

## О НЕКОТОРЫХ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ НЕФТИ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л. А. ПУХЛЯКОВ, Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариним)

Для исследования физических свойств нефти месторождения Лугинецкого пробы были отобраны из двух скважин. Первая из скважины 159, пласт Ю-1, интервал перфорации 2 325—2 333 м и вторая из скважины 162, пласт Ю-1, интервал перфорации 2 342—2 348 м. В карточке, сопровождавшей первую пробу в качестве пластового давления была указана величина 228,6 ати; в карточке, сопровождающей вторую пробу, — 243,2 ати. Пластовая температура в обоих случаях одинаковая — 81°C. Пробы были переведены в контейнеры при давлении 220—232 ати и доставлены в лабораторию физики нефтяного пласта Томского политехнического института, где были исследованы.

Исследование проводилось на установке УИПН-2М по методике, изложенной В. Н. Мамуной и др. [1]. Прежде всего определялось давление насыщения. Для этого переведенный в пресс установки образец нефти нагревался до 81°C (пластовая температура) и сжимался до величины пластового давления, полученный при этом объем образца фиксировался по шкале пресса. Затем ручным приводом пресса объем образца увеличивался с таким расчетом, чтобы давление внутри пресса снижалось на 10—20 атмосфер. При этом фиксировались и объем образца и давление внутри пресса. Операция повторялась несколько раз.

Полученные изменения объема  $\Delta N$  откладывались по оси абсцисс, а отвечающие им давления  $\Delta P$  — по оси ординат. В итоге получилось два графика, которые, как это ни странно, принципиально отличаются друг от друга.

График, отвечающий первой пробе (рис. 1) состоит из двух слегка вогнутых кривых: одна с уклоном 26,4 ат/см<sup>3</sup> и вторая с уклоном 2,75 ат/см<sup>3</sup>, или принимая во внимание, что объем пробы был равен 145 см<sup>3</sup>, и произведя пересчет на пробу объемом 100 см<sup>3</sup> — 38 ат/см<sup>3</sup> и 4,0 ат/см<sup>3</sup> соответственно. Точка пересечения их соответствует давлению 104 ати. Эта величина и была принята в качестве величины давления насыщения для первой пробы. Таким образом, кривая с уклоном 38 ат/см<sup>3</sup> была принята в качестве кривой жидкого состояния пробы, а кривая с уклоном 4,0 ат/см<sup>3</sup> — в качестве кривой двухфазного состояния первой пробы.

На графике второй пробы (рис. 2) получилась одна кривая с постоянно уменьшающимся уклоном. На первом участке уклон ее составляет 3,54 ат/см<sup>3</sup>, на втором 2,75 ат/см<sup>3</sup>, на третьем 1,66 ат/см<sup>3</sup> и на последнем 1,14 ат/см<sup>3</sup>, или принимая во внимание, что объем образца был равен 106 см<sup>3</sup> и произведя пересчет на пробу объемом 100 см<sup>3</sup>, получаем 3,75; 2,9; 1,76 и 1,2 ат/см<sup>3</sup>.

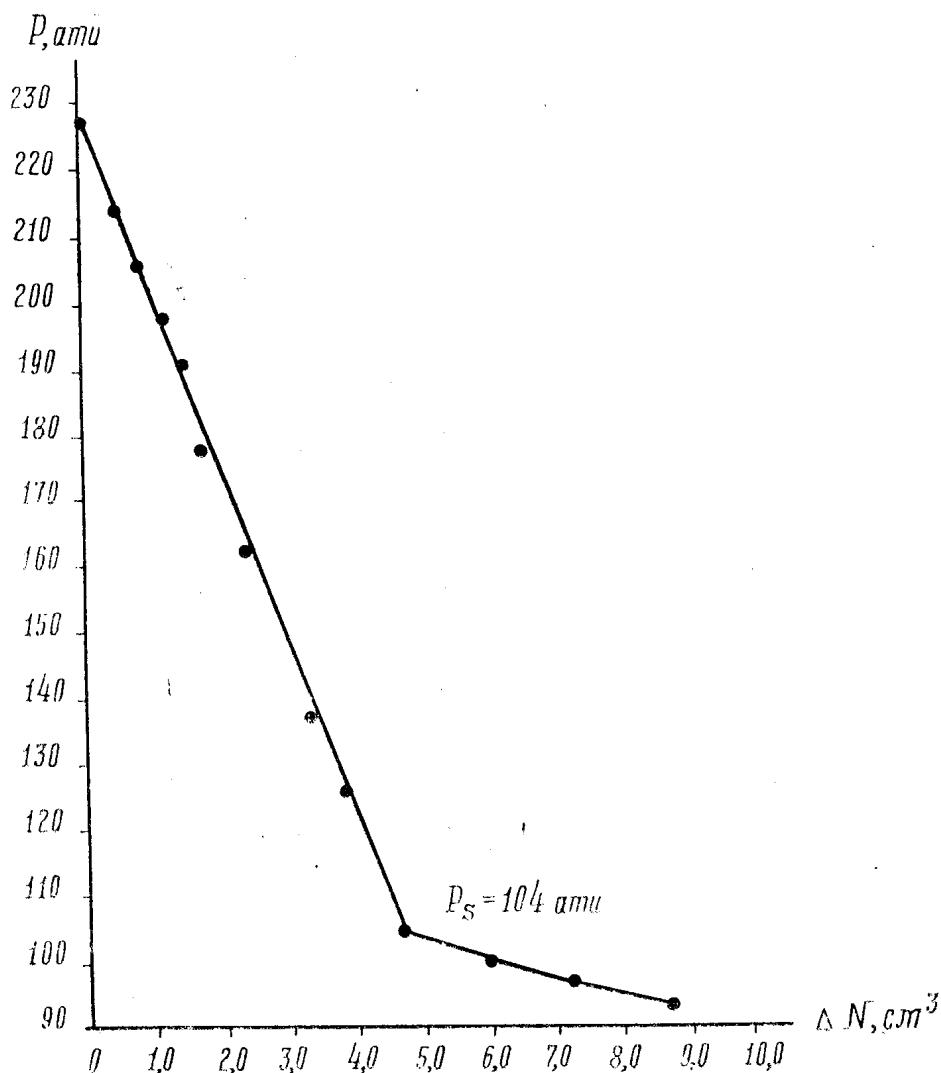


Рис. 1. График для определения давления насыщения нефти, отобранной из скважины 159 Лугинецкого месторождения. На графике виден излом кривой, соответствующий моменту появления в нефти пузырьков газа

При интерпретации полученных данных мнения авторов разделились. По мнению Г. И. Чертенковой, точка пересечения предпоследнего и последнего участков данной кривой, которой соответствует давление 209 атм, и есть точка начала разгазирования второй пробы.

По мнению Л. А. Пухлякова, пузырьки газа в каком-то количестве присутствовали в данной пробе нефти уже в самом начале опыта, то есть при давлении 243 атм. Доказательством этого служит то, что даже на первом участке рассматриваемой кривой уклон ее  $3,75 \text{ ат/см}^3$  не достигает величины среднего уклона второй кривой первой пробы ( $4,0 \text{ ат/см}^3$ ), которая выше принята в качестве кривой двухфазного состояния пробы. Другими словами, по мнению Л. А. Пухлякова, давление насыщения данной пробы превышает пластовое.

Пробы эти резко различаются не только по величинам давления насыщения, но и по другим параметрам. Так газосодержание, отнесенное к единице объема, у первой пробы составляет  $80,86 \text{ см}^3/\text{см}^3$ , а у второй пробы  $116,99 \text{ см}^3/\text{см}^3$  (табл. 1); объемный коэффициент у первой пробы 1,297, у второй — 1,393. Все это наводит на мысль, что в данном случае

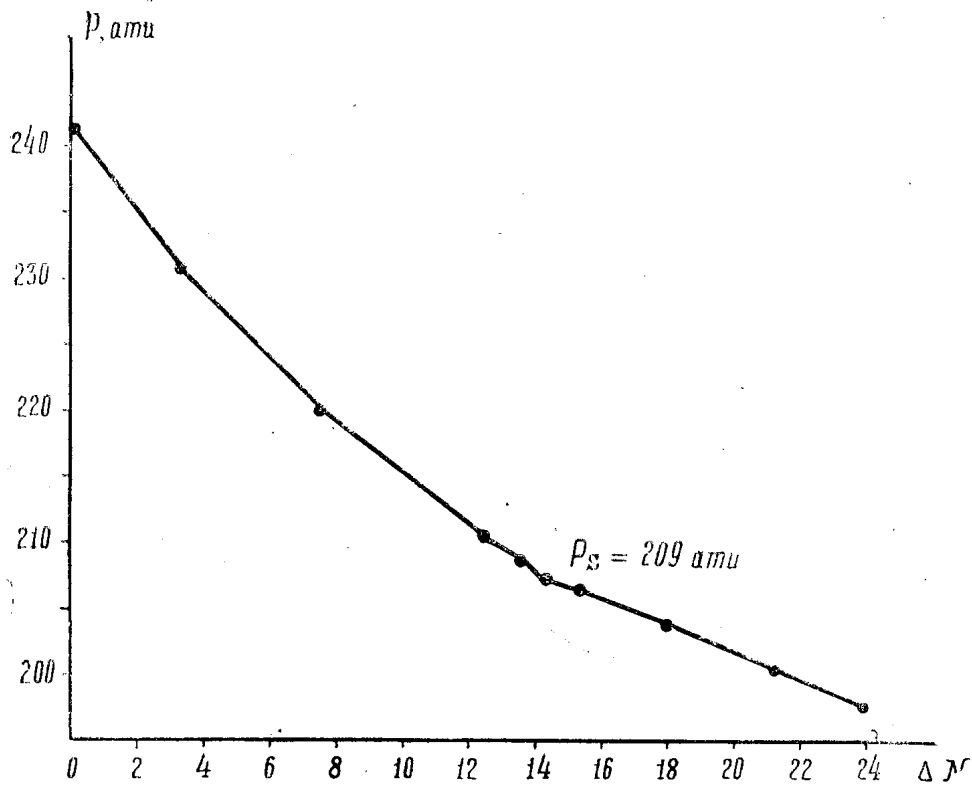


Рис. 2. График для определения давления насыщения нефти, отобранной из скважины 162 Лугинецкого месторождения

Таблица 1

Результаты исследования основных физических свойств нефти месторождения Лугинецкого

Параметры	Единицы измерения	Проба нефти из скважины 159	Проба нефти из скважины 162
Интервал перфорации	м	2325—2333	2342—2348
Дата отбора		28 августа 68 г.	12 ноября 68 г.
Пластовое давление	ати	228,6	243,2
Давление насыщения	ати	104	более 200
Коэффициент сжимаемости	1/ат	$20,73 \cdot 10^{-5}$	$20,52 \cdot 10^{-5}$
Газосодержание, отнесенное к единице объема	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	80,86	116,99
Газосодержание, отнесенное к единице веса	м <sup>3</sup> /т	97,19	140,29
Объемный коэффициент	1	1,297	1,393
Усадка	%	22,90	28,17
Плотность сепарированной нефти	г/см <sup>3</sup>	0,832	0,838
Плотность пластовой нефти	г/см <sup>3</sup>	0,715	0,704
Вязкость сепарированной нефти	сантипуазы	4,55	4,29
Средняя плотность попутного газа	г/литр	1,133	1,215
Средний коэффициент растворимости газа	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·ат.	0,717	0,834
Конечная температура разгазирования		20°C	21°C
Конечное давление разгазирования	ата	1	1

разные скважины вскрыли различные залежи. На это указывает и значительная разница в пластовых давлениях (у первой пробы 228,6 ати, у второй 243,2 ати).

Напрашивается и второй вывод. Скважина 159 вскрыла обычную нефтяную залежь. Скважина 162 вскрыла газонефтяную залежь вблизи газонефтяного контакта. В соответствии с этим находится тот факт, что в попутном газе второй пробы нефти (отобранной из скважины 162) слишком велика доля метана. Она достигает 88,68 объемных процентов (табл. 2). Между тем в попутных газах большинства нефтяных место-

Таблица 2

**Состав попутного газа, выделившегося из нефти  
Лугинецкого месторождения, отобранной в скв. 162**

Компоненты	Проценты объемные с воздухом	Проценты объемные без воздуха
Метан	74,67	88,68
Этан	2,51	2,99
Пропан	1,27	1,50
Изо-бутан	0,25	0,30
Нормальный бутан	0,36	0,43
Изо-пентан	0,08	0,10
Нормальный пентан	0,10	0,12
Кислород	3,32	—
Азот	16,84	5,17
Углекислый газ	0,60	0,71

рождений Томской области, например, Стрежевого, Первомайского и др., доля метана лежит в пределах 50—60 объемных процентов. Необычайно малы здесь доли пропана и бутана (1,50 и 0,73 объемных процента), они меньше доли этана (2,99 объемных процентов). А у попутных газов нефтей большинства месторождений доли пропана и бутана превышают доли этана. Возникает впечатление, что вторая проба нефти Лугинецкого месторождения (отобранная из скважины 162) оказалась насыщенной природным газом из газовой шапки.

Результаты ступенчатого разгазирования обеих проб нефти приведены ниже (табл. 3 и 4).

Таблица 3

**Результаты ступенчатого разгазирования нефти Лугинецкого  
месторождения, отобранной из скважины 159**

Показатели	Давление разгази- рования, ати	Темпера- тура, °С	Количество газа, см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup>		Кэффи- циент раствори- мости газа, м <sup>3</sup> ·м <sup>3</sup> ·ати	Плот- ность газа, г/литр	Объемный коэффи- циент	Плот- ность нефти, г/см <sup>3</sup>
			в растворе	свободного				
Пластовое давление	229,6	81	80,86	—	—	—	1,297	0,715
Давление насыщения	105	81	80,86	—	0,785	—	1,367	0,678
I ступень	84	81	63,37	17,49	0,754	1,005	1,294	0,703
II ступень	72	81	62,82	18,04	0,872	1,003	1,288	0,705
III ступень	52	81	51,10	29,76	0,982	1,136	1,278	0,700
IV ступень	45	81	43,00	37,86	0,955	1,140	1,271	0,698
V ступень	34	81	39,29	41,57	1,155	1,140	1,258	0,701
VI ступень	22	81	24,16	56,70	1,098	1,144	1,248	0,693
VII ступень	19	81	20,62	60,24	1,085	1,190	1,154	0,746
VIII ступень	1	81	0,00	80,86	—	1,412	1,070	0,778
IX ступень	1	20	0,00	80,86	—	—	1,00	0,832

**Результаты ступенчатого разгазирования нефти Лугинецкого  
месторождения, отобранной из скважины 162**

Показатели	Давление разгази- рования, <i>ати</i>	Темпера- тура, °C	Количество газа, <i>м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup></i>		Коэффи- циент раствори- мости газа, <i>м<sup>3</sup>·м<sup>3</sup>·ати</i>	Плот- ность газа, <i>г/литр</i>	Объемный коэффи- циент нефти	Плотность нефти, <i>г/см<sup>3</sup></i>
			в растворе	свободного				
Пластовое давление	244,2	80	116,99	0,00	—	—	1,393	0,704
I ступень	176	80	77,70	39,29	0,441	1,206	1,265	0,733
II ступень	145	80	58,44	58,55	0,403	1,189	1,221	0,741
III ступень	114	80	43,59	73,40	0,382	1,165	1,191	0,745
IV ступень	83	80	28,50	88,49	0,343	1,160	1,166	0,746
V ступень	52	80	21,08	95,91	0,405	1,179	1,148	0,750
VI ступень	21	80	14,32	102,67	0,681	1,222	1,138	0,749
VII ступень	1	80	0,00	116,99	—	1,303	1,066	0,783
VIII ступень	1	20	0,00	116,99	—	—	1,000	0,838

ЛИТЕРАТУРА

1. В. П. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульяновский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, Москва, 1960.