

Библиографический список

1. Казаков А. Н. Методическое руководство по динамическому анализу микроструктурных ориентировок карбонатов. Л.: Наука, 1967.
2. Казаков А. Н. Динамический анализ микроструктурных ориентировок минералов. Л.: Наука, 1987.
3. Методы моделирования в структурной геологии / В.В. Белоусов, А.В. Вихерт, М.А. Гончаров и др. М.: Недра, 1988.
4. Давления и механические напряжения в развитии состава, структуры и рельефа литосферы: Материалы к совещ. Ленингр. НТГО. Л.: ВСЕГЕИ, 1969.
5. Флаас А. С. Геометрические принципы выделения этапов деформации в сложнодислоцированных комплексах//Принципы и методы изучения структурной эволюции метаморфических комплексов. Л. : Наука, 1978. С. 112 - 117.
6. Paterson F. A., Weiss L. E. Experimental deformation and folding in phyllite // Bul. Geol. Soc. Amer., 1966. Vol. 77. P. 343 - 374.

Получено 18.01.99.

УДК 553.98.041

И. А. Козлова (Пермский государственный технический университет)

ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОКА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Рассмотрены генетические аспекты процесса нефтегазообразования в отложениях верхнедевонско-турнейской нефтегазоматеринской толщ (НГМТ). На основе моделей эволюции погружения этих толщ проводится анализ историко-генетических факторов и указывается степень их влияния на процесс формирования скоплений нефти и газа в разных геоструктурных зонах.

Особенности структурно-фациального развития исследуемой территории в раннепалеозойскую эру обусловили формирование здесь платформенной структуры особого типа – Камско-Кинельской системы впадин. Впоследствии положение ее депрессионных и бортовых частей явилось основным фактором, контролирующим размещение местоскоплений нефти и газа /1/.

Известно, что нефтегазоносность любой территории диагностируется большим количеством факторов, отражающих условия генерации, миграции, аккумуляции и консервации УВ. Для автора большой интерес представляет генетическая сторона процесса нефтегазообразования, основу которой составляет осадочно-миграционная теория формирования скоплений флюидов.

Некоторые историко-генетические критерии, используемые при качественной и количественной оценке перспектив нефтегазоносности, общеизвестны

для изучаемой территории - условия образования НГМТ, их толщина, литологический состав, глубина погружения, степень обогащенности рассеянным органическим веществом (РОВ), генетический тип РОВ.

Принципиально новые критерии для данной территории - палеотемпература в НГМТ, геологическое время ее воздействия, скорость погружения этих толщ, величина суммарного импульса тепла, накопленного материнской породой за время ее погружения - были получены на основе моделей эволюции погружения отложений верхнедевонско-турнейского возраста северо-востока Волго-Уральской НТП. Модели, получившие название историко-генетических, представляют собой глубинно-временной разрез зон катагенеза и палеотемператур /2,5/. Ниже описаны некоторые из полученных критериев.

Основным условием проявления стадийности процессов катагенеза большинством ученых признается *температура* /4, 6/. Колебание температур на отдельных этапах геологического развития происходит неравномерно и зависит от возраста складчатого основания, геотектонического положения района, литологического состава толщ, глубины их погружения и других факторов. Моделирование палеотемператур в течение геологического времени погружения исследуемых толщ является наиболее важной задачей для восстановления эволюции процесса нефтегазообразования.

Вопрос о роли *геологического времени* как фактора, влияющего на степень преобразованности ОВ, до сих пор остается дискуссионным. Ряд исследователей считают, что время не влияет либо влияет незначительно на ход катагенетических процессов. Другие придают этому фактору весьма существенное значение. Так, Н. В. Лопатин пришел к выводу, что показатель времени является равноправным множителем наравне с температурой /4/. По мнению Г.М. Парпаровой, несколько больший уровень катагенеза в отложениях древних платформ (по сравнению с молодыми) обусловлен кроме, несомненно, больших палеотемператур, существовавших там, и более длительным воздействием геологического времени на НГМТ этих платформ.

Влияние *скорости осадконакопления* на процесс нефтегазообразования также определяется возрастом бассейна. Скорость погружения влияет на глубинную приуроченность зон катагенеза и их температурные границы. Чем моложе складчатое основание, а следовательно, выше тепловой поток и скорость погружения, тем выше по разрезу положение главной зоны нефтегазообразования (ГЗН) /4, 5/.

Величина *суммарного импульса тепла* (СИТ), полученного НГМ породами в процессе погружения, - это комплексный параметр, учитывающий совместное влияние двух вышеприведенных факторов - палеотемпературы и длительности ее воздействия /3, 4/. По величине СИТ можно определить уровень катагенетического преобразования ОВ с точностью до 0,5 градации.

Описанные выше генерационные показатели процесса нефтегазообразования были использованы автором для построения историко-генетических моделей эволюции погружения и катагенетической зональности отложений верх-

недевонско-турнейского комплекса впадин Камско-Кинельской системы. Дальнейший анализ проведенных историко-генетических исследований позволил установить дифференциацию факторов катагенеза (палеотемпература, геологическое время, СИТ), причем для отложений платформенных впадин ККСВ и впадин, приуроченных к Предуральскому краевому прогибу, отмечена существенная разница в изучаемых показателях. С одной стороны, большая глубина залегания толщ в прогибе (1900-2400 м) обеспечивала их больший прогрев (до 110-130°C), а с другой – значительная скорость погружения этих толщ (порядка 28,5 м/млн. лет) повлекла за собой несколько меньшее время пребывания нефтегазоматеринских толщ в ГЗН (10-45 млн. лет). На платформе эти же отложения, находясь на глубине 1700-2000 м имели палеотемпературы 90-120°C и находились в ГЗН 40-60 млн. лет. Скорость осадконакопления составила 20,3 м/млн. лет. Уровень преобразования ОВ во впадинах КК системы, расположенных в прогибе, соответствует катагенезу МК3-МК4 (СИТ=28-50 у. е.), в отложениях платформенных впадин – МК2-МК3 (СИТ=18-26 у. е.). Как видно из анализируемых фактов, условия нефтеобразования в разных геоструктурных зонах значительно различались.

Следует отметить также и разную стратиграфическую приуроченность пребывания в ГЗН. Вследствие высоких скоростей погружения НГМП в Предуральском прогибе в главную зону нефтеобразования входили на протяжении московского века среднекаменноугольной эпохи – уфимского века позднепермской эпохи не только породы исследуемого верхнедевонско-турнейского комплекса, но и вышележащие визейские и башкирские отложения. На территории платформы реализовать свой нефтегазоматеринский потенциал смогли лишь карбонатные отложения франского яруса, фаменские и реже турнейские отложения, находившиеся в ГЗН на протяжении позднекаменноугольной и раннепермской эпох.

Полученные данные свидетельствуют о различных по степени интенсивности процессах нефтегазообразования в верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложениях ККСВ. Так, вследствие генерационной неоднородности исследуемых НГМП на территории ККСВ подтверждено наличие двух зон, различающихся по интенсивности нефтегазообразования: нефтяной и газоконденсатно-нефтяной. Для первой характерно наличие двух подзон. Установленные для первой подзоны факторы катагенеза обеспечивали формирование относительно тяжелых, высокосернистых, высокосмолистых нефтей, характерных для юго-восточного борта Можгинской и Сарапульской впадин. Характерные для второй подзоны показатели способствовали формированию нефтей средней плотности в пределах северо-западного борта Сарапульской, Шалымской и Калининской впадин. Газоконденсатная генерационная зона установлена на территории развития Яйвенско-Вишерской и Добряно-Кизеловской впадин, где развиты относительно более легкие нефти, конденсаты.

Комплекс температурно-временных критериев, полученных на основании проведенного историко-генетического моделирования, в совокупности с геоло-

го-геохимическими данными по распределению и составу ОВ, позволил выделить на территории развития ККСВ зоны с различной интенсивностью нефтегазообразования.

Полученная генерационная зональность в значительной степени соответствует распределению фазового состояния УВ на уже открытых месторождениях, что подтверждает правильность данного методологического подхода и позволяет оценить перспективы нефтегазоносности в районах менее изученных, но характеризующихся общностью геологических условий. Такими районами на территории северо-востока Волго-Уральской НПП являются Пономаревская впадина и Уткинско-Серебрянская.

Библиографический список

1. Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. М.: Недра, 1977.
2. Козлова И.А., Белоконь Т.В. Особенности формирования залежей нефти Шальмской впадины на основе историко-генетических построений/ЦНТИ, Пермь, 1994. Деп. в ВИНТИ 12.08.94, № 2341-В94.
3. Лопатин Н.В. Температура и геологическое время как факторы углефикации// Изв. АН СССР. Сер. геол. 1971. №3. С. 95-106.
4. Лопатин Н.В. Образование горючих ископаемых. М.: Недра, 1983.
5. Польштер Л.А., Висковский Ю.А., Садыкова П.И. Историко-генетический метод изучения нефтегазоносных бассейнов//Условия образования нефти и газа в осадочных бассейнах. М.: Наука, 1976. С.56-64.
6. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Недра, 1980.

Получено 24.01.99.

УДК 553.061

И. В. Ванцева (Пермский государственный технический университет)

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДЕВОНСКОЙ ТЕРРИГЕННОЙ ТОЛЩИ

Проанализированы условия накопления эйфельских, живецких, пашийских и кыновских отложений на территории Пермского Прикамья и Удмуртии, обобщены данные по содержанию органического вещества (ОВ) в породах.

Девонская терригенная толща включает в себя отложения эйфельского и живецкого ярусов, пашийского и кыновского горизонтов.