

Г. М. СУХАРЕВ, З. В. СТЕРЛЕНКО

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД НЕФТЕГАЗОВЫХ СВИТ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

(Представлено академиком В. В. Меннером 29 XII 1970)

В настоящей работе изложены результаты исследований теплофизических коэффициентов пластовых вод залежей нефти и газа, приуроченных к продуктивной толще Апшеронского полуострова. Продуктивная толща (средний плиоцен) в центральной и восточной частях Апшеронского полуострова подразделяется на верхний, средний и нижний отделы. В верхний отдел входят сураханская, сабунчинская, и балаханская свиты, в средний — песчаная свита («перерыв») и в нижний — глинисто-песчаная надкирмакинская (НКГ), песчаная надкирмакинская (НКП), кирмакинская (КС), подкирмакинская (ПК) и калинская (КаС).

Химический состав подземных вод отдельных горизонтов и свит продуктивной толщи хорошо изучен.

В разрезе нефтегазовых месторождений Апшеронского полуострова и архипелага четко отмечается гидрохимическая аномалия. В верхней части

продуктивной толщи распространены жесткие воды высокой минерализации хлоридно-натриевого состава, относящиеся к хлоркальциевому типу. В нижней части установлены щелочные воды хлоридно-гидрокарбонатно-натриевого состава, гидрокарбонатно-натриевого типа. Концентрация вод в пределах толщи уменьшается сверху вниз в 10—12 раз (').

Коэффициент теплопроводности (λ) пластовых вод был изучен относительным

стационарным методом коаксиальных цилиндров. Теплоемкость (c_p) исследуемых жидкостей определялась в адиабатическом калориметре.

Коэффициент температуропроводности (a) вычислялся по формуле $a = \lambda / c_p \rho$, где ρ — плотность пластовых вод. Все измерения осуществлялись при температурах 25; 50 и 75°.

Результаты экспериментальных исследований приведены в табл. 1. Из нее следует четкая зависимость между теплофизическими коэффициентами и минерализацией вод. По мере снижения минерализации вод, с увеличением стратиграфической глубины залегания свит, возрастают величины коэффициентов λ и c_p . Следует подчеркнуть, что с увеличением температуры коэффициент λ исследуемых вод увеличивается (см. табл. 1), а теплоемкость пластовых вод в интервале 25—90° остается неизменной.

Коэффициенты теплопроводности (λ) для вод сураханской свиты при температурах 25; 50 и 75° соответственно равны 0,576; 0,606; 0,630 вт/м·

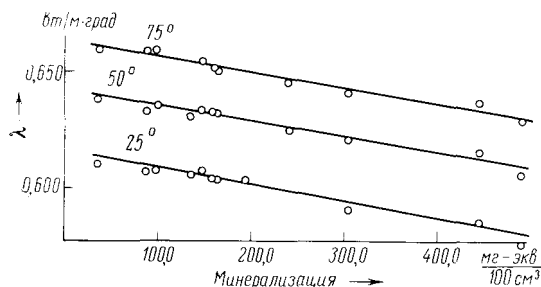


Рис. 1. Зависимость коэффициента теплопроводности пластовых вод продуктивной толщи Апшеронского полуострова при 25; 50 и 75°

град. Аналогичная картина установлена и для вод всех других свит продуктивной толщи. Этот коэффициент постепенно, с увеличением статиграфической глубины залегания горизонтов, возрастает и для вод наиболее глубоко залегающей калинской свиты (KaC) при соответствующих температурах составляет: 0,610; 0,639 и 0,660 вт/м·град (табл. 1).

Установлена также довольно четкая зависимость коэффициента теплопроводности от минерализации пластовых вод продуктивной толщи при различных температурах (рис. 1). Теплоемкость наиболее высокоминерализованной воды сураханской свиты равна 3,578 кдж/кг·град. Как следует из табл. 1, в связи со снижением минерализации вод по разрезу продуктивной толщи c_p непрерывно возрастает и для наименее минерализованной воды калинской свиты (KaC) равен 4,41 кдж/кг·град. Коэффициент температуропроводности вод продуктивной толщи увеличивается в связи с ростом температуры. Так, например, по сураханской свите: при 25° он равен 1,466; при 50° 1,549 и при 79° 1,628 10^{-7} м²/сек. С увеличением стратиграфической глубины залегания вод этот коэффициент изменяется несущественно и колеблется в пределах от 1,465 (сабучинская свита, III горизонт) до 1,477 10^{-4} м²/сек (балаханская свита, VII горизонт) (см. табл. 1). На рис. 2 представлены кривые изменения различных теплофизических коэффициентов вод по вертикальному разрезу продуктивной толщи. Они сопоставлены с кривыми, характеризующими температурные условия и минерализацию вод. Надо подчеркнуть, что кривые, характеризующие коэффициенты λ и c_p , построены для температуры 25° (сплошные линии) и для температур, соответствующих глубинам залегания данных вод в разрезе продуктивной толщи (прерывистые линии).

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

Таблица 1

Местоположение	№ скважины	Свита	Горизонт	Минерализация, мг-экв на 100 см³	Сухой остаток, г/л	ρ , кг/м³			λ , вт/м·град			c_p , кдж/кг·град	α , 10^{-7} м²/сек			Тип воды
						25°	50°	75°	25°	50°	75°		25°	50°	75°	
Балаханы — Сабунчи — Рамань	896	Сураханская	C + CII	490,0	140,9	1102,0	1093,0	1080,0	0,576	0,606	0,630	3,578	1,466	1,549	1,628	Хлор-кальциевый
	2641	Сабучинская	II	446,0	129,3	1099,8	1090,9	1077,6	0,585	0,615	0,636	3,624	1,467	1,550	1,628	
	2425	»	III	305,4	90,6	1071,0	1062,0	1048,8	0,592	0,621	0,642	3,772	1,465	1,557	1,622	
	78	»	IV	238,8	74,25	1050,0	1041,1	1027,8	0,599	0,625	0,646	3,864	1,475	1,553	1,626	
	2283	Балаханская	V	193,6	58,82	1042,0	1033,1	1019,8	0,603	0,629	0,650	3,925	1,474	1,551	1,623	Гидрокарбонатно-натриевый
	4838	»	VI	166,0	54,2	1038,0	1029,1	1015,8	0,604	0,632	0,651	3,948	1,476	1,555	1,623	
	3018	»	VII	158,8	49,6	1035,0	1026,1	1012,8	0,605	0,632	0,652	3,955	1,477	1,555	1,627	
	13148	«Перерыв»		97,0	30,19	1020,0	1011,1	997,8	0,608	0,635	0,658	4,054	1,470	1,549	1,626	
	936	IKC		148,6	41,2	1033,0	1024,1	1010,0	0,607	0,633	0,654	4,006	1,466	1,543	1,615	
	32355	IKC		135,6	39,34	1028,0	1019,1	1006,0	0,606	0,631	0,654	4,046	1,467	1,547	1,616	
	2369	IKK		97,2	26,4	1019,0	1010,1	996,8	0,608	0,634	0,658	4,070	1,465	1,542	1,621	
	1409	KaC		36,4	22,0	1009,2	1000,3	987,0	0,610	0,639	0,660	4,41	1,470	1,544	1,626	
Кала																

1. При вычислении тепловых потоков в пределах нефтегазовых месторождений следует учитывать величины теплофизических коэффициентов подземных вод. Эти коэффициенты, как правило, имеют разные значения.
2. Теплофизические коэффициенты, наряду с другими показателями, можно использовать для определения стратиграфической принадлежности вод продуктивной толщи и для корреляционных целей.
3. Теплофизические коэффициенты вод желательно применять и при построении карт по разрабатываемым эксплуатационным горизонтам.

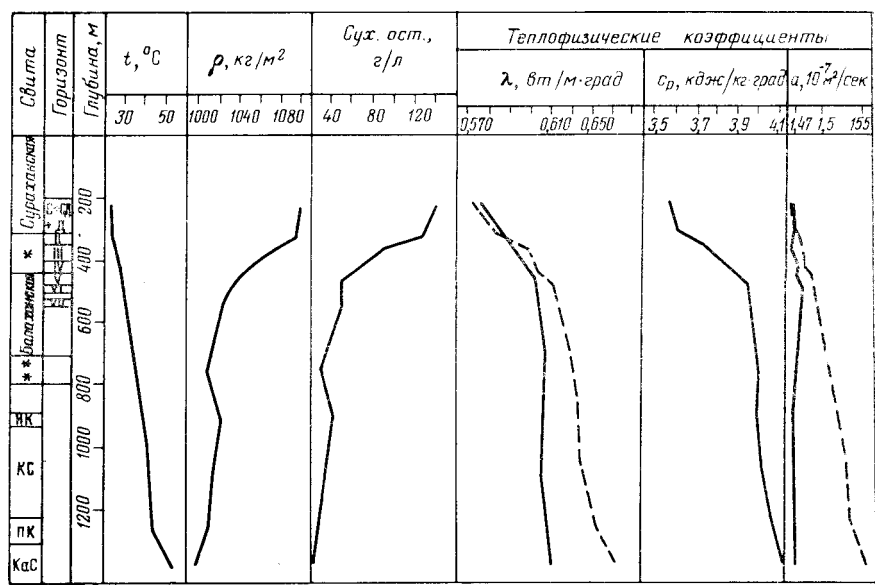


Рис. 2. Разрез продуктивной толщи Апшеронского полуострова с данными о теплофизических свойствах пластовых вод. Звездочкой показана сабунчинская свита, двумя звездочками — свита перерыва. Объяснение в тексте

В результате этих построений могут четко вырисоваться контуры нефтегазоносности изучаемого горизонта, заводненые участки и нефтегазоносные «целики», если последние фактически существуют.

4. Используя теплофизические коэффициенты пластовых вод и нефтей (которые изучаются нами в настоящее время) можно уточнять положение водонефтегазовых контактов.
5. Региональные карты нефтегазоносных бассейнов, построенные с использованием теплофизических коэффициентов вод, наряду с комплексом других геолого-геофизических материалов могут способствовать более успешному прогнозированию нефтегазоносности недр.
6. Некоторые теплофизические коэффициенты, например теплоемкость пластовых вод, следует учитывать при расчетах теплообменной аппаратуры, применяемой в энергетических схемах использования термальных вод.

Грозненский нефтяной институт

Поступило
2 XI 1970

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

¹ Г. М. Сухарев, М. В. Мирошников, Подземные воды нефтяных и газовых месторождений Кавказа, 1963.