

УДК 553.98[550.84:551.491.3] (571.1)

ГЕОХИМИЯ

В. С. ВЫШЕМИРСКИЙ, А. К. ЖУТОВТ, А. С. ЗИНГЕР

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕКТОНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ

(Представлено академиком А. А. Трофимуком 28 X 1974)

Изучение перспектив нефтегазоносности промежуточных тектонических комплексов, залегающих в виде мощных, но прерывистых тел между фундаментами платформ и их чехлами, еще только начинается и пока не включало исследований водно-растворенных органических веществ (ВОВ).

На Западно-Сибирской плите перспективность промежуточного комплекса, представленного палеозойскими отложениями, основывается главным образом на своеобразии нефтей, полученных из его верхней части и из подошвы мезозойского чехла, и на битуминологических данных (¹⁻³). Однако эти материалы не устраняют у ряда исследователей сомнений в перспективности палеозоя. Поэтому авторы приступили к исследованию ВОВ, учитывая, что такие вещества в ряде нефтегазоносных провинций зарекомендовали себя не только в качестве надежных показателей нефтегазоносности соответствующих толщ, но и в качестве прямых признаков наличия нефтяных, газонефтяных и (или) газовых залежей на конкретных площадях ((⁴⁻⁶) и др.).

Некоторая неопределенность имеет место лишь в оценке возможностей использования бензола для прогнозирования «чисто» газовых залежей. Полное отсутствие или весьма незначительные концентрации бензола отмечаются в водах газовых залежей Предкавказья (^{1, 2}) и Западной Сибири, где, однако, наблюдается и значительное увеличение количества бензола в случаях увеличения степени жирности газов в залежах (¹⁰). Вместе с тем, для Елисей-Хатангского прогиба (⁹), Каракумского нефтегазоносного бассейна (¹²), Нижнего Поволжья (^{4, 5, 11}) бензол является эффективным локальным показателем газоносности недр.

Пробы подземных вод отбирались из палеозойских отложений промежуточного комплекса, фундамента и из покрывающих их юрских отложений на месторождениях и разведочных площадях Томской и Новосибирской обл. Гидрохимическое исследование, результаты которого приведены в табл. 1, выполнено в Нижне-Волжском институте геологии и геофизики под руководством А. С. Зингера. Использованы также данные по газовому составу вод, полученные от Томского и Новосибирского геологических управлений.

Органическая составляющая изученных подземных вод характеризуется значительной дифференциацией состава, что позволяет наметить в нижней части мезозойского разреза три самостоятельные гидрохимические зоны.

I гидрохимическая зона отмечается на Ургульской площади в объеме верхней части васюганской свиты и барабинской пачки. Она характеризуется аномально высокими концентрациями фенолов, карбонильных соединений, аминов и низших органических кислот, в числе которых, наряду с уксусной кислотой, важную роль играет и масляная кислота.

Такие же воды отмечались в приконтурных зонах залежей высокоароматических нефтей и конденсатов в Среднекаспийском бассейне (Северное

Гидрохимические показатели

Площадь № скв.	Интервал опробования, м	Возраст	Гидро-хим. зона	Состав ВОВ, мг/л					
				фе-нолы	низ-шие орг. кисл.	амины	бензол	толу-ол	карбо-нил. соед.
Ургюльская-4	2378-2415	J ₃	I	13	92	0,61	сл.	—	2,25
Первомай-ская-264	2510-2512	»	II	2	71	0,17	0,26	0,11	нет
Верх-Тарская-4	2492-2499	»	II	1,06	106	0,12	0,09	0,07	нет
Верх-Тарская-3	2550-2562	J ₁₋₂	II	0,67	132	0,20	нет	—	0,28
	2632-2647	»	III	0,56	38	0,12	0,05	0,04	нет
Ракитинская-3	2625-2635	»	III	0,64	29	0,19	0,01	—	0,12
Мурасовская-21	2920-2950	»	III	0,52	40	0,15	нет	—	—
Ажарминская-450	2724-2738	»	III?	нет	84	—	сл.	—	нет
Ургюльская-4	2594-2644	PZ-J ₁₋₂	III?	0,57	48	0,12	нет	—	нет
Ледовая-1	3051-3071	PZ		0,57	38	0,24	сл.	—	нет
Верх-Тарская-2	2778-2788	PZ-J ₁₋₂		0,69	60	—	нет	—	—
Верхне-Комбар-ская-291	2790-2852	То же		2	82	—	сл.	—	—
Сибкраевская-370	2860-2868	PZ		0,57	8,6	0,29	0,63	0,10	нет
Первомай-ская-264	2651-2660	»		0,10	81	0,27	0,23	0,10	нет
Весенняя-256	2561-2781	»		нет	23	—	—	—	—

Примечание. Рорг не обнаружен ни в одной пробе. Прочерки означают отсутствие определений из-за малых объемов проб.

Предкавказье, южный склон вала Карпинского). Поэтому можно предполагать, что рассматриваемые воды Ургюльской площади находятся в ореоле влияния нефтяной или газоконденсатной залежи. Нефть этой залежи, вероятно, обогащена легкой ароматикой и сходна с нефтями баженовской свиты Средне-Обской нефтеносной области.

II гидрохимическая зона охватывает всю васюганскую свиту (J₃) и верхнюю часть тюменской (J₁₋₂). Граница с I зоной на разных площадях, очевидно, проходит на несколько различных стратиграфических уровнях. Как и в первой зоне, здесь сохраняются аномально высокие концентрации низших органических кислот, но в их составе доминирует только уксусная кислота. Значительно снижаются содержания карбонильных соединений, фенолов и аминов.

Эти изменения в составе ВОВ с переходом от первой зоны ко второй согласуются с почти двухкратным снижением ароматичности нефтей васюганской свиты по сравнению с нефтями баженовской свиты. Присущенно метановый состав нефтей отразился на составе водно-растворенных газов: пропан отмечается лишь в следовых количествах, а более тяжелые гомологи метана отсутствуют. В приконтурных водах есть бензол и толуол, отсутствующие в водах непродуктивного пласта на Верхне-Тарском месторождении (шт. 2550-2562 м в скв. 3).

III гидрохимическая зона занимает среднюю и нижнюю части тюменской свиты. Не исключено, что на некоторых площадях (Ледовая, Ургюльская) она захватывает и кору выветривания, развитую по палеозойским магматическим породам. В водах этой зоны снижаются концентрации низших органических кислот и фенолов, а в составе растворенных газов увеличивается роль гомологов метана (до 8-14%). Появляются даже пентаны. Такие воды типичны для девонских нефтеносных площадей Нижнего Поволжья, где в составе нефтей содержание легких ароматических углеводородов не превышает 3,5%.

Ярко выраженная специфика ВОВ и газовой составляющей подземных вод III зоны по сравнению с обеими вышерасположенными зонами, а также

положение по отношению к палеозою свидетельствуют о самостоятельности процессов нефтегазообразования в этой зоне.

На востоке Томской обл. (Ажарминская площадь) в нижней части тюменской свиты, т. е. в интервале разреза III зоны, выделенной западнее, встречены воды, значительно отличающиеся от вод III зоны. Здесь при высоких содержаниях низших органических кислот и наличии бензола полностью отсутствуют фенолы. Подобные соотношения между кислородсодержащими соединениями типичны для вод газоносных триасовых отложений Западного Прикаспия. Возможно, что и в районе Ажарминской площади также будут обнаружены в основном газовые залежи.

ВОВ палеозойских отложений, в отличие от выдержанного по составу в региональном плане ВОВ отдельных интервалов юрского разреза, весьма разнообразно. Почти каждой изученной площади присущи свои собственные сочетания ингредиентов вод. Это объясняется, вероятно, тремя обстоятельствами. Во-первых, на доюрскую поверхность в разных районах выходят разные стратиграфические горизонты весьма мощного разреза палеозоя, а все пробы вод получены близ доюрской поверхности из скважин, значительно удаленных друг от друга. Во-вторых, пробы различаются по геотектоническому положению и, в связи с этим, по степени катагенеза вмещающих отложений. Верх-Тарская площадь расположена в области развития мощной толщ промежуточного комплекса, Первомайская, Сибкраевская и Верхне-Комбарская — в краевых частях выступов фундамента, непосредственно примыкающих к крупным телам промежуточного комплекса, а Весенняя площадь — во внутренней части выступа фундамента. В-третьих, если юрские отложения представлены только терригенными породами, то палеозойские — терригенными, карбонатными, кремнистыми, эффузивными и туфогенными. Вся же совокупность данных по ВОВ позволяет выделить три района, различающиеся по типам палеозойских вод.

1. На юге изучаемой территории законтурные воды палеозойских залежей, приуроченных к карбонатным отложениям на Верх-Тарской площади и к терригенным — на Верхне-Комбарской, как и воды продуктивных коллекторов васюганской свиты, характеризуются высокими содержаниями фенолов и аномально высокими концентрациями низших органических кислот.

Геохимическая однотипность ВОВ продуктивных палеозойских и верхнеюрских отложений отнюдь не доказывает возможность перетока флюидов (в том числе и нефти) из палеозоя в верхнюю юру или наоборот, так как в разделяющей их тюменской свите, тоже местами продуктивной, ВОВ совершенно иного состава (мало кислородсодержащих соединений, много тяжелых углеводородных газов). Скорее можно говорить о сходстве геохимических процессов формирования состава ВОВ (а также, естественно, и нефтей) в верхнеюрских и палеозойских отложениях и о существенно иной их природе в разделяющей толще — тюменской свите.

Значительные и неоднократные изменения характера геохимических процессов в ограниченном интервале разреза (100–300 м), в пределах которого термодинамические условия практически однотипны, могут быть обусловлены, вероятнее всего, различиями в природе исходного органического вещества, рассеянного в породах соответствующих свит. В связи с этим представляют интерес экспериментальные работы, показавшие, что гидролиз сложных жирно-ароматических эфиров при повышенных температурах идет по линии образования низших органических кислот и фенолов, а при расщеплении сложных жирных эфиров образуются низшие органические кислоты и спирты (⁷, ⁸). Поэтому можно предполагать, что в биополидах палеозоя и верхней юры доминировали сложные жирно-ароматические эфирь, а в биополидах ниже-среднеюрских отложений — сложные жирные эфирь.

Видимо, органические материалы и условия формирования ВОВ в мор-

ских отложениях палеозоя и верхней юры были в какой-то мере однотипными, а в преимущественно континентальных отложениях нижней — средней юры, содержащих в основном гумусовое органическое вещество, — принципиально иными.

2. Второй район изученных палеозойских вод расположен на западе Томской обл. Здесь на Первомайской площади в ВОВ при аномально высокой концентрации низших органических кислот отмечается резко пониженное содержание фенолов, есть бензол и толуол. Наличие последних указывает на близость к опробованной скважине нефтяной залежи, вероятнее всего расположенной непосредственно к востоку, в зоне регионального выклинивания мощного тела промежуточного комплекса на борту выступа фундамента.

На Весенней площади, расположенной к северо-западу от Первомайской, во внутренней части выступа фундамента в палеозойских водах концентрация низших органических кислот резко снижается, а фенолы совсем исчезают. Перспективы этой площади на нефть и газ весьма сомнительны, хотя такой тип ВОВ не исключает наличия газовой залежи.

3. На северо-востоке изученной территории (Сибкраевская площадь) в палеозое наблюдается совершенно особый тип подземных вод. Здесь на краю выступа фундамента получена вода с обычным содержанием фенолов и аномально высоким — бензола при очень низкой концентрации низших органических кислот. Такие соотношения ингредиентов ВОВ в других нефтегазоносных районах (например, в Нижнем Поволжье) отмечались лишь в приконтурных зонах газовых залежей. В данном случае очень высокое содержание бензола свидетельствует о близости залежи. Наиболее вероятное местоположение ее — к юго-западу от Сибкраевской площади, где промежуточный комплекс выклинивается на борту выступа фундамента.

Как упоминалось выше, воды коры выветривания на Ледовой и Ургальской площадях по типу ВОВ сходны с водами III гидрохимической зоны. Однако широкая изменчивость вод палеозоя по простиранию позволяет допускать, что воды на этих двух площадях могли сформироваться в палеозое и в этом случае генетически не связаны с водами III гидрохимической зоны.

Таким образом, сравнительное изучение юрских и палеозойских ВОВ свидетельствует о генетической самостоятельности вод палеозоя, об отсутствии существенных гидродинамических связей между палеозойскими и юрскими водоносными горизонтами, а также о вероятности процессов нефте- и газообразования в палеозое и наличия в нем залежей нефти и газа.

Институт геологии и геофизики
Сибирского отделения Академии наук СССР
Новосибирск

Поступило
22 X 1974

Нижне-Волжский научно-исследовательский
институт геологии и геофизики
Саратов

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ В. С. Вышемирский, Сб. Проблемы нефтеносности Сибири, «Наука», 1974.
² А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский, Н. П. Запивалов, Геология и геофизика, № 7 (1972).
³ В. С. Вышемирский, Е. Ф. Доильницын и др., ДАН, т. 210, № 1 (1973).
⁴ А. С. Зингер, Газогидрохимические критерии нефтегазоносности локальных структур, Изд-во Саратовск. гос. ун-в., 1966.
⁵ А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, ДАН, т. 189, № 4 (1969).
⁶ В. М. Швец, Геол. нефти и газа, № 4 (1972).
⁷ А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, ДАН, т. 202, № 3 (1972).
⁸ А. С. Зингер, Т. Э. Кравчик, ДАН, т. 210, № 1 (1973).
⁹ Г. А. Иванова, В сб.: Методы и направления исследования органических веществ подземных вод нефтегазоносных областей, М., Миннефтепром, 1972.
¹⁰ В. М. Магусевич, Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, Автореф. докт. дисс., М., 1972.
¹¹ Ю. А. Пецюха, М. Е. Березкина, В кн.: Органическое вещество подземных вод и его значение для нефтяной геологии, М., 1967.
¹² А. С. Панченко, А. А. Клименко, В. кн.: Гидрогеология. Критерии оценки перспектив нефтегазоносности Русской платформы, Минск. «Наука и техника», 1971.
¹³ Я. А. Ходжакулиев, В. Ф. Борзасеков и др., Там же.