

ОБЩЕЕ ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕЙ ДЕЙСТВУЮЩИХ СКВАЖИН  
СОСНИНСКО-СОВЕТСКО-МЕДВЕДЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯС. И. СМОЛЬЯНИНОВ, Н. М. СМОЛЬЯНИНОВА, К. К. СТРАМКОВСКАЯ,  
С. И. ХОРОШКО

(Представлена научно-методическим семинаром химико-технологического факультета)

Соснинско-Советско-Медведевское месторождение нефти расположено в Александровском районе Томской области в 60 км к северо-западу от поселка Александрово, на правом берегу р. Оби.

Месторождение, являющееся по размерам крупным, вступило в эксплуатацию в 1966 году. Нефть добывалась из трех скважин (№№ 18, 27, 47).

Нефти из скважин 18 и 27 извлечены из пласта Б—VIII (ярус — валанжин, нефть из скважины 47 из пласта А—I, ярус — готеривбаррем).

По элементарному составу нефти характеризуются незначительным содержанием серы (0,65—0,75%), что является положительным фактором и выгодно отличает исследуемые нефти от нефтей «Второго Баку»,

Таблица 1  
Зависимость плотности и вязкости нефтей от температуры

| Показатель                       | № скважины | Температура, °С |       |       |        |        |        |        |
|----------------------------------|------------|-----------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
|                                  |            | —10             | 0     | 10    | 20     | 30     | 40     | 50     |
| Плотность,<br>г/см <sup>3</sup>  | 18         |                 |       |       | 0,8442 | 0,8362 | 0,8299 | 0,8251 |
|                                  | 27         |                 |       |       | 0,8502 | 0,8411 | 0,8347 | 0,8302 |
|                                  | 47         |                 |       |       | 0,8629 | 0,8555 | 0,8500 | 0,8444 |
| Кинематическая<br>вязкость, сст. | 18         | 95,00           | 21,05 | 12,80 | 6,33   | 5,17   | 4,04   | 3,54   |
|                                  | 27         | 96,96           | 21,72 | 10,25 | 6,64   | 5,71   | 4,48   | 3,65   |
|                                  | 47         | 98,50           | 23,24 | 14,89 | 7,87   | 6,85   | 5,70   | 4,70   |

Содержание углерода лежит в пределах 84,84—85,46%, водорода — 12,84—13,01%, азота — 0,21—0,41%.

Настоящие нефти отличаются высоким выходом легкокипящих фракций: при разгонке по ГОСТ 2177-59 до 200°C выкипает 30,8—33,5% объемн., до 300°C — 53,0—56,5%.

В табл. 1 приведены данные, характеризующие зависимость плотности и вязкости нефтей от температуры. Как видно из таблицы, нефти относятся к типу легких, что вполне отвечает фракционному составу. Вязкость нефтей резко возрастает с понижением температуры, особенно при минусовых температурах. Указанные закономерности подтверждаются другими параметрами, характеризующими качество нефтей, (табл. 2) — низким молекулярным весом и сравнительно высокой температурой застывания, мало меняющейся с термообработкой (кроме нефти из скважины № 47 по последнему показателю).

Таблица 2

Общая характеристика нефтей

| №№<br>п. п. | Наименование<br>показателя            | Единица<br>измерения   | Скв. 18 | Скв. 27 | Скв. 47 |
|-------------|---------------------------------------|------------------------|---------|---------|---------|
| 1           | Молекулярный вес                      |                        | 193     | 192     | 228     |
| 2           | Температура застывания                | °C                     | —18     | —16     | —36     |
| 3           | То же без термообработки              | "                      | —16     | —18     | —6      |
| 4           | Давление насыщенного пара<br>при 38°C | мм<br>рт. ст.          | 162     | 234     | 340     |
| 5           | То же при 50°C                        | "                      | 337     | 257     | 350     |
| 6           | Содержание парафина                   | %                      | 3,27    | 3,26    | 4,39    |
| 7           | Температура плавления пара-<br>фина   | °C                     | 47,0    | 47,0    | 48,0    |
| 8           | Содержание сернокислотных<br>смолов   | %                      | 11,4    | 15,0    | 20,2    |
| 9           | Содержание силикагелевых<br>смолов    | "                      | 8,99    | 9,10    | 9,88    |
| 10          | Содержание асфальтенов                | "                      | 0,55    | 0,84    | 0,79    |
| 11          | Коксуемость                           | "                      | 1,72    | 1,85    | 1,90    |
| 12          | Зольность                             | "                      | 0,055   | 0,035   | 0,012   |
| 13          | Кислотное число                       | <u>мг КОН</u><br>г     | 0,034   | 0,038   | 0,038   |
| 14          | Содерж. нафтен. кислот                | %                      | 0,025   | 0,030   | 0,019   |
| 15          | Содерж. фенолов                       | %                      | 0,011   | 0,009   | 0,012   |
| 16          | Содержание воды                       | %                      | 0,74    | отс.    | 1,18    |
| 17          | Механические примеси                  | %                      | 0,040   | 0,035   | 0,046   |
| 18          | Содержание ванадия                    | %                      | 0,00019 | 0,00026 | 0,00028 |
| 19          | Содержание солей                      | <u>мг NaCl</u><br>литр | 34      | отс.    | 25      |
| 20          | Температ. вспышки                     | °C                     | —13     | —11     | —15     |

Исследованные нефти имеют среднее содержание смолисто-асфальтовых веществ и принципиально не отличаются от нефтей месторождений Тюменской области, однако содержание асфальтенов в томских нефтях заметно меньше.

Нефти имеют малую зольность и невысокое содержание хлористых солей.

Следует также отметить незначительное содержание ванадия в нефтях, что является положительным фактором при использовании тяжелых фракций этих нефтей как сырья для каталитического крекинга.

Все испытанные нефти имеют довольно высокое содержание парафина и в этом отношении похожи на шаимскую нефть, что впрочем характерно и для других показателей.

### Выводы

1. По большинству исследованных характерных показателей нефти действующих скважин Соснинско-Советско-Медведевского месторождения отличаются высоким качеством.

2. Характерной особенностью исследованных нефтей является небольшая плотность, малая вязкость, невысокое содержание серы, большой выход фракций, выкипающих до 300°C.

3. Нефти указанного месторождения по своим качественным характеристикам превосходят многие нефти типичных месторождений «Второго Баку».

