

**НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О МИКРОФЛОРЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД  
СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Э. П. ШАМОЛИНА, А. Д. НАЗАРОВ

(Представлена научным семинаром проблемной геологической лаборатории)

Данные по микробиологическому составу вод нефтегазоносных районов Томской области отсутствуют. Между тем, изучение микрофлоры вод, пород, нефтей и газов нефтегазоносных районов представляет большой интерес как с практической, так и с теоретической стороны. Микробиологические исследования помогают понять условия формирования залежей углеводородов и взаимодействие их с окружающими породами и водами. Кроме того, они позволяют выявить некоторые микробиологические поисковые показатели.

Как известно, по качественному составу микрофлоры подземных вод и пород различных нефтеносных районов Союза в том числе и Западной Сибири, накопился большой фактический материал, опубликованный в ряде работ (2, 3). В результате этих работ выделены следующие физиологические группы бактерий, присутствующие в пластовых водах, нефтях и породах: сульфатредуцирующие, разлагающие нефть в анаэробных условиях, метанобразующие, тионовые, окисляющие в присутствии кислорода сырую нефть углеводороды парафинового ряда и ароматические углеводороды. Большинство из этих организмов используются как индикаторы при проведении бактериальной разведки на нефть (1).

Развитие микрофлоры зависит от экологических условий. Особенно большое влияние на нее оказывает присутствие кислорода. Проникновение богатых кислородом инфильтрационных вод способствует интенсивному развитию аэробной микрофлоры в верхних слоях геологического разреза. С глубиной содержание кислорода в водах уменьшается, развитие аэробной микрофлоры затормаживается. Определяющей становится анаэробная микрофлора. В этих условиях включается в круговорот кислород сульфатов, нитратов и других кислородсодержащих соединений вод и пород.

В процессе жизнедеятельности бактерии используют углерод, азот и другие компоненты нефтей, а также кислород сульфатов и нитратов, значительно влияя на распределение этих компонентов в равновесной системе вода—порода—углеводороды. В водах появляются сероводород, метан, аммоний, азот. Подобный процесс может протекать вплоть до полного разрушения залежи.

При изучении микрофлоры вод Советского месторождения ставилась задача наметить закономерности распределения микроорганизмов, индикаторных на нефть и газ. Для этого были отобраны пробы воды из водоносных горизонтов куломзинской, вартовской, покурской свит и па-

№№ проб	Водопункт	Интервал опробования м	Возраст отложений	t <sub>пл</sub> , °С	pH
5	Колодец	6—8	Q	4—18	6,6
4	Скважина	100	Pg	5	6,5
3	Скв. 318-бис	1342—1524	C <sub>г1-2</sub> рк	48	7,1
1	Скв. 70 — P	1691—1724	C <sub>г1</sub> vr	52	6,7
2	Скв. 3 — P	2216—2222	C <sub>г1</sub> klm	69	6,8

№№ проб	Гидрогеохимические										
	органические					глубина, м	газо-				
	жирные кислоты мг/л	бензол* мг/л	нейтр.	кислая фракция %	спирто-растворимая		Г л/л	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	
										об. % п	
5	—	—	—	—	—	—	—	3,7	3		
4	5	0,49	19	22	59	10	0,01	38,0	2,2	2,5	
3	940	1,65	24	19	57	21	0,67	1,3	—	96	
1	1800	—	50	15	35	26	3,00	—	—	91,03	
2	1200	2,55	21	23	56	30	1,20	0,2	—	96,7	

\* — метод Ю. Ю. Лурье

№№ проб	Гидрогеохимические микрокомпонентные										
	Li	Pb	Cs	F	B	Ba	Sr	Mn	Ti	Cu	Pb
	мг/л								мкг/л		
5	0,21	0,075	—	0,4	—	—	—	1,3	0,03	0,02	0,02
4	0,39	0,005	—	0,8	—	2	1	0,7	0,05	0,04	0,02
3	0,186	0,075	—	2,4	4,3	24	89	0,23	4,2	1,73	сл
1	0,675	0,190	0,008	—	14,63	122	130	3,08	25	7,23	7,4
2	1,35	0,548	0,157	2,56	18,4	166	230	1,7	68	13,5	2,7

Приведенная в табл. 1 краткая характеристика состава анализируемых вод показывает закономерное увеличение с глубиной температуры на расстоянии 30 м от водонефтяного контакта (ВНК), проба № 2 — из леогеновых и четвертичных отложений. Проба 1 отобрана из пласта А<sub>1</sub> вод на расстоянии 200 м от кровли пласта А<sub>1</sub>.

на и его гомологов и уменьшение кислорода в составе растворенных газов. В этом же направлении возрастает газонасыщенность вод. Анализ микрофлоры этих вод приведен в табл. 2. Бактерии, окисляющие в аэроб-минерализации (от 0,22 г/л до 27,0 г/л) хлоридов натрия и кальция, мета-

Таблица 1

Гидрогеохимические показатели												
Ионно-солевые												
Ca <sup>++</sup>	Mg <sup>++</sup>	K <sup>+</sup>	Na <sup>+</sup>	NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	εFe	Cl <sup>'</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>''</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>'</sup>	I <sup>1</sup>	Br <sup>'</sup>	SiO	M
мг/л												г/л
50	7	1,2	10	3	0,5	4	—	213	—	—	18	0,2
54	18	4,2	2	0,3	0,3	3	—	244	—	—	10	0,2
902	—	30,0	6355	18,0	2,4	11300	—	122	9,1	55,3		18,8
1051	25	51,0	6950	12,0	4,0	11821	—	200	13,6	52,0	80	19,8
2329	20	75,0	7909	30,0		16218	5	210	12,4	64,8	124	27,0

Продолжение таблицы 1

показатели												
вые					изотопные							
ε т.у.	H <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He	Ar	δD	δO <sup>18</sup>	δ Ca <sup>48</sup>	δ C <sup>13</sup>				
					%о SMOW		%	%о PDB				
—		91		2,25	—134	—18,9						
—					—128	—16,8		—1,29				
2,7		—			— 87	—14,6	—0,1	—1,18				
3,36	—	2,56	сл	0,05	— 77	—13,5	+0,3	—2,33				
2,0	0,25	0,8	0,04	0,03	— 78	—12,7	+0,5	—2,33				

Продолжение таблицы 1

показатели												
							коэффициенты					
Ni	Co	Cr	V	Mo	Sn	Ag	rNa	Cl	Cl	Cl	Cl	Cl
							rCl	Br	J	Ca	K	δD
0,002							3,86				3	<1
0,04			сл				1,03				0,7	<1
32	0,6	сл	сл	сл	сл	1,25	0,87	204	1242	12,5	37,7	130
15	3,1	1,5	1,6	0,47	1,8	сл	0,91	227	868	10,2	231	153
12	12,1	3,1	2,5	0,46	1,6	0,89	0,75	249	1309	7	216	208

метод соосаждения ТПИ

ных условиях нефть и некоторые углеводороды (гексан, фенол), присутствуют не только в нефтяных, но и в водах, не связанных с нефтью.

В то же время бензолоокисляющие бактерии встречены лишь в пробах воды, отобранных из нефтяных пластов. Качественная реакция на бензол отмечает его присутствие в этих же пробах. В случае подтверждения этой зависимости при анализе большего количества проб воды бактерии, окисляющие бензол, можно будет использовать в качестве показателей наличия нефти и газа в пластовых водах. К тому же, по мнению многих исследователей, сам бензол специфичен лишь для нефтяных вод. Содержание его в водах в количестве более 0,015 мг/л считается пря-

Таблица 2

№ проб	Водо-пункт	Интерв. опробования, м	Возраст отложения	Бактерии, окисляющие (усл. ед.)				Метан обра-зующ., баллы
				гексан	фенол	бензол	нефть	
5	колодец	6—8	Q	100	80	0	175	4
4	скв.	100	Pd	50	26	0	220	0
3	Скв. 318 бис, 200 м выше пл. А <sub>1</sub>	1342— 1524	Cr <sub>1-2рк</sub>	100	0	0	0	0
1	Скв. 70-р пласт А <sub>1</sub> 30 м от ВНК	1691— 1724	Cr <sub>1</sub> ор	150	110	120	—	5
2	Скв. 3-р пласт 58 3000 м от ВНК	2216— 2222	Cr <sub>1klm</sub>	156	258	100	304	0

мым признаком наличия в ближайшей ловушке залежи углеводородов (4).

В данной статье приводятся первые данные рекогносцировочных исследований микробиологического состава подземных вод нефтяных месторождений Томской области, проведенных проблемной геологической лабораторией ТПИ. Они позволяют только наметить некоторые пути дальнейших микробиологических исследований подземных вод нефтегазоносных районов.

Вполне ясным становится необходимость изучения микрофлоры вод, пород, нефтей в комплексе с другими гидрогеохимическими исследованиями. Кроме того, в настоящее время возникает вопрос о моделировании микробиологических процессов в условиях, близких к пластовым.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений. Тр. Всесоюз. совещ. по геох. методам. Изд. АН СССР, М., 1959.
2. Е. Н. Дутова. О бактериях, разрушающих азотенные кислоты, и их распространение в подземных водах. Вопросы нефтепоисковой гидрогеологии. Матер. ВСЕГЕИ, нов. сер., вып. 18, Л., 1956.
3. З. И. Кузнецова. Распространение бактерий в подземных водах и использование микробиологических данных для оценки нефтеносности, ротапринт ВСЕГИНГЕО, М., 1963.
4. Методика поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. ВНИИЭНГ, М., 1968.