Доклады Академии наук СССР
1955. Том 102, № 6

ГЕОЛОГИЯ

Г. П. ТАМРАЗЯН

К ВОПРОСУ О ЗАВИСИМОСТИ ГАЗОНЕФТЕНОСНОСТИ ОТ ЛИТОЛОГИИ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД

(Представлено академиком Н. М. Страховым 25 I 1955)

Работами ряда исследователей ([1, 5, 6, 8–17]) установлена закономерная связь между составом нефти и литологией вмещающих свит. Прежде всего при изменении состава вмещающих пород от крупнозернистых к тонкозернистым разностям наблюдается уменьшение удельного веса нефтей. В фациальном отношении закономерность выражается в том, что при переходе от континентальных и прибрежных образований ко все более глубоководным морским уменьшается удельный вес нефтей: тяжелые нефти сменяются легкими и далее — газами ([2, 3, 5, 6, 8, 10–13, 18]). Зависимость качества нефтей от состава вмещающих пород наблюдается не только в пределах одного и того же стратиграфического горизонта, но и в вертикальном разрезе газо-нефтеносных бассейнов. Так, для продуктивной толщи Апшеронского полуострова было установлено ([1, 5, 6, 8]), что легкие нефти приурочиваются к глинистым, а тяжелые нефти — к песчаным свитам и горизонтам. Это приводит к предположению, что изменение отношения между легкими и тяжелыми углеводородами и, как следствие, между газом и нефтью в сторону возрастания с увеличением глинистости разреза должно обнаруживаться не только в направлении смены менее глубоководных осадков более глубоководными в пределах отдельных стратиграфических единиц,— что отчасти уже было ранее показано ([10]),— но в какой-то мере и в отдельных газонефтеносных районах, в разрезе которых имеет место частая смена свит различного литологического состава.

Поэтому представляет интерес рассмотрение изменения отношения между газом и нефтью в недрах отдельных месторождений. В данной статье мы рассмотрим это отношение для Сураханского района Апшеронского полуострова, основные выводы по которому в общем относятся и к другим районам полуострова. Попутно мы рассмотрим изменение удельного веса нефтей этого района в зависимости от литологического состава вмещающих пород.

Важность вопроса о зависимости качества газообразных и жидких битумов от литологического состава вмещающих пород возрастает еще потому, что в последнее время подобная связь усматривается также и для твердых битумов. Н. М. Страхов и К. Ф. Родионова ([7]), изучая битумы в девонских отложениях Русской платформы и в современных осадках, установили, что маслянистые и смолистые битумы преимущественно распространены в аргиллитах, а асфальтеновые битумы — в алевролитах, и тем самым выявили закономерную связь состава битумов с петрографическим составом вмещающих пород. Ш. Ф. Мехтиевым, Т. М. Дигуровой и автором этой статьи ([4]), изучавшими рассеянные битумы, была обнаружена приуроченность более легких маслянистых битумов и маслянисто-смолистых битумов к глинистым и алевритово-глинистым свитам и сравнительно более тяжелых смолистых и смолисто-асфальтеновых битумов к

песчаным свитам нижнего отдела продуктивной толщи ряда районов Апшеронского полуострова.

Изменение качества нефтей по разрезу продуктивной толщи Сураханского района приведено на рис. 1. Диаграмма показывает, что в Сураханах удельный вес нефтей увеличивается сверху вниз, что происходит, однако, не постепенно и плавно, а скачкообразно, образуя как бы ряд ступеней. Таких ступеней в разрезе нефтегазоносных свит и горизонтов Сураханов выделяется четыре.

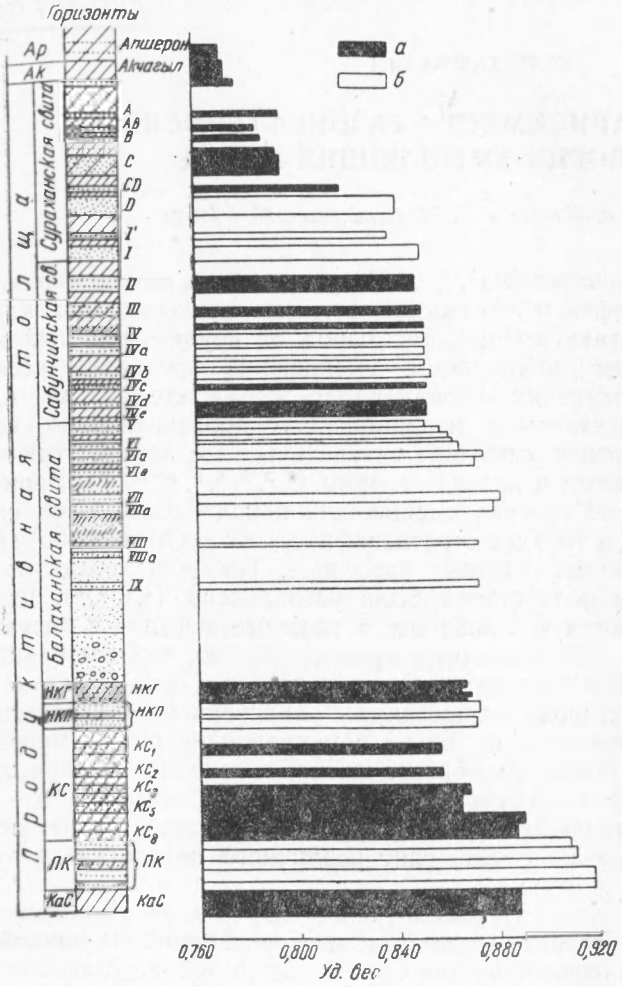


Рис. 1. Диаграмма изменения удельного веса нефтей района Сураханы (Апшеронский полуостров). *а* — нефти алевритово-глинистых свит и горизонтов, *б* — нефти песчаных свит и горизонтов

Первая ступень охватывает нефти апшеронского и акчагыльского ярусов и верхних горизонтов сураханской свиты (вплоть до раздела CD). Нефти первой ступени являются наиболее легкими (уд. вес 0,770—0,793 и лишь в разделе CD 0,818).

Вторая ступень охватывает нефти низов сураханской свиты и всей сабунчинской свиты, т. е. от горизонта D до V горизонта. Нефти второй ступени отличаются незначительным диапазоном изменения удельного веса (0,838—0,853). Нефти почти всего интервала второй ступени, за исключением самой верхней части ее (горизонты D и I'), почти не отличаются друг от друга по удельному весу, который колеблется в крайне узких пределах (0,849—0,853). Эта часть второй ступени, охватывающая более 20% всего разреза продуктивной толщи, отличается, следовательно, большой однородностью удельного веса заключенной в ней нефти.

Третья ступень охватывает нефти балаханской свиты, свит НКГ и НКП и верхнюю и среднюю части кирмакинской свиты. Удельный вес нефтей третьей ступени составляет 0,855—0,880. При этом удельный вес нефтей глинистых интервалов разреза (свита НКГ, горизонты верхней и средней части свиты КС) меньше, чем нефтей песчаных свит (свиты НКП и балаханская свита). Следовательно, в разрезе третьей ступени, охватывающей почти половину всего разреза продуктивной толщи, тяжелые нефти приурочиваются к песчаным, а сравнительно легкие — к глинистым частям разреза.

Четвертая ступень охватывает нефти низов свиты КС ($КС_6$, $КС_7$, $КС_8$),

нефти свиты ПК и КаС. Удельный вес нефтей четвертой ступени составляет 0,888—0,918, причем наибольшим удельным весом отличаются нефти песчаной свиты ПК и наименьшим удельным весом нефти глинистых свит (КаС и низы КС).

Таким образом, в разрезе третьей и четвертой ступеней, охватывающих более $^2/_3$ всего разреза продуктивной толщи, качество нефтей находится в связи с литологическим составом вмещающих свит и горизонтов.

Рассмотрение изменения качества нефтей по ряду месторождений Апшеронского полуострова привело к заключению, что «наиболее отчетливо ритмическая смена качества нефтей выявляется в нижнем отделе продуктивной толщи» ([8]). Ритмическая смена качества нефтей по разрезу продуктивной толщи, соответствуя литологической ритмичности, происходит на фоне общего возрастания удельного веса нефтей сверху вниз, выявляющего четыре ступени (интервала) более однородных нефтей.

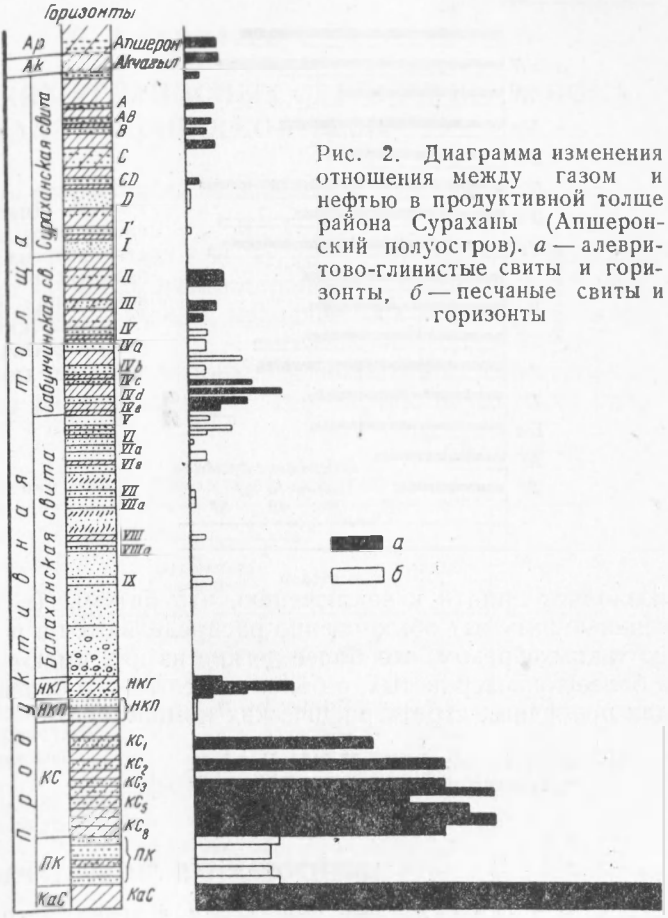


Рис. 2. Диаграмма изменения отношения между газом и нефтью в продуктивной толще района Сураханы (Апшеронский полуостров). *а* — алевритово-глинистые свиты и горизонты, *б* — песчаные свиты и горизонты

Диаграмма рис. 2 показывает, что отношение между общим количеством газа и нефти в недрах выше в глинистых и ниже в песчаных свитах и горизонтах.

Песчаные свиты (ПК, НКП, балаханская) и горизонты (IVb, IVa, IV, I, D, C) продуктивной толщи отличаются сравнительно слабой газоносностью, тогда как глинистые или алевритово-глинистые свиты (КаС, КС, НКГ) и горизонты (IVe, IVd, разд. IVc — IVd, IVc, III, II, CD, BC, B, AB, B) отличаются наибольшей газоносностью и в них отношение между содержанием газа и нефти резко возрастает (иногда в десятки раз). Отношение газа к нефти особенно значительно возрастает в свитах нижнего отдела продуктивной толщи, причем в глинистых свитах значительно больше, чем в песчаных свитах.

Зависимость газоносности недр (в данном случае газового фактора) от литологии вмещающих пород иллюстрируется также диаграммой рис. 3, показывающей, что повышенной газоносностью отличаются горизонты, содержащие наибольшее количество глинистой фракции (III гор., разд. III—IV, IVc гор., IVe, гор., Vc гор.). Повышенной газоносностью отличаются также горизонты IVd и Vb, глинистость которых сравнительно меньше.

Минимальным газовым фактором отличаются алевритово-песчаные горизонты, содержащие наименьшее количество глинистой фракции (горизонты IV, IVa. IVb, V, Va, VI, VIa, VII и VIII).

Тенденция к обогащению газообразными углеводородами наиболее тонкозернистых пород, частое приурочивание к этим породам наиболее легких нефтей как в разрезе отдельных нефтеносных бассейнов, так и по отдельным геологическим системам ([9]), а также преимущественное распространение в них легких маслянистых и смолистых битумов — все это



Рис. 3. Диаграмма изменения глинистости и газонефтеносности разреза сабунчинской и балаханской свит продуктивной толщи района Сураханы (Апшеронский полуостров). *а*—содержание глинистой фракции, *б* — газовый фактор „г"

позволяет придти к заключению, что битумы (газ, нефть, твердые рассеянные битумы) обыкновенно распределяются в породах преимущественно таким образом, что более легкие из них имеют тенденцию находиться в более тонкозернистых, а более тяжелые — в более грубозернистых породах различных стратиграфических комплексов.

Институт геологии им. И. М. Губкина
Академии наук АзербССР

Поступило
24 I 1955

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

[1] Я. В. Гаврилов, Нар. хоз., №№ 7, 8 (1920). [2] В. С. Мелик-Пашаев, Нефт. хоз., № 2 (1950). [3] Ш. Ф. Мехтиев, Аз нефт. хоз., № 5 (1951). [4] Ш. Ф. Мехтиев, Т. М. Дигурова, Г. П. Тамразян, Изв. АН Аз.ССР, № 9 (1954). [5] И. И. Потапов, Изв. АН АзербССР, № 6 (1951). [6] Б. М. Саркисян, Зависимость качества нефтей от геологических условий, 1947. [7] Н. М. Страхов, К. Ф. Родионова, Бюлл. МОИП, отд. геол., **29**, № 2 (1954). [8] Г. П. Тамразян, О закономерностях в распределении нефтяных месторождений Восточного Азербайджана и о ритмичности отложений продуктивной толщи Апшеронского полуострова, 1952. [9] Г. П. Тамразян, ДАН, **99**, № 3 (1954). [10] А. В. Ульянов, Сборн. памяти И. М. Губкина, Изд. АН СССР, 1951. [11] В. Е. Хаин, Изв. АН АзербССР, № 6 (1951). [12] В. Е. Хаин, Докл. АН АзербССР, № 11 (1953). [13] Max Bornhauser, Bull. Am. Ass. Petr. Geol., No. 9 (1950). [14] D. Hager, Practical Geology, 1916. [15] F. R. Haeberle, Bull. Am. Ass. Petr. Geol., No. 10 (1951). [16] H. Hlauschek, Bull. Am. Ass. Petr. Geol., No. 4 (1950). [17] G. Rogers, Bull. Am. Inst. Min. Eng., No. 127 (1917). [18] L. G. Weeks, Bull. Am. Ass. Petr. Geol., No. 11 (1952).