

УДК 551.24: 551.77(262.5)

М.И. Леончик, Б.В. Сенин, А.В. Хортов

Перспективы газоносности кайнозоя Черного моря

Ключевые слова:
сейсмостратиграфия,
палеогеография,
геология и
нефтегазоносность
континентальных
окраин.

Keywords:
seismic stratigraphy,
paleogeography,
geology and
petroleum potential
of the continental
margins.

Большая часть акватории Черного моря (рис. 1) принадлежит к Черноморской нефтегазоносной провинции (НГП), к которой отнесены элементы структуры в области Черноморской впадины, отделенные от соседних провинций выраженными структурными барьерами в виде орогенных поднятий, погребенных валов, кражей, складчатых зон и получающие флюидное «питание» из локальных генерирующих бассейнов в пределах Черноморской впадины. Очертания Черноморской НГП в структурном отношении контролируются глубоководной впадиной Черного моря и сопряженными с ней зонами погружения прилегающих шельфовых и континентальных областей [1–3]. В составе Черноморской НГП выделяются 9 нефтегазоносных и потенциально нефтегазоносных областей (рис. 1, см. В): В₁ – Восточно-Мизийская нефтегазоносная область (НГО) – Истрия [а – Восточно-Румынский (Нижнедунайский) нефтегазоносный район (НГР) (морские месторождения: 1 – Синоя, 2 – Лебада Зап., 3 – Лебада Вост., 4 – Лотус, 5 – Портита, 6 – Томис, 7 – Лучаферул, 8 – Мидия, 9 – Дойна, 10 – Овидия, 11 – Кобальческу, 12 – Рапсодия, 13 – Ана, 14 – Пескарус, 15 – Домино), б – Наневско-Крапецкий (Констанца) перспективно-нефтегазоносный район (ПНГР), в – Варненско-Нижнекамчийский газонефтеносный район (ГНР) (морские месторождения: 1 – Галата, 2 – Каварна, 3 – Вост. Каварна, 4 – Калиакра), г – Первомайский ПНГР]; В₂ – потенциально-нефтегазоносная область (ПНГО) Игнеада (Бургасско-Прибалканская); В₃ – НГО Западно-Понтийской континентальной окраины (Стамбул-Зонгулдакский бассейн) [а – газоносный район (ГР) Южная Акчакоджа (Акчакоджа-Эрегли) (морские месторождения: 1 – Акчакоджа, 2 – Гулюк, 3 – Аккая, 4 – Аязли, 5 – Догу Аязли, 6 – Баянли), б – Йылдыз-Джиде]; В₄ – Синопская ПНГО [а – Южный (Инеболу-Самсун) ПНГР, б – Северный (Северо-Синопский) ПНГР, в – хребет Архангельского]; В₅ – Западно-Черноморская глубоководная ПНГО [а – Центральный (Одесско-Синопский) ПНГР, б – Западно-Эвксинский ПНГР, в – Крымско-Синопский ПНГР]; В₆ – нефтегазоносная область (НГО) Восточно-Понтийской континентальной окраины [а – Гурийский НГР, б – Орду-Трабзонский ПНГР]; В₇ – НГО Крымско-Кавказской континентальной окраины [а – НГР Туапсинского прогиба, б – ПНГР вала Шатского, в – НГР Грузинской глыбы (Колхидский), г – Южно-Крымский (Сорокинский ПНГР)]; В₈ – Новороссийско-Лазаревская газонефтеносная область (ГНО); В₉ – Восточно-Черноморская ПНГО [а – ПНГР вала Андрусова, б – ПНГР глубоководной впадины, в – ПНГР Трабзонской ступени (Абхазско-Понтийской седловины)]. В данных НГО открыто более 30 месторождений нефти и газа, причем большая их часть (около 20) находится в румынском секторе акватории (Восточно-Мизийский НГР). Основная часть месторождений приурочена к терригенным (песчаным) коллекторам нижнего кайнозоя.

В западной части Черноморская НГП граничит с Предкарпатско-Балканской НГП (см. А на рис. 1: А₁ – Восточно-Карпатская НГО; А₂ – Предкарпатская НГО; А₃ – Придунайско-Валахская НГО) и Молдавско-Преддобруджинской НГО (см. Б1 на рис. 1: а – Придобруджинский НГР, б – Бессарабско-Килийский НГР) в составе Балтийско-Преддобруджинской НГП (см. Б на рис. 1). На севере и востоке данная провинция соприкасается с нефтегазоносными областями и районами Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП – см. Г на рис. 1: Г₁ – Причерноморско-Крымская НГО [а – Тендровский потенциально-газоносный район (ПГР), б – Каркнитско-Сивашский

ГНР (морские месторождения: 1 – Голицина, 2 – Южно-Голицинское, 3 – Шмидта, 4 – Безымянное, 5 – Одесское, 6 – Архангельского, 7 – Крымское, 8 – Штормовое), в – НГР Краевой ступени (морские месторождения: 1 – Олимпийское/Муридава)]; Г₂ – Индоло-Кубанская НГО [а – НГР Южного борта, б – Западно-Кубанский (центральной части и Северного борта) НГР (транзитные и морские месторождения: 1 – Новое, 2 – Северо-Керченское, 3 – Северо-Булганакское, 4 – Восточно-Казантипское, 5 – Северо-Казантипское), в – Таманский НГР (морские месторождения: 1 – Субботина), г – Керченский НГР, д – Индоло-Салгирский НГР]; Г₃ – Западно-Предкавказская ГНО [а – Майкопский ГР, б – Восточно-Кубанский ГНР, в – Каневско-Березанский ГНР (транзитные и морские месторождения: 1 – Бейсугское, 2 – Западно-Бейсугское, 3 – Стрелковое), г – Западно-Ставропольский ГР, д – Азовский (Ростовский) ГР, е – Северо-Азовский ПГР, ж – ГНР Тимашевской ступени (морские месторождения: 1 – Октябрьское)]; Г₄ – Центрально-Предкавказская ГНО [а – Северо-Ставропольский ГНР, б – Южно-Ставропольский НГР]; Г₅ – НГО кряжа Карпинского. Южная граница Черноморской НГП контролируется орогенно-блоковыми (складчатыми) зонами западных и восточных Понтид и Аджаро-Триалетами.

Наряду с открытиями в западных и южных НГО Черноморской провинции известно не менее чем о 25 разбуренных площадях, разведка которых не показала положительного или коммерчески значимого результата. Фонд неразведанных структур составляет не менее 250 объектов, образующих потенциал для обеспечения прироста ресурсной базы углеводородов на акваториях причерноморских государств.

Основной тип флюида на месторождениях западной части Черноморской провинции представлен газом. Нефтяные скопления в ее пределах зафиксированы только на двух структурных трендах. Один из них связан с грабеном Истрия в составе Восточно-Мизийской НГП, который расположен на морском продолжении грабена Бабадаг, разделяющего структуры Добруджи на северные и центрально-южные. Преимущественно газовый тип продуктивности характерен также для юго-западной и почти всей южной окраин Черноморской впадины, а также для северо-восточной части бассейна, включающей прибрежно-морскую Новоросийско-Лазаревскую ГНО. Преимущественная

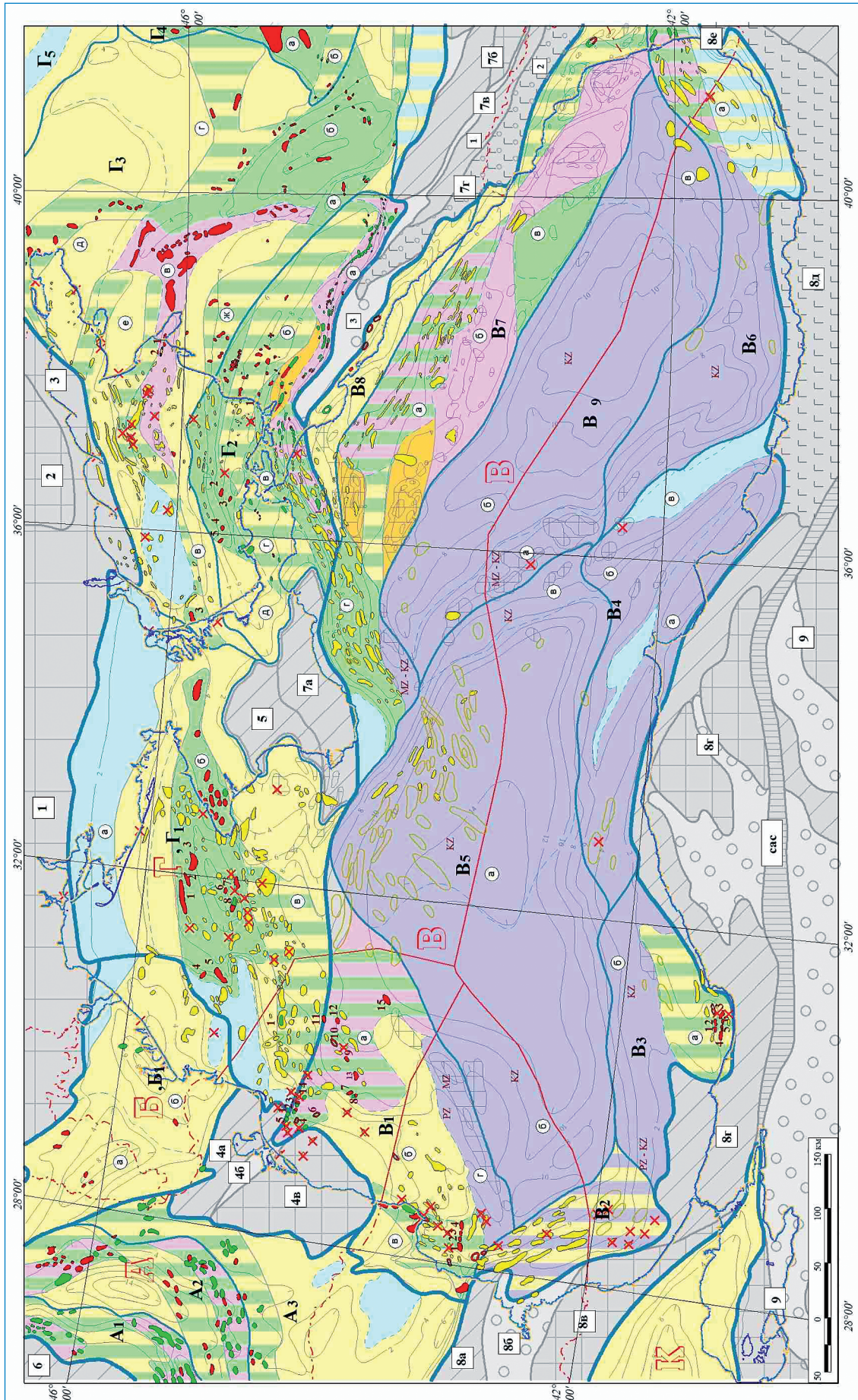
нефтеносность может быть связана с морской частью Гурийского прогиба в составе НГО Восточно-Понтийской континентальной окраины.

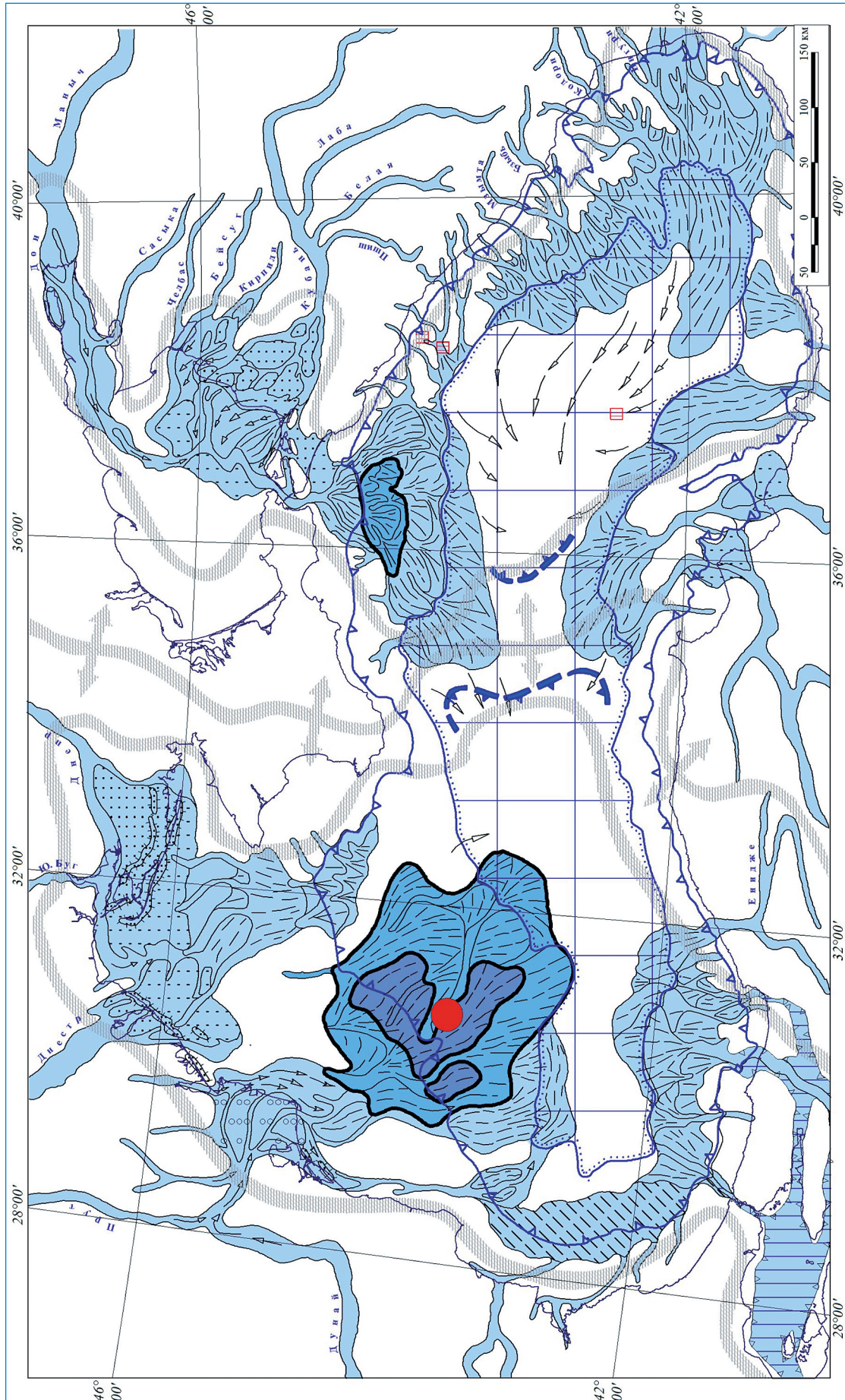
В последнее время в морских бассейнах мира, в том числе в Черном море, значительное количество (более 50 %) новых месторождений углеводородов открывают в песчаных коллекторах дельтовых и турбидитных комплексов кайнозойского возраста, представляющих устьевые выносы в зону шельфа и континентального склона крупнейших и геологически достаточно долго (как минимум с неогена) функционирующих рек, текущих с континента. В частности, с палеодельтовым комплексом Дуная, расположенным уже на континентальном склоне, связано крупнейшее в Черном море открытие газового месторождения «Домино-1» в румынской зоне недропользования. Предварительная оценка его запасов составляет 42–84 млрд м³ газа.

Палеодельта Дуная выделяется исключительными размерами (рис. 2). Многочисленные конусы выноса слились в огромный, сложно построенный комплекс, отчетливо отражающийся в рельефе дна и на временных разрезах. Мощность четвертичных отложений здесь значительна и достигает 3–3,5 км при соответствующей средней мощности в глубоководной впадине около 1,3 км. Дельтовое тело округлой формы площадью более 50 тыс. км² отвечает наиболее мощной части дунайской антропогенной дельты.

В 2011 г. в рамках международного проекта «Изучение геологического строения докайнозойских отложений и глубинной структуры бассейна Черного моря» [4] отработана серия региональных сейсмических профилей с применением современных технологий морских работ и обработки геофизической информации. Полученные сейсмические материалы позволили не только оценить региональную структуру поверхности фундамента и нижележащих сейсмокомплексов, но и выявить некоторые особенности геологического строения осадочных комплексов.

На временных разрезах сейсмопрофилей, пройденных в этом районе методом общей глубинной точки (МОГТ), в изобилии представлены разные по величине линзообразные формы, соответствующие различным сечениям конусов выноса Дуная, которые, перекрывая друг друга, обнаруживаются на всех горизонтах четвертичной толщи и представляют комплекс потенциальных ловушек (рис. 3).





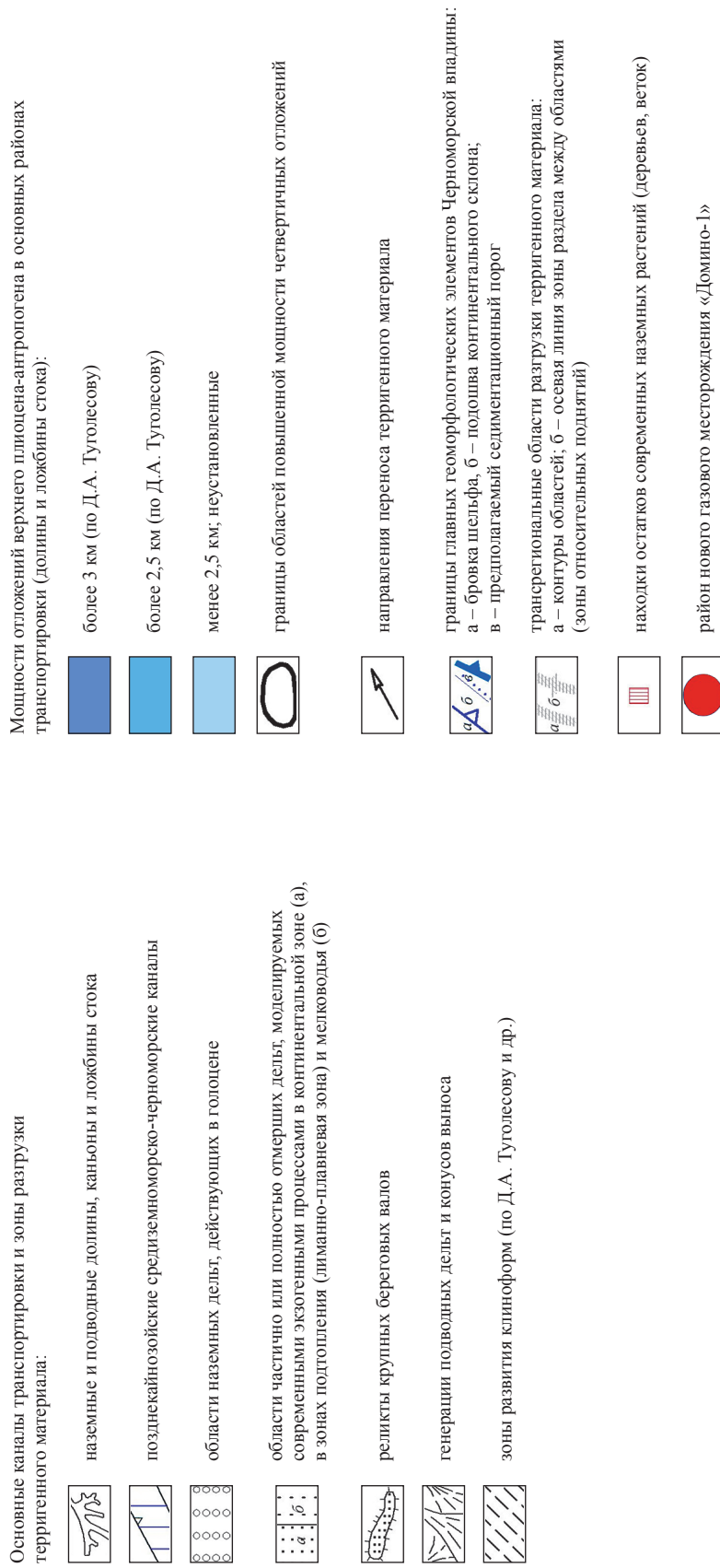


Рис. 2. Схема основных каналов транспортировки и зон разгрузки терригенного материала Азово-Черноморского бассейна в позднем плиоцене-плейстоцене (Б.В. Сенин, 2013)

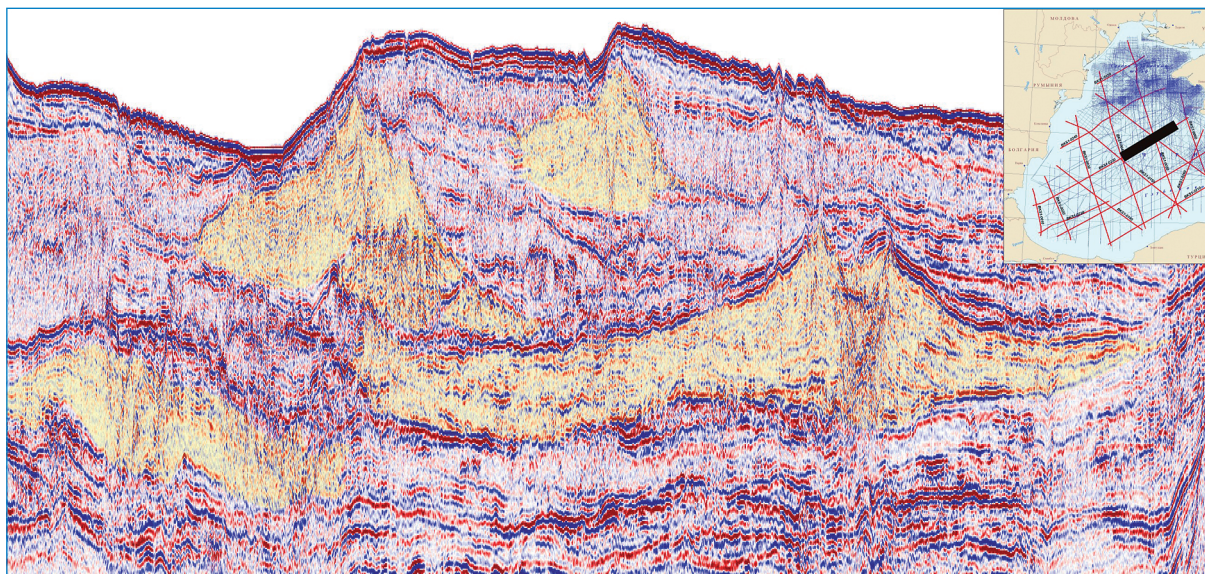


Рис. 3. Система намывных валов дистальной части дельты Дуная

Аналогичные палеodelьте Дуная седиментационные образования, но меньших размеров, развиты в отложениях кайнозоя (преимущественно четвертичных) по всей периферии Черноморской впадины (см. рис. 2). Одним из наиболее крупных (мощность отложений более 2 км) является образование, приуроченное к Керченско-Таманскому континентальному склону, которое вероятно также может представлять поисковый интерес [4].

Результаты последних геолого-геофизических исследований Черного моря показали широкое развитие на морском дне Западно-Черноморского бассейна и континентальном склоне вблизи берегов Турции, Болгарии, Украины и России *грязевых вулканов*, а также наличие в толще кайнозойского осадочного чехла газовых аномалий, которые на временных сейсмических разрезах представлены аномалиями волнового поля типа «флюидных потоков» и сипов. Для проявлений грязевого вулканизма в Черном море существуют все необходимые факторы: высокие скорости осадконакопления или тектонического погребения осадков; литологический состав осадочно-породных бассейнов, обеспечивающий высокую флюидную продуктивность; наличие системы открытых разломов [5], а также активизация тектонической (орогенной) деятельности в послемайкопское время в районах прогибов Сорокина и Туапсинского, которая спровоцировала движение глинистых толщ майкопа и их внедрение в вышележащие толщи (вплоть до современных осадков) с образованием ядер протыкания.

Проявления грязевого вулканизма достаточно хорошо изучены геологическими и сейсмическими исследованиями в прогибе Сорокина (рис. 4). Данные показывают связь грязевого вулканизма, проявления которого установлены на дне моря, с более глубокими геологическими образованиями, представленными диапирами майкопской толщи. Диапиры являются камерами, в которых образуется сопочная (грязевулканическая) брекчия. Последняя по мере насыщения флюидами и газами «выжимается» по каналам (ослабленным зонам) через плиоцен-четвертичные отложения на поверхность дна и в придонный слой осадков.

Газовые аномалии уверенно выделяются на сейсмических временных разрезах, полученных в различных районах Черного моря. Наиболее яркие и крупные аномалии приурочены к палеоподнятиям, таким как вал Шатского, вал Андрусова, Прикрымский выступ, частично гряда Архангельского, и к зонам перехода от поднятий к Восточно-Черноморскому и Западно-Черноморскому бассейнам, прогибу Сорокина (рис. 5). Большая часть «флюидных потоков» приурочена к системе основных структурно-образующих глубинных разломов. Образование газовых аномалий может объясняться наличием глубинных (коровых) источников, а также источниками в осадочном чехле, связанными с преобразованием захороненного органического вещества.

В ряде случаев можно наблюдать, что потоки экранируются непроницаемыми горизонтами в кайнозойском разрезе; такие участки

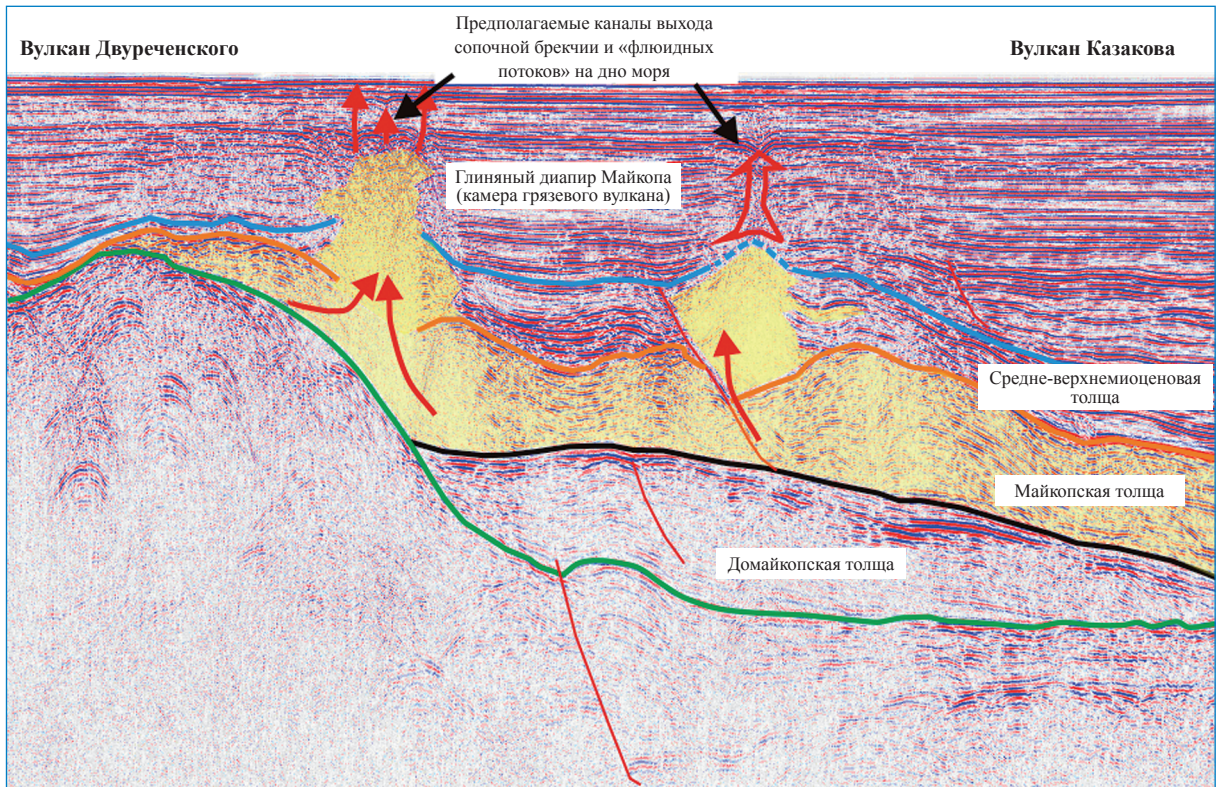


Рис. 4. Глубинное строение грязевых вулканов Двуреченского и Казакова в прогибе Сорокина (конусы вулканов расположены северо-западнее сейсмического профиля и не видны на разрезе)

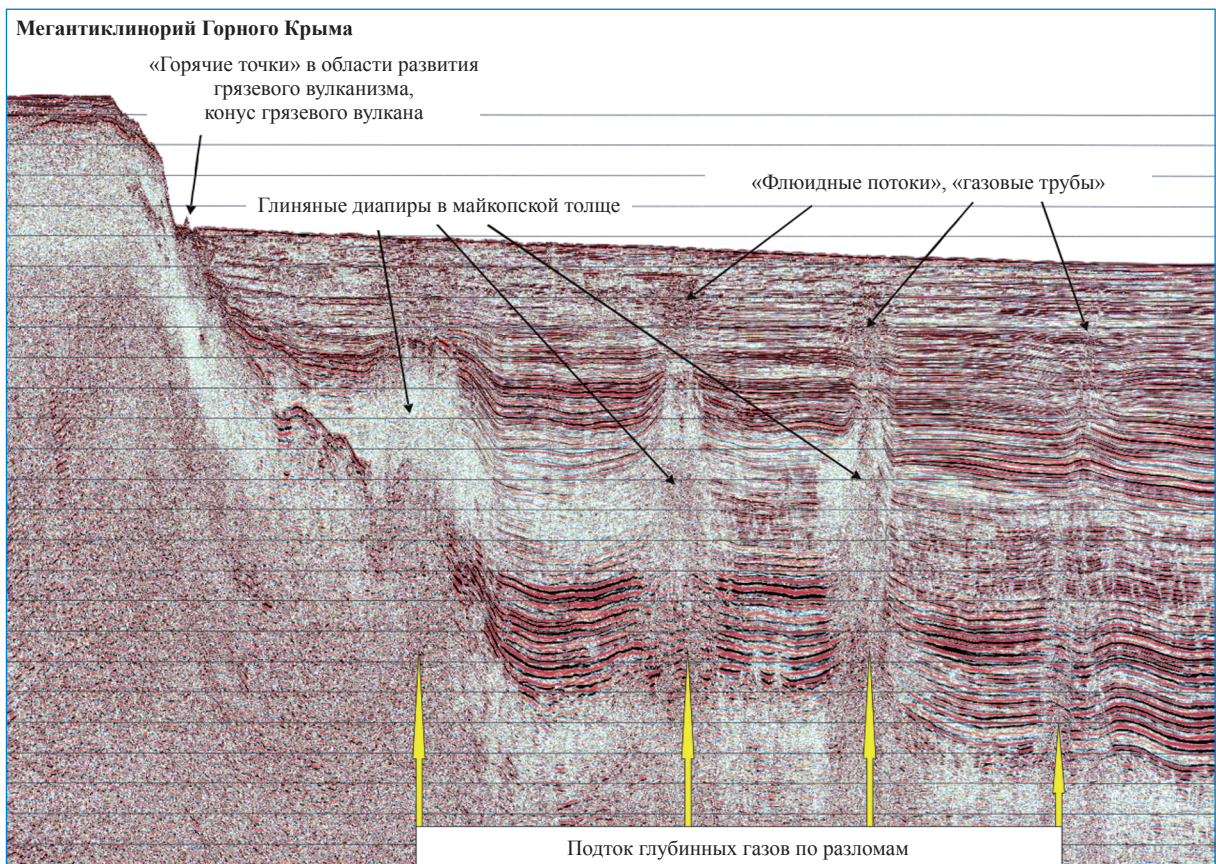


Рис. 5. Фрагмент временного разреза, показывающий проявления разгрузки углеводородных потоков в осадочных комплексах Западно-Черноморского бассейна

маркируются скоростными инверсиями, свидетельствующими о наличии газовых скоплений ниже литологических экранов.

Изучение проявлений отмеченных процессов представляет интерес как с точки зрения современной геодинамики, так и с точки зрения оценки нефтегазоносности (в частности для выявления и оценки зон разгрузки углеводородных потоков и прогноза фазового состава углеводородов) осадочных бассейнов, особенно слабо изученных глубоким бурением. Фиксация на сейсмических разрезах большого числа проявлений газовых «выбросов» указывает на значительную газонасыщенность плиоцен-четвертичной части осадочного разреза Черного моря и на возможность формирования при благоприятных термобарических условиях, которые обусловлены значительной глубиной моря (1500–2000 м), скоплений газа как в форме залежей, так и в форме газогидратов в придонных отложениях Черного моря.

Таким образом, анализ последних результатов геолого-геофизических исследований в акватории Черного моря указывает на то, что осадочные комплексы кайнозоя характеризуются сильной газонасыщенностью. Этот процесс, судя по особенностям волновой картины

и геологической истории развития Черноморского региона, регулируется двумя факторами:

1) поступлением в осадочный разрез глубинного (мантийного) газа по системе глубинных разломов, затрагивающих поверхность фундамента;

2) генерацией органического газа майкопскими или вышележащими отложениями в процессе их литификации.

Отсюда следует предварительный вывод (требующий, разумеется, подтверждения дополнительным циклом геофизических и специальных геохимических исследований) о том, что кайнозойский разрез Черноморской впадины может содержать значительные запасы газа, распределенные в раннекайнозойских отложениях по ее периферии и в позднекайнозойских отложениях (от плиоцена до плейстоцена) в ее внутренней области. Залежи могут находиться как в структурах, так и в литологических (турбидитовых) ловушках, причем наиболее крупные скопления могут быть связаны с плиоцен-четвертичными дельтовыми комплексами.

К этому необходимо добавить, что аномалии содержания углекислого газа и метана в разрезе донных осадков и в водной толще могут объясняться отчасти дегазацией глубоких недр, в том числе в результате фумарольной деятельности погребенных вулканов.

Список литературы

1. Сенин Б.В. Нефтегазоперспективные объекты северо-востока Черного моря / Б.В. Сенин, А.В. Хортов // *Oil&Gas Journal Russia*. – 2009. – Вып. I–II. – С. 48–53.
2. Туголесов Д.А. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины / Д.А. Туголесов, А.С. Горшков, Л.Б. Мейснер и др. – М.: Недра, 1985. – С. 215.
3. Хортов А.В. Глубинное строение и некоторые вопросы нефтегазоносности южных морей России / А.В. Хортов, Ю.П. Непрочнов // *Океанология*. – 2006. – Т. 46. – № 1. – С. 114–122.
4. Сенин Б.В. Новые данные о глубинной структуре Черноморской впадины / Б.В. Сенин, М.И. Леончик, А.В. Хортов и др. // *Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения: сб. трудов науч. конф.* – Геленджик: ГНЦ «Южморгеология», 2013. – С. 125–128.
5. Иванов М.К. Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов: дис. ... д-ра геол.-мин. наук / М.К. Иванов. – М.: МГУ, 1999.