

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ ОЛЕНЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Г. Н. ЧЕРТЕНКОВА

(Представлена профессором А. В. Аксариным)

Для исследования физических свойств нефти Оленьего месторождения Томской области посредством глубинного пробоотборника нефть была отобрана из скважины 123. При этом приток в скважину происходил в интервалах 2542—2549 и 2555—2560 м из пласта Ю-1 васюганской свиты верхнеюрского возраста. Пластовое давление в момент отбора образца было равно 256,15 атмосферы и пластовая температура 91°C .

Исследование велось по методике, изложенной В. Н. Мамуной и др. [2]. Основные характеристики, полученные при исследовании, оказались следующими. Давление насыщения 120 атмосфер, плотность сепарированной нефти $0,862\text{ г/см}^3$, газосодержание, отнесенное к единице объема, $71,50\text{ см}^3/\text{см}^3$, газосодержание, отнесенное к единице веса сепарированной нефти, $82,99\text{ см}^3/\text{г}$, средняя плотность газа, выделившегося при однократном или контактном разгазировании, — $1,240\text{ г/литр}$, объемный коэффициент нефти 1,300, усадка нефти 23,08%, плотность нефти в пластовых условиях $0,731\text{ г/см}^3$, средний коэффициент растворимости газа $0,590\text{ см}^3/\text{см}^3\cdot\text{атм}$. Коэффициент сжимаемости нефти оказался различным при различных давлениях. А именно, при давлении 256—148 атмосфер он оказался равным $14,96\cdot 10^{-5}\text{ 1/атм.}$, при давлении 148—128 атмосфер $18,55\cdot 10^{-5}\text{ 1/атм.}$ и при давлении 128—120 атмосфер $23,15\cdot 10^{-5}\text{ 1/атм.}$

Состав попутных газов, выделившихся в процессе контактного или однократного разгазирования, по данным В. А. Кузнецовой, оказался следующим (в объемных процентах): метан 74,36, этан 7,71, пропан 5,26, изобутан 2,04, нормальный бутан 2,22, изопентан 2,58, нормальный пентан 2,95, гексан 0,47 и азот 2,41.

Количества газов, выделившихся из нефти в процессе многоступенчатого разгазирования по каждой ступени и плотности их, приведены в табл. 1.

Особое внимание при исследовании нефти Оленьего месторождения было уделено вязкости ее. Вязкость исследовалась прежде всего при давлении выше давления насыщения, то есть при наличии в ней растворенных газов. При этом исследование велось при различных температурах и давлениях. В результате этого исследования было установлено, во-первых, что вязкость уменьшалась со снижением давления. Кривые вязкости, отвечающие более высоким давлениям, располагались выше кривых, отвечающих более низким давлениям (рис. 1). Однако это уменьшение не находится в прямой зависимости от давления. Об этом

Таблица 1

**Результаты многоступенчатого разгазирования пробы нефти
Оленьего месторождения Томской области**

Номера ступеней	Давление разгазирования (ступени) в атмосферах	Температура разгазирования в °С	Количество газа в сантиметрах кубических, выделившегося из одного кубического сантиметра нефти в пределах данной ступени	Общее количество газа в сантиметрах кубических, выделившееся из одного кубического сантиметра нефти	Средняя плотность газа на данной ступени в граммах на литр
1	110	91°С	0,91	0,91	—
2	90	»	10,87	11,78	1,172
3	70	»	10,26	22,04	0,957
4	50	»	10,48	32,52	0,804
5	30	»	7,38	39,90	0,806
6	20	»	5,77	46,67	0,844
7	12	»	2,98	48,65	1,047
8	8	»	8,23	56,88	1,296
9	0	»	14,62	71,50	1,346

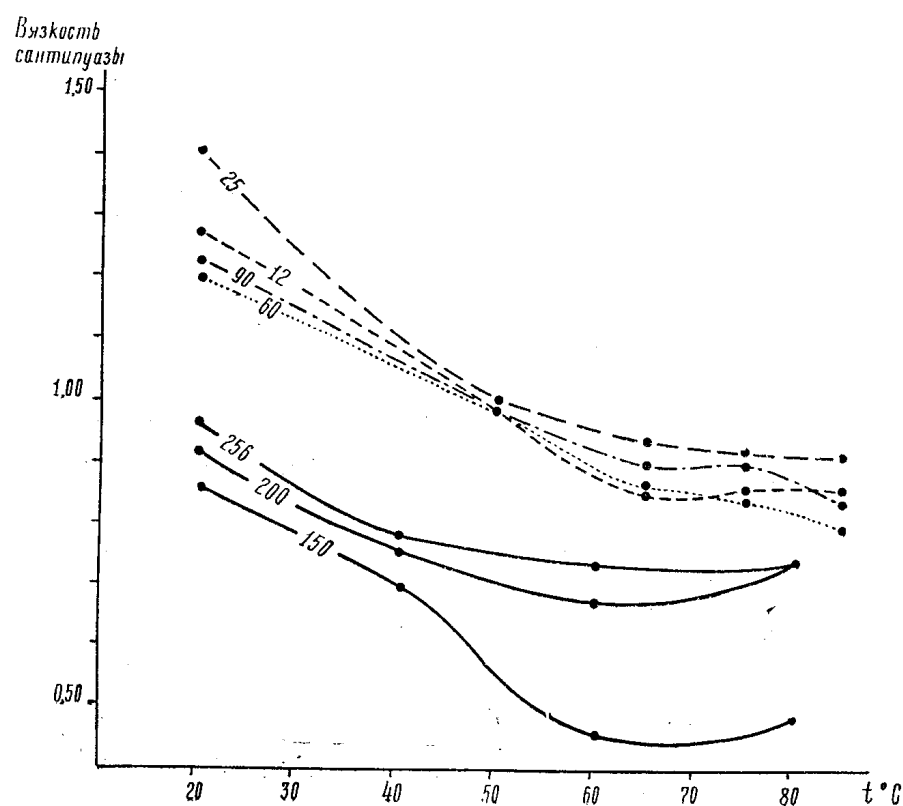


Рис. 1. Кривые вязкости нефти Оленьего месторождения Томской области. Сплошные кривые соответствуют вязкостям неразгазированной нефти при давлениях 256, 200 и 150 атмосфер. Сопровождающие их числовые характеристики выражают давления, при которых велись замеры вязкости. Пунктирные кривые соответствуют вязкостям разгазированной нефти. Числовые характеристики их выражают давление разгазирования.

говорит то, что расстояния между этими кривыми не одинаковы. Особенно это бросается в глаза в зоне температур 50—80°С (рис. 1).

Более интересными оказались изменения вязкости при изменении температуры. Существует мнение, высказанное, в частности, Дж. Амиксом и др. [1, стр. 291], согласно которому вязкость нефти снижается с повышением температуры. Исходя из этого мнения, многие авторы, на-

пример, В. С. Уголев и В. И. Мусинов [3], для увеличения притока в скважины предлагают прогревать их забои. Разработано несколько типов установок для этой цели. Исследование вязкости нефти Оленьего месторождения Томской области показало, что с повышением температуры этот параметр уменьшается не всегда. Больше того, иногда с повышением температуры вязкость увеличивается. На самом деле кривые вязкости нефти данного месторождения до разгазирования (сплошные кривые на рис. 1) сначала направлены вниз (вязкость уменьшается), а затем начинают подниматься вверх (вязкость увеличивается). Таким образом, оказывается, что наименьшую вязкость эта нефть в неразгазированном состоянии имеет при температуре 60° С.

Кроме того, определялась вязкость нефти данного месторождения при различных степенях разгазирования: 90 атмосфер, 60 атмосфер, 25 атмосфер и 12 атмосфер (пунктирные кривые на рис. 1). При разгазировании вязкость нефти резко возрастала (названные кривые на рис. 1 отдельной группой располагаются несколько выше кривых вязкости неразгазированной нефти). Что касается количественного соотношения между вязкостями неразгазированной и частично разгазированной нефтей, то оно сравнительно невелико. А именно, вязкость неразгазированной нефти лежит в пределах 0,45—1,0 сантипуаза, вязкость частично разгазированной в пределах 0,8—1,5 сантипуаза.

Колоссальный эффект в повышении вязкости дает полное разгазирование нефти. Вязкость полностью разгазированной нефти Оленьего месторождения равна 6,7 сантипуаза. Последнее обстоятельство связано, по-видимому, с тем, что основную массу попутных газов нефть теряет в последние стадии разгазирования при снижении давления от 12 атмосфер до величины атмосферного давления (табл. 1).

Из проведенного исследования вытекает один весьма важный практический вывод: в процессе разработки нефтяного месторождения нельзя допускать разгазирования залежи, ибо в противном случае вязкость нефти резко возрастет, и извлечение ее из пласта окажется невозможным. Что касается уже разгазированных месторождений, к каковым можно отнести месторождение Патоси в Албании, то наилучшим способом повышения отдачи таковых можно считать закачку в них углеводородных газов.

Второй практический вывод, вытекающий из данного исследования, состоит в том, что наилучшим способом повышения отдачи пласта будет закачка в него газа. Получившая в последние годы распространение закачка в нефтяные пласты воды в этом отношении является менее эффективной, так как вода не способствует снижению вязкости нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Д. Ж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта (перев. с англ.). Гостоптехиздат, 1962.
2. В. Н. Мамуна, Г. Ф. Требин, Б. В. Ульяновский. Экспериментальное исследование пластовых нефтей. ГОСИНТИ, М., 1960.
3. В. С. Уголев, В. И. Мусинов. Термические методы в добыче нефти. Гостоптехиздат, 1959.