

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ДВУРЕЧЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА ОСНОВНЫХ ПОТОКОВ

В.С.Ткачёва

Научный руководитель, доцент Е.В.Попок

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ведущим направлением повышения экономической эффективности нефтяных компаний являются энергосбережение и увеличение энергоэффективности за счёт рационализации потребления теплоэнергетических ресурсов, применения энергосберегающих технологий и оборудования. Внедрение рационального использования энергетических ресурсов направлено на полезное расходование энергии, позволяющее снизить ее количество, обеспечивая установленный уровень потребления [2].

В изменяющихся условиях функционирования мировой экономики, постоянного роста тарифов на энергоресурсы, увеличения эксплуатационных издержек нефтяные компании предпринимают дополнительные усилия, чтобы задействовать максимум резервов экономии на всех направлениях деятельности.

Учитывая объёмы производства, повышение энергоэффективности даже на доли процента выливается в десятки и сотни миллионов рублей экономии, обеспечивая конкурентоспособность компании на рынке.

Объектом исследования является установка подготовки нефти (УПН) Двуреченского нефтяного месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК (рис.1).

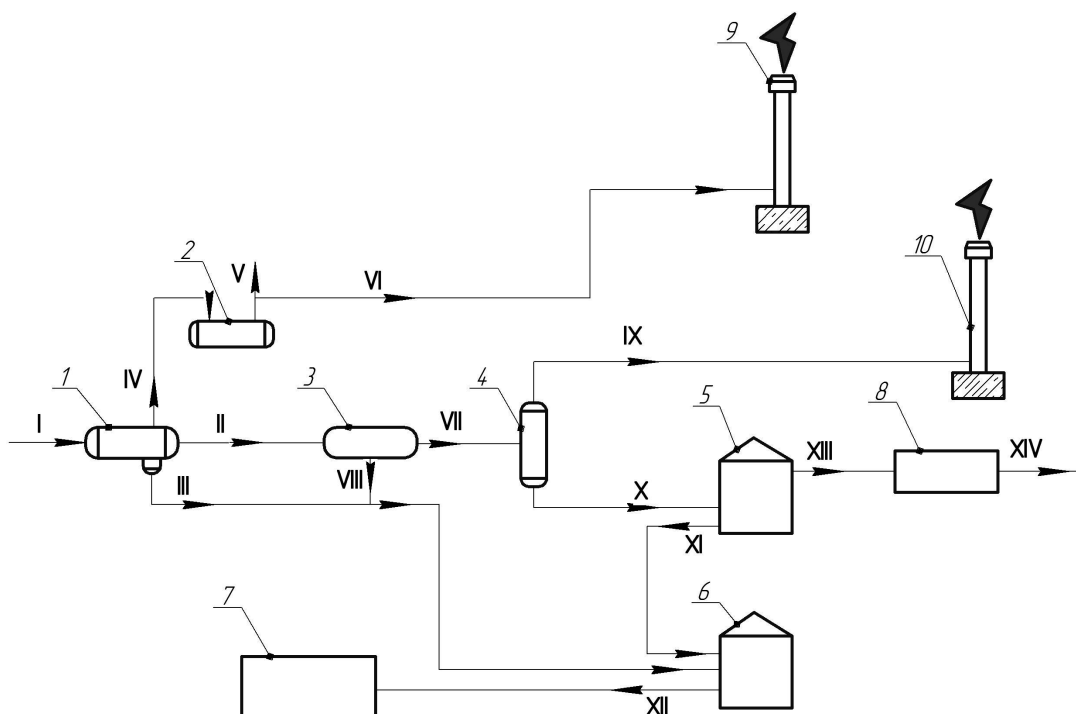


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема УПН Двуреченского нефтяного месторождения:
1 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ); 2 – газосепаратор (ГС); 3 – отстойник нефти (ОН); 4 – концевая сепарационная установка (КСУ); 5 – резервуар вертикальный стальной (РВС) нефти; 6 – РВС воды; 7 – блочно-кустовая насосная станция (БКНС); 8 – узел учёта нефти (УУН); 9 – факел высокого давления (ФВД); 10 – факел низкого давления (ФНД); I – сырьё; II – нефть от сепараторов НГСВ на вход в ОН; III – вода из НГСВ в РВС воды; IV – газ из НГСВ в ГС; V – газ из ГС в газотурбинную электростанцию; VI – газ из ГС на вход в ФВД; VII – нефть из ОН в КСУ; VIII – вода из ОН в РВС воды; IX – газ из КСУ на вход в ФНД; X – нефть из КСУ в РВС нефти; XI – выход воды из РВС нефти в РВС воды; XII – вода из РВС в БКНС; XIII – нефть из РВС на УУН; XIV – нефть на УПН «Пионерный»

Установка обеспечивает непрерывный приём продукции скважин «Двуреченского» и «Западно-Моисеевского» нефтяных месторождений, характеризующаяся высокой обводненностью – 96,6 % масс. и высокой температурой – 80 °С (табл.1). Такие свойства потока позволяют использовать содержащуюся в нефтяной эмульсии воду в качестве теплоносителя для обогрева бытовых помещений данной установки подготовки нефти.

Таблица 1

Характеристика основных потоков УПН Двуреченского нефтяного месторождения

Показатель	Значение
Расход нефтяной эмульсии, кг/ч	775854
Расход нефти, кг/ч	25150
Расход воды, кг/ч	750000
Расход газа, кг/ч	704
Обводнённость, %	96,6
Температура потока, °C	80

Цель работы – расчёт теплообменного аппарата, теплоносителем которого является вода, отделенная являлось уменьшение удельных энергозатрат путём использования в подобранных теплообменных аппаратов

Первым этапом работы был расчёт НГСВ с помощью моделирующей программы Aspen Hysys, произведенный для разделения исходной смеси на основные потоки – газ, нефть и воду, и для определения их расходов (табл.1).

Второй этап работы – расчёт теплообменного аппарата, который производился по методике, приведённой в [1]. Для обеспечения рассчитанной поверхности теплообмена потребуется пять аппаратов, параметры которых приведены в таблице 2.

Таблица 2

Параметры кожухотрубчатого теплообменника [1]

Диаметр кожуха, мм	Диаметр труб, мм	Число ходов	Общее число труб, шт.	Поверхность теплообмена (в м ²) при длине труб, м	Площадь сечения потока, 10 ² м ²		Площадь сечения одного хода по трубам, 10 ² м ²
				6	В вырезе перегородок	Между перегородками	
1200	20x2	4	1580	397	14,5	17,6	7,9

Для достижения наибольшей энергоэффективности теплообменник следует установить после НГСВ (рис.2). Данный выбор размещения аппарата обусловлен тем, что на выходе из сепаратора вода имеет наибольшую тепловую энергию, передаваемую холодному теплоносителю, поэтому не требуется дополнительных энергетических затрат для его нагрева перед подачей в трубопровод. Таким образом, вода из НГСВ III с температурой 80 °C поступает в теплообменник 2, где разделяется на два потока. Поток воды IV, температура которого равна 25 °C, объединившись направляется в БКНС для закачки в нефтяной пласт. Поток воды V с температурой 60 °C, проходя через запорно-регулирующую арматуру и насосы 3, распределяется по трубопроводам в радиаторы отопления 4. Там вода остывает, отдавая тепло материалам отопительной системы, которые передают затем полученную тепловую энергию окружающей среде. Остывший до 15 °C теплоноситель возвращается в теплообменник на циркуляцию.

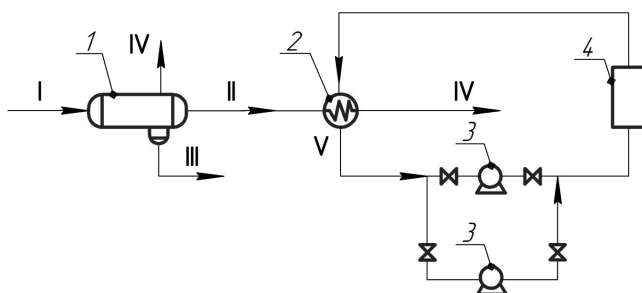


Рис. 2. Технологическая схема УПН Двуреченского месторождения с теплообменным аппаратом:

1 – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ); 2 – кожухотрубный теплообменник; 3 – насос; 4 – радиатор отопления; I – сырье; II – вода; III – нефть; IV – газ; V – вода в радиаторы отопления; VI – вода в блочно-кустовую насосную станцию (БКНС)

В результате, для обогрева бытовых помещений установки подготовки нефти Двуреченского месторождения теплом основных потоков потребуются капиталовложения на покупку следующего оборудования:

- пять теплообменных аппаратов для обеспечения рассчитанной поверхности теплообмена;
- запорно-регулирующая арматура, для управления потока в трубопроводных системах;
- два одноступенчатых центробежных насоса для перекачки воды;
- радиаторы отопления;
- трубная обвязка и трубопроводы.

Таким образом, в дальнейшем необходимо произвести технико-экономические расчёты для определения энергоэффективности и окупаемости внедрения данной системы регенерации тепла с использованием основных потоков.

Литература

1. Риффель В.Р., Чернышов В.В., Сухов Г.В. Проектирование кожухотрубчатого теплообменника: пособие по проектированию. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 84 с.
2. Сергеев Н.Н. Теоретические аспекты энергосбережения и повышения энергетической эффективности промышленных предприятий // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Экономика. – 2013. – № 1. – С. 29-36.