

## О ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ ПЛАСТОВЫХ ВОД НЕКОТОРЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

В. В. БЕЛОШАПКИНА, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Отбор проб пластовых вод для исследования физических свойств производился по той же методике, что и отбор проб пластовых нефтей. Иногда эти пробы отбирались из скважин, вскрывших водоносные пласты, а иногда из скважин, вскрывших нефтеносные. В частности из водоносного пласта была отобрана проба воды на Черемшанской площади. Исследование производилось по методике, описанной в следующих работах [1, 2, 3, 4, 5] и заключалось в следующем.

1. Проба воды переводилась из контейнера или пробоотборника в бомбу УИПН-2М, где определялось давление насыщения  $P_s$  и полный объем переведенного образца в пластовых условиях  $V_{nл}$ . Впоследствии после дегазации образца определялся объем этого образца в поверхностных условиях  $V_{ne}$  и по их соотношению объемный коэффициент воды

$$b = \frac{V_{nл}}{V_{ne}}. \quad (1)$$

По величине объемного коэффициента определялась усадка и

$$u = \frac{b-1}{b} 100. \quad (2)$$

Обычным способом (как и для нефти) определялся коэффициент сжимаемости воды

$$\alpha = \frac{\Delta V_p}{V \Delta P}, \quad (3)$$

где  $V$  — исходный объем образца в  $\text{см}^3$ ,  $\Delta V_p$  — изменение этого объема при изменении давления на величину  $\Delta P$ , выраженную в атмосферах. Величины давлений насыщения  $P_s$ , объемного коэффициента и др. приведены в таблице 1.

Кроме параметров, употребляющихся для характеристики как воды, так и нефти, для характеристики воды употребляется также параметр, который не употребляется для характеристики нефти. Это термический коэффициент  $\tau$ , определяемый по формуле

$$\tau = \frac{\Delta V_t}{V \Delta t}, \quad (4)$$

где  $\Delta V_t$  — изменение объема за изменение температуры,  $\Delta t$  — изменение температуры и  $V$  — исходный объем воды.

Таблица 1. Основные физические свойства пластовых вод нефтяных месторождений и разведочных площадей Томской области.

Параметры	Единицы измерения	Площадь Чертюменская скважина 2, 1-я проба	Стрежевое м-ние нефти скв. 85, 1-я проба	Первомайское м-ние нефти скважина 265, 1-я проба	Первомайское м-ние нефти скважина 265, 2-я проба	Первомайское м-ние нефти скважина 265, средние знач.
Дата отбора пробы		Сентябрь 1971	22. 04. 1972	30. 07. 1972	30. 07. 1972	пласт Ю-1
Наименование пласта, свиты		тюменская свита	пласт Ю-1	пласт Ю-1	пласт Ю-1	2544—2550
Интервал перфорации	м	2800—3090	2580—2615	2544—2550	2544—2550	93°C
Пластовая температура	°C	114°C	84°C	93°C	93°C	
Пластовое давление	ати	302,1	262,5	260	260	260
Давление насыщения	ати	18	30	65	70	68
Газосодержание	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,79	2,8	0,78	0,81	0,80
Объемный коэффициент		1,026	1,026	1,03	1,024	1,027
Усадка	%	2,53	2,53	2,91	2,34	2,63
Плотность воды в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	1,033	1,006	0,990	0,999	0,995
Плотность сепарированной воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,057	1,032	1,020	1,023	1,022
Вязкость воды в пластовых условиях	сантипуазы	0,43	0,39	0,43	0,42	0,42
Вязкость воды в поверхностных условиях	сантипуазы	1,18	1,17	1,17	1,12	1,15
Средний коэффициент растворимости газа	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> · ат	0,099	0,090	0,012	0,011	0,012
Термический коэффициент	10 <sup>-5</sup> 1/град.	84,0	85	81,0	84,0	82,5
Коэффициент сжимаемости	10 <sup>-5</sup> /ат	4,35	4,2	4,1	4,2	4,15
Дата завершения анализа		29. 12. 1971	4. 07. 1972.	4. 11. 1972.	10. 11. 72.	

Далее определялась плотность воды в дегазированном состоянии, то есть в поверхностных условиях. Определение велось с помощью пикнометров и ареометров. Результаты приведены в таблице 1. После этого определялись плотности вод в пластовых условиях. Расчет производился по формуле

$$\gamma_{пл} = \frac{\gamma_c}{b} + \frac{f\rho_r}{1000b}, \quad (5)$$

где  $\gamma_c$  — плотность сепарированной воды в г/см<sup>3</sup>,  $b$  — объемный коэффициент,  $f$  — газосодержание в см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>,  $\rho_r$  — плотность газа в г/литр, 1000 — коэффициент для перевода граммов на литр в граммы на см<sup>3</sup>.

Особое внимание было уделено исследованию вязкости пластовых вод. При этом вода Черемшанской площади исследовалась при различных температурах и давлениях. Работа производилась посредством вискозиметра высокого давления ВВДУ (таблица 2).

Таблица 2

Вязкость пластовой воды Черемшанской площади (скважина 2, интервал перфорации 2800—3090 м, пласт тюменская свита, пластовая температура 114°C, пластовое давление 302 ати) при различных температурах и давлениях

Давления, при которых определялась вязкость, ати	Вязкости в сантипуазах при различных температурах и давлениях		
	60°C	86°C	114°C
40	0,48	0,46	0,43
100	0,48	0,46	0,43
200	0,49	0,46	0,43
302	0,50	0,46	0,43

Исследование это показало, что вязкость пластовой воды зависит прежде всего от температуры и практически не зависит от давления. Поэтому в дальнейшем вязкость воды определялась в поверхностных условиях, что значительно упростило работу. Определения проводились на вискозиметре Оствальда — Пинкевича.

Результаты этих исследований можно обобщить в следующем резюме. Воды нефтяных месторождений и разведочных площадей Томской области являются более подвижными по сравнению с нефтями. С другой стороны, можно отметить, что газосодержание пластовых вод по сравнению с газосодержанием нефтей является сравнительно небольшим. Наибольшего значения оно достигает у воды Стрежевого месторождения 2,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (таблица 1). Давление насыщения изменяется в весьма широких пределах от 18 ати у пробы воды Черемшанской площади до 70 ати у второй пробы воды Первомайского месторождения нефти.

#### ЛИТЕРАТУРА

- Д. ж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта. Гостехиздат, 1962.
- М. М. Бондарева, А. Ю. Намиот, В. М. Фокеев. Влияние растворенного газа на вязкость воды. Труды ВНИИ, вып. 3, Гостехиздат, 1954.
- Ф. И. Котяхов. Основы физики нефтяного пласта. Гостехиздат, 1956.
- О. А. Лихачева, В. М. Фокеев. Применение вискозиметра высокого давления ВВДУ-2 для исследования природных вод. Известия вузов «Геология и разведка» № 7, 1967.
- Г. М. Сухарев. Воды нефтяных и газовых месторождений Восточного Предкавказья. Грозоблиздат, 1947.