

УДК 550.4 (262.8)

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

А.В. Полетаев, Е.В. Полетаева

Институт нефти и газа Министерства науки и образования Азербайджанской Республики,
AZ1000, Баку, ул. Амирова, 9, Азербайджан

С целью изучения углеводородного потенциала глубокопогруженных залежей Южно-Каспийской впадины построены карты изменения изотопного состава по площади, графики распределения УВ газов в зависимости от стратиграфического возраста вмещающих отложений, графики изменения изотопного состава от глубины отбора проб. Оценен генезис газов по методикам М. Шоэлла и А. Джеймса.

На основании изучения различных форм проявления газов установлены два этапа формирования углеводородов. Первый этап начинался в подстилающих продуктивную толщу (ПТ) отложениях (миоцен-эоценовое время) и продолжался до отложений ПТ. На этом этапе происходила частая смена направлений движений как нисходящих, так и восходящих. Второй этап формирования углеводородов начался с отложений продуктивной толщи, характеризовался изменением геодинамических условий в регионе (антропоген-плиоценовое время). Лавинная седиментация, превалирование нисходящих движений над восходящими способствовали накоплению мощных осадков в век продуктивной толщи. По мере накопления осадков, а также вследствие тектонических процессов (прогибания) в глубоководной части бассейна происходило ужесточение термобарических условий в осадочной толще.

Детально рассмотрены результаты газовой съемки в пределах глубоководной части Южного Каспия, и установлено, что для этой зоны характерна газогенерация с преобладанием двух компонентов — метана и этиана. Изучение тенденций миграции углеводородов по времени и площади, а также областей генерации и т. д. позволяет выявить некоторые структуры, где есть признаки накопления углеводородов с большими и гигантскими запасами. Установлено, что углеводородные газы в донных осадках и отложениях верхней части разреза южной части Каспийского моря находятся в тесной зависимости от источников формирования углеводородов, миграции и других процессов, протекающих в глубокопогруженных отложениях, а также в верхней части разреза.

Газ, формирование, оценка, углеводороды, Южно-Каспийская впадина

OIL AND GAS CONTENT OF THE SOUTH CASPIAN BASIN

А.В. Poletayev, Е.В. Poletayeva

We have compiled maps of areal isotope composition changes and constructed graphs of gas HC distribution depending on the stratigraphic age of the host rocks and graphs of isotope composition changes depending on the depth of sampling to study the hydrocarbon potential of the deep-seated oil and gas pools of the South Caspian Basin. The genesis of gas was studied using the techniques elaborated by M. Schoell and A. James. Two stages of hydrocarbon formation have been established by study of various kinds of gas manifestation. The first stage (Miocene–Eocene) began in the deposits underlying the Productive Series and continued up to the deposits of the latter. This stage was characterized by a frequent change in the directions of both downward and upward movements of gases. The second stage of hydrocarbon formation (Anthropogene–Pliocene) began in the deposits of the Productive Series and was characterized by a change in the regional geodynamic setting. Avalanche sedimentation and the predominance of downward movements over upward ones favored the accumulation of thick sediments at the time when the Productive Series formed. The sedimentation and tectonic processes (downwarping) in the deep-water zone of the basin led to harsh thermobaric conditions in the sedimentary strata. A detailed analysis of the results of gas survey in the deep-water zone of the South Caspian Basin has shown gas generation with a predominance of two components, methane and ethane. Study of the trends of temporal and areal hydrocarbon migration and of the areas of oil and gas generation makes it possible to reveal structures with evidence for large and giant hydrocarbon reserves. We have established that gas hydrocarbons in the bottom and upper-section sediments of the southern Caspian Sea are intimately related to the sources of hydrocarbons, their migration, and other processes running in the deep-seated sediments and in the upper section.

Gas, formation, estimation, hydrocarbon, South Caspian Basin

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос формирования залежей нефти и газа в продуктивной толще (ПТ) Азербайджана был предметом исследования нескольких поколений геологов [Калитский, 1944; Али-Заде и др., 1975; Губкин, 1975; Али-Заде, 2011; и др.]. В работах [Калитский, 1944; Вебер, 1947; Али-Заде и др., 1975; Алиев и

др., 1985; Дадашев, 1965; и др.] отмечено, что углеводороды в основных нефтяных и газовых месторождениях Азербайджана сингенетичны вмещающим их породам ПТ. В 1930-х годах И.М. Губкиным [1975], а позже Ш.Ф. Мехтиевым [1969], А.А. Али-Заде [Али-Заде и др., 1975; Али-Заде, 2011] предполагалось, что основным источником нефти и газа месторождений ПТ является органическое вещество (ОВ) подстилающих отложений. Это породы майкопской, диатомовой свит, эоценена и др., им свойственно высокое содержание ОВ, в том числе и битумов. Накопление мощной толщи глинистых образований олигоцен—миоцена (майкопская серия, чокракский регионарус, диатомовая свита), характеризующихся значительной концентрацией ОВ, происходило в благоприятных для нефтегазообразования условиях (в морской субаквальной среде с восстановительной геохимической обстановкой, в процессе устойчивого прогибания дна бассейна седиментации и накопления значительного количества ОВ сапропелевого типа и др.). Однако в связи с отсутствием мощных песчаных коллекторов аккумуляции в разрезе генерируемые рассеянные УВ предельно насытили все микропоры глин, в результате замедлились процессы дальнейшего преобразования ОВ в них, т. е. происходила консервация органического вещества в уплотняющихся глинистых осадках и не был реализован их УВ потенциал [Алиев, 2004; Гулиев и др., 2013]. Именно поэтому в разрезе олигоцен—миоцена встречаются сильнобитуминозные глины, о которых еще И.М. Губкин [1975, с. 357] писал, что «...керогены и горючие сланцы — это недоразвившиеся до образования природной нефти породы». И.М. Губкин придавал большое значение наличию пород-коллекторов аккумуляции в разрезе нефтепроизводящих свит как необходимому условию непрерывного преобразования исходного ОВ в жидкие и газообразные УВ [Алиев и др., 1985].

Высокий генетический потенциал продуктивности олигоцен-миоценовых отложений еще в 1930-х годах выдвигал их в число высокоперспективных нефтегазоносных комплексов. Однако проводимые в течение длительного времени поисково-разведочные работы на этих отложениях не привели к крупным открытиям из-за отсутствия в разрезе благоприятных фаций коллекторов. Небольшие скопления нефти были обнаружены в маломощных пропластках и линзах песчано-алевролитовых пород, которые из-за низких емкостных и фильтрационных свойств коллекторов оказались малодебитными, в ряде случаев нерентабельными для промышленной разработки. Одним из вероятных механизмов первичной миграции УВ из зон генерации (из нефтегазопроизводящих свит) в зоны аккумуляции (в породы-коллекторы) является транспортировка их в дисперсном и растворенном состояниях седиментационными водами в процессе уплотнения осадков [Алиев, 2004].

Предполагаемые нефтегазопроизводящие свиты олигоцен—миоцена до накопления отложений ПТ были уплотнены и смыты в складки, а миграция нефти в капельно-жидком или парогазовом состоянии сквозь мощную толщу уплотнившихся глинистых отложений не представляется возможной. Следует учесть и перерыв в осадконакоплении между ПТ и дегазированными в связи с этим подстилающими отложениями. Кроме того, нефти, выявленные в олигоцен-миоценовых отложениях, оказались тяжелыми со значительным содержанием асфальтосмолистых компонентов, что противоречит ранней стадии генерации более легкой нефти, которая, прежде всего, должна была насытить коллекторы нефтематеринской свиты олигоцен—миоцена [Алиев, Кабулова, 1979; Алиев и др., 2008].

Формирование залежей нефти и газа в ПТ происходило за счет генерации УВ из глинистых интервалов ее разреза. Идея эта впервые была высказана В.В. Вебером еще в 1945 г. В последующие годы этим исследователем были проведены обширные геохимические работы в данном направлении и установлен нефтепроизводящий характер отложений ПТ [Вебер, 1947]. А.А. Али-Заде, глубоко анализируя весь накопленный материал по нефтегазопроизводящим свитам олигоцен—миоцена и формированию залежей нефти и газа в ПТ Азербайджана, пришел к заключению, что «ни майкопская, ни диатомовая, ни какие-либо другие нижележащие свиты не могли быть источниками для формирования залежей нефти и газа в балаханском ярусе (ПТ) Апшеронского полуострова» [Али-Заде и др., 1975, с. 4; Али-Заде, 2011]. По его мнению, отложения ПТ формировались в благоприятных геотектонических и геохимических условиях для накопления органических остатков и превращения их в нефть и газ. Что касается бедности органическими остатками ПТ, то по этому поводу вполне обоснованно отметил А.А. Али-Заде, что небольшая концентрация органики в отложениях ПТ связана с преобразованием значительной части ее в жидкие и газообразные УВ [Алиев и др., 1985]. Таким образом, осадки ПТ формировались в благоприятных для нефтегазообразования условиях трансгрессивного цикла осадконакопления, быстрого погружения дна бассейна и захоронения органических остатков в восстановительной среде [Алиев, Кабулова, 1980; Алиев и др., 2008; Гулиев, 2013].

Вышеотмеченные представления о генезисе нефти и газа промышленных месторождений Азербайджана и других нефтегазоносных областей сохраняются и в настоящее время. Различные взгляды на происхождение углеводородов аргументируются многочисленными геологическими, геофизическими и геохимическими данными. Нередко один и тот же материал используется для обоснования различных гипотез. Изучение изотопного состава природных газов позволяет рассмотреть генезис углеводородов.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием [Дадашев, 1965; Али-Заде, 2008б, 2018; Гулиев, 2013] в пределах Восточного Азербайджана расположены шесть нефтегазоносных районов — Прикаспийско-Губинский, Апшеронский, Нижнекуринский, Шамаха-Гобустанский, Бакинский архипелаг и глубоководная часть Каспийского моря.

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) представляет собой глубокий прогиб, заполненный мощной толщей плиоцен-антропогеновых отложений, мощность которых к югу от Апшеронского полуострова достигает 15—20 км. Отложения ПТ и перекрывающие отложения смыты в антиклинальные складки, цепочки которых образуют антиклинальные зоны в основном общекавказского направления. Антиклинальные структуры общим размером (5—15) × (3—6) км осложнены продольными и поперечными нарушениями и грязевыми вулканами.

В тектоническом отношении Апшеронский нефтегазоносный район представляет собой периклинальное погружение Юго-Восточного Кавказа и ограничивается с севера Терско-Каспийским передовым прогибом, а с юга — Джейранкечмезской депрессией и впадиной Южного Каспия. Апшеронский район характеризуется сложным геологическим строением. Складки, широко распространенные в этой зоне, имеют различное простирание — от широтного до меридионального. В указанной зоне выделяются три структурных этажа — мезозойский, палеоген-миоценовый и плиоцен-четвертичный.

Бакинский архипелаг охватывает структурную зону западного шельфа Южного Каспия, где бурением и сейсмическими работами выявлено 24 локальных поднятия по плиоцен-четвертичному структурному этажу. Бакинский архипелаг является морским продолжением двух крупных структур на суше — Джейранкечмезской депрессии и Нижнекуринской впадины. Следует указать на крупную тектоническую раздробленность, наблюдавшуюся в Бакинском архипелаге, а также осложнение структур грязевым вулканизмом.

Шамаха-Гобустанскому району свойственно накопление значительной мощности пластичных глинистых образований палеоген-миоценового возраста. Данный район тектонически характеризуется краевым прогибом протяженностью более 130 км, наложенным на южное крыло юго-восточного погружения мегантиклинория Большого Кавказа. В юго-восточной части района располагается Джейранкечмезская депрессия, сложенная плиоценовыми структурами, образующими разнонаправленные тектонические пояса, осложненные разрывными нарушениями. Осадочные породы смыты в антиклинальные складки различного простирания от общекавказского до широтного. В пределах Шамаха-Гобустанского района по мезозойскому, палеоген-миоценовому и плиоцен-четвертичному этажам выявлено более 110 антиклинальных структур.

Нижнекуринский район с юго-запада ограничен Талыш-Вандамским выступом и Западно-Каспийским глубинным разломом, с севера и северо-востока — Ленгебиз-Алятской зоной поднятий. Структуры, отмечающиеся по плиоцен-четвертичному этажу, сгруппированы в ряд антиклинальных зон северо-запад—юго-восточного направления.

К северу-востоку от Большого Кавказа располагается Среднекаспийская впадина, которая на территории Азербайджана представлена Прикаспийско-Губинской наложенной мульдой. Основными породами, слагающими мульду, являются мезозойские и миоцен-палеогеновые отложения. Южный борт мульды осложнен крупным Сиазаньским разломом, по которому мезозойские породы приходят в контакт с различными горизонтами от палеоцена до миоцена. К северо-востоку от разлома находится Сиазанская моноклиналь вплоть до Талаби-Гайдарджинского антиклинального пояса, сложенного рядом структур, которые располагаются и далее на северо-восточной территории.

В пределах глубоководной части Каспийского моря нашли свое продолжение структуры Апшеронского полуострова, Джейранкечмезской депрессии и Нижнекуринской впадины. Геофизическими методами разведки в пределах Азербайджанского сектора Каспийского моря выделено более 40 структур, среди которых наиболее крупными элементами являются валы Абиха и Шатского.

В геологическом строении Южного Каспия (рис. 1, а) участвуют отложения от юрского до антропогенового возраста (см. рис. 1, б). В шельфовой зоне антропогеновые отложения представлены плохо отсортированными песчано-глинистыми образованиями мощностью до 650 м. Неогеновые отложения, в среднем имеющие мощность 5000 м, представлены плиоценовым (до 3500 м) и миоценовым (до 1500 м) отделами. Первый из них сложен глинами, песками и песчаниками, а второй — глинами с редкими прослойями песков и алевритов. В нижнем плиоцене накопилась мощная толща осадков — продуктивная толща. В этой толще (см. рис. 1, в) выделяются следующие стратиграфические свиты: сурханская, сабунчинская, балаханская, надкирмакинская глинистая свита, надкирмакинская песчаная свита, кирмакинская, подкирмакинская и калинская свиты [Али-Заде, 2008а, 2008б]. Мощность каждого стратиграфического горизонта в пределах продуктивной толщи колеблется в широких пределах — от 20 до 120 м на суше и от 300 до 600 м в глубокопогруженных зонах Южного Каспия. Мощность всех стра-

тиграфических горизонтов увеличивается в сторону глубоководной части Южного Каспия [Али-Заде, 2008б].

В пределах глубоководной части Южного Каспия сейсмическими работами по плиоцен-четвертичному структурному этажу выявлено около 80 локальных поднятий различной ориентации (от ши-

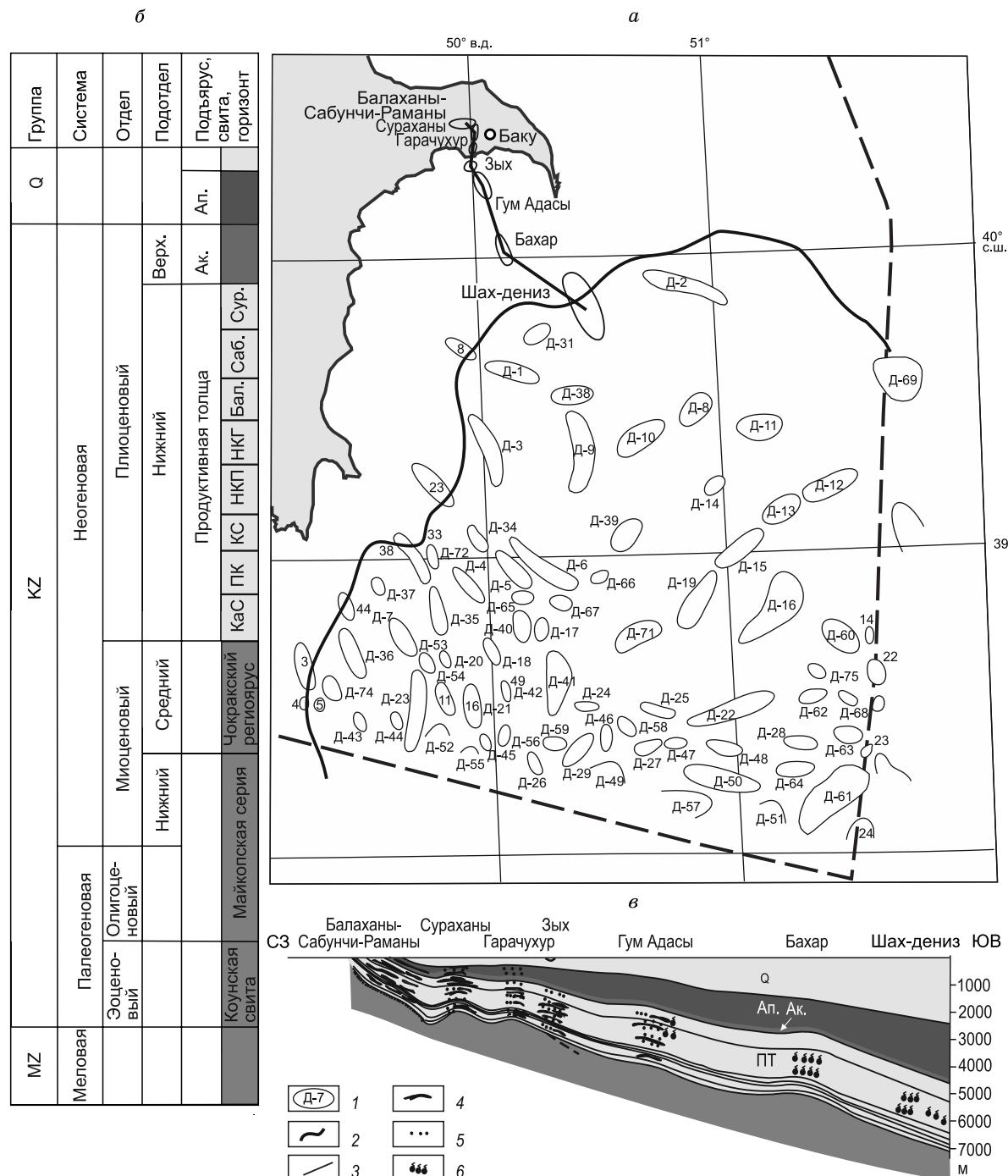


Рис. 1. Карта расположения изучаемых площадей Южного Каспия (в основу положена карта тектонического районирования нефтегазоносных территорий Азербайджана [Али-Заде, 2008б]). *а—в* — пояснения см. в тексте.

1 — месторождения нефти и газа; 2 — изобата, 200 м; 3 — профиль по линии СЗ-ЮВ; 4 — нефтяные залежи с растворенным в нефти газом; 5 — нефтяные залежи с газовыми шапками; 6 — газоконденсатные залежи.

Здесь и далее: Ап. — ашхеронский ярус, Ак. — акчагыльский ярус, Сур. — сурханская свита, Саб. — сабунская свита, Бал. — балаханская свита, НКГ — надкирмакинская глинистая свита, НКП — надкирмакинская песчаная свита, КС — кирмакинская свита, ПК — подкирмакинская свита, КаС — калинская свита.

ротной до меридиональной). Наиболее крупным тектоническим элементом здесь является вал Абиха, протягивающийся в северо-восточном направлении на 140 км. В пределах этого вала кровля среднего плиоцена залегает на глубинах менее 3000 м, а в прилегающих синклинальных прогибах она погружается до 6500—7500 м. Амплитуда вала Абиха по отношению к прилегающим прогибам составляет порядка 3500—4500 м. При такой большой амплитуде складчатость вала Абиха затухает в юго-восточном направлении. Геоморфологически, кроме вала Абиха, отмечается и аналогичный вал Шатского северо-восток-юго-западного простирания. Мощность осадочного чехла здесь достигает 25 км [Али-Заде, 2008а; 2018]. Ритмичное чередование песчаных коллекторов и глинистых покрышек и благоприятные структурные условия обусловили насыщение углеводородами всего разреза продуктивной толщи на Апшеронском полуострове и прилегающей акватории шельфа. В пределах района выделяется до 40 нефтегазоносных объектов (Балаханы-Сабунчи-Раманы, Сураханы, Биби-Эйбат, Кала и др.).

Донные осадки глубоководной части Южного Каспия в основном представлены отложениями четвертичного возраста [Али-Заде, 2008а; Гулиев и др., 2013; Полетаев, Полетаева, 2018а, 2018б]. В пределах глубоководной части на поверхности дна моря установлены глинистые илы разной консистенции.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Отбор газа на нефтегазовых месторождениях в зависимости от обустройства устья скважины осуществлялся несколькими способами: из трубы, из газового отвода, из затрубного пространства, траппа, сепаратора и т. д. Отбор проб газа на естественных выходах, в том числе грязевых вулканах, осуществлялся с помощью воронки. Отобранные пробы газа отправлялись в лабораторию, где на хроматографах определялся их химический состав, а на масс-спектрометрах — изотопный состав углерода, водорода и др. компонентов [Гулиев и др., 2013].

В настоящей работе использованы результаты изотопных анализов углеводородных газов Азербайджана, выполненные различными организациями (НИИ Геоинформсистемы, Научные центры БП, Статоил, Шеврон) и авторами [Дадашев и др., 1982; Валяев и др., 1985; Katz et al., 2002; Гинсбург, Соловьев, 1994]. Изучение изотопного состава газов в зависимости от стратиграфического возраста вмещающих отложений проводилось по 147 пробам, из них 112 относятся к газам продуктивной толщи, 29 — к газам подстилающих отложений и 6 — к отложениям апшеронского региона и акчагыльского яруса. Объектом исследования также являются данные газовой съемки 1282 проб газа, отобранных в Южном Каспии на месторождениях Шах-дениз, Бахар, Пираллахи, Хали, в глубоководной части Южного Каспия и др., а также данные геолого-геофизических исследований.

ИЗУЧЕНИЕ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Сопоставление газов в зависимости от стратиграфического возраста вмещающих отложений представлено в табл. 1, где даны пределы содержания и средние значения компонентов для каждого стратиграфического интервала. С целью детального изучения характера изменения изотопного состава газа в зависимости от стратиграфического возраста вмещающих пород построены графики для изотопа углерода метана, этана, пропана, бутана (рис. 2) и углекислого газа.

Выделение различий проводится по средним значениям, которые в полном объеме оценивают вариации изотопного состава в пределах отдельных стратиграфических горизонтов. По метану, этану, пропану, бутану и углекислому газу на всех построенных графиках отмечается последовательное утяжеление изотопа углерода перечисленных газовых компонентов вниз по разрезу от антропогенного региона к свитам продуктивной толщи вплоть до ее подошвы. Так, значения (‰) по метану изменяются от -51.1 до -40.16, по этану — от -32.0 до -23.2, по пропану от -27.5 до -21.9, по бутану — от -27.7 до -19.8 и по углекислому газу — от -2.0 до -13.8. Эта последовательность нарушается ниже по стратиграфическому разрезу. С переходом к отложениям чокракского региона происходит резкое облегчение изотопа углерода на 8—11 ‰, составляя по метану -50.5 ‰, этану -34.6, пропану -30.0, бутану -28.3 и углекислому газу -3.3 ‰. Ниже с переходом к газам майкопской серии, коунской свите и меловым отложениям вновь, как и в верхней антропоген-плиоценовой части разреза, наблюдается увеличение изотопии углерода (‰): по метану до -42.6, этану -28.4, пропану -27.5, бутану -28.4, а по углекислому газу величина изотопа углерода изменяется от -3.3 до 11.4 и кислорода от -2.8 до 2.1. Многократное повторение по различным газовым компонентам установленной закономерности изменения изотопии углерода углеводородных газов и углекислого газа подчеркивает выявленную тенденцию. Таким образом, в стратиграфическом разрезе осадочной толщи ЮКВ выделяются два интервала, которые характеризуются утяжелением изотопа углерода углеводородных газов и углекислого газа в направлении от апшеронского региона до подошвы продуктивной толщи и от чокракского горизонта к меловым отложениям.

Таблица 1. Изотопный состав углеводородных газов в зависимости от возраста вмещающих пород

| Подъярус, свита, горизонт | | Изотопный состав компонентов газа | | | | | | |
|------------------------------|---------|-----------------------------------|--------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| | | CH ₄ | | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | CO ₂ | |
| | | δ ¹³ C | δ D | δ ¹³ C | δ ¹³ C | δ ¹³ C | δ ¹³ C | δ ¹⁸ O |
| Ап. | Мин. | −56.3 | — | −33.7 | −30.1 | — | — | — |
| | Макс. | −46.1 | — | −30.0 | −24.8 | — | — | — |
| | Среднее | −51.1 | — | −32.0 | −27.5 | — | — | — |
| Ак. | — | −46.6 | — | — | — | — | — | — |
| Продуктивная толща | Сур. | Мин. | −60.6 | −233.0 | −37.2 | −31.1 | −29.4 | 19.1 |
| | Макс. | −38.6 | −198.0 | −21.5 | −7.0 | −25.3 | −18.7 | −5.0 |
| | Среднее | −48.327 | −215.5 | −29.6 | −24.8 | −27.7 | −2.0 | −6.5 |
| | Саб. | — | −54.9 | — | −32.2 | −29.2 | — | — |
| | Бал. | Мин. | −51.79 | −277.0 | −31.1 | −30.1 | −27.3 | 21.5 |
| | Макс. | −34.5 | −101.0 | −26.1 | −12.3 | −21.68 | −13.8 | −12.5 |
| | Среднее | −41.688 | −202.7 | −28.2 | −24.0 | −24.9 | 0.0 | −5.2 |
| | НКП | — | −45.6 | — | −28.0 | −24.9 | — | — |
| | КС | Мин. | −48.4 | −243.0 | −29.3 | −26.9 | −30.18 | 20.5 |
| | Макс. | −37.2 | −164.0 | −26.0 | −16.9 | −23.8 | −1.8 | −4.3 |
| | Среднее | −43.3 | −211.9 | −27.3 | −21.7 | −25.7 | 12.0 | −1.4 |
| ПК | Мин. | −52.2 | −262.0 | −29.6 | −27.5 | −29.0 | 14.9 | 1.9 |
| | Макс. | −37.1 | −157.0 | −26.6 | −10.5 | −22.42 | −9.2 | −5.0 |
| | Среднее | −43.594 | −198.8 | −28.4 | −23.0 | −25.2 | 3.0 | −2.2 |
| KaC | Мин. | −42.8 | −251.0 | −28.1 | −24.0 | −21.47 | 14.0 | −2.0 |
| | Макс. | −39 | −234.0 | −20.41 | −20.68 | −18.07 | 13.6 | — |
| | Среднее | −40.16 | −242.5 | −23.2 | −21.9 | −19.8 | 13.8 | −2.0 |
| Чокракский регионар | Мин. | −60.3 | −212.0 | −40.3 | −33.7 | −32.6 | 3.445 | −1.6 |
| | Макс. | −43.8 | −198.0 | −30.6 | −28.3 | −24.9 | −8.7 | −4.5 |
| | Среднее | −50.487 | −206.7 | −34.6 | −30.0 | −28.3 | −3.3 | −2.8 |
| Майкопская серия | Мин. | −59.2 | −223.0 | −40.48 | −32.437 | −30.32 | 16.2 | −3.8 |
| | Макс. | −43.6 | −191.0 | −32.3 | −29.0 | −25.36 | −9.9 | 1.8 |
| | Среднее | −49.25 | −210.0 | −35.8 | −30.7 | −29.3 | 6.5 | −1.9 |
| Коунская свита | — | −42.6 | −196.0 | −28.4 | −27.5 | −28.4 | 11.4 | 2.1 |
| Меловые отложения | Мин. | −47.8 | — | — | — | — | — | — |
| | Макс. | −36.5 | — | — | — | — | — | — |
| | Среднее | −45 | — | — | — | — | — | — |

Газы нефтегазовых месторождений отобраны с различных глубин (рис. 3), что позволило изучить изменение изотопного состава УВ газов в зависимости от глубины отбора проб. На рисунке 3 показаны формы проявления газов, что позволило отметить приуроченность газов газоконденсатных месторождений к интервалу от 2000 до 6000 м. Нефтяные месторождения с газовой шапкой располагаются в интервале от 400 до 3800 м, а нефтяные месторождения с газом, растворенным в нефти, отмечаются в относительно более широком диапазоне от 400 до 5500 м.

С целью изучения изменения газов с глубиной были рассчитаны средние значения изотопных данных (табл. 2) для каждого 1000 м глубины в диапазоне от 0 до 6000 м. На графике четко выделяются границы на глубине 2000—3000 м, ниже и выше от которых заметно изменяются величины изотопных компонентов. Так, содержание изотопа углерода метана на глубине до 3000 м колеблется в пределах от −48.6 до −46.4, а ниже 3000 м составляет −41.5...−39.4 %. Эти величины для этана равны −30.1...−28.8 % до глубины 3000 м, а ниже −28.6...−28.0 %. Изотоп кислорода углекислого газа для тех же глубин изменяется в следующих пределах: до 3000 м — −3.8...−1.1 % и глубже 3000 м — −9.8...−6.3 %. Смена изотопных данных для пропана и дейтерия метана отмечается на глубине 2000 м. До глубин 2000 м изотоп углерода пропана изменяется в пределах −24.8...−22.3, а ниже −26.8...−25.8 %. Для этих же глубин изотоп дейтерия метана составляет соответственно −216.8...−215.2 и −205.5...−162.8 %. Таким образом, от первого интервала глубин ко второму отмечается утяжеление изотопа углерода в углеводородных газовых компонентах. Эта разница наиболее заметна по метану, этану, пропану и облегчению изотопов углерода и кислорода углекислого газа.

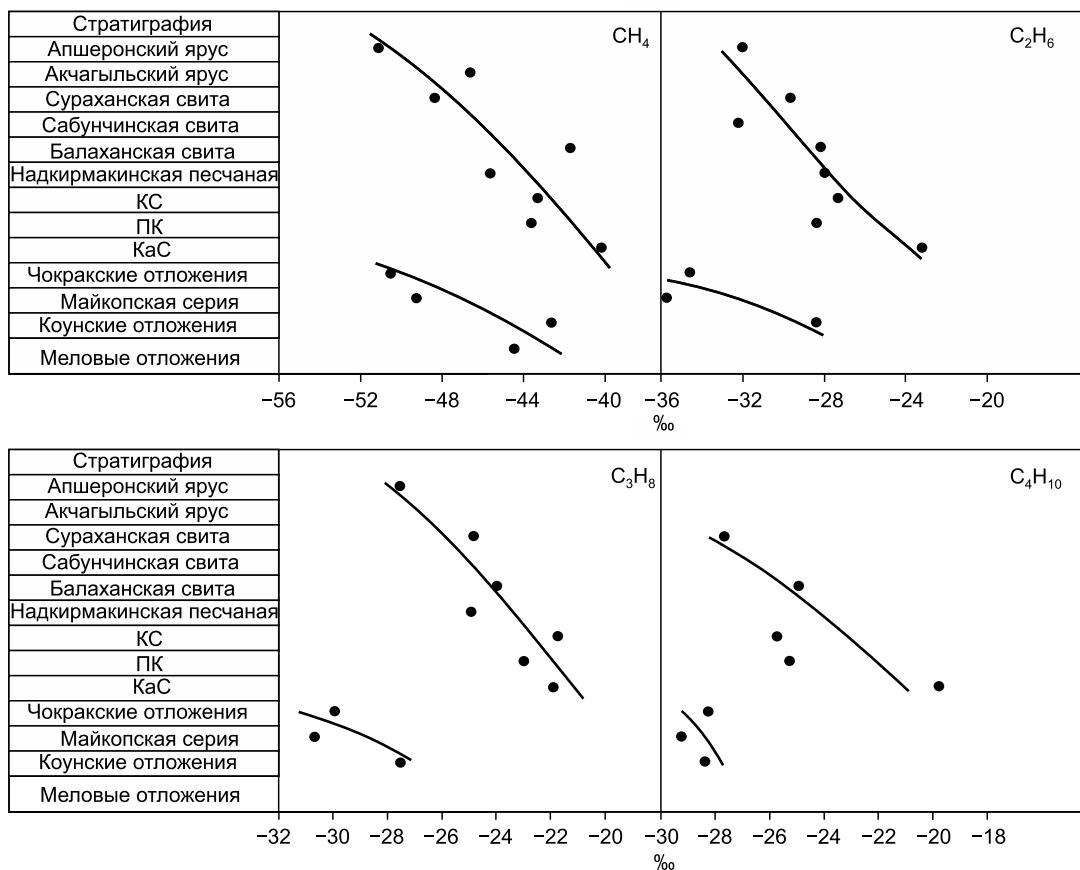


Рис. 2. Изменение изотопного состава углерода углеводородных газов в зависимости от стратиграфии вмещающих отложений.

Здесь и далее: CH_4 — метан, C_2H_6 — этан, C_3H_8 — пропан, C_4H_{10} — бутан.

Распределение изотопного состава углерода метана по площади показано на рис. 4. На карте выделены три основные зоны, характеризующиеся различными пределами изменения изотопа углерода.

Наибольшая по площади зона изотопно-облегченных газов выделена в юго-западной части карты и оконтурена по данным месторождений Гарабаглы, Кюровдаг, Пирсагат со значениями изотопа углерода метана, колеблющимися в интервале от -54.7 до -51.0 ‰, в среднем составляя -52.8 ‰. Далее выделяется зона, в пределах которой распространены несколько утяжеленные газы. Это газы месторождений Нефтчала, Галмас, Мишовдаг, Каламадын, Дашигиль в западной и центральной частях карты, а также Гушхана, Балаханы-Сабунчи-Раманы, Бузовны, Пираллахы, Нефт Дашлары на востоке, которые

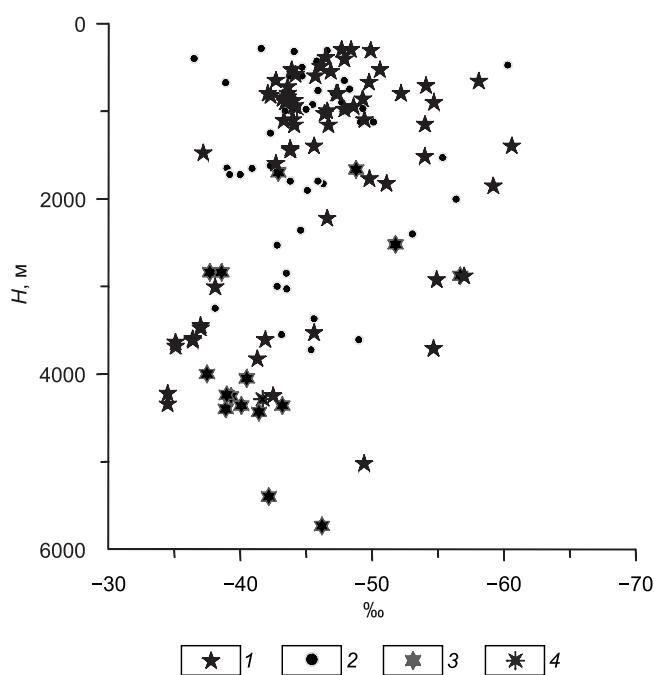


Рис. 3. Изменение изотопного состава углерода метана в зависимости от глубины залегания газов в ЮКВ (по типу месторождения).

1 — нефтяные месторождения с газами, растворенными в нефти; 2 — нефтяные месторождения с газовой «шапкой»; 3 — газоконденсатные месторождения; 4 — газовые месторождения.

Таблица 2.

Изменение изотопного состава углерода, водорода и кислорода УВ
с глубиной их залегания (шагом в 1000 м)

| Глубина, м | CH ₄ | | C ₂ H ₄ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | CO ₂ | CO ₂ |
|------------|-------------------|--------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| | δ ¹³ C | δD | δ ¹³ C | δ ¹³ C | δ ¹³ C | δ ¹³ C | δ ¹⁸ O |
| 1000 | -46.4 | -215.2 | -28.8 | -22.3 | -26.0 | 9.6 | -1.1 |
| 2000 | -46.5 | -216.8 | -30.1 | -24.8 | -25.3 | 2.6 | -3.8 |
| 3000 | -48.6 | -194.5 | -30.1 | -26.6 | -24.7 | -8.9 | -2.2 |
| 4000 | -41.5 | -162.8 | -28.6 | -26.8 | -25.2 | -8.2 | -6.3 |
| 5000 | -39.4 | -189.4 | -28.0 | -25.8 | -25.7 | -10.7 | -9.8 |
| 6000 | -41.1 | -205.5 | -28.5 | -26.1 | -26.4 | -7.5 | -7.3 |

создают единую зону с содержанием тяжелого изотопа углерода метана, колеблющегося от -49.0 до -45.9 ‰, в среднем составляя -47.5 ‰. Следующая группа газов месторождений Хара-Зиря-дениз, Алят-дениз, Дуванный, 8 Марта, Гарадаг, Дуванный-дениз, Локбатан, Биби-Эйбат, Кергез, Гюнешли, Гарачухур-Зых, Сураханы, Бинагады, Пута, Гала, Дарвин кюпяси оконтуривает зону в центральной части карты с содержанием тяжелого изотопа углерода метана от -44.9 до -40.2 ‰ (в среднем -42.8 ‰).

В пределах зоны располагаются отдельные месторождения Бахар, Сангачал-дениз, Ясамальская долина, Гум-дениз, Апшерон кюпяси с содержанием тяжелого изотопа углерода ¹³C метана от -39.3 до -37.2 ‰ (в среднем -38.4 ‰).

На диаграммы М. Шоелла [Schoell, 1983] были нанесены данные по изотопному и химическому составу газов Азербайджана. На рисунке 5 показано изменение изотопа углерода метана ($\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$) и показатель отражательной способности витринита (R_{V}°) в зависимости от процентного содержания суммы тяжелых гомологов метана (C_{2+} , %), что позволило на графике выделить различные генетические зоны исследованных углеводородных газов. В верхней части диаграммы в интервале от -60 ‰ и менее выделяется биохимическая зона. В эту зону попадают газы донных осадков Каспийского моря, отобранных к югу от месторождения Бахар. По данным анализов они характеризуются широким диапазоном содержаний, начиная с -71.1 и до -109.1 ‰, в среднем составляя -79.9 ‰. Причем в интервале от -72 до -76 ‰ наблюдается заметное увеличение количества анализов. На диаграммах эти газы приурочи-

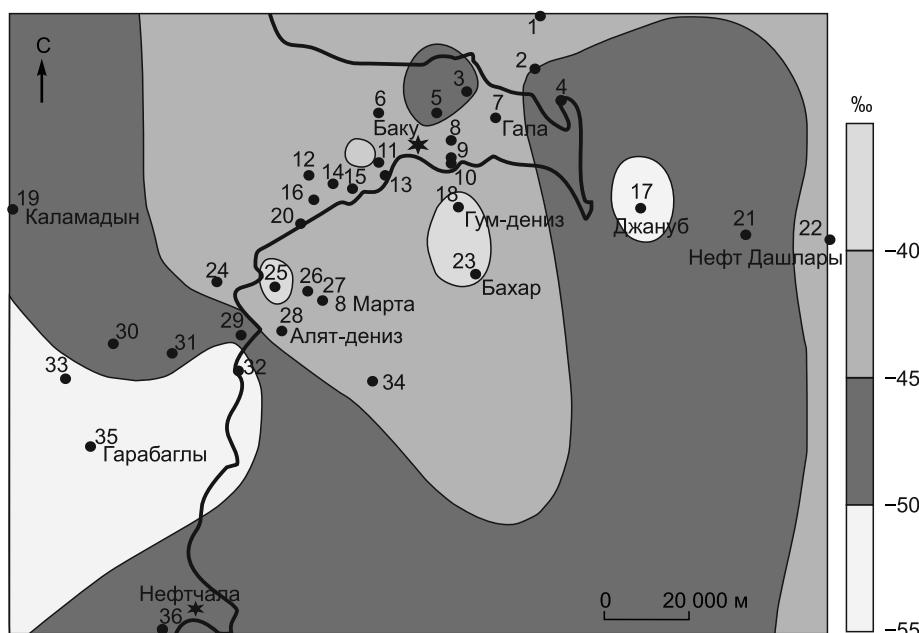


Рис. 4. Карта изменения по площади продуктивной толщины изотопов углерода метана.

1—36 — нефтегазовые месторождения: 1 — Апшерон кюпяси, 2 — Дарвин кюпяси, 3 — Бузовны, 4 — Пираллахи, 5 — Балаханы-Сабунчи-Раманы, 6 — Бинагады, 7 — Гала, 8 — Сураханы, 9 — Гарачухур-Зых, 10 — Гарачухур, 11 — Ясамальская долина, 12 — Кергез, 13 — Биби-Эйбат, 14 — Пута, 15 — Лок-Батан, 16 — Гушхана, 17 — Джануб, 18 — Гум-дениз, 19 — Каламадын, 20 — Гарадаг, 21 — Нефт Дашлары, 22 — Гюнешли, 23 — Бахар, 24 — Дуванный, 25 — Сангачал-дениз, 26 — Дуванный-дениз, 27 — 8 Марта, 28 — Алят-дениз, 29 — Дашибиль, 30 — Мишовдаг, 31 — Галмас, 32 — Пирсагат, 33 — Кюровдаг, 34 — Булладениз, 35 — Гарабаглы, 36 — Нефтчала.

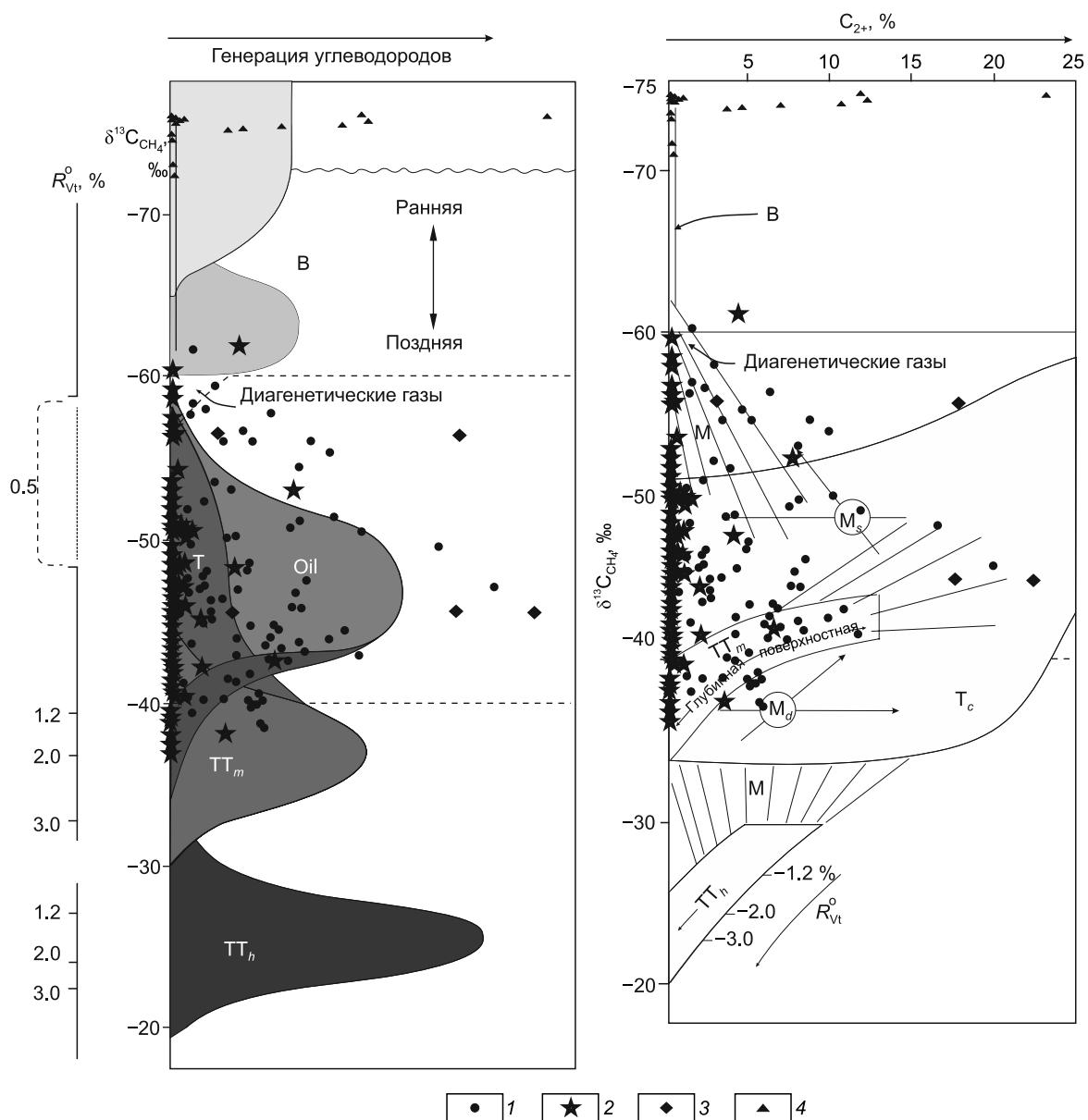


Рис. 5. Генетическая характеристика углеводородных газов ЮКВ на моделях М. Шоелла ([Schoell, 1983], с изменениями).

1 — промышленные залежи, 2 — грязевые вулканы, 3 — газогидраты; 4 — донные осадки. R_v^o — коэффициент отражательной способности витринита, В — зона биогенных газов, Oil — главная фаза нефтеобразования, Т — зона образования газов, ассоциированных с нефтью, TT_m — верхняя главная фаза газообразования, TT_h — нижняя главная фаза газообразования, T_c — газы, связанные с конденсатами (в результате ранней стадии генерации газов, крекинга нефти), M_d — глубинная миграция газов, M_s — поверхность миграция газов, М — смешанные газы.

ваются к ранней биохимической зоне. Утяжеление изотопных данных до -70 ‰ , возможно, связано со смешением газов донных отложений с восходящими углеводородными газами, мигрирующими из газо-конденсатного месторождения Бахар.

Ниже биохимической зоны в интервале $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ от -60 до -55 ‰ выделяется зона диагенетических газов. В этой зоне располагаются газы чокракского горизонта месторождений Умбаки, Сиазань и миоценовой залежи Гездекской мульды и др. Изотопный состав их колеблется от -60.3 до -58.1 ‰ , в среднем составляя -59.2 ‰ .

Ниже зоны диагенеза располагаются газы, которые приурочиваются к полю главной фазы нефтеобразования и частично к верхней главной фазе газообразования. В этих фазах имеющиеся данные указывают на широкий диапазон изменения изотопного состава углерода от -59.8 до -34.5 ‰ , в среднем

составляя -44.3 \% . Среди этих анализов определенный интерес представляют газы, приуроченные к зоне Т, т. е. зоне с пониженным содержанием гомологов метана, ассоциированных с нефтью. Эти данные еще раз подтверждают, что нефтегазообразование в ЮКВ происходило параллельно с интенсивным газообразованием и генерацией газоконденсатов. Так, газы газового месторождения Дуванный и газоконденсатных Бахар, Хара-Зиря-дениз, Галмас, Зиря и др. на диаграммах располагаются в зонах распространения нефтяных месторождений.

На диаграммах М. Шоелла газы грязевых вулканов (см. рис. 5) занимают примерно те же поля, что и газы залежей углеводородов. Заметное отличие заключается в том, что газы грязевых вулканов на диаграммах резко смещены к оси «у» в связи с низким содержанием суммы тяжелых углеводородов. Газы грязевых вулканов вдоль оси «у» на диаграммах сконцентрированы в несколько групп. В зону диагенеза входит в общем 14.4 \% проб газа, к главной фазе газообразования относится 75.1 и 10.5 \% проб соответствуют верхней зоне газообразования. Одна проба газа грязевого влк. Кичик-Пильпилия попадает в зону биогенных газов.

Газы газогидратов по изотопному составу близки к газам нефтяных месторождений. Значения изотопа углерода метана в зависимости от содержания изотопа дейтерия метана в газах газогидратов

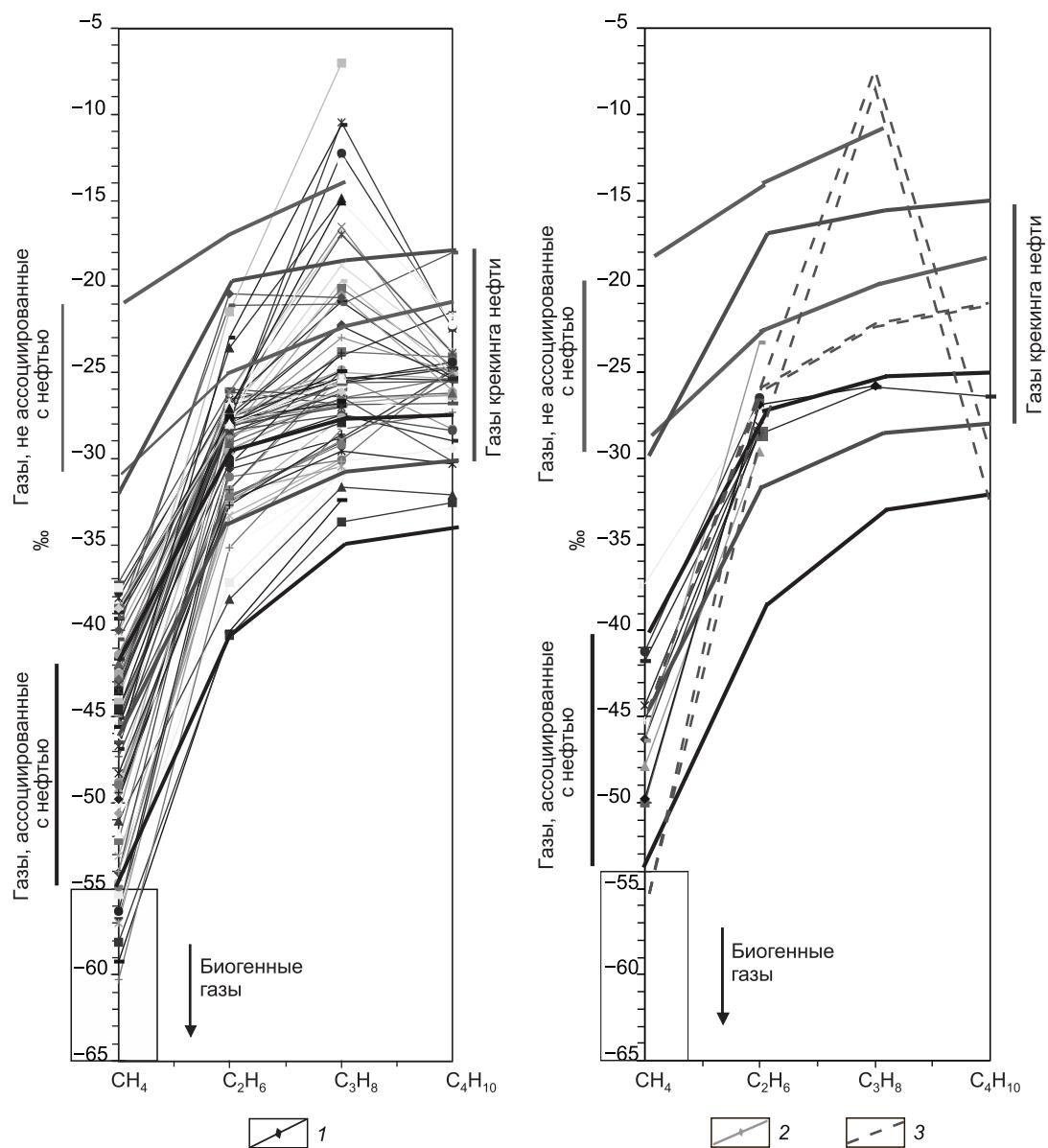


Рис. 6. Распределение изотопного состава УВ газов нефтегазовых месторождений на генетических диаграммах А. Джеймса [James, 1990].

1 — нефтегазовые месторождения; 2 — грязевые вулканы; 3 — газогидраты.

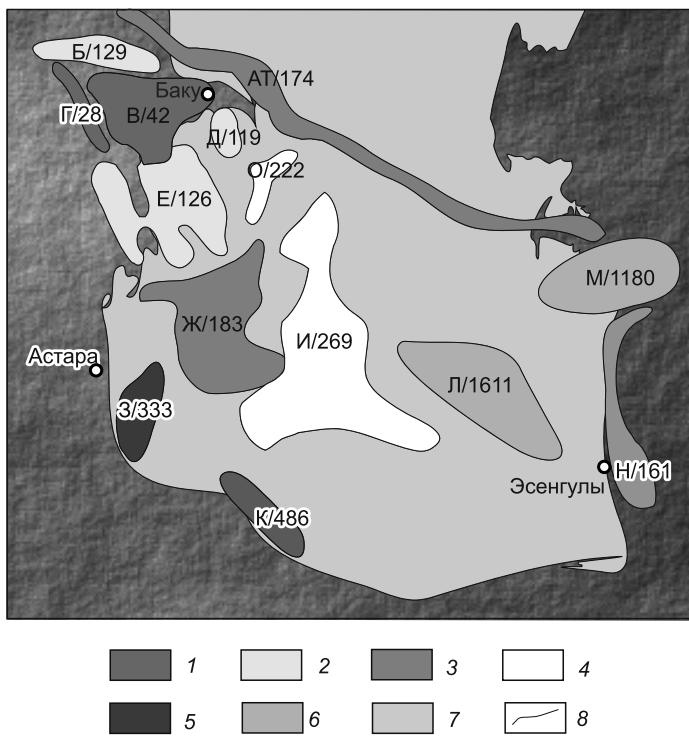


Рис. 7. Схематическая карта зональности грязевых вулканов ЮКВ [Дадашев и др., 2003].

1—6 — зоны с различными площадями, приходящимися на один грязевой вулкан (km^2): 1 — < 50 , 2 — 119—130, 3 — 160—185, 4 — 220—270, 5 — 330—490, 6 — > 1000 , 7 — области с неустановленными грязевыми вулканами, 8 — берег Каспийского моря.

колеблются от -55.7 до -44.8 ‰, что позволяет отнести изучаемые газы к зоне главной фазы газообразования и характеризовать как миграционные.

Кроме описанного основного графика, на дополнительных диаграммах дано распределение генетических полей в зависимости от содержания изотопа дейтерия метана и изотопа углерода этана. Эти графики еще раз подтверждают вышеизложенные выводы и позволяют отметить, что углеводородные газы связаны с поверхностной (неглубинной) миграцией, приводящей к смешению газов.

Для суждения о генезисе углеводородных газов была использована методика

А. Джеймса [James, 1990] (рис. 6). Из построенных графиков по данным 80 проб следует, что по изотопному составу исследованные газы промышленных залежей характеризуются различным генезисом. Для многих из них типичен смешанный состав как в целом, так и по отдельным компонентам. Интерес представляет тот факт, что в одной и той же пробе различные химические компоненты газа относятся преимущественно к тому или другому генетическому полю. Основным компонентом исследованных газов является метан. В подавляющем числе проб его концентрация превосходит 90 % и укладывается в пределах 90.1—99.8 %. В восьми пробах концентрация метана снижается до 63.6—89.0 %. Приведенные цифры показывают, что основной объем газа представлен метаном, это позволяет судить об основных путях генерации и источниках основных объемов газа по изотопным данным для метана.

На графике (см. рис. 6) большее количество проб характеризуется величиной изотопа углерода от -52 до -42 ‰, поэтому эти газы попадают в зону газов, ассоциированных с нефтью. Утяжеление изотопа метана в ряде проб до -37 ‰ приурочивает их к зоне газов, образовавшихся за счет превращения (кrekинга) нефти или керогена органического вещества.

Аналогичная картина отмечается и по данным изотопа углерода этана, пропана и бутана. Концентрация этих компонентов в газах невысока и в среднем не превосходит нескольких процентов. Генерация этана и бутана, судя по данным графиков, приурочивается к двум зонам: газам, ассоциирующимся с нефтью, и газам, генерируемым в результате крекинга нефти и органического вещества пород. Несколько большее разнообразие отмечается в изотопном составе углерода пропана. Подавляющая часть проб приурочивается к зонам газов, ассоциированных с нефтью, и зоне крекинга газов из нефти. Однако ряд проб, отобранных на площадях Локбатан, Бинагады, Биби-Эйбат, Гала, Нефт Дашлары, Гушхана, Кергез и др., характеризуется значительным утяжелением изотопов углерода до -10.5 ‰, -18.8 ‰ $\delta^{13}\text{C}_{\text{C}_3\text{H}_8}$. Эти данные позволяют отнести указанные газы к газам, не ассоциируемым с нефтью.

Газы грязевых вулканов (см. рис. 6) охарактеризованы 10 пробами. Изотопный состав определен во всех пробах для метана, этана. По изотопу углерода метана и этана их можно отнести к газам, ассоциированным с нефтью, и газам крекинга нефти.

Газы газогидратов (см. рис. 6) изучались в четырех пробах. По изотопному составу эти газы можно охарактеризовать как газы, ассоциируемые с нефтью. По изотопу углерода пропана две пробы приурочены к полю газов, не ассоциированных с нефтью.

Для изучения зонального распределения грязевых вулканов в областях с большим числом грязевых вулканов использована методика, в которой определяется площадь, приходящаяся на один грязевой вулкан.

В пределах ЮКВ выделено 14 зон [Дадашев и др., 2003], отличающихся друг от друга размером площади, приходящейся на один грязевой вулкан (рис. 7). Наибольшее число вулканов и, соответственно, наименьшая площадь, приходящаяся на один вулкан, 28—42 km^2 , отмечаются в зонах В и Г, которые

охватывают Западный Апшерон и часть Кобыстана. К северу и юго-востоку от последних располагаются зоны, в которых удельная площадь вулканов последовательно уменьшается. Так, в зонах Б, Е, Д она изменяется от 119 до 129 км², а в зонах АТ и Ж составляет 174 и 183 км² соответственно. Близкой к указанным пределам (161 км²) характеризуется и зона Н на Туркменском побережье. К востоку и юго-востоку от зон Е и Ж отмечается уменьшение числа грязевых вулканов в зонах О и И, где на один вулкан приходится 222 и 269 км² соответственно. В целом отмечается последовательное уменьшение числа грязевых вулканов в юго-восточном направлении от зон Г и В к зонам З, К, Л, М. Вероятно, что зональность количественного распределения грязевых вулканов зависит от характера изменения по площади факторов, определяющих условия образования грязевых вулканов: изменения объемов генерации УВ газов в недрах и их миграции, интенсивности и типа тектонических (колебательных и складкообразующих) движений, а также степени проницаемости пород, покрывающих грязевулканическую область и др.

ИНТЕНСИВНОСТЬ ПРОЯВЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА

Детально рассмотрены результаты газовой съемки в пределах глубоководной части Южного Каспия в структурах Д-5, Д-4, а также в северной части структур Д-18, Д-40, Машал (Д-38), Зафар (Д-9) и др. Причем газовая съемка покрывала зону расположения грязевого вулкана в структуре Машал. Кольцевые аномалии в северной части структуры Нахчыван (Д-3) установлены в зоне грязевого вулкана. Проанализированы также данные по газовой съемке структур Д-71, Араз (Д-19), Алов (Д-15), Шерг (Д-13), Д-12 и прилегающих к ним зонам, за исключением структур Д-75 и Д-16.

Как видно из распределения данных по площади и сопоставления их с геологической картой, максимальные концентрации соответствуют структурным поднятиям, а также зонам разломов, в предельных же частях структур концентрации уменьшаются. В структуре Д-26 установлены высокие концентрации *n*-пентана ($10\ 472 \times 10^{-4}$ %). Газовая съемка проведена в зоне расположения грязевого вулкана. Более низкие концентрации *n*-пентана (280.5×10^{-4} %) установлены в южной части структуры Д-56. В целом в этой зоне наблюдаются различные значения концентраций метана.

Высокое содержание суммы тяжелых углеводородов в пределах верхней части разреза показывает, что УВ газы являются как мигрированными из более глубокопогруженных отложений, соответствующих термокаталитической зоне формирования, так и происходящими из диагенетической зоны.

На карте, построенной по данным интенсивности проявления метана (рис. 8, *а*), в пределах глубоководной части Южного Каспия можно выделить три основные зоны, которые сконцентрированы в южной и северо-западной частях карты. Высокие значения интенсивности проявления метана установлены на структурах Д-12, Д-13 (Шерг), Д-15 (Алов) и др. Проявляется четкая взаимосвязь между выходами газа и разломами, выделенными в этой зоне. В областях, прилегающих к зонам разломов, интенсивность проявления метана более высокая по сравнению с другими областями. Здесь отмечаются значения интенсивности проявления метана $179\ 520 \times 10^{-4}$ %, на фоне более пониженных аномалий 6160×10^{-4} %. Следует отметить, что наблюдается определенная взаимосвязь между выходами метана, этана и других компонентов газа. Целая серия грязевых вулканов установлена около структуры Д-26 в южной части Каспия. Здесь интенсивность проявления метана составляет $58\ 080 \times 10^{-4}$ %, а этана $58\ 080 \times 10^{-4}$ %. Высокая интенсивность проявления газа также наблюдается на структуре Зафар. Здесь значения по метану составляют $202\ 400 \times 10^{-4}$ %, а по этану — 900×10^{-4} %. В близкорасположенной структуре Машал (Д-38) значения интенсивности проявления снижаются по метану $116\ 160 \times 10^{-4}$ %, по этану 2520×10^{-4} %. Выходы тяжелых гомологов метана установлены для ряда структур: Чираг-Азери, Машал, Зафар, Нахчыван, Д-12, Д-13 (Шерг), Д-71, Д-75 и Д-26. Высокие значения интенсивности проявления тяжелых компонентов могут свидетельствовать, что эти зоны благоприятны для поисков нефтяных залежей. Значения интенсивности проявления выхода *n*-пентана в структуре Зафар составляют 2281.4×10^{-4} %, в то время как в структуре Машал — 377.74×10^{-4} %. Большой разброс значений наблюдается и в зоне структур Д-12, Шерг, Алов и Араз. Здесь установлены значения 97.92×10^{-4} , 10771.2×10^{-4} , 9.900×10^{-4} % и т. д. Высокие значения концентраций наблюдаются в зонах разломов и грязевых вулканов и отражают общий генерационный потенциал глубокопогруженных залежей нефти и газа. Следовательно, на поверхности фиксируются высокие значения концентраций метана, тяжелых углеводородов, что и приводит к формированию скоплений газов с преимущественным содержанием тяжелых углеводородов в верхней части разреза. Этим и обусловливается присутствие тяжелых углеводородов в ранее установленных газогидратах [Гинсбург, 1994; Полетаев, Полетаева, 2018а].

На карте (рис. 8, *б*), построенной для суммы тяжелых углеводородов (ТУ), можно выделить аномалии различных порядков. Выделяются обширные области максимумов суммы ТУ. В северной части Южного Каспия в области Апшероно-Прибалханского порога сгущения изолиний наблюдаются в пределах месторождения Азери. Установлено, что между месторождениями Азери и Кяпяз выделяется мак-

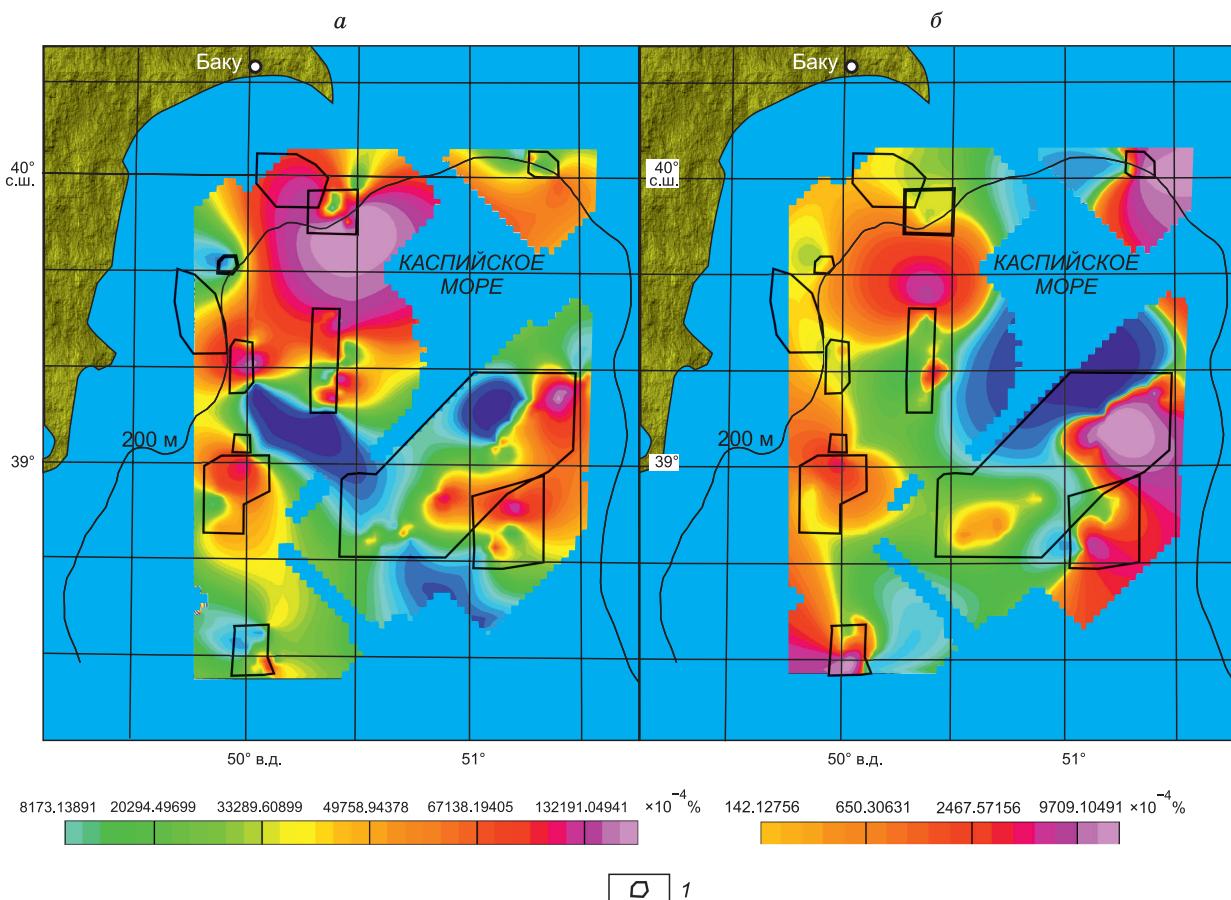


Рис. 8. Результаты газовой съемки в пределах глубоководной части Южного Каспия.

а — распределение метана, *б* — распределение суммы тяжелых углеводородов. 1 — область отбора проб газа.

сумм со значением интенсивности $1800 \times 10^{-4} \%$. Наибольшее значение $53\,168 \times 10^{-4} \%$ отмечается на месторождении Азери, от которого сгущения изолиний расходятся как в северном, так и южном направлениях. В южной части Каспия в области Бакинского архипелага на месторождении Машал (Д-38) отмечается значительный максимум интенсивности проявления суммы ТУ, равный $9032.82 \times 10^{-4} \%$. На карте изолинии расходятся от этого максимума в северную сторону. Выделяются аномалии овальной формы со сгущением изолиний в южной части. От центральной части месторождения Машал (Д-38) в направлении месторождения Зафар (Д-9) наблюдается уменьшение значений суммы ТУ (9032.82×10^{-4} , 2904.8×10^{-4} , 177.78×10^{-4} , 20.95×10^{-4} , 10.32×10^{-4} и $0.53 \times 10^{-4} \%$). Низкие значения суммы ТУ выявляются между месторождениями Машал (Д-38) и Зафар (Д-9), а также в северной части месторождения Зафар (Д-9). К центральной части месторождения Зафар (Д-9) значения суммы ТУ повышаются. В пределах месторождения Зафар (Д-9) отмечаются два локальных максимума, меридионально ориентированные вдоль этого месторождения. В центральной части месторождения прослеживаются более интенсивные проявления. Максимальное значение суммы ТУ здесь составляет $10\,982.400 \times 10^{-4} \%$. По обе стороны от максимума как в северо-западную, так и юго-восточную сторону значения суммы ТУ уменьшаются. В направлении северо-западной части наблюдаются наиболее пониженные значения — $5.17 \times 10^{-4} \%$, а в юго-восточной части немногого повышенные — $515.100 \times 10^{-4} \%$. Южнее с этим максимумом кулисообразно сочленяются менее интенсивные максимумы, значения суммы ТУ которых составляют 562.60×10^{-4} , 279.30×10^{-4} , 12.46×10^{-4} и $0.5160 \times 10^{-4} \%$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Весь объем фактического материала указывает на то, что образование УВ газов происходило в глубоководной и прибрежных частях ЮКВ. Это позволяет однозначно заключить, что формирование залежей нефти и газа на западном борту ЮКВ происходило за счет генерации и миграции УВ в отложениях самой ПТ. Изменение изотопного состава углеводородных газов в зависимости от стратиграфиче-

ского возраста вмещающих отложений позволило выделить два этапа или две фазы формирования УВ в разрезе третичного осадочного комплекса.

Это подтверждается и двумя интервалами изменения изотопных величин в мезокайнозойском разрезе ЮКВ. Эта важная закономерность указывает, что УВ газы (и нефти) не только ПТ, но и ее отдельных свит сингенетичны к вмещающим отложениям. Если бы эти газы имели единый источник генерации и миграции из подстилающих олигоцен-миоценовых и мезозойских отложений, то не имело бы место закономерное распределение изотопов углерода метана и его гомологов по разрезу ПТ.

Первый этап начинается в меловой системе и заканчивается в миоцене. Сюда входят известные нефтематеринские свиты — майкопская, коунская, чокракский горизонт и диатомовые отложения. Второй этап формирования УВ начался с накопления осадков продуктивной толщи вплоть до апшеронского яруса. Лавинная седиментация, превалирование нисходящих движений над восходящими способствовали накоплению мощных осадков в век продуктивной толщи и в последующее время.

По мере накопления осадков, а также вследствие тектонических процессов (прогибания) в глубоководной части бассейна происходило ужесточение термобарических условий. Мощности всех стратиграфических подразделений существенно увеличиваются в сторону глубоководной части Каспийского моря, что свидетельствует о возрастании нефтегенерирующей способности осадочной толщи в том же направлении. Районы глубоководной части Каспийского моря относятся к главной зоне нефтеобразования и соответствуют этапам МК₁—МК₃ и палеотемпературам от 90 до 190 °С. С главной зоной нефтеобразования связано основное количество нефтяных и газовых запасов.

Постоянно сохраняющееся региональное погружение в центральной части ЮКВ, имевшее место в век продуктивной толщи и в последующее время, создавало условия для установившейся постоянно региональной миграции углеводородов в северном, северо-западном и юго-западном направлении. Кварцевые песчаники высокой пористости и проницаемости в разрезе продуктивной толщи служили прекрасными путями для движения как газообразных, так и жидких углеводородов (рис. 9). Вышеизложенные данные позволяют сделать вывод, что региональная миграция углеводородов в пределах Апшеронского нефтегазоносного района происходила из наиболее погруженных участков ЮКВ в целом в северном направлении и характеризовалась наибольшей интенсивностью.

В течение времени, соответствующего нижнему отделу ПТ мощностью до 2000 м, началась миграция образовавшихся углеводородов, и в то же время газ, опережая при своем движении нефть, способствовал переносу ее значительных количеств. По мере накопления осадков верхнего отдела ПТ (когда общая мощность достигла 3000—4500 м), а также пород акчагыльского, апшеронского ярусов и антропогена в пластах нижнего отдела значительно увеличивались давление и температура, что привело к однофазному газовому состоянию нефти и газа, мигрирующих вверх по региональному восстанию пластов. В погруженных зонах ЮКВ однофазная газоконденсатная смесь углеводородов заполняет наиболее глубокорасположенные структуры (Шах-дениз, Хара-Зиря-дениз, Нахчыван и др.). По мере движения вверх по восстанию пород однофазовая газовая смесь, попадая в условия низких давлений, претерпевает ретроградную конденсацию и разделяется на две фазы: жидкую и газовую. Газ, как наиболее подвижный, в своем движении опережает жидкие углеводороды, переносится в вышерасположенные структуры вплоть до краевых обнажений ПТ и уходит в атмосферу (см. рис. 1, в). В соответствии с изложенными представлениями образовались гигантские месторождения нефти Балаханы-Сабунчи-Раманы и газоконденсата Шах-дениз, расположенные в одной антиклинальной зоне Апшеронского нефтегазоносного района.

Глубокопогруженная зона ЮКВ к югу и югу-востоку от Апшеронского нефтегазоносного района характеризуется рядом особенностей в морфологии плиоценовых складок. Они отличаются большими размерами и широкими синклиналями. Формирование их в основном произошло в верхнем апшероне и антропогене. Исходя из приуроченности газоконденсатных месторождений Шах-дениз, Бахар, Хара-Зиря-дениз к выделенной зоне и установления закономерностей изменения газонасыщенности, химического и изотопного составов газов, можно считать, что расположенные здесь структуры будут содержать газоконденсатные залежи. В пределах перспективной для поиска газоконденсатных месторождений акватории установлены 24 структуры, выделенные геофизическими методами разведки (см. рис. 9). Здесь располагаются структуры Апшерон, Муган-дениз, Умид, Бабек, Нахчыван, Зафар и др. Структуры северной части перспективной зоны приурочиваются к месту распространения апшеронской кварцевой лиофации ПТ. Последняя установлена на структурах Шах-дениз, Хара-Зиря-дениз, Умид и на суше в скважинах на месторождении Нефтчала. Эти данные позволяют считать, что кварцевая лиофация с севера продолжается и на структуры Зафар, Авеста, С. Мамедгулузаде и др. Используя данные по запасам углеводородов известных месторождений, была дана общая оценка запасов для 12 структур северной части перспективной зоны, согласно которой запасы газа составляют 5—10 трлн м³ и конденсата — 2—3 млрд т.

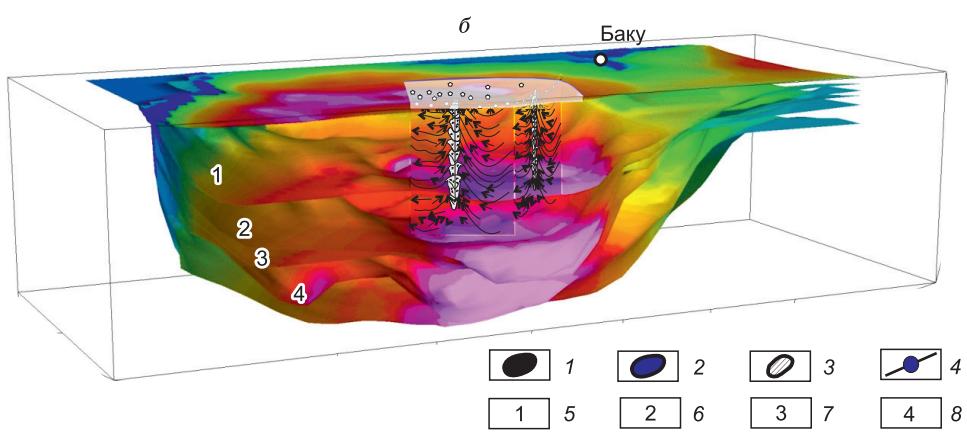
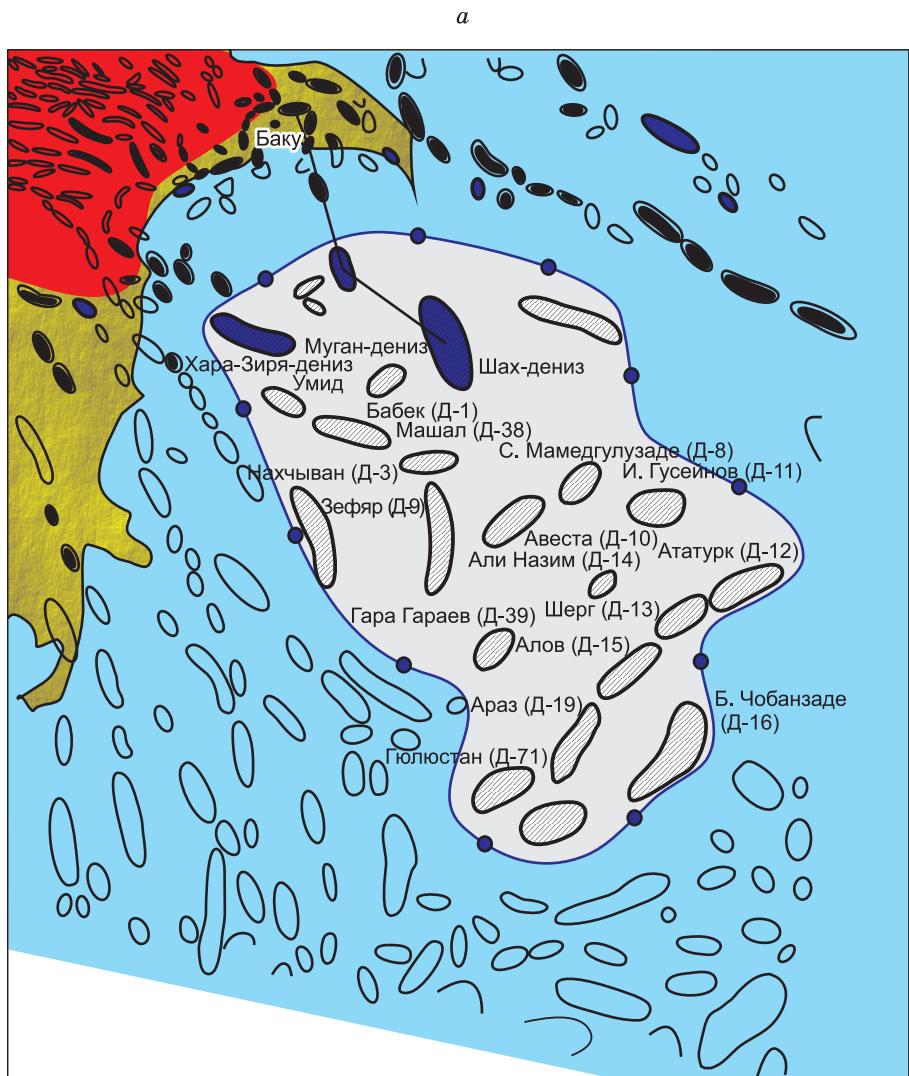


Рис. 9. Нефтегазоносность глубоководной части Южно-Каспийской впадины.

а — зоны преимущественного газонакопления ЮКВ, *б* — модель поступления УВ газов в верхнюю часть разреза в пределах глубоководной части Южного Каспия. 1, 2 — месторождения соответственно нефтяные и газоконденсатные; 3 — перспективные структуры для поиска газоконденсатных залежей в ПТ и в палеоген-мезозойских отложениях; 4 — граница зоны интенсивной генерации УВ и газонакопления в ПТ; 5 — подошва плиоцен-четвертичных отложений; 6 — подошва олигоцен-миоценовых отложений; 7 — подошва эоцен-меловых отложений; 8 — подошва юрских отложений.

Установлено, что углеводородные газы в донных осадках и отложениях верхней части разреза южной части Каспийского моря находятся в тесной зависимости от источников формирования углеводородов, миграции и других процессов, протекающих в глубокопогруженных отложениях, а также в верхней части разреза (см. рис. 9, б) [Poletayev, 2020]. Максимальные объемы углеводородных газов газогидратов, в основном метана, составляют в Южном Каспии 8.06 трлн м³ [Poletayev, Poletayeva, 2018].

Высокие оценки перспектив нефтегазоносности миоцен-палеогеновых отложений даны в работах [Али-Заде, 2008б; Гулиев и др., 2013]. Однако поисково-разведочные работы на западном борту ЮКВ привели к открытию только одного нефтяного месторождения Умбаки, расположенного в Шамаха-Гобыстанском нефтегазоносном районе. Небольшие залежи известны и на ашхеронском полуострове. Как было отмечено выше, по изотопным данным газы миоцен-палеогеновых отложений, пробы которых отобраны в скважинах и грязевых вулканах, приурочиваются к главной фазе нефтегазообразования и верхней главной фазе газообразования. Для суждения о перспективах этих отложений в работе были использованы данные о количественном распределении грязевых вулканов по площади ЮКВ. Газы грязевых вулканов широко распространены во многих регионах альпийского тектогенеза. В ЮКВ их число составляет около 50 % всех грязевых вулканов мира.

Наличие грязевых вулканов давно используется как критерий оценки перспектив нефтегазоносности районов их распространения — почти 40 % известных месторождений нефти и газа открыты на месте естественных проявлений нефти и газа на поверхности Земли. Исходя из установленной зональности распределения грязевых вулканов в ЮКВ можно предположить, что максимальная концентрация грязевых вулканов в Кобыстане и Западном Ашхероне связана с наличием залежей нефти и газа в миоцен-палеогеновых и мезозойских породах. Об этом говорят и особенности изотопного состава углеводородных газов.

Исходя из анализа генетических диаграмм М. Шоелла [Schoell, 1983], все пробы изученных газов относятся к месторождениям, открытым до глубины 6500 м, а пробы из грязевых вулканов, по-видимому, характеризуют глубины до 10—12 км. Эти газы приурочиваются к главной нефтяной фазе и первой газовой фазе. На поверхности и из скважин не было отобрано ни одной пробы газа, относящегося к нижней части генетической диаграммы, где установлена вторая главная фаза газообразования.

Эта фаза установлена в результате теоретических разработок и на основе различных данных по составу и изотопии жидких и газообразных углеводородов. Она выделена в целом ряде нефтегазоносных бассейнов. Поэтому при мощности осадочной толщи ЮКВ до 20—25 км можно предполагать, что здесь будет расположена нижняя главная зона газообразования.

В пределах указанных глубин, по-видимому, должны залегать мезозойские отложения, геологическое строение которых, особенно в погруженных зонах ЮКВ, изучено недостаточно — отсутствуют достоверные данные об их литологии, тектонике и т. д.

Изложенные данные свидетельствуют о наличии на глубинах 20 км второй главной фазы газообразования антиклинальных структур и условий для образования углеводородов. Таким образом, осадочные породы на больших глубинах ЮКВ могут содержать залежи нефти и газа.

Исходя из изложенного, выделяются три перспективно-нефтегазоносные зоны ЮКВ:

- высокоперспективная зона погруженных отложений продуктивной толщи;
- перспективная зона в миоцен-палеогеновых отложениях;
- предполагаемая зона в глубокопогруженных (12—20 км) осадках ЮКВ.

ЛИТЕРАТУРА

Алиев А.И. Условия формирования залежей нефти и газа в Южно-Каспийской впадине // Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле, 2004, № 4, с. 13—14.

Алиев А.А., Кабулова А.Я. О генезисе газов грязевых вулканов по данным изотопных исследований // Тезисы докладов международной конференции ГГМ-И. Баку, 1979, с. 85—88.

Алиев А.А., Кабулова А.Я. Изотопы гелия в газах грязевых вулканов Азербайджана // Докл. АН АССР, 1980, № 3, с. 52—55.

Алиев А.И., Багир-Заде Ф.М., Буниат-Заде З.А. Месторождения нефти и газа и перспективные структуры Азербайджанской ССР. Баку, Элм, 1985, 93 с.

Алиев А.И., Дадашев Ф.Г., Полетаев А.В. Изотопный состав углеводородных газов — важный критерий обоснования сингенетичности залежей нефти и газа отложениям продуктивной толщи Азербайджана // АНХА, 2008, № 5, с. 6—11.

Али-Заде А.А. Гидрогеология и инженерная геология. Геология Азербайджана. Баку, Изд-во «Nafta-Press», 2008а, т. VIII, 380 с.

Али-Заде А.А. Нефть и газ. Геология Азербайджана. Баку, Изд-во «Nafta-Press», 2008б, т. VII, 380 с.

- Али-Заде А.А.** О так называемых нефтематеринских свитах Азербайджана // Избранные труды. Баку, Изд-во «Nafta-Press», 2011, № 3, с. 5—18.
- Али-Заде А.А.** Продуктивная толща Азербайджана. М., ООО «Издательский дом Недра», 2018, т. II, 236 с.
- Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Алиев Г.-М.А.** Оценка нефтегазопроизводящих свойств мезокайнозойских отложений Азербайджана. Баку, Элм, 1975, 140 с.
- Валяев Б.М., Гринченко Ю.И., Ерохин В.Е.** Изотопный облик газов грязевых вулканов // Литология и полезные ископаемые, 1985, № 1, с. 72—87.
- Вебер В.В.** Нефтеносные фации и их роль в образовании нефтяных месторождений. М., Гостоптехиздат, 1947, 64 с.
- Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А.** Субмаринные газовые гидраты. СПб, ВНИИОкеангеология, 1994, 193 с.
- Губкин И.М.** Учение о нефти. М., Наука, 1975, 384 с.
- Гулиев И.С., Дадашев Ф.Г., Полетаев А.В.** Изотопы углеводородных газов Азербайджана. Баку, Изд-во «Nafta-Press», 2013, 107 с.
- Дадашев А.А., Зорькин Л.М., Блохина Г.Г.** Новые данные об изотопном составе углерода метана природных газов грязевых вулканов Азербайджана // Докл. АН СССР, 1982, т. 262, с. 399—401.
- Дадашев Ф.Г.** Углеводородные газы третичных отложений Восточного Азербайджана. Баку, АН АзССР, 1965, 124 с.
- Дадашев Ф.Г., Мамедова П.А., Полетаев А.В.** Зональное распределение грязевых вулканов в нефтегазоносных областях // Геология нефти и газа, 2003, № 1, с. 18-20.
- Калитский К.П.** Научные основы поисков нефти. М., Гостоптехиздат, 1944, 244 с.
- Мехтиев Ш.Ф.** Проблемы генезиса нефти и формирования нефтегазовых залежей. Баку, Элм, 1969, 325 с.
- Полетаев А.В., Полетаева Е.В.** Исследование распределения выходов углеводородных газов в зависимости от геологического строения Южного Каспия по данным газовой съемки // Изв. Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2018а, т. 329, № 11, с. 136—152.
- Полетаев А.В., Полетаева Е.В.** Газогидраты азербайджанского сектора Южного Каспия: термодинамика, сейсмоакустика и газопроявления // Изв. Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2018 б, т. 329, № 12, с. 164—178.
- James A.T.** Correlation of reservoir gases using the carbon isotopic compositions of wet gas components // AAPG Bull., 1990, v. 74 (9), p. 1441—1458, doi: [10.1306/0C9B24F7-1710-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/0C9B24F7-1710-11D7-8645000102C1865D).
- Katz B., Narimanov A., Huseinzadeh R.** Significance of microbial processes in gases of the South Caspian basin // Mar. Pet. Geol., 2002, v. 19, p. 783—796, doi: [10.1016/S0264-8172\(02\)00086-7](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(02)00086-7).
- Poletayev A.V.** Gas Hydrates of the Southern Caspian // Oceanology, 2020, v. 60 (5), p. 682—690.
- Poletayev A.V., Poletaeva E.V.** Evaluation of volumes of hydrocarbon gases of gas hydrates in the Azerbaijan sector of the South Caspian Sea based on seismic data // Bull. of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2018, v. 329 (10), p. 153—162.
- Schoell M.** Genetic characterization of natural gases // AAPG Bull., 1983, v. 67, p. 2225—2238, doi: [10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D](https://doi.org/10.1306/AD46094A-16F7-11D7-8645000102C1865D).