

ГЕОЛОГИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ АФГАНО-ТАДЖИКСКОЙ ВПАДИНЫ

У.Х. Латифов, Ш.А. Одинаев, Х.З. Латифов

Научный руководитель старший преподаватель Х.З. Латифов

Таджикский национальный университет, г. Душанбе, Республика Таджикистан

В основу современных представлений о геологическом строении Афгано-Таджикской впадины вложен обширный материал, накопленный в результате маршрутных исследований и многочисленных планомерных геолого-съемочных, поисково-разведочных, геофизических и научно-исследовательских работ, в выполнении которых принимал участие большой коллектив геологов: Москвы, Ленинграда (ныне Санкт-Петербурга), Львова, Ташкента, Бишкека, Ашхабада, Новосибирска, Душанбе и многих других городов. Этими работами установлены основные этапы формирования и развития впадины, её тектоническое и нефтегазогеологическое районирование, которые на протяжении всего этапа изучения впадины уточнялись и несколько видовоизменялись.

В качестве нефтегазопроизводящих толщ, обладающих возможностью генерировать углеводородные флюиды, в разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Афгано-Таджикской впадины выделяются угленосно-терригенная формация нижней и средней юры, верхнеюрская карбонатная толща, глинисто-карбонатные комплексы апт-альба, глинистые и глинисто-карбонатные толщи турона и сеномана, а также палеоценовая карбонатно-сульфатная и эоценовая глинисто-карбонатная толща пород. Фациально-геохимические условия формирования мезозойских толщ указывают на преобладающий гумусовый, гумусо-сапропеловый и сапропелово-гумусовый тип окиси водорода (органическое вещество), концентрация которого обычно не превышает 2-3% за исключением нижнесреднеюрской угленосной формации, где содержание окиси водорода в породах, в зависимости от насыщения их углистым материалом, меняется от сотых долей процента до 15-20%.

Анализ материалов по нефтегазоносности Mz-Kz отложений Афгано-Таджикской впадины и сопредельных районов показывает, что для них характерны преимущественно залежи нефти, приуроченные к пористо-проницаемым и трещиноватым карбонатным горизонтам среднего эоцена (Ia горизонт а1 слоев) и палеоцена (I и II горизонты bh и III-IV горизонты ak слоев). В мезозойских отложениях открыты преимущественно залежи газа, приуроченные, в основном, к карбонатным отложениям юры (XV горизонт), терригенным и карбонатным отложениям нижнего (XIV-XI горизонты) и верхнего (X-VI горизонты) мела. Согласно П.К. Азимову [1, 2, 3, 4, 5] и другим исследователям Центральной Азии, источником нефтяных и газовых залежей в продуктивных горизонтах палеогеновых, меловых и юрских отложений Афгано-Таджикской впадины и смежных территорий являются продукты преобразования рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских свит этих же отложений, т.е. нефтяные и газовые залежи в палеогеновых, меловых и юрских отложениях рассматриваемой территории сингенетичны вмещающим их толщам пород.

Для карбонатных пород палеоцена и среднего миоцена характерен сапропелевый тип окиси водорода, концентрация которого варьирует от 0,2 до 1% и более. При этом в бухарских слоях палеоцена отмечается, по данным Ю.А. Яковца и др. [5], максимальные для всего разреза (0,90%) средние значения Сорг. С целью оценки нефтегазоносности региона и выработки научно-обоснованных направлений поисково-разведочных работ, кроме определения в исследуемом разрезе нефтегазопроизводящих пород, следует также выяснить геологическую обстановку и условия, необходимые для преобразования органического вещества, а также закономерности размещения и условия формирования зон нефтегазонакопления.

В настоящее время работами многих исследователей установлено, что образование нефти и газа в земной коре происходит в зоне катагенеза в результате термokatалитических процессов преобразования органического вещества пород. При этом нефтематеринские толщ относятся к нефтепроизводящим, когда они достигают уровня среднего катагенеза, и степень превращенности содержащегося в них органического вещества соответствует маркам длиннопламенных, газовых и жирных углей. На этом этапе геохимической эволюции окиси водорода происходит резкое усиление процессов генерации и миграции углеводородов, т.к. начинает проявляться главная фаза нефтегазообразования. По Н.В. Вассоевичу [6], это проявление осуществляется в нефтематеринской породе при погружении ее на глубину 2-4 км и температуре 60-150°C. Этот же интервал активной генерации нефти в осадочных породах приводится в работах А.М. Акрамходжаева [1], Е.А. Рогозиной, С.Т. Неручева, В.А. Успенского [7] и др. Интенсивная генерация или главная фаза газообразования большинством исследователей связывается обычно с глубинами погружения осадков порядка 3-5 км, т.е. с этапами катагенетического преобразования, протекающими уже после завершения главной фазы нефтеобразования. Вместе с тем, существует представление о большей универсальности процессов газообразования, чем нефтегазообразования. Н.Б. Вассоевич [6], к примеру, отмечал, что газообразование предшествует нефтеобразованию, сопутствует ему и продолжается после его завершения. На стадии раннего катагенеза окиси водорода пород (не выше раннебуроугольной) происходит «образование метановых газов вплоть до промышленных скоплений». Исходя из особенностей газонасыщения пластовых вод в вертикальном разрезе осадочных пород Л.М. Зорькиным [8] выделяются три зоны: газообразования – до глубины 1,5 км, нефтегазообразования – от 1,5 до 6 км, газообразования – ниже 6 км. Им соответствует верхняя и нижняя зоны газонакопления и средняя зона нефтенакпления.

По данным Ф.А. Алексеева [9], анализ изотопного состава углерода метана, отражающий процессы его генерации, также позволяет выделить в разрезе осадочного чехла две зоны (верхнюю и нижнюю) интенсивного газообразования и одну (среднюю) – нефтеобразования. При этом, как отмечают Е.А. Рогозина, С.И. Неручев, В.А. Успенский [7] и др., на стадии диагенеза, в раннюю фазу эволюции осадков образуется большое количество газа, который почти полностью рассеивается и не принимает участия в формировании залежей. Однако это, хотя и широко бытующее представление о рассеивании биохимического газа, разделяется не всеми исследователями.

На основании анализа «критических» палеоглубин, при которых нефтегазопроизводящая толща начинает испытывать влияние температуры свыше 60°C, т.е. начинается первый максимум генерации углеводородов, установлено, что потенциальные возможности нефтегазопроизводящих толщ в Таджикской впадине реализовывались неодновременно. В позднеюрское время только нижняя часть терригенной толщи нижней и средней юры в наиболее погруженных участках современной Афгано-Таджикской впадины и Юго-Западных отрогов Гиссара могла вступить в главную зону нефтегазообразования.

В раннемеловое время здесь сложились геологические условия, благоприятные для широкого преобразования окиси водорода и первичной миграции образовавшихся углеводородов из этих отложений к бортам впадины. Доверхнеюрская поверхность в наиболее погруженных частях Афгано-Таджикской впадины и смежных регионах погрузилась на глубину 2500 м к началу позднемеловой эпохи, на 3500 м – к началу палеогена и на 4300-4500 м – к началу неогена. В неогеновый этап развития глубина погружения нижнесреднеюрских отложений достигла на большей части Афгано-Таджикской впадины 8-10 км и более. Следовательно, продолжительность наиболее благоприятных условий нефтегазообразования в толще нижней и средней юры здесь достигла примерно 70-80 млн. лет, т.е. охватила в основном позднемеловую и палеогеновую эпохи. Нижняя часть верхнеюрской карбонатной нефтегазопроизводящей толщи к концу юрского периода в наиболее прогнутых частях региона только вошла в зону развития процессов нефтегазообразования, а в позднемеловое время достигла главной зоны нефтегазообразования. При этом к началу накопления палеогеновых отложений поверхность верхнеюрской карбонатной толщи погрузилась в наиболее погруженных районах до 2800-3500 м, а к началу неогеновой эпохи – до 3800 м. Продолжительность наиболее благоприятных условий нефтегазообразования в карбонатной верхнеюрской толще достигала в наиболее прогнутых районах современной Афгано-Таджикской впадины и Юго-Западных отрогов Гиссара 60-70 млн. лет и охватывала часть позднемеловой, всю палеогеновую и часть неогеновой эпох. Нефтегазопроизводящие толщи терригено-карбонатного комплекса нижнего мела вступили в главную зону нефтегазообразования в наиболее прогнутых частях региона в позднем палеогене, а наиболее активную генерацию и миграцию пережили лишь в неогеновый этап развития территории, т.е. продолжительность наиболее благоприятных условий нефтегазообразования составила 25-30 млн. лет, и, наконец, реализация нефтегазогенерирующего потенциала сеноманских, туронских, сенонских и палеоцен-эоценовых отложений могла происходить только в неогеновое и антропогенное время.

Современные залежи и месторождения нефти и газа Афгано-Таджикской впадины, как, кстати, и смежных регионов, в основной своей массе являются молодыми, окончательно сформированными в неоген-плейстоценовый этап развития территории. Часто они являются продуктами переформирования и перераспределения первоначально образованных залежей в юрских, меловых и палеогеновых литолого-фациальных комплексах. При этом в образованиях юры и мела Афгано-Таджикской впадины и смежных регионов, в которых после осуществления главной фазы нефтегазообразования отчетливо проявилась главная фаза газообразования, развиты преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения. К палеогеновым отложениям, в которых на большей части территории в основном проявилась главная фаза нефтеобразования, приурочены в основном нефтяные залежи.

Таким образом, полученный в настоящее время материал позволяет заключить, что процессы нефтегазообразования происходят не равномерно: обычно в интервале 2-4 км происходит резкое усиление процессов генерации и миграции нефтяных углеводородов, а в зоне глубин 3-5 км генерируется значительная часть углеводородов газа. Интенсивное газообразование, по мнению некоторых исследователей, отмечается также и в интервале до 1,5 км. Зная о глубинной зональности процессов нефтегазообразования и располагая данными о палеоглубинах, мощности осадков и генетическом типе окиси водорода отдельных литолого-фациальных комплексов Таджикской впадины, можно довольно определенно судить, на каких этапах могли начаться процессы газо- и нефтегенерации, а также о времени, направлении региональной миграции, времени и динамике формирования нефтяных и газовых месторождений.

Литература

1. Акрамходжаев А.М. Главная фаза газообразования // Узбекский геол. Журнал, 1973. – №6. – С. 3 – 9.
2. Бабаев А.М., Кулагин В.К. Глубинное строение восточной части Гиссарской долины // Проблемы геологии Таджикистана. – Душанбе, 1964. – С. 99 – 105.
3. Готильф А.В. Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности советской части Афгано-Таджикской впадины // Труды ВНИГНИ. – Душанбе: Дониш, 1971. – Вып. 116. – С.189 – 192.
4. Лебзин Е.В., Сафранов Т.А., Воскресенская Ю.А. О времени развития процессов нефтегазообразования в мезозойских и палеогеновых отложениях Афгано-Таджикской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология и геофизика, 1975. – № 2. – С. 23 – 26.
5. Яковец Ю.А., Сафранов Т.А., Яковец Е.Б. Схема выделения и характеристика нефтепроизводящих толщ в Таджикской депрессии и Западной Фергане // Проблемы нефтегазоносности Таджикистана. – Душанбе: Дониш, 1972. – С. 301 – 317.
6. Главная фаза нефтегазообразования / Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, Н.В. Лопатин и др. // Вестник МГУ. Сер. геол. – М., 1969. – № 6. – С. 3 – 27.
7. Рогозина Е.А., Неручев С.Г., Успенский В.А. О месте и условиях проявления главной фазы газообразования в процессе погружения осадков // Известия АН СССР, сер.геолог., 1974. – № 9. – С. 124 – 132.
8. Зорькин Л.М. Геохимия пластовых вод нефтегазоносных бассейнов // Л.М. Зорькин. -М.: Недра, 1973. – 224 с.
9. Алексеев Ф.Л. О зональности нефтегазообразования в земной коре по данным изотопных исследований // Геол. нефти и газа, 1974. – №4. – С. 62 – 67.