

**ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И ПРОНИЦАЕМОСТЬ  
ПЛАСТА Б-Х СЕВЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

Л. А. ПУХЛЯКОВ, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Знание физических свойств нефти и проницаемости пласта необходимо для подсчета ее запасов и проектирования разработки. В связи с этим в лаборатории физики нефтяного пласта Томского политехнического института по заданию Томского территориального геологического управления было начато исследование физических свойств нефтей месторождений Томской области, к числу которых относится и Северное.

Для исследования проба нефти была отобрана из скважины 204, которая была проперфорирована в интервале 1868—1879 м, и испытывалась при нескольких режимах. Начальное пластовое давление было равно 183 *ати*, пластовая температура 73° С. Исследование велось по методике, изложенной В. Н. Мамуной и др. [1] на установке УИПН-2М.

Основные физические свойства нефти Северного месторождения приведены в табл. 1. Из газа, выделившегося в процессе контактного разгазирования, была отобрана проба на анализ. Анализ показал, что газ этот имеет следующий состав (в объемных процентах): метан 69,01, этан 4,49, пропан 9,56, изо-бутан 2,63, нормальный бутан 7,24, изо-пентан 1,57, нормальный пентан 1,88, бутан 0,81, углекислый газ 1,09, азот 1,72.

Ступенчатое разгазирование проводилось при четырех давлениях (ступенях): 60 *ати*, 40 *ати*, 20 *ати* и при атмосферном давлении (754 мм рт. ст.). Результаты этого исследования приведены в табл. 2).

Особое внимание было уделено вязкости нефти. Результаты этого исследования приведены отчасти в табл. 1, отчасти в табл. 3 и на рис. 1.

Определение проницаемости пласта производилось по притокам в скважину на установившихся режимах по методике Л. А. Пухлякова [2, 3]. Работа производилась в следующем порядке.

Таблица 1

Основные физические свойства нефти Северного месторождения  
Томской области (пласт Б-Х, скважина 204, интервал фильтра 1868—1877 м)

Параметры	Единицы измерения	Результаты исследования
Пластовая температура . . . . .	°С	73
Пластовое давление . . . . .	ати	183
Давление насыщения . . . . .	ати	113
Коэффициент сжимаемости . . . . .	1/ати	$16,3 \cdot 10^{-5}$
Газосодержание, отнесенное к единице объема	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	82,5
Газосодержание, отнесенное к единице веса . . . . .	м <sup>3</sup> /т	93,4
Объемный коэффициент . . . . .	1	1,304
Усадка . . . . .	%	23,3
Плотность сепарированной нефти . . . . .	г/см <sup>3</sup>	0,838
Плотность пластовой нефти . . . . .	г/см <sup>3</sup>	0,715
Вязкость пластовой нефти при температуре 73°С и давлений 183 ати . . . . .	сантипуазы	0,74
Вязкость сепарированной нефти при 20°С и давлении 754 мм рт. ст. . . . .	сантипуазы	5,89
Средняя плотность газа . . . . .	г/литр	1,142
Средний коэффициент растворимости газа . . . . .	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·ати	0,73

Таблица 2

Результаты многоступенчатого разгазирования пробы нефти Северного месторождения  
Томской области

Номера ступеней	Давление разгазирования (ступени), в атмосферах	Температура разгазирования, в градусах Цельсия	Количество газа в сантиметрах кубических, выделившегося из одного кубического сантиметра нефти в пределах данной ступени	Общее количество газа в сантиметрах кубических, выделившегося из одного кубического сантиметра нефти	Средняя плотность газа в граммах на литр на данной ступени
1	60	73°С	11,45	11,45	1,028
2	40	"	19,34	30,79	1,069
3	20	"	27,28	58,07	1,125
4	0	"	24,43	82,50	1,312

Таблица 3

Результаты исследования вязкости нефти Северного месторождения Томской области при различных температурах и давлениях

Характеристика насыщенности нефти газом	Давления, при которых определялась вязкость, ати	Вязкости нефти при различных температурах и давлениях в сантипуазах		
		30°С	50°С	73°С
Нефть неразгазированная . . . . .	183	1,22	0,85	0,74
" . . . . .	150	1,08	0,82	0,72
" . . . . .	120	1,05	0,80	0,70
Нефть, разгазированная при давлении 60 ати . . . . .	50	1,30	0,93	0,82
Нефть, разгазированная при давлении 20 ати . . . . .	30	1,25	0,88	0,76

1. Определялась длина фильтра на одно отверстие. В данном случае число отверстий оказалось равным 132, общая длина перфорированных интервалов 1100 см, искомая величина 6,818 см.

2. Определялось, какой является плотность перфорации скважины 204: высокой или низкой. Для этого мощность пласта на одно отверстие (6,818 см) сопоставлялось с величиной  $2,55 r$ , где  $r$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны, который в нашем случае равен 9,5 см. Таким образом, эта величина оказалась равной 24,22 см и плотность перфорации — высокой.

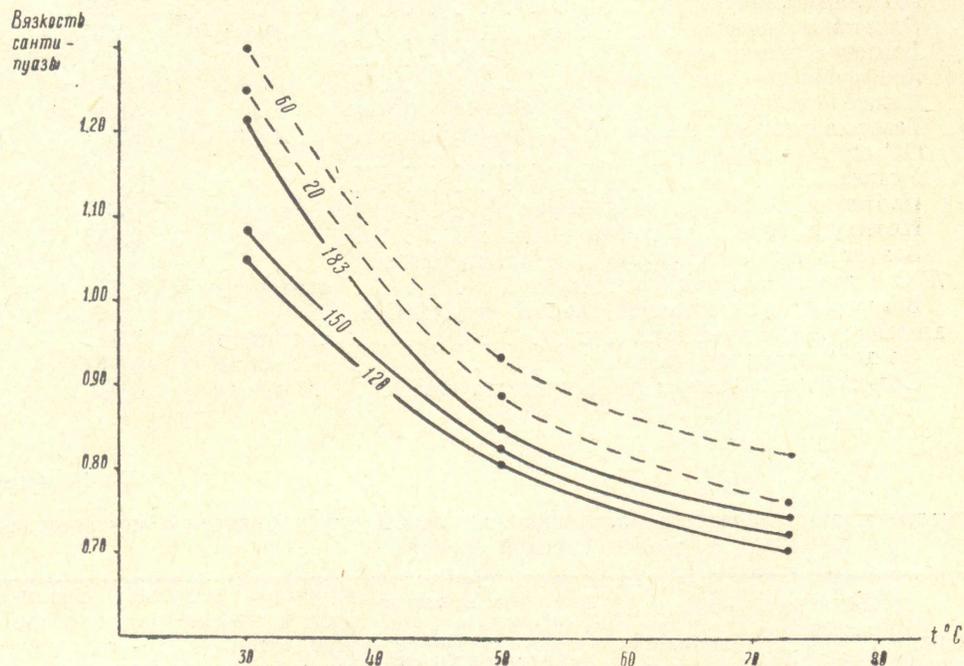


Рис. 1. Кривые вязкости нефти Северного месторождения Томской области. Сплошные кривые соответствуют вязкостям неразгазированной нефти при давлениях 183, 150 и 120 атмосфер. Сопровождающие их числовые характеристики выражают давления, при которых велись размеры вязкости. Пунктирные кривые соответствуют вязкостям разгазированной нефти. Числовые характеристики их выражают давление разгазирования

3. Определялся радиус влияния отверстий. При высокой плотности перфорации расчет ведется по формуле

$$s = 0,5 \sqrt{2\pi r \frac{h}{n}}, \quad (1)$$

где  $h$  — длина перфорированной части колонны в см, равная в нашем случае 900 см,  $n$  — число отверстий, равное 132. В результате расчета получаем 10,1 см.

4. Определялась геометрическая характеристика зоны влияния отверстий. В случае наличия каналов при отверстиях и высокой плотности перфорации эта характеристика рассчитывается по формуле

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

где  $y$  — длина (глубина) канала за пределами цементного кольца в см,  $\lambda$  — средний радиус канала при отверстиях в см,  $r$  — радиус скважины перед спуском обсадной колонны в см и  $s$  — радиус влияния отверстий в см.

В случае отсутствия каналов при отверстиях (рыхлый пласт) и высокой плотности перфорации геометрическая характеристика зоны влияния отверстий рассчитывается по формуле

$$G_s^* = \frac{1}{\lambda} - \frac{1}{s} - \frac{1}{4r} \ln \frac{s}{\lambda} + 0,0625 \frac{s-\lambda}{r^2} - 0,0117 \frac{s^2-\lambda^2}{r^3} + \dots, \quad (3)$$

где  $\lambda$  — радиус отверстия в см, прочие обозначения те же, что и в формуле (2). В рассматриваемом случае пласт прочный, расчет ведется по формуле (2), подставляя в которую  $y=2,0$  см,  $\lambda=0,2$  см,  $r=9,5$  см и  $s=10,1$  см, получаем  $G_s=1,079$  л/см.

5. При неполном вскрытии пласта перфорацией рассчитывается геометрическая характеристика зоны сужения потока  $G_\delta$ . При однокомпонентной неполноте перфорации она выражается формулой

$$G_\delta = \frac{n}{h} \ln \frac{(h+x_0)\delta_1}{(h+\delta_1)x_0}, \quad (4)$$

где  $h$  — длина перфорированной части скважины в см,  $\delta_1$  — длина компоненты неполноты, в рассматриваемом случае, при интервале пласта 1868—1895,1 м и интервале перфорации 1868—1877 м, этот параметр равен 1810 см, и  $x_0$  — радиус влияния фильтра, выражаемый соотношением

$$x_0 = r + y + s, \quad (5)$$

в рассматриваемом случае это соотношение принимает вид

$$x_0 = 9,5 + 2,0 + 10,1 = 21,6 \text{ см.} \quad (6)$$

Подставляя известные параметры в выражение (4), находим, что в нашем случае геометрическая характеристика зоны сужения потока равна 0,491 см.

6. Определялась геометрическая характеристика зоны плоскорадиального потока. При наличии зоны сужения потока для этой цели используется формула

$$G_R = \frac{n}{H} \ln \frac{R}{\delta_{\max}}, \quad (7)$$

где  $H$  — полная мощность пласта в см — в нашем случае 2710 см,  $\delta_{\max}$  — наибольшая компонента неполноты в см — в нашем случае 1810 см и  $R$  — радиус влияния скважины в см. Этот параметр в свою очередь рассчитывается по формуле

$$R^2 = \frac{2V_\Sigma}{\pi H m \alpha P_s}, \quad (8)$$

где  $V_\Sigma$  — отобранный в процессе испытания пласта объем нефти в см<sup>3</sup>,  $m$  — пористость пласта в долях единицы, в нашем случае 0,24,  $\alpha$  — сжимаемость нефти в 1/ат, в нашем случае  $16,3 \cdot 10^{-5}$  1/ат,  $P_s$  — давление на внешней границе зоны влияния отверстий в ати, рассчитываемое методом постепенных приближений с использованием формулы

$$P_s = (P_{\text{пл}} - P_3) \frac{G_\delta + G_R}{G_s + G_\delta + G_R}. \quad (9)$$

7. Определялся приток в скважину в пластовых условиях в см<sup>3</sup>/сек. Расчет производился по формуле

$$Q_{\text{пл}} = 11,574 Q_{\text{пв}} \cdot b, \quad (10)$$

где  $Q_{пв}$  — приток в скважину, измеренный в поверхностных условиях в  $м^3/сут$ ,  $b$  — объемный коэффициент нефти в долях единицы, в настоящем случае 1,304.

На первом режиме скважина 204 работала 29 часов, при этом перепад давлений был равен 25,7 *ати*, дебит 14,4  $м^3/сут$ . По формуле (10) находим, что дебит ее в пластовых условиях был равен 217,3  $см^3/сек$ , и общий отбор составил 22689 *тыс. см<sup>3</sup>*. Затем пользуясь формулами (7, 8 и 9), находим, что депрессия на внешней границе зоны влияния отверстий была равна 8,257 *ат*, радиус влияния скважины 4044 *см* и геометрическая характеристика зоны плоско-радиального потока равна 0,039 *1/см*.

8. Полученные данные подставлялись в формулу перепада давлений при притоке на установившихся режимах

$$P_{пл} - P_з = \frac{Q_{пл} \mu}{2\pi k_{эф} n} (G_s + G_b + G_R), \quad (11)$$

где  $P_{пл}$  и  $P_з$  — пластовое и забойное давление в *ати*, в нашем случае 183 и 157,3 *ати* соответственно,  $\mu$  — вязкость нефти в сантипуазах, в нашем случае 0,74 *снз*, и  $k_{эф}$  — эффективная проницаемость пласта, дарси. Прочие параметры разъяснены выше.

Подставляя имеющиеся данные в формулу (11) находим проницаемость пласта при первом режиме. Она оказалась равной 0,01237 *дарси*, или 12,37 *миллидарси*. При других режимах проницаемость оказалась примерно такой же.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. В. Н. Ма му на, Г. Ф. Тре би н, Б. В. У л ья н и н с к и й. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. М., ГОСИНТИ, 1960.
2. Л. А. Пу х л я к о в. Вывод формулы притока в гидродинамически несовершенную скважину. Известия ТПИ, т. 201, 1972.
3. Л. А. Пу х л я к о в. Методика определения проницаемости пластов в незаглинизированных зонах по результатам исследования скважин на установившихся режимах. Информационный листок № 100—74. Томский ЦТНИ, 1974.