



АНАЛИЗ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГАРМИСТОН

<https://doi.org/10.5281/zenodo.17346090>

Номозов Бахтиёр Юлдашевич

доцент Каршинского инженерно-экономического института

АННОТАЦИЯ: Анализ пластовой нефти является определением массовой доли связанной воды, содержание механических примесей, содержание серы, вязкость нефти, содержание хлористых солей, содержание акцизных смол. Зная этот параметр, мы сможем эффективно разработать месторождения.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Дебит жидкости, обводнённость скважины, массовая доля связанной воды, содержание механических примесей, содержание серы, содержание акцизных смол.

ANNOTATION: Reservoir oil analysis is the determination of the mass fraction of bound water, the content of mechanical impurities, the sulfur content, oil viscosity, the content of chloride salts, and the content of resinous substances. Knowing this parameter, we will be able to effectively develop the fields.

KEY WORDS: Liquid flow rate, well water cut, mass fraction of bound water, mechanical impurity content, sulfur content, excise resin content.

Пластовые воды – обычные спутники нефтяных и газовых месторождений. Они встречаются в пластах-коллекторах, которыми контролируются нефтяные и газовые залежи, или образуют самостоятельные чисто водоносные пласты.

Со скважин №10, 11, 12, 20 месторождения Гармистон были отобраны пробы пластовой нефти для полного анализа. Результаты анализов пластовой нефти приведены в Таблице №25

Таблица 1 – Результаты анализа пластовой нефти.

№	Месторождения	№ скв.	Плотность g/sm ³ при 20С	Массовая доля воды %	Массовая доля механи- чески х приме- сей %	Массовое содержа- ние общей серы %	Кинематическая вязкость при 50°С, сСт	Динамическая вязкость при 50°С, сПа*с	Концентрации хлористых солей мг/л	Акцизные смолы %
1	Гармистон	10	0,9500	71,0	8,53	0,47	73,989	70,28	24565,5	80,0
2		11	0,9810	41,0	6,13	1,02	44,08	43,24	4032,1	84,0
3		12	1,001	56,0	7,50	1,00	69,71	69,77	24044,3	88,0
4		20	0,9560	69,0	7,96	0,81	—	—	23057,30	86,4
Среднее			0,9720	59,25	7,53	0,83	62,593	61,10	18924,8	84,60



Скважина №10 месторождения Гармистон введена в эксплуатацию 31.01.2021 г. Способ эксплуатации – механизированный ШГН. Дебит жидкости 93,6 м³/сутки, нефть 24,381 т/сутки, обводнённость скважины 70,6%. Нарботка 92 суток.

Нефть скважины №10

месторождения Гармистон:

- плотность нефти при 20°C равен 0,9500 г/см³, битуминозная класс–4 (норма более 0,895 г/см³);
- массовая доля связанной воды 71,0% (норма 2-3 группа не более 1,0%);
- содержание механических примесей 8,53% (норма не более 0,05%);
- содержание серы равен 0,47%, малосернистая класс–1 (норма до 0,60%);
- вязкость нефти 70,28 мПа·с, с высокой вязкостью класс нефти–4 (норма 30,1 – 200,0 мПа·с);
- содержание хлористых солей 24565,5 мг/л (норма не более 900 мг/л);
- содержание акцизных смол 80,0%, высокосмолистая тип–3 (норма более – 15%).

Скважина №11 месторождения Гармистон способ эксплуатации – механизированный ШГН. Дебит жидкости 76,2 м³/сутки, нефть 38,415 т/сутки, обводнённость скважины 43,1%.

Нефть скважины №11

месторождения Гармистон:

- плотность нефти при 20°C равна 0,9810 г/см³, битуминозная класс–4 (норма более 0,895 г/см³);
- массовая доля связанной воды 41,0% (норма 2-3 группа не более 1,0%);
- содержание механических примесей 6,13% (норма не более 0,05%);
- содержание серы равен 1,02%, сернистая класс–2 (норма 0,61 – 1,80%);

– вязкость нефти 43,24 мПа·с, с высокой вязкостью класс–4 (норма 30,1 – 200,0 мПа·с);

- содержание хлористых солей 4032,1 мг/л (норма не более 900 мг/л);
- содержание акцизных смол 84,0%, высокосмолистая тип–3 (норма более 15%).

Скважина №12 месторождения Гармистон введена в эксплуатацию 07.02.2021 г. Способ эксплуатации – механизированный ШГН. Дебит жидкости 24,1 м³/сутки, нефть 9,972 т/сутки, обводнённость скважины 53,3%. Нарботка 85 суток.

Нефть скважины №12

месторождения Гармистон:

- плотность нефти при 20°C равен 1,001 г/см³, битуминозная класс–4 (норма более 0,895 г/см³);
- массовая доля связанной воды 56,0% (норма 2-3 группа не более 1,0%);
- содержание механических примесей 7,50% (норма не более 0,05%);
- содержание серы равен 1,0%, сернистая класс–2 (норма 0,61 – 1,80%);
- вязкость нефти 69,77 мПа·с, с высокой вязкостью класс–4 (норма 30,1 – 200,0 мПа·с);
- содержание хлористых солей 24044,3 мг/л (норма не более 900 мг/л);
- содержание акцизных смол 88,0%, высокосмолистая тип–3 (норма более – 15%).

Скважина №20 месторождения Гармистон введена в эксплуатацию 20.11.2020 г. Способ эксплуатации – механизированный ШГН. Дебит жидкости 9,1 м³/сутки, нефть 2,153 т/сутки, обводненность скважины 73,3%. Нарботка 164 суток.



Нефть скважины №20

месторождения Гармистон:

– плотность нефти при 20°C равен 0,9560 g/cm³, битуминозная класс–4 (норма более 0,895 g/cm³);

– массовая доля связанной воды 69,0% (норма 2-3 группа не более 1,0%);

– содержание механических примесей 7,96% (норма не более 0,05%);

– содержание серы равен 0,81%, сернистая класс–2 (норма 0,61 – 1,80%);

– содержание хлористых солей 23057,3 мг/л (норма не более 900 мг/л);

– содержание акцизных смол 86,4%, высокосмолистая тип–3 (норма более 15%).

Вывод: В пластовой нефти скважин № 10, 11, 12, 20 месторождения Гармистон массовая доля связанной воды составляет от 41 до 71% в среднем по месторождению 59,25%, содержание хлористых солей от 4032,1 мг/л до 24565,5 мг/л в среднем 18924,8 мг/л.

Проведенные анализы нефти скважин №№ 10, 11, 12, 20 месторождения Гармистон показали, что нефти являются битуминозными, сернистыми, высоко вязкостными и высокосмолистыми.

ЛИТЕРАТУРА:

1.Егорова В. В., Степанов А. Д., Чукальцев И. В. Комплексный анализ пластовой воды // Шаг в науку. - 2022. - № 4. - С. 9-13.

2.Латыпов О. Р., Бугай Д. Е., Рябухина В. Н. Влияние компонентов пластовой воды на скорость коррозии нефтепромыслового оборудования // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - № 1(103). - С. 22-33.

3. Лурье Ю. Ю., Рыбникова А. И. Химический анализ производственных вод. - Москва: Химия, 1974. - 336 с.