

**ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ
И ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЛАСТА А-Х
ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Л. А. ПУХЛЯКОВ, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Нефтяная залежь Южно-Черемшанского месторождения Томской области приурочена к пласту А-Х (киялинская свита). Пластовое давление в ней равно 222,7 *ати*, пластовая температура 73°C. Нефть этого месторождения для исследования физических свойств была отобрана из скважины 335 (интервал перфорации 2170—2180 м) и доставлена в лабораторию физики нефтяного пласта Томского политехнического института в контейнерах. Исследование проводилось на установке по исследованию пластовых нефтей УИПН-2М по методике, изложенной В. Н. Мамуной и др. [1].

По физическим свойствам нефть Южно-Черемшанского месторождения несколько отличается от нефтей других месторождений Томской области. В частности, газосодержание в ней является одним из наиболее низких и, будучи отнесенным к единице объема, равно 40,93 $\text{см}^3/\text{см}^3$

Довольно низким является и давление насыщения—61 *ати* (табл.). Из исследованных авторами нефтей Томской области ни одна не имеет такого низкого давления насыщения. Меньшее давление насыщения было получено В. В. Чертовым и его сотрудниками у нефти Веселовского месторождения (55 *ати*), однако месторождение это находится в Новосибирской области. Обычно же нижний предел данного параметра для нефтей Томской области лежит на уровне 73 *ати* — Ключевское месторождение [6] или 74 *ати*.

Довольно низким для нефти Южно-Черемшанского месторождения является и объемный коэффициент — 1,247 (табл. 1). Более низким этот параметр является лишь у нефти Ключевского месторождения — 1,221 [6] и Средне-Нюрольского месторождения — 1,177. У нефтей прочих месторождений он выше. Например, у нефти Лупинецкого 1,297.

Удельный вес разгазированной нефти Южно-Черемшанского месторождения 0,835 $\text{г}/\text{см}^3$ (табл. 1) является примерно таким же, как и у нефтей других месторождений Томской области. Точнее, величина его занимает промежуточное положение между наиболее низкими и наиболее высокими значениями данного параметра.

Коэффициент сжимаемости нефти Южно-Черемшанского месторождения, как и у нефтей других месторождений, не остается постоянным. Он увеличивается по мере приближения давления к давлению насыщения (табл. 2). Среднее значение его равно $12,31 \cdot 10^{-5} 1/\text{ат}$.

В результате ступенчатого разгазирования нефти Южно-Черемшанского месторождения установлено, что основная масса попутных газов

Таблица 1

Основные физические свойства нефти Южно-Черемшанского месторождения
(скважина 335, горизонт А—Х, интервал перфорации 2170—2180 м)

Параметры	Единицы измерения	Проба № 1	Проба № 2	Средние значения
Дата отбора пробы		13.03.70	13.03.70	
Давление насыщения	ати	62	60	61
Коэффициент сжимаемости нефти	$10^{-5} 1/at$	12,45	12,17	12,31
Газосодержание, отнесенное к единице веса	$м^3/т$	51,99	46,55	49,27
Газосодержание, отнесенное к единице объема	$м^3/м^3$	43,46	38,41	40,93
Объемный коэффициент	1	1,243	1,252	1,247
Усадка	%	19,55	20,13	19,84
Плотность нефти в поверхностных условиях	$г/см^3$	0,836	0,834	0,835
Плотность нефти в пластовых условиях	$г/см^3$	0,718	0,706	0,712
Средняя плотность попутного газа	$г/литр$	1,298	1,301	1,300
Средний коэффициент растворимости газа	$см^3/см^3 \cdot ат.$	0,701	0,640	0,670
Вязкость нефти в пластовых условиях	сантипуазы	0,70	0,69	0,695
Вязкость сепарированной нефти в поверхностных условиях	сантипуазы	4,99	4,95	4,97
Конечная температура	°С	21°С	17°С	
Конечное давление	мм рт. ст.	740	751	
Дата завершения анализа		10.04.70	18.04.70	

начинает выделяться при 32 ати, и при 22 ати выделяется около половины его, что видно на примере разгазирования первой пробы (табл. 3). Результаты разгазирования второй пробы являются аналогичными и потому в статье не приводятся.

Состав попутного газа, выделяющегося при однократном разгазировании нефти Южно-Черемшанского месторождения, остается примерно таким же, как и у нефтей других месторождений Томской области. Доля метана в нем является сравнительно небольшой и составляет 41,7 объемных процентов. На втором месте стоит пропан — среднее содержание 20,8 объемных процентов, на третьем — нормальный бутан

Таблица 2

Коэффициент сжимаемости нефти Южно-Черемшанского месторождения

Интервалы исследования, ати	Коэффициент сжимаемости $10^{-5} 1/at$	
	1 проба	2 проба
222,7—200	6,19	10,21
200 —120	14,15	10,28
120 —100	19,61	13,03
100 — 80	19,86	19,28
Среднее значение в пределах 222,7—80	12,45	12,17

— 10,1 объемных процентов. Доля этана сравнительно невелика — 7,5 объемных процентов (табл. 4).

Особое внимание авторами было уделено исследованию вязкости нефти. Исследовалась сначала совершенно неразгазированная нефть (табл. 5), а затем частично разгазированная. При этом разгазирование производилось сначала при давлении 60 *ати*, затем при давлении 20 *ати* и, наконец, при давлении 10 *ати* (табл. 6). Определение вязкости производилось при давлениях 222,7 *ати* (пластовое давление), 200 *ати*, 100 *ати* и некоторых других и температурах: 20°C, 40°C, 60°C и 73°C (пластовая температура).

При изменении температур и давлений вязкость нефти Южно-Черемшанского месторождения изменяется примерно так же, как и вязкость нефтей Северного и Стрежевого месторождений. С повышением температуры она закономерно уменьшается (табл. 5 и 6). Того явления, которое отмечалось авторами при изучении вязкости нефти Ключевского месторождения и заключалось в том, что на некотором интервале вязкость нефти с повышением температуры не уменьшалась, а увеличивалась [2], здесь не наблюдалось. Однако сравнивая между собою значения вязкости при температурах 60°C и 70°C, нетрудно видеть, что

Таблица 3

Результаты ступенчатого разгазирования первой пробы нефти Южно-Черемшанского месторождения

Номера ступеней,	Давления ступеней, <i>ати</i>	Температура, °C <i>t</i> , °C	Количество газа на единицу объема нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$		Коэффициент растворимости газа, $\text{м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{ат}$	Плотность газа, $\text{г}/\text{литр}$	Объемный коэффициент нефти
			в растворе	свободного			
Пластовое давление	222,7	73	37,69	—	—	—	1,243
Давление насыщения	62	73	37,69	0	0,590	—	1,264
1 ступень	40	73	34,93	2,76	0,832	1,042	1,254
2 ступень	32	73	30,93	6,76	0,910	1,050	1,238
3 ступень	22	73	19,70	17,99	0,821	1,122	1,221
4 ступень	12	73	15,70	21,99	1,121	1,175	1,201
5 ступень	1	73	0,0	37,69	—	1,731	1,172
6 ступень	1	20	0,0	37,69	—	—	1,000

Таблица 4

Состав попутного газа, выделившегося из нефти Южно-Черемшанского месторождения в результате однократного разгазирования

Компоненты	Первая проба, объемные проценты		Вторая проба, объемные проценты	
	с воздухом	без воздуха	с воздухом	без воздуха
Водород	0,05	0,05	Следы	Следы
Метан	39,94	42,42	36,42	40,93
Этан	6,82	7,24	6,94	7,79
Пропан	18,37	19,52	19,14	22,07
Изо-бутан	3,59	3,76	3,40	3,82
Нормальный бутан	9,49	10,08	9,05	10,17
Изо-пентан	1,87	1,98	1,77	1,99
Нормальный пентан	2,15	2,29	2,07	2,33
Гексан	0,78	0,83	1,25	1,40
Гелий	0,01	0,01	—	—
Углекислый газ	0,64	0,68	1,37	1,54
Кислород	1,24	—	2,87	—
Азот 1-го типа	6,10	1,57	2,13	—
Азот 2-го типа	9,00	9,56	13,09	7,96

Таблица 5

Результаты исследования вязкости нефти Южно-Черемшанского месторождения в неразгазированном состоянии

Давление, при котором велось исследование, <i>ати</i>	Вязкость в сантипуазах при различных температурах и давлениях			
	20°С	40°С	60°С	73°С
222,7	0,83	0,74	0,69	0,69
200	0,82	0,73	0,67	0,64
100	0,73	0,71	0,63	0,60

Таблица 6

Результаты исследования вязкости нефти Южно-Черемшанского месторождения в частично разгазированном состоянии

Давление разгазирования, <i>ати</i>	Давление, при котором определялась вязкость, <i>ати</i>	Вязкость в сантипуазах при различных температурах и давлениях			
		20°С	40°С	60°С	73°С
60	222,7	0,88	0,78	0,63	0,62
	200	0,86	0,70	0,60	0,62
	100	0,85	0,63	0,59	0,57
20	60	0,83	0,62	0,57	0,56
	222,7	0,91	0,72	0,64	0,65
	200	0,92	0,71	0,63	0,63
10	100	0,84	0,68	0,62	0,56
	30	0,67	0,58	0,52	0,50
	222,7	1,42	0,86	0,77	0,74
	200	1,36	0,83	0,76	0,72
	100	1,23	0,83	0,68	0,69
	20	1,13	0,73	0,66	0,66

они почти одинаковы. Таким образом, кривые вязкости на этом участке должны быть горизонтальными.

Ранее авторами было установлено, что частично разгазированные нефти по вязкости мало отличаются от неразгазированных и в значительной мере отличаются от полностью разгазированных, что рекомендовалось использовать для повышения производительности нефтепроводов [3]. Аналогичное явление наблюдалось и при исследовании вязкости нефти Южно-Черемшанского месторождения. Так, нефть, разгазированная при давлениях 60 и 20 *ати*, при пластовом давлении (222,7 *ати* и пластовой температуре (73°С), имеет даже меньшую вязкость, чем неразгазированная нефть. И только после разгазирования при 10 *ати* она приобретает вязкость несколько большую, чем вязкость неразгазированной нефти.

Гораздо отчетливее потеря газа на вязкости сказывается при температуре 20°С. Здесь каждое новое частичное разгазирование приводит к новому повышению вязкости. И все же это повышение не идет ни в какое сравнение с тем повышением вязкости, которое дает полное разгазирование. На самом деле совершенно неразгазированная нефть при 20°С имеет вязкость 0,83 сантипуаза (табл. 5), а разгазированная при 10 *ати* при той же температуре имеет вязкость 1,42 сантипуаза (табл. 6). В то же время полностью разгазированная нефть при 20°С имеет вязкость 4,97 сантипуаза (табл. 1). Таким образом, в первом случае (при частичном разгазировании до 10 *ати*) вязкость выросла в 1,72 раза, а во втором (при полном разгазировании) — в 3,5 раза.

Для определения проницаемости пласта А-Х Южно-Черемшанского месторождения были использованы прежде всего следующие физические свойства нефти: объемный коэффициент, который оказался равным 1,247, сжимаемость нефти $12,31 \cdot 10^{-5} 1/at$ и вязкость неразгазированной нефти в пластовых условиях, которая оказалась равной 0,695 сантипуаза; а также данные, полученные бригадой по испытанию скважин в процессе вызова притока: 1) при первом режиме (диаметр штуцера 5 мм) забойное давление 216,7 ати, приток в поверхностных условиях $62 м^3/сут.$; 2) при втором режиме (диаметр штуцера 8 мм) забойное давление 209,5 ати, приток $141 м^3/сут.$; 3) при третьем режиме (диаметр штуцера 10 мм) забойное давление 204,1 ати, приток $200 м^3/сут.$; 4) при четвертом режиме (диаметр штуцера 8 мм) забойное давление 209,7 ати, приток $140 м^3/сут.$; 5) при пятом режиме (диаметр штуцера 5 мм) забойное давление 216,7 ати, приток $63,7 м^3/сут.$ Мощность вскрытой части пласта 1000 см (10 м). Диаметр долота $7\frac{3}{4}$ дюйма (190 мм), отсюда радиус скважины перед спуском обсадной колонны (r) — 9,5 см. Число отверстий в указанном интервале 150, радиус отверстия 0,5 см, глубина канала при отверстии y принимается равной нулю. Радиус влияния скважины (R) принят равным 10000 см (100 м).

Расчет производился по ранее выведенным формулам [5]

$$P_{пл} - P_{заб} = \frac{Q_{пл} \mu}{2\pi kn} (G\lambda_s + G_R), \quad (1)$$

где $P_{пл}$ и $P_{заб}$ — пластовое и забойное давления в ати, μ — вязкость нефти в пластовых условиях в сантипуазах, k — проницаемость пласта в дарси, n — число отверстий в колонне, $Q_{пл}$ — приток нефти в скважину в пластовых условиях, определяемый по формуле

$$Q_{пл} = \frac{1000000 Q_{пов} b}{86400} \quad (2)$$

b — объемный коэффициент нефти, равный 1,247,

$G\lambda_s$ — геометрическая характеристика зоны влияния отверстий, определяется по формуле

$$G\lambda_s = \frac{1}{y} \ln \frac{(y+\lambda)s}{(y+s)\lambda} - \frac{0,25}{r+y} \ln \frac{s+y}{\lambda+y} + 0,0625 \frac{s-\lambda}{(r+y)^2} \quad (3)$$

где y — глубина канала при отверстии в см, λ — радиус отверстия и канала при нем в см, r — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см и s — радиус влияния отверстий, который при высокой плотности перфорации определяется по формуле

$$s = 0,5 \sqrt{2\pi r \frac{h}{n}} \quad (4)$$

h — мощность перфорированной части пласта.

G_R — геометрическая характеристика зоны плоско-радиального потока, определяемая по формуле

$$G_R = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{r+y+s} \quad (5)$$

где H — полная мощность пласта в см и R — радиус влияния скважины в см.

Параметр этот при первом режиме рассчитывается по формуле

$$R^2 = \frac{2V}{\pi m \alpha H P_s}, \quad (6)$$

где V — суммарный объем нефти или другой жидкости, отобранной из скважины в процессе ее испытания на первом режиме, в $см^3$, в нашем случае 86978 тыс. $см^3$, m — пористость пласта в долях единицы, в нашем

случае 0,19, α — сжимаемость нефти или другой жидкости в $1/at$, P_s — депрессия на пласт на внешней границе зоны влияния отверстий, определяемая по формуле

$$P_s = (P_{пл} - P_3) \frac{G\lambda_s}{G\lambda_s + G\lambda_s} \quad (7)$$

При втором, третьем и последующих режимах радиус влияния скважины рассчитывается по формуле

$$R^2 = 2,25\kappa t, \quad (8)$$

где κ — пьезопроводность пласта, определяемая из данных по первому режиму, t — время работы скважины на данном режиме.

В результате расчета по формуле (2) были получены следующие притоки нефти в пластовых условиях: при первом режиме $894,84 \text{ см}^3/\text{сек}$, при втором режиме $2035,035 \text{ см}^3/\text{сек}$, при третьем режиме $2886,57 \text{ см}^3/\text{сек}$, при четвертом режиме $2020,605 \text{ см}^3/\text{сек}$. и при пятом режиме $919,38 \text{ см}^3/\text{сек}$.

Результаты прочих расчетов сведены в таблицу 7.

Таблица 7

Результаты определения проницаемости пласта А—Х Южно-Черемшанского нефтяного месторождения по притокам на установившихся режимах

№ режимов	Депрессии, атм	Притоки в скважину в пластовых условиях, $\text{см}^3/\text{сек}$	Время работы скважины на данном режиме, час.	Отбор нефти на первом режиме тыс. см^3	Радиус влияния скважины на данном режиме, см	Геометрическая хар-ка		Суммы геометрических характеристик, $1/\text{см}$	Эффективные проницаемости, мд
						зоны влияния отверстий, $1/\text{см}$	зоны плоскорadiaльного потока, $1/\text{см}$		
1	6,0	894,8	27	86978	9278	1,0754	0,9104	1,9858	218,4
2	13,2	2035,0	12		11151		0,9379	2,0133	228,9
3	18,6	2886,6	5		11844		0,9469	2,0223	231,4
4	13,0	2020,6	6		112626		0,9596	2,0319	232,9
5	6,0	919,4	24		15360		0,9859	2,0613	232,9

Средняя проницаемость по всем режимам 228,9 миллиардари.

Далее, в соответствии с методикой [5], была определена проницаемость удаленных от забоя незаглинизированных зон $k_{из}$. При этом в качестве исходных данных были взяты средние эффективные проницаемости по трем первым и двум последним режимам 226,2 и 232,9 миллиардари и соответствующие им суммы геометрических характеристик 2,0071 и 2,0466 $1/\text{см}$. После подстановки их в соответствующую формулу они дали

$$k_{из} = \frac{232,9 \cdot 2,0466 - 226,2 \cdot 2,0071}{2,0466 - 2,0071} = \frac{22,647}{0,0395} = 573,3 \text{ мд}. \quad (9)$$

Таким образом, за счет глинизации в процессе вскрытия проницаемость пласта уменьшилась в 2,505 раза.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульяновский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, 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. Определение проницаемости пласта по притокам в скважину на установившихся режимах. Известия ТПИ, т. 177, 1971.
5. Л. А. Пухляков. Методика определения проницаемости пластов в незаглинизированных зонах по результатам исследования скважин на установившихся режимах. Информационный листок № 100—74. Томский межотраслевой территориальный ЦНТИ, 1974.
6. Г. Н. Чертенкова. Коэффициент сжимаемости и объемный коэффициент нефти Ключевского месторождения Томской области. Известия ТПИ, т. 218, 1970.