

ГАЗОГИДРОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Т.С. Смирнова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8-906-459-43-87; e-mail: juliet_23@mail.ru*

О.И. Серебряков, профессор

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8-927-281-35-71; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

И.В. Быстрова, доцент

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512)35-26-78; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Е.Н. Лиманский, аспирант

*Калмыцкий государственный университет, г. Элиста,
тел.: 8(8512) 52-49-99*131; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Алыков Н.М.

Исследованы газогидрохимические показатели нефтегазоносности недр. В качестве оценочных геохимических критериев обоснованы газонасыщенность и упругость растворенных газов, а также коэффициент насыщения и относительная упругость газов.

Gas and hydrochemical indicators of oil and gas bearing have been explored. Gas saturation and elasticity of the dissolved gases, as well as the coefficient of saturation and the relative elasticity of gases are grounded as assessment geochemical criteria.

Ключевые слова: нефтегазоносность, месторождения нефти и газа, пластовые воды, водоносные комплексы, газонасыщенность пластовых вод, общая упругость растворенного газа, коэффициент насыщения.

Key words: oil and gas bearing, oil and gas deposits, produced waters, water-bearing complexes, gas saturation of formation waters, total dissolved gas elasticity, coefficient of saturation.

Газогидрохимические показатели нефтегазоносности имеют большое значение в геологической практике, так как они позволяют делать прогнозную оценку как целых регионов, так и отдельных локальных структур [1–4]. Большое внимание изучению газовой фазы пластовых флюидов уделено в исследованиях Ю.А. Спевака, А.С. Зингера, М.В. Мирошникова, И.Г. Киссина и др.

Общая оценка перспектив нефтегазоносности заключается в выяснении потенциальных возможностей пластовых вод бассейна. Величина газонасыщенности подземных вод позволяет судить о масштабах накопления и рассеивания углеводородов в водоносных комплексах и определить содержание растворенных газов в исследуемых комплексах. В пределах нефтегазоносных бассейнов газонасыщенность пластовых вод имеет региональный характер, что выражается в однотипности газонасыщения на огромных территориях и в закономерном изменении регионального фона. Вследствие этого данные по растворенным газам пластовых вод позволяют выявить наиболее общие закономерности газонасыщения, что, в свою очередь, может оказать существенную помощь в выяснении условий формирования, сохранения или разрушения залежей, а также более уверенно говорить о генезисе углеводородного

газа. Эти же данные являются наиболее важными при решении вопросов оценки перспектив исследуемой территории [7–9].

Весьма важны с этих точек зрения общая газонасыщенность пластовых вод, а также давление насыщения (общая упругость) растворенных газов ($P_{\text{общ}}$). Большое значение принадлежит парциальной упругости углеводородов ($P_{\text{угл}}$). Однако эти показатели, как отмечает ряд исследователей (Зингер), не всегда позволяют дать дифференцированную оценку газового фона, так как вследствие изменения термодинамических, гидрохимических и других условий одна и та же газонасыщенность или парциальная упругость углеводородов в одних случаях может быть фоновой, а в других – аномальной. Поэтому для выражения концентрации газов в пластовых водах целесообразно использовать коэффициент насыщения – величину отношения общей упругости к пластовому давлению ($P_{\text{общ}}/P_{\text{пл}}$) и относительную упругость углеводородов, представляющую собой величину отношения парциальной упругости углеводородов к общей упругости газов ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) [10–12].

Общая газонасыщенность пластовых вод юрского комплекса различна для разных районов исследуемой территории. Минимальная газонасыщенность юрских вод отмечается в сводовой части вала Карпинского и его северного склона. Воды последнего содержат всего 55–200 см³/дм³ газов. В сводовой части вала воды насыщены до 200–500 см³/дм³. На южном склоне вала Карпинского газонасыщенность возрастает в южном направлении и достигает 1000–1680 см³/дм³ в Каспийско-Камышанской зоне нефтегазонакопления. Необходимо отметить, что в пределах вала Карпинского происходит увеличение газонасыщенности юрских вод в западном направлении. Южнее, в зоне Прикумских поднятий, газонасыщенность юрских вод увеличивается и достигает 2000–4300 см³/дм³. Насыщение вод в этой зоне увеличивается в восточном направлении.

Весьма показательным распределением общей упругости растворенного газа. Минимальная упругость газа наблюдается на северном склоне вала Карпинского (до 1,0–2,4 МПа) (табл. 1). В сводовой части вала упругость возрастает до 2,1–4,5 МПа, продолжая увеличиваться в южном направлении, т.е. с погружением пластов. Каспийско-Камышанская зона нефтегазонакопления выделяется значениями 9,0–10,0 и более МПа. В пределах вала Карпинского отмечается возрастание упругости газа в западном направлении. Обращает на себя внимание приуроченность повышенной упругости газа к южному склону Бугинского блока, а также значительное увеличение упругости газа на площадях, приуроченных к приразломным зонам. Так, упругость газа на Имчикской, Артезианской, Комсомольской площадях (12,0–14,0 МПа) сопоставима с упругостью газа северных площадей Прикумско-Тюленевского вала (12,4 МПа на Плавненской, 15,3 МПа на Величаевской и других площадях). Приуроченная к Маньчским разломам субширотная полоса повышенной упругости растворенного газа заслуживает усиленного внимания геологов. Она может быть следствием влияния еще не открытых залежей газа и нефти, содержащихся в юрских коллекторах Комсомольско-Артезианской зоны.

Таблица 1

**Газонасыщенность и упругость растворенных газов
юрского водоносного комплекса Предкавказья**

Наименование	№ скв.	Интервал перфорации, м	Газонасыщенность, см ³ /дм ³	Р общ, МПа	$\frac{P_{общ}}{P_{пл}}$	$\frac{P_{углевод}}{P_{общ}}$
1	2	3	4	5	6	7
Гороховская	2	3297–3290	2100	15,9	0,49	0,58
Левокумская	1	3376–3372	1775	15,7	0,45	0,95
Урожайная	4	3453–3483	2910	17,7	0,50	0,87
Андрей-Курганская	1	3714–3705	2105	7,4	0,20	0,78
Величаевская	39	2480–3475	1625	8,5	0,24	0,57
	39	3663–3659	1284	5,6	0,15	0,43
Озек-Суатская	53	3343–3335	2998	34,2	0,94	0,83
Южная	2	3437–3429	3110	28,9	0,85	0,94
Плавненская	1	3561–3567	2564	12,4	0,37	0,83
Бажиганская	2	3761–3736	4360	48,1	1,21	0,85
	3	3738–3712	3829	31,5	0,81	0,88
Сухокумская	12	3687–3660	3045	40,6	1,07	0,75
	4	3655–3652	2778	18,5	0,48	0,82
Солончаковая	3	3672–3666	4275	49,1	1,28	0,94
	4	3656–3650	3530	49,7	1,56	0,91
Степная	2	3798–3792	2779	31,6	0,83	0,74
Комсомольская	1	2936–2929	1990	13,4	0,45	0,85
	1	2968–2964	1984	20,1	0,64	0,90
	1	2835–2833	1680	20,1	0,66	0,83
Восточно-Артезианская	1	2781–2778	1200	12,3	0,41	0,81
	1	3068–3084	830	11,9	0,36	0,73
	1	3042–3038	2077	33,4	0,73	0,86
Имчикская	1	3234–3244	1250	12,0	0,34	–
Надеждинская	1	2685–2683	860	5,5	0,19	0,74
Шарын-Гольская	1	1868–1866	1270	14,6	0,74	0,87
Меклетинская	1	1987–1982	310	4,2	0,20	0,68
	1	1910–1904	316	3,7	0,18	–
Кеке-Усунская	1	2738–2733	1687	13,9	0,50	0,94
	9	2653–2650	1139	11,1	0,40	0,70
Северо-Камышанская	7	2416–2414	1010	10,7	0,41	0,79
Каспийская	6	2243–2240	3347	56,0	3,29	0,89
	26	2298–2293	921	8,3	0,33	0,72
	30	2173–2171	814	8,4	0,35	0,77
Бешкульская	2	1436–1432	1000	12,3	0,77	0,81
Ики-Бурульская	2	1481–1477	422	4,5	0,30	0,62
Ачинерская	1	2056–2052	932	10,5	0,47	0,76
Шарын-Гольская	1	2003–2004	835	9,0	0,42	0,80

Для прогнозирования потенциальных возможностей формирования залежей важнейший интерес вызывает установление степени влияния геологического строения на газонасыщенность вод, выражаемой коэффициентом насыщенности вод (K_n) и определяемой отношением упругости растворенного газа ($P_{общ}$) к пластовому давлению ($P_{пл}$). Коэффициент насыщенности вод юрского комплекса в пределах северо-восточного Предкавказья повсеместно имеет одинаковые фоновые значения – до 0,45 (0,1–0,35 в сводовой части вала Карпинского; 0,12–0,40 на южном склоне вала Карпинского; до 0,14–0,44 на Бузгинском блоке; до 0,37 и в редких случаях – до 0,49 на территории Прикумской зоны поднятий). И лишь в зоне влияния залежей углеводородов коэффициент насыщенности вод возрастает, достигая значений 0,8 и выше. В связи с этим привлекает внимание значительное увеличение насыщенности (K_n) юрских вод Восточно-Маньчского прогиба, продолжающееся в восточном направлении с погружением отложений. Это можно интерпретировать лишь однозначно как опережающее преобладание упругости газа над пластовым давлением при увеличении глубин юрского комплекса в этом районе и увеличение возможностей выделения свободной газовой фазы. Подобное положение отмечается и в районе южного склона Бузгинского блока.

На формирование залежей углеводородов в значительной мере оказывает влияние степень насыщенности вод углеводородами, определяемая отношением парциальной упругости углеводородов ($P_{угл}$) к общей упругости газа ($P_{общ}$). Относительная насыщенность юрских вод углеводородами увеличивается в южном направлении. Если в сводовой части вала Карпинского относительная насыщенность юрских вод углеводородами ($P_{угл}/P_{общ}$) – 0,60–0,65, то на южном склоне вала Карпинского и в пределах Прикумской зоны поднятий ($P_{угл}/P_{общ}$) достигает 0,85, что при одинаковой степени насыщенности вод этих районов свидетельствует об относительном увеличении значения углеводородной фазы с увеличением глубин. Об этом же свидетельствует и увеличение отношения ($P_{угл}/P_{общ}$) в водах Восточно-Маньчского прогиба с продвижением к востоку, т.е. с увеличением глубин залегания комплексов. Эти же данные еще раз подтверждают единство геохимических обстановок южного склона вала Карпинского и зоны Прикумских поднятий (Спевак, 1969).

Общая газонасыщенность пластовых вод аптского комплекса на исследуемой территории увеличивается в южном направлении, т.е. с увеличением глубины залегания комплекса. Воды бортовой зоны содержат около $50 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ газов (Долан-Алдынская площадь). На северном склоне вала Карпинского газонасыщенность аптских вод составляет $576 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, а уже на южном склоне она возрастает до $730 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. Воды Каспийско-Камышанской зоны нефтегазонакопления содержат нередко свыше $2000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ газов (табл. 2). В пределах вала Карпинского уменьшение газонасыщенности аптских вод происходит в западном направлении. В зоне Прикумских поднятий газонасыщенность аптских вод колеблется от 100 до $5000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ и выше, причем увеличение газонасыщенности происходит в восточном направлении с погружением пород. Изменение газонасыщенности происходит, главным образом, за счет изменения количества водорастворенных углеводородов и углекислого газа. Выделяется газовая аномалия, приуроченная к Восточно-Маньчскому прогибу.

Таблица 2

**Газонасыщенность и упругость растворенных газов
аптского водоносного комплекса Предкавказья**

Наименование	№ скв.	Интервал перфорации, м	Газонасыщенность, см ³ /дм ³	Р общ., МПа	$\frac{P_{общ}}{P_{пл}}$	$\frac{P_{углевод}}{P_{общ}}$
1	2	3	4	5	6	7
Журавская	5	3573–3566	2641	17,7	0,73	0,74
Александровская	1	3803–3794	1771	18,2	0,49	0,65
Гороховская	5	3120–3114	1843	10,3	0,47	0,84
Прасковейская	16	3434–3430	3400	34,0	0,93	0,87
	16	3247–3239	4588	28,1	0,88	0,91
	23	3500–3492	3253	20,0	0,58	0,79
Журавская	5	3402–3383	2075	15,6	0,77	0,81
Гороховская	4	3026–3010	1793	12,9	0,41	0,62
Чкаловская	7	3581–3566	2900	18,3	0,62	0,92
	7	3488–3480	2600	17,1	0,58	0,99
Левокумская	1	3325–3320	2028	14,1	0,41	0,86
	1	3346–3339	1912	15,3	0,44	0,87
Колодезная	11	3123–3120	1550	13,0	0,48	0,82
Величаевская	38	3108–3105	2124	22,3	0,71	0,84
	11	3138–3121	2095	32,2	0,96	0,93
Андрей Курганская	1	3460–3451	2158	13,4	0,38	0,48
Ямангойская	2	3570–3563	2570	16,2	0,43	0,75
	2	3602–3598	1630	9,9	0,25	0,71
Мектебская	1	3558–3547	2000	11,3	0,20	–
Бажиганская	3	3462–3458	3220	21,7	0,61	0,89
Русский Хутор северный	13	3185–3182	2695	25,7	1,4	1,00
	22	3139–3137	2532	24,5	0,75	0,85
Сухокумская	5	3270–3267	2645	31,2	0,90	0,83
	7	3310–3294	2550	28,3	0,82	0,77
Профильная	5	1912–1908	726	6,2	0,31	0,88
	7	2169–2164	1183	12,5	0,54	0,83
	9	2159–2152	2000	26,4	1,14	0,93
	10	2136–2131	2100	28,0	1,23	–
Придоржная	1	2169–2164	1120	11,2	0,48	–
Улан-Хольская	2	2181–2180	1733	22,4	0,86	0,93
	3	2182–2178	1575	19,5	0,83	0,87
	5	2136–2134	875	8,7	0,35	0,78
Каспийская	17	1878–1875	868	7,7	0,43	0,91
	18	1937–1933	1000	11,9	0,56	0,88
Каспийская	21	1929–1925	400	3,9	0,20	0,84
	30	1732–1734	1316	15,8	0,84	0,85
Тенгутинская	139	1075–1071	893	8,1	0,70	0,79
Цубукская	19	967–964	965	8,9	0,84	0,78
Ачинерская	6	1535–1531	755	7,6	0,46	–
	1	1494–1485	564	4,5	0,28	–
Кеке-Усунская	2	2264–2261	1218	11,6	0,48	0,86
	5	2317–2315	851	8,5	0,34	0,79
	6	2318–2305	1210	11,4	0,47	0,94
Долан-Алдынская	3	1210–1207	200	1,7	0,14	–
Эджинская	1	1755–1752	400	4,2	0,22	–

Характерно распределение общей упругости растворенного газа аптского комплекса: минимальная упругость газа – в северной бортовой зоне, где она составляет лишь 1,7–2,0 МПа; южнее упругость газа возрастает и достигает 6,2 МПа, на северном склоне вала Карпинского (Сайгачья площадь). На южном склоне вала Карпинского упругость водорастворенных газов имеет одинаковые фоновые значения – до 10,0–11,5 МПа. Лишь в зонах нефтегазо-накопления упругость вод возрастает до 20,0 и более МПа. В пределах вала Карпинского упругость газа возрастает в восточном направлении. Необходимо также отметить приуроченность зоны значительной упругости газа к Манычской системе разломов.

Коэффициент насыщенности (K_n) аптских вод повсеместно имеет одинаковые фоновые значения до 0,4–0,6. В зонах нефтегазонакопления и в пределах влияния залежей углеводородов насыщенность вод (K_n) значительно возрастает, достигая 0,8–0,9. Так, Каспийско-Камышанская зона нефтегазонакопления выделяется значениями коэффициента ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) свыше 0,6. Такими же значениями выделяются залежи в Прикумской зоне. Привлекает внимание значительное увеличение насыщенности аптских вод Восточно-Манычского прогиба. В сводовой части вала Карпинского насыщенность аптских вод также относительно велика, что дополнительно указывает на значительную перспективность аптских отложений этого района. В общем отмечается уменьшение насыщенности аптских вод в западном направлении с приближением к зоне выклинивания комплексов.

Уменьшается насыщенность аптских вод к северу от сводовой части вала Карпинского, и уже в бортовой зоне значения коэффициента ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) составляют 0,14.

Относительная насыщенность аптских вод углеводородами ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) в пределах южного склона вала Карпинского достигает 0,70 и выше, т.е. характеризуются повсеместно однозначными показателями. Значения до 0,70–0,75 можно принимать за фоновые, так как зоны нефтегазонакопления выделяются значениями ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) более 0,75.

Зона Восточно-Манычского прогиба выделяется повышенными значениями насыщенности и высокими показателями упругости ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$), более 0,85. Эти данные подтверждают высокую перспективность аптских отложений этой территории, причем перспективность увеличивается в восточном направлении.

К северу от сводовой части вала Карпинского относительная насыщенность аптских вод углеводородами постепенно понижается, что совместно со значительным снижением коэффициента насыщения (K_n) вод в этом же направлении подтверждает весьма низкую перспективность аптских отложений к северу от сводовой части вала.

Общая газонасыщенность пластовых вод альбского комплекса северо-восточного Предкавказья достигает $3800 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ и более, причем в этом комплексе еще сильнее, чем в аптском, проявляется тенденция к выравниванию газонасыщенности вод южного склона вала Карпинского и Прикумско-Тюленевского вала. Это является результатом сглаженности гидрогеологического режима в альбском комплексе по сравнению с нижележащими. В сводовой части вала Карпинского газонасыщенность альбских вод достигает $1670 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. На южном склоне вала Карпинского Камышанская зона газонакопления выделяется полем газонасыщенности вод свыше $2000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ при фоновых значениях до $1000\text{--}1500 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. На южном склоне Бузгинского

блока Ики-Бурульская зона газонакопления характеризуется значениями газонасыщенности свыше $750 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, при фоновых значениях газонасыщенности альбских вод Бузгинского блока до $300\text{--}400 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. В зоне Прикумских поднятий фоновые значения газонасыщенности альбских вод достигают $1500 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, к северу от сводовой части вала Карпинского газонасыщенность альбских вод значительно снижается до $200\text{--}300 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ в бортовой зоне Прикаспийской впадины.

Упругость растворенного газа альбских вод колеблется в значительных пределах, достигая $25,0\text{--}28,0$ и более МПа. В сводовой части вала Карпинского упругость газа составляет в среднем $8,0\text{--}9,0$ МПа, и лишь на Тенгутинской площади она возрастает до $18,7$ МПа. Это является результатом подтока глубинных вод и их разгрузкой в альбских коллекторах, а также влиянием существующих в этом комплексе залежей углеводородов. На южном склоне вала Карпинского упругость альбских газов составляет $5,0\text{--}6,0$ МПа (Салхинская, Профильная, Придорожная, Каспийская и другие площади). Камышанская же зона нефтегазонакопления выделяется значительно повышенными упругостями газов, превышающими $15,0$ МПа (Восточно-Камышанская, Нарын-Худукская, Ермолинская площади). На Восточно-Камышанской и Нарын-Худукской площадях обнаружены залежи газа. В зоне Прикумских поднятий упругость альбских газов составляет $15,4\text{--}17,7$ МПа, нередко достигая $28,0$ МПа (Мирненская площадь). К северу от свода вала Карпинского упругость растворенных газов резко снижается, достигая $1,7\text{--}2,1$ МПа в бортовой зоне Прикаспийской впадины. На Бузгинском блоке Ики-Бурульская зона выделяется упругостями в 50 МПа при фоновых значениях $1,2\text{--}2,0$ МПа.

Коэффициент насыщенности (K_n) альбских вод изменяется в значительных пределах. Наименьшие его значения отмечаются на северном склоне вала Карпинского, где они составляют $0,1$. В целом альбские воды северо-восточного Предкавказья характеризуются фоновыми показателями коэффициента насыщенности до $0,4\text{--}0,6$. И лишь зоны газонакопления выделяются значениями свыше $0,8$ (Промыслово-Цубукская, Камышанская, Ики-Бурульская и Прикумская зоны). Относительная насыщенность альбских вод углеводородами ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) велика, превышая $0,7$ (табл. 3).

Зоны газонакопления выделяются показателями относительной насыщенности углеводородами свыше $0,9$. Эти данные подтверждают высокую степень сглаженности альбского гидрогеологического режима и еще раз свидетельствуют о преимущественно газовом характере существующих в этом комплексе залежей.

Воды верхнемелового комплекса характеризуются низкой газонасыщенностью, которая составляет $8,0$ МПа и лишь изредка достигает $20,0\text{--}21,0$ МПа. Максимальные значения фиксируются в Прасковейском районе и на южном склоне вала Карпинского. Коэффициент насыщенности (K_n) верхнемеловых вод изменяется в незначительных пределах – до $0,4$ и лишь воды южного склона вала Карпинского (Камышанская и Ики-Бурульская зоны) выделяются высокими значениями коэффициента насыщенности – до $0,83$.

Таблица 3

**Газонасыщенность и упругость растворенных газов
альбского водоносного комплекса Предкавказья**

Наименование	№ скв.	Интервал перфорации, м	Газонасыщенность, см ³ /дм ³	Р общ, МПа	$\frac{P_{общ}}{P_{пл}}$	$\frac{P_{углевод}}{P_{общ}}$
Журавская	5	3402–3388	2430	15,3	0,54	0,81
Гороховская	4	3026–3010	1793	12,9	0,41	0,63
Прасковейская	20	3214–3202	3670	21,6	0,66	0,92
	6	3169–3159	3580	16,0	0,49	0,87
Левокумская	1	2855–2847	1384	10,3	0,33	0,87
Мектебская	1	3143–3132	1555	12,4	0,38	0,70
Колодезная	28	2844–2840	1319	12,0	0,40	0,80
Величаевская	28	3108–3105	2139	22,4	0,68	0,89
Восточно-Артезианская	2	2418–2414	820	6,8	0,26	0,85
Имчикская	1	2477–2473	874	7,1	0,27	–
Кеке-Усунская	2	1915–1914	1500	12,5	0,61	–
	5	2172–2170	820	7,5	0,32	0,77
Надеждинская	1	2142–2140	1300	10,1	0,44	–
	5	2097–2093	1520	2,6	0,11	0,31
Красно-Камышанская	25	2034–2032	943	7,0	0,32	0,88
	14	2045–2048	1855	32,9	1,48	0,97
Восточно-Камышанская	9	2030–2027	2861	50,0	2,1	0,92
	3	2030–2027	3119	45,4	2,1	0,92
	4	2005–2003	1204	8,7	0,40	1,1
Нарын-Худукская	4	2241–2237	2000	15,0	0,61	0,94
Ермолинская	1	1960–1956	2783	40,0	1,76	0,90
Профильная	5	1674–1672	838	8,0	0,45	–
Придорожная	1	1898–1895	420	3,0	0,15	–
Улан-Хольская	2	2146–2144	991	10,5	0,46	0,87
	1	1901–1897	570	9,5	0,47	0,47
Каспийская	30	1559–1555	713	7,4	0,43	0,74
Западно-Цубукская	4	1188–1177	1050	9,3	0,07	–
Тенгутинская	119	1132–1128	1671	18,7	0,88	0,85
	121	1137–1134	969	9,0	0,71	0,92
	140	1033–1028	1215	10,8	0,98	0,87
Межевая	104	919–915	1006	8,1	0,86	0,91
Бударинская	3	971–968	310	2,6	0,23	0,69
Яшкульская	1	518–514	232	1,2	0,34	–
Ульдючинская	3	1493–1490	387	4,7	0,30	0,46
Ики-Бурульская	13	726–723	750	5,7	0,90	0,71
Ачинерская	1	1494	564	4,5	0,28	–
Шарын-Гольская	1	1435–1432	560	5,3	0,35	–
Салхинская	2	1652–1648	615	5,1	0,29	0,78
Беркультинская	1	956–955	298	2,1	0,20	–
Бешкульская	1	1036–1033	200	1,8	0,15	0,77
Тенгутинская	88	1044–1042	764	6,5	0,59	–

Сопоставление материалов по газонасыщенности и упругости газов с гидрогеологическими материалами свидетельствует о том, что зонам повышенной минерализации вод соответствуют зоны повышенных насыщенностей вод и упругости газов. В целом продуктивные горизонты и зоны нефтегазонасыщенности имеют наибольшие значения газонасыщенности и упругостей подстилающих вод. Относительный дефицит насыщения пластовых вод, достигающий 2/3 от пластового давления (например, Комсомольское месторождение), уменьшается с увеличением степени метаморфизации нефтей в залежи и их газового фактора. Таким образом, газонасыщенность вод по разрезу увеличивается с глубиной. Увеличивается с глубиной и упругость газов.

Значения коэффициента насыщенности вод всех комплексов сопоставимы, так же как и значения относительной насыщенности вод углеводородами. Такой характер изменения газонасыщенности объясняется условиями генерацией природных газов. Высокая газонасыщенность вод водонапорных комплексов различного возраста с различной мощностью осадочных отложений показывает, что образование углеводородов, начиная с метана, как на малых, так и на значительных глубинах представляет единый и непрерывный процесс, обусловленный всей совокупностью природных факторов. В отложениях при благоприятных условиях идет генерация газов CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2 и т.д. с увеличением глубины захоронения осадков и ужесточением термодинамических условий усиливается деструкция органического вещества: в водонапорную систему, кроме указанных газов, начнут поступать тяжелые гомологи метана и жидкие углеводороды [7, 11]. Именно этим и обуславливается усиление с глубиной роли тяжелых углеводородов в составе растворенных газов.

На ряде площадей (в альбском комплексе Восточно-Камышанской площади, в Промыслово-Цубукской зоне и др.) упругость газов превышает пластовые давления. Это может свидетельствовать о том, что в этих горизонтах еще происходят процессы формирования залежей. Рост газонасыщенности и увеличение доли углеводородов в составе растворенных газов в сторону Восточно-Манычского прогиба указывают на существенную роль последнего как поставщика углеводородов [5, 6].

Таким образом, газовый состав пластовых вод, их газонасыщенность, давление насыщения, общая упругость газов, и в особенности упругость растворенных углеводородных компонентов, являются надежными критериями оценки перспектив нефтегазонасыщенности регионов в целом и локальных структур и литолого-стратиграфических горизонтов.

Библиографический список

1. *Бурштар М. С.* Образование и размещение залежей нефти и газа в платформенных условиях / М. С. Бурштар, А. Д. Бизнигаев. – М. : Недра, 1969. – 344 с.
2. *Гуцало Л. К.* Упругость водорастворимых газов как показатель перспектив нефтегазонасыщенности локальных структур / Л. К. Гуцало // Геология нефти и газа. – 1968. – № 4. – С. 32–35.
3. *Зингер А. С.* Газогидрохимические критерии оценки нефтегазонасыщенности локальных структур (на примере Нижнего Поволжья) / А. С. Зингер // Труды Нижне-Волжского научно-исследовательского института геологии и геофизики. – Саратов : Изд-во Саратов. ун-та, 1966. – 475 с.
4. *Зингер А. С.* Оценка перспектив нефтегазонасыщенности Нижнего Поволжья по составу и упругости водорастворенных газов / А. С. Зингер // Труды НВ НИИГГ. – Саратов, 1964. – 302 с.

5. *Зорькин Л. М.* Региональные закономерности газонасыщения пластовых вод нефтегазоносных бассейнов / Л. М. Зорькин // Советская геология. – 1969. – № 2. – С. 87–95.
6. *Зорькин Л. М.* Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов / Л. М. Зорькин, И. С. Старобинец, Е. В. Стадник. – М.: Недра, 1984. – 248 с.
7. *Корценштейн В. Н.* Зональность химического состава растворенных газов в водах мезозойских отложений Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна / В. Н. Корценштейн, Ю. А. Спевак, А. С. Филин, Ю. Д. Фомин // Советская геология. – 1969. – № 7. – С. 133–137.
8. *Лондон Э. Е.* О расчете упругости растворенного газа в минерализованных пластовых водах нефтяных и газовых месторождений / Э. Е. Лондон // Геология нефти и газа. – 1970. – № 2. – С. 51–54.
9. *Лондон Э. Е.* Степень насыщения пластовых вод растворенными углеводородами и сульфатами как поисковый признак при оценке перспектив нефтегазоносности / Э. Е. Лондон // Геология нефти и газа. – 1964. – № 2. – С. 41–47.
10. *Рогозина Е. А.* К вопросу о газовой фазе органического вещества пород / Е. А. Рогозина // Геология нефти и газа. – 1964. – № 11. – С. 51–55.
11. *Спевак Ю. А.* Состав и упругость растворенных газов мезозойских отложений кряжа Карпинского / Ю. А. Спевак, Е. В. Стадник, Л. М. Зорькин // Геология нефти и газа. – 1964. – № 11. – С. 37–41.
12. *Старобинец И. С.* Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений / И. С. Старобинец. – М.: Недра, 1986. – 198 с.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СУЛЬФАНОВ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СОДЕРЖАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ЗАЛЕЖАХ

Ю.И. Ахмедова, ассистент;

А.О. Серебряков, профессор

*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512) 44-00-95; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Алыков Н.М.

Проведены исследования полисульфанов, выявленные в пластовых условиях газоконденсатных систем как органического, так и неорганического ряда. Изучены условия формирования полисульфанов в газовой и в жидкой фазе в среде сероводорода. Установлены масштабы и направления пути внутримолекулярных преобразований сульфанов.

Polysulfanes of both organic, and inorganic nature found under the conditions of produced waters have been investigated. Conditions of formation of polysulfanes in gas and liquid phase in the environment of hydrogen sulphide are investigated. Ways of intramolecular transformations of sulfanes are established.

Ключевые слова: полисульфаны, трансформация, параметры, адсорбция, внутримолекулярные превращения, изомеризация.

Key words: polysulfanes, transformation, parameters, adsorption, intramolecular transformations, isomerization.

На Астраханском газовом комплексе извлекаемая из природного газа смесь кислых газов утилизируется обычно на месте очистки природного газа с целью получения из нее элементарной серы. В результате наблюдается сниже-