

УДК 553.984

ГЕОХИМИЯ

В. И. ЕРМАКОВ, Н. Х. КУЛАХМЕТОВ, Н. Н. НЕМЧЕНКО,
А. С. РОВЕНСКАЯ

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ СЕНОМАНСКИХ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(Представлено академиком А. А. Трофимуким 5 VII 1971)

Изучение генезиса природного газа крупнейших и гигантских месторождений севера Западной Сибири (², ³) показало, что наиболее вероятным его источником является угольная органика, содержащаяся в породах покурской серии (апт — альб — сеноман). Природные газы сеноманского продуктивного горизонта на севере Западной Сибири по соотношению изотопов углерода ($\delta = 5,83-6,47$) находят свое место в ряду газов, образовавшихся в результате ранних стадий углефикации растительной органики.

Существенно обособленную группу составляют газы Тазовского и Русского газонефтяных и Мессояхского газового месторождений, характеризующиеся более «тяжелым» изотопным составом углерода ($\delta = 4,79-5,09$). Специфика находит свое отражение и в компонентном составе газов. Газы Тазовского и Русского газонефтяных месторождений, не отличаясь по суммарному содержанию тяжелых углеводородов от газов чисто газовых месторождений, по значению диагностических коэффициентов C_2H_6 (C_3H_{8+b} и $изо-C_4H_{10}$) $n-C_4H_{10}$ занимают обособленное положение среди газов сеноманского продуктивного горизонта. Величина указанных коэффициентов < 1 обычно характерна для газов нефтяных и газонефтяных месторождений. Установлено также закономерное изменение значений коэффициентов по мере приближения к газо-нефтяному контакту (см. табл. 1).

Т а б л и ц а 1

Месторождение, тип месторождения	Σ ТУ, %	$\frac{C_2H_6}{C_3H_{8+b}}$	$\frac{изо-C_4H_{10}}{n-C_4H_{10}}$	δ
Газовые месторождения севера Западной Сибири	0,06—0,03	10—80	1—1,6	от —6,47 до —5,83
Тазовское газонефтяное	0,09—0,25	0,6—1,6	0,5	—5,09
Русское газонефтяное	0,07—0,24	0,5—1,5	0,5	—4,48
Мессояхское газовое	0,08—0,13	2—7	—	—4,79

Отмеченное выше позволяет увидеть в газах Тазовского и Русского газонефтяных месторождений черты газов «нефтяного ряда».

Газы Тазовского и Русского месторождений, где содержание тяжелых углеводородов крайне мало при наличии значительной нефтяной оторочки, выглядят аномально на фоне попутных газов и газовых шапок месторождений Среднего Приобья, характеризующихся повышенным содержанием тяжелых углеводородов. Однако такое явление, когда газы газовых залежей, подстилаемых нефтью, практически не содержат тяжелых углеводородов, известно в ряде районов Союза. Так, попутные газы и газы ряда

месторождений Эмбы, Кубани, Поволжья и других районов характеризуются аномально повышенным содержанием гомологов метана. Характерно, что во всех этих случаях такие газы сопутствуют нефтям тяжелым, практически лишенным бензиновых фракций, циклическим, нефтяным. Аналогичное явление наблюдается на Тазовском и Русском газонефтяных месторождениях.

Нефти, подстилающие газовую залежь, характеризуются удельным весом $0,935-0,947 \text{ г/см}^3$, содержанием серы от 0,13 до 0,330% парафинов 0,26—1,740%, резко выраженной циклическостью с преобладанием нефтяных углеводородов. Групповой углеводородный состав во фракции 200—250°: Me отсутствуют, Na 88,03, A 11,97%. На наличие генетической связи между нефтяными бессернистыми нефтями и газами, практически лишенными тяжелых углеводородов, указывают А. С. Великовский, В. А. Соловьев, Н. А. Еременко.

Однако размеры газовых шапок, состоящих из легких метановых газов в пластах с тяжелой нефтью, которые образовались за счет растворенного нефтяного газа, обычно незначительны. Специфической особенностью Тазовского и Русского месторождений является приуроченность к газовым шапкам крупнейших запасов газа. Весьма интересен также характер распределения нефти в залежах.

Детальное описание керна продуктивных отложений покурской свиты на Тазовском и Русском месторождениях и изучение каменного материала в шлифах под люминесцентным микроскопом ⁽⁴⁾ показали, что насыщение пород нефтью прослеживается как в пределах газовой шапки, так и значительно ниже современного положения водо-нефтяного контакта (ВНК).

В пределах газовой шапки сепоманской газонефтяной залежи Тазовского месторождения песчаные и алевроитовые разности пород, как правило, содержат нефть в виде пленок, обволакивающих обломочные зерна. В породах с низкими коллекторскими свойствами нефть нередко заполняет тупиковые поры. В песчаниках и алевролитах, залегающих ниже ВНК, отмечается в основном пленочное насыщение нефтью. Породы с признаками нефти прослеживаются по разрезу ряда скважин на 30 м ниже ВНК.

На Русском месторождении к верхам покурской свиты приурочены две газо-нефтяные залежи. Нижняя залежь массивного сводового типа имеет высоту газовой шапки 110 м. Верхняя залежь является пластовой сводовой, с высотой газовой шапки около 190 м. Высота нефтяных оторочек вследствие наклонного положения ВНК изменяется в пределах месторождения от 25 до 40 м.

Нефтенасыщенные породы так же четко фиксируются в газовой части залежей и ниже их.

Количественные соотношения газа и нефти в залежах Тазовского и Русского месторождений таковы, что они исключают возможность формирования газовых шапок только за счет газа, растворенного в нефти, поскольку в нефтях подобного типа в термодинамических условиях сепоманского горизонта газовые факторы не могли достигать столь высоких значений. Это обстоятельство, наряду с наличием рассредоточенной нефти в пределах газовой части залежей и со специфичным составом газа, позволяет высказать предположение о двух этапах формирования газонефтяных месторождений северных районов Западной Сибири. О двухэтапном формировании залежей свидетельствует также вторичное изменение пород в зоне ВНК, которое наблюдается на Тазовском месторождении ⁽⁴⁾.

На основании этих данных механизм формирования газонефтяных залежей может быть представлен следующим образом. На первом этапе (поздний мел — палеоген) в сводовых частях Тазовского и Русского поднятий аккумулировалась нефть с образованием залежей массивного типа. В неоген-четвертичное время в результате общего регионального подъема территории и снижения пластовых температур, связанного с распростра-

нением вечной мерзлоты, создались условия для выделения газа из пластовых вод Усть-тазовской серии в свободную фазу (¹). Эти газы, генерированные в основном угольным веществом, по мере поступления в ловушки вытесняли нефти из порового пространства песчано-алевритовых пород, что и привело к образованию нефтяных оторочек. Часть нефти, особенно в породах с низкими коллекторскими свойствами, в остаточном состоянии сохранилась в пределах сформировавшихся газовых шапок. Данное предположение о механизме формирования газо-нефтяных залежей в покурской свите Тазовского и Русского месторождений получает подтверждение при изучении изотопного состава газов. Более «тяжелый» состав изотопов углерода в газах Тазовского и Русского месторождений по сравнению с чисто газовыми залежами можно объяснить процессом смешения газов различного генезиса. Если первоначально на рассматриваемых площадях были сформированы нефтяные залежи, то некоторое количество газа с «тяжелым» углеродом поступило в ловушки совместно с нефтью. Впоследствии эти залежи аккумулировали газы с «легким» углеродом покурской толщи. В процессе оттеснения нефти из сводовых частей структур произошло полное смешение газов и их «утяжеление» по сравнению с газами чисто газовых залежей сеноманской толщи. Это позволяет сделать вывод, что величина соотношения изотопов углерода в газах сеноманского горизонта может свидетельствовать о наличии в залежи нефти.

С этих позиций «тяжелый» изотопный состав углерода в газах Мессояхского месторождения, по-видимому, указывает на возможность наличия нефтяной оторочки. Об этом также свидетельствуют присутствие рассредоточенной по газовой залежи тяжелой нефти (уд. в. 0,92—0,93 г/см³) (скв. № 109) из интервалов, расположенных в пределах газовой залежи и на 6—12 м ниже ее подошвы, а также незначительный приток нефти, полученный при испытании газоносных интервалов в скв. № 148.

Таким образом, изучение геохимии газа, изотопного состава углерода, фактической нефтенасыщенности позволяет сделать вывод, что особенность газового состава газонефтяных месторождений обусловлена специфическими условиями их формирования и связана с процессом смешения газов различного генезиса.

Поступило
7 VI 1971

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

¹ В. Г. Васильев, Н. Н. Немченко, Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, № 1, 1970. ² В. И. Ермаков, В. С. Лебедев и др., ДАН, 190, № 3 (1970). ³ Н. Н. Немченко, А. С. Ровенская, Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений, № 1, 1968. ⁴ Ю. В. Щепеткин, Н. Х. Кулахметов, Нефтегазов. геология и геофизика, Научно-технич. сборн., № 7, 1968.