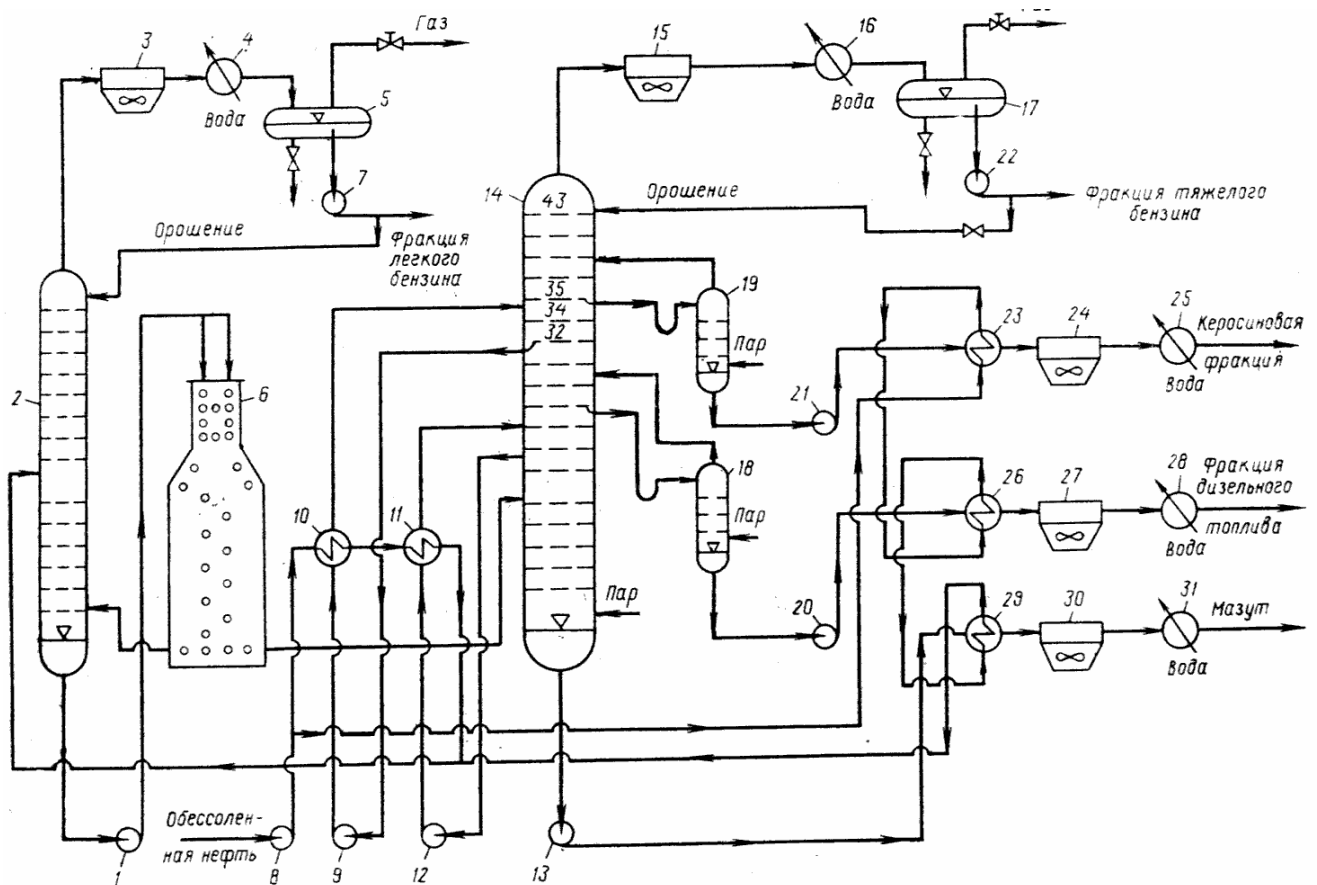


1 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УСТАНОВКИ

На первичных нефтеперегонных установках нефть или смесь нефтей обычно разделяется на четыре дистиллятные фракции и остаток — мазут. Побочным продуктом является смесь углеводородных газов, часто содержащая сероводород, который образуется из нестойких соединений серы при нагреве нефти.

Установка, схема которой представлена на рисунке 1.1, двухколонная (по числу основных колонн: первая — простая, вторая — сложная, без учета внешних отпарных колонн) с двукратным испарением сырья.



1, 7, 8, 9, 12, 13, 20, 21, 22 — насосы; 2, 14 — ректификационные колонны; 3, 15, 24, 27, 30 — аппараты воздушного охлаждения; 4, 16, 25, 28, 31 — холодильники; 10, 11, 23, 26, 29 — теплообменники; 5, 17 — газосепараторы-водоотделители; 6 — трубчатая печь; 18, 19 — отпарные колонны

Рисунок 1.1 — Технологическая схема установки первичной перегонки нефти

денсаты. Жидкая бензиновая фракция из газосепаратора 17 (или дополнительного водоотделителя, не показанного на схеме) забирается насосом 22 и подается в секцию вторичной перегонки. Часть бензина этим же насосом возвращается в колонну 14, на ее верхнюю тарелку, как орошение.

Фракции 140 – 240 и 240 – 350 °С (или 140 – 220 и 220 – 350 °С) выводятся из отпарных колонн 18 и 19, прокачиваются с помощью насосов 20 и 21 и охлаждаются в последовательно соединенных аппаратах. Первая – керосиновая фракция – в теплообменнике 23, аппарате воздушного охлаждения 24 и водяном кожухотрубном холодильнике 25; вторая – фракция дизельного топлива – в теплообменнике 26, холодильнике 27 и водяном холодильнике 28.

Под нижние тарелки отпарных колонн вводится перегретый водяной пар.

Тяжелый неиспаренный остаток нефти в смеси с жидкостью, стекающей с последней тарелки концентрационной секции колонны 14, проходя нижние шесть тарелок в колонне, продувается перегретым водяным паром. Мазут, освобожденный в значительной мере от низкокипящих фракций, с низа колонны 14 направляется насосом 13 через теплообменник 29 и холодильники 30 и 31 в резервуар. В колонне 14 имеются два циркуляционных орошения, тепло которых отдается нефти в теплообменниках 10 и 11.

продуктов не превышала высоты бруса скребкового транспортера (100 мм), но не реже одного раза в смену. Перфорированная перегородка 2 предназначена для равномерного распределения потока по сечению аппарата, а глухая перегородка б — для отделения слоя чистой воды от зоны отстаивания. Нефтеловушка оборудована нефтесборными трубами 5 с ручным приводом. Удаление осадка из приемка осуществляется гидроэлеватором 8 или через донные клапаны. Подача воды в гидроэлеватор и отвод осадка регулируются задвижками 9 с электроприводом. В каждую секцию сточная вода подводится независимо от других. Применяются нефтеловушки нескольких типов, различающихся пропускной способностью одной секции: 18, 36, 54, 81 и 198 м³/ч. Средняя скорость движения сточных вод в нефтеловушке 5 мм/ч.

Для повышения эффективности механической очистки нефтесодержащих сточных вод, сокращения занимаемой площади и снижения капитальных затрат целесообразно применение многополочных нефтеловушек. В такой нефтеловушке пространство внутри скребкового транспортера заполнено полочными блоками, образованными из наклонных параллельных пластин, расположенных вдоль течения жидкости. Расстояние между смежными пластинами составляет 50÷70 мм, угол наклона к горизонту 45° и выше, что определяется условиями нормального сползания осадка с пластин.

Уменьшение высоты слоя отстаивания в многополочных нефтеловушках позволяет сократить продолжительность отстаивания нефтепродуктов, выделившихся из сточных вод, а также замедлить турбулентное перемешивание рабочего потока конвекционными и плотностными токами, вследствие чего повышается эффективность очистки.

В настоящее время многополочные нефтеловушки могут быть рекомендованы для очистки нефтесодержащих сточных вод от светлых нефтепродуктов, не имеющих в своем составе высоковязких загрязнений (тяжелая нефть, смолы, мазут, парафин), которые налипают на поверхности пластин полочных блоков, что затрудняет работу аппарата.

В конструкции, представленной на рисунке 2.2 применена новая система распределения сточной воды, коаксиально-козырьковый водораспределитель 1, позволяющий в значительной степени повысить коэффициент использования объема сооружения. Эмульсия движется в радиальном направлении от центра к периферии с постоянно уменьшающейся скоростью. Для удаления с поверхности воды всплывших нефти и нефтепродуктов и образовавшегося на дне осадка нефтеловушка оборудована вращающейся фермой 5, установленной радиально, с нефтесборными 9 и донными 4 скребками. Нефтесборные скребки 9 поддерживаются в вертикальном положении противовесом 15 и с помощью шарнира 14 соединяются с вращающейся фермой. Верхняя кромка нефтесборных скребков выступает над поверхностью жидкости и при движении скребков перемещает пленку нефти или нефтепродукта к нефтесборному желобу 12. Для облегчения удаления собранной нефти или нефтепродукта над нефтесборным желобом расположен трубопровод 13 с брызгальными насадками. Выпавший нефтешлам сгребается к центральному приемку 3, из которого откачивается насосом в шламонакопитель.

Нефтеловушки этого типа запроектированы диаметром 24 и 30 м. Расчетная пропускная способность нефтеловушки диаметром 30 м составляет 1100 м³/ч. При использовании радиальных нефтеловушек обеспечивается значительная экономия капитальных и эксплуатационных затрат, улучшается качество очистки сточных вод и упрощается работа эксплуатационного персонала.

2.3 Отстойники.

В горизонтальном отстойнике для эмульсий, схема которого представлена на рисунке 2.3, обе жидкости после разделения могут быть выведены из аппарата, поэтому отстойник работает непрерывно.

Перфорированная перегородка 2 равномерно распределяет поток по сечению отстойника и предотвращает возмущение жидкости в отстойнике струей эмульсии, поступающей в аппарат.

Уровень раздела легкой и тяжелой жидкости поддерживается регулятором уровня или гидравлическим затвором.

					КП ПАХТ МЗ-992 ТМДГ 00.00.00 ПЗ	14
		N				

3 ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОЧИХ ВЕЩЕСТВ

Нефть – горючая маслянистая жидкость со специфическим запахом, распространённая в осадочной оболочке Земли, являющаяся важнейшим полезным ископаемым. Образуется вместе с газообразными углеводородами обычно на глубинах более 1,2-2 км. Вблизи земной поверхности нефть преобразуется в густую маальту, полутвёрдый асфальт и др.

Нефть состоит из различных углеводородов (алканов, циклоалканов, аренов - ароматических углеводородов - и их гибридов) и соединений, содержащих, помимо углерода и водорода, гетероатомы - кислород, серу и азот.

Нефть сильно варьируется по цвету (от светло-коричневой, почти бесцветной, до темно-бурой, почти чёрной) и по плотности - от весьма лёгкой (0,65-0,70 г/см³) до весьма тяжёлой (0,98-1,05 г/см³). Пластовая нефть, находящаяся в залежах на значительной глубине, в различной степени насыщена газообразными углеводородами. По химическому составу нефти также разнообразны.

Самотлорское месторождение было открыто в 1965 г, расположено в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне. Средняя глубина отложений 2000 м; геологический возраст месторождения – нижний меловый период. Плотность нефти 850 кг/м³.

Вода. Простейшее устойчивое в обычных условиях химическое соединение водорода с кислородом (11,19% водорода и 88,81% кислорода по массе), молекулярная масса 18,0160; бесцветная жидкость без запаха и вкуса (в толстых слоях имеет голубоватый цвет). Воде принадлежит важнейшая роль в геологической истории Земли и возникновении жизни, в формировании физической и химической среды, климата и погоды на нашей планете. Без воды невозможно существование живых организмов. Вода - обязательный компонент практически всех технологических процессов - как сельскохозяйственного, так и промышленного производства. Нетоксична, невзрывоопасна. Проявляет коррозионные свойства по отношению к углеродистым сталям.

					КП ПАХТ МЗ-992 ТМДГ 00.00.00 ПЗ	
						16
		N				

4.2 Определение скорости осаждения капель воды

Схема к расчету термодегидратора приведена на рисунке 4.1

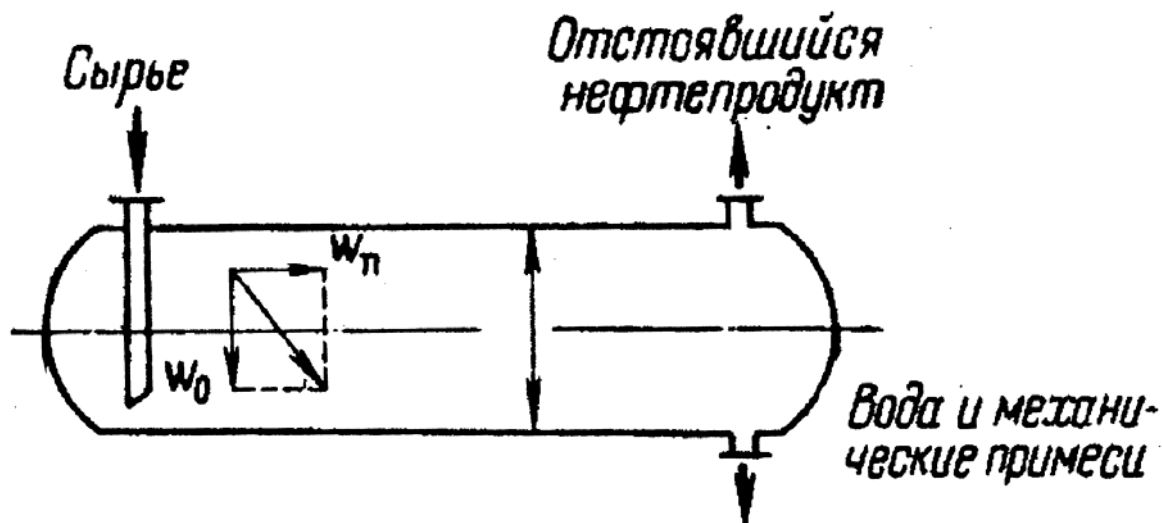


Рисунок 4.1 – Схема к расчету термодегидратора

Скорость осаждения капель воды в рассчитываем с учетом вязкости диспергированной фазы по формуле [1, формула VIII.15]

$$\omega_0 = \frac{g d_k^2 (\rho_v - \rho_n)}{18 \mu_n} \frac{3 (\mu_n + \mu_v)}{3\mu_n + 2\mu_v}$$

где g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

ρ_v – плотность воды при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$;

ρ_n – плотность отстаиваемой фракции нефти при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$;

μ_v – динамическая вязкость воды при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$;

μ_n – динамическая вязкость отстаиваемой фракции нефти при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$;

Плотность воды при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ вычислим интерполированием справочных данных при $100 \text{ }^\circ\text{C}$ и $120 \text{ }^\circ\text{C}$ [3, прил. I]:

$$\rho_v = \frac{\rho_v(100) + \rho_v(120)}{2} = \frac{958 + 943}{2} = 951,5 \text{ кг/м}^3.$$

Динамическая воды при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ также рассчитаем интерполированием справочных данных при $100 \text{ }^\circ\text{C}$ и $120 \text{ }^\circ\text{C}$ [3, прил. II]:

$$\rho_{277}^{293} = \frac{\rho_{293}}{\rho_{в(4)}} = \frac{851,6}{1000} = 0,8516$$

Значение температурной поправки для $\rho_{277}^{293} = 0,8516$ определим по таблице [1, табл. I.1] для интервала $0,850 \div 0,860$)

$$\alpha = 0,00070$$

Соответственно относительная плотность

$$\rho_{288}^{288} = 0,8516 + 5 \times 0,00070 = 0,8551$$

Тогда коэффициенты для расчета плотности при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$

$$\lg (A \times 10^5) = 1,09 + \frac{0,70}{0,8551} = 1,909$$

$$A \times 10^5 = 10^{1,909} = 81,10$$

$$A = 8,110 \times 10^{-4}$$

$$\lg (B \times 10^8) = \frac{2,10}{0,8551} - 0,69 = 1,766$$

$$B \times 10^8 = 10^{1,766} = 58,34$$

$$B = 5,834 \times 10^{-7}$$

$$\beta = 8,110 \times 10^{-4} + 2 \times 5,834 \times 10^{-7} \times (383 - 288) = 9,218 \times 10^{-4} \text{ K}^{-1}$$

Плотность фракции нефти при температуре процесса отстаивания

$$\rho_{н} = \frac{851,6}{1 + 9,218 \times 10^{-4} (383 - 273)} = 773,2 \text{ кг/м}^3$$

Динамическая вязкость фракции нефти при температуре $t = 110 \text{ }^\circ\text{C}$ (383 К) можно определить по формуле [1, формула I.88]

$$\lg \frac{\nu_1}{\nu_2} = n \lg \frac{T_2 - T_0}{T_1 - T_0}$$

где ν_1 – кинематическая вязкость нефтепродукта при температуре T_1 ;

ν_2 – кинематическая вязкость нефтепродукта при температуре T_2 .

n – коэффициент, определяемый по формуле

4.3 Расчет материального баланса термодегидрататора

Материальный баланс термодегидрататора описывается следующим соотношением

$$G = G_H + G_B$$

где G_H – массовый расход отстоявшегося нефтепродукта, кг/м³;

G_B – массовый расход воды, кг/м³.

По условию массовый расход исходной смеси

$$G = 3\,000\,000 \text{ т/год} = 95,0663 \text{ кг/с}$$

Согласно заданию на проектирование массовая доля воды $X = 1\%$. Тогда расход воды

$$G_B = 0,01 \times G = 0,01 \times 3\,000\,000 = 30\,000 \text{ т/год} = 0,9507 \text{ кг/с}$$

Тогда расход отстоявшегося нефтепродукта

$$G_H = G - G_B = 3\,000\,000 - 30\,000 = 2\,970\,000 \text{ т/год} = 94,1156 \text{ кг/с}$$

Определим объемные расходы компонентов. Объемный расход исходного сырья

$$V = \frac{G}{\rho}$$

где ρ – плотность сырья, рассчитываемая по формуле

$$\frac{1}{\rho} = \frac{1-X}{\rho_H} + \frac{X}{\rho_B} = \frac{1-0,01}{773,2} + \frac{0,01}{951,5} = 0,001290$$

$$\rho = 774,7 \text{ кг/м}^3$$

Соответственно

$$V = \frac{95,0663}{774,7} = 0,1227 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объемный расход отстоявшегося нефтепродукта

$$V_H = \frac{G_H}{\rho_H} = \frac{94,1156}{773,2} = 0,1217 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объемный расход воды

$$V_B = \frac{G_B}{\rho_B} = \frac{0,9507}{951,5} = 0,0010 \times 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} = 1,0 \text{ л/с}$$

Проверка

					КП ПАХТ МЗ-992 ТМДГ 00.00.00 ПЗ	22
		N				

$$\omega_{\text{п}} = \frac{V}{S} = \frac{4V}{\pi D^2}$$

где V – объемный расход среды, $\text{м}^3/\text{с}$.

После подстановки получим

$$\frac{D}{\omega_0} = \frac{\pi L D^2}{4V}$$

Необходимо задаться отношением длины емкости к ее диаметру. Принимаем

$$L / D = 5$$

$$L = 5D$$

Тогда после подстановки и преобразований получим

$$\frac{1}{\omega_0} = \frac{\pi 5 D^2}{4V}$$

Из этой формулы диаметр отстойника

$$D = \sqrt{\frac{4 V}{5 \pi \omega_0}} = \sqrt{\frac{4 \times 0,1227}{5 \times 3,14 \times 4,190 \times 10^{-3}}} = 2,730 \text{ м}$$

Принимаем стандартное значение

$$D = 2,8 \text{ м}$$

Тогда расстояние от штуцера ввода смеси до штуцера вывода нефтепродукта

$$L = 5 \times 2,8 = 14 \text{ м}$$

Время оседания капель воды

$$\tau_o = \frac{2,8}{4,190 \times 10^{-3}} = 668 \text{ с}$$

Скорость перемещения среды

$$\omega_{\text{п}} = \frac{4 \times 0,1227}{3,14 \times 2,8^2} = 0,01998 \text{ м/с} = 19,92 \text{ мм/с}$$

Время перемещения среды

$$\tau_{\text{п}} = \frac{14}{0,01992} = 703 \text{ с}$$

Проверка условия оседания частиц

$$668 < 703$$

Условие выполняется.

$$\omega_2 = \frac{4 V_H}{\pi D_2^2} = \frac{4 \times 0,1217}{3,14 \times 0,250^2} = 2,48 \text{ м/с}$$

Для штуцера вывода воды движение среды осуществляется самотеком с регулирующим клапаном, поэтому рекомендуемая скорость движения для маловязких жидкостей согласно [4, стр. 16]

$$\omega = 0,5 \div 1,0 \text{ м/с}$$

Принимаем

$$w_3 = 0,5 \text{ м/с}$$

Тогда расчетный диаметр штуцера вывода воды

$$D_3 = \sqrt{\frac{4 V_B}{\pi \omega_3}} = \sqrt{\frac{4 \times 0,0010}{3,14 \times 0,5}} = 0,065 \text{ м}$$

Принимаем стандартное значение

$$D_3 = 0,050 \text{ м.}$$

Тогда действительная скорость движения сырья в штуцере

$$\omega_3 = \frac{4 V_B}{\pi D_3^2} = \frac{4 \times 0,0010}{3,14 \times 0,050^2} = 0,51 \text{ м/с}$$

Сведем результаты расчетов штуцеров в таблицу.

Таблица 4.3 – Результаты расчета основных штуцеров термодегидратора

Наименование штуцера	Объемный расход, м ³ /с	Принятая скорость, м/с	Расчетный диаметр, м	Принятый диаметр, м	Действительная скорость, м/с
Ввод сырья	0,1227	2	0,279	0,250	2,50
Вывод отстоявшегося нефтепродукта	0,1217	2	0,278	0,250	2,48
Вывод воды	0,0010	0,5	0,065	0,050	0,51

$$\omega = \frac{0,1217}{0,08042} = 1,51 \text{ м/с}$$

Определим критерий Рейнольдса для среды в трубопроводе

$$Re = \frac{\omega d}{\nu_H}$$

где $\nu_H = 2,015 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – кинематический коэффициент вязкости для нефтепродукта при 110° С (из предыдущих расчетов). Соответственно

$$Re = \frac{1,51 \times (0,330 - 2 \times 0,005)}{2,015 \times 10^{-6}} = 240801$$

Режим движения предположительно автомодельный [4, стр. 14]. Коэффициент трения трубы для такого режима движения [4, формула 1.7]

$$\lambda = 0,11e^{0,25}$$

где $e = \Delta / d$ – относительная шероховатость трубы;

Δ – абсолютная шероховатость трубы.

Принимаем стальные новые трубы, для которых абсолютная шероховатость [1, стр. 14]

$$\Delta = 0,08 \text{ мм}$$

Тогда значение относительной шероховатости

$$e = 0,08 / 330 = 2,424 \times 10^{-4}$$

Проверим режим движения жидкости. Для автомодельного режима движения должно выполняться условие

$$Re > \frac{560}{e} = \frac{560}{2,424 \times 10^{-4}} = 231000$$

$$240801 > 231000$$

Тождество верно, значит режим движения принят правильно. Коэффициент трения

$$\lambda = 0,11 \times 0,08^{0,25} = 0,05850$$

Скоростной напор насоса [5]

$$h_{ск} = \frac{\omega^2}{2g} = \frac{1,51^2}{2 \times 9,81} = 0,1162 \text{ м}$$

Потеря напора на трение и местные сопротивления

					КП ПАХТ МЗ-992 ТМДГ 00.00.00 ПЗ	
						28
		N				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном курсовом проекте был выполнен технологический расчет аппарата, предназначенного для очистки фракции тяжелого бензина с установки первичной перегонки нефти от капель воды.

На основании полученных результатов определены геометрические размеры аппарата: внутренний диаметр емкости 2,8 м, длина с учетом двух эллиптических днищ 16 м.

Также были рассчитаны диаметры трех основных штуцеров термодегидратора: штуцера ввода сырья, вывода отстоявшегося нефтепродукта и отвода воды.

В качестве вспомогательного оборудования рассчитан насос, перекачивающий отстоявшийся нефтепродукт из термодегидратора в буферную емкость установки вторичной перегонки бензиновой фракции.

Спроектированный термодегидратор удовлетворяет техническому заданию и может быть использован в установке первичной перегонки нефти.

					КП ПАХТ МЗ-992 ТМДГ 00.00.00 ПЗ	30
		N				