

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин

Доктор технических наук,
профессор, зав. кафедрой
РиЭНГМ

Гуськова Ирина Алексеевна

Тема 1 Классификация и типизация условий эксплуатации скважин в ОАО «Татнефть»

Состав и свойства добываемой нефти
различных продуктивных горизонтов
ОАО «Татнефть»

Характеристика условий эксплуатации
различных типов скважин

Состав и свойства нефти различных продуктивных горизонтов ОАО «Татнефть»

- Основными нефтесодержащими комплексами в недрах Татарстана являются:
 - 1) терригенные отложения верхнего и среднего девона;
 - 2) терригенные и карбонатные отложения нижнего карбона;
 - 3) карбонатно-терригенные отложения среднего карбона.

- Терригенные отложения верхнего девона (пласты D_0 — D_1) залегают в среднем на глубине 1700 — 1750 м. Под ними залегают терригенные отложения среднего девона (пласт $D_{ш}$). При обычной эксплуатации штанговые насосы спускаются на глубину 900...1300 м (в зависимости от диаметра плунжера, в среднем 1100 — 1200 м).
- Терригенные и карбонатные продуктивные отложения нижнего карбона залегают в интервале глубин 1100 — 1200 м. Существующая практика эксплуатации предусматривает спуск штанговых насосов на глубину 800 — 1100 м (в среднем 1000 м).
- В скважинах, эксплуатирующих залежи среднего карбона, глубина продуктивных пластов 750 — 1000 м, штанговые насосы спускаются на глубину 600 — 800 м.

| | Верхний и средний девон (пласты Д0-Д1) | Нижний карбон (C1вв, C1tur) | Средний карбон (C2b,C2vr) |
|--|--|--------------------------------|------------------------------|
| Глубина залегания, м. | 1700-1750 | 1100-1200 | 600-1000 |
| Вязкость нефти, мПа•с | 2,3-10 (4,5) | 12-60 (30) | 40-200 (60) |
| Газовый фактор, м3/т | 40-90 (54) | 5-30 (10) | 4-20 (8) |
| Давление насыщения, МПа | 9 | 4,5 | 1-3 (2) |
| Плотность нефти, кг/м3 | 800-820 | 860-880 | 880-910 |
| Плотность пластовой воды, кг/м3 | 1020-1185 | 1010-1164 | 1000-1140 |
| Диаметр эксплуатационной колонны, мм | 146, 168 | 146, 168 | 146, 168 |
| Пластовое давление, МПа | 15-19 (17) | 8-12 (11) | 6-10 (7,5) |
| Пластовая температура, °С | 38-42 (40) | 23-27 (25) | 20-24 (22) |

ГОСТ Р 51858-2002 с 01.07.2002

| | | |
|-----------------------------------|------------------|-------------------------------|
| По вязкости: | маловязкая | 0-10 мПа·с |
| | вязкая | 10-30 мПа·с |
| | высоковязкая | >30 м Па·с |
| По плотности: | легкая | <0,870 г/см ³ |
| | средняя | 0,870-0,900 г/см ³ |
| | тяжелая | >0,900 г/см ³ |
| По содержанию серы: | малосернистая | <0,5 вес.% |
| | сернистая | 0,5 - 2 вес.% |
| | высокосернистая | >2.0 вес.% |
| По содержанию парафинов: | безпарафинистая | < 1 вес.% |
| | малопарафинистая | 1 - 2 вес.% |
| | парафинистая | >2,0 вес.% |
| По содержанию смол и асфальтенов: | малосмолистая | < 5 вес.% |
| | смолистая | 5-15 вес.% |
| | высокосмолистая | >15вес.% |

Группы подготовленной нефти

| Наименование показателя | Норма для нефти группы | | |
|--|--|---------------|---------------|
| | 1 | 2 | 3 |
| 1. Массовая доля воды, %, не более | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| 2. Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более | 100 | 300 | 900 |
| 3. Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 | | |
| 4. Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более | 66,7 (500) | 66,7 (500) | 66,7 (500) |
| 5. Содержание хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm), не более | Не нормируется. Определение обязательно | | |

По высоте подъема жидкости, или, если относительная величина погружения насоса достаточно мала, **по глубине спуска насоса принято классифицировать скважины на следующие группы:**

- малой глубины — прием насоса на глубине до 450 м;
- средней глубины — прием на глубинах от 450 до 1350 м;
- глубокие — с приемом на глубине более 1350 м.

В группу малодебитных входят скважины с дебитом до $5 \text{ м}^3/\text{сут}$ при высоте подъема жидкости до 1400 м (для условий Татарстана роль играет только дебит).