

## НЕКОТОРЫЕ ДАННЫЕ О ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА И ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ НЕФТИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Н. В. КОПТЯЕВ, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена научным семинаром кафедры горючих ископаемых)

Прежде чем ставить вопрос об определении проницаемости пласта Ю-1 на Озерном месторождении, авторами были исследованы физические свойства нефти данного месторождения в пластовых условиях. Исследование проводилось на установке по исследованию пластовых нефтей УИПН-2М, снабженной вискозиметром высокого давления ВВДУ-1. Определение велось по методике, описанной В. Н. Мамуной и др. [1]. Результаты этого исследования приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Физические свойства нефти Озерного месторождения Томской области в пластовых и поверхностных условиях. Нефть отобрана из скважины 71 при пластовом давлении 263,5 ати, и пластовой температуре 96° С. Интервал перфорации 2550 — 2580 м**

Параметры, единицы измерения	Проба № 1	Проба № 2	Средние значения
1	2	3	4
Дата отбора пробы	18 июля 1970	18 июля 1970	
Давление насыщения, ати	98	99	98,5
Коэффициент сжимаемости нефти, $10^{-5} 1/ат$	15,77	15,81	15,79
Газосодержание, отнесенное к единице веса, $м^3/т$	110,25	112,05	111,15
Газосодержание, отнесенное к единице объема, $м^3/м^3$	92,28	93,78	93,03
Объемный коэффициент	1,248	1,245	1,246
Усадка нефти, %	19,87	19,68	19,77
Плотность пластовой нефти, $г/см^3$	0,763	0,766	0,765
Плотность сепарированной нефти, $г/см^3$	0,837	0,836	0,836
Плотность газа, $г/л$	1,251	1,250	1,250
Вязкость неразгазированной нефти в пластовых условиях (при давл. 263,5 ати и температуре 96° С) в сантипуазах	0,65	0,65	0,65

1	2	3	4
Вязкость сепарированной нефти в поверхностных условиях в сантипуазах	5,01	5,04	5,02
Средний коэффициент растворимости газа, $см^3/см^3 \cdot ат$	0,942	0,947	0,944
Конечная температура сепарации	20° С	20° С	
Конечное давление сепарации, мм рт. ст.	750	752	
Дата завершения анализа	1.10.70 г.	16.10.70 г.	

Особое внимание авторами было уделено определению вязкости нефти. Первоначально параметр этот был исследован у неразгазированной нефти при различных давлениях и температурах. Результаты данного исследования приведены в табл. 2. Затем проводилось исследова-

Таблица 2  
Результаты исследования вязкости нефти  
Озерного месторождения в неразгазированном  
состоянии

Давления, при которых определялась вязкость	Вязкость в с-пуаз при различных температурах				
	96°С	70°С	50°С	30°С	20°С
265 <i>ати</i>	0,65	0,69	0,75	0,89	0,98
200 <i>ати</i>	0,63	0,68	0,73	0,85	0,94
150 <i>ати</i>	0,61	0,67	0,72	0,83	0,90
110 <i>ати</i>	0,60	0,66	0,72	0,80	0,87

ние этого параметра у частично разгазированной нефти. Разгазирование производилось при давлениях сначала 50, а затем 10 *ати*, и вязкость определялась сначала при 60, а во втором случае при 12 *ати* (табл. 3).

Таблица 3  
Результаты исследования вязкости нефти  
в частично разгазированном состоянии

Давления разгазирования, <i>ати</i>	Давления, при которых определялась вязкость, <i>ати</i>	Вязкость в с-пуаз при различных температурах					
		96°С	70°С	50°С	30°С	20°С	15°С
50	60	0,69	0,75	0,88	1,02	1,16	—
10	12	0,42	0,53	0,70	0,90	0,91	1,14

Состав попутного газа нефти Озерного месторождения определялся работницей кафедры технологии топлива химико-технологического факультета В. Ф. Кузнецовой. Результаты этого исследования приведены в табл. 4.

По физическим свойствам нефть Озерного месторождения почти не отличается от нефтей других месторождений Томской области. В частности, вязкость ее в пластовых условиях оказалась равной 0,65 с-пуаз. У нефти Ключевского месторождения она равна 0,8909 с-пуаз [2], у нефти Оленьего месторождения — 0,74 с-пуаз., у нефти

Таблица 4

Результаты анализа газа, выделившегося при дегазации нефти Озерного месторождения в объемных процентах

Название газа	Первая проба	Вторая проба
Метан	59,63	52,04
Этан	6,72	7,88
Пропан	14,03	18,53
Изо-бутан	3,22	4,06
Нормальный бутан	7,97	9,57
Изо-пентан	2,08	2,37
Нормальный пентан	2,33	2,61
Гексан	1,54	1,44
Азот	1,34	0,37
Углекислый газ	1,14	1,13

Первомайского — 0,77 *c-пуаз*, у нефти Северного — 0,74 *c-пуаз*, у нефти Стрежевого — 0,69 *c-пуаз* [3].

Кроме физических свойств нефти, для определения проницаемости пласта были использованы данные, полученные в процессе бурения и испытания скважины, а именно: диаметр скважины перед спуском обсадной колонны (диаметр долота) 190 мм (отсюда расчетный радиус скважины  $r$  9,5 см), интервал перфорации 2550—2580 м, длина фильтра 3000 см (30 м), число отверстий в фильтре  $n$  465, пластовое давление  $P_{пл}$  263,5 атм. Величины забойных давлений и соответствующие им притоки в скважину приведены в табл. 5. Средний радиус отверстий в колонне  $\lambda$  был принят равным 0,5 см.

Расчет производился в соответствии с методикой, изложенной ранее [4], и заключался в следующем:

1. Определялась мощность пласта на одно отверстие

$$h' = \frac{3000}{465} = 6,4516 \text{ см};$$

2. Определялся радиус влияния отверстий  $S$ . При этом, поскольку мощность пласта на одно отверстие (6,4516 см) меньше диаметра скважины (19,0 см), расчет производится через площадь на одно отверстие, т. е. по формуле

$$S = 0,5 \sqrt{2\pi r h'}, \quad (1)$$

подставляя в которую соответствующие величины, получаем

$$S = 0,5 \sqrt{2 \cdot 3,14 \cdot 9,5 \cdot 6,4516} = 0,5 \sqrt{385,0994} = 9,812 \text{ см}.$$

Из полученных данных видно, что в рассматриваемом случае радиус влияния отверстия (9,812 см) меньше диаметра скважины (19 см). Таким образом, для расчета параметров притока здесь необходимо использовать формулу высокой плотности перфорации [4, формула 16] которую можно записать в следующем виде:

$$P_{пл} - P_{заб} = \frac{Q'\mu}{2\pi k} \left( \frac{1}{\lambda} - \frac{1}{s} - \frac{0,25}{r} \ln \frac{s}{\lambda} + 0,0625 \frac{s \cdot \lambda}{r^2} - 0,0117187 \frac{s^2 - \lambda^2}{r^3} + \right. \\ \left. + 0,0026042 \frac{s^3}{r^4} - 0,0007935 \frac{s^4}{r^5} + 0,0002075 \frac{s^5}{r^6} - 0,0000610 \frac{s^6}{r^7} + \frac{1}{h'} \ln \frac{R}{r+s} \right), \quad (2)$$

Результаты определения проницаемости пласта Ю-1  
по скважине 71 Озерного месторождения нефти

Таблица 5

Интервал перфорации	Длина фильтра	Диаметр скважины	Общее число отверстий	Пластовое давление	Диаметры штуцеров	Забойные давления	Депрессии на пласт	Дебиты скважин общие в поверхностных условиях	Притоки на одно отверстие в пластовых условиях	Объемный коэффициент нефти	Вязкость нефти в пластовых условиях	Проницаемость пород
м	см	см		атм	мм	атм	ат	м <sup>3</sup> /сут	см <sup>3</sup> /сек		сПз	милли-барси
2550— 2580	3000	19,0	465	263,5	4	252,7	10,8	58,0	1,798784	1,246	0,65	48,1
					6	240,0	23,5	90,0	2,791217			34,3
					8	227,3	36,2	135,4	4,199231			33,5
					6	239,8	23,7	87,0	2,698176			32,9
					4	247,7	15,8	58,0	1,798784			32,9
Среднее значение												36,34

где

$P_{пл}$  и  $P_{заб}$  — пластовое и забойное давления в *ати*;

$Q^1$  — приток в скважину в пластовых условиях на одно отверстие в  $см^3/сек$ ;

$\kappa$  — проницаемость пласта в *дарси*;

$R$  — радиус влияния скважины, который в рассматриваемом случае можно принять равным 10000 *см* (100 *м*). Остальные параметры приведены выше.

Скважина 71 Озерного месторождения испытывалась на нескольких режимах. При первом из них (диаметр штуцера 4 *мм*) забойное давление было равно 252,7 *ати*, а полный приток в скважину в поверхностных условиях 58,0  $м^3/сут$ . Для определения величины притока в пластовых условиях на одно отверстие используется формула

$$Q' = \frac{Q \cdot b \cdot 1000000}{n \cdot 86400}, \quad (3)$$

где

$Q$  — общий приток в скважину в поверхностных условиях в  $м^3/сут$  (разный при разных режимах);

$b$  — объемный коэффициент нефти, который в рассматриваемом случае оказался равным 1,246 (табл. 1);

$n$  — число отверстий в фильтре (в данном случае 465);

1000000 — коэффициент, выражающий число  $см^3$  в  $м^3$ ;

86400 — коэффициент, выражающий число *сек.* в *сут.* Подставляя приведенные величины в формулу (3), находим, что интересующий нас приток в скважину на одно отверстие при первом режиме выразился соотношением

$$Q'_1 = \frac{58,0 \cdot 1,246 \cdot 1000000}{465 \cdot 86400} = 1,798784 \text{ см}^3/\text{сек.}$$

Считая аналогичным образом, находим, что при втором режиме (диаметр штуцера 6 *мм*) он оказался равным 2,791217  $см^3/сек$ , при третьем режиме (диаметр штуцера 8 *мм*) — 4,199231  $см^3/сек$ , при четвертом режиме (диаметр штуцера 6 *мм*) — 2,6981764  $см^3/сек$  и при пятом режиме (диаметр штуцера 4 *мм*) — 1,798784  $см^3/сек$  (как и при первом режиме).

Подставляя в выражение (2) величины, относящиеся к первому режиму, получаем

$$\begin{aligned} 263,5 - 252,7 = & \frac{1,7988 \cdot 0,65}{2 \cdot 3,1416 \cdot \kappa_1} \left( \frac{1}{0,5} - \frac{1}{9,812} - \frac{0,25}{9,5} \ln \frac{9,812}{0,5} + 0,0625 \frac{9,812 - 0,5}{90,25} - \right. \\ & - 0,0117187 \frac{96,275 - 0,25}{857,37} + 0,0026042 \frac{944,65}{8115} - 0,0007935 \frac{9268,9}{77378} + 0,0002075 \frac{90947}{735 \cdot 92} - \\ & \left. - 0,000061 \frac{892369}{6983374} + \frac{1}{6,4516} \ln \frac{10000}{9,5 + 9,812} \right) \end{aligned}$$

или после соответствующих преобразований

$$\begin{aligned} 10,8 = & \frac{1,7988}{9,6666 \kappa_1} (2,0 - 0,101916 - 0,078342 + 0,006449 - 0,001312 + 0,000302 - \\ & - 0,000095 + 0,000026 - 0,000008 + \frac{6,2496}{6,4516}) \end{aligned}$$

$$10,8 = \frac{1,7988}{9,6666\kappa_1} \cdot (1,825104 + 0,96869),$$

откуда проницаемость выражается соотношением

$$\kappa_1 = \frac{1,7988}{9,666 \cdot 10,8} \cdot 2,793794 = 0,048137 \text{ дарси},$$

или 48,1 *миллидарси*.

Считая аналогичным образом, получаем для второго режима 34,3 *миллидарси*, для третьего — 33,5 *миллидарси*, для четвертого — 32,9 *миллидарси* и для пятого также 32,9 *миллидарси* (табл. 5). Среднее значение этого параметра по всем режимам 36,34 *миллидарси*.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульянинский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, 1960.
2. Л. А. Пухляков, Г. Н. Чертенкова. О вязкости нефти Ключевского месторождения Томской области в пластовых условиях. Изв. ТПИ, т. 218, 1971.
3. Л. А. Пухляков, Г. Н. Чертенкова. Новый метод повышения производительности нефтепроводов. Изв. ТПИ, т. 217, 1971.
4. Л. А. Пухляков. Вывод формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину. Изв. ТПИ, т. 201, 1972.