

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).