

## Физико-химические свойства продукции скважин

Таблица 1.1 Основные физико-химические свойства продукции скважин

Показатели	Наименование месторождений						
	Киен-гопское	Чутырское	Мишкинское	Гремичинское	Ельниковское	Архангельское	Верх-Тарское
Плотность ВЭН, кг/м <sup>3</sup>	1059	1054	1080	1080	1096	1129	790
Вязкость нефти, Пас	0,058	0,039	0,081	0,098	0,047	0,012	0,0018
Содержание в нефти, % масс.:							
Воды	82	87	82	85	86	87	< 1
Механических примесей	0,07	0,06	0,09	0,04	0,06	0,06	0,03
Серы	0,9	1,8	1,2	3,5	0,8	0,3	-
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	5,8	7,5	7,2	6,15	12,8	22,6	100-120

Физико-химические свойства продукции скважин различных месторождений отличаются друг от друга.

Например, сравнение физико-химических свойств ВНЭ месторождений Удмуртии и продукции Верх-Тарского месторождения, находящегося в начальной стадии разработки (ОАО «Новосибирскнефтегаз», таблица 1.1), показывает, что первые более тяжёлые (плотность 1054-1129 кг/м<sup>3</sup>), обводнённые высокая (82-87% масс.), содержание механических примесей 0,04-0,09 % масс., незначительный газовый фактор (5,8-22,6 м<sup>3</sup>/т), а сама нефть высоковязкая (вязкость 0,012-0,098 Пас). Продукция же скважин Верх-Тарского месторождения практически безводная (содержание воды менее 1% масс.), кроме того, она лёгкая (плотность 790 кг/м<sup>3</sup>), имеет незначительную вязкость (0,0018 Пас) и газовый фактор её превышает газовый фактор нефти удмуртских месторождений до 10 раз.

### Газовый фактор нефти

Исходный газовый фактор нефти был равен 8 м<sup>3</sup>/т. Газовый фактор на выходе ее из сепаратора (при расходе ВНЭ 45 дм<sup>3</sup>/ч) снижается до 0,1 м<sup>3</sup>/т, а в обезвоженной нефти содержание газа не наблюдается вообще.

Выделенный газ из нефти проходит через канал 12, собирается в его сборнике 13 и направляется в свечу рассеивания 14.

Водная фаза из секции сепарации и всех ступеней обезвоживания выводится через запорную арматуру 15 в системы очистки и утилизации ее в пласт.

Промысловые испытания пилотного КДФ, изготовлено из прозрачного органического стекла, габаритные размеры которого составляли 5×800×800 мм, при заполнении жидкостью отстойных зон секции сепарации и ступеней, обезвоживания в объеме 3, 3, 3 и 6 дм<sup>3</sup> соответственно, показали, как видно из таблицы 4.3, высокую эффективность процесса обезвоживания в сравнении с эффективностью процесса обезвоживания в ТДФ.

Таблица 4.3. Технологические параметры промысловых испытаний КДФ

№ п/п	Расход ВНЭ, дм <sup>3</sup> /ч	Расход деэмуль- гатора, г/т	Темпе- ратура, °С	Содержание воды, % масс.				
				в исходной ВНЭ	в обезвоженной нефти после секции			
					сепарации	№ ступеней обезвоживания		
						1	2	3
1	45	150	5	29	29	23	20,3	15,2
2	30	150	5	29	29	22	18,6	12,3
3	15	150	5	29	27	20	15,4	8,6
4	10	150	5	29	27	18	8,9	1,2
5	5	150	5	29	26	15	3,3	0,4

Из анализа таблицы 4.3 видно, что с уменьшением расхода водонефтяной эмульсии от 45 до 5 дм<sup>3</sup>/ч, то есть увеличения времени обезвоживания с 20 мин до 3 часов, остаточное содержание воды в обезвоженной нефти снижается до 0,4% масс. Этот результат получен при обезвоживании нефти Мишкинского месторождения при следующих параметрах:

- исходная обводненность нефти 29% масс.;
- удельный расход реагента деэмульгатора марки LML-4312 150 г/т;
- температура процесса +5°С.

Автор разработки считает возможным применение КДФ объемом 80 м<sup>3</sup> для получения 780 т/сут. нефти с остаточной обводненностью не более 0,5% масс.