

УДК 553.98(575.4)

Н. Мамиеесенов¹, Н.П. Фадеева²

ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЗОЗОЙСКО-КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ТУРКМЕНСКОМ ШЕЛЬФЕ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Нефтематеринские породы присутствуют во всех стратиграфических подразделениях мезозойско-кайнозойских отложений Туркменского шельфа Каспийского моря. Наибольшим нефтематеринским потенциалом обладают терригенные и карбонатно-терригенные породы средней юры, апта, палеогена, неогена и апшеронского яруса четвертичной системы. Для выяснения условий формирования залежей УВ в Юго-Западной Туркмении впервые применен принцип химической термодинамики путем расчета свободной энергии газовых УВ. Он показал, что залежи УВ в верхнем комплексе отложений (красноцветная толща среднего миоцена, акчагальский и апшеронский ярусы) являются сингенетичными, их формирование осуществлялось за счет латеральной миграции из одновозрастных отложений депрессионных зон, смежных с поднятиями.

Ключевые слова: нефтематеринские породы, формирование залежей, палеоген-четвертичные отложения, свободная энергия газов, миграция.

Source rocks are present in all the stratigraphic units of Mesozoic-Cenozoic deposits of the Turkmen shelf, Caspian Sea. Highest source rock potential is characteristic for terrigenous and carbonate-terrigenous rocks of Middle Jurassic age, Aptian, Paleogene, Neogene and Apsheron stage of Quarternary system. For revealing of formation conditions of HC deposits within the South-Western Turkmenistan principle of chemical thermodynamics is primarily used by the calculation of free energy of gaseous HCs. It showed that HC deposits within the topmost depositional complex (red-colored strata of Middle Miocene, Akchagyl and Apsheron stages) are being syngenetic, their formation has been fulfilled due to lateral migration from the even-aged deposits from depression zones neighboring with the uplifts.

Key words: source rocks, formation of deposits, Paleogene-Quarternary deposits, free energy of gases, migration.

Введение. В основе теории органического (осадочно-миграционного) происхождения нефти лежат представления об образовании нефтяных и газовых углеводородов (УВ) в стадию катагенеза из биогенного органического вещества (ОВ), захороненного в осадках древних морских и озерных бассейнов. Теория базируется на учении о нефтематеринских породах, разработкой которого занимались многие известные ученые (А.М. Акрамходжаев, А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.В. Вебер, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев, А.А. Трофимук и др.). К нефтематеринским относятся осадочные тонкозернистые терригенные и терригенно-карбонатные породы, обогащенные ОВ сапропелевого и смешанного состава (с большей или меньшей примесью гумусового материала). На стадии седименто- и диагенеза их формирование протекало в восстановительной геохимической обстановке, а при достижении породами определенных термобарических условий они становятся нефтепроизводящими. Нефтегазоматеринский потенциал пород, т.е. способность генерировать то или иное количество УВ, в первую очередь зависит

от количества захороненного нефтематеринского ОВ. По данным многочисленных исследований принято считать минимальное содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в нефтематеринских глинах равным 0,5%, а в карбонатах — 0,3%.

Нефтематеринские отложения. В разные годы прошлого столетия методами битуминологии изучены мезозойско-кайнозойские отложения Средне- и Южно-Каспийской мегавпадин с целью выделения в них нефтематеринских пород.

Содержание ОВ в различных литологических типах пород байосского яруса широко варьирует. Так, в аргиллитах содержание $C_{\text{орг}}$ в среднем составляет 2,4% (диапазон 0,7–15,4%), в песчаниках — 0,3–0,8%, в мергелях и известняках — 0,5%; гуминовые кислоты отсутствуют. Значения битумоидного коэффициента, т.е. содержание битумоидов в расчете на ОВ ($\beta = \text{битумоид} \cdot 100\% / C_{\text{орг}}$), достигают в карбонатных отложениях 5–15%. К нефтематеринским относятся преимущественно пелитовые образования, формировавшиеся в устойчивой восстановительной среде.

¹ ТуркменНИПИнефть, гл. науч. с., тел: 540-29-66

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, вед. науч. с., e-mail: fadееva_natalya@mail.ru

Исследования [Назаров, Тегелеков, 1971; Тегелеков, 1971] показали, что в мезозойско-кайнозойских отложениях Юго-Западной Туркмении, залегающих на глубине 3–8 км, в качестве нефтематеринских выделяются породы ранне- и среднеюрского, аптальбского, палеогенового и миоценового возраста. Например, на площади Изат-Кули (Алладаг-Мессерианская ступень) в отложениях верхнего мела и палеогена, формировавшихся в восстановительной геохимической обстановке, содержание $C_{орг}$ составляет 0,51–0,95%.

В последние годы в институте БалканНИПИ-нефть проведены битуминологические исследования более 400 образцов песчано-глинистых и карбонатных пород из параметрических скважин, пробуренных в Западно-Туркменской впадине Южно-Каспийской мегападины (Монжуклы, Гумм-Даг, Гобек, Гара-Депе, Сыртланлы, Даната). Содержание $C_{орг}$ имеет узкий диапазон и составляет в среднем 0,61%, однако по его максимальным значениям отмечается снижение концентрации ОВ от турон-датских и сеноманских отложений к ниже- и среднеюрским. Возможно, это указывает на большую реализацию генерационного потенциала мезозойскими отложениями, так как в вышележащих плиоценовых отложениях на этих структурах открыты месторождения нефти и газа (Гумм-Даг, Гара-Депе, Гуйджик, Монжуклы).

Ближние концентрации ОВ отмечены в мезозойских породах на западном борту Южно-Каспийской мегападины: в отложениях верхнего мела и альба содержание $C_{орг}$ составляет 0,42%, апта — 0,53%, неокома — 0,94%, средней юры — 2%. Промышленные притоки нефти получены из пород эоцена и верхнего мела (Мурадханлы, Зардоб, Тарсдаллар). На западном погружении Копетдага в Сумбарской синклинали в глинисто-песчаных отложениях нижнего сеномана и альба, формировавшихся в восстановительной и резковосстановительной обстановках, содержание $C_{орг}$ составляет 0,41–1,04%, гуминовые кислоты отсутствуют [Барташевич, Кудельский, 1963].

Северо-Западная часть Туркменистана граничит с Южно-Мангышлакско-Устюртской системой прогибов, принадлежащей к Скифско-Туранской плите, в нефтегазоносном отношении она является частью Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции [Дикинштейн и др., 1965]. На территории Туркмении расположены Кара-Богазский свод и прилегающая к нему акваториальная часть Среднего Каспия, Тувергыр-Гарашорская зона поднятий и Красноводское плато. Учитывая определенную общность геологического строения этих структур, можно провести аналогию и в геохимической характеристике пород и УВ флюидов.

В пределах Туркменистана выделяются четыре основных литолого-стратиграфических комплекса, с которыми связаны нефтяные, газоконденсатные и газовые залежи или признаки нефтегазоносности (в меловых, келловейско-ааленских, лейасово-триасовых

и палеозойских отложениях). На площади Оймаша из среднего палеозоя (кора выветривания гранитоидов) получен промышленный приток нефти с дебитом 245 м³/сут на 9-миллиметровом штуцере из интервала 3752–3720 м. Нефть имеет плотность 0,834 г/см³, малосернистая, парафинистая (13,3%), смолистая (2,6%), с небольшим содержанием асфальтенов. Резервуар массивный, мощность нефтенасыщенной части 96 м.

В породах триаса содержание $C_{орг}$ составляет 1,1–5,8% (ОВ 1,4–7,7%). Петрографический состав нерастворимого ОВ (керогена), выделенного из обогащенных ОВ темных мергелей, на 90% представлен коллоальгинитом; кероген относится к классам сапропелитов и гумито-сапропелитов. ОВ находится на градации катагенеза МК₂ (газовый этап углефикации).

Кероген юрских отложений представлен сапропелито-гумитами, реже гумито-сапропелитами и собственно сапропелитами. Роль сапропелитового ОВ и его содержание возрастают при переходе от пород континентального генезиса к морскому в ряду песчаники — алевролиты — глины и достигая в последних 5–10%; обогащенность ОВ байосских пород выше, чем батских.

Большой объем геохимических исследований проведен в Губадаг-Большебалханском районе. По данным [Старобинец, 1960], концентрация $C_{орг}$ в породах юры составляет 0,74–1,57%, сеномана — альба 0,3–1,22%. Количество гуминовых кислот не превышает 0,09%. В пределах Большого Балхана ОВ сложено гумусово-лигнинными компонентами, гуминовых кислот нет. Содержание $C_{орг}$ в аргиллитах байосского яруса в среднем составляет 1–2,5% (иногда до 5%), батского — не превышает 1–2% [Худайназаров, 1966]. Наиболее вероятными нефтематеринскими отложениями в этом регионе являются породы средней юры и апта (нижний мел).

Акваториальная часть Среднего Каспия относится к перспективным регионам Скифско-Туранской плиты. На территории Дагестана открыто нефтяное месторождение Инче-море (нижний мел), в Азербайджане — Ялама-Самур и на северном погружении Апшеронского архипелага — банка Апшеронская (плиоцен), в Казахстане — притоки нефти и газа получены на структурах Скалистое-море, Центральное, Хвалынское, Широное (пермь–триас, юра).

Геохимическая характеристика Туркменского сектора Среднего Каспия основана на изучении образцов четвертичного и кайнозойского возраста (всего исследовано 184 образца), отобранных на площадях Суэ-море, Бекдаш-море, Кара-Богазгол-море, Тазебад и Бекович-море в интервале глубины 5–130 м. Содержание $C_{орг}$ в глинах неогенового возраста изменяется в пределах 0,1–3% (в среднем 0,7%), оно равномерно распределено по отдельным площадям (Суэ-море 0,53%, Бекдаш-море — 0,42–0,80%, среднее 0,61%; Кара-Богазгол-море — 0,50–1,01%, среднее 0,68%).

Концентрация $ОВ$ в породах плиоцена и миоцена схожа (0,73 и 0,67% соответственно) и отвечает субкларковым значениям для отложений внутренних морей (0,76% плиоцен; 0,78% миоцен). На этом основании для нижележащих отложений приняты следующие значения $C_{орг}$: палеоген — 0,62%, меловые — 0,45% (верхнемеловые — 0,21%, нижнемеловые — 0,70%), юрские — 0,68% (верхнеюрские — 0,63%, среднеюрские — 0,80%, нижнеюрские — 0,61%).

На Краснодарском своде в гидрогеологической скважине 4-б (Аваза) в плиоценовых отложениях (предположительно из акчагыльского яруса) выявлены прямые признаки нефтегазоносности — жидкость темного цвета, по физико-химическим свойствам отнесенная к нефти. По данным БалканНИПИнефть, такие нефти встречаются в плиоценовых залежах на небольшой глубине на большей части Южно-Каспийской мегавпадины, где образуют промышленные скопления.

Геохимическая изученность акваториальной части связана с исследованиями кернового материала, состава и свойств газов, нефтей и конденсатов месторождений в пределах Апшероно-Прибалханского порога [Али-Заде и др., 1967]; детальнее изучена западная часть шельфа. По этим данным, состав и свойства $УВ$ флюидов в акваториальной и континентальной частях Южно-Каспийской мегавпадины практически одинаковы. Обобщение обширных геохимических материалов (более 3000 различных анализов образцов керна неогенового и палеогенового возраста) показало, что восстановительная обстановка, наиболее благоприятная для процессов нефтеобразования, создавалась не только в пелитовых глинистых осадках, но и в песчано-алевритовых и кластических карбонатных. Содержание $C_{орг}$ в этих отложениях в некоторых случаях достигает 3–3,3% и возрастает с увеличением глубины бассейна. Так, в фациях открытой части моря содержание $C_{орг}$ (медианные значения) — 0,62%, в области шельфа — 0,9%, в верхней части материкового склона ~2% и более. Более высокая концентрация $ОВ$ характерна для карбонатных осадков. Так, в карбонатно-глинистых и карбонатно-песчаных илах содержание $C_{орг}$ составляет 1,12 и 0,91% соответственно, в бескарбонатных глинистых и песчаных илах оно снижается до 0,91 и 0,6% соответственно. На основании этих данных сделан вывод, что в Южно-Каспийской впадине в самых разнообразных фациях (особенно в области подводного склона) существовали условия, благоприятные для нефтеобразования [Али-Заде и др., 1967]. Этот процесс имеет циклический характер, что подтверждается периодической повторяемостью зон с окисленными и восстановленными битумами.

Формирование залежей. В пределах Южно-Каспийской мегавпадины к настоящему времени открыты залежи нефти и газа только в плиоценовых отложениях. Поэтому установление условий формирования углеводородных скоплений и влияния разнообразных

геологических факторов имеет принципиальное значение, так как обеспечивает необходимую научную базу при прогнозировании перспектив нефтегазоносности осадочного разреза впадины. Относительно процессов нефтегазообразования существуют две основные гипотезы. Согласно первой, генерация $УВ$ происходила в более глубоких мезозойских отложениях, откуда они мигрировали по разломам в верхние части разреза. По этой схеме все нефтяные и газовые залежи в плиоценовых отложениях вторичны [Назаров, Тегелеков, 1971 и другие]. Согласно второй гипотезе, залежи в породах плиоцена формировались за счет латеральной (боковой) миграции $УВ$ из погруженных частей впадины к ее бортам и заполняли встречающиеся на пути миграции антиклинальные поднятия [Али-Заде и др., 1967, 1985].

Сторонники вторичности залежей $УВ$ в плиоценовых отложениях Западно-Туркменской впадины основываются в первую очередь на распределении разведанных запасов по разрезу. Так, в Прибалханской зоне поднятий 80% промышленных запасов сосредоточено в верхнекрасноцветных и вышележащих акчагыл-апшеронских отложениях. С этой зоной связаны многочисленные тектонические нарушения сбросового типа с амплитудой до 1000 м. Промышленные запасы в нижнекрасноцветных отложениях Гограндаг-Экеремской зоны поднятий составляют немногим более 15%, они приурочены к очень крупным поднятиям, почти не нарушенным разломами.

Выявленные залежи пластово-сводовые, тектонически и литологически ограниченные, характеризуются аномально высоким пластовым давлением (АВПД), превышающим гидростатическое в 1,3–1,7 раза. Возраст залежей в плиоценовых отложениях весьма молодой. Изменение свойств нефтей в разных залежах не связано ни с их стратиграфической принадлежностью, ни с действием вторичных факторов, таких, например, как окисление, так как разные нефти встречаются в одинаковых гидрогеологических и термодинамических условиях. По мнению авторов работы [Дикинштейн и др., 1965], это обусловлено миграцией $УВ$ по разломам, трещинам, жерлам грязевых вулканов из нижележащих отложений палеогена и мезозоя, так как верхнекрасноцветные и акчагыл-апшеронские отложения не являются нефтематеринскими, поскольку содержат гумусовое $ОВ$. С этим положением согласуются находки нефти в изолированных пустотах в юрских известняках, выброшенных на поверхность грязевым вулканом Алигул (п-ов Челекен). Другие факты, такие, как связь наиболее высоких значений пластового давления в залежах с зонами разрывов сплошности пород, увеличение нефтенасыщенности вблизи разломов и жерл грязевых вулканов (Котур-Тепе, Челекен, Барса-Гельмес), также свидетельствуют о вторичности залежей в плиоценовых отложениях.

Таким образом, согласно этой гипотезе [Дикинштейн и др., 1965], залежи $УВ$ в плиоцене (в верхне-

красноцветных и акчагыл-апшеронских отложениях) сформировались за счет вертикальной миграции из нижележащих отложений, но при этом не отрицается сингенетичность залежей в нижнекрасноцветной толще.

Этой точке зрения, по нашему мнению, противоречат некоторые факты. Во-первых, если залежи сформировались за счет вертикальной миграции, то было бы отмечено закономерное изменение физико-химических свойств нефти, чего в действительности не наблюдается. Во-вторых, результаты поисково-разведочных работ на нефть и газ, проведенных в последние годы на Восточном борту Южно-Каспийской мегавпадины, показывают, что в слабонарушенных структурах Гогерендаг-Экеремской зоны нижнекрасноцветные отложения, характеризующиеся повышенной глинистостью разреза, содержат значительные запасы УВ (Корпедже, Кеймир, Ак-Патлаук и др.). Более того, они находятся в более жестких термодинамических условиях по сравнению с Прибалханской зоной поднятий. Противоречие объясняется неравномерным геологическим изучением этой территории. В 60–70-е гг. XX в., когда зародилась идея о вторичности залежей в плиоцене, шельф Каспийского моря, Восточный борт Южно-Каспийской впадины были слабо изучены глубоким бурением. В настоящее время потенциальные ресурсы Гогерендаг-Экеремской зоны поднятий увеличены до 30–50%. Надо полагать, что по мере развития поисково-разведочных работ возможно дальнейшее изменение в структуре запасов, так как к этой зоне приурочены большие ресурсы УВ.

В настоящее время в соответствии с наиболее развиваемой гипотезой показана сингенетичность залежей УВ в плиоценовых отложениях, а их формирование обусловлено латеральной миграцией УВ, этой гипотезы придерживаемся и мы.

Большой вклад в разработку проблемы формирования залежей и месторождений Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции внесен учеными школы, возглавляемой А.А. Али-Заде. Согласно их разработкам, все залежи нефти и газа в апшеронском, акчагылском, верхне- и нижнекрасноцветном комплексах образовались и формировались в этих же свитах и ярусах [Али-Заде и др., 1985].

Во время формирования красноцветной толщи из-за частых колебаний земной коры, протекающих на фоне общего погружения, накопление глин сменялось песчаными осадками. ОВ накапливалось как в глинистых, так и в песчано-алевритовых осадках в восстановительных геохимических обстановках. При этом геотектонические условия были благоприятны для генерации УВ из сингенетичного ОВ и миграции их в смежные песчаники, в результате сформировались богатые залежи в плиоценовых отложениях Южно-Каспийской мегавпадины. В связи с этим в разрезе красноцветной толщи не встречаются такие обогащенные ОВ и битумоидами образования, как горючие сланцы и глины.

В институте БалканНИПИнефть изучено несколько тысяч образцов керна из апшеронского, акчагылского ярусов и красноцветной толщи из поисково-разведочных и параметрических скважин и естественных обнажений, окружающих Южно-Каспийскую мегавпадину. Результаты химикобитуминологического изучения позволили рассматривать эти комплексы как нефтегазопроизводящие, причем нефтегазообразование имело циклический характер. Палеогеотермическая реконструкция плиоценовых отложений, проведенная нами, показала, что начиная с апшеронского времени красноцветная толща вступила в главную зону нефтеобразования, и, следовательно, началась генерация жидких и газовых УВ (верхне- и нижнекрасноцветный микроциклы), затем последовали акчагылский и апшеронский микроциклы нефтеобразования, т.е. процесс нефтеобразования протекал прерывисто-непрерывно в течение всего времени седиментации и погружения указанных толщ. Результаты исследования современных и четвертичных отложений Каспийского моря, приведенные в работе [Али-Заде и др., 1967], показали, что в них возможно образование битумоидов и УВ. Благоприятные для битумообразования условия сменялись неблагоприятными, вследствие чего в некоторых песчано-алевритовых прослоях отсутствуют залежи.

Наличие многопластовых залежей нефти и газа в коллекторах продуктивной и красноцветной толщ, разобщенных мощными глинистыми пачками, газовых шапок и водоносных горизонтов на разной глубине, АВПД, а также различия в физико-химическом составе нефти и пластовых вод из различных горизонтов свидетельствуют, что горизонты никогда не сообщались между собой. Следовательно, каждый микроцикл можно рассматривать как самостоятельную нефтяную систему — от накопления ОВ в бассейне седиментации до генерации и миграции УВ в свои же породы-коллекторы. Формирование залежей в них протекало за счет боковой миграции УВ. Об этом свидетельствует то, что в большинстве разведочных скважин, заложенных за контуром нефтеносности всех горизонтов месторождений, керны содержат явные признаки нефтеносности, являющиеся следами миграции. Они наблюдаются и по материалам ГИС — по падению пласта отмечаются незначительные кажущиеся сопротивления одноименного коллектора. Вероятно, учитывая литофациальную изменчивость красноцветных отложений плиоценового комплекса, нефтегазовые залежи формировались за счет ближней миграции со стороны примыкающих к ловушкам депрессионных зон, при этом исключается возможность миграции УВ на большое расстояние (более 25 км). Такие участки имеются вблизи всех антиклинальных зон как на суше, так и в акваториальной части Южно-Каспийской мегавпадины.

Условия формирования залежей нефти и газа в акчагылских и апшеронских отложениях подчи-

нены тем же закономерностям, которые присущи и красноцветной толще. Однако необходимо отметить, что они зависят от геолого-тектонической и геохимической обстановок, существовавших в это время на ограниченных участках, в связи с чем залежи в этих отложениях имеют локальный характер.

Локальный характер скопления залежей УВ прогнозируется в глубоководной части Южно-Каспийской мегавпадины, где плиоценовые отложения имеют значительную мощность. Подтверждением служит промышленный приток газа, полученный как на суше (Ак-Патлаук), так и в акватории (банка Губкина) Южно-Каспийской мегавпадины.

Механизм образования плиоценовых залежей. Для уточнения механизма образования залежей мы рассчитали термодинамический потенциал (свободную энергию) газовой фазы, более подвижного и, следовательно, более однородного вещества. Использована стандартная свободная энергия ΔZ 298,16, определенная при 25 °С. Для расчета взяли усредненные значения пластового давления, температуры и компонентного состава газа по отдельным горизонтам и комплексам плиоценовых отложений. Методика расчета свободной энергии для паров газа приведена в работах [Вукалович, 1953; Добрянский, 1948; Лисовский, 1962]. По мнению этих авторов, движение газа в термодинамическом отношении есть процесс необратимый, идущий с рассеиванием энергии. Иными словами, мигрирующий газ меняет свой химический состав вследствие изменения внешних термодинамических условий. Внутреннее энергетическое состояние УВ, приобретенное ими во время образования, изменяется в процессе миграции в пористой среде, при этом определенная часть энергии затрачивается на преодоление препятствий на пути их движения.

Полученные по указанной выше методике результаты определения уровня свободной энергии УВ в залежах месторождений Западно-Туркменской впадины показывают, что для всех комплексов (апшерон-красноцветные отложения) отмечается тенденция к снижению ее значений по мере омоложения возраста пород, т.е. от нижнекрасноцветных к апшеронским. Но есть и исключения, так, на некоторых месторождениях (Кум-Даг) или их участках (Дагаджик, месторождение Челекен) уровень свободной энергии в залежах уменьшается с увеличением возраста отложений, а на месторождении Бурун ее значения практически одинаковы во всех комплексах отложений.

Итак, с рассмотренных позиций обе точки зрения на образование залежей УВ в плиоценовых отложениях (первичность и вторичность) не находят полного подтверждения. В пользу сторонников боковой миграции свидетельствует уменьшение уровня свободной энергии с запада на восток из нижележащих горизонтов в вышележащие. Вертикальная миграция

УВ подтверждается почти одинаковыми значениями уровня свободной энергии УВ в залежах на месторождении Бурун, где отмечено крупное свдиговое сбросовое тектоническое нарушение с амплитудой 1000 м. На месторождении Кум-Даг и на участке Дагаджик, возможно, имеет место иное формирование залежей, т.е. локальное сингенетичное образование залежей УВ для каждого комплекса отложений.

Для разрешения проблемы формирования залежей УВ необходимы дальнейшие исследования, особенно с позиций термодинамики, в том числе и подстилающих красноцветную толщу отложений. На данном этапе изученности территории этот вопрос остается дискуссионным, хотя больше фактов свидетельствует в пользу формирования залежей за счет боковой миграции.

Основываясь на результатах палеотектонического анализа, ряд исследователей пришли к выводу об окончательном формировании залежей в плиоценовых отложениях Западно-Туркменской впадины в позднеапшерон-бакинское (четвертичное) время, так же, как в продуктивной толще Западного борта Южно-Каспийской мегавпадины.

С нашей точки зрения, оба взгляда на формирование залежей УВ в плиоценовых отложениях дополняют один другой. Следовательно, эти отложения в Южно-Каспийской мегавпадине, как на суше, так и в акватории, высокоперспективны на нефть и газ. Подтверждением служат открытие здесь уникальных, крупных залежей нефти и газа в плиоценовых комплексах. Этот вывод актуален, так как Туркменский шельф Южно-Каспийской мегавпадины еще мало изучен. На сегодняшний день сейсморазведочными работами пока выявлено более 45 структур площадью 46 тыс. км², перспективных на нефть и газ, и выделены 32 лицензионных блока для поисков залежей УВ.

Выводы. 1. Для выяснения условий формирования залежей УВ в Юго-Западной Туркмении впервые применен принцип химической термодинамики путем расчета свободной энергии газовых УВ.

2. Большинство фактов подтверждает роль латеральной миграции в формировании залежей УВ. Необходимо продолжить термодинамические исследования с целью определения направления миграции в отложениях, подстилающих красноцветную толщу.

3. Сравнение показателей формирования залежей УВ следует проводить при прочих равных условиях, т.е. необходимо выбрать территории, одинаковые по степени изученности.

4. Формирование залежей в плиоценовых отложениях, возможно, происходило за счет ближней миграции УВ из примыкающих к ловушкам депрессий. Они расположены вблизи всех антиклинальных зон как на суше, так и в акватории Южно-Каспийской мегавпадины. Это обстоятельство значительно повышает перспективы исследуемой территории на нефть и газ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Али-Заде А.А., Алиханов Э.А., Шойхет П.А. Исследование условий преобразования органического вещества в современных осадках Южно-Каспийской мегавпадины. М.: Недра, 1967. 278 с.

Али-Заде А.А., Аширмамедов М. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана. Ашхабад: Ылым, 1985. 347 с

Андреев А.И., Богомолов А.И. Превращение нефти в природе. М.: Гостоптехиздат, 1958.

Барташевич О.В., Кудельский А.В. Нефтегазопроявления в мезозойских отложениях Западного Копетдага // Изв. АН ТССР. Сер. ФТи ГН. 1963. № 3.

Барташевич О.В. Органическое вещество мезо-кайнозойского комплекса Туркмении // Вопросы геологии Туркмении. Ашхабад: Туркмениздат, 1965.

Вукалович В.А. Термодинамические свойства газов. М.: Машгиз, 1953.

Дикиништейн Г.Х. и др. Нефтяные и газовые месторождения Средней Азии. М.: Недра, 1965.

Добрянский А.Ф. Геохимия нефти. М.: Гостоптехиздат, 1948.

Лисовский М.А. О термодинамическом обосновании закономерности расположения нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа. 1962. № 1.

Назаров Н.О., Тегелеков К.М. Геохимическая характеристика органического вещества выбросов грязевых вулканов Западно-Туркменской низменности // Изв. АН ТССР. Сер. ФТи ГН. 1971. № 3.

Старобинец И.С. Геохимическая характеристика нефтей, газов и битуминозных образований Туркменской ССР в связи с вопросами нефтегазоносности // Перспективы нефтегазоносности и направление геолого-разведочных работ в западных районах Средней Азии. М.: Гостоптехиздат, 1960.

Тегелеков К.М. Нефтематеринские свиты мезо-кайнозойских отложений Юго-Западного Туркменистана // Изв. АН ТССР. Сер. ФТи ГН. 1971. № 2.

Физико-химические свойства индивидуальных УВ: Справочник / Под ред. В.М. Татевского. М.: Гостоптехиздат, 1960.

Худайназаров Г. Основные аспекты геохимических показателей нефтегазоносных толщ Туркменистана // Нефть и газ, промышленность Средней Азии. 1966. № 3.

Поступила в редакцию
22.12.2009