

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ ШИНГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Л. А. ПУХЛЯКОВ, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА, Ю. Г. САЗОНОВ

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Нефтеносность Шингинского месторождения Томской области связана с пластом Ю-1 васюганской свиты, который в пределах данного месторождения залегает на глубине, превышающей 2500 м. Первооткрывательницей месторождения является скважина 295. Из этой скважины для исследования физических свойств нефти в пластовых условиях было отобрано две пробы. Исследование проводилось в лаборатории физики нефтяного пласта Томского политехнического института на установке УИПН-2М. Работа производилась по методике, изложенной В. Н. Мамуной и др. [1].

Основные физические свойства нефти Шингинского месторождения по обеим пробам приведены в табл. 1. Более подробные данные приводятся лишь по первой пробе (табл. 2, 3, 4 и 5). Аналогичные данные по второй пробе не приводятся в статье, так как они мало отличаются от данных по первой пробе.

Нефть Шингинского месторождения характеризуется высоким газосодержанием, которое превышает $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, и значительным давлением насыщения, среднее значение которого достигает 117 ати (табл. 1). В этом отношении нефть Шингинского месторождения схожа с нефтями Стрежевого и некоторых других месторождений Томской области — [3, 4]. Выделение газа из нефти Шингинского месторождения происходит более или менее равномерно. В частности, на первой ступени разгазирования при снижении давления на 25 ати ниже давления насыщения из каждого см^3 нефти выделялось $15,88 \text{ см}^3$ газа. Аналогичным образом дело обстояло и на других ступенях (табл. 2).

Среди выделяющихся газов на первом месте стоит метан, при однократном разгазировании доля его составляла 63,17 объемных процента. При этом более интенсивно он выделялся на первых ступенях разгазирования, где доля его достигает 80 объемных процентов. На последней ступени разгазирования доля его уменьшается до 18,95% (табл. 3).

Второе место среди выделяющихся газов занимает пропан, при однократном разгазировании доля его составила 14,02 объемного процента, и только на третьем месте — этан. Его доля при однократном разгазировании составила 11,44%. Далее следуют нормальный бутан (4,57%), изобутан (1,30%), нормальный пентан (1,0%), изопентан (0,79%) и, наконец, гексан (0,33%). Аналогичным образом с попутными газами дело обстоит у нефтей большинства других нефтяных месторождений Томской области. Второе место среди них, как правило, принадлежит пропану, и только третье — этану.

Таблица 1

Основные физические свойства пластовой нефти Шингинского месторождения (скважина 295, пласт Ю-1, пластовое давление 264 ати, пластовая температура 103°C)

Параметры	Единицы измерения	Первая проба	Вторая проба	Средние значения
Дата отбора пробы		31 июля 71	31 июля 71	
Интервал перфорации	м	2616—2636	2616—2636	
Давление насыщения	ати	135	100	117
Коэффициент сжимаемости	$10^{-5} 1/ат$	21,89	25,07	23,48
Газосодержание, отнесенное к единице объема	$м^3/м^3$	123,89	86,66	104,77
Газосодержание, отнесенное к единице веса	$м^3/т$	149,26	103,33	126,29
Объемный коэффициент		1,300	1,283	1,291
Усадка	%	23,08	22,06	22,57
Плотность сепарированной нефти	$г/см^3$	0,830	0,829	0,830
Плотность пластовой нефти	$г/см^3$	0,772	0,740	0,756
Плотность газа	$г/литр$	1,404	1,403	1,404
Средний коэффициент растворимости газа	$см^3/см^3ат$	0,918	0,857	0,888
Вязкость неразгазированной нефти в пластовых условиях	сантипуазы	0,54	0,57	0,55
Вязкость сепарированной нефти в поверхностных условиях	сантипуазы	4,68	4,74	4,71
Конечное давление сепарации	мм рт. ст.	757	762	
Конечная температура	°С	20°С	20°С	
Дата завершения анализа		14.10.71	28.10.71	

В отличие от метана доля всех попутных газов по мере снижения давления разгазирования увеличивается. Особенно это характерно для пропана, доля которого на последней ступени разгазирования превышает долю первой ступени в 7,7 раза. Доля этана возрастает лишь до предпоследней ступени (интервал давлений 16—8 ати), где она достигает 17,37%, а затем она несколько даже уменьшается, достигая 13,59% (табл. 3). Таким образом, подтверждается тот известный вывод, что со снижением давления разгазирования из нефти выделяются все более и более тяжелые газы.

Особое внимание было уделено изучению вязкости нефти Шингинского месторождения. При этом сначала исследовалась вязкость нефти в неразгазированном, а затем в частично разгазированном состоянии (табл. 4 и 5). Последнее связано с тем, что с целью повышения производительности нефтепроводов авторами в свое время предлагалось перекачивать нефть в частично разгазированном состоянии при давлениях выше давления разгазирования [3]. Исследование проводилось при нескольких температурах и давлениях. Результаты его можно резюмировать следующим образом.

С повышением температуры вязкость нефти во всех случаях плавно понижалась. В этом отношении нефть Шингинского месторождения отличается от нефти Ключевского месторождения, вязкость которой наименьшее значение имела при 60°С, а при дальнейшем нагревании несколько повышалась [2].

Таблица 2

Результаты ступенчатого разгазирования нефти Шингинского месторождения
(скважина 295, первая проба, пластовая температура 103°C, пластовое давление 264 ати)

Показатели	Давление, ати	Температура °С	Количество газа		Коэффициент растворимости газа $\text{м}^3/\text{м}^3 \text{ ат}$	Плотность газа г/литр	Объемный коэффициент нефти	Плотность нефти г/см^3
			в растворе, $\text{м}^3/\text{м}^3$	свободного, $\text{м}^3/\text{м}^3$				
Пластовое давление	265	103°C	123,89	—	—	—	1,300	0,772
Давление насыщения	136	103°C	123,89	0,0	0,918	—	1,331	0,754
1-я ступень	111	103°C	108,01	15,88	0,939	0,932	1,312	0,748
2-я ступень	81	103°C	97,07	26,82	1,142	0,905	1,304	0,741
3-я ступень	71	103°C	81,85	42,04	1,121	0,973	1,271	0,743
4-я ступень	51	103°C	68,53	55,36	1,246	0,973	1,259	0,735
5-я ступень	31	103°C	47,38	76,51	1,435	1,015	1,255	0,714
6-я ступень	17	103°C	32,41	91,48	1,514	1,251	1,209	0,724
7-я ступень	9	103°C	15,30	108,59	1,391	1,391	1,122	0,758
8-я ступень	1	103°C	0,0	123,89	—	2,085	1,045	0,794
8-я ступень	1	20°C	0,0	123,89	—	—	1,000	0,830

Таблица 3

Процентное (объемные проценты) содержание отдельных фракций попутного газа, выделяющегося из нефти Шингинского месторождения (скважина 295, первая проба) на различных ступенях разгазирования

Компоненты	Состав газа в объемных процентах по ступеням разгазирования								
	однократное разгазирова- ние	135—110 ати	110—80 ати	80—70 ати	70—50 ати	50—30 ати	30—16 ати	16—8 ати	9—1 ати
Метан	63,17	79,73	80,62	77,92	76,14	69,28	62,56	46,42	18,95
Этан	11,44	6,77	7,53	8,46	9,87	11,98	14,10	17,37	13,59
Пропан	14,02	5,10	4,95	6,55	7,60	10,86	13,50	21,69	39,15
Изобутан	1,30	0,50	0,43	0,59	0,69	0,97	1,34	2,33	3,27
Нормальный бутан	4,57	1,51	1,21	1,72	2,00	2,82	3,59	6,90	15,95
Изопентан	0,79	0,27	0,19	0,27	0,32	0,41	0,53	1,06	3,20
Нормальный пентан	1,00	0,35	0,29	0,37	0,38	0,50	0,64	1,29	3,99
Гексан	0,33	0,24	0,08	0,08	0,08	0,10	0,12	0,17	0,98
Углекислый газ	2,06	1,22	1,43	2,03	2,30	2,55	2,94	2,77	0,92
Азот	1,32	4,31	3,22	2,01	0,62	0,53	0,68	—	—
Водород	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Сероводород	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 4

Результаты исследования вязкости нефти Шингинского месторождения
(скважина 295, первая проба) в неразгазированном состоянии

Давления, при которых определялась вязкость ати	Вязкости в сантипуазах при различных температурах и давлениях					
	20°C	40°C	60°C	80°C	103°C	140°C
264	0,75	0,67	0,62	0,58	0,54	0,50
200	0,73	0,65	0,61	0,56	0,53	0,49
150	0,72	0,64	0,60	0,55	0,52	0,48

Таблица 5

Результаты исследования вязкости нефти Шингинского месторождения
(скважина 295) в частично разгазированном состоянии

Давления разгазирования, ати	Давления, при которых определялись вязкости, ати	Вязкости в сантипуазах при различных температурах и давлениях					
		20°C	40°C	60°C	80°C	103°C	140°C
50	264	0,77	0,71	0,65	0,62	0,57	0,52
	200	0,75	0,70	0,63	0,61	0,56	0,51
	100	0,72	0,66	0,61	0,58	0,54	0,50
	60	0,71	0,65	0,60	0,55	0,51	0,42
20	264	0,81	0,75	0,70	0,62	0,58	0,53
	200	0,78	0,73	0,66	0,60	0,56	0,51
	100	0,74	0,70	0,63	0,58	0,55	0,50
	30	0,56	0,48	0,43	0,41	0,39	0,33
10	264	0,98	0,87	0,75	0,69	0,62	
	200	0,95	0,84	0,74	0,67	0,60	
	100	0,87	0,95	0,71	0,64	0,59	
	20	0,85	0,81	0,69	0,61	0,54	

Со снижением давления, пока оно не опускалось ниже давления насыщения у неразгазированной нефти или давления разгазирования у частично разгазированной, вязкость также снижалась. Иначе дело обстоит с разгазированием. Каждая новая степень разгазирования нефти приводила к новому повышению вязкости. Однако повышение это оставалось небольшим и после разгазирования при давлении 10 ати вязкость нефти не достигала и 1 спз. Вязкость полностью разгазированной нефти Шингинского месторождения равна 4,71 спз (табл. 1).

Как объяснить описанное явление?

По-видимому, потеря не всяких газов приводит к повышению вязкости нефти, а лишь тех из них, основная масса которых улетучивается на последней степени разгазирования, то есть при давлении ниже 10 ати.

В связи с этим на основе табл. 2 и 3 было определено общее количество выделяющихся из нефти газов по фракциям в см³ на см³ нефти (табл. 6). Из нее в частности видно, что при давлении 8 ати в каждом см³ нефти в растворенном состоянии остается лишь 2,9 см³ метана, 2,08 см³ этана, 5,99 см³ пропана и 2,44 см³ нормального бутана. Количество остальных газов остается незначительным. Таким образом, не метану и этану, а, по-видимому, пропану и бутану принадлежит главная роль в снижении вязкости нефти в пластовых условиях.

Таблица 6

Общее количество отдельных фракций попутного газа, выделившегося из нефти
Шингинского месторождения в процессе ступенчатого разгазирования

Компоненты	Количество газа, $см^3$, выделившегося из каждого $см^3$ нефти при следующих ступенях разгазирования								
	однократное разгазирова- ние	135—110 <i>ати</i>	110—80 <i>ати</i>	80—70 <i>ати</i>	70—50 <i>ати</i>	50—30 <i>ати</i>	30—16 <i>ати</i>	16—8 <i>ати</i>	9—1 <i>ати</i>
Общее количество газа на данной ступени	123,89	15,88	10,94	15,22	13,22	21,15	14,97	17,11	15,30
В том числе:									
метан	78,26	12,66	8,22	11,86	10,06	14,65	9,37	7,94	2,90
этан	14,17	1,07	0,82	1,28	1,31	2,53	2,11	2,97	2,08
пропан	17,37	0,81	0,54	1,00	1,01	2,30	2,02	3,71	5,99
изобутан	1,61	0,08	0,05	0,09	0,09	0,20	0,20	0,40	0,50
нормальный бутан	5,66	0,24	0,13	0,26	0,27	0,60	0,54	1,18	2,44
изопентан	0,98	0,04	0,02	0,04	0,04	0,09	0,08	0,18	0,49
нормальный пентан	1,24	0,06	0,03	0,06	0,05	0,11	0,10	0,22	0,61
гексан	0,41	0,04	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,15
углекислый газ	2,55	0,19	0,16	0,31	0,30	0,54	0,44	0,47	0,14
азот	1,64	0,68	0,35	0,31	0,08	0,11	0,10	—	—

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, М., 1960.
 2. Л. А. Пухляков, Г. Н. Чертенкова. О вязкости нефти Ключевского месторождения Томской области в пластовых условиях. Известия ТПИ, т. 218, 1970.
 3. Л. А. Пухляков, Г. Н. Чертенкова. Новый метод повышения производительности нефтепроводов. Известия ТПИ, т. 217, 1971.
 4. Л. А. Пухляков, Г. Н. Чертенкова. Физические свойства нефти Стржевого месторождения Томской области. Известия ТПИ, т. 236, 1976.
-