

Е. И. КУДРЯВЦЕВА, З. А. АНДРЕЕВА, О. И. СУПРУНЕНКО

**О НАХОДКЕ ПРИРОДНОГО КЕРОСИНА
НА ЮГО-ЗАПАДНОЙ КАМЧАТКЕ**

(Представлено академиком А. В. Пейве 19 VI 1972)

Первые сведения о нефтепроявлениях в районе Саванских горячих источников (восточный борт Голыгинской депрессии на Юго-Западной Камчатке) приведены в работах О. Н. Толстихина по результатам исследований 1952—1954 гг. (¹, ²) и Л. П. Грязнова (³).

Саванские горячие источники расположены на левом берегу р. Левый Саван (бассейн р. Опала), в 2,8 км выше слияния рек Левый и Правый Саван. Выходы термальных вод приурочены к ключевой площадке, вытянутой вдоль левого склона долины и представлены двумя главными рядом мелких грифонов и мочажин. Температура воды в главных грифонах +73°, суммарный дебит их 2,6 л/сек. Минерализация вод 0,93—1,03 г/л, состав — хлоридный натриевый. В микробиологическом отношении воды обоих грифонов стерильны. Состав спонтанных газов термальных источников — углеводородный с содержанием метана до 80,3% и тяжелых углеводородов до 0,2% (данные Е. И. Кудрявцевой, 1970 г.).

При изучении Саванских горячих источников и выходов сухого газа, расположенных над термальной площадкой на высоте 8—10 и 40—50 м, летом 1970 г. Е. И. Кудрявцева обнаружила тонкие радужные пленки с запахом керосина, появляющиеся на поверхности грунтовой воды при ворошении породы в шурфе на месте газового выхода. Глинистый песок из шурфа был жирный на ощупь и имел сильный запах керосина.

Элементарный состав хлороформенного экстракта этой породы (%): С 88,74; Н 10,79; О + S + N 0,47; С : Н 8,2. Выход нефтепродукта на породу составляет 0,188—0,236%. Состав свободновыделяющегося газа (об. %): H₂S 0,0; CO₂ 1,7; O₂ 0,0; CH₄ 75,9; C₂H₆ 1,4; C₃H₈ 0,1; N₂ + редкие 20,9; Ar + Kr + Xe 0,211; He + Ne 0,017.

Результаты исследований Е. И. Кудрявцевой и О. И. Супруненко в районе Саванских источников в 1971 г. подтвердили мнение О. Н. Толстихина и Л. П. Грязнова о том, что все известные здесь нефтегазотермопроявления приурочены к зоне разлома субмеридионального простирания между четвертичными (?) андезитами и толщей вулканических брекчий мощностью несколько сотен метров. Видимая амплитуда разлома достигает 100—120 м, и прослеживается он более чем на 2 км (¹). Толща брекчий венчает разрез вулканогенной свиты по Л. П. Грязнову (³), имеющей ранне(?)—среднемиоценовый возраст. В основании видимого разреза свиты вскрываются переслаивающиеся вулканические гравелиты, разнозернистые песчаники, алевриты с обильными отпечатками лиственной флоры и подчиненными (до 0,3 м) прослоями бурого угля.

В зоне разлома андезиты пиритизированы и разбиты на глыбы размером до 0,4—0,5 м, а промежутки между ними заполнены осыпавшимся по склону песчано-глинистым делювием. Ширина зоны разлома достигает 20 м, и по всей зоне породы насыщены горючим газом. Особенно интенсивно газ выделяется в двух газовых выходах — верхнем, приуроченном к перетертым туфобрекчиям, и нижнем, приуроченном к андезитам. Суммарный дебит газа этих выходов составляет около 30 м³/сутки. Кроме

указанных двух интенсивных выходов газа, в зоне разлома есть еще целый ряд мелких. Газ выделяется в любой закопашке или шурфе, заложенных в этой зоне.

В шурфах глубиной до 2 м, пройденных на выходах газа и постепенно заполнявшихся грунтовой водой, вместе с газом на поверхность воды выносились маслянистые пленки с сильным запахом керосина.

Их сбор был произведен в основном на нижнем газовом выходе. Как извлеченные из шурфа глыбы андезита, так и заполнявшая пространство между ними песчано-глинистая масса издавали ощутимый запах керосина, а иногда масса эта казалась буквально пропитанной керосином. На поверхности воды выделялись тончайшие радужные пленки, реже мелкие (до 2—3 мм) прозрачные голубовато-зеленоватые маслянистые капли. Количество пленок и капель заметно увеличивалось после копания дна, обвала стенок шурфа или обливания их водой. Температура воды в шурфе колебалась от 12 до 17° в зависимости от температуры воздуха. Минерализация воды 0,29 г/л, состав — гидрокарбонатный кальциево-натриевый. В водах шурфа Р. М. Гудковой обнаружен хороший рост бактерий — сульфатредуцирующих, денитрифицирующих, развивающихся на парафине, спирте (манните) и солях жирных кислот, а также на метановой нефти в аэробных условиях (в анаэробных условиях последние бактерии растут слабо).

За несколько дней удалось собрать около 40—50 см³ «нефти», в разных пробах несколько различающейся по запаху и цвету (от светло-голубого до зеленовато-желтого). На химический анализ были отданы две пробы. Первая собрана в начале проходки шурфа путем последовательного отстаивания пленок в делительных воронках. При сливе отстоя одновременно удалялось и значительное количество маслянистого вещества, адсорбированного глинистыми частицами, взвешенными в воде. Вторая проба получена спустя несколько дней, после очередного углубления шурфа.

Она была собрана без предварительного отстоя. В бутылку отбиралась жирная пена с поверхности воды в шурфе. Через некоторое время в ней отстоялся слой в 3 см светло-желтой маслянистой жидкости.

Анализ обеих проб выполнен З. А. Андреевой. Образцы были отделены от воды и высушены хлористым кальцием. Пробы представляли собой прозрачные подвижные жидкости светло-желтого цвета, маслянистые на ощупь, с сильным запахом керосина и содержали свободную серу, которая для дальнейшей работы была удалена ртутью. В табл. 1 приведена физико-химическая характеристика проб. Относительно высокий удельный вес — при отсутствии, как показал анализ, асфальтово-смолистых компонентов, а также элементарный состав при соотношении С : Н 8,1 не характерны для нефтей или их светлых фракций. Как правило, процентное содержание углерода в нефтях составляет 85—87%, водорода 11,5—14%, отношение С : Н меняется в пределах 6,0—7,7 (⁴). С увеличением содержания углеводородов циклического строения и с повышением степени их конденсации отношение С : Н увеличивается.

Данные и.к. спектроскопии (И. А. Шаке) для изученных образцов показали, что они представлены в основном ароматическими и нафтеновыми структурами. Непредельные углеводороды и кислородные соединения не обнаружены. Из-за малого объема проб фракционный состав удалось определить только для пробы № 2. Несмотря на то что начало кипения зафиксировано при температуре 75°, количество легких компонентов очень незначительно. Основная масса вещества (87%) выкипает в интервале 200—275°, что соответствует керосиновой фракции нефти. Углеводородный состав проб был определен методом элюентной хроматографии по Жесткову. В составе обеих проб преобладают моноароматические фракции. Метаново-нафтеновые фракции «расшифрованы» на масс-спектрометре Е. И. Куликовой. Нафтеновые структуры, содержащиеся в них, в пересчете на исходный образец соответственно составляют 42,4

Таблица 1

Физико-химическая характеристика проб

№ пробы	d_4^{20}	n_d^{20}	$[\alpha]^\circ$	Элем. состав, %			$\frac{C}{H}$	$t_{\text{нач. кип}}^\circ C$	Фракционный состав, %			
				C	H	S+O+N			до 150°	до 200°	до 250°	до 275°
1	0,9360	1,5100	+0,95	88,7	11,0	—	8,1	—	—	—	—	—
2	0,9380	1,5127	+0,84	88,6	11,1	—	8,1	75	8	12	20	99

Таблица 2

Углеводородный состав проб по данным хроматографии и масс-спектрометрии (%)

№ пробы	Метановые *	Нафтеновые *				Пяти-членные	Ароматические **			Полиэфирные смолы	M ^{***} max
		моно-	би-	три-	тетра-		моно-	би-	поли-		
1	0,4	5,1	11,8	10,7	10,6	—	57,4	2,7	Отс.	1,3	236
2	0,6	5,0	10,6	11,2	6,9	0,4	61,3	2,6	Отс.	1,4	244

* По данным масс-спектрометрии.

** По данным хроматографии.

*** Максимальный молекулярный вес метаново-нафтеновой фракции по данным масс-спектрометрии.

Таблица 3

Структурно-групповой состав метаново-нафтеновых (n) фракций

№ пробы	n_d^{20}	M	Метод n — M		C, %	H, %	$\frac{C}{H}$	Эмпирическая формула	Гомологический ряд
			число атомов в кольце C _n	число колец в молекуле					
1	1,4900	195	12,7 (90)	2,35 (90)	86,76	12,86	6,7	C _{14,09} H _{24,88}	C _n H _{2n} 3,30
2	1,4925	192	13,0 (92)	2,42 (92)	86,73	12,72	6,8	C _{13,87} H _{24,23}	C _n H _{2n} 4,51

Примечание. В скобках — в весовых процентах.

Таблица 4

Структурно-групповой состав моноароматических фракций

№ пробы	n_d^{20}	d_4^{20}	M	Метод Хазельвуда n — d — M						
				число атомов C, %			число колец в молекуле (K)			
				C _a	C _n	C _п	K _{общ}	K _a	K _n	
1	1,5290	0,9679	185	39,0	48,2	12,8	2,43	0,81	1,62	
2	1,5300	0,9700	158	44,4	51,4	4,2	2,26	0,78	1,48	

Примечание. В методе Хазельвуда n — коэффициент преломления, d — удельный вес, M — молекулярный вес. Индекс a — ароматические, n — нафтеновые и п — парафиновые углеводороды.

и 38,1%. Метановые и бициклические ароматические углеводороды содержатся в незначительных количествах, а полиароматические отсутствуют (табл. 2). Структурно-групповой состав метаново-нафтеновых и моноароматических фракций приведен в табл. 3 и 4.

Первая фракция представлена в основном нафтеновыми структурами. Вычисленная по данным элементного состава и молекулярного веса эмпирическая формула относится к гомологическому ряду C_nH_{2n} 3,30 (проба № 1) и C_nH_{2n} 4,51 (проба № 2), что отвечает структурам, состоящим из трех конденсированных нафтеновых колец. Эти формулы являются средними и ни в коем случае не говорят о том, что данная фракция состоит только из трех конденсированных нафтеновых колец. В действительности во фракции содержатся моно-, би-, три- и тетраконденсированные нафтеновые структуры (см. табл. 2).

Структурно-групповой состав моноароматической фракции, рассчитанный по методу Хазельвуда, показал, что на долю нафтеновых углеводородов приходится больше углерода, чем на долю ароматических. Как и метаново-нафтеновая, моноароматическая фракция представлена большей частью нафтеновыми структурами. Фракция бициклической ароматики, по данным Н. З. Сурговой, состоит в основном из нафталинов, т. е. двух конденсированных ароматических колец.

Таким образом, изученные образцы очень сходны между собой и по фракционному составу соответствуют керосиновой фракции нефти. Незначительное количество бензиновых компонентов, по-видимому, можно объяснить наличием нефти в поверхностных условиях. Образцы почти полностью состоят из конденсированных нафтеновых и ароматических структур, что подтверждается их высоким удельным весом и отношением С:Н. Отсутствие полициклических и асфальтово-смолистых веществ является, по-видимому, результатом адсорбции их породами.

Находка нового интересного проявления повышает прогнозную оценку нефтеносности Гольгинской депрессии, которая является непосредственным продолжением Южно-Охотской зоны опусканий, где мощность слабо дислоцированных кайнозойских вулканогенно-осадочных отложений достигает 3—5 км (5).

Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский
геологоразведочный институт
Ленинград

Поступило
7 VI 1972

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

- ¹ В. П. Мокроусов, О. Н. Толстихин, Сов. геол., № 1 (1958). ² О. Н. Толстихин, В сборн. Сырьевые ресурсы Камчатской области, Изд. АН СССР, 1961. ³ М. Б. Белова, В. Г. Васильев и др., Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Камчатки, М., 1961. ⁴ А. Ф. Добрянский, Геохимия нефти, М.-Л., 1948. ⁵ Л. М. Смирнов, Геотектоника, № 3 (1971).