

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 $V_{nв}$ и по их соотношению объемный коэффициент воды

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

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 см^3 , ΔV_p — изменение этого объема при изменении давления на величину ΔP , 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 τ , определяемый по формуле

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

где ΔV_t — изменение объема за изменение температуры, Δt — 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 Черемшанская 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 Наименование пласта, свиты Интервал перфорации Пластовая температура	м °C	Сентябрь 1971 тюменская свита 2800—3090 114°C	22. 04. 1972 пласт Ю-1 2580—2615 84°C	30. 07. 1972 пласт Ю-1 2544—2550 93°C	30. 07. 1972 пласт Ю-1 2544—2550 93°C	пласт Ю-1 2544—2550 93°C
Пластовое давление Давление насыщения Газосодержание Объемный коэффициент	ати ати м³/м³	302,1 18 1,79 1,026	262,5 30 2,8 1,026	260 65 0,78 1,03	260 70 0,81 1,024	260 68 0,80 1,027
Усадка Плотность воды в пластовых условиях Плотность сепарированной воды в поверхностных условиях	% г/см³ г/см³	2,53 1,033 1,057	2,53 1,006 1,032	2,91 0,990 1,020	2,34 0,999 1,023	2,63 0,995 1,022
Вязкость воды в пластовых условиях Вязкость воды в поверхностных условиях Средний коэффициент растворимости газа	сантипуазы сантипуазы м³/м³ · ат	0,43 1,18 0,099	0,39 1,17 0,090	0,43 1,17 0,012	0,42 1,12 0,011	0,42 1,15 0,012
Термический коэффициент Коэффициент сжимаемости Дата завершения анализа	10 ⁻⁵ 1/град. 10 ⁻⁵ /ат	84,0 4,35 29. 12. 1971	85 4,2 4. 07. 1972.	81,0 4,1 4. 11. 1972.	84,0 4,2 10. 11. 72.	82,5 4,15

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

$$\gamma_{\text{пл}} = \frac{\gamma_{\text{с}}}{b} + \frac{f \rho_{\text{г}}}{1000 b}, \quad (5)$$

где $\gamma_{\text{с}}$ — плотность сепарированной воды в г/см³, b — объемный коэффициент, f — газосодержание в см³/см³, $\rho_{\text{г}}$ — плотность газа в г/литр, 1000 — коэффициент для перевода граммов на литр в граммы на см³.

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 м³/м³ (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. Бас, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 1962.
- М. М. Бондарева, А. Ю. Намиот, В. М. Фокеев. Влияние растворенного газа на вязкость воды. Труды ВНИИ, вып. 3, Гостоптехиздат, 1954.
- Ф. И. Котяхов. Основы физики нефтяного пласта. Гостоптехиздат, 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.