

УДК 551.49

ГЕОЛОГИЯ

Л. М. ЗОРЬКИН, Е. В. СТАДНИК, В. Г. КОЗЛОВ

ОСОБЕННОСТИ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ СОЛЕНОСНЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

(Представлено академиком А. Л. Яншиным 12 II 1970)

Геотермическая характеристика отложений кунгура Прикаспийской впадины, из-за отсутствия надежных температурных замеров, ранее давалась на основе теоретических предпосылок (¹-⁴). В результате прочно укоренилось представление, что соленосные толщи, обладая низким тепловым сопротивлением, характеризуются ослабленностью теплового режима. Последнее фиксируется высокими значениями геотермической ступени. В результате многолетних исследований авторов статьи по известным методикам (⁴, ⁵) были получены данные, позволяющие охарактеризовать температурное поле кунгурской гидрохимической толщи в целом для всей Прикаспийской впадины. Данные эти показывают, что в ряде случаев тепловой режим соленосных отложений существенно отличается от ожидаемого теоретического, будучи обусловлен особенностями залегания соли.

Температура по кровле соленосного кунгура изменяется в широких пределах, в региональном плане возрастая к внутренним частям впадины. Минимальные температуры по кровле комплекса — менее 30° отмечены в окраинных районах соленосного бассейна по скважинам Качалинской, Давыдовской, Ореховской, Сорочинской, Биштамакской, Мортукской, Кенкиякской и других площадей. В центральных частях Прикаспийской впадины в кровле соленосного кунгура температура варьирует от 31° (Джаныбекская скв. № 6-оп) до 81° и более (Аралсорская скв. № Г-2а). Такая амплитуда колебания температур обусловлена существенными различиями как в глубинах залегания различных соляных штоков, так и в температуре слоев кровли кунгура в пределах одного и того же соляного штока. Большое влияние на значения температур оказывают также теплоизолирующие свойства перекрывающих солью пород.

Геотермическая ступень внутри соленосных отложений изменяется от 33 до 312 м/град (табл. 1), уменьшаясь к внутренним погруженным частям Прикаспийской впадины. Так, с севера на юг ступень уменьшается от 132 — 182 (Сорочинск) до 62—80 в прибрежной зоне впадины (Карповская площадь) и до 33,3 — 48,4 м/град в центральных районах (Саралжинская площадь). Максимальные величины геотермической ступени характерны для восточных районов впадины, где кунгурские отложения либо выходят на поверхность (Жилянская и Борлинская площади), либо погружены на глубины менее 500—600 м (Биштамакская площадь и др.). Резкое охлаждение недр восточных районов впадины, вероятно, обусловлено близостью областей современной инфильтрации (⁶).

В центральных частях солянокупольной области величина геотермической ступени в 2—4 раза меньше, по сравнению с районами обрамлений (см. табл. 1). Участки повышенных температур обычно фиксируются в сводовых частях солянокупольных структур. Повышенный температурный режим внутренних районов обуславливается соляной тектоникой: многочисленные соляные купола, штоки и массивы являются своеобразными окнами разгрузки глубинного тепла.

Тепловые потоки, идущие по солям куполов, создают в перекрывающих терригенных толщах напряженный тепловой режим, что выражается в

Таблица 1

Геотермическая характеристика соленосных отложений кунгура  
Прикаспийской впадины

Площадь	№ скв.	Интервал исследования, м	Т-ра на границах исследования, °C	Геотермическая ступень, м/град
<b>Западное обрамление</b>				
Паромненская	2	1026—1247	39,6—41,5	200
Качалинская	2	970—1336	28,8—34	70,4
	3	950—1250	31,5—36,5	60
	3	1250—1440	36,5—38,8	82,6
Сарпинско-Тенгутинская	25	1461—1700	38,7—40,3	114,4
Мариновская	3	915—970	28,2—28,7	110
<b>Северное обрамление</b>				
Марьевская	13	478—764	20,5—22	190,7
Карповская	2	1068—1300	33,2—36,2	77
	2	1300—1700	36,2—41,2	80
	2	1700—2000	41,2—45	80
	2	2000—2187	45—48	62
Щучкинская	2	2187—2340	48—50,3	66
	1	946—1250	31—35	76
	1	1250—1750	35—41,5	77
	1	1750—2000	41,5—44,6	80
Щучкинская	1	2000—2186	44,6—46,9	81
Ореховская	1	636—870	21—24	78
Сорочинская	3	682—882	20,7—21,8	182
	3	882—1054	21,8—23,3	132
<b>Восточное обрамление</b>				
Биштамакская	G-13	400—449	16,2—17	67
		449—700	17—18,8	139
		700—950	18,8—21	113
		950—1450	21—23,5	113
Жана-Жол	G-1	1000—1375	30,6—36,9	60
		1375—1750	36,4—40,2	112
		1750—2000	40,2—41,8	156
		2000—2350	41,8—45	109
		2350—2440	45—45,5	120
Кенкияк	P-12	443—500	25,6—25,8	285
		500—750	25,8—26	312
		750—1000	26—27,5	277
		1000—1250	27,5—28,4	277
		1250—1500	28,4—29,4	250
		1500—1750	29,4—30,2	312
		1750—2000	30,2—31	310
<b>Центральные районы</b>				
Саралжинская	3	587—1120	36—47	48,4
		1120—1480	47—55	45
		1480—1560	55—57	40,0
		1560—1700	57—60	46,6
		1700—1900	60—66	33,3
Фурманово III	1	550—1000	37—44	64,3
		1000—1250	44—47,5	71,4
		1250—1500	47,5—51	71,4
		1500—1850	51—56	70
		2000—2250	57,1—62	51
		2250—2500	62—67,5	45,4

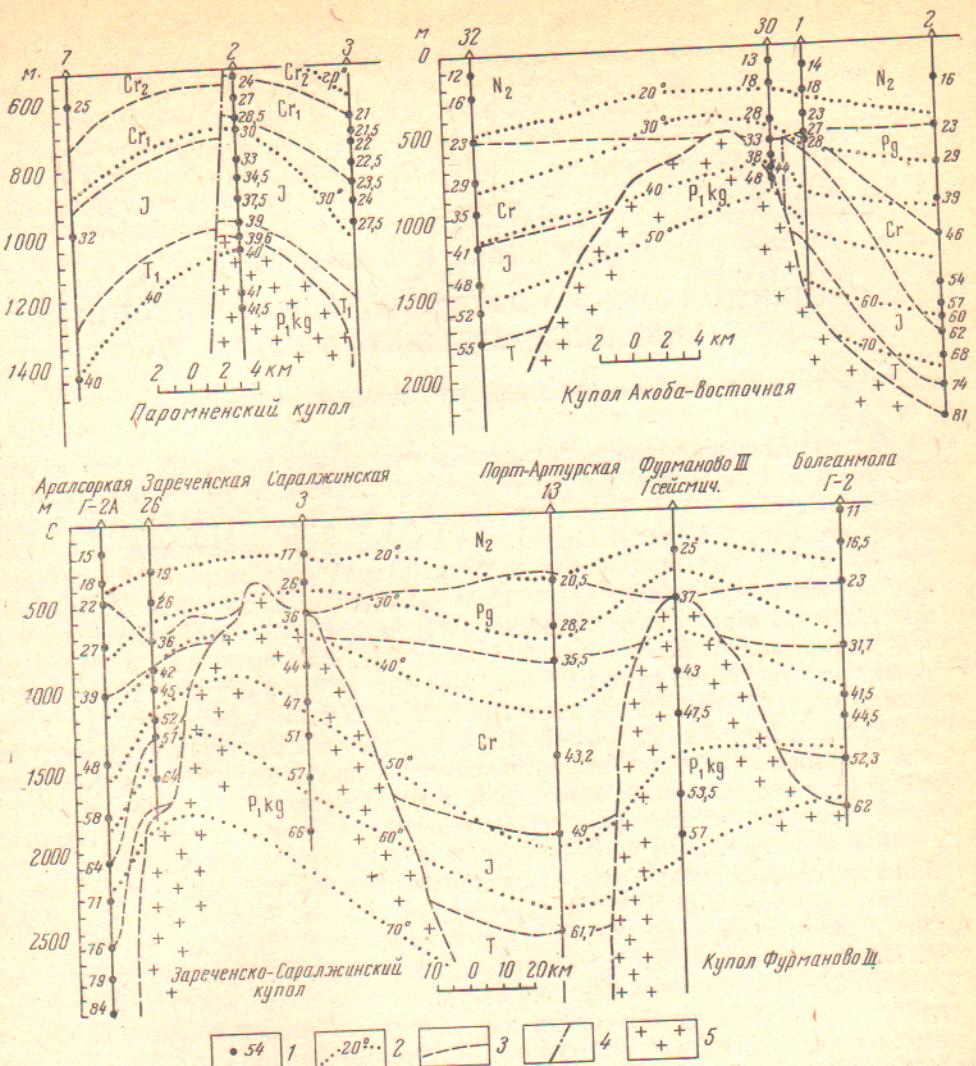


Рис. 1. Характер изменения температур в недрах отдельных соляных куполов (по Е. В. Стаднику и В. Г. Козлову). 1 — замеренные температуры, °С; 2 — геизотермы, °С; 3 — границы стратиграфических комплексов; 4 — тектонические нарушения; 5 — пермская соль

уменьшении геотермической ступени (<sup>6</sup>). На профилях (рис. 1) линии равных температур над соляными куполами проходят на более высоких отметках, как бы повторяя кровлю соляного штока, и снижаются по мере удаления от куполов, опускаясь на значительные глубины в межкупольных мульдах. Разница температур на срезах над куполами и в межкупольных зонах достигает 10° и более. Аналогичный эффект отмечается и на соляных куполах Южной Эмбы (<sup>1</sup>). Таким образом, температурные замеры в неглубоких структурно-поисковых скважинах дают возможность прогнозировать глубину залегания соляных тел и выделять межкупольные зоны.

Всесоюзный научно-исследовательский  
институт ядерной геофизики и геохимии  
Москва

Поступило  
9 II 1970

#### ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- <sup>1</sup> М. Ф. Беляков, ДАН, 18, № 6 (1949). <sup>2</sup> Н. Б. Дальян и др., Сов. геол., № 11 (1963). <sup>3</sup> Д. А. Джангириянц, Геол. нефти и газа, № 1 (1965). <sup>4</sup> Д. И. Дьяконов, Геотермия в нефтяной геологии, 1958. <sup>5</sup> В. Н. Корценштейн, Методика гидрогеологических исследований нефтеносных районов, 1963. <sup>6</sup> Е. В. Стадник и др., Геол. нефти и газа, № 2 (1967).