

М. С. КАБЕЕВ

К ВОПРОСУ ПОИСКОВ НЕФТИ ГИДРОХИМИЧЕСКИМИ  
МЕТОДАМИ

(Представлено академиком С. И. Мироновым 28 IV 1948)

За последние два десятилетия в СССР, а позднее и за границей разработан ряд новых методов поиска нефтяных залежей по геохимическим показателям. К таким методам относятся: газовый, бактериологический, люминесцентный, окислительно-восстановительного потенциала и ряд других.

Все эти методы основаны или на установлении в поверхностных слоях осадочной толщи наличия углеводородов, или же на установлении характера влияния этих углеводородов на окружающую среду.

Изменения в подземных водах в присутствии углеводородов также могут служить поисковым признаком при изучении нефтяных и газовых месторождений.

Изучение специфических особенностей вод источников, обусловленных действием углеводородов, представляет большой интерес ввиду простоты организации гидрохимических исследований при проведении структурно геологической съемки, тем более, что оно может быть осуществлено путем обычных химических анализов вод.

В данной работе мы попытаемся установить специфические особенности подземных вод на примерах пресных вод источников Татарии.

В табл. 1 приводится средний состав пресных вод источников Татарии.

Таблица 1

№ п.п.	Геол. возраст	Среднее число анализов	рН	Плотн. остат. средн. в мг/л	Средний ионный состав в мг/л					Mg/Ca
					HCO <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Ca	Mg	
1	Q . . . . .	17	—	280,61	5,08	0,58	0,30	3,86	1,69	0,4
2	P <sub>2</sub> <sup>tat</sup> . . . . .	36	7,2	357,44	6,70	0,33	0,14	4,02	2,20	0,5
3	P <sub>2</sub> <sup>kaz<sub>2</sub></sup> . . . . .	86	7,3	510,68	5,28	2,73	0,34	6,88	2,48	0,3
4	P <sub>2</sub> <sup>kaz<sub>1</sub></sup> . . . . .	42	7,2	336,96	5,39	1,34	0,17	4,31	2,10	0,5
5	P <sub>1+2</sub> <sup>uf</sup> . . . . .	23	7,2	815,51	5,57	6,97	2,07	7,05	3,56	0,5
		Всего 204	Средн. 7,2	Средн. 460,1	Средн. 5,60	Средн. 2,39	Средн. 0,60	Средн. 5,22	Средн. 2,40	Средн. 0,45

Газовый состав пресных вод источников Татарии обычно характеризуется растворенным воздухом.

В отдельных районах Татарии в водах источников наблюдается довольно резкое отклонение состава от вышеприведенного среднего, главным образом за счет изменения соотношения щелочноземельных металлов.

Это обычно наблюдается на площадях нефтяных месторождений в районах, явно перспективных с точки зрения нефтеносности.

Данные химического анализа по водам источников некоторых месторождений приводятся в табл. 2.

Таблица 2

№ п. п.	Название пункта	Геол. возраст	pH	Плотн. остат. в мг/л	H <sub>2</sub> S+HS в мг/л	Ионный состав в мг-экв.					Mg/Ca
						HCO <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Ca	Mg	
1	Шугурово, ист. 104	P <sub>2</sub> kaz <sub>1</sub>	7,8	812,0	He обн.	6,13	7,98	0,08	0,19	0,46	2,4
2	Черемшан. ист.	P <sub>2</sub> kaz <sub>2</sub>	7,8	2318	» »	3,16	280,16	0,17	22,99	63,91	2,7
3	Нурлатск. район, д. Иголкино	P <sub>2</sub> tat	—	1004	» »	9,19	4,62	1,87	3,52	6,54	1,8
4	Крым-Сарай	P <sub>2</sub> kaz <sub>4</sub>	—	—	—	3,38	1,61	0,08	1,84	2,12	1,1
5	д. Иреклы, бас. р. Милли	P <sub>2</sub> kaz <sub>1</sub>	6,3	—	—	5,48	0,20	0,17	2,33	2,52	1,1
6	р. Елга, д. Уразево	P <sub>2</sub> kaz <sub>1</sub>	7,6	—	—	8,93	0,82	0,14	2,86	6,09	2,1
7	Азнакаево	P <sub>2</sub> kaz <sub>2</sub>	7,5	—	17,99	6,10	0,37	0,10	2,72	2,87	1,0
8	д. Шадчи, р. Б. Шия	—	6,9	318,0	—	5,70	0,21	0,15	1,75	3,65	2,1

Для сравнения ионного и газового состава вод, находящихся в непосредственном соприкосновении с битуминозными породами (анализ № 1), и вод того же горизонта из района, удаленного на некоторое расстояние от битуминозных пород (анализ № 2), приводятся анализы из Сарабикуловского месторождения (табл. 3).

Таблица 3

№ анализа	Геол. возраст	pH	Плотн. остат. в мг/л	H <sub>2</sub> S+HS в мг/л	Ионный состав в мг/л					Газовый состав в %				Mg/Ca
					HCO <sub>3</sub>	SO <sub>4</sub>	Cl	Ca	Mg	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	
1	P <sub>1</sub>	> 7,0	2332,40	233,24	15,16	0,11	3,46	2,73	10,30	60,00	0,50	10,40	22,30	3,7
2	P <sub>1</sub>	> 7,0	4205,00	6,80	2,38	52,64	1,23	17,68	15,12	16,20	2,50	0,50	78,00	0,8

Сравнение вышеприведенных данных анализов среднего состава пресных вод источников с данными анализов вод источников нефтеносных площадей ТатАССР показывает на увеличение отношения Mg/Ca.

Одновременно с этим прослеживается увеличение в составе этих вод CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> и появление сульфидов, причем присутствие сульфидов в равновесии с щелочноземельными металлами приводит к увеличению

pH среды, а при нахождении сероводорода отмечается, наоборот, снижение pH среды. В последнем случае не всегда аналитически устанавливается присутствие сероводорода, так как это обусловлено переходом его в осадок в виде сульфида тяжелых металлов.

Сопоставление данных анализов вод источников Шугуровского района с данными бактериологической и газовой съемки и исследований окислительно-восстановительного потенциала подпочвенных пород показывает приуроченность вод с соотношением  $Mg/Ca > 1$  к участкам развития анаэробных бактерий, высокого содержания углеводов (Шугуровский район) и к участкам падения значения pH (Бугульминский район), характеризующим в целом восстановительный очаг.

Все это в конечном итоге подтверждает правильность применения этих методов в деле поисков нефтяных и газовых месторождений.

Сделанные нами выводы в отношении применения гидрохимического метода к поискам нефти носят частный характер. При постановке метода в региональном масштабе требуется проведение более детальных анализов, в частности изучение микрофлоры, газового и ионного состава подземных вод и увязка их с геологическими особенностями.

Однако изучение химического состава вод источников с определением pH, плотного остатка Ca, Mg,  $CO_3$  ( $HCO_3$ ),  $SO_3$ ,  $H_2S + HS$ , Cl при структурно-геологической съемке, в первом приближении, может служить одним из поисковых признаков нефтеносности.

Геологический институт  
Казанского филиала  
Академии Наук СССР

Поступило  
19 IV 1948