

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТАВА ГАЗОВ, РАСТВОРЕННЫХ В НЕФТИ

К. К. СТРАМКОВСКАЯ, С. И. СМОЛЬЯНИНОВ, Л. А. ПОНОМАРЕВА,
А. Ф. КОТЛОВА

(Представлена научно-методическим семинаром химико-технологического факультета)

За основу определения газов, растворенных в нефтях месторождений Томской области, нами была принята методика газожидкостной хроматографии, разработанная Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (ВНИИ — НП). По этой методике состав газов определяется непосредственно из сырой нефти на хроматографе ХЛ-3, к боковому штуцеру которого посредством четырехходового крана подсоединялась колонка предварительной отгонки с электропечью, загруженная инзенским кирпичом (фракция 0,25—0,5 мм). Расчет количества углеводородов проводился с помощью «метки», в качестве которой ВНИИ — НП рекомендуется хлористый этил. Составление анализируемой смеси нефти с веществом «меткой» проводилось в специальной колбе, в тубус которой в запаянных ампулах помещалось точно взвешенное количество «метки». Затем колба взвешивалась, воздух из нее эвакуировался, вводилось определенное количество анализируемой пробы нефти. С помощью иглы шприца ампула разбивалась, нефть и «метка» перемешивались, и полученная смесь вводилась в колонку предварительной отгонки, температура которой поддерживалась 120°C. Из колонки газом-носителем легкие углеводороды вытеснялись в хроматограф.

Оказалось, что при условиях, предусмотренных методикой ВНИИ — НП, когда колонка хроматографа диаметром 6 мм и длиной 6 м заполнена трепелом Зикеевского карьера (фракция 0,25—0,5 мм) с 8,5% вазелинового масла и колонка водяного охлаждения этого прибора загружена молекулярными ситами СаХ, скорость газа-носителя 40—50 мл/мин, температура колонки 40°C, ток детектора 8,5 ма, пики выходили широкие, размытые, изомеры С₄ и С₅ делились плохо.

Хорошее разделение газов нами получено только при использовании хроматографа ХЛ-4, при диаметре колонки 4 мм и длине 4,5 м и ее заполнении ТЗК с 20% вазелинового масла. Однако при этом пик хлористого этила «метка» выходил вместе с пиком изопентана.

При использовании указанной фазы 20% нами в качестве метки был выбран бромистый этил, который при температуре колонки 64°C, скорости гелия 100 мл/мин, токе детектора 100 ма выходил за пиком н-пентана. Время удерживания его по отношению к н-пентану равнялось 1,667, а средний весовой коэффициент чувствительности $K = 2,035$.

Применение бромистого этила оказалось удачным и потому, что упростило составление анализируемой смеси вследствие значительно

Таблица 1

Места отбора проб нефти

№ п.п.	Шифр и проба нефти	Месторождение	Дата отбора	№ скважины	Интервал перфорации (глубина отбора, м)	№ пласта	Место отбора
1	ТН-0	Советско-Соснинско-Медведевское	28/XI 1963 г.	18	2159—2164	Б-VIII	На поверхности
2	ТН-4	Катыльгинское	5/II 1965 г.	91	2450—2462 2468—2481	—	В устье скважины
3	ТН-8	Лантын-Яхское	март 1965 г.	58	1534	—	
4	ТН-12	Моисеевское	28/III 1965 г.	4	2606—2613 2594—2604 2587—2590	—	На поверхности
5	ТН-18	Советско-Соснинско-Медведевское	июль 1966 г.	18 и 27			Смесь из сборного резервуара
6	ТН-14	—”—	5/III 1966 г.	—18	2159—2164	Б-VIII	На поверхности выходной линии
7	ТН-21	—”—	26/IX 1966 г.	18	”	Б-VIII	Из фонтанирующей скважины
8	ТН-22	—”—	26/IX 1966 г.	27	2144—2153	Б-VIII	”
9	ТН-23	—”—	26/IX 1966 г.	47	1658—1688	А-I	”
10	ТН-15	Средне-Нюрольское	26/IV 1966 г.	41	2385—2395	Ю-I	Из фонтанирующей скважины

более высокой температуры кипения этого вещества, чем хлористого этила, и его можно вводить в нефть без указанных выше предосторожностей.

Для исследования были взяты образцы нефти Советско-Соснинско-Медведевского, Лантын-Яхского, Катыльгинского, Моисеевского и Средне-Нюрольского месторождений, места отбора проб которых приведены в табл. 1.

Таблица 2

Содержание газов, растворенных в нефти, вес. % и их состав

№ п.п.	Нефть (шифр пробы)	Выход газа до C ₄ на нефть, % вес.	Состав газа, вес. %						всего
			азот	метан	этан	пропан	изобутан	н-бутан	
1	ТН-0	0,35	1,0	0,0	0,0	1,6	20,0	77,4	100
2	ТН-4	1,08	0,1	0,1	0,9	18,1	19,3	61,3	100
3	ТН-8	0,03	53,8	0,0	0,0	0,0	0,0	41,2	100
4	ТН-12	0,27	2,5	0,2	следы	12,2	11,0	74,0	100
5	ТН-18	0,32	0,0	0,0	0,0	5,1	18,5	76,0	100
6	ТН-14	0,28	0,0	0,0	0,0	0,0	14,3	85,7	100
7	ТН-21	1,08	0,0	0,0	0,4	10,9	23,8	64,9	100
8	ТН-22	0,73	0,0	0,0	0,3	9,9	21,6	68,2	100
9	ТН-23	1,53	0,0	следы	0,5	15,7	19,4	64,4	100
10	ТН-15	1,10	0,0	0,0	0,0	12,4	18,5	69,1	100

Таблица 3

Содержание газов, растворенных в нефти, вес. % и их состав

№ п.п.	Нефть (шифр пробы)	Выход газа до C ₅ на нефть, % вес.	Состав газа до C ₅ , вес. %							Всего	
			азот	метан	этан	пропан	изобутан	н-бутан	изо-пентан		н-пентан
1	ТН-0	2,00	0,2	—	—	0,3	3,5	13,6	32,0	50,4	100
2	ТН-4	2,80	0,0	0,1	0,4	7,0	7,5	23,8	26,8	34,4	100
3	ТН-8	0,24	7,4	—	—	—	—	5,2	30,6	56,8	100
4	ТН-12	0,99	0,7	—	—	3,3	3,0	20,0	24,3	48,7	100
5	ТН-18	1,50	—	—	—	1,1	3,8	15,9	28,6	50,6	100
6	ТН-14	1,83	—	—	—	—	2,2	13,0	31,1	53,7	100
7	ТН-21	3,07	—	—	0,2	3,9	8,4	22,9	24,9	39,7	100
8	ТН-22	2,28	—	—	0,1	3,1	6,7	21,5	22,9	45,0	100
9	ТН-23	3,68	—	следы	0,2	6,5	8,1	26,8	23,3	35,1	100
10	ТН-15	2,61	—	—	—	5,1	7,7	28,6	28,2	30,4	100

Результаты анализов, приведенные в табл. 2 и 3, показали, что в этих пробах нефтей метан и этан почти отсутствуют, они, по-видимому, улетучились при транспорте и хранении проб, что обусловило в целом и малое содержание растворенных газов в большинстве проб.

В нефти Советско-Соснинско-Медведевского месторождения, пробы которой доставлены в хорошей упаковке и хранились непродолжительное время, общее количество растворенных газов довольно высокое и составляет до C_4 1,08—1,53%, а до C_5 —3,07—3,68%. Главными компонентами этих газов в расчете до C_4 являются н-бутан 64—68% и и-бутан 19—23%.

Выводы

1. Разработана методика определения газов в нефти с применением бромистого этила в качестве вещества «метки».
 2. Определены содержание и состав газов, растворенных в пробах нефтей Советско-Соснинско-Медведевского, Лантын-Яхского и Средне-Нюрольского месторождений.
-

