

К.Н. Доронкин, Р.Л. Ибрагимов, М.Ж. Каримов, И.Х. Кавеев  
ТатНИПИнефть, Бузульма

## ИЗУЧЕНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Подземные воды, их гидродинамический режим, физико-химические свойства являются индикаторами распознавания скоплений полезных ископаемых. При взаимодействии нефтегазовых скоплений с подземными водами, последние обогащаются органическими веществами, газовыми компонентами и микроэлементами.

Изучение подземных вод кристаллического фундамента проводится с 1979 года. Архейско-протерозойские отложения вскрыты на толщину от 50 до 327 м, испытаны с помощью ИПТ, компрессора, глубинных насосов (типа ЭЦН, НГН) более 80 объектов. В 70 % из них не получены или получены небольшие притоки бурового раствора, что было связано с отсутствием технологического процесса испытания сложно-построенных коллекторов.

Для оптимизации технологии испытания объектов фундамента предложен коэффициент депрессии Кд, представляющий собой отношение противодавления (Рп) на пласт к пластовому давлению. Статистическая обработка материала показала, что представительные притоки пластового флюида получают при Кд равным 0,6-0,8 (Близеев и др., 1987). Дебиты скважин колеблются в широких пределах от 0,17 до 125 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 600 – 1500 м от устья скважин.

Пластовые давления в зависимости от глубины залегания разуплотненных зон в кристаллическом фундаменте изменяются от 19,8 МПа (скв. 10179д – Алькеевская, инт. 1857 – 1905 м) до 54,0 МПа (скв. 20000 – Миннибаевская, инт. 4703 – 5099 м).

Характер изменения пластовых давлений в породах черемшанской свиты архейско-протерозойского возраста подчиняется единой закономерности изменения пластовой энергии в осадочных комплексах каменноугольных, девонских и рифейско-вендских отложений (Дорон-

кин, 1980). Это свидетельствует о тесной гидродинамической связи водонасыщенных пород архейско-протерозойского комплекса с осадочными образованиями. Наблюдаются гидротермические и гидрохимические аномалии, установленные в районах Алтунино-Шунакского прогиба и Прикамского разлома (Богомоллов и др., 1967).

На основе регионально нефтегазоносных горизонтов палеозойских отложений Татарстана в результате анализа и обобщения материалов гидрогеологических исследований выделены наиболее информативные критерии: газовые – газонасыщенность, упругость газа, сумма углеводородов и углеродно-азотный коэффициент; химико-органические – углерод битумной фракции, фенолы (летучие и нелетучие, йодатная окисляемость; ионно-солевой состав – аммоний, сульфатность. Фоновые (региональные) и аномальные (вызванные влиянием углеводородных скоплений) значения этих показателей для водоносного комплекса терригенного девона Южно-Татарского свода (разрабатываемые земли) и восточного склона Токмовского свода (малоперспективные площади) сравниваются с водоносными комплексами рифейско-вендских отложений и пород фундамента (Таблица).

Из приведенных данных видно, что такие показатели нефтегазоносности как газовый фактор 0,14 – 0,35 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> в верхней части разреза кристаллического фундамента и 0,38 – 0,61 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> в глубоких горизонтах (скв. 20000), сумма углеводородов (22–65 и 12–23 об. %) в общем составе газа и углеводородно-азотный коэффициент (0,2–2,0 и 0,2 – 0,7) в водах архейско-протерозойского возраста соответствуют их величинам в рифейско-вендских образованиях и выше значений для вод терригенного девона.

По химико-органическим показателям подземные воды фундамента находятся на уровне, характерном для

Таблица 1. Гидрогеологические показатели нефтеносности

Комплексы	Газовые				Химико-органические			NH <sub>4</sub> , мг/л	SO <sub>4</sub> , мг- экв/л
	Г.Ф. м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Рг, МПа	Σ УВ, об.%	ΣУВ N <sub>2</sub>	С бит, мг/л	Ф лет., мг/л	О йод., мг/л		
Фоновые значения									
Терригенный девон ЮТС	0,28–0,3	5–6	40–50	0,5–0,7	0,3–0,5	0,2–0,4	0,7–2,0	90–130	25–150
Восточный склон Токмовского свода (скв. 407, 425)	0,1–0,2	2–5	8–26	0,1–0,3	0,5	0,1–0,7	1,4–6,0	100–110	10–48
Фактические данные									
Рифейско-вендский юго-восточный склон ЮТС	0,3–0,33	8,4–8,6	43–67	0,7–2,1	0,3–0,5	0,2–1,3	1,4–2,6	42–222	28–250
Бирская седловина: 20005, 203	0,25–0,3	–	46–57	0,9–1,1	0,2–0,7	0,7–1,1	1,6–3,7	145–222	124–298
Архейско-протерозойские отложения (глубина залегания разуплотненных зон 1793-2026 м)									
ЮТС: 2092,966,29419 и др.	0,14–0,35	–	22–65	0,3–2,0	0,12–0,31	0,4–1,2	0,5–2,5	20–200	24–159
Глубина залегания разуплотненных зон 3230-5099 м									
ЮТС: скв. 20000	0,38–0,61	19,20	12,39	0,2–0,7	0,3–0,7	0,1–1,4	0,8–5,7	0–20	20–300

Таблица 2. Состав водорастворенного газа

№ п/п	№ скв.	Площадь	Дата отбора	Г.Ф. м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Состав, % объемн.				
					CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>10</sub> + высш.	Не
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	29419	Холмовская Купольная часть Южно-Татарского свода	18.01.99	-	0.02	63.0	3.89	0.65	0.7
			17.02.99	-	0.03	55.2	10.25	4.8	0.55
			03.03.99	-	0.03	65.5	0.23	0.04	0.98
			02.04.99	-	0.13	61.8	3.47	3.8	0.74
			06.05.99	-	0.02	65.0	0.63	0.18	1.55
			09.06.99	-	0.04	65.2	0.54	0.25	0.94
			16.07.99	-	0.06	68.5	1.1	0.71	0.63
			12.08.99	-	0.02	58.5	3.96	0.92	0.61
			03.09.99	-	0.36	64.5	1.06	0.92	0.45
			22.10.99	-	0.02	68.4	0.33	0.62	0.51
			19.11.99	-	0.12	63.7	0.63	0.27	0.38
2.	2092	Черемшанская (западный склон ЮТС)	24.06.99	0.25	0.24	19.1	13	3.1	0.39
			19.07.99	0.27	0.15	29.3	3.1	5.1	0.3
			11.08.99	0.31	0.38	19.1	6.7	7.5	0.25
			06.09.99	0.25	0.33	26.5	5.4	4.1	0.53
			15.11.99	0.08	0.15	15.5	3.3	7.1	0.11
3.	966	Уральминская (северный склон ЮТС)	22.06.99	0.17	0.36	8.2	0.14	0.3	0.24
			13.07.99	0.19	0.6	33.3	5.1	3.3	0.6
			18.08.99	0.19	1.7	44.3	4.2	5.0	0.5
			08.09.99	0.09	0.7	20.7	10.0	7.5	0.3
			25.10.99	0.19	0.4	31.3	0.7	1.2	0.5
			10.11.99	0.11	0.3	28.8	3.2	9.5	0.4

рифейско-вендских отложений и выше фоновых значений, характеризующих пластовые воды терригенного девона разрабатываемых площадей Южно-Татарского свода (ЮТС). Сульфатность вод архейско-протерозойских пород находится на том же уровне, что и для вод рифейско-вендских и терригенных отложений девона.

В целом по совокупности всех критериев перспектив нефтеносности архейско-протерозойские породы оцениваются выше малоперспективных земель (терригенная толща девона восточного склона Токмовского свода) и более сопоставимы с перспективами рифейско-вендских отложений и терригенных пород девона склонов ЮТС.

В 1998 г. создана сеть пьезометрических скважин: 2092 Черемшанская, 29419 Холмовская, 966 Уральминская, 10179д Алькеевская, 11921д Березовская, вскрывших водоносные горизонты верхней части разреза архейско-протерозойского возраста. Скважины расположены на различных тектонических элементах ЮТС (западный и северный склоны, купольная часть). В этих скважинах проводились режимные наблюдения за изменением состава подземных вод во времени. Наиболее полные сведения получены по скв. 2092, 966, 29419.

Одной из задач режимных наблюдений за водами фундамента является оценка нефтегазонасности пород архейско-протерозойского возраста. Почти во всех скважинах в 1999 г. по сравнению с 1998 г. увеличилась общая минерализация с 224 – 224 г/л до 256 – 302 г/л. Изменение содержания микрокомпонентов произошло в незначительных пределах. Превысили фоновые значения компоненты водорастворенного органического вещества. Особенно это касается таких показателей нефтеносности, как йодатная окисляемость и летучие фенолы. Колебание содержания йодатной окисляемости во времени находятся в пределах 2 – 5 до 11 – 14 мг/л, летучих фенолов – от 0,4 – 0,9 до 1,6 – 2,5 мг/л. Верхние пределы их концентраций соответствуют аномальным значениям, ха-

рактерным для вод нефтегазовых месторождений.

Более существенные изменения наблюдаются в газовом составе подземных вод (Табл. 2). Интервал изменения содержания этана в скв. 29419 во времени находится в пределах 1,3 – 10,2 объемных процентов. Содержание гелия изменилось от 0,38 до 1,55 об. %. Всплески их увеличений имеют общие тенденции с ростом метана в пластовых водах. В составе водорастворенного газа (скв. 2092) в сентябре наблюдается рост углекислого газа с 0,25 до 0,55 об. %. Максимальный рост гелия – в августе-сентябре, практически в одно время с ростом углекислого газа. Примерно на этот период приходится рост концентрации метана и суммы тяжелых углеводородов.

Наблюдается рост углекислого газа с июля по август месяц включительно (скв. 966). Небольшой рост концентраций гелия (с 0,24 до 0,6 об. %) происходил в июне-июле и в сентябре (0,3 до 0,52 об. %). Содержание метана, как и углекислого газа, увеличилось в те же временные отрезки. Пик возрастания тяжелых углеводородов несколько смещен по отношению к метану. По-видимому, это связано с различной интенсивностью их миграций в периоды активизации геологических процессов.

Следует отметить, что в периоды исследований (1993) скв. 2092 и 966 в составе водорастворенного газа практически отсутствовали тяжелые углеводороды, а в 1998 – 1999 гг. они составили от 0,3 до 9,5 объемных процентов. Это еще одно подтверждение, что в результате эндогенных процессов происходит подток углеводородного газа по разломам из нижележащих разуплотненных зон в верхние горизонты фундамента. Таким образом, исследования свидетельствуют о потенциальной возможности существования углеводородных скоплений в породах кристаллического фундамента.

## Литература

- Близеев А.Б., Доронкин К.Н., Степанов В.П., Муслимов Р.Х. Породы коллекторы кристаллического фундамента Татарии. *Геология нефти и газа*, № 7. 1987. 30-34.
- Доронкин К.Н. Закономерности изменений пластовых давлений с глубиной в палеозойских отложениях Татарской АССР и прилегающих районов. *Тр. ТамНИПИнефть*, вып.42, Бугульма. 1980. 34-37.
- Богомолов Г.В., Герасимов В.Г., Зайдельсон М.И. и др. *Гидрогеология Волго-Уральской области*. М. Недра. 1967. 421с.
- Доронкин К.Н., Ибрагимов Р.Л., Каримов М.Ж. и др. Подземные воды кристаллического фундамента Республики Татарстан и основные направления их изучения. *Перспективы нефтегазонасности кристаллического фундамента на территории Татарстана и Волго-Камского региона*. Тр. научно-практ. конференции, Казань. 1998. 84-89.



К.Н. Доронкин



Р.Л. Ибрагимов



М.Ж. Каримов