**Особенности нефтегазообразования в бассейнах восточного паратетиса**

О.К.Баженова, Н.П.Фадеева, Л.Р.Дистанова, Ю.А.Петриченко, Э.Ю.Суслова

Осадочные бассейны Восточного Паратетиса, располагающиеся в пределах Кавказско-Скифского региона, являются и нефтегазоносными бассейнами (НГБ) - это Азово-Кубанский, Средне-Каспийский, Восточно-Черноморский, Куринский и др. Первые два НГБ являются старейшими в мире нефтегазодобывающими регионами, диапазон нефтегазоносности в которых охватывает интервал от триаса до плиоцена включительно; месторождения нефти и газа выявлены как в континентальной, так и акваториальной частях бассейнов. Бассейны Восточного Паратетиса относятся к периконтинентально-орогенным (окраинно-платформенным) и межконтинентальным (коллизионным орогенным или межгорных впадин) бассейнам подвижных поясов. Орогенный этап развития региона существенно повлиял на строение и формирование нефтегазоносности этих бассейнов, так что логичнее отнести их к орогенной группе. Эта группа бассейнов характеризуется рядом общих черт как формирования, так и реализации нефтематеринского потенциала (Пнм) нефтегазоматеринскими толщами (НГМ), т.е. особенностями нефтегазообразования. Основные из них перечислены ниже.

**Основные особенности формирования нефтематеринского потенциала.**

1.Резкое преобладание терригенных НГМ пород и подчиненное - карбонатных отложений. Основной вклад в образование жидких и газообразных УВ обеспечили нижне-среднеюрские и олигоцен-миоценовые НГМ толщи, имеющие алевритово-глинистый состав и большие мощности (более 3 км). 2. Высокие скорости накопления осадков, достигающие 35 см/1000 лет (и более) способствовали <разубожеванию> органического материала и препятствовали формированию доманикитных концентраций ОВ. При большом диапазоне концентраций средние значения Сорг для основных НМ толщ (юрской и майкопской) примерно сходны и составляют 1,5-1,6 %. Их формирование отвечает этапам заложения крупных зон прогибания: в юре - перикратонного прогиба, в олигоцене - передового прогиба. Самые высокие средние концентрациями ОВ отмечены для НГМ пород кумской свиты -от 2 до 4,6 %. 3. Относительно низкая дифференциация гранулометрической приуроченности ОВ: модальные значения концентраций ОВ в аргиллитах, алевролитах и даже песчаниках сходны и примерно отвечают кларковым. 4.Высокая биопродуктивность обусловливает накопление ОВ в осадках. Рост биопродуктивности в бассейнах Паратетиса отмечен для разных этапов тектонической активизации. Так, например, в майкопском бассейне биопродуктивность резко возросла в конце соленовского времени, ознаменовавшегося общей регрессией, содержание Сорг увеличилось до 4-5 %, по сравнению с нижележащим <остракодовым пластом> (Сорг менее 1 %). Основным продуцентами ОВ в бассейнах Паратетиса были динофлагеллаты, реже акритархи, синезеленые, зеленые и диатомовые водоросли, характеризующиеся повышенным содержанием внутриклеточных липидов (до 10 % в динофлагеллатах, еще выше - в диатомовых - 20 %); кроме того, эти водоросли накапливают липиды в качестве запасных веществ. Следствием этого является формирование ОВ с повышенной битуминозностью уже на ранних градациях катагенеза. 5. Присутствие терригенного ОВ (кероген Ш типа) проявилось даже в относительно глубоководных осадках, что обусловило снижение Пнм практически всех НГМ свит бассейнов Восточного Паратетиса. 6.Разнообразие палегеогеоморфологических обстановок накопления НГМ отразилось на различии биомаркерного состава ОВ одновозрастных толщ. 7.Неустойчивая динамика вод и сложная морфология дна бассейна обусловили формирование разнообразных окислительно-восстановительных обстановок в осадке, что предопределило крайне неравномерный характер распределения ОВ и генерационного потенциала в пределах одновозрастных НМ горизонтов. Например, для одних и тех же литотипов НГМ пород майкопской серии значения содержаний Сорг и генетического потенциала (S1+S2) изменяются на порядки: Сорг - от 0,1 до 18 %, (S1+S2) - от 0,7 до 127,3 кг УВ/т породы, водородный индекс HI изменяется от 110 до 680 мг УВ/г Сорг.

**Основные особенности реализации нефтематеринского потенциала.**

1.Рассматриваемые бассейны характеризуются чрезвычайно дифференцированным тепловым полем и, соответственно, различным положением основных генерационных зон. 2.Для значительной части бассейнов характерны растянутая катагенетическая зональность, и, в основном, глубокое положение ГЗН. Так, для майкопских отложений Керченско-Таманского района кровля ГЗН фиксируется на глубине 4,3-4,4 км, на глубине 5333љм Тmax пиролиза - 448°C, что соответствует середине ГЗН, т.е. подошва <нефтяного окна> располагается на еще большей глубине. 3.Большая мощность НГМ толщ затрудняет условия реализации НМ потенциала и способствует формированию закрытых систем, и как следствие, возникновением аутигенной нефтегазоносности. 4.Бассейны характеризуются чрезвычайно широким диапазоном возможной нефтеносности как по уровню зрелости ОВ- от ПК3 (за счет образования незрелых нефтей) до МК4, так и по глубине (до 6км) и газоносности (до 9 км). Повышенными перспективами по критерию генерации УВ отличаются бассейны, характеризующиеся совмещенностью разновозрастных очагов нефтегазообразования и отсутствием крупных перерывов в их разрезе.