

## ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ УСТАНОВОК ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО СБРОСА ВОДЫ ПРИ ДОБЫЧЕ ОБВОДНЕННЫХ НЕФТЕЙ

Голубев М.В., Миннигалимов Р.З., Усова Л.Н., Сафонов В.Е.

*В статье приведена методика проектирования установок для предварительного сброса воды, совмещенных с существующими технологическими установками дожимной насосной станцией или блоком кустовой насосной станции.*

В последние годы ТВО совмещают с существующими технологическими установками ДНС (дожимные насосные станции) или БКНС (блок кустовой насосной станции). С одной стороны, совмещение ТВО на одной площадке с технологическими установками уменьшает объем их обслуживания, позволяет использовать общую подводимую электроэнергию, тепло, ремонтное оборудование и т.д., с другой – свести до минимума протяженность трубопроводов от ТВО до БКНС.

В качестве примера приведем методику проектирования ТВО-20 для девонской и угленосной нефтей, которая была размещена на площадке БКНС-20 Управления по добыче нефти и газа (УДНГ «Туймазанефть»).

На площадку ТВО-20 поступают девонская и угленосная нефти Цеха по добыче нефти и газа (ЦДНГ) №-5.

Общее количество, поступающее на установку:

	угленосная	девонская
- жидкости, м <sup>3</sup> /сут	3366	3850
- нефти, т/сут	340	370
- газа, м <sup>3</sup> /сут	3500	21560

Общее количество попутно добываемых угленосных вод составляет 2947 м<sup>3</sup>/сут, девонских вод - 3381 м<sup>3</sup>/сут.

Физико-химические свойства девонской и угленосной нефтей, пластовых вод и реагента приведены в таблицах 1 – 4.

Таблица 1

## Физико-химические свойства угленосной нефти

№№ Коллекторов	Плотность, т/м <sup>3</sup>	Вязкость, Сст	Содержание, % вес				
			Мех. примеси	Сера общ.	Асфальтены	Парафины	Смолы силикагел
244	0,881	41,6	0,034	2,6	4,39	4,16	10,6
1780	0,887	47,3	0,041	3,0	3,92	4,59	13,23
2423	0,907	65,6	0,027	3,1	4,83	2,14	13,28

Таблица 2

## Физико-химические свойства попутно добываемых угленосных вод

Плотн. г/см <sup>3</sup>	рН	Состав воды, мг/л								
		Fe общ.	КВЧ	H <sub>2</sub> S	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup>
1,083	6,8	4,2	184	36	58149	313	1,71	6411	1823	2613

Примечание:

Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	1074,3
рН	6,8
Массовая доля железа, мг/л	25,9
Массовая доля H <sub>2</sub> S, мг/л	9,80

Таблица 3

## Физико-химические свойства попутно добываемых девонских вод

Состав воды, % вес					Состав воды, мг/л					
Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	K <sup>+</sup> + Na <sup>+</sup>
7,4305	0,0113	0,1289	1,0678	0,2122	80244	123	1402	11618	2309	32022

Таблица 4

## Физико-химические свойства девонской нефти

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	845
Вязкость кинематическая при 20°C	мм <sup>2</sup> /с	9,6
Содержание:	% масс	
воды		5,0
серы		1,7
парафина		4,37
смола		9,71
асфальтена		2,51
сероводорода		0,006
мехпримеси		0,042
солей	мг/л	1960
Температура вспышки	°С	минус 16
Начало кипения	°С	40
Фракционный состав до 200°C	%	32
до 300°C		49

Примечание:

Плотность по ГОСТ 3900-85, кг/м<sup>3</sup> 1,0903

pH 5,8

Массовая доля железа, мг/л 49

Массовая доля H<sub>2</sub>S, мг/л 0,35

На основании опыта эксплуатации ТВО допустимых норм существующих ОСТ были установлены технологические требования на проектирование установок:

- отбор воды – не менее 90% от содержания на входе;
- содержание нефти в воде – не более 50 мг/л;
- содержание мехпримесей в воде – не более 50 мг/л;
- содержание капельной жидкости в газе – не более 50 мг/ м<sup>3</sup>;
- время пребывания смеси в аппарате – не менее 1 часа.

В настоящее время в системах сбора Туймазинского месторождения имеют еще место случаи смешения пластовых вод различных горизонтов.

Присутствие ионов железа в девонской воде и сероводорода в угленосной приводит к образованию сульфида железа, присутствие которого значительно осложняет процесс подготовки товарных нефтей и усиливает коррозию оборудования системы ППД.

Учитывая это, было принято решение, что система сбора должна быть раздельной, и соответственно, сброс воды должен производиться в двух автономных ТВО. Более того, для закачки сбрасываемых вод в систему поддержания пластового давления должны быть спроектированы также две автономные блочные кустовые насосные станции для девонской БКНС-20Д и угленосной БКНС-20С систем.

В подводящих к ТВО успокоительных коллекторах должна быть предусмотрена дополнительная подача деэмульгатора той же композиции, что и на промысле, на случай срывов режимов деэмульсации в системах сбора.

В состав оборудования ТВО должны входить также буферные емкости для более тонкой очистки нефти от пластовой воды, а также газосепараторы для улавливания капельной жидкости из газа.

После анализа системы сбора продукции скважин, исходя из указанных требований Башнефтепроектом, был выполнен проект установки путевого сброса пластовой воды из девонской и угленосной нефтей (рис. 1).

В состав установки входят: трубные водоотделители и ТВО-20Д и ТВО-20С газосепараторы, буферы нефтяные, блоки дозирования реагента (ингибитора коррозии) типа БР-2,5 и насосы нефтяные типа НБ-125 для откачки частично обезвоженной нефти на Установку комплексной подготовки нефти (УКПН) №4 для постоянной перекачки и ЦНС-60-330 для периодической перекачки частично обезвоженной нефти при переполнении буфера нефтяного или при перекачке всей жидкости в случае аварии или ремонте системы поддержания пластового давления (ППД).

Установка путевого сброса воды работает следующим образом.

Газожидкостная эмульсия с девонских и угленосных горизонтов поступает в успокоительные коллекторы соответственно в УК-Д и УК-С, туда же подается деэмульгатор.

После отбора газа в УК продукции скважин расслаиваются на газожидкостную смесь и пластовую воду, которые поступают в наклонные трубные водоотделители ТВО-Д и ТВО-С.

В ТВО производится регулирование уровня раздела фаз «нефть-газ», дистанционный замер уровней и идентификация среды (нефть-пластовая вода,

нефть-газ) датчиками, а также дистанционный и местный контроль давления газа. Также осуществляются контроль и сигнализация верхнего и нижнего аварийных уровней нефти. Производится контроль и сигнализация уровней воды. Предусматривается возможность отключения основных насосных агрегатов по нижнему уровню пластовой воды в ТВО-Д, ТВО-С.

Пластовая вода из ТВО-Д, ТВО-С направляется на утилизацию в системе ППД на БКНС-20Д и БКНС-20С. По нижнему аварийному уровню в ТВО предусмотрено отключение насосов БКНС.

Частично обезвоженная нефть из ТВО-Д, ТВО-С поступает в буферную нефтяную емкость БН-Д и БН-С. В буферных емкостях осуществляется местный контроль температуры и давления, дистанционный контроль давления, сигнализация аварийного повышения давления, дистанционный контроль и регулирование уровня и сигнализация верхнего и нижнего уровней.

Частично обезвоженная и разгазированная нефть далее через фильтры поступает на прием насосов, которые могут работать постоянно или периодически.

Попутный газ из УК-Д и УК-С, ТВО-Д, ТВО-С отдельно поступает в БН-Д и БН-С, далее в сепараторы ГС-Д и ГС-С, где газ отбирается от капельной жидкости и направляется по общему коллектору на компрессорную станцию.

Давление в газосепараторах (также в буферных емкостях) поддерживается регуляторами давления прямого действия, установленными на выходе газа из ГС-Д и ГС-С.

Пластовая вода девонских и угленосных горизонтов, сбрасываемых из ТВО-Д и ТВО-С, отдельно закачиваются в продуктивные девонские и угленосные пласты.

Пластовые воды девонских и угленосных горизонтов из ТВО-Д и ТВО-С поступают соответственно на БКНС-20Д и БКНС-20С, на всас насосов ЦНС и, далее, через блоки гребенок БГ-Д и БГ-С в нагнетательные скважины.

Таким образом, разработана и реализована технология предупреждения образования стабилизатора эмульсий-сульфида железа при добыче продукции различных нефтяных горизонтов в пределах одного месторождения.

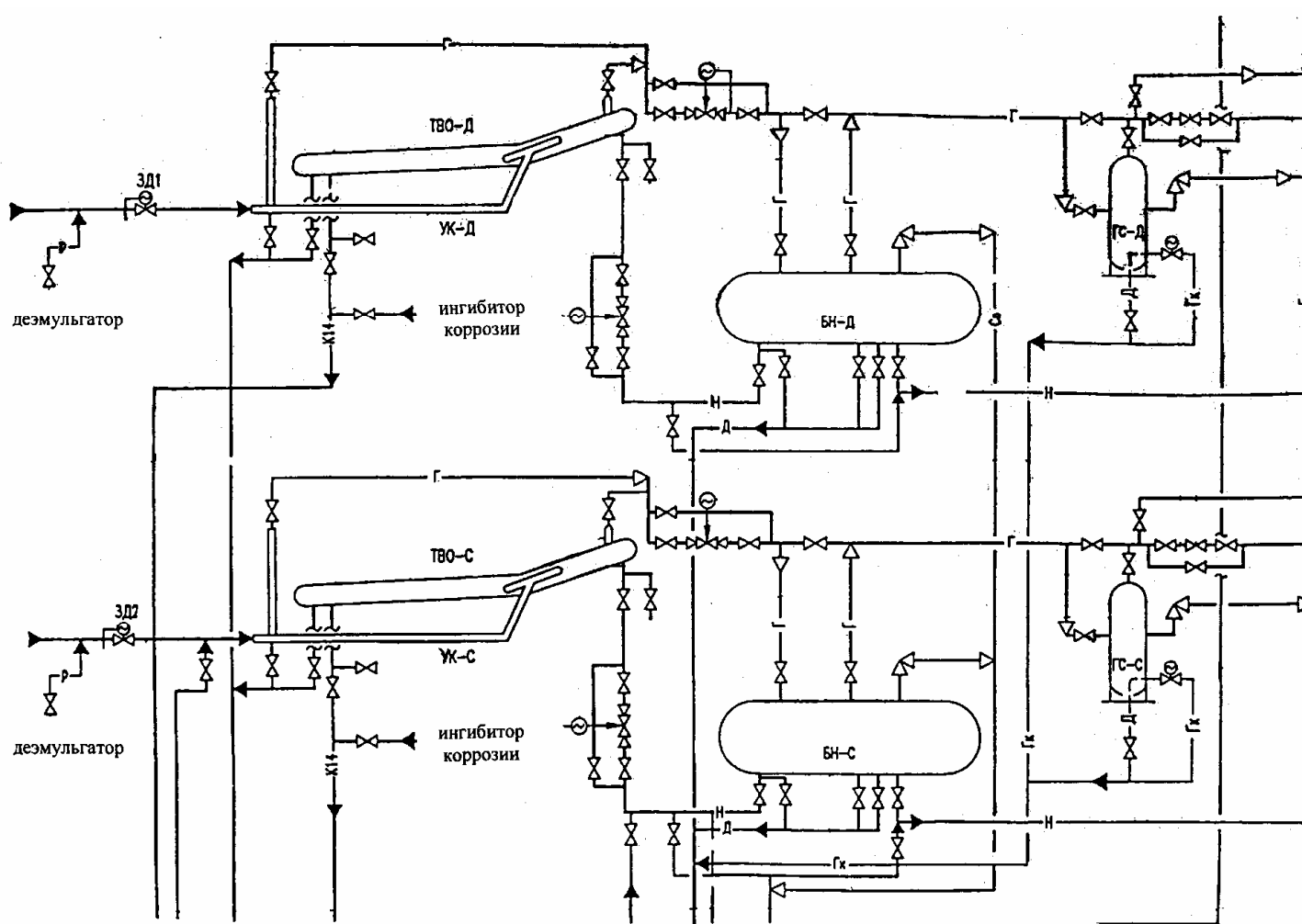


Рисунок 1. Принципиальная технологическая схема установки раннего путевого сброса ТВО-20