

УДК 553.981:546.17

ГЕОХИМИЯ

Л. М. ЗОРЬКИН, Е. В. СТАДНИК, В. К. СОШНИКОВ,  
Г. А. ЮРИН, Ю. И. ЯКОВЛЕВ

## ГАЗОНОСНОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ДОДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РУССКОЙ ПЛАТФОРМЫ

(Представлено академиком А. А. Трофимуком 2 VIII 1972)

В пределах Русской платформы додевонские осадочные отложения имеют широкое распространение. Наиболее древние из них — это кварцито-песчаники и сланцы иотнайской серии мощностью до 250 м, вскрытые в Урало-Волжском и Среднерусском бассейнах. Выше несогласно залегают отложения рифейской группы: нижнебавлинская серия в Урало-Волжском нефтегазовом бассейне (НГБ), каратауский комплекс на западном склоне Урала и сердобская серия в Пачелмском прогибе. Рифейские отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов мощностью от 35 до 1400 м, известняков и доломитов мощностью от 30 до 700 м: венчаются они терригенной толщей мощностью до 1250 м. Выше залегают песчаники, аргиллиты, алевролиты и конгломераты мощностью до 2000 м верхнебавлинской серии, ашинского комплекса, пачелмской серии и валдайской свиты, относящиеся к рифею — нижнему кембрию. На указанных отложениях с размывом залегают породы кембрия, ордовика и силура. Сюда входят породы индятауской свиты Предуральского прогиба, балтийской свиты Московской синеклизы, додловского, валдайского и балтийского комплексов, среднего и верхнего кембрия, ордовика и силура Белоруссии и Прибалтики и ижма-омринского комплекса Тимано-Печорского НГБ. Отложения представлены песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами и доломитами общей мощностью до 500 м. Стратиграфический диапазон и полнота разреза додевонских толщ в разных частях платформы различна. Наибольшей полнотой отличаются разрезы центральных и северо-западных частей Русской платформы.

Нефтепроявления в древних толщах известны в различных районах Русской платформы. В Урало-Волжском НГБ из верхнебавлинских отложений нефтепроявления фиксированы на Танышской площади, в скважинах Куедино-Ташлинского выступа и Вятско-Камской впадины. В Среднерусском бассейне нефтепроявления отмечены в отложениях венда Даниловской площади. В Прибалтийском бассейне получены промышленные притоки нефти из средне- и верхнекембрийских отложений на Кулдигской, Пунгенской, Гаргждайской и Красноборовской площадах; на Киартайской, Гусевской и Кулдигской площадях отмечены нефтепроявления из ордовикских отложений. В Тимано-Печорском НГБ на площади Западный Тэбук в коллекторах ижма-омринского комплекса известна нефтяная заливка (васькерская свита), на площадях Нибелль и Айловинская наблюдались интенсивные нефтепроявления.

Подземные воды додевонских отложений характеризуются различной газонасыщенностью.

В Урало-Волжском НГБ в составе воднорастворенных газов преобладают азот и метан: концентрация азота изменяется от 32,6 до 93,8 %, метана — от 10,5 до 57 %; гомологи метана содержатся от следов до 3,6 %. Содержание углекислоты незначительно — доли процента; сероводород в водах отсутствует. Количество растворенного газа изменяется от 224

до 1560 см<sup>3</sup>/л, суммарная упругость газов — от 43 до 320 ат, коэффициент насыщения — от 0,09—0,18 до 0,62.

В Тимано-Печорском НГБ изучена газоносность вод отложений ижма-омиринского комплекса на площади Западный Тэбук. Концентрация метана составляет 65,9—70,1, азота 29—32, углекислоты до 1,9 %. Количество растворенного газа колеблется от 705 до 1220 см<sup>3</sup>/л, суммарная упругость газов — от 142 до 149 ат, коэффициент насыщения варьирует в пределах 0,73—0,79.

В Среднерусском НГБ состав газов азотный ( $N_2$  до 95 % и более). В наиболее погруженных частях Московской синеклизы определен метан. Концентрация его в водах Даниловской, Любимской, Переславль-Залесской площадей превышает 20 %. Гомологи метана отмечены в наиболее погруженных частях Московской синеклизы, в водах венденских отложений Даниловской и Рыбинской площадей. Содержание углекислоты изменяется в пределах 3—6 %, возрастая до 10 % и более в окраинных зонах бассейна. Количество растворенных газов варьирует от 20 до 200 см<sup>3</sup>/л, суммарная упругость — от 1—2 до 120 ат, коэффициент насыщения — с 0,05 до 0,22.

В Прибалтийском НГБ воднорастворенные газы азотные: содержание азота достигает 99,7 %, метана — до 4,4 %. Гомологи метана отсутствуют. Концентрация кислых газов не более 5—10 %. Аномально высокие концентрации углекислоты (до 36 %) отмечены в водах площади Укмерг. Количество растворенного газа до 40 см<sup>3</sup>/л, упругость газов не превышает 2—5 ат. Коэффициент насыщения изменяется от 0,02 до 0,2. В газах при контурных водах нефтяных залежей концентрация метана возрастает до 60—65 %, гомологов метана до 1—3 %, количество растворенных газов до 162 см<sup>3</sup>/л, упругость до 15,2 ат.

В Львовском НГБ газоносность вод изучена на площадях Буча и Каменка-Бугская. Состав газов метановый. Концентрация метана изменяется от 91,9 до 96,3, азота — от 0,8 до 4,1, углекислого газа — от 1,4 до 2 гомологов метана — от следов до 2 %. Количество растворенного газа достигает 900 см<sup>3</sup>/л, упругость 70 ат, коэффициент насыщения 0,61.

Подземные воды древних отложений в пределах всей территории Русской платформы недонасыщены газами, коэффициент насыщения  $P_r/P$  изменяется от сотых долей единицы до 0,79—0,90. Воды Прибалтийского Среднерусского и окраинных частей Урало-Волжского НГБ характеризуются величиной  $P_r/P$  менее 0,1—0,2. В направлении погруженных частей Львовской и Прибалтийской впадин, Московской синеклизы и Предуральского прогиба коэффициент насыщения повышается до 0,6—0,9.

Газоносность вод древних додевонских толщ Русской платформы имеет зональный характер. В зонах Среднерусского, окраинных частей Прибалтийского и Урало-Волжского НГБ — газы азотные ( $N_2$  более 75 %); тяжелые углеводороды отсутствуют, появляясь лишь вблизи нефтяных залежей (до 5—6 % при одновременном увеличении доли метана до 40—60 %). К Предуральскому прогибу, погруженным частям Московской синеклизы, Львовской, Балтийской и Прикаспийской впадин в составе газов возрастает содержание углеводородов при уменьшении доли азота и кислых компонентов, тип газов изменяется от азотного через метаново-азотный на метановый с одновременным обогащением гомологами метана. В указанных направлениях увеличивается количество растворенных газов, их суммарная упругость и величина коэффициента насыщения (см. рис. 1). Региональный фон газонасыщения осложняется вблизи залежей углеводородов: с приближением к контуру продуктивности газонасыщенность вод резко возрастает, достигая максимальных значений в приконтактной зоне.

Таким образом, в пределах Урало-Волжского, Львовского, Прибалтийского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов перспективные на нефть и газ районы в древних додевонских толщах связаны с зонами распространения метановых, азотно-метановых и реже метаново-азотных га-

до 1560 см<sup>3</sup>/л, суммарная упругость газов — от 43 до 320 ат, коэффициент насыщения — от 0,09—0,18 до 0,62.

В Тимано-Печорском НГБ изучена газоносность вод отложений ижма-омринского комплекса на площади Западный Тэбук. Концентрация метана составляет 65,9—70,1, азота 29—32, углекислоты до 1,9%. Количество растворенного газа колеблется от 705 до 1220 см<sup>3</sup>/л, суммарная упругость газов — от 142 до 149 ат, коэффициент насыщения варьирует в пределах 0,73—0,79.

В Среднерусском НГБ состав газов азотный ( $N_2$  до 95% и более). В наиболее погруженных частях Московской синеклизы определен метан. Концентрация его в водах Даниловской, Любимской, Переславль-Залесской площадей превышает 20%. Гомологи метана отмечены в наиболее погруженных частях Московской синеклизы, в водах вендских отложений Даниловской и Рыбинской площадей. Содержание углекислоты изменяется в пределах 3—6%, возрастая до 10% и более в окраинных зонах бассейна. Количество растворенных газов варьирует от 20 до 200 см<sup>3</sup>/л, суммарная упругость — от 1—2 до 120 ат, коэффициент насыщения — от 0,05 до 0,22.

В Прибалтийском НГБ воднорастворенные газы азотные: содержание азота достигает 99,7%, метана — до 4,4%. Гомологи метана отсутствуют. Концентрация кислых газов не более 5—10%. Аномально высокие концентрации углекислоты (до 36%) отмечены в водах площади Укмерге. Количество растворенного газа до 40 см<sup>3</sup>/л, упругость газов не превышает 2—5 ат. Коэффициент насыщения изменяется от 0,02 до 0,2. В газах приконтурных вод нефтяных залежей концентрация метана возрастает до 60—65%, гомологов метана до 1—3%, количество растворенных газов до 162 см<sup>3</sup>/л, упругость до 15,2 ат.

В Львовском НГБ газоносность вод изучена на площадях Бучач и Каменка-Бугская. Состав газов метановый. Концентрация метана изменяется от 91,9 до 96,3, азота — от 0,8 до 4,1, углекислого газа — от 1,4 до 2, гомологов метана — от следов до 2%. Количество растворенного газа достигает 900 см<sup>3</sup>/л, упругость 70 ат, коэффициент насыщения 0,61.

Подземные воды древних отложений в пределах всей территории Русской платформы недонасыщены газами, коэффициент насыщения  $P_g/P_v$  изменяется от сотых долей единицы до 0,79—0,90. Воды Прибалтийского, Среднерусского и окраинных частей Урало-Волжского НГБ характеризуются величиной  $P_g/P_v$  менее 0,1—0,2. В направлении погруженных частей Львовской и Прибалтийской впадин, Московской синеклизы и Предуральского прогиба коэффициент насыщения повышается до 0,6—0,9.

Газоносность вод древних додевонских толщ Русской платформы имеет зональный характер. В зонах Среднерусского, окраинных частей Прибалтийского и Урало-Волжского НГБ — газы азотные ( $N_2$  более 75%); тяжелые углеводороды отсутствуют, появляясь лишь вблизи нефтяных залежей (до 5—6% при одновременном увеличении доли метана до 40—60%). К Предуральскому прогибу, погруженным частям Московской синеклизы, Львовской, Балтийской и Прикаспийской впадин в составе газов возрастает содержание углеводородов при уменьшении доли азота и кислых компонентов, тип газов изменяется от азотного через метаново-азотный па метановый с одновременным обогащением гомологами метана. В указанных направлениях увеличивается количество растворенных газов, их суммарная упругость и величина коэффициента насыщения (см. рис. 1). Региональный фон газонасыщения осложняется вблизи залежей углеводородов: с приближением к контуру продуктивности газонасыщенность вод резко возрастает, достигая максимальных значений в приконтактной зоне.

Таким образом, в пределах Урало-Волжского, Львовского, Прибалтийского и Тимано-Печорского нефтегазоносных бассейнов перспективные на нефть и газ районы в древних додевонских толщах связаны с зонами распространения метановых, азотно-метановых и реже метаново-азотных га-

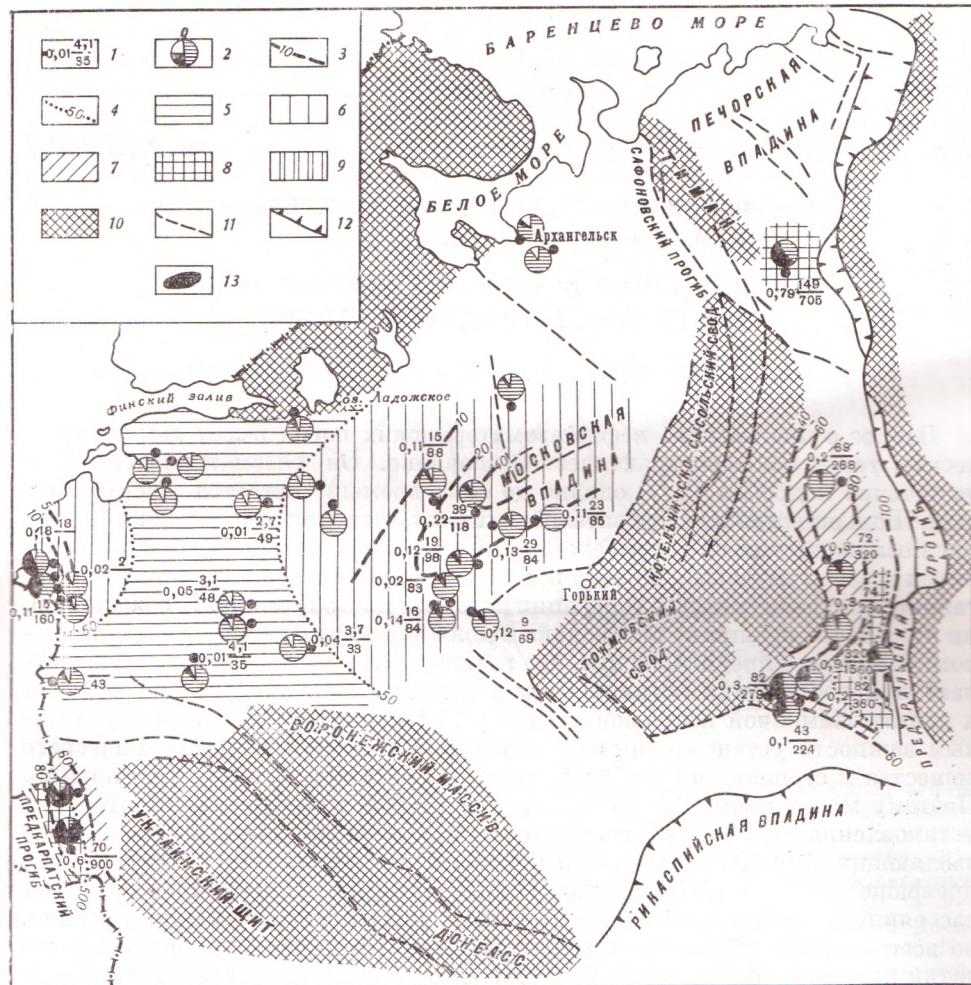


Рис. 1. Геохимическая зональность газов, растворенных в подземных водах додевонских отложений Русской платформы. 1 — скважины, в которых изучались водорасстворенные газы (первая величина — коэффициент насыщения вод газами, над чертой — упругость газа (ат), под чертой — газонасыщенность вод ( $\text{см}^3/\text{л}$ )); 2 — состав газа (об.%), по часовой стрелке:  $\text{N}_2$ ,  $(\text{CH}_4+\text{ТУ})$ ,  $\text{CO}_2$ ; 3 — изолинии упругости газа (ат); 4 — границы зон с различной газонасыщенностью вод; 5—9 — сами зоны ( $\text{см}^3/\text{л}$ ): 5 — до 50, 6 — 50—200, 7 — 200—500, 8 — 500—1000, 9 — более 1000; 10 — щиты, массивы и основные зоны отсутствия додевонских отложений; 11 — основные разломы фундамента; 12 — бортовой уступ Прикаспийской впадины и Предуральский прогиб; 13 — нефтяные залежи

зов. В Московской синеклизе перспективы нефтеносности связаны с отложениями вендинского комплекса. Бесперспективные земли совпадают с зоной развития газов азотного состава, где воды характеризуются крайне низкой газонасыщенностью,— это окраинные районы Прибалтийского, Среднерусского и Урало-Волжского НГБ.

Поступило  
15 III 1972