

## Опыт эксплуатации электрокоалесценторов с перфорированным экраном для обессоливания нефти

В. Н. ШВЕЦОВ, А. А. ЮНУСОВ  
(КГПИ),  
Т. М. ЗАРИПОВ, Ф. Н. НУРГАЛИЕВ  
(«Татнефть»),  
Ш. Ш. НИГМАТУЛЛИН, Р. К. КАЮМОВ  
(«Джалильнефть»)

Казанским государственным педагогическим институтом совместно с объединением «Татнефть», ВНИИнефтемашем разработан электрокоалесцентор с перфорированным экраном (ЭКПЭ) для разрушения водонефтяных эмульсий в электрическом поле (а. с. 827111). Конструкция его показана на рис. 1. Аппарат состоит из корпуса 6 диаметром 219 мм, являющегося внешним заземленным электродом; центрального высокопотенциального электрода 4 диаметром 12 мм; перфорированного фторопластового экрана 5 диаметром 100 мм со стенкой толщиной 7 мм и заглушкой в нижней части; проходного изолятора 2; крестовины 1, заполненной трансформаторным маслом для изоляции и взрывозащиты узла ввода высокого напряжения, и патрубков ввода и вывода нефти 3, 7. Диаметр органических областей обработки эмульсии составляет 1,5 мм.

Электрокоалесцентор реализует два способа электродеэмульсации нефти (а. с. 678843; 1158212), основанных на разделении и ограничении областей обработки перфорированным диэлектрическим экраном и обработке нефтяной эмульсии в режиме постепенного снижения напряженности электрического поля. Это позволяет устранять межэлектродные пробои, повышать равномерность и эффективность обработки, управлять процессом электродеэмульсации нефти. Кроме того, ЭКПЭ имеют дополнительные преимуще-

ства перед электродегидраторами за счет возможности совмещения их в блок для изменения общей пропускной способности, использования с целью интенсификации процесса перед имеющимися отстойными аппаратами на уже оборудованных нефтяных промыслах, удобства обслуживания, ремонта и автоматизации. Электрокоалесценторы ЭКПЭ-240 и ЭКПЭ-720 производительностью соответственно 240 и 720 м<sup>3</sup> нефти/сут прошли промышленные испытания в режиме обессоливания девонской, угленосной нефти и смеси нефтей в НГДУ «Альметьевнефть», «Прикамнефть», «Елховнефть». Электрокоалесценторы ЭКПЭ-1500 прошли межведомственные испытания, внедрены и длительно эксплуатируются на угленосной высокосернистой нефти в НГДУ «Джалильнефть». Краткие физико-химические характеристики исследованных нефтей приведены в табл. 1.

Технологические схемы установок подготовки нефти (УПН), на которых проводили опытную эксплуатацию

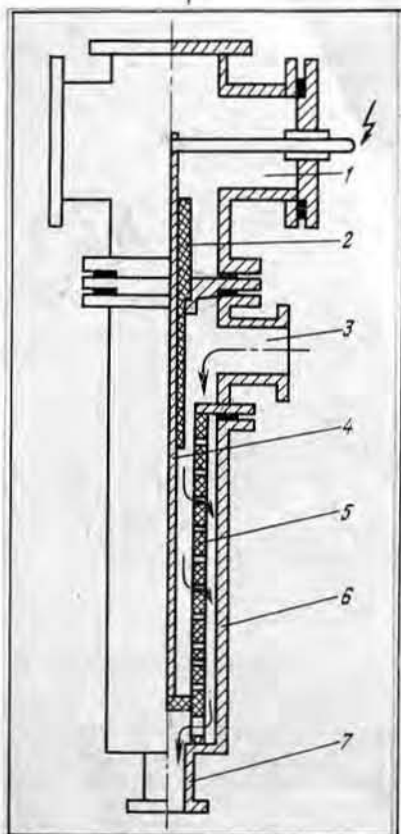


Рис. 1. Конструкция коалесцентора с перфорированным экраном

ЭКПЭ, принципиально не отличались и на ступени обессоливания включали последовательно установленные устройство для подачи промывочной воды, аппараты ЭКПЭ и отстойник ступени обессоливания. Средние технологические параметры процесса обессоливания нефти с применением электрокоалесценторов ЭКПЭ на различных установках приведены в табл. 2.

При проведении испытаний в НГДУ «Прикамнефть» технологический режим работы УПН характеризовался высокой нестабильностью в связи с резкими изменениями поступления нефти с месторождения. В периоды испытаний, когда все технологические и электрические параметры процесса поддерживались постоянными, достигалось более глубокое обезвоживание (до 0,5 % воды и 800 мг/л солей) и обессоливание (до требований I группы качества по ГОСТ 9965—76) нефти. До начала использования ЭКПЭ с данной УПН сдавали нефть по III группе качества с содержанием солей до 1800 мг/л.

ПО «Бугульманефтемаш» изготовило несколько электрокоалесценторов ЭКПЭ-1500 опытной серии установок ЭКУ-3000 производительностью 1500 и 3000 м<sup>3</sup> нефти. Они были смонтированы на установке подготовки высокосернистой нефти (УПВН) в НГДУ «Джа-

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти	НГДУ			
	«Альметьев-нефть»	«Прикамнефть»	«Елхов-нефть»	«Джалиль-нефть»
	Нефть девонская	Нефть угленосная до 15% девонской	Нефть девонская	Нефть угленосная
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	860	906	869	892—899
Вязкость при температуре 20 °С, мм <sup>2</sup> /с	13,6	80	18,4	45
Массовая доля, %:				
асфальтенов	4,2	3,2	4,4	6
смола	9,9	17,5	4,6	20,1
парафина	4,1	2,0	4,2	3,1
серы	1,96	2,88	2,4	3,74

лильнефть». Выбор этой УПВН в качестве объекта приемочных испытаний и внедрения электрокоалесценторов ЭКПЭ-1500 был обусловлен тем, что существующая на ней технология подготовки нефти, несмотря на применение электродегидраторов ЭК-160, не обеспечивала получение обессоленной нефти I группы качества (до 100 мг/л). Причина плохой работы электродегидраторов и другого технического оборудования заключалась в высокой электрической проводимости подготов-

Таблица 2

Технологические параметры процесса обессоливания нефти	НГДУ			
	«Альметьев-нефть»	«Прикамнефть»	«Елховнефть»	«Джалиль-нефть»
Производительность, м <sup>3</sup> /сут	240	1000—1500	1500	3000 [2000]
Давление, МПа	0,3—0,5	0,05—0,2	0,3	0,8
Температура, °С	30—40	50	31	53
Время отстоя, мин	15—30 (60—120)	120—150	20—40	60 [120]
Напряжение, кВ	30	18—22	20—22	16—22
Расход электроэнергии, кВт·ч/м <sup>3</sup>	0,02	<0,04	<0,04	0,06 [0,24]
Расход деэмульгатора, г/т:				
в систему бора	40	Не подавали	40	80
на ступень обезвоживания	Не подавали	30—80	Не подавали	30
на ступень обессоливания	»	Не подавали	»	Не подавали
Содержание в обезвоженной нефти:				
воды, %	0,3	0,8—3,8	0,9	0,3—0,5
солей, мг/л	400	500	216,5	500
Концентрация промывочной воды, %	2,9	4—7	2	3 [5,5]
Содержание в обессоленной нефти:				
воды, %	0,3 (1,7)	0,3	0,25 (0,58)	0,35 [0,5]
солей, мг/л	27 (128)	200	35,3 (130,5)	92 [274]

Примечание. В круглых скобках приведены данные контрольных исследований, в квадратных — работы электродегидраторов ЭГ-160.

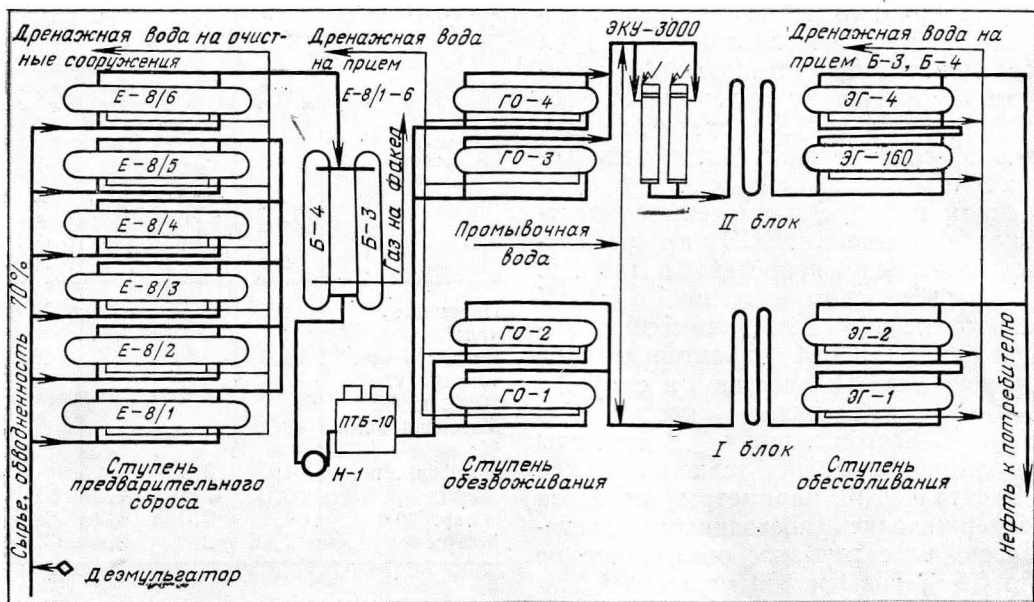


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема установки подготовки высокосернистой нефти с применением аппаратов ЭКПЭ-1500 в НГДУ «Джалильнефть»

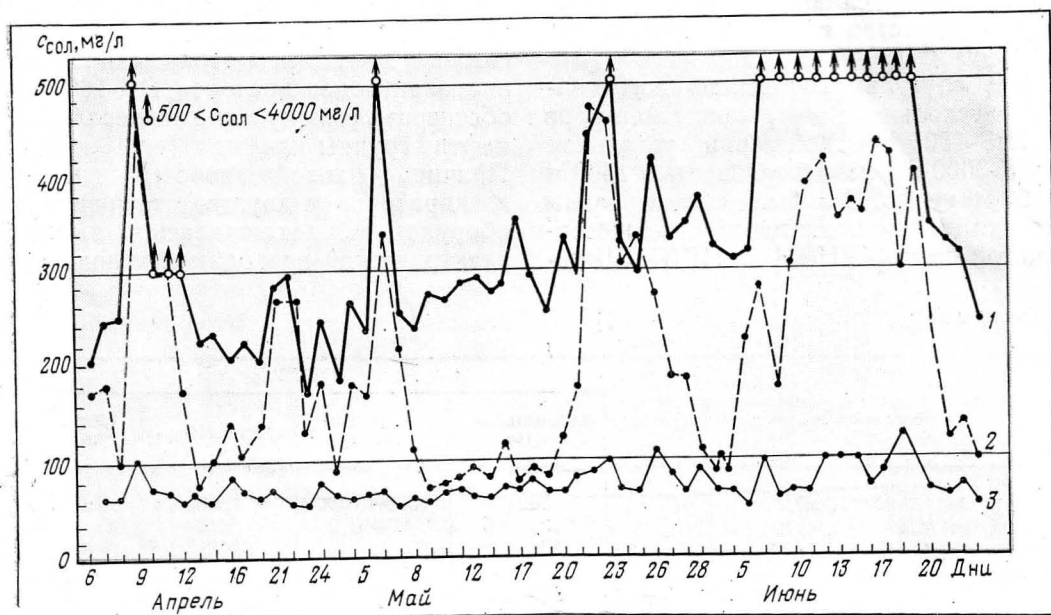


Рис. 3. Результаты эксплуатации электрокоалесцентов ЭКПЭ-1500 в режиме обессоливания нефти в НГДУ «Джалильнефть»:  
1, 2, 3 — содержание солей соответственно в обезвоженной нефти, на выходе I блока с ЭГ-160; на выходе II блока с ЭКПЭ-1500

ливаемой нефти и большом содержании в ней сульфида железа. Принципиальная технологическая схема УПВН с использованием электрокоалесцентов ЭКПЭ-1500 приведена на рис. 2. Высокосернистая нефть обводненностью 65—70 % под давлением насосов ДНС поступает в дегидрататоры Е-8/1, Е-8/2, Е-8/3, Е-8/4, Е-8/5,

Е-8/6 для предварительного сброса пластовой воды при температуре 25—30 °С. Предварительно обезвоженная нефть с содержанием воды до 15 % поступает в буферные емкости Б-3; Б-4, где происходит сепарация нефти. Отсепарированную нефть сырьевыми насосами Н-1 подают в печи ПТБ-10, где она нагревается до температуры 53—

55 °С. Подача реагента доуфакс или сепарол 5084 осуществляется на групповых установках ДНС с расходом до 80 г/т и частично на УПВН с расходом до 30 г/т. Далее нефть двумя параллельными потоками поступает на ступень обезвоживания, состоящую из горизонтальных отстойников типа ГО (ДГФ-200), где происходит ее обезвоживание. Содержание воды в обезвоженной нефти составляет менее 0,5 %, солей — менее 500 мг/л. Обезвоженная нефть поступает на ступень обессоливания, включающую два параллельно работающих блока. Первый состоит из двух включенных последовательно электродегидраторов ЭГ-1 и ЭГ-2 (ЭГ-160) с каплеобразователем. Пресную воду при температуре 50 °С под избыточным давлением 0,4—0,5 МПа подают перед электродегидратором ЭГ-1 из расчета 5—6 % готовой нефти. Второй блок состоит из последовательно установленных электрокоалесцирующей установки ЭКУ-3000 с двумя аппаратами ЭКПЭ-1500, каплеобразователя, горизонтального отстойника объемом 160 м<sup>3</sup> и электродегидратора ЭГ-4 (ЭГ-160). Пресная вода из расчета 3 % подается перед установкой ЭКУ-3000 при температуре 50 °С с избыточным давлением 0,4—0,5 МПа.

В электродегидраторы ЭГ-2 и ЭГ-4 поступает обессоленная нефть с содержанием воды до 0,5 %, и в них происходит лишь дополнительный отстой нефти до 0,3—0,4 %. Обессоленная нефть из обоих потоков идет в насосы готовой нефти для откачки потребителю. Производительность УПВН по готовой нефти составляла около 5000 т/сут. В период испытаний и эксплуатации аппараты ЭКПЭ-1500 установки ЭКУ-3000 обеспечивали получение со второго блока товарной нефти, отвечающей требованиям I группы качества (ГОСТ 9965—76) в различных технологических режимах. Качество нефти с первого блока с электродегидраторами ЭГ-160, несмотря на то, что его производительность была ниже, удовлетворяло лишь требованиям II и III группы. Среднесуточные показатели работы обоих блоков обессоливания приведены на рис. 3. Из него видно, что применение электро-

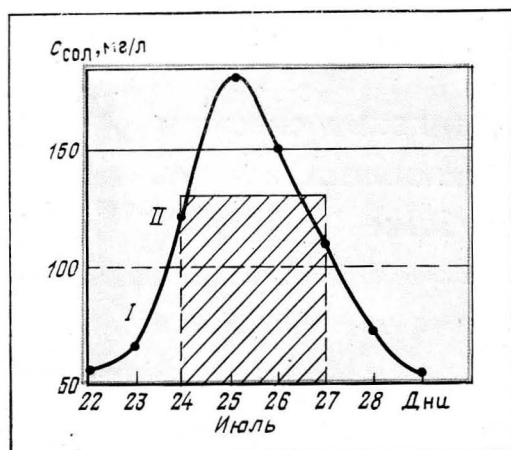


Рис. 4. Содержание солей на выходе блока с ЭКПЭ-1500  $C_{\text{сол}}$  при включенном (22, 23, 28, 29 июля) и отключенном (24—27 июля) электрическом поле (римские цифры соответствуют группе качества нефти)

коалесценторов ЭКПЭ-1500 позволяет стабилизировать процесс и получать обессоленную нефть I группы качества даже при характерных для промышленных условий резких изменениях содержания солей и воды в обезвоженной нефти.

Результаты контрольных экспериментов (рис. 4) показали, что отключение электрического поля в электрокоалесцентах приводит к резкому ухудшению качества обессоленной нефти. Использование электрокоалесценторов с перфорированным экраном ЭКПЭ-1500 позволило за счет интенсификации процесса электродеэмульсации водонефтяных эмульсий улучшить качество подготовки высокосернистой нефти и в 1984—1985 гг. получить фактический экономический эффект 300 тыс. руб.

Таким образом, результаты опытной эксплуатации электрокоалесценторов ЭКПЭ в объединении «Татнефть» показали их эффективность, экономичность, надежность, а также удобство в обслуживании и ремонте. Использование ЭКПЭ для обессоливания нефтей различных горизонтов позволяет получать нефть I группы качества (ГОСТ 9965—76) и экспортной кондиции, а также снижать затраты тепла, расход деэмульгатора, пресной воды, электроэнергии при существенном сокращении времени отстоя нефти.