

ГЕОЛОГИЯ

УДК 553.98.041:553.98.061.3

В.Е. ХАИН, Л.Э. ЛЕВИН, А.К. СОКОЛОВСКИЙ

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ
РАЗНЫХ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ТИПОВ.
СТАТЬЯ I. ОБЛАСТИ ПОЯСОВ АКТИВНЫХ ОКРАИН**

Разработаны типовые геологические модели осадочных бассейнов, принадлежащих к разным геодинамическим поясам активных окраин. Для бассейнов в Каспийско-Черноморском регионе выполнена детализация эволюции и строения с использованием параметров сейсмичности и термического режима. В итоге для отложений майкопской серии (олигоцен—нижний миоцен) выявлено распределение плотностей потенциальных ресурсов углеводородов и их суммарное значение в секторе России.

Геологические модели осадочных бассейнов, принадлежащих единому типу геодинамических поясов в разных районах Земли, имеют первостепенное значение для выяснения пространственного распределения начальных потенциальных ресурсов углеводородов. Ныне установлены следующие типы геодинамических поясов: активных окраин; современных пассивных окраин; древних пассивных окраин; внутриплитовый; межгорных впадин молодых орогенов [15]. Геологические модели отдельных бассейнов характеризуются индивидуальными чертами глубинного строения и эволюции, включая глубоководные котловины океанов и морей.

Важным в моделях является наличие дельтовых толщ — фэнов, содержащих крупные залежи углеводородов во многих районах Мирового океана. Например, фэны палео-Волги в Южном Каспии, палео-Дуная и палео-Дона в Черном море, палео-Амура на западе Охотского моря. Значения плотностей потенциальных ресурсов углеводородов (в тысячах тонн условного топлива на квадратный километр, тыс. т. у. т./км²), как установлено, зависят как от традиционных геологических признаков нефтегазоносности, так и от геодинамических показателей: вулканизма, термического режима и сейсмичности.

Геодинамические пояса бассейнов активных океанских окраин

Наиболее протяженный пояс бассейнов активных окраин расположен по периметру обрамления ложа Тихого океана. К этому типу принадлежат бассейны, связанные с Зондской островной дугой на северо-востоке Индийского океана, Антиль-ской и Сандвичевой островными дугами на западе и юго-западе Атлантического океана и Макранской окраиной на северо-западе, а также бассей-

ны на крайнем западе Средиземноморского пояса (Тирренский, Альборанский) и в Каспийско-Черноморском регионе, сопряженные с древними островными дугами.

Данный геодинамический тип в целом занимает относительно небольшую площадь около 3,0 млн. км², в том числе на шельфе 2,0 млн. км² и несколько сотен тысяч квадратных километров на океанской плите Хуан де Фука совместно с заливом Аляска. Суммарный объем отложений чехла составляет 6,0 млн. км³, т. е. $\approx 3\%$ от всего объема стратисферы. Эти значения свидетельствуют о небольшой доле этой группы бассейнов в общем балансе потенциальной нефтегазоносности Земли. По особенностям глубинного строения и современной геодинамической обстановки бассейны подразделяются на шесть подгрупп [3].

А. Периферии зрелых орогенов, расположенных над зоной субдукции современной океанской литосферы (западная окраина Южной и частично Северной Америки).

Б. Тоже, но в условиях современной трансформной океанской окраины, т. е. бассейны крайнего запада Северной Америки.

В. Периферии островных дуг, расположенной над зоной субдукции современной океанской литосферы: пред-, внутри- и задуговые бассейны преимущественно на западе обрамления ложа Тихого океана.

Г. Котловин краевых морей в переходной области от аналогов пассивной окраины к зонам субдукции и задугового спрединга (Западно-Тихоокеанские бассейны и др.).

Д. Периферии зрелых орогенов, расположенной над зоной псевдосубдукции древней океанской литосферы, т. е. задуговые бассейны (Черноморский, Южно-Каспийский, Критский, Карибские).

Бассейны периферий зрелых орогенов. Серия небольших по площади бассейнов (подгруппа А) развита вдоль

шельфового обрамления Перуанско-Эквадорских Анд, которые образуют две зоны — западную и восточную. Промышленная нефтегазоносность связана преимущественно с бассейнами западной зоны. Стратиграфический диапазон чехла от юрско-плейстоценового до верхнемелового — неогенового, а его мощность в отдельных блоках бассейна Гуякиль (Тумбесс-Прогрессо и другие) достигает 18 км. В строении бассейна участвуют вулканогенно-осадочные формации юры — нижнего мела, терригенная формация верхнего мела с линзовидными прослоями вулканогенных образований, а также паралическая терригенная формация палеоген-неогенового возраста мощностью до 6—11 км [25].

В суббассейне Тумбесс-Прогрессо (бассейн Гуякиль) открыты до 60 нефтяных месторождений и одно газовое — Амистад, с запасами 113 млрд. м³. Залежь приурочена к отложениям миоцена на глубине ≈ 3000 м. Термобарические параметры свидетельствуют об обстановке главной зоны нефтегазообразования и среднекатагенетического газообразования в интервале глубин 2—4 км. Температура на глубине 3 км порядка 120—140 °С, давление 27—35 МПа. На глубине 4 км температура 200 °С, давление до 60 МПа.

Начальные разведанные запасы в бассейне Гуякиль составляют 148,5 млн. т нефти и 913 млрд. м³ газа. Средняя плотность запасов по бассейну в целом 7 тыс. т. у. т./км²

Высокий потенциал нефтегазоносности бассейнов Гуякиль, Панамского и Центрально-Американского подтверждается данными глубоководного бурения. Признаки газоносности установлены на континентальном склоне в отложениях эоценового и неоген-четвертичного возрастов. В разрезах ряда скважин выявлены газогидраты. Все это свидетельствует о региональной газоносности олигоцен-плейстоценовых отложений в зоне коллизии океанской коры вдоль периферии зрелых орогенов, над зоной субдукции современной океанской литосферы.

Бассейны трансформной окраины. В обстановке современной трансформной окраины наиболее представительной по установленной нефтегазоносности является группа Калифорнийских бассейнов, расположенная в море в пределах одноименного бордерленда. Эта группа представляет собой довольно сложное образование. Вулканогенно-осадочный чехол от позднеюрско-плейстоценового до миоцен-плейстоценового возраста залегает на разновозрастных (от триаса до мела) складчато-надвиговых территориях. Перемещения по трансформным разломам начались 29 млн. лет назад после коллизии плиты Фаралон с континентом Северной Америки. Этот интервал отвечает основной стадии формирования всех Калифорнийских бассейнов. На поздней стадии эволюции в плиоцене и плейстоцене преобладало интенсивное сжатие с образованием высокоамплитудных поднятий [29].

В современной структуре западной окраины Северной Америки система Калифорнийских бассейнов объединяет ряд межгорных впадин в сооружениях Береговых и Поперечных хребтов Кордильер на территории США. Впадины ориентированы как по простиранию горных сооружений, так и дискордантно. Шесть из этих впадин (Лос-Анджелес, Вентура, Салинас, Санта-Мария, Санта-Барбара, Ил-Ривер) в шельфовой области объединяются в единый Калифорнийский осадочный бассейн.

Регионально выраженные коллекторские пласты и пачки во впадинах Лос-Анджелес и Вентура приурочены к от-

ложениям миоцен-плиоценового возраста. Они характеризуются пористостью 25—40% и проницаемостью 700—1500 мД. Суммарная мощность нефтегазоносных горизонтов верхнего миоцена и нижнего плиоцена составляет 75—360 м, а глубина залегания их кровли от 600 до 2900 м. Общая площадь морского продолжения впадины Лос-Анджелес около 479 тыс. км², а прогнозные геологические ресурсы нефти более 10 млрд. т у. т. с плотностью ≈ 200 тыс. т у. т./км² [24].

На глубине 2 км термобарическая обстановка характеризуется температурой ≈ 100 °С и давлением 40 МПа, на глубине 4 км — 140 °С и 60 МПа. Мощность зоны раннекатагенетического газообразования ≈ 1 км, а главной зоны нефтегазообразования ≥ 2 км.

Эти особенности геодинамической обстановки в сочетании с интенсивным сжатием на плиоцен-плейстоценовом этапе обеспечили интенсивность процесса нефтегазообразования и нефтегазонакопления, что отражено в высокой плотности разведанных запасов и прогнозных ресурсов углеводородов. Не исключено также, что увеличению интенсивности рассматриваемого процесса способствовала повышенная сейсмичность Калифорнии и ее бордерленда [4].

По оценкам [24], плотность разведанных запасов нефти на всей площади шельфа Калифорнии составляет около 50 тыс. т у. т./км², достигая в районе Санта-Инес 250 тыс. т у. т./км². Прогнозные геологические ресурсы составляют 1 млрд. т у.т., что отвечает средней плотности в 100 тыс. т у. т./км².

Еще одна особенность строения заключается в формировании толщи формации Монтерей в глубоководной обстановке. Ее стратиграфический диапазон средний — верхний миоцен и максимальная мощность 900 м. Литологически формация Монтерей представлена кремнистыми сланцами и кремнями, образующими переслаивание нефтегазогенерирующих и коллекторских пластов. Причем высокие физические свойства пород-коллекторов определяются главным образом повышенной трещиноватостью. В этом аспекте аналогами формации Монтерей оказываются баженовская свита в Западно-Сибирском и майкопская свита в Азово-Черноморском бассейнах. Генерации углеводородов способствует также высокий геотермический градиент порядка 76,9 °С/км. Подобный градиент вызван геодинамической обстановкой в зоне тройного сочленения рифтов на окончании разлома Мендосино. Локальные пики температур в разрезе достигают 300 °С [23].

Еще один важный представитель подгруппы трансформной окраины — бассейн Колорадо в северной части Калифорнийского залива, вдоль южного окончания разлома Сан-Андреас. Здесь вскрыты газовые залежи, приуроченные к отложениям плейстоценового возраста, мощностью до 5,5 км. Плейстоцен представляет молодой фэн р. Колорадо, где газоносные горизонты залегают в интервале глубин 4100—5130 м, т. е. почти непосредственно на контакте с базальтами океанской коры. Дебит газа из этих горизонтов до 170 тыс. м³/сут. Образование газоносных горизонтов было исключительно быстрым, порядка 1 млн. лет, и вполне может рассматриваться в качестве современной модели формирования промышленных скоплений. Генерация метана, очевидно, — следствие двух процессов: газообразования из рассеянного органического вещества в обстановке повышенного теплового потока и сейсмичности; термальных эманаций из мантии, которые со-

стояли из струй пара воды, метана, водорода и углекислоты. Подобные эманации установлены вдоль системы срединно-океанских хребтов, включая ось спрединга в Калифорнийском заливе. Все это свидетельствует об особенностях нефтегазообразования на ранней стадии эволюции бассейнов поясов активных окраин.

Район Тихоокеанской окраины Канады отвечает тройному сочленению плит — Тихоокеанской, Хуан де Фука и Северо-Американской. Наиболее дискуссионна оценка глубоководных пространств Тихого океана. Денудация Кордильер привела здесь к образованию крупных фэнов, которые установлены с океанской стороны западной трансформной и северо-западной активной окраин Северной Америки: Каскадия и залива Аляска (рис. 1). Первый площадью 163 тыс. км² на океанской плите Хуан де Фука включает отложения двух конусов выноса — Астория и Нитинейт. В разрезе участвуют отложения миоцен-четвертичного возраста мощностью от 2,5 км в подножии континентального склона до 0,5 км на расстоянии 150 км к западу. По расчету [3], около 1—1,5 км от максимальной мощности представлено консолидированными породами, что создает обстановку благоприятную для нефтегазонакопления. Строение конусов выноса осложнено крутыми приразломными складками и пологими надвигами, образовавшимися вследствие надвига Северной Америки на плиту Хуан де Фука. Частое переслаивание глинистых и песчаных слоев в разрезе фэна способствовало формированию стратиграфических ловушек. Содержание органического вещества в глинистых слоях изменяется от 0,2 до 2,9%, а пористость отдельных горизонтов порядка 37%. Все это наряду с температурами на поверхности океанско-

го фундамента 150—200 °С создает необходимые условия для генерации углеводородов и аккумуляции их в ловушках в низах разреза [21].

Осадочный бассейн залива Аляска образован тремя разновозрастными фэнами, активными в различные периоды: Зодиак — в среднем эоцене— олигоцене; Сурвиор — от раннего миоцена до плейстоцена; Баранов — в позднем миоцене— плейстоцене [28]. Формирование этих фэнов было вызвано сочетанием движения океанской литосферной плиты вдоль трансформной окраины на западе Северной Америки с ее субдукцией в пределах конвергентной Алеутской окраины. Не исключено, что на северо-востоке Тихого океана развит единый осадочный мегабассейн Каскадия — залива Аляска. В этом варианте все пять фэнов являются лишь отдельными суббассейнами в его составе (рис. 1). Мощность осадочного чехла изменяется от 0,2—0,5 км на океанском борту до 8—10 км вблизи подножия континентального склона. Объем чехла от 175 (конус Сурвиор) до 280 тыс. км³ (конус Зодиак). Обстановка для генерации и аккумуляции углеводородов наиболее благоприятна вблизи Алеутской конвергентной окраины. Здесь развиты многочисленные пологие складки, осложненные надвигами, и зоны выклинивания песчаных резервуаров. Содержание органического вещества не превышает 0,46%, что определяет возможность генерации преимущественно метана в интервале глубин от 3 до 6,5 км. Вероятный объем генерации оценивается в 200 млрд. м³ за 1 млн. лет вдоль конвергентной окраины протяженностью 1 км.

Бассейны островных дуг. Подгруппа бассейнов периферии островных дуг, расположенная над зоной субдукции океанской литосферы образует три ветви: пред-, меж-

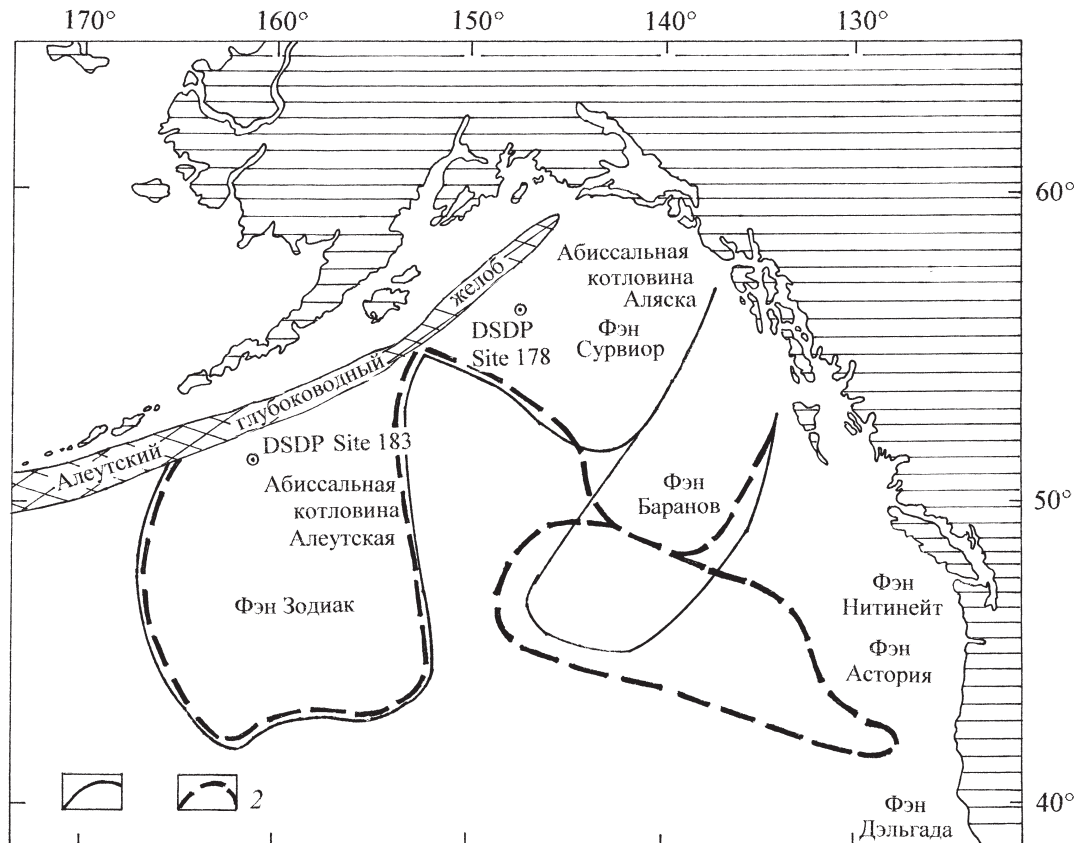


Рис. 1. Схема фэнов в заливе Аляска: 1—2 — контуры: 1 — фэнов, 2 — ареалов повышенной мощности туфов в глубоководной котловине

и задуговую. В первых двух ветвях нефтегазоносная вулканогенно-осадочная толща залегает в разных тектонических обстановках — от шельфа энсиалических и энсиматических островных дуг до глубоководных котловин краевых морей (бассейны Гренада, Олюторский, Рюкю, Саву и др.). В междуговых бассейнах разрез нефтегазоносной толщи представлен преимущественно параличскими и континентальными формациями со значительной долей участия вулканитов. Ее мощность от 2 до 8 км. Специфика определяется хотя и низкой, но промышленной нефтегазоносностью вулканитов, установленной на западе о. Хонсю во впадине Исикари-Ниигата. Вулканиты трассируют здесь раннемиоценовый рифт, который продолжается в пределах Восточно-Курильского бассейна на 1,5 тыс. км. Мощность толщи вулканитов 4—6 км, а стратиграфический диапазон охватывает неоген—плейстоцен.

Строение разреза и физические свойства вулканитов изучались специально с целью разработки методики оценки потенциальной нефтегазоносности вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород в переходных зонах континент—океан [10].

Разрез вулканитов крайне неоднороден. Образования ранней стадии эволюции Курильской дуги — толеитовые базальты, пластов-коллекторов практически не содержат. Породы вулканогенной флишоидной формации протягиваются к северу от Малых Курильских островов вдоль хребта Витязь до широты северной оконечности о. Симушир. Эти породы образовались, по-видимому, в условиях, весьма похожих на обстановку седиментации в области континентального склона и характеризуются преобладанием непроницаемых разностей, поскольку лишь отдельные маломощные пласты при проницаемости около 1,5 MD обладают пористостью 18—33,7%. Вопрос о наличии здесь трещинных коллекторов не выяснен.

События основной стадии эволюции характеризовались излиянием лав на морское дно и накоплением вулканокластического материала в восстановительных условиях. Все это с учетом высокого коэффициента эксплозивности кислого вулканизма обусловило три важные черты известково-щелочной ассоциации: наличие большого числа пластов-коллекторов; переслаивание таких пластов с пластами-флюидоупорами; спорадическое распространение по простиранию вулканогенных поясов пластов-коллекторов.

На северном (о-ва Парамушир и Шумшу) и южном (о. Кунашир) флангах Курильской дуги известково-щелочную ассоциацию (андезиты, базальты, риолиты) представляют породы васильевской и кунаширской свит олигоцен-раннемиоценового возраста мощностью 1000—1300 м. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают туфы риолит-дацитового состава: пористость до 10—27,6%, а проницаемость от 0,16—2,0 до 2,5 MD.

Распространение пластов-коллекторов по простиранию Курильской дуги контролируется выявленной петрохимической специализацией известково-щелочной ассоциации. Такие пласты, аналогичные на западе о. Хонсю, наиболее многочисленны на о. Кунашир, отмечаются в разрезах остальных островов южного и северного флангов, но отсутствуют в центральной группе островов.

Термобарическая обстановка нефтегазоносности также изменяется по простиранию Курильской дуги. Температуры, достаточные для раннекатагенитического газооб-

разования (70—115 °С), изменяются по простиранию — от глубин 2—3 км в южном сегменте, отсутствия в центральном сегменте, намечаются в северном сегменте на глубине 2 км. Давления применительно ко всем трем сегментам сходны (50 МПа на глубине 4 км) и близки к гидростатическим.

В целом потенциальная нефтегазоносность бассейнов пред- и междуговой ветвей активных окраин, по-видимому, испытывает значительные колебания по простиранию северо-западного сектора Тихоокеанского кольца, т. е. от Камчатки до Филиппин. Она более высокая на севере и, вероятно, низкая на юге.

Бассейны краевых морей в переходной области к активной окраине. Эта подгруппа получила преимущественное развитие в пределах Западно-Тихоокеанского пояса. Ее крайнее южное звено — Коралловоморской бассейн. Область океанской коры, образованной в результате спрединга в эоцене, подразделяет его на две рифтовые ветви — северную и западную. Первая является южным обрамлением островной дуги Луизиана. Вторая прослеживается от впадины Папуа, осложняющей строение орогена Новой Гвинеи до краевого плато Квинсленд на востоке Австралии. Эта ветвь сформировалась вдоль ранне-среднеэоценовой системы рифтов, имеющей продолжение во впадине Папуа. Мощность олигоцен-плейстоценовой толщи от 6—7 км во впадине Папуа до 1—2 км в рифтах. На плато Квинсленд — мощность сокращается до 0,25—0,5 км. Подобная толща отсутствует в центральной части плато Квинсленд, а в глубоководной котловине она замещается по данным бурения неуплотненными отложениями раннеэоценового-плейстоценового возраста.

На юго-западе впадины Папуа развит фэн юрско-раннемелового возраста. Он замещается по латерали мелководно-морскими образованиями. Выше залегают терригенно-карбонатные и вулканогенные формации платформенного генезиса. Залежи нефти содержатся в гранулярных и рифовых коллекторах миоценового возраста на глубинах 285—2250 м. Залежи сводовые, тектонически экранированные. Начальные дебиты газа до 2800 м³/сут., нефти порядка 220 т/сут. Значения температур следуют из геотермического градиента 40 °С/км [19]. Зона раннекатагенитического газообразования в интервале 1,5—3 км находится в низах плиоцена—миоцене; главная зона нефтеобразования в отложениях олигоцен—эоцена, в интервале 3—4,5 км. Наличие залежей нефти на глубинах 285—2250 м вызвано процессами вертикальной миграции по разломам и, вероятно, латеральной миграции из области более интенсивного рифтообразования, т. е. в направлении с юга на север.

Бассейны Каспийско-Черноморского подтипа. Данный подтип активных окраин представлен двумя крупными осадочными бассейнами с установленной нефтегазоносностью: Южно-Каспийским и Азово-Черноморским. Среднекаспийский бассейн относится к подтипу переходной области к активной окраине. Принадлежность первых двух бассейнов к индивидуальному подтипу определяется развитием специфического процесса псевдосубдукции или, другими словами, субдукции без спрединга (В.Е. Хаин; F. Bunns [16]), который установлен вдоль северного и южного горного обрамления бассейнов. Псевдосубдукция сопровождается двумя поясами повышенной сейсмичности: северным — от Абшероно-Балханского порога и Восточного Кавказа до Южного Крыма и До-

бруджи включительно; южным — от Эльбурса и Талыша до орогенов Понтид и далее к северу Родопского массива [16]. Все это в плане нефтегазоносности весьма напоминает обстановку в бассейне Колорадо и оказывает, скорее всего, существенное влияние на масштаб нефтегазообразования в рассматриваемых бассейнах. Еще один важный аспект — обратное соотношение региональных надвигов с направлением псевдосубдукции, откуда можно допустить возможность поиска залежей в поднадвиговых горизонтах.

Осадочные бассейны данного типа сформировались на коре и литосфере с весьма сложной геодинамической эволюцией в мезозое—кайнозое [6, 13, 14].

Регион будущих бассейнов на протяжении мезозоя и раннего кайнозоя испытал несколько фаз растяжения и сжатия, которые сменились преобладанием вертикальных движений только в позднем кайнозое, с начала олигоцена. История котловины Черного моря в домайкопское время, в интервале от поздней юры до олигоцена остается дискуссионной. Наиболее вероятно, что его западная котловина обособилась в среднем мелу, а восточная — в палеоцене. Это согласуется с распределением мощности стратиграфических комплексов в разрезе чехла и историческими особенностями эволюции краевых морей на западе Средиземноморского пояса. Южный Каспий образовался позже, в конце эоцена—начале олигоцена, в результате задугового спрединга, сопряженного с вулканической дугой Эльбурса, т. е. в широтном направлении. Перестройка в позднем миоцене была вызвана меридиональным рифтингом, связанным с возникновением Транскавказского поперечного поднятия [13]. Суммарная мощность чехла изменяется от 2—4 до 24—30 км в Каспии и в пределах 14—15 км в Черном море (рис. 2). Распределение мощности нелинейное и отражает отчетливую асимметрию в строении бассейнов. Для Каспия она вызвана наличием на востоке крупных поднятий (Година, Карабогазско-Среднекаспийского), а на западе разновозрастных рифтовых систем с большой мощностью осадочного чехла. Для Черного моря асимметрия определяется различной ориентировкой структурных элементов по обе стороны от поднятия Андрусова: северо-западной в Восточно-Черноморской котловине и субширотной в Западно-Черноморской [8].

В Южно- и Среднекаспийском бассейнах максимальные мощности чехла до 30 км отвечают двум тектоническим элементам: Предэльбурскому прогибу и восточному окончанию Северо-Абшеронского грабена, так называемому Келькорскому грабену. На север от Предэльбурского прогиба докембрийский фундамент замещается субокеанским комплексом пород на глубине 26 км. На поднятиях в области южного шельфа Каспия мощность чехла от 8—10 до 16—18 км. В субмеридиональном рифте на западе котловины Южного Каспия, в том числе в субширотном прогибе Бакинского архипелага, мощность чехла порядка 16—26 км. В Западно-Туркменском рифте мощность чехла 12—16 км. На западе обстановка существенно иная. Здесь суммарная мощность чехла изменяется в Нижнекуринской впадине с запада на юго-восток от 8—12 до 18—20 км.

На севере Абшероно-Балханского порога субокеанская кора развита, вероятно, только в двух впадинах: западной, вблизи Абшеронского п-ова, и восточной, у Челекена. Мощность чехла во впадинах 20—22 км [12].

Строение Среднего Каспия определяется развитием на востоке крупного Карабогазско-Среднекаспийского поднятия с отчетливой северо-западной ориентировкой и мощностью чехла от 2 до 4—6 км. Оно ограничено с запада и востока двумя позднепалеозойско-раннемезозойскими рифтовыми системами. Наиболее значительное растяжение в западной Восточно-Скифской системе намечается для Северо-Абшеронского грабена с мощностью чехла до 12—14 км [12]. Западно-Туаркырская система разделяет поднятия: Кара-Богаз-Гол и Песчаномыское. Она прослеживается на северо-запад почти до западного окончания Мангышлака. Мощность чехла в данной системе 4—6 км, а начало формирования, скорее всего, аналогично Восточно-Скифской системе.

На севере Восточно-Скифская система поворачивает к западу и прослеживается вплоть до Ставропольского поперечного поднятия. Оно (мощность чехла до 2 км) наряду с сооружениями Большого Кавказа является разделом между Среднекаспийским и Азово-Черноморским бассейнами (рис. 2).

Крайний элемент последнего — система двух крупных прогибов: Туапсинского и Сорокина, сочлененных торцеобразно. Мощность чехла в этих прогибах от 6 до 12 км. Около 3—4 км из суммарной мощности приходится на серию узких малых фэнов, образованных глубоководными отложениями майкопской серии. Она занимает значительную часть площади на северо-западе Восточно-Черноморской котловины, где ограничена поднятием Шатского. Мощность чехла на этом поднятии от 4 до 6 км. Указанное поднятие продолжается в Колхидской впадине и служит разделом между Туапсинским прогибом и Восточно-Черноморской котловиной. Все эти структурные элементы с максимальной мощностью чехла до 10—12 км имеют отчетливое северо-западное простирание. Вал Андрусова—Архангельского с аналогичным простиранием разделяет Восточно- и Западно-Черноморскую котловины. Структурные элементы последней с преобладающим широтным простиранием характеризуются мощностью чехла 12—14 км. Отдельные ветви сокращенной мощности в котловине имеют продолжение на Мезийской плите и в Северной Добруджи.

На севере Западно-Черноморская котловина отделена седловиной с мощностью чехла 6—8 км от субширотной зоны Каркинитского прогиба — рифта, образованного двумя ветвями — северной и южной. Первая из них кулисно сочленена с Северо-Азовским прогибом. Вторая представляет собой наиболее погруженное звено в цепочке рифтовых грабенов от Преддобруджья до Степного Крыма.

Наиболее дискуссионна для бассейнов данного геодинамического типа оценка нефтегазоносности глубоководных котловин. Решение этой задачи во многом зависит от двух параметров: наличия в разрезе отложений дельтовых комплексов (фэнов) и их термического режима. Наиболее крупные плиоцен-четвертичный фэн в Каспии и олигоцен-раннемиоценовый фэн в Черном море. Первый образован дельтовыми отложениями палео-Волги с формированием двух фронтов — верхнего и нижнего, пересекающих Средний Каспий в широтном направлении [26]. Развитие нижнего фронта дельты намечается вдоль Абшероно-Балханского порога и далее, совместно с малыми фэнами, по всему периметру шельфа Южного Каспия. Фэн палео-Волги включает обширную область глубоководной

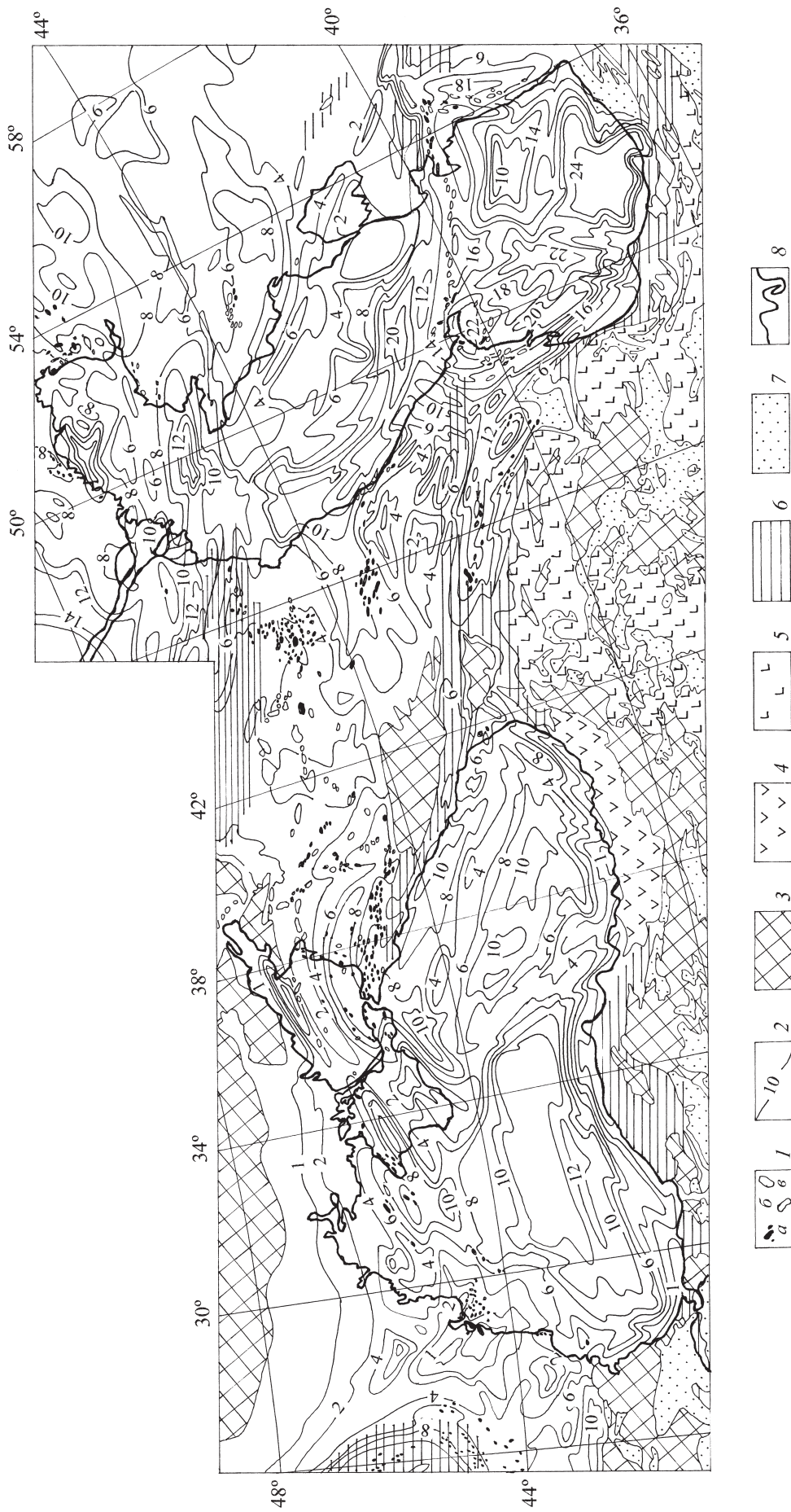


Рис. 2. Карта нефтегазоносности осадочных бассейнов в Каспийско-Кавказско-Черноморском регионе: 1 — месторождения: а — нефтяные; б — газовые и газоконденсатные; 2 — изопахиты осадочного чехла, км; 3 — области отсутствия осадочного чехла, протерозойские и палеозойско-раннемезозойские складчато-метаморфические комплексы; 4 — вулканиды дуги Восточного Понга; 5 — вулканотенный чехол межгорных впадин Средиземноморского пояса; 6 — комплексы осадочно-надвиговых сооружений; 7 — осадочный чехол межгорных впадин; 8 — береговые линии

седиментации в котловине Южного Каспия. Отложения плиоцен-плейстоценового фэна, представленные продуктивной толщей, имеют наибольшую мощность в разрезе 7—8 км и содержат 19,32 млрд. т у. т. потенциальных ресурсов углеводородов [1].

При генетическом сходстве отложений позднего кайнозоя в Среднем—Южном Каспии и Черном море детали их строения все-таки различаются [14]. Мощность образований плиоцен—плейстоцена в Черном море порядка 1,0—2,0 км, а среднего—верхнего миоцена 5,0 км в Восточно-Черноморской и до 2,0 км в Западно-Черноморской котловинах. На долю майкопской серии, одной из основных нефтегазоносных систем на северо-западе Азово-Черноморского бассейна, приходится порядка 2,0—6,0 км общей мощности разреза. В Туапсинском прогибе майкопская серия деформирована и осложнена надвигами. На северо-востоке обрамления Черного моря, в Индоло-Кубанском прогибе, кровля майкопа находится на глубинах от 1,0 до 3,0 км, его мощность до 4,0 км. По условиям залегания и литологии он представляет серию малых дельт-фэнов. Приуроченность майкопа к палеоруслам выявлена еще в начале прошлого века [2]. Фэны на разных стратиграфических уровнях от верхнего мела до плиоцена обнаружены и в других районах шельфа и континентального склона Черного моря. Среди них наиболее известен фэн палео-Дуная, содержащий зоны нефтегазонакопления с крупным месторождением Лабада (разведанные запасы 130 млн. т у. т.) [27].

Интенсивному нефтегазообразованию в отложениях фэнов способствовал и термический режим разреза [8, 11]. Для Азово-Черноморского бассейна он характеризуется температурой 100 °С на глубинах от 1—1,5 до 2—3 км. В районах с минимальным тепловым потоком в центральных частях котловин глубина возрастает до 2,5—5 и даже 5—10 км. Для майкопской серии распределение иное. В ее подошве для Восточно-Черноморской котловины на глубинах от 6 до 10 км и для Западно-Черноморской котловины от 6 до 8 км температуры от 100—150 до 250—300 °С соответственно (рис. 3). Отмеченные значения температур свидетельствуют значительной мощности главной зоны нефтеобразования и раннекатагенетического газообразования: от подошвы майкопа до кровли верхнего миоцена.

Южно-Каспийский бассейн отличается иным термическим режимом. Температура в подошве плиоцена на глубине 8 км 300 °С и в подошве олигоцена на глубине 16—17 км 400 °С. Вдоль южного склона Абшероно-Балханского порога намечается зона резкого градиента температур от 100 до 150 °С в основании плиоцена и от 100 до 200 °С в основании олигоцена. Температуры в этом районе аналогичны результатам измерений в глубоких скважинах [22].

На западе, в Куринской впадине, термический режим характеризуется ростом температур от склонов к осевой зоне: от 27—33 до 114 °С в основании олигоцена. Сходный термический режим отмечен и в Западно-Туркменской впадине. Повышенный термический режим, по-видимому, присущ меридиональной зоне рифтогенеза на западе котловины Южного Каспия, где температуры в отдельных блоках достигают 120 °С в основании плиоцена и 170 °С в подошве олигоцена. Самый напряженный режим на севере Западно-Туркменской впадины (блок п-ова Че-

лекен) — температуры 150—300 °С в основании плиоцена и 200—400 °С в основании олигоцена.

Промышленная нефтегазоносность установлена в ряде тектонических элементов рассматриваемых бассейнов: от позднего триаса (Маньчешский прогиб) до плиоцен—плейстоцена. Наиболее крупные зоны нефтегазонакопления связаны с двумя толщами: плиоцен-плейстоценовой на Абшероно-Балханском пороге и верхнемеловой-эоценовой на шельфе Южной Добруджи в секторе Румынии. Нефтегазоносность мезозоя и майкопа установлена в Предкавказье, майкопа и среднего—верхнего миоцена в Азовском море, на Черноморском шельфе Крыма. Плотность потенциальных ресурсов вдоль шельфа и континентального склона Крыма от 5—10 до 20—30 тыс. т у. т./км² [5].

Обоснование распределения плотности потенциальных ресурсов углеводородов в Азово-Черноморском бассейне для отложений майкопа является продолжением работы, выполненной ранее для бассейнов в Каспийском регионе [1, 9]. В указанном регионе плотность ресурсов в майкопе изменяется по площади от менее 20 до более 100 тыс. т у. т./км². Максимальные значения возможны только в двух небольших зонах: вдоль западного континентального склона и его подножия в Южном Каспии и на востоке Абшероно-Балханской зоны вблизи п-ова Челекен. Для Азово-Черноморского бассейна аналогичные по комплексу параметров площади с наличием фэнов могут быть намечены также в двух зонах: на крайнем юго-западе Индоло-Кубанского и северо-западе Туапсинского прогибов (рис. 4). Прогнозные значения ресурсов в указанных зонах оказываются близкими по величине: на западе Южного Каспия 360; юго-западе Индоло-Кубанского прогиба 484 и северо-западе Туапсинского прогиба порядка 507 млн. т у. т. Остальная площадь котловин и шельфов Азово-Черноморского бассейна характеризуется значениями от 25 до 75 тыс. т у. т./км² (рис. 4). Суммарные прогнозные ресурсы составляют для Восточно-Черноморской котловины 2 600 и Западно-Черноморской котловины 486 млн. т у. т./км².

Приведенные данные о строении чехла, участии в разрезе фэнов и их термическом режиме, значениях прогнозных ресурсов свидетельствуют в пользу положительной оценки нефтегазоносности глубоководных котловин Каспийского и Черного морей. Ресурсы углеводородов в этих котловинах могут быть достаточно высокими, поскольку только для Южного Каспия составляют в целом около 22 млрд. т у. т. [1, 9].

Заключение

Особенности геодинамической эволюции бассейнов активных окраин почти повсеместно предопределили повышенный потенциал нефтегазоносности, который отмечается не только на шельфе, но и в пределах глубоководных котловин. Эти особенности вызваны повышенной скоростью седиментации, иногда лавинной [7], развитием преимуществом в Тихоокеанском подтипе бассейнов известково-щелочного островодужного вулканизма. Первая получила отражение в высоких мощностях осадочного чехла при участии в разрезе коллекторских и нефтегазопроизводящих горизонтов с продолжением фэнов в глубоководные котловины. Вторая выражена в наличии в разрезе вулканогенных и вулканогенно-осадочных пород-коллекторов с

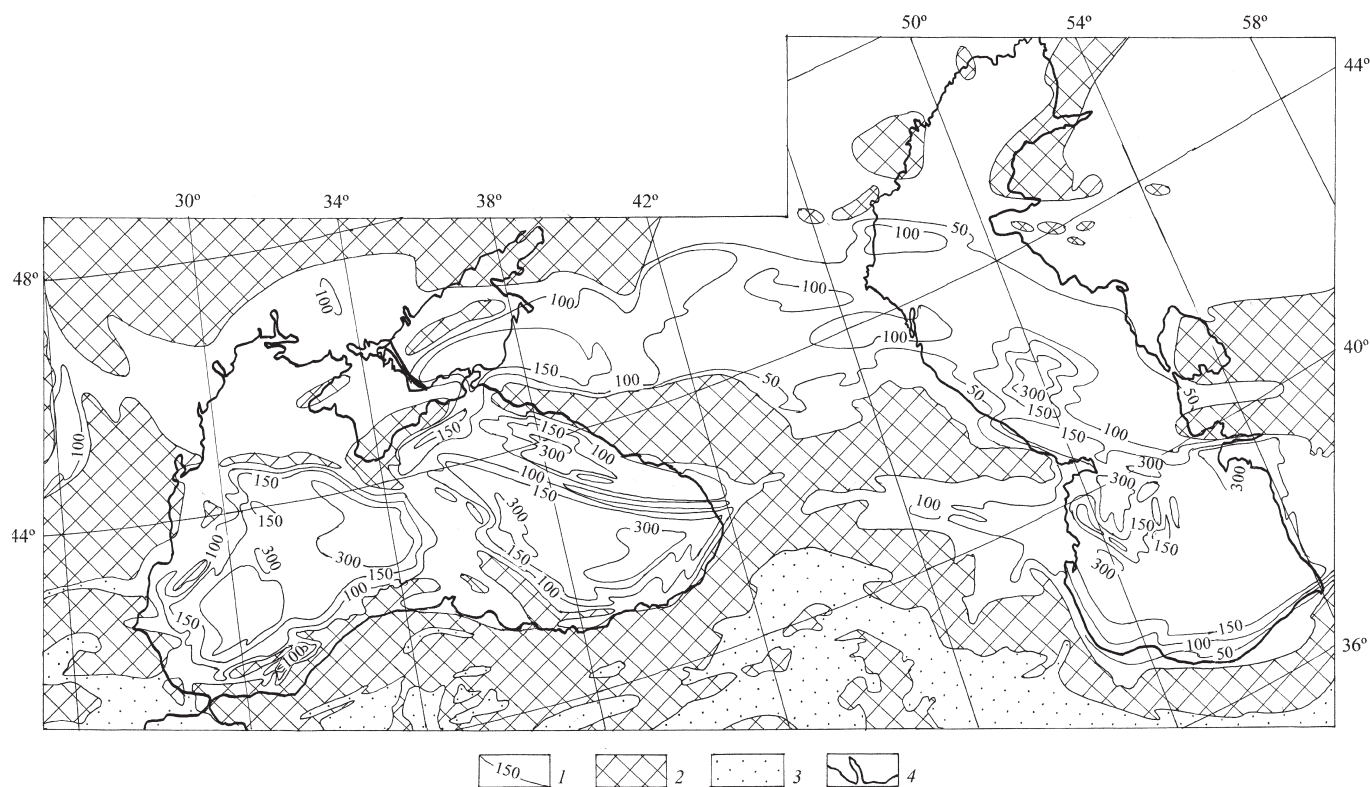


Рис. 3. Карта термического режима образований олигоцен-раннемиоценового возраста (майкопской серии) в Каспийско-Кавказско-Черноморском регионе: 1 — изолинии температур, установленные и предполагаемые (°C) в подошве майкопской серии; 2 — области отсутствия отложений майкопской серии; 3 — межгорные впадины; 4 — береговые линии

хорошими физическими свойствами. Интенсивности нефтегазообразования в бассейнах данного типа способствовали повышенный термический режим и, вероятно, сейсмичность. Все это определяет высокую перспективность даль-

нейшего развития морских нефтегазопроисловочных работ в секторах России на северо-западе Тихоокеанского подвижного пояса и Каспийско-Черноморском регионе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.П. Углеводородный потенциал Каспийского региона // Баку-Москва: Изд-во «Nafta-Press», 2003. 126 с.
2. Губкин И.М. Учение о нефти // Тр. Геол. комитета. Нов. сер. 1912. В. 78. М.: Изд-во ОНТИ, 1937. 450 с.
3. Еременко Н.А., Левин Л.Э.. Тектонические условия формирования нефтегазоносных бассейнов на активных окраинах континентов // Глобальные, тектонические закономерности нефтегазонакопления. М.: Наука, 1985. С. 119–139.
4. Еременко Н.А., Чиллинггар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.
5. Захарчук С., Мельничук П., Полухтович Б. и др. Нефтегазовый потенциал морских акваторий Украины и стратегия его освоения // Конф. «Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона». Симферополь, 2005. С. 25–27.
6. Казьмин В.Г., Тихонова Н.Ф. Раннемезозойские окраинные моря в Черноморско-Кавказском регионе: палеотектонические реконструкции // Геотектоника. 2005. № 5. С. 20–35.
7. Левин Л.Э. Количественные параметры седиментации в позднем мезозое — кайнозое: теоретические аспекты геодинамики и проблемы глобального распределения ресурсов углеводородов // Изв. сек. наук о Земле РАЕН. 2001. В. 6. С. 51–58.
8. Левин Л.Э. Строение и реологическая расслоенность литосферы в Каспийском регионе: тектоника, геодинамическая эволюция // Изв. сек. наук о Земле РАЕН. 2002. В. 9. С. 98–125.
9. Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Среднекаспийский и Южно-Каспийский бассейны: геолого-геофизические параметры нефтегазоносных систем и распределение потенциальных ресурсов углеводородов // Современные проблемы геологии нефти и газа, М.: Научный мир, 2001. С. 278–286.
10. Левин Л.Э., Вирта А.Н., Клубов С.В., Разваляев А.В. Методика изучения нефтегазоносности вулканогенных поясов на примере Дальневосточных морей // Советская геол. 1986. № 9. С. 88–99.
11. Левин Л.Э., Сенин Б.В. Глубинное строение и динамика осадочных бассейнов в Каспийском регионе // Докл. РАН. 2003. Т. 388. № 2. С. 216–219.
12. Международная тектоническая карта Каспийского моря масштаба 1:2 500 000 / Под ред. В.Е. Хаина, Н.А. Богданова. М.: Картография, 2003.
13. Хайн В.Е. Проблема происхождения и возраста Южно-Каспийской впадины и ее возможные решения // Геотектоника. 2005. № 1. С. 40–44.
14. Хайн В.Е. О возможной причине новейшего углубления Черноморской и Каспийской впадин и колебаний уровня Каспия // Докл. РАН. 2005б. Т. 403. № 6. С. 801–802.
15. Хайн В.Е., Левин Л.Э. Геодинамические типы глобальных поясов нефтегазоносности и их характеристика // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11. С. 1724–1738.
16. Хайн В.Е., Левин Л.Э. Геодинамика и псевдосубдукции в Каспийско-Кавказско-Черноморском регионе // Тр. Геологического ин-та АН Грузии, посвященный 100-летию П.Д. Гамкрелидзе. Тбилиси, 2004. С. 34–45.
17. Хайн В.Е., Полякова И.Д. Нефтегазоносность глубоководных и ультраглубоководных зон континентальных окраин // Литолог. и полезные ископаемые. 2004. № 6. С. 610–621.
18. Хайн В.Е., Левин Л.Э., Полякова И.Д. Перспективы нефтегазоносности глубоководных частей олигоцен-миоценовых бассейнов на юге России // Докл. РАН. 2005. Т. 404. № 1. С. 76–79.
19. Bettis P.K., Piggott J.P. Heat flow and geothermal gradients of Irian-Jaya-Papua New Guinea: Implications for regional hydrocarbon Exploration // Abs. Fifth Circum-Pacific Energy and Mineral Resources Conference. Honolulu, 1990. P. 28.
20. Carlson P.R., Nelson C.H. Marine Geology and Resource Potential of the Continental Margin of Western North America and Adjacent Ocean Basin // Cir-

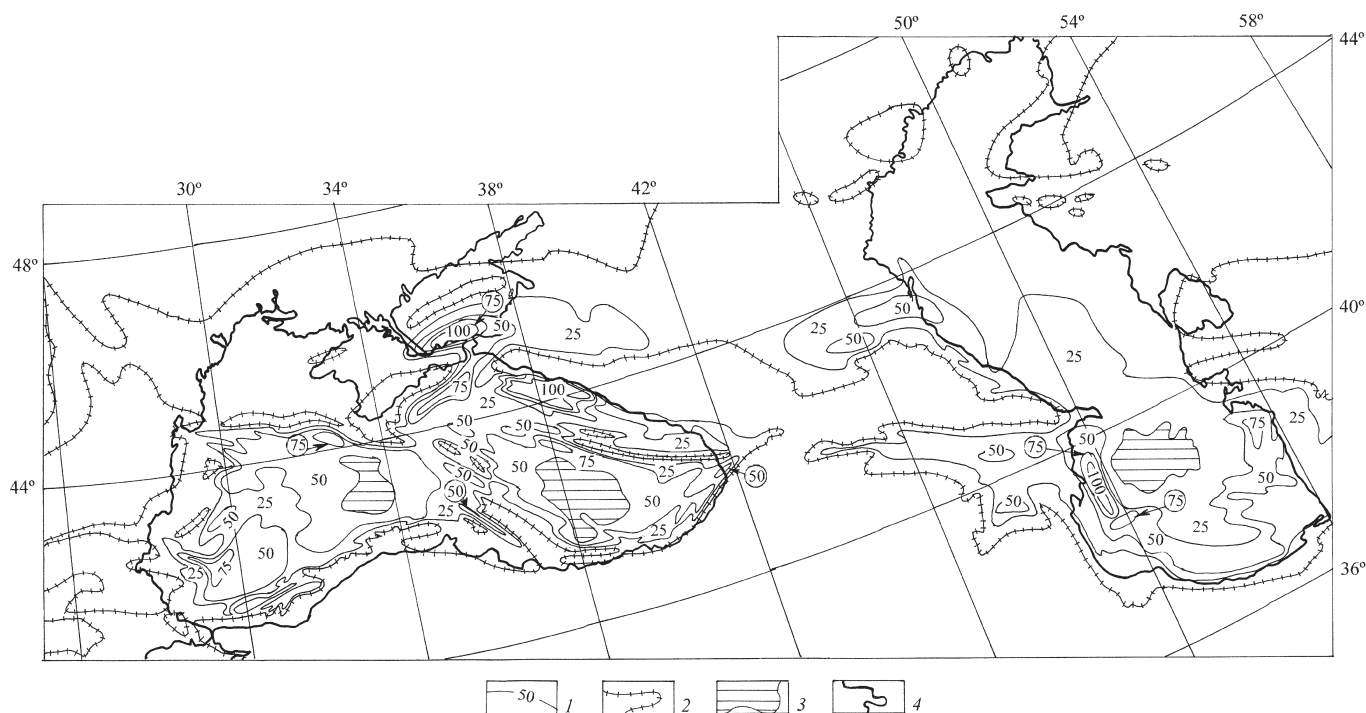


Рис. 4. Распределение начальных потенциальных ресурсов углеводородов в нефтегазоносной системе майкопской серии: 1 — значения плотности ресурсов, тыс. т. у. т./км²; 2 — контур распространения майкопской серии; 3 — районы залегания майкопа в диапазоне глубин от 6—8 до 10—14 км (оценка ресурсов не проводилась); 4 — береговые линии

- cum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources. Earth Sci. Ser., USA Houston? 1987. V. 6. P. 523–536.
21. L e r c h e l, A l i - Z a d e h A. A., G u l i y e v I. et al. South Caspian Basin, stratigraphy, geochemistry and risk analysis. Baku, 1997. 580 p.
 22. M c C u l o c h D. S. Regional geology and hydrocarbon potential of offshore central California, USA. Houston, 1987. V. 6. P. 353–402.
 23. P a r k e r F. S. Petroleum potential of southern California offshore «Future Petroleum Provinces of the United States their geology and potential» // USA Tulsa. Okla., 1987. P. 178–192.
 24. Peruvian Petroleum. A Renewed exploration opportunity // Petroperly S.A., 1989. 100 p.
 25. R e y n o l d s A. D., S i m m o n s M. D., B o w m a n M. B. et al. Implications of Outcrop Geology for Reservoirs in the Neogene Productive Series, Apsheron Peninsulas, Azerbaijan // BAAPG. 1998. V. 82. N 1. P. 25–40.
 26. R o b i n s o n A. G., R u d a t J. H., B a n k s C. J., W i l s R. L. F. Petroleum geology of the Black sea // Marine and Petroleum Geol. 1998. V. 3. N 12. P. 195–223.
 27. S t e v e n s o n A. J., E m b l y R. Deep-Sea Fan Bodies, Terrigenous Turbidite Sedimentation and Petroleum Geology, Gulf of Alaska // Geology and Resource Potential of the Continental Margin of Western North America and Adjacent Ocean Basin Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources. Earth Sci. Ser. USA. 1987. V. 6. P. 503–522.
 28. V e d e r J. G. Regional geology and petroleum potential of Southern California Borderland // Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources. Earth Sci. Ser. USA, Houston, 1987. V. 6. P. 403–448.

Геологический институт РАН
 Российский государственный
 геологоразведочный университет
 Рецензент — В.М. Цейслер

УДК 551.2.24

А.А. РЫЖОВА, В.Ф. ЗАУЗОЛКОВ

ПРАКТИЧЕСКОЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ИЗУЧЕНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ СТРУКТУР НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ПРИМОРЬЯ И ПРИЧЕРНОМОРЬЯ

Рассмотрено строение локальных неотектонических структур прибрежной суши и на шельфе морей Южного Приморья и Черного моря. Отмечается влияние новейших тектонических движений и структур на разведку и эксплуатацию твердых полезных ископаемых, формирование россыпей, ведение геоморфологических, инженерно-геологических, гидрогеологических исследований, прогноз землетрясений.