990].

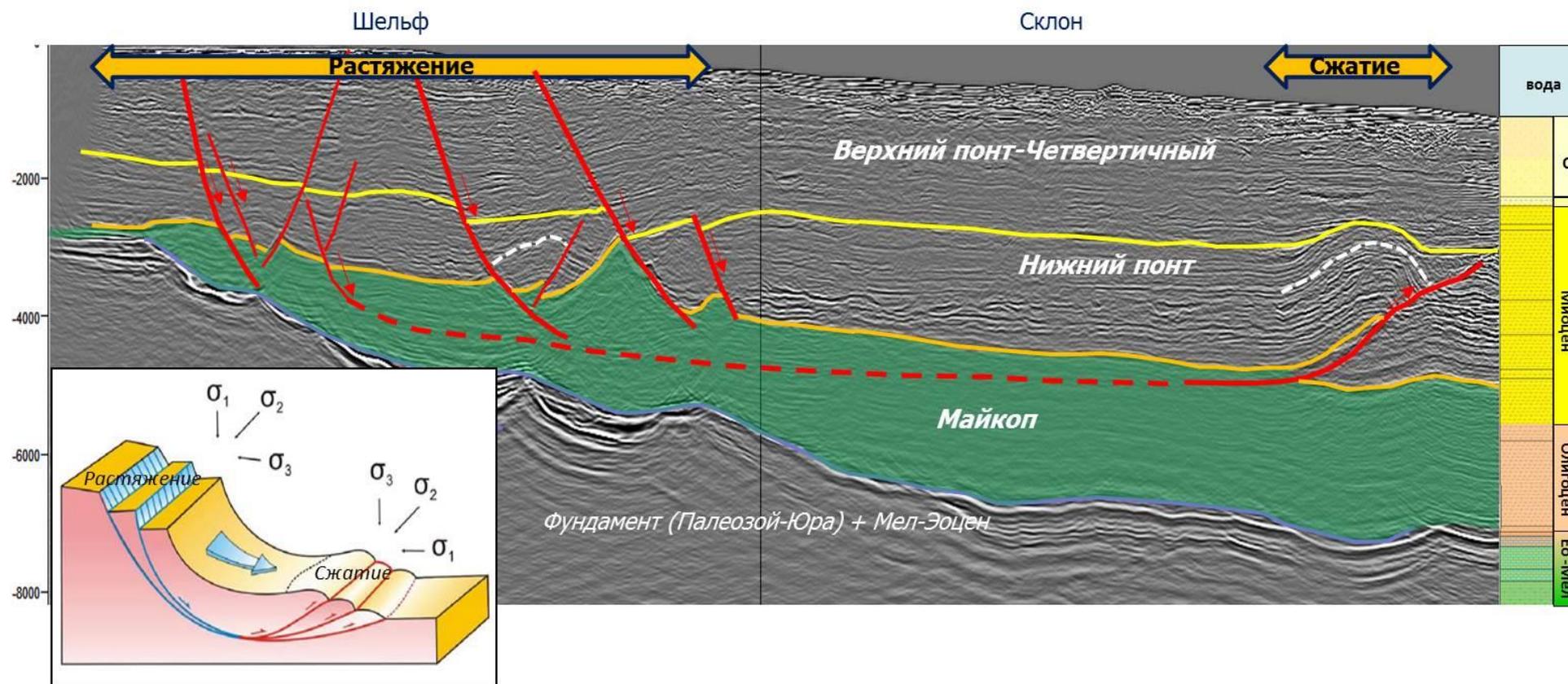


Рис. 2. Характерные структурно-тектонические деформации склона (по [Пинус и др., 2014] с изменениями)

σ_1 – ось минимального напряжения, σ_2 - ось среднего напряжения, σ_3 - ось максимального напряжения. Желтым цветом обозначены отражающие горизонты, красным цветом - разломы.

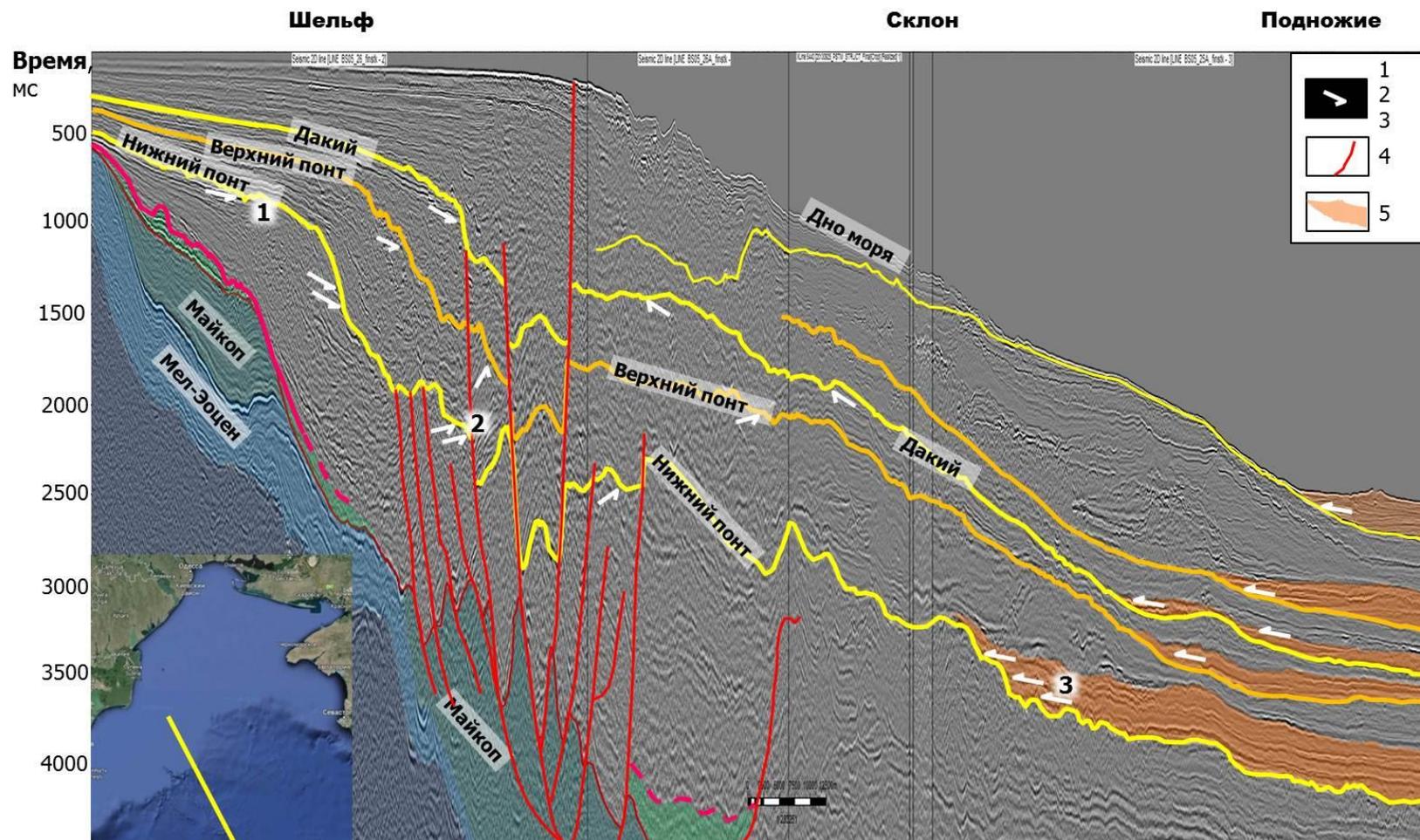


Рис. 3. Пример выделения в разрезе основных границ несогласий

Границы несогласий обозначены желтым цветом. 1 – эрозионный врез, 2 – угловое несогласие, 3 – подошвенное налегание, 4 - разрывные нарушения, 5 – конусы выноса вблизи подножия склона.

Конусы выноса нижнего системного тракта перекрыты осадочными телами клиновидной конфигурации, которые интерпретируются как комплексы клина в отложениях тракта низкого стояния уровня моря (lowstand prograding wedge). В соответствии с классической концепцией секвенс-стратиграфии, отложения клина обычно содержат склоновые конусы выноса и преимущественно глинистые осадки проградационного комплекса [Van Wagoner, 1990].

Анализ сейсмofаций

В волновом поле неоген-четвертичной части разреза выделяются 3 основных типа сейсмической записи сейсмокомплексов: 1) прозрачные, 2) хаотичные и холмистые и 3) слоистые.

Прозрачные сейсмокомплексы, наиболее вероятно, представлены глинистыми отложениями и не представляют интереса как перспективные объекты.

Хаотичные комплексы демонстрируют значительную внутреннюю дислоцированность, волнистую природу и присутствие элементов напоминающие перенесенные фрагменты осадочных тел. В основании данных комплексов часто выделяется эрозионное несогласие. Перечисленные признаки определяют эти образования как осадки гравитационного оползания (Mass Transport Deposits – MTD). Опыт изучения таких объектов показывает, что они содержат значимые песчаные коллекторы только в 10% случаев [Weimer, Slatt, 2006]. По этой причине хаотичные сейсмofации не рассматривались как перспективные.

В слоистых комплексах можно выделить два типа сейсмической записи: 1) конфигурация волнового поля по типу «крылья чайки», 2) более протяженные плоскопараллельные образования с яркими фазами. Учитывая условия осадконакопления изучаемого разреза, можно предполагать, что первый тип записи соответствует подводящим каналам и их прирусловым валам, тогда как второй может представлять собой распределительные лопасти склоновых и бассейновых конусов выноса (рис. 4).

Таким образом, осадконакопление в миоценовое время происходило в зоне разгрузки речных систем палео-Дуная, палео-Днепра и палео-Днестра. При этом основная масса переносимого этими реками терригенного материала накапливалась в зоне склона Черного моря и у его подножия. По результатам анализа сейсмических данных выделены несколько эпизодов региональных падений уровня моря, которые привели к формированию подводных конусов выноса.

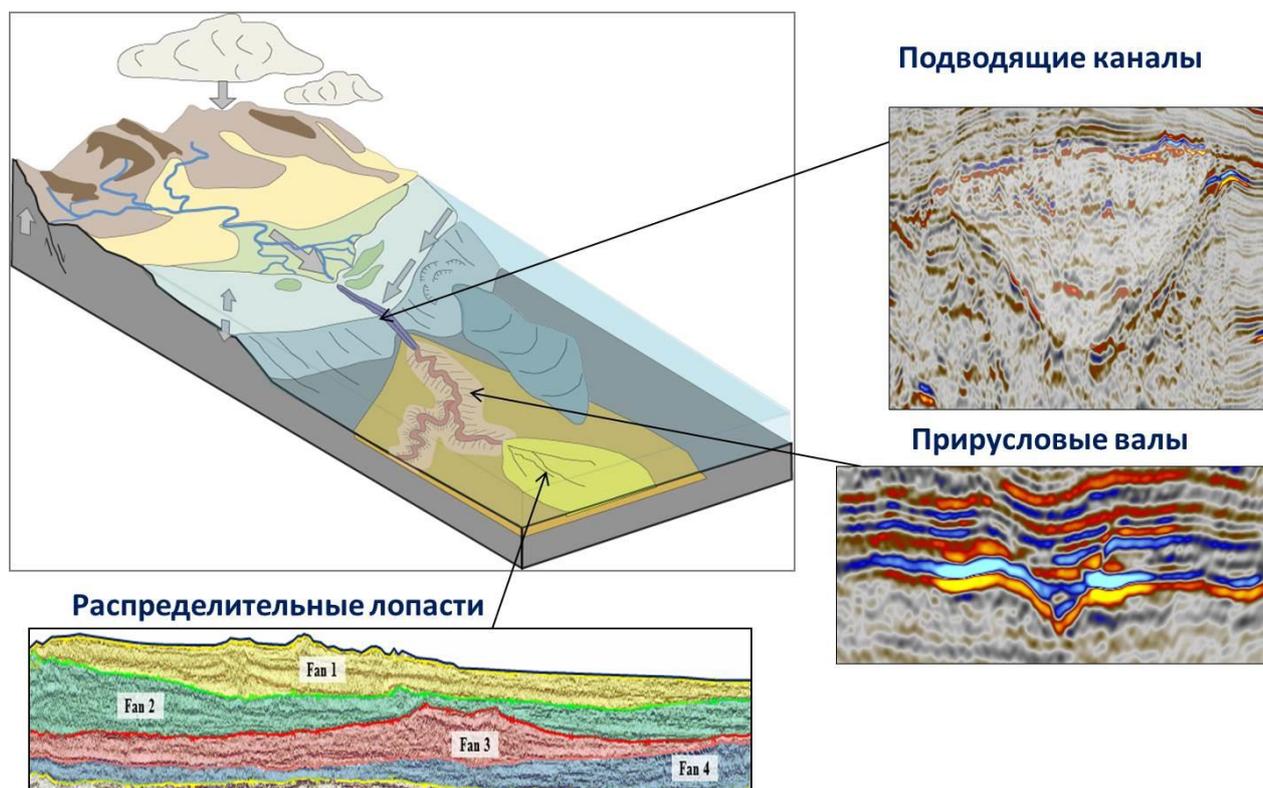


Рис. 4. Модель обстановок осадконакопления [Bernhardt, Jobe, Lowe, 2011] с примерами сейсмических разрезов по материалам 2Д и 3Д сейсмозазведки

Выделение элементов углеводородной системы

Для оценки перспектив нефтегазоносности миоценовых отложений НГМТ выделены во всем объеме осадочного чехла. В мел-палеогеновой части разреза при обобщении материалов [Надежкин, 2011; Georgiev, 2012] выделены нижнемеловая, верхнеэоценовая и майкопская НГМТ.

Выше по разрезу в отложениях миоценового возраста по результатам пиролитических исследований образцов шлама скв. 3 определены нефтегазоматеринские породы со II типом керогена и хорошими генерационными характеристиками (Сорг - 2%, S2 - 10 мг УВ/г породы, HI - 630 мг УВ/г Сорг). Наличие НГМТ в миоценовых отложениях также подтверждают данные, полученные по результатам изучения брекчий из грязевого вулкана МГУ (Сорг - 5%, S2 - 20 мг УВ/ г породы, HI - 360 мг УВ/г Сорг).

Для картирования миоценовых НГМТ по площади использовались сейсмические 3Д данные. В основе лежит методика, опубликованная в 2011 г. компанией Statoil [Løseth et al., 2011], согласно которой глины, обогащенные органическим веществом, могут создавать контрастные отражения отрицательной полярности и проявляются подобно «песчаникам» 4 класса. В связи с этим в объеме сейсмического куба рассматриваются геологические тела, предположительно связанные с НГМТ породами миоценового возраста и соответствующие AVO (Amplitude Variation with Offset - метод изучения зависимости амплитуд отраженной

волны от удаления) аномалиям 4 класса. Предполагаемые НГМТ выделены в верхне- и нижнепонтических, а также сарматских отложениях. В верхнепонтических породах они распространены локально. В нижнепонтических и сарматских отложениях характеризуются площадным развитием.

Скважины 2 и 3, пробуренные в районе склона, вскрыли интервалы коллекторов в отложениях ранне- и позднепонтического возрастов соответственно. По результатам анализа керна, шлама, каротажных кривых, а также интерпретации имиджей FMI (Fullbore Formation Microimager - азимутальный электрический микроимиджер) установлено, что коллекторы, вскрытые этими скважинами, связаны с прирусловыми валами и представлены тонким (до сантиметра) переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников. Песчаники - светло-серые, кварцевые, мелкозернистые, хорошо отсортированные, средней крепости и рыхлые с глинистым цементом, пористые. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов определены по результатам лабораторных исследований керна и интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Пористость в понтических отложениях изменяется от 22 до 36%, среднее значение - 27%, проницаемость - от 1 до 22 мД, среднее значение - 3 мД.

Прогноз коллекторов в районах, не охарактеризованных скважинными данными, выполнен на основе AVO анализа сейсмических данных с учетом результатов AVO моделирования в скважинах, с использованием сейсмофациального и динамического анализов. Обобщение полученных результатов показало, что большинство сейсмических аномалий по своей форме и пространственной ориентации напоминают комплексы подводных конусов выноса, в которых выделяют: 1) подводящие каналы; 2) прирусловые валы; 3) распределительные лопасти (рис. 5).

В исследуемом районе отложения комплекса подводящих каналов скважинами не вскрыты. Отложения данного комплекса выделены на разных уровнях в породах миоценового возраста по материалам 2Д (крупные каналы на шельфе) и 3Д (небольшие каналы в зоне склона) сейсморазведки (рис. 5а). Отложения комплекса подводящих каналов могут содержать песчаные пласты со значительными толщинами (20-100 м) и высокими ФЕС (пористость 20-30%, проницаемость от 50 мД до нескольких Дарси), как показывает мировой опыт изучения подобных объектов [Weimer, Slatt, 2006].

Комплексы прирусловых валов выделены по материалам 3Д сейсморазведки на нескольких уровнях в миоценовом интервале разреза (см. рис. 5б).

Комплексы распределительных лопастей скважинами в районе исследования не вскрыты. Отложения комплекса выделены по материалам 2Д и 3Д сейсморазведки (см. рис. 5в). Отложения этого комплекса обычно характеризуются песчаными покровами значительной протяженности с относительно большими толщинами и высокими значениями

ФЕС (подобно таковым в комплексах каналов) [Weimer, Slatt, 2006].

Глинистые осадки миоценового возраста, вмещающие породы-коллекторы, и залегающие на глубинах свыше 2000 м (преимущественно это зона современного склона), являются хорошими покрывками, что подтверждается и на ближайших месторождениях-аналогах (Лира, Домино и других). Основной риск для удерживающих свойств отложений связан с разломами, которые в некоторых случаях доходят до поверхности дна моря.

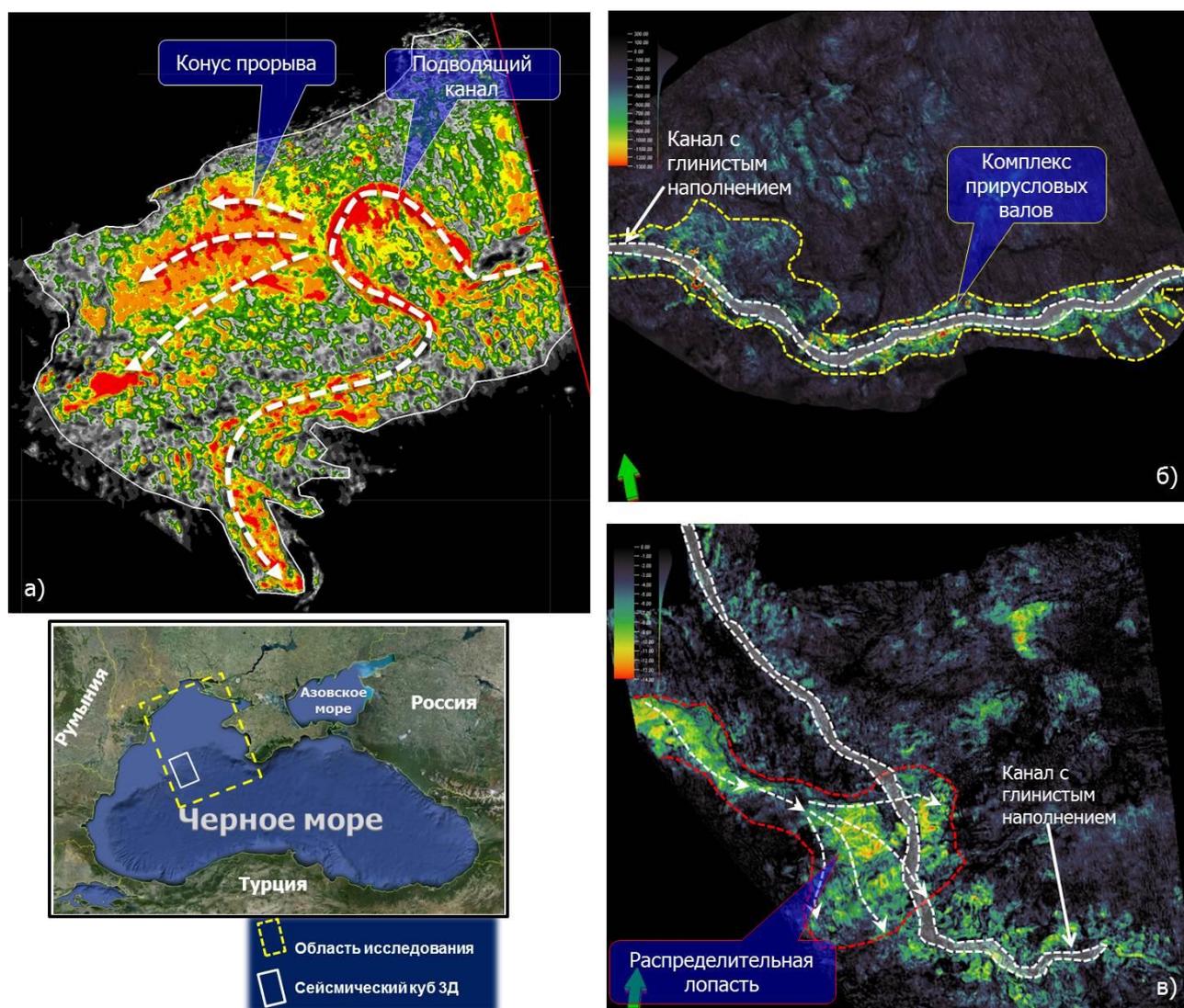


Рис. 5. Карты результатов интерпретации данных сейсморазведки 3Д

а) подводящий канал и конус прорыва, б) комплекс прирусловых валов, в) распределительные лопасти склонового конуса выноса.

Типы ловушек углеводородов

В отложениях миоценового возраста северо-западной части Черного моря месторождения УВ открыты в комбинированных ловушках, сочетающих элементы структурных, тектонических и литологических факторов. В тыловой части комплекса гравитационного оползания в ловушках данного типа найдены месторождения Ана, Дойна и

Кобальческу, во фронтальной части – месторождения Ли́ра и Домино (рис. 6). По материалам 3Д сейсморазведки прогнозируется наличие комбинированных ловушек вблизи бровки шельфа, а также во фронтальной части комплекса гравитационного оползания. Площади структур, выделенных по результатам интерпретации сейсмических данных 3Д, изменяются от 10 до 50 км², амплитуды ловушек – от 120 до 350 м.

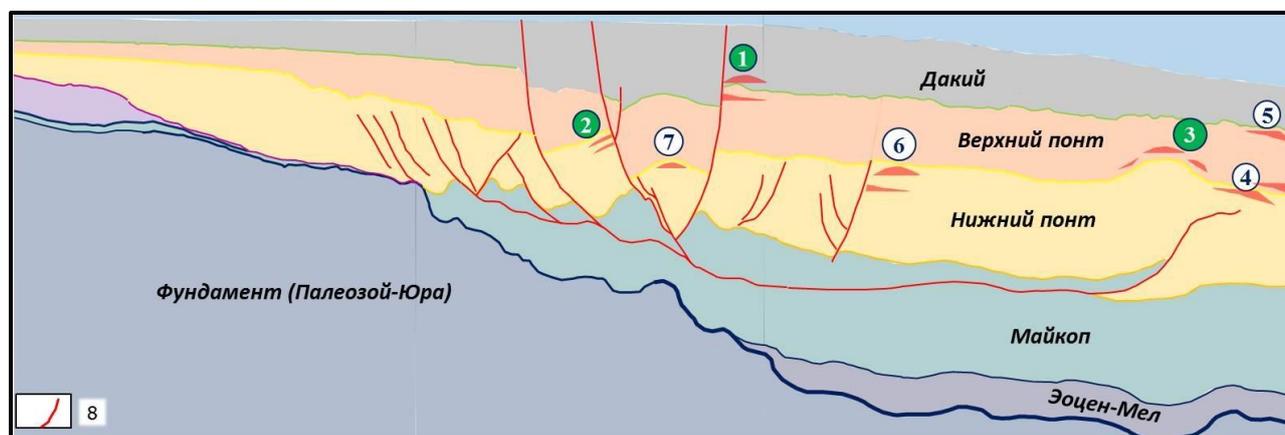


Рис. 6. Типы ловушек в миоценовых отложениях северо-западной части Черного моря

Месторождения миоценовой УВ системы связаны с комбинированными ловушками, сочетающими элементы структурных, тектонических и литологических факторов: 1 – месторождения Ана, Дойна, 2 – месторождение Кобальческу, 3 – месторождения Ли́ра и Домино; ловушки, прогнозируемые по сейсмическим данным: 4, 5 - литологические ловушки, 6, 7 – комбинированные ловушки; 8 - разрывные нарушения.

Кроме комбинированных ловушек в миоценовых отложениях по материалам сейсморазведки 3Д прогнозируется широкое развитие литологических ловушек в местах незатронутых гравитационной тектоникой (см рис. 6). На сегодняшний день в районе исследования месторождения УВ в ловушках данного типа не открыты. На сейсмических данных прогнозируемые литологические ловушки характеризуются достаточно яркими амплитудными отражениями, которые по своим динамическим характеристикам, схожи с продуктивными отложениями Ли́ра, Домино и других месторождений. Площади литологических ловушек, выделенных по материалам 3Д сейсморазведки, изменяются от 5 до 70 км² (для большинства объектов не превышает 30 км²), амплитуды – от 150 до 400 м.

Прогноз фазового состава

Восстановление процессов генерации, миграции и аккумуляции УВ выполнено по результатам трехмерного бассейнового моделирования района румынской части шельфа и прилегающего к нему склона (см рис. 1). Площадь 3Д бассейновой модели составляет около 10000 км², толщина осадочного чехла достигает 10 км. Для контроля качества модели (калибровки) использовались показатели отражательной способности витринита,

современных температур (калибровка современного теплового потока), пористости и давлений (калибровка уплотнения разреза) по 5 скважинам: Олимпийская-400, Десантная-1, скважины 1, 2 и 3 (см рис. 1).

В современных условиях нижнемеловые НГМТ являются наиболее катагенетически преобразованными и на большей части моделируемой акватории находятся в «газовом окне». Верхнеэоценовая и олигоценовая НГМТ на большей части района исследования находятся в «нефтяном окне», в пределах шельфа – незрелые. Миоценовая НГМТ на сегодняшний день катагенетически слабо преобразована и может являться источником биогенного газа.

Биогенный газ образуется в термически незрелой толще пород, обогащенной органическим веществом, в диагенезе и на ранних стадиях катагенеза. В настоящее время не существует единой точки зрения на механизм формирования залежей биогенного газа. По мнению ряда исследователей [Zeikus, Winfrey, 1976; Whiticar, Faber, Schoell, 1986; Clayton, 2010], образование биогенного метана в условиях морского бассейна происходит за счет восстановления CO_2 водородом, при температурах 40-60°C в результате метаболических процессов метангенерирующих бактерий. Существование консорциума метангенерирующих бактерий на глубинах свыше 500 м доказано экспериментально [Cragg et al., 1992].

При выполнении бассейнового моделирования для катагенетически слабо преобразованных пород миоценового возраста определена реакция образования биогенного метана, которая полностью согласуется с литературными данными (максимум генерации также происходит при температурах 40-60°C). По результатам моделирования нижняя часть миоценовых НГМТ прошла стадию образования биогенного метана (температура более 80°C), но не достигла зоны образования термогенных УВ, верхняя часть - менее преобразована и до сих пор находится в зоне генерации биогенного газа.

Таким образом, в зоне склона генерация термогенных УВ связана с нижнемеловой, верхнеэоценовой и олигоценовой НГМТ, а генерация биогенного газа – с миоценовыми отложениями [Наумова, 2016].

Коллекторы миоценовой части разреза изолированы двухкилометровой толщиной олигоценовых глин от катагенетически зрелых НГМТ (нижнемеловой, верхнеэоценовой и майкопской), способных генерировать термогенные нефть и газ. Установлено, что миграция из них происходит по восстанию слоев в направлении палео-шельфа (рис. 7). В миоценовой части разреза из-за отсутствия выдержанных, протяженных коллекторов основное направление миграции - вертикальное.

Коэффициент заполнения части ловушек в миоценовых отложениях достигает 90-100%, что говорит о достаточном количестве поступающего из НГМТ флюида при заданных условиях. Неполное заполнение ряда структур может быть вызвано проницаемостью

современных разрывных нарушений, активность которых наблюдается даже на поверхности дна моря (по сейсмическим данным).

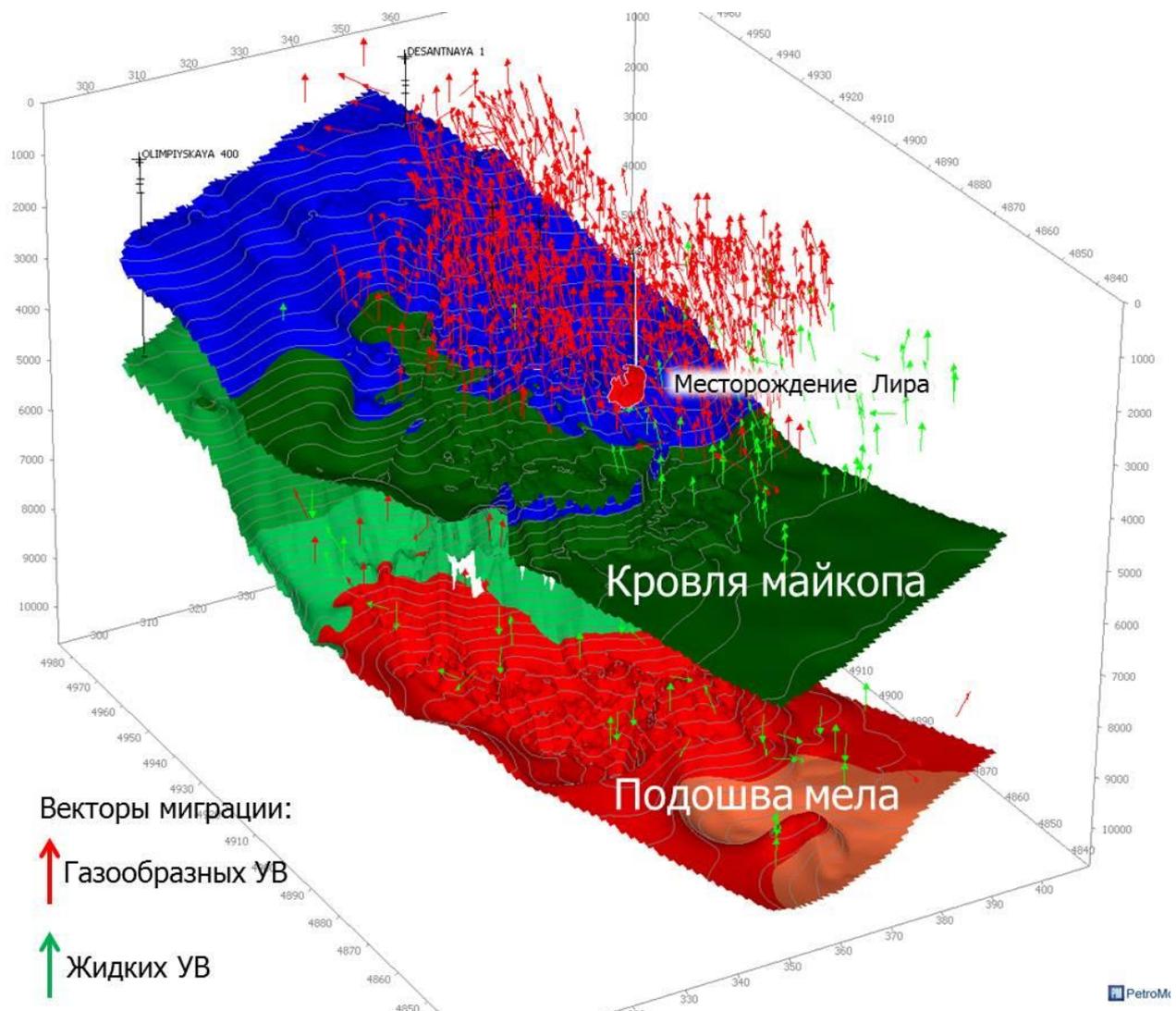


Рис. 7. Миграция углеводородов из нефтегазоматеринских толщ в коллекторы месторождения Лира

Состав флюида в миоценовых коллекторах представлен биогенным метаном (на 99% состоит из метана), источником которого является термически слабо преобразованная НГМТ миоценового возраста (рис. 8).

Поверхностная геохимическая съемка, а также результаты геохимических исследований образцов шлама и керна скважин 1, 2 и 3 подтверждают результаты моделирования – миоценовые отложения экранированы от более древних УВ систем.

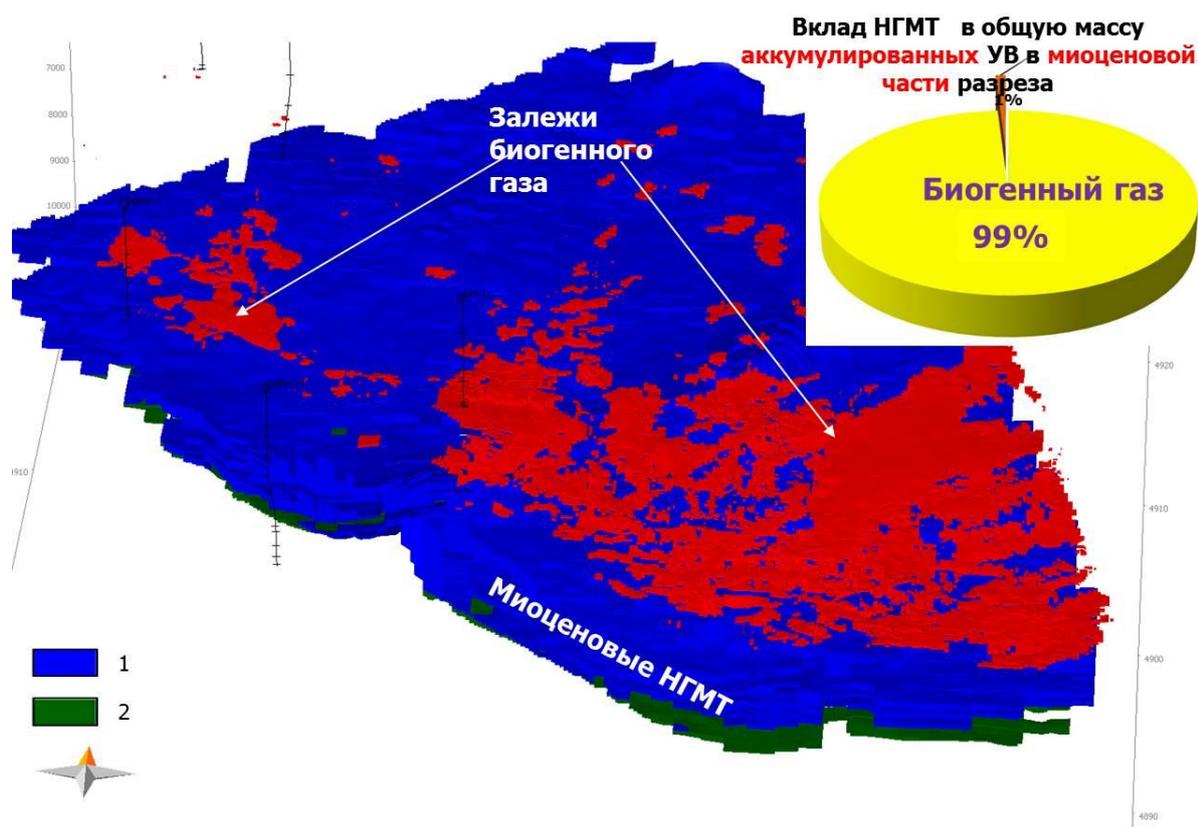


Рис. 8. Аккумуляции углеводородов в трехмерной бассейновой модели
1 – незрелые породы, 2 - зона генерации ранней нефти.

Изотопно-химические особенности пластовых газов миоценовых отложений

Изучение компонентного состава УВ газа и изотопного состава углерода и водорода метана по скважинам 1, 2 и 3 показали, что значение $\delta^{13}\text{C}$ метана изменяется от $-69,7\text{‰}$ до $-65,2\text{‰}$, а значение $\delta\text{H/D}$ метана в скв. 3 равно -230‰ . Во всех пробах газа содержание метана достигает 99%. Все эти факторы, согласно работе М. Schoell (1983), указывают на биогенную (бактериальную) природу происхождения изучаемых газов (рис. 9).

Анализируемые при поверхностной геохимической съемке УВ газы характеризуются низким содержанием этана, пропана и других гомологов либо их полным отсутствием (отношение $(\text{C}_2\text{-C}_5)/\text{C}_1$ значительно меньше 0,01). Это, наряду с данными по изотопному анализу углерода и водорода метана ($\delta^{13}\text{C}$ и $\delta\text{H/D}$ метана меняются от -65 до -75‰ и от -200 до -260‰ , соответственно) (рис. 10), указывает на их биогенный (бактериальный) генезис.

Результаты геохимической съемки говорят об отсутствии очагов разгрузки глубинных флюидов, источником которых могут являться НГМТ олигоценового возраста и более древние отложения. Наличие в залежах и поверхностных пробах только биогенного метана позволяет сделать важное предположение, что миоценовые породы изолированы от нижележащих УВ систем. По этой причине в миоценовых отложениях в районе исследования перспективы открытия новых залежей УВ связываются исключительно с метаном.

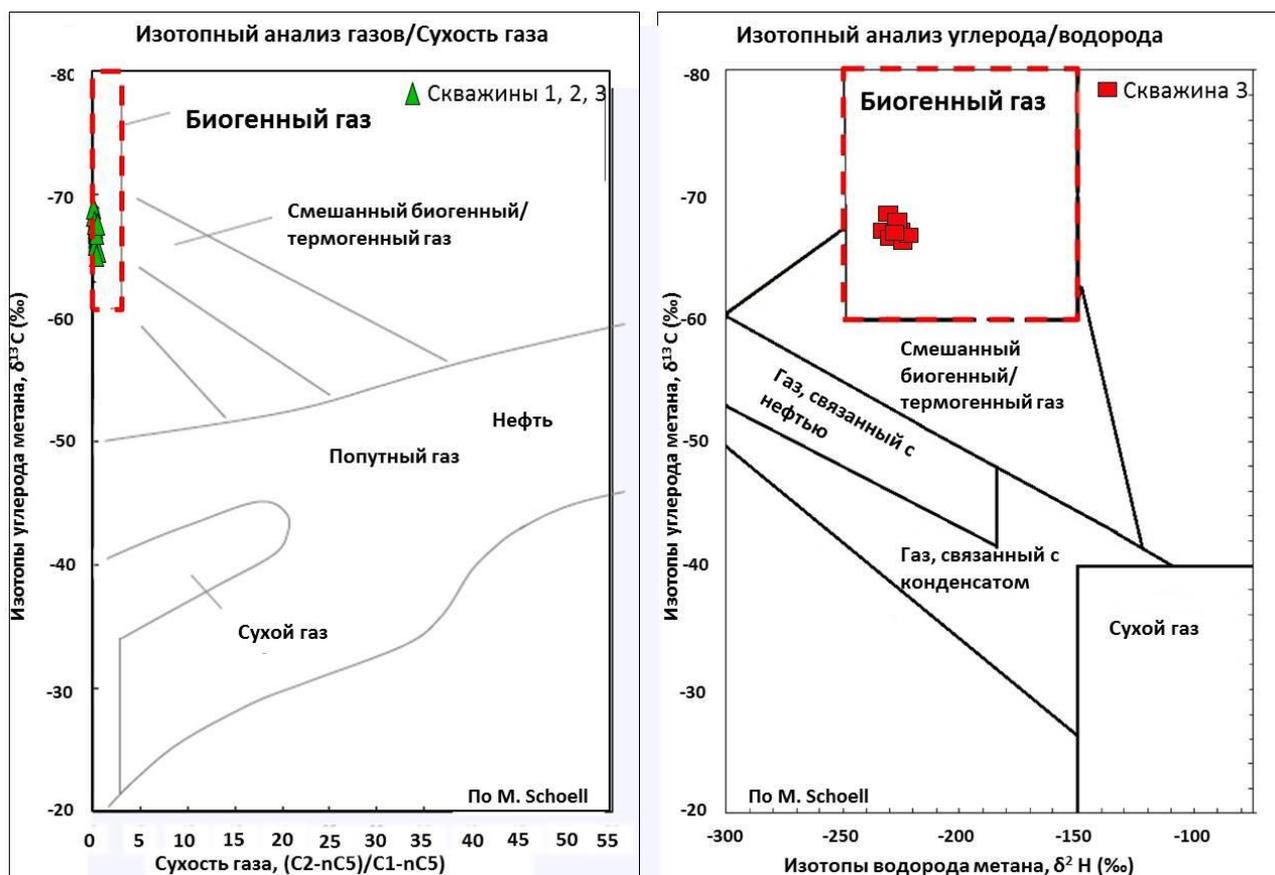


Рис. 9. Диаграммы компонентного и изотопного составов газов

а) результаты изотопного и компонентного анализов газа из скважин 1, 2 и 3; б) результаты изотопного анализа углерода и водорода метана по скв. 3.

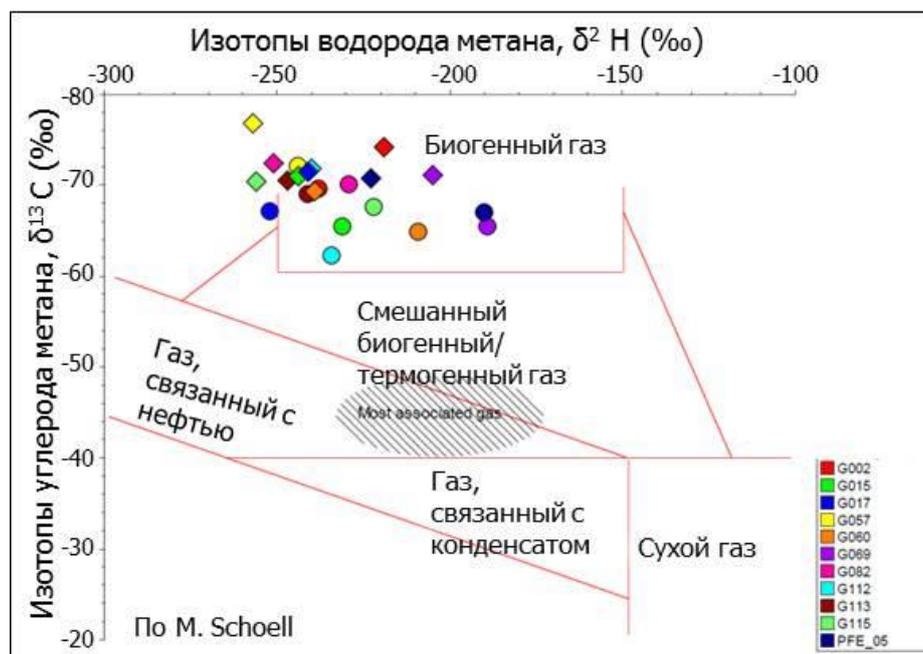


Рис. 10. Результаты изотопного анализа углерода и водорода метана по ряду проб, отобранных при поверхностной геохимической съемке

Заклучение

Проведенные исследования позволили охарактеризовать условия формирования и особенности распространения ловушек УВ в миоценовых отложениях, спрогнозировать состав УВ, а также сделать следующие выводы:

1. Накопление осадков в течение неогеновой эпохи происходило в условиях глубокого моря. По материалам бурения скважин, а также результатам секвенс-стратиграфического и динамического анализов выделены комплексы подводных конусов выноса, в которых определены основные типы отложений, связанные с коллекторами: 1) подводящие каналы; 2) прирусловые валы; 3) распределительные лопасти. Наибольшими перспективами содержания крупных песчаных тел с высокими ФЕС характеризуются отложения каналов и лопастей.

2. Глинистые осадки миоценового возраста, вмещающие породы-коллекторы, и залегающие на глубинах свыше 2000 м, являются хорошими покрывками.

3. Основной механизм структурообразования в миоценовых отложениях связан с процессами гравитационной тектоники, протекавшими преимущественно в зоне палеосклона. К комплексу гравитационного происхождения отнесены основные антиклинальные структуры миоценового отдела – присбросовые складки в тыловой зоне и крупные надвиги во фронтальной части, образование которых происходило синхронно в позднемиоценовое время.

4. В районе исследования прогнозируются ловушки комбинированного и литологического типов: комбинированные - в местах развития процессов гравитационной тектоники, литологические - в наиболее глубоководной зоне бассейна, незатронутой гравитационными процессами.

5. По результатам трехмерного бассейнового моделирования в миоценовых отложениях ожидается открытие залежей биогенного метана, источником которого являются термически слабо преобразованные миоценовые НГМТ. Обоснована биогенная природа углеводородных газов миоценовых залежей по результатам изотопных исследований углерода и водорода метана ($\delta^{13}C$ и $\delta H/D$ метана меняются от -69,7 до -65,2 ‰ и от -235 до -221 ‰, соответственно).

6. Анализ данных геохимических исследований УВ газов в скважинах, газов и органического вещества в придонных пробах, бассейновое моделирование указывают на изолированность миоценовой УВ системы от более древних, что позволяет прогнозировать газовые залежи.

Литература

Атлас родовищ нафти і газу України. Том VI. Південний нафтогазоносний регіон. - Львів. УНГА, 1998. (укр.).

Надежкин Д.В. Нефтематеринские свойства майкопских отложений и их роль в

нефтегазоносности восточной части Черного моря // Диссертация на соискание уч. степени канд. геол.-мин. наук: 25.00.12. – М., 2011. – 169 с.

Наумова М.Н. Анализ углеводородных систем и перспективы нефтегазоносности северо-западной акватории Черного моря по комплексу методов // Геология нефти и газа. – 2016. - №4. - С. 19-29.

Пинус О.В., Колосков В.Н., Хителли Р.В., Надежкин Д.В. Сиквенс-стратиграфия неоген-четвертичного разреза северо-западной акватории Черного моря // Геология нефти и газа. – 2014. - №2. - С.46-53.

Bernhardt A., Jobe, Z.R., Lowe, R. Stratigraphic evolution of a submarine channel-lobe complex system in a Narrow fairway within the Magallanes Foreland Basin, Cerro Toro Formation, Southern Chile // Marine and Petroleum Geology. – 2011. - Vol. 28. - pp. 785-806.

Clayton C. Incorporation of biogenic gas generation into petroleum system models: Oral presentation at the Geological Society of London meeting ‘Modelling sedimentary basins and their petroleum systems’ - London, 2010.

Cragg B.A., Harvey S.M., Fry J.C., Herbert R.A., Parkes R.J. Bacterial biomass and activity in the deep sediment layers of the Japan Sea Hole 798B // Proceeding of the Ocean Drilling Program, Scientific Results. – 1992. – Vol. 127/128.

Georgiev G. Geology and hydrocarbon systems in the Western Black Sea // Turkish journal of Earth Science. – 2012. - Vol. 21. - pp. 723-754.

Løseth H., Wensaas L., Gading M., Duffaut K., Springer M. Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data? // Geological Society of America. – 2011. - Vol. 39. - pp. 1167-1170.

Schoell M. Genetic characterization of natural gases // AAPG Bulletin. – 1983. - Vol. 67. - pp. 2225-2238.

Vail P.R., Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level // AAPG Memoir 26. – 1977. - pp. 83-98.

Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Out-crops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies // AAPG Methods in Exploration Series. – 1990. - No. 7. - 55 p.

Weimer P. and Slatt R.M. Introduction to the petroleum geology of deepwater settings // AAPG Studies in Geology Series (CD book), 2006, 816 p.

Whiticar M.J., Faber E., Schoell M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO₂ reduction vs. acetate fermentation-Isotope evidence // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1986. - Vol. 50. - PP. 693-709.

Zeikus J.G., Winfrey M.R. Temperature limitation of methanogenesis in aquatic sediments. Applied and Environmental Microbiology. - 1976. - Vol. 31/1. - pp. 99-107.

Naumova M.N., Nadezhkin D.V., Koloskov V.N., Gorchilin V.A.

LUKOIL-Engineering, Moscow, Russia, Maria.Naumova@lukoil.com,
Dmitry.Nadezhkin@lukoil.com, Vasily.Koloskov@lukoil.com, Viktor.Gorchilin@lukoil.com

Pinus O.V.

Schlumberger, Moscow, Russia, OPinous@slb.com

GEOLOGICAL STRUCTURE AND OUTLOOK OF OIL AND GAS PRODUCTION OF MIOCENE ACCUMULATIONS (BLACK SEA NORTHWESTERN PART)

New geological, geophysical and geochemical data obtained in the course of exploration activity in the licensed blocks of PJSC "Oil Company" LUKOIL "formed the basis for this study of the Miocene hydrocarbon system in the Black Sea northwestern part. The reservoir rocks are associated with submarine cones of removal. The traps are predicted as combined types (including elements of structural, tectonic and lithological factors) or lithological types. The Neogene reservoir rocks are formed by basin floor and slope fans.

3D basin modelling allowed prognosis of hydrocarbon type that was confirmed by exploration wells, drilled at the newly discovered structures.

Keywords: *Miocene hydrocarbon system, flyout cone, combined traps, lithological traps, Black Sea northwestern part.*

References

Atlas rodovishch nafti i gazu Ukraini [Atlas of oil and gas fields of Ukraine]. Volume VI. Southern oil and gas region. Lviv. UNGA, 1998. (ukr).

Bernhardt A., Jobe, Z.R., Lowe, R. Stratigraphic evolution of a submarine channel-lobe complex system in a Narrow fairway within the Magallanes Foreland Basin, Cerro Toro Formation, Southern Chile. *Marine and Petroleum Geology*, 2011, vol. 28, pp. 785-806.

Clayton C. Incorporation of biogenic gas generation into petroleum system models: Oral presentation at the Geological Society of London meeting 'Modelling sedimentary basins and their petroleum systems'. London, 2010.

Cragg B.A., Harvey S.M., Fry J.C., Herbert R.A., Parkes R.J. Bacterial biomass and activity in the deep sediment layers of the Japan Sea Hole 798B. *Proceeding of the Ocean Drilling Program, Scientific Results*, 1992, vol. 127/128.

Georgiev G. Geology and hydrocarbon systems in the Western Black Sea. *Turkish journal of Earth Science*, 2012, vol. 21, pp. 723-754.

Løseth H., Wensaas L., Gading M., Duffaut K., Springer M. Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data? *Geological Society of America*, 2011, vol. 39, pp. 1167-1170.

Nadezhkin D.V. *Neftematerinskie svoystva maykopskikh otlozheniy i ikh rol' v neftegazonosnosti vostochnoy chasti Chernogo morya* [Source rocks properties of the Maykop Formation and their role in the oil and gas content of the eastern part of the Black Sea]. Theses of PhD in geology: 25.00.12, Moscow, 2011, 169 p.

Naumova M.N. *Analiz uglevodorodnykh sistem i perspektivy neftegazonosnosti severo-zapadnoy akvatorii Chernogo morya po kompleksu metodov* [Analysis of hydrocarbon systems and petroleum potential prospects in the northwestern part of the Black Sea]. *Geology of oil and gas*, 2016, no.4, pp. 19-29.

Pinous O.V., Koloskov V.N., Khipeli R.V., Nadezhkin D.V. *Sikvens-stratigrafiya neogen-chetvertichnogo razreza severo-zapadnoy akvatorii Chernogo morya* [Sequence Stratigraphy of the Neogene-Quaternary age of the northwestern part of the Black Sea]. *Geology of oil and gas*, 2014, no. 2, pp. 46-53.

Schoell M. Genetic characterization of natural gases. *AAPG Bulletin*, 1983, vol. 67, pp. 2225-2238.

Vail P.R., Mitchum R.M. Seismic stratigraphy and global changes of sea level. *AAPG Memoir* 26, 1977, pp. 83-98.

Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion KM, Rahmanian V.D. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Out-crops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies. Am. Assoc. Petrol. Geo. Methods in Exploration Series, 1990, vol. 7.

Weimer P. and Slatt R.M. Introduction to the petroleum geology of deepwater settings, AAPG Studies in Geology Series (CD book), 2006, 816 p.

Whiticar M.J., Faber E., Schoell M. Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO₂ reduction vs. acetate fermentation-Isotope evidence. Geochimica et Cosmochimica Acta, 1986, vol. 50, pp. 693-709.

Zeikus J.G. Winfrey M.R. Temperature limitation of methanogenesis in aquatic sediments: Applied and Environmental Microbiology, 1976, vol. 31/1, pp. 99-107.

© Наумова М.Н., Надежкин Д.В., Колосков В.Н., Горчилин В.А., Пинус О.В., 2018