

СВЯЗЬ ГИДРОХИМИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ВОД ФУНДАМЕНТА И ЕГО НЕФТЕНОСНОСТИ

Т.А. Киреева

Сложность проблемы прогноза нефтеносности глубокозалегающих, трещинных коллекторов приводит к большому числу малодебитных и «сухих» скважин, получаемых при разработке залежей в нижних частях осадочного разреза и в породах фундамента. Поэтому целью данной работы ставилось выявление гидрохимических показателей наличия нефтегазовых залежей в глубоких частях нефтегазоносных бассейнов, которые прослеживаются в пластовых водах вышележающих отложений, а также гидрохимические характеристики вод фундамента, которые могут характеризовать его потенциальную нефтеносность.

По результатам анализа солевого комплекса безводных нефтей [1,2] обосновывается вертикальная миграция нефтяных углеводородов (УВ) из фундамента в осадочный чехол в составе эндогенного флюида. Рассматриваются условия разделения глубинного флюида при перемещении в более низкие Р-Т условия на газовую, нефтяную и водную составляющие, которая представлена маломинерализованными $\text{HCO}_3\text{-Na}$ водами и слабыми Cl-Na рассолами. При перемещении глубинного флюида из фундамента в осадочный чехол должна формироваться последовательность (сверху вниз): газ – нефть – маломинерализованные $\text{HCO}_3\text{-Na}$ воды – Cl-Na раствор. Водная фаза дает начало «гидрохимическому фону» нефтяных месторождений.

Гидрохимическим фоном глубоких нефтегазовых залежей часто бывают глубинные маломинерализованные ($M < 10\text{--}12$ г/л) $\text{HCO}_3\text{-Cl-Na}$ воды, которые называют инверсионными водами или глубинными щелочными, в отличие от Cl-Na-Ca рассолов, обычно имеющих кислую реакцию. Однако основным гидрохимическим фоном нефтегазовых залежей в осадочных породах являются глубинные рассолы. Они обычно регионально распространены на глубинах более 2-х км и представляют собой высокоминерализованные ($M > 100$ г/л), Cl-Na или Cl-Ca-Na растворы. По результатами термодинамического моделирования авторы работы [3] приходят к выводу, что инверсионные воды могут сохранять свой гидрохимический облик (прежде всего, высокое содержание $\text{HCO}_3\text{-иона}$) только в условиях системы открытой по CO_2 , т.е. в условиях постоянного и избыточного поступления углекислого газа. В случае прекращения поступления CO_2 (прекращение гидротермальной деятельности), состав вод переходит в Cl-Ca , т.к. Ca^{+2} , накапливающийся в результате концентрирования растворов в закрытой системе, осаждает $\text{HCO}_3\text{-ион}$. Это объясняет отсутствие $\text{HCO}_3\text{-Na}$ «оторочки» вокруг нефтяных месторождений древних платформ, пластовые воды которых представлены

исключительно хлоридными рассолами – даже если $\text{HCO}_3\text{-Na}$ воды поступали в осадочный чехол в результате вертикальной миграции, они не сохранились в условиях отсутствия притока CO_2 .

Вслед за нефтью и $\text{HCO}_3\text{-Na}$ водами к поверхности перемещаются и хлоридные воды. Поэтому, если из фундамента вместе с нефтью начинает поступать соленая вода или рассолы, то это означает, что гидротермальная деятельность прекратилась, а, следовательно, и прекратил свое существование очаг УВ подпитки. И, скорее всего, основная масса нефти уже переместилась в осадочный чехол. Данный вывод подтверждается сравнением известных фактов «наличия-отсутствия» нефти в фундаменте и наличия притоков из фундамента вод различной минерализации, которые свидетельствуют о том, что чем более обводнен фундамент и чем более концентрированными рассолами представлены эти воды, тем менее он нефтеносен. Это подтверждается результатами нефтепоисковых работ: а) месторождение Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама) содержит большие запасы (500 млн. т) безводной нефти, дебиты до 1500 т/сут, притоков воды из фундамента не получено; б) месторождение Дракон (шельф Ю. Вьетнама), Юго-Западный участок, притоки нефти 30-300 т/сут, притоки воды из фундамента, минерализация попутных вод 10-12 г/л; в) месторождение Дракон (шельф Ю. Вьетнама), Центральный участок, отдельные непромышленные притоки, минерализация попутных вод ~ 36 г/л; г) из фундамента Ромашкинского месторождения и Татарского свода нефть не получена, несмотря на большое количество пробуренных поисковых скважин, но получены притоки высококонцентрированных рассолов (минерализация до 330 г/л).

Таким образом, предлагается считать зоны гидрохимических инверсий в осадочном чехле поисковым признаком на наличие скоплений УВ в глубоких частях осадочного чехла и в фундаменте, а поступление рассолов из фундамента – отрицательным показателем его нефтеносности.

Список литературы

1. Аширов К.Б., Данилова Н.И. О характере погребенных вод нефтяных месторождений среднего Поволжья // Геология и разработка нефтяных месторождений. Труды Гипровостокнефть. Вып. 11. М.: Недра. 1967. С.17-32;
2. Киреева Т.А. Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Ю. Вьетнама), в связи с нефтегазоносностью. // Вестник МГУ. Сер.4. Геология. 2010. № 4.. С. 35-40
3. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швец В.М. Геохимия подземных вод, М.: Наука. 2004. С. 677.