

УДК 550.836(470.62)

ГЕОЛОГИЯ

Г. П. ТАМРАЗЯН, С. Т. ОВНАТАНОВ

ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПОЛЯ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ В СВЯЗИ СО СТРУКТУРНЫМИ ОСОБЕННОСТЯМИ АПШЕРОНСКОГО ПОЛУОСТРОВА

(Представлено академиком А. В. Пейве 13 VIII 1971)

Основные известные нефтегазовые ресурсы Восточного Азербайджана связаны с 3—5-километровой продуктивной толщей, образование которой — одна из загадочных проблем в палеогеографической истории кайнозоя Восточного Кавказа.

По своим литологическим особенностям — преимущественно алеврито-во-песчаному составу — продуктивная толща резко отличается от всех подстилающих и перекрывающих ее отложений, характеризующихся, прежде всего, преимущественно глинистым составом.

Главный Кавказский хребет погружается на юго-востоке через Апшеронский полуостров и далее уходит под Каспийское море. Восточная часть полуострова представляет собой самую восточную сухопутную часть Большого Кавказа, вместе с тем являясь наиболее погруженной на всем Кавказе. Здесь низы нефтегазоносной среднеплиоценовой продуктивной толщи опущены на глубины до 4—5 км и более.

В восточной части Апшеронского полуострова располагаются Сураханское и Карачухур-Зыхское поднятия на западе, Маштаги-Бузовнинское поднятие на севере и Калининское на востоке; между ними — Бина-Гоусанская мульда, осложненная на западном борту погребенным Гоусанским поднятием; на юго-востоке полуострова

находится погребенное Зыринское поднятие (рис. 1). Все эти поднятия нефтегазоносны, — к ним приурочены одноименные месторождения.

В пределах восточной части Апшеронского полуострова низы продуктивной толщи представлены подкирмакинской и калинской свитами. Тем-

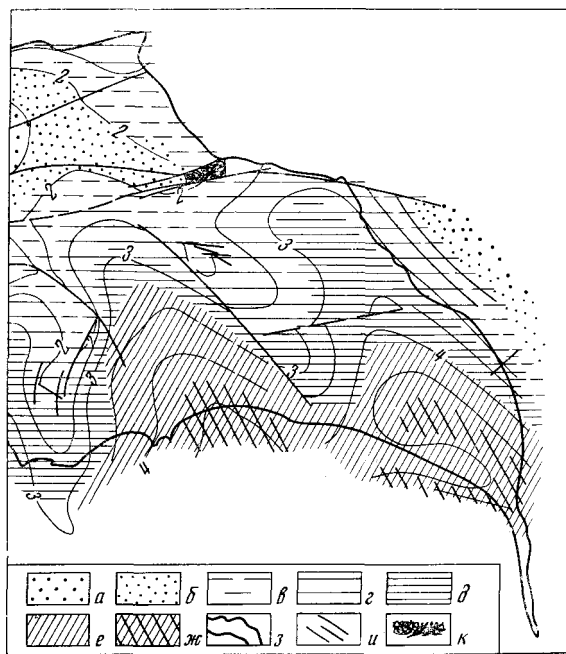


Рис. 1. Температура кровли ПК-свиты в пределах восточной части Апшеронского полуострова. а — ж — температура (°С): а — 30—40, б — 40—50, в — 50—60, г — 60—70, д — 70—80, е — 80—90, ж — 90—100; з — горизонталы кровли ПК-свиты; и — разломы; к — зона внедрения миоцен-палеогеновых пород в Бузовнинскую складку

температура кровли ПК-свиты показана на рис. 1. Температура подошвы продуктивной толщи восточной части Апшеронского полуострова составляет 40—65° на северо-западе и 80—100° на юго-востоке, в зоне перехода к Южно-Апшеронской акватории. Вся нефтегазоносная продуктивная толща Апшеронского полуострова с ее колоссальными нефтегазовыми ресурсами, залегая на глубинах 0—6 км, находится в то же время в пределах температур до 100°. Почти нигде в восточной части Апшеронского полуострова, и следовательно на всем полуострове в целом (западная часть структурно более приподнята), низы продуктивной толщи не залегают на

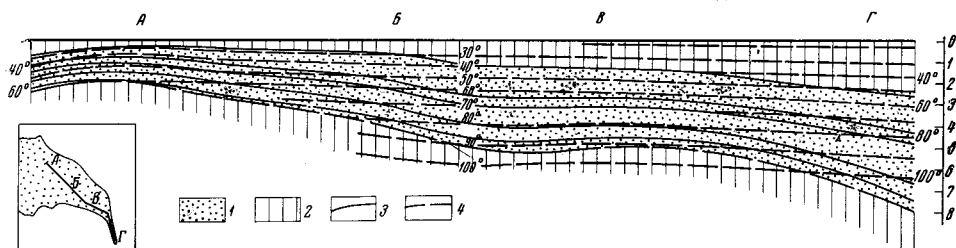


Рис. 2. Региональный геотермический профиль через юго-восточную часть Апшеронского полуострова. Структуры (площади): А — Калинская, Б — Тюркянская, В — Зыринская, Г — площадь Шахова коса. 1 — песчано-глинисто-алевритовая (в основном алевритово-песчаная) продуктивная толща; 2 — преимущественно глинистые свиты, перекрывающие или подстилающие продуктивную толщу; 3 — стратиграфические контакты; 4 — геоизотермы

глубинах, где температура была бы существенно выше температуры кипения воды.

Общее распределение температуры в подошвенных свитах восточной части Апшеронского полуострова находится в тесной зависимости от тектонических условий. Наименьшие температуры приурочиваются к участкам минимальных глубин залегания этих свит. Это, прежде всего, зоны всеобщего воздымания структур в сторону Маштагинского поднятия на северо-западе и в сторону о. Артема к северо-востоку от полуострова (на острове подкирмакинская свита обнажается на дневной поверхности). Минимальные температуры отмечены в наиболее приподнятом Маштаги-Бузовнинском поднятии (40—50° в центральной части и 50—60° на далеких крыльях). Температура кровли ПК-свиты выше в Сураханском (50—60° на своде), Карачухурском (60—70° на своде) и Калинском (50—60° на своде) поднятиях и достигает максимума в глубоко погруженных Гоусанском и Зыринском погребенных поднятиях (80—90°). Максимальные температуры достигают 80—95°, приурочиваясь к мульдам (Бина-Гоусанской, Дюбенды-Зыринской).

Геотермическая ступень для нижнего отдела продуктивной толщи рассматриваемой территории составляет 65—100 м/град.

Изменение температуры по всему разрезу плиоценовых отложений видно на региональном профиле (рис. 2). В юго-восточном направлении структурная зона Кала — Тюркяны — Зыря — Шахова коса постепенно погружается и свиты располагаются все глубже. При этом кровля продуктивной толщи погружается с 0,4—0,5 км на своде Калинского поднятия до 2—2,5 км на площади Шахова коса. Еще больше погружаются низы продуктивной толщи: с 2 км на своде Калинского поднятия до примерно 7 км в юго-восточной части Шаховой косы*. Это направленное погружение подошвы продуктивной толщи на 5 км (с 2 до 7 км) происходит на рас-

* Скв. № 100 пробурена на глубину 6522 м в юго-восточной части Шаховой косы; температурные замеры составили 81° на глубине 4,5 км и 95° на глубине 5,75 км.

стоянии всего 35—40 км, при среднем градиенте 0,10—0,15 км на 1 км расстояния.

В этом же региональном направлении (на юго-восток) повышается также и температура, хотя и с меньшими градиентами. Следствием этого являются два следующих обстоятельства.

1. На одних и тех же гипсометрических уровнях по мере регионального погружения температура понижается (табл. 1).

Таблица 1

Температура (°C) на разных глубинах в структурной зоне
Кала — Шахово-море (Апшеронский полуостров)

Глубина, км	Кала	Тюркяны	Зыря	Шахово-море
1	40—47	37—39	31—33	
2	55—60	(53—57)	51—53	
3		70—73	67—70	
4		(82—86)	80—82	(74—76)
5			(92—95)	85—88
6				97—100

2. В пределах одних и тех же стратиграфических свит температура возрастает по мере регионального погружения намного больше, чем в случае, если бы температура увеличивалась с погружением равномерно с последним. По мере погружения свита переходит во все более глубокие расположенные и более значительные температурные интервалы (этажи). Так, например, температура низов балаханской свиты (середина продуктивной толщи) увеличивается от 50—52° на своде Калининского поднятия до 70° на площади Тюркяны (скв. № 1306), до 80—81° на Зыринской площади и до 96—98° под Шаховой косой.

Приведенные данные о термальных условиях низов продуктивной толщи и вообще плиоценовых отложений в восточной части Апшеронского полуострова имеют существенный научный интерес; кроме того, они содержат информацию поискового характера. Эта последняя позволяет прогнозировать температуру по мере структурного погружения к центральным участкам Южно-Каспийской впадины, в пределах новых поднятий, расположенных структурно глубже в этой впадине. Так, выявленный для участка от Зыринской площади до Шаховой косы градиент общего нарастания температуры (на глубине 4—6 км 0,3—0,5° на 1 км погружения) может сохраниться и далее к югу, хотя бы до первого поднятия по направлению регионального погружения. Таким поднятием к югу от Шаховой косы является подводное поднятие Шахово-море, расположенное сводовой частью на расстоянии около 40 км примерно к югу от Шаховой косы. Поднятие Шахово-море одно из крупнейших, и ориентировано оно в юго-восточном направлении; по комплексу данных, к этому поднятию приурочено, вероятно, крупное нефтегазовое месторождение. От Шаховой косы и до северной переклинали поднятия на протяжении около 20 км продолжается региональное подводное структурное погружение юго-восточной части Апшеронского полуострова, — и к этой территории тоже применим отмеченный градиент изменения температуры в горизонтальном направлении. На протяжении 20 км погружения температура, по-видимому, понижается примерно на 6—10°, и в приподнятой части поднятия Шахово-море на глубине 5 км ожидаемая температура должна быть порядка 75—85°, если, конечно, не окажется, что циркуляция более нагретого флюида из более глубоких зон по разломам (которые, кстати, осложняют это поднятие) вносит существенные изменения в сторону местного повышения температур.

Таким образом, термальные поля недр тесно связаны с геоструктурными особенностями. Информация о них, распространенная на обширные районы Южно-Каспийской впадины, служит важным критерием для оценки перспектив нефтегазоносности новых площадей. Сведения о термальных полях, и притом на различных гипсометрических, стратиграфических и структурных этажах, позволяют более обоснованно вести поиски новых нефтегазоносных залежей, с учетом термодинамических условий, в которых могут залежать нефтяные или газовые залежи порознь или совместно.

Авторы признательны проф. Ф. А. Макаренко за ценные замечания и советы.

Поступило
9 VIII 1971

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ С. Т. Овнатанов, Г. П. Тамразян, ДАН, 135, № 2, 403 (1960). ² С. Т. Овнатанов, Г. П. Тамразян, ДАН, 190, № 2, 421 (1970). ³ С. Т. Овнатанов, Г. П. Тамразян, Сов. геол., 10, 99 (1960). ⁴ С. Т. Овнатанов, Г. П. Тамразян, Сов. геол., № 2, 106 (1971). ⁵ Г. П. Тамразян, ДАН, 155, № 6, 1337 (1964). ⁶ Г. П. Тамразян, ДАН, 157, № 2, 337 (1964). ⁷ S. T. Ovnatanov, G. P. Tamrazyan, Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 54, № 9, 1677 (1970).