

Ф. А. МАКАРЕНКО, С. И. СЕРГИЕНКО

ТЕПЛОВОЙ ПОТОК НА НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КОНТИНЕНТОВ

(Представлено академиком В. В. Меннером 12 I 1973)

Геотермическими исследованиями в нефтегазоносных областях установлено, что месторождения углеводородов, как правило, сопровождаются локальными возмущениями теплового поля (¹). Природа этих возмущений различна, но несомненно, что в их формировании большая роль принадлежит структурному фактору: в условиях сложного залегания пластов происходит рефракция потока тепла. На нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях величина обусловленных поднятиями отклонений теплового потока от неискаженных фоновых значений составляет 10—20% (^{2, 3}).

Подавляющее большинство измерений теплового потока, характеризующих континентальные плиты, выполнены на различного рода положительных структурах. К настоящему времени на территории континентов произведено более 1000 определений теплового потока, из которых 403 пространственно приурочены к месторождениям нефти, газа и газоконденсата (^{2—15}). В число последних включены выполненные в лабораториях геотермии Института геологии и разработки горючих ископаемых и Геоло-

Таблица 1

Географическое распределение данных о тепловом потоке на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях континентов

Континенты	Области докембрийской складчатости (плиты)	Области палеозойской складчатости (плиты)	Области кайнозойской складчатости и активизированные в кайнозое				Всего
			краевые прогибы и межгорные впадины	горно-складчатые сооружения (их обрамления)	области кайнозойского вулканизма	области грязевого вулканизма	
Европа	28	20	49	53	15	—	165
Азия	1	29	66	10	16	61	173
Америка	28	24	21	—	—	—	63
Австралия	—	2	—	—	—	—	2
Всего	57	65	136	63	31	61	403

гического института АН СССР 20 новых определений теплового потока на нефтегазовых месторождениях Западно-Сибирской плиты, где разброс значений составляет от $1,24 \cdot 10^{-6}$ до $1,69 \cdot 10^{-6}$ кал/см²·сек.

Геолого-географическое распределение данных о количестве определенных теплового потока на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях континентов представлено в табл. 1. Точность использованных определений составляет $\pm 10\%$.

Выборка анализируемых значений теплового потока неоднородна (рис. 1). Дифференциация фактических данных по возрасту тектогенеза

нефтегазоносных провинций, к которым приурочены продуктивные структуры, позволяет по тепловому потоку охарактеризовать месторождения углеводородов в областях докембрийской, палеозойской и кайнозойской

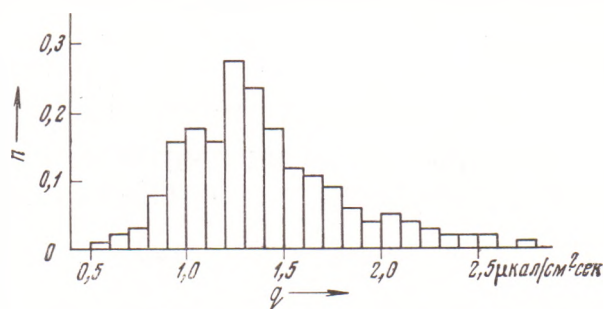


Рис. 1. Распределение 403 значений теплового потока на месторождениях нефти, газа и газоконденсата

складчатости. Область кайнозойской складчатости в связи с ее большей энергетической неоднородностью дополнительно подразделена, и в ней выделены предгорные прогибы и межгорные впадины, обрамления горно-

складчатых сооружений, зоны кайнозойского вулканизма и зоны грязевого вулканизма.

Полученные таким образом частные выборки представлены на гистограммах (рис. 2), а результаты статистической обработки эмпирических распределений — в табл. 2. Средние значения теплового потока (q_i) на месторождениях углеводородов сравнивались с его мировыми средними значениями (q_w) по соответствующим тектоническим областям континентов⁽¹⁶⁾.

Результаты свидетельствуют о том, что присутствие в пластах углеводородов в общем приводит к повышению плотности теплового потока вне зависимости от возраста складчатости нефтегазоносных провинций. На продуктивных структурах докембрийских плит превышение теплового потока над мировым средним составляет 9%, т. е. находится в пределах точности его определений. На палеозойских плитах тепловой эффект скопления нефти, газа и газоконденсата составляет 11, а в кайнозойских миогеосин-

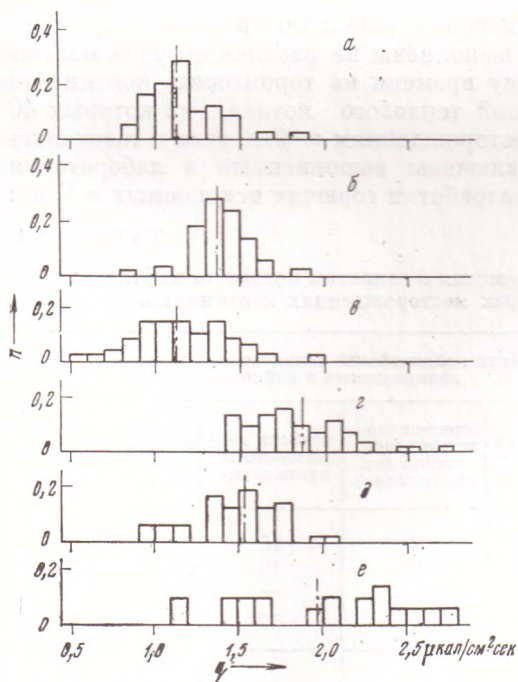


Рис. 2. Распределение величин теплового потока на нефтегазовых месторождениях. а — область докембрийской складчатости; б — то же, палеозойской; в — то же, кайнозойской (в — краевые прогибы и межгорные впадины, г — обрамления горно-складчатых сооружений, д — зоны грязевого вулканизма, е — зоны кайнозойского вулканизма)

клинальных прогибах и впадинах 14%. Только в зонах кайнозойского вулканизма мировое среднее выше; здесь тепловое поле конкретных месторождений контролируется фоновым тепловым потоком.

Таким образом, результаты статистической обработки (табл. 2 и рис. 2) показывают, что геотермический эффект, обусловленный присутствием в пластах углеводородов, не постоянен и закономерно снижается с увеличе-

Таблица 2

Тепловой поток на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях континентов $\mu\text{кал}/\text{см}^2 \cdot \text{сек}$

Тектонические области, к которым приурочены месторождения	Число наблюдений	$q_{\min}$	$q_{\max}$	q_i	σ	q_w	$\frac{\Delta q_i}{\% q_w}$
Области докембрийской складчатости (плиты)	57	0,80	1,83	1,13	0,20	1,04	+9
Области палеозойской складчатости (плиты)	65	0,80	1,86	1,37	0,19	1,24	+11
Области кайнозойской складчатости и активизированные в кайнозойе							
Предгорные прогибы и межгорные впадины	136	0,53	1,94	1,12	0,27	0,98	+14
Горно-складчатые сооружения миогеосинклинальных зон (обрамления)	63	1,41	2,75	1,87	0,33	1,75	+7
Зоны грязевого вулканизма	61	0,91	2,23	1,52	0,27	—	—
Зоны кайнозойского вулканизма	21	1,12	2,70	1,97	0,60	2,20	-10

нием возраста складчатости нефтегазоносных провинций, к которым приурочены продуктивные структуры. Уменьшение эффекта термоаномалий от кайнозойских к более древним нефтегазоносным структурам свидетельствует о более ранних стадиях протекания в последних не только энергопреобразующих процессов, но и процессов миграции углеводородов с сопровождающими их водами (¹⁷, ¹⁸).

Поступило
28 XII 1972

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ Д. И. Дьяконов, Геотермия в нефтяной геологии, М., 1958. ² Я. Б. Смирнов, А. Я. Велюго и др., В кн.: Тепловой режим недр СССР, «Наука», 1970.
³ Ф. А. Макаренко, Я. Б. Смирнов, С. И. Сергиенко, ДАН, 183, № 4 (1968).
⁴ Е. А. Любимова, В кн.: Проблемы глубинного теплового потока, «Наука», 1966.
⁵ Ф. А. Макаренко, Ш. Г. Чихрадзе, ДАН, 160, № 4 (1965). ⁶ Р. И. Кутас, В. В. Гордиенко. Тепловое поле Украины, Киев, 1971. ⁷ Г. М. Сухарев, Ю. К. Тарануха, С. П. Власова, Сов. геол., № 8 (1969). ⁸ Г. М. Сухарев, О. Б. Барцев, ДАН, 162, № 1 (1965). ⁹ V. Cermak, Studia geophys. et geol., 11, № 3 (1967). ¹⁰ J. H. Sass, J. Geophys. Res., 69, № 18 (1964). ¹¹ H. Greutzbarg, Kali und Steinsalz, 4, № 3 (1964). ¹² S. Ueda, K. Horai, J. Geophys. Res., 69, № 10 (1964). ¹³ G. Simmons, K. Horai, J. Geophys. Res., 73, № 20 (1968). ¹⁴ R. F. Roy, E. R. Decker et al., J. Geophys. Res., 73, № 16 (1968). ¹⁵ H. P. Coster, Soc. Geophys. Suppl., 5, № 5 (1947). ¹⁶ Б. Г. Поляк, Я. Б. Смирнов, Геотектоника, № 4 (1968). ¹⁷ Н. Б. Вассоевич, Г. А. Амосов, В кн.: Геология нефти. Справочник, 1, М., 1960. ¹⁸ Ф. А. Макаренко, С. И. Сергиенко, Я. Б. Смирнов, Сов. геол., № 4 (1972).