СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗУ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНО-КУБАНСКОЙ ВПАДИНЫ

С.П. Левшунова
ВНИГНИ, Москва

Синтез геодинамической, флюидодинамической, геохимической и гидрогеологической систем Восточно-Кубанской впадины (ВКВ) позволил получить ранее не известные сведения о распространении в ее пределах еще не вскрытых бурением верхнетриасовых отложений и дать прогноз их нефтегазоносности.

При подходе к прогнозу нефтегазоносности не вскрытых бурением верхнетриасовых отложений в пределах ВКВ важнейшую роль играет правильный выбор системы процессов в геологической среде. По глубине залегания (более 8 км) складчатого палеозойского фундамента и объему осадочного выполнения она представляет собой вторую после Западно-Кубанского передового прогиба отрицательную структуру Западного Предкавказья.

В строении платформенного чехла ВКВ участвуют доплитный и плитный комплексы отложений. В составе плитного юрско-четвертичного комплекса выделяются три структурных этажа: юрский, мел-эоценовый и олигоцен-четвертичный. В строении нижнего структурного этажа принимает участие соленосная формация (верхний кимеридж-титон). В разрезе присутствуют карбонатные отложения оксфорда (в депрессионных и рифовых фациях) и верхнего мела, а также терригенные отложения нижней-средней юры и нижнего мела. Доплитный комплекс сложен породами верхнепермско-триасового возраста и в пределах ВКВ не вскрыт.

Верхнетриасовые карбонатные отложения в пределах ВКВ не вскрыты, но нефтегазоносность в Восточном Предкавказье требует настоятельного их изучения и на территории ВКВ: как литофациального выполнения, так и оценки возможной нефтегазоносности.

В этой связи были рассмотрены геодинамическая, флюидодинамическая, геохимическая и гидрогеологическая системы, синтез которых позволит решить поставленную задачу. Идентификация литологического состава верхнетриасовых карбонатов возможна с помощью выявления высоких концентраций CO_2, вследствие гидролиза карбонатных минералов, происходящего в высокотемпературных (свыше 200 ºС) условиях больших глубин. С помощью геодинамического анализа в пределах ВКВ

была выявлена система диагональных разломов, главнейшие из которых – Армавиро-Невинномысский и Кошехабльский – имеют северо-западное простирание. Более масштабный из них – Армавиро-Невинномысский – контролирует распределение как наибольшего числа месторождений, так и нефтегазопроявлений. Внедрявшиеся по ним глубинные флюиды меняют среду плитных комплексов, в частности температурную. Произведенный нами сравнительный расчет пластовых температур указал на больший прогрев северо-восточного борта по сравнению с юго-западным (на 16 ºС на срезе минус 3900 м), что свидетельствует о более масштабном поступлении глубинных флюидов по системе Армавиро-Невинномысского разлома. В их составе содержатся большие количества неуглеводородных компонентов: CO_2 (до 16–28,2%), N_2 (до 11,8%), паров воды. Приуроченность высоких значений CO_2 к нижним горизонтам нижнеюрского терригенного комплекса опосредованно указывает на наличие ниже карбонатных отложений, скорее всего, верхнего триаса.

Содержащиеся в глубинных флюидах пары воды (конденсационные воды) вызывают опреснение пластовых вод нижних горизонтов осадочного чехла (гидрологическая инверсия). Оценить фазовое состояние заключенного в верхнетриасовом карбонатном комплексе УВ-продукта оказалось возможным с помощью изучения нефтегазопроявлений в непосредственно залегающем на нем грубозернистом (песчаники, конгломераты) базальном горизонте плинсбаха. Горизонт практически лишен сингенетичного ОВ, а обстановка в нем в диагенезе была окислительной. Однако наибольшее число нефтегазопроявлений в нижнеюрских отложениях установлено именно в этой толще. Нефтепроявления имеются на Баракаевской, Курджипской, Попутненской и Южно-Александровской площадях; газопроявления – на Трехсельской, Хлебодаровской и Урупской площадях, причем в составе УВ-газов обнаружены все гомологи CH_4, до пентана включительно. Газ с конденсатом встречен на Майкопской и Советской площадях. Геохимический анализ жидких УВ на Советской и Баракаевской площадях показал, что они представлены конденсатами и конденсатоподобными нефтями, плотность которых увеличивается с глубиной от 0,788–0,789 г/см^3 до 0,814–0,825 г/см^3. Кроме того, на территории Армавиро-Невинномысского вала в отложениях нижнего мела, палеоцена и эоцена выделен особый тип нефтей и конденсатов (месторождения Армавирское, Александровское, Николаевское и др.). Газоконденсаты нижнего мела имеют высокую плотность (0,867–0,871 г/см^3) и

очень высокое содержание твердых парафинов (17,1–22,3%). Температура начала кипения колеблется от 85 ºС до очень высокой – 225 ºС.

Палеоцен-эоценовые нефти вскрыты на малых глубинах (290–1130 м). Они очень легкие (0,723–0,814 г/см^3), бессернистые или малосернистые (серы до 0,091%). Начало кипения – 41–113 ºС. Концентрация твердых парафинов – 7,0–12,4%. О.А. Радченко (1965 г.) относит эти нефти к фильтрованным, т. е. к таким УВ-флюидам, которые, пройдя с глубинного источника генерации, не подверглись значительным изменениям и сохранили облик глубинных нефтей.

По нашему мнению, и нижнемеловые, и палеоцен-эоценовые УВ-флюиды представляют фрагменты единой высокотемпературной УВ-системы глубокого залегания. В процессе миграции в глубоких горизонтах нижнего мела происходит осаждение более тяжелых и высокотемпературных фракций, а более легкие нефти мигрируют в верхние горизонты. Источником рассматриваемых УВ-флюидов могут быть нефти верхнего триаса. В Восточном Предкавказье они отличаются максимальной термической превращенностью и аномально высокими концентрациями твердых парафинов (20–35%).

Синтез геодинамической, флюидодинамической, геохимической и гидрогеологической систем ВКВ позволил получить ранее не известные сведения о распространении в ее пределах еще не вскрытых бурением верхнетриасовых отложений и дать прогноз их нефтегазоносности.