

Оглавление	
1. Введение.....	3
2. Литературный обзор: исходное сырьё, характеристики	4
2.1. Основные нефтеносные районы	4
2.2. Физико–химические свойства нефти	5
2.2.1. Физические свойства нефти и нефтепродуктов.....	5
2.2.2. Химический состав нефтей	8
2.3. Технологическая классификация нефти	13
3. Объект и методы исследования	14
3.1. Теоретические основы технологического процесса первичной переработки нефти	14
3.1.1. Обезвоживание и обессоливание нефти	14
3.1.2. Ректификация нефти	26
3.1.3. Процессы теплообмена и нагрева в трубчатых печах.....	29
3.2. Описание технологического процесса	30
3.3. Описание технологической схемы	31
3.3.1. Обезвоживание и обессоливание сырой нефти	33
3.3.2. Предварительное отбензинивание обессоленной нефти	34
3.3.3. Нагрев отбензиненной нефти в трубчатых печах.....	38
3.3.4. Атмосферная ректификация отбензиненной нефти	42
3.3.5. Подача реагентов.....	50
3.3.6. Описание схемы сброса от предохранительных клапанов, факельной системы, схем дренажной системы и схемы снабжения энергоресурсами производственного объекта.....	52
3.3.7. Характеристика исходного сырья и готовой продукции.....	55
4. Расчетная часть.....	60
4.1. Исходные данные и материальный баланс.....	60
4.2. Определение температуры процесса.....	62
4.3. Выбор конструкции и расчет объема электродегидратора.....	63
4.4. Тепловой баланс	67
4.5. Цилиндрическая обечайка.....	69
4.6. Определение диаметров штуцеров.....	70
4.7. Люки	72
4.8. Днище	72

4.9. Опоры аппарата	73
5. Вывод.....	76
Использованные источники	77

1. Введение

В современной жизни жидкое топливо имеет огромное значение. Это источник энергии для автомобильного, авиационного, железнодорожного, водного транспорта, а также для тепло - электростанций, котельных и т. п.

Одним из основных источников жидкого топлива является нефть. Для получения различных видов топлива нефть обрабатывается путём фракционной перегонки.

Перегонка нефти - разделение нефти на составные части (фракции) по их температурам кипения в целях получения товарных нефтепродуктов или их компонентов. Перегонка нефти - начальный процесс переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах, основанный на том, что при нагреве нефти образуется паровая фаза, отличающаяся по составу от жидкости.

Компонент, у которого температура кипения самая низкая является более летучим и называется низкокипящим.

Ректификация - это противоточное взаимодействие двух фаз - жидкости и пара. При этом пар непрерывно перемещается снизу вверх, обогащается низкокипящим компонентом (легколетучим), а жидкость, стекая сверху вниз, насыщается высококипящим (труднолетучим) компонентом.

Томская область является нефтедобывающим регионом, а ближайшие нефтеперерабатывающие заводы находятся в Омске и Ачинске. В связи с этим строительство нефтеперерабатывающего завода в Томске было актуально.

В 2008 году вблизи нефтепровода, возле посёлка Семилужки был построен и пущен в эксплуатацию нефтеперерабатывающий завод ООО "ТОМСКНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА". С момента пуска завод претерпел несколько модернизаций. В настоящее время на Томском НПЗ применяется процесс перегонки с предварительным отбензиниванием.

2. Литературный обзор: исходное сырьё, характеристики

2.1. Основные нефтеносные районы

Мировые прогнозируемые запасы нефти составляют около 300 млрд т нефти, разведанные запасы оцениваются в 140 млрд т. Наиболее богатые запасы нефти расположены на Ближнем и Среднем Востоке, в Северной Америке, Юго-Восточной Азии. В мире известно более 30 тыс. нефтяных месторождений, но только 15% могут быть отнесены к крупным, т. е. общие геологические запасы которых превышают 3 млн т. Известно только 30 месторождений-гигантов, которые имеют извлекаемые запасы, превышающие 500 млн т.[11]

Россия по запасам нефти занимает восьмое место в мире (8–10 млрд т). В 80–90 гг. прошлого века СССР была на первом месте по добыче нефти в мире: 546 млн т – СССР, 463 млн т – США, 453 млн т – Саудовская Аравия.

В России основные нефтяные месторождения находятся в районах Западной Сибири, Поволжья, Урала, Сахалина, Северного Кавказа, республики Коми.[11]

С семидесятых годов важную роль в снабжении страны нефтяным сырьем начала играть Западная Сибирь. Первое нефтяное месторождение там было открыто в 1959 г. на реке Конда. Западносибирский нефтегазоносный район располагается на территории Тюменской, Томской, Омской и Курганской областей, площадь его около 3,5 млн км². Свыше 80% нефтяных залежей находится на глубине 2000–3000 м. Сегодня в Западной Сибири добывается 70% всей нефти в России.[11]

Общая добыча нефти в России в период 1998–2005 гг. составила порядка 400 млн т в год, а в мире – около 3 млрд т в год. Количество ежегодно добываемой нефти непрерывно растет, каждые 10 лет эта цифра удваивается.[11]

2.2. Физико–химические свойства нефти

Нефть и нефтепродукты представляют собой достаточно сложные смеси углеводородов и их гетеропроизводных. Анализ таких смесей с выделением индивидуальных соединений требует много времени. Поэтому в технологических расчетах при определении качества сырья, продуктов нефтепереработки и нефтехимии часто пользуются данными технического анализа. Последний состоит в определении некоторых физико-химических и эксплуатационных свойств нефтепродуктов. С этой целью используют следующие методы, в комплексе дающие возможность характеризовать товарные свойства нефтепродуктов в различных условиях эксплуатации, связать их с составом анализируемых продуктов, дать рекомендации для наиболее рационального их применения:

- 1) химические, использующие классические приемы аналитической химии;
- 2) физические – определение плотности, вязкости, температуры плавления, замерзания и кипения, теплоты сгорания, молекулярной массы, а также некоторых условных показателей;
- 3) физико-химические – колориметрия, потенциметрическое титрование, нефелометрия, рефрактометрия, спектроскопия, хроматография;
- 4) специальные испытания эксплуатационных свойств и состава анализируемых продуктов (определение октанового и цетанового числа моторных топлив, химической стабильности топлив и масел, коррозионной активности, температуры вспышки и воспламенения).[11]

2.2.1. Физические свойства нефти и нефтепродуктов

Нефть представляет собой вязкую, маслянистую жидкость с характерным запахом. Цвет ее зависит от растворенных в ней смол: темно-бурая, буро-зеленоватая, а иногда светлая, почти бесцветная. На свету нефть слегка флуоресцирует. Плотность нефти зависит от месторождений и колеблется от 0,77 до 0,980 г/см³ (легкая < 0,85, средняя 0,85– 0,90,

тяжелая > 0,90). Более 80 % доказанных мировых запасов нефти относят к тяжелому типу нефтей, характеризующихся высокой плотностью и большим содержанием асфальтенов, металлов (ванадий, никель) и серы. Кинематическая вязкость большинства нефтей редко превышает 40–60 мм²/с при 20 °С, что зависит от содержания в ней асфальтосмолистых веществ. [11]

С водой нефть образует эмульсии. [11]

В составе нефти примерно 425 углеводородов и 320 гетеросоединений. Нефть представляет сложную смесь индивидуальных углеводородов и она не имеет определенных физических констант, таких, как температура кипения, температура застывания и др.

Плотность – величина, определяемая как отношение массы вещества к занимаемому им объему. *Относительная плотность* – отношение плотности рассматриваемого вещества к плотности стандартного вещества (чаще всего воды при 4°С). Нефтепродукты и вода имеют различные коэффициенты расширения, поэтому при определении относительной плотности необходимо указывать температуры воды и нефтепродукта, при которых проводилось определение [11].

Определение плотности можно проводить при любой температуре, а затем вычислить значение по формуле:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma (t - 20)$$

где ρ_4^t – плотность при температуре испытания;

γ – коэффициент объемного расширения (его значения приводятся в справочной литературе);

t – температура, при которой определялась плотность, °С.

Плотность нефти и нефтепродуктов связана с их химическим составом, поэтому в стандартах на реактивные топлива, керосин, некоторые бензины она является нормируемым показателем [11].

Молекулярная масса – важнейшая физико-химическая характеристика вещества. Для нефтепродуктов этот показатель особенно важен, ибо дает «среднее» значение молекулярной массы веществ, входящих в состав той или

иной фракции нефти. Молекулярная масса нефтепродуктов широко используется для расчетов аппаратуры нефтеперерабатывающих заводов – это один из важнейших показателей, позволяющий сделать заключение о составе нефтепродуктов[11].

Молекулярная масса узких пятидесятиградусных фракций с одинаковыми пределами перегонки различных нефтей имеет достаточно близкие значения. Определение молекулярной массы нефтепродуктов, как и индивидуальных веществ, проводится различными методами, что объясняется разнообразием свойств этих продуктов. Очень часто способ, пригодный для определения молекулярной массы одних продуктов, совершенно непригоден для других[11].

В аналитической практике применяются *криоскопический*, *эбуллиоскопический* и, реже, *осмометрический* методы. Кроме того, существуют приблизительные расчетные методы.

Наиболее распространенной эмпирической формулой для определения молекулярной массы нефтепродуктов является зависимость, установленная Воиновым:

$$M_{\text{ср}} = a + b * t_{\text{ср}} + c * t_{\text{ср}}^2$$

где a , b , c — постоянные, различные для каждого класса углеводородов;

$t_{\text{ср}}$ – средняя температура кипения нефтепродукта, определяемая по соответствующим таблицам.

Для алканов формула Воинова имеет вид:

$$M_{\text{ср}} = 52,63 + 0,24 * t_{\text{ср}} + 0,001 * t_{\text{ср}}^2$$

Молекулярная масса связана с температурой кипения и показателем преломления (n_D^{20}) следующим выражением:

$$M_{\text{ср}} = 1,939436 + 0,0019764 * t_{\text{кип}} + \lg(2,1500 - n_D^{20})$$

где $t_{\text{кип}}$ – средняя температура кипения фракции.

Расчет по этому уравнению дает довольно точные результаты[11].

Оптические свойства

На практике, чтобы быстро охарактеризовать состав нефтепродуктов, а также для контроля за качеством продуктов при их производстве, часто используются такие оптические свойства, как коэффициент преломления, молекулярная рефракция и дисперсия. Эти показатели внесены во многие стандарты на нефтепродукты и приводятся в справочной литературе.[11]

2.2.2. Химический состав нефтей

Нефть это основной источник получения всех видов жидкого топлива (бензин, керосин, дизельное топливо, котельное топливо), масел, кокса, битума и сырья для нефтехимии.

Нефть – это сложная смесь углеводородов и их соединений выкипающих в широком температурном интервале.

Соединения сырой нефти – это сложные вещества, состоящие из пяти элементов – С(углерод), Н(водород), S(сера), О(кислород) и N(азот).

При рассмотрении химических свойств нефти различают три вида ее составов: *фракционный, групповой химический и элементный*. [11]

Фракционный состав нефти

При атмосферном давлении и повышении температуры из нефти испаряются последовательно различные индивидуальные углеводороды[4].

Фракцией называется группа углеводородов, выкипающая в определенном интервале температур. Бензиновая фракция 40 – 195°C (C5–C9); лигроиновая 120 – 235°C (C8–C14); керосиновая 200 – 300°C (C12–C18); газойль 280 – 360°C (C14–C20).

После отгона фракций, выкипающих до 350°C, остается вязкая темная жидкость, называемая *мазутом*. Температура перегонки мазутных фракций выше, чем температура их термического разложения, т. е. разрыва молекул на части под действием температуры. Разделить мазут на фракции можно только при пониженном давлении (4–6 кПа). Этот процесс, называемый *вакуумным*, позволил получить из мазута соляровые фракции (C12–C20),

дистиллятные смазочные масла (легкие, средние и тяжелые), в том числе и базовые масла для двигателей внутреннего сгорания, вазелин (C20–C50) и смесь твердых углеводородов – парафин (C19–C35 [11]).

Групповой химический состав нефти и продуктов ее переработки

Групповым химическим составом нефти называют содержание в ней углеводородов определенных химических групп, характеризующихся соотношением и структурой соединения атомов углерода и водорода.

По углеводородному составу нефти различают:

- 1) парафиновые;
- 2) парафино-нафтеновые;
- 3) нафтеновые;
- 4) парафино-нафтено-ароматические;
- 5) ароматические.

Первым ставится название углеводорода, которого в составе нефти больше.[4]

Алканы (парафиновые углеводороды). Общая формула C_nH_{2n+2}

Количество алканов в нефтях зависит от месторождения нефти и составляет 25—30 %. В нефтях некоторых месторождений, с учетом растворенных в них газов, содержание алканов достигает 50—70 %. В различных фракциях одной и той же нефти содержание алканов обычно неодинаково и уменьшается по мере увеличения молекулярной массы фракции и температуры конца ее кипения. Например, во фракции нефти, выкипающей до 300°C, содержание алканов достигает 88 %. В остаточных фракциях их содержание снижается до 5—10 % [11].

По своей структуре алканы бывают нормальные и изоалканы. Изомерная структура алканов существенно влияет на их физические и химические свойства. Температура кипения жидких и температура плавления твердых изоалканов, как правило, ниже, чем у нормальных алканов.

Нормальные алканы при низких и умеренных температурах обычно очень инертны, в том числе и по отношению к кислороду. Это способствует,

например, высокой химической стабильности бензинов, содержащих нормальные алканы. Изоалканы при умеренных температурах обладают меньшей стабильностью[11].

С повышением температуры стабильность нормальных и изоалканов постепенно понижается, причем понижение стабильности у нормальных алканов происходит сначала примерно таким же темпом, как и у изоалканов, но при температуре 250 – 300 °С скорость взаимодействия с окислителем у нормальных алканов резко увеличивается и становится значительно выше, чем у изоалканов с той же молекулярной массой. Этот факт объясняет более высокую детонационную стойкость изоалканов по сравнению с нормальными алканами[11].

Цикланы (нафтеновые углеводороды) также являются насыщенными углеводородами. Они имеют циклическую структуру, их общая формула C_nH_{2n} . Содержание цикланов в различных нефтях составляет от 25 до 75 %, а в отдельных фракциях некоторых нефтей – до 80 %. Цикланы содержатся во всех фракциях нефти, и по мере увеличения молекулярной массы и температуры конца кипения фракции количество их в ней возрастает[4].

По химическим свойствам и, особенно, по окислительной стабильности цикланы при нормальных температурах практически так же стабильны, как и нормальные алканы, а при высоких температурах (400°С и выше) приближаются по стойкости к изоалканам, т. е. обладают большей химической стабильностью, чем нормальные алканы[11].

Алкены и алкины – это ненасыщенные углеводороды, содержащие двойные или тройные связи. В нефтях они практически не содержатся.

Арены. Простейшим углеводородом ароматического ряда (ареном) является бензол C_6H_6 . Он имеет шестиугольную кольцевую структуру с тремя чередующимися двойными и одинарными связями. Для моноциклических аренов общая формула имеет вид C_nH_{2n-6} . Более сложные полициклические арены, например, структура нафталина имеет в своей основе соединение двух бензольных колец[11].

Общее содержание аренов в нефтях относительно невелико. В бензиновых фракциях их содержание обычно не превышает 5 – 25 % и зависит от месторождения нефти. В более тяжелых фракциях содержание аренов может достигать 35 %.

Гетероатомные соединения: асфальто-смолистая часть, зольная часть.

Асфальто-смолистая часть не относится к определенному классу органических соединений, может составлять 1–40 %. В состав входит смесь высокомолекулярных соединений гибридной структуры, содержащие азот, серу, кислород, ванадий, никель, железо и т.д.

Смолы представляют собой твердые аморфные вещества или вязкие жидкости от темно-коричневого до бурого цвета, молярная масса 600 –1000 г/моль. Смолы – вещества нестабильные. Без доступа воздуха превращение в асфальтены происходит при 260 – 300°C. При первичной перегонке температура в кубе часто превышает 300°C, и часть смол переходит в асфальтены или промежуточные продукты, отличающиеся по составу и структуре молекул от исходных смол[11].

Смолы легко сульфидуются, переходя в раствор серной кислоты; на этом основан серноокислотный метод очистки топлив и масел.

Асфальтены представляют собой черное твердое вещество по составу сходное со смолами, но с молярной массой 2000–4000 г/ моль[11].

Зольная часть – минеральные соединения железа, никеля, ванадия, остающиеся после сжигания нефти. Никель в основном концентрируется в смолах в виде порфириновых комплексов, а ванадий образует комплексы с ароматическими соединениями, входящими в состав смолисто-асфальтовой части нефти[11].

Элементный состав нефти

Элементным составом нефти называют содержание в ней отдельных химических элементов, выраженное в процентах по массе[4].

Анализ нефтей различных месторождений показал, что их элементный состав меняется мало. Основными элементами являются углерод и водород.

Таблица 2.1.

Элементный состав нефти

Основные элементы, входящие в состав нефти	Процентное содержание элементов, входящих в состав нефти
Углерод (С)	83,5 –87 %,
Водород (Н)	11,5 –14 %.
Сера (S)	0,01—5,8 %,
Кислород (О)	0,1 –1,3 %,
Азот (N)	0,03 –1,7 %
Металлы (ванадий, никель, железо, алюминий, медь)	не более 0,02–0,03% от массы нефти

Сера может находиться в нефти в виде сероводорода, меркаптанов и в свободном состоянии. Сера особенно отрицательно влияет на эксплуатационные свойства продуктов, получаемых из нефти (меркаптаны разъедают металлическое оборудование), поэтому ее содержание является важным критерием для оценки качества нефти[11].

Примеси, содержащиеся в нефтях, влияют на качество получаемых из нее топлив и смазочных материалов. Современные методы переработки нефти позволяют полностью освободить ее от примесей и, в первую очередь, от особо вредных, таких, как сера и ее соединения, нефтяные смолы и ряд других.

Однако следует учитывать, что очистка нефти или полученных из нее продуктов связана со значительными затратами энергии, реактивов, времени и рабочей силы, а некоторые способы очистки – и с потерей определенного количества ценных продуктов и загрязнением окружающей среды[4].

2.3. Технологическая классификация нефти

Нефти различных месторождений и даже из разных скважин одного месторождения отличаются друг от друга по физическим и химическим свойствам. Поскольку именно свойства определяют дальнейший выбор варианта переработки нефти необходима классификация нефти, отражающая ее химическую природу.

Технологическая классификация нефтей действует с 1967 г.

Таблица 2.2.

Технологическая классификация нефтей

Класс	Содержание серы, %	Тип	Выход фракции до 350°C, %	Группа	Содержание масла, %	Вид	Содержание парафинов, %
I	≤ 0,5	T 1	≥ 45	M 1	> 25	П 1	≤ 1,5
II	0,51 – 2,0	T 2	30 – 44,9	M 2	15 – 25		
				M 3	15 – 25	П 2	1,5 – 6
III	> 2,0	T 3	< 30	M 4	< 15	П 3	> 6

Нефти подразделяют на классы – по содержанию серы: I класс – малосернистые (<0,5% S); II класс – сернистые (0,5-2% S); III класс – высокосернистые (>2%S).

Затем идет подразделение нефти на типы – по содержанию фракции выкипающей до 350°C: T1 (>45%); T2 (30 –44,9%); T3 (<25%).

Подразделение на группы происходит в зависимости от содержания масел в нефти:

M1 (>25%); M2 (15–25%); M3 (<15%).

Разделение на виды происходит в зависимости от содержания парафинов (твердые алканы) в нефти: П1 (<1,5%); П2 (1,5–6%); П3 (>6%).

Технологическая классификация нефти позволяет определить возможный потенциал выхода готовой продукции, после её переработки.

3. Объект и методы исследования

3.1. Теоретические основы технологического процесса первичной переработки нефти

Процесс переработки нефти на установках УПН-100А, УПН-100Б основан на физико-химических и физических методах. К физико-химическим методам относятся обессоливание и обезвоживание нефти, физические методы – ректификация и теплообмен.

Технологический процесс УПН-100А, УПН-100Б состоит из следующих основных стадий:

- подготовка (обессоливание и обезвоживание) нефти в блоке ЭЛОУ;
- ректификация нефти методом атмосферной перегонки (АТ) с получением смешанной бензиновой фракции, легкой (особо легкой) и тяжелой (особо тяжелой) дистиллятных фракций, фракции мазута.

3.1.1. Обезвоживание и обессоливание нефти

При добыче нефти и ее перекачке по трубопроводам, в нефти образуются устойчивые эмульсии, в которых растворены соли, в основном, хлориды натрия, кальция, сульфаты натрия, магния и т.д.

Эмульсия - это гетерогенная система, состоящая из двух несмешивающихся или малосмешивающихся жидкостей, одна из которых диспергирована в другой в виде мелких капелек (глобул) диаметром, превышающим 0,1 мкм. Эмульсии с диаметром глобул от 0,1 до 20 мкм считаются мелкодисперсными, 20-50 мкм - средне- и более 50 мкм – грубодисперсными [4].

Различают следующие типы нефтяных эмульсий:

- нефть в воде (гидрофильная, или *эмульсия прямого типа*)
- вода в нефти (гидрофобная, или *эмульсия обратного типа*).

Существует еще так называемая «множественная» эмульсия, когда в глобулах воды содержатся капельки нефти. Она характеризуется повышенным содержанием различных высокодисперсных механических примесей, комочков асфальтенов и других веществ и является трудно разрушимой. Такие эмульсии накапливаются на границе раздела фаз в аппаратах подготовки нефти и могут стать причиной срыва технологического режима. Этот промежуточный слой удаляют в нефтеловушку (поэтому иногда «множественную» эмульсию называют ловушечной) и обычно сжигают [4].

На нефтеперерабатывающий завод поступают эмульсии типа «вода в нефти».

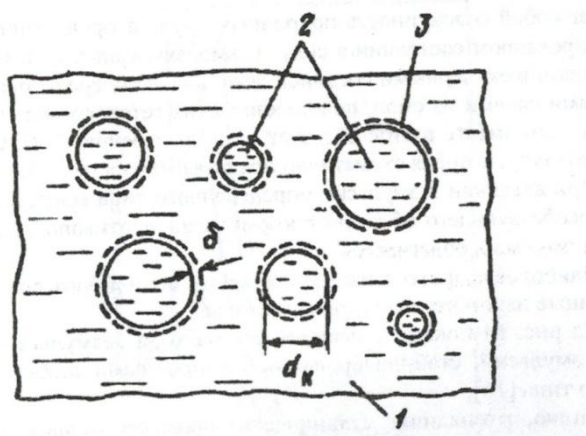


Рисунок 3.1. Структура эмульсии «вода в нефти»: 1-нефть (дисперсная среда); 2- глобулы воды; 3-оболочки.

Эмульсия с диаметром капель (d_k) от 0,1 до 20 мкм считается мелкодисперсной (при $d_k < 0,1$ мкм - коллоидные системы), с диаметром капель от 20 до 50 мкм – среднедисперсной, с диаметром капель более 50 мкм (обычно 50-100 мкм) - грубодисперсной.

Степень дисперсности эмульсий определяется различными способами. Наибольшее распространение получил седиментационный анализ, основанный на зависимости скорости оседания диспергированных частиц от их величины [4].

По закону Стокса [4] скорость оседания капель воды равна:

$$u = \frac{d^2 * g * (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}})}{18 * \nu_{\text{Н}} * \rho_{\text{Н}}}$$

Где d - диаметр осаждающихся капель воды,

g - ускорение свободного падения,

$\rho_{\text{В}}$ - плотность воды

$\rho_{\text{Н}}$ - плотность нефти

$\nu_{\text{Н}}$ - кинематическая вязкость нефти.

Если скорость оседания определена экспериментально, то диаметр капли будет:

$$d = \sqrt{\frac{18 * u * \nu_{\text{Н}} * \rho_{\text{Н}}}{g * (\rho_{\text{В}} - \rho_{\text{Н}})}}$$

Анализ проводится на весах Фигуровского, либо на торсионных весах (более удобных и портативных).

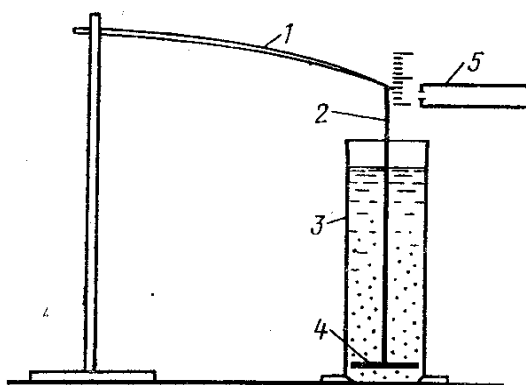


Рисунок 3.2. Весы Н. А. Фигуровского: 1-стеклянный стержень; 2-нить; 3-цилиндрический сосуд; 4-стеклянный диск; 5-отсчетный микроскоп.

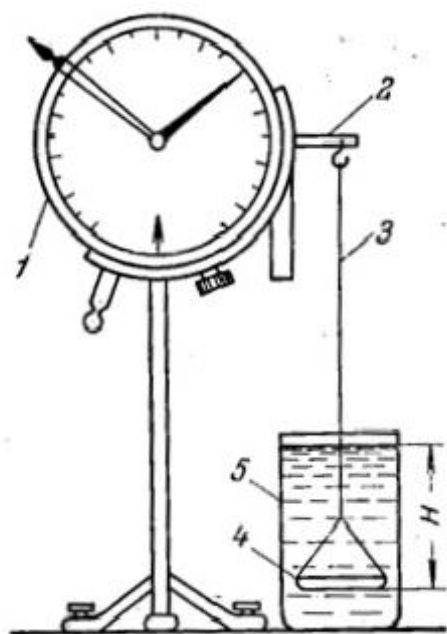


Рисунок 3.3. Схема установки для седиментационного анализа с помощью торзионных весов: 1-шкала весов; 2-кормысло; 3-нить; 4-чашечка; 5-стакан с эмульсией.

Для определения дисперсности может быть применен также микроскопический метод. Размеры капель воды в этом случае определяются с помощью окулярного микрометра. Либо с помощью электронного микроскопа [4].

Нефть после подготовки на нефтепромысле содержит мелкодисперсные эмульсии.

Нефть, поступающая на установку УПН-100А, содержит до 0,5 % масс. воды и до 100 мг/л хлоридов (хлористых солей). Вода с растворенными в ней солями вызывает сильную коррозию нефтеперегонного оборудования как в зонах высокой температуры (трубопроводы печей, колонн), так и в аппаратах с низкой температурой (конденсационное оборудование); способствует повышению давления в аппаратах и снижению их производительности; вызывает образование отложений на стенках теплообменной аппаратуры и змеевиков печей с ухудшением теплоотдачи.

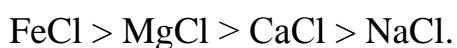
Наличие минеральных солей придает нефти высокие коррозионно-активные свойства, поскольку при подогреве нефти до 120°C и выше в присутствии даже следов воды происходит интенсивный гидролиз хлоридов с выделением корродирующего агента – хлористого водорода. Гидролиз хлоридов идет согласно уравнению:



Наибольшей способностью к гидролизу обладает хлорид магния. Гидролиз хлорида магния протекает по следующим уравнениям:

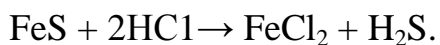
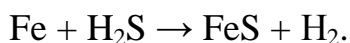


По степени активности в реакции гидролиза указанные соли располагаются в следующем ряду:



Особенно коррозионная активность хлористого водорода проявляется при перегонке сернистых нефтей, поскольку образующийся сероводород в сочетании с хлористым водородом взаимно инициируют реакцию разъедания металла.

При наличии сероводорода, образующегося в результате разложения сернистых соединений нефти, и в сочетании с кислотой происходит сильная коррозия аппаратуры:



Хлорид железа переходит в водный раствор, а сероводород вновь реагирует с железом [4].

Следует отметить, что в нефтях содержатся также олеофильные (растворимые в нефти) загрязнения, нафтеновые кислоты, металлоорганические соединения и др. Но эти соединения могут быть удалены только при их термическом и каталитическом разложении в процессе гидрогенизации, а также при специальной обработке химическими реагентами. В процессе же обезвоживания и обессоливания нефти удаляются лишь олеофобные,

нерастворимые в нефти капли воды с растворенными в ней солями (в основном хлоридами).

На установке применено обезвоживание и обессоливание нефти при помощи электрического поля в электродегидраторе. Вместе с водой из нефти при обессоливании в значительной мере удаляются механические примеси. В основе процессов обезвоживания и обессоливания лежит деэмульгация исходной эмульгированной нефти в смеси с искусственной эмульсией, создаваемой при перемешивании нефти с промывной водой. Обработка нефти в электродегидраторе сочетает в себе три способа: термический, химический и электрический.

Термический способ заключается в подогреве нефти. С повышением температуры снижается вязкость нефти и увеличивается разность плотностей воды и нефти на 10 – 20 %, что способствует осаждению капель воды, а также снижается плотность защитной пленки на каплях воды и облегчается их слияние и осаждение под действием силы тяжести при отстое.

Химический метод заключается в применении поверхностно-активных веществ – деэмульгаторов, снижающих прочность нефтяных эмульсий. Деэмульгатор, адсорбируясь на границе раздела фаз, вытесняет и растворяет естественные эмульгаторы, способствуя слиянию капель воды в более крупные.

Норма расхода деэмульгатора определяется экспериментально для разных видов нефти; как правило, она лежит в диапазоне 2,5 – 5,0 грамм на 1 тонну нефти.

Применение деэмульгаторов это самый эффективный метод разрушения нефтяных эмульсий.

Их устойчивость определяется образованием на поверхности капель дисперсной фазы адсорбционных оболочек с высокой структурной вязкостью из высокомолекулярных ПАВ, присутствующих в нефти и воде – природных эмульгаторов.

Для разрушения нефтяных эмульсий необходимо разрушить структурно-механический барьер на поверхности капель [4].

Разрушить этот барьер можно введением в систему более поверхностно-активных веществ, чем природные эмульгаторы. Такие вещества называются деэмульгаторами.

Способ химического деэмульгирования нефти был запатентован в России Л. Ф. Беркганом в 1913 году. С тех пор синтезировано и предложено много поверхностно – активных веществ в качестве деэмульгаторов нефтяной эмульсии [4].

О механизме действия деэмульгаторов

ПАВ концентрируются на поверхности раздела фаз, вызывая снижение межфазного (поверхностного) натяжения и разделяется на две части: водо – и нефтерастворимую. Водорастворимая часть деэмульгатора непосредственно контактирует с глобулой воды, деэмульгатор в результате диффузии переходит в защитный слой и замещает бронирующую пленку. Нефтерастворимая часть деэмульгатора, адсорбируясь на границе раздела, пептизирует бронирующие слои и способствует вытеснению эмульгатора с границы раздела.

Вытеснив с поверхностного слоя капли природные эмульгирующие вещества, деэмульгатор образует гидрофильный адсорбционный слой, не обладающий структурно – механической прочностью.

Вытесненные капли воды при столкновении сливаются в более крупные.

Таким образом, при разрушении эмульсии деэмульгатор должен выполнять следующие функции:

- равномерно распределяться в нефтяной фазе;
- сконцентрироваться на границе раздела нефть — вода;
- вступить во взаимодействие с веществами бронирующего слоя;
- вызвать пептизацию эмульгаторов и вытеснение их с границы раздела.

От протекания этих стадий зависит разрушения эмульсии.

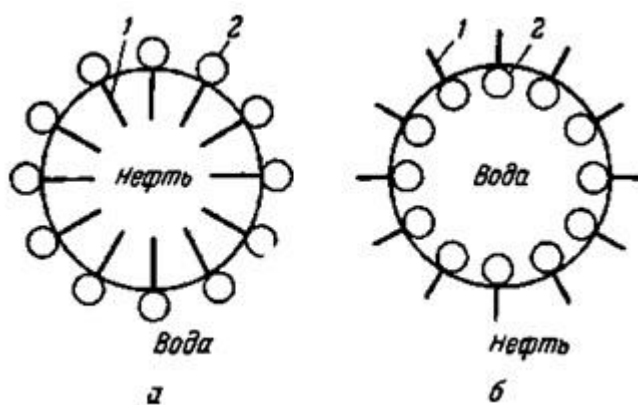


Рисунок 3.4. Расположение молекул поверхностно-активного вещества на границе раздела фаз в эмульсиях: *а* — Н/В; *б*— В/Н; 1 — гидрофобная часть молекулы ПАВ; 2 — гидрофильная часть молекулы ПАВ.

Классификация деэмульгаторов

Химическая природа гидрофобной части молекулы ПАВ представлена углеводородными радикалами различного строения. Это могут быть радикалы предельных и непредельных углеводородов жирного ряда с прямой и разветвленной цепью атомов углерода или радикалы ароматических и нафтеновых углеводородов, содержащих боковые цепи различного строения. В состав гидрофильной части молекулы ПАВ входит большое число различных полярных групп.

ПАВ в водных растворах делятся на три группы, в зависимости от их химической природы:

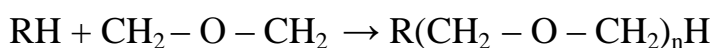
- Анионоактивные
- Катионоактивные
- Неионогенные

Анионоактивные и катионоактивные вещества в водных растворах диссоциируют на ионы (в наше время практически не применяются), неионогенные вещества ионов в водных растворах не образуют [4].

К анионоактивным веществам относятся карбоновые кислоты и их соли, сульфозфирры (алкилсульфаты), алкилсульфонаты и алкиларилсульфонаты.

Карбоновые кислоты и их соли использовались в качестве деэмульгаторов, а теперь их применяют как сырье для синтеза более эффективных, неионогенных деэмульгаторов. К катионоактивным веществам относятся в основном азотистые основания – нечетвертичные или четвертичные. Нечетвертичные – это соли первичных, вторичных и третичных аминов.

Неионогенные вещества в водных растворах не диссоциируют на ионы и сохраняют электрическую нейтральность. Их получают путем присоединением окиси этилена (CH_2OCH_2) к органическим веществам, имеющим подвижный атом водорода: кислоты, спирты, фенолы и другие вещества, содержащие карбоксильную, гидроксильную, сульфгидрильную, аминную или амидную группы.



Сырьем для синтеза неионогенных ПАВ могут служить органические кислоты, спирты, фенолы, меркаптаны, амины и амиды кислот.

Изменяя число присоединенных молекул окиси этилена, (длину полиоксиэтиленовой цепи) можно регулировать деэмульгирующую способность неионогенных соединений, т.к. при удлинении оксиэтиленовой цепи растворимость ПАВ в воде повышается за счет увеличения водорастворимой (гидрофильной) части молекулы [4].

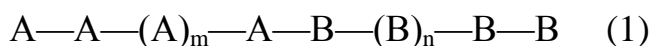
Неионогенные деэмульгаторы можно получить с любыми свойствами, изменяя только соотношение между его гидрофильной и гидрофобной частями, в том числе будет изменяться и его поверхностная активность.

Замена окиси этилена окисью пропилена может повысить растворимость деэмульгатора в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств.

Гидрофобные свойства неионогенного вещества можно усилить, присоединив к нему окись пропилена.. Вещество с окиспропиленовой цепью молекулярного веса более 1000 не растворяется в воде. Используя при синтезе неионогенных ПАВ цепи окисей алкиленов в виде блоксополимеров,

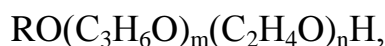
можно широко изменять соотношение между гидрофобной и гидрофильной частями деэмульгатора и, следовательно, его свойства. Возможные блоксополимеры могут быть представлены в виде следующих общих формул.

Блоксополимер, в котором имеется только два блока — гидрофобный А и гидрофильный В:



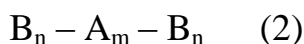
где m — число групп окиси пропилена; n — число групп окиси этилена.

Исходными веществами для синтеза таких блоксополимеров могут быть одноатомные спирты, одноосновные кислоты и другие соединения, имеющие в своем составе один активный атом водорода. Например,

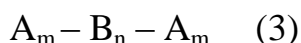


если исходными веществами являются спирты.

Блоксополимер, состоящий из трех блоков: центрального — гидрофобного и двух концевых — гидрофильных, например:

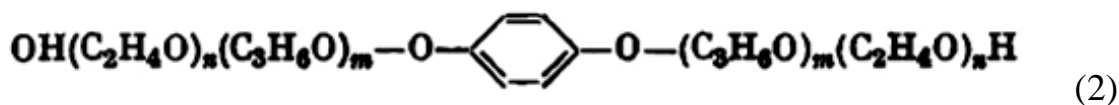


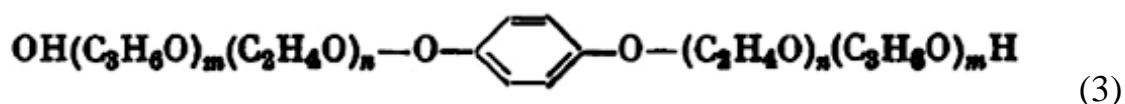
Блоксополимер, состоящий также из трех блоков, присоединенных в другом порядке — центральный (гидрофильный) и концевые (гидрофобные):



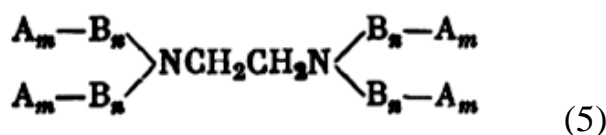
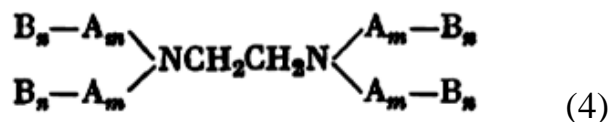
В качестве исходных веществ для получения блоксополимеров с общей формулой (2) и (3) служат двухатомные фенолы, двухатомные спирты, двухосновные кислоты и другие соединения с двумя активными атомами водорода.

Например, на основе двухатомного фенола можно получить следующие соединения, соответствующие формулам (2) и (3):





К соединениям этого типа относятся также ПАВ, имеющие в своем составе более трех блоков окисей алкиленов, например с четырьмя блоксополимерными цепями, синтезированными на основе этилен – диамин:



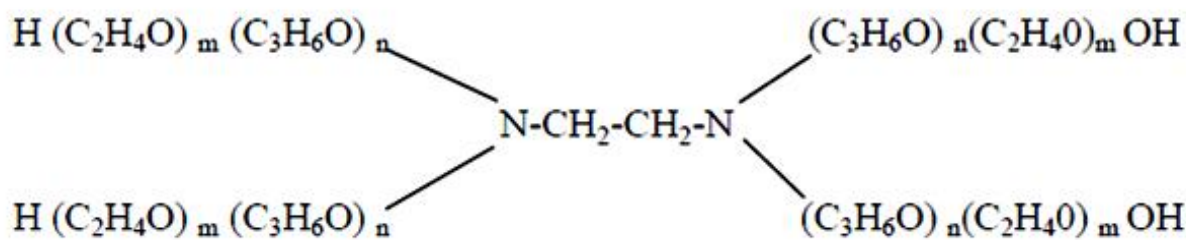
Свойства таких веществ находятся в прямой зависимости от молекулярного веса оксипропиленовых и оксиэтиленовых цепей и их количественного соотношения.

Наиболее перспективными деэмульгаторами являются блоксополимеры с общими формулами (2), (4) и (5) [4].

Гидрофильная часть неионогенных ПАВ химически инертна, что дает возможность еще более усилить деэмульгирующее действие этих веществ при использовании их в смеси с самыми различными компонентами для достижения синергического эффекта [4].

В качестве данного реагента принят наиболее эффективный нефтерастворимый деэмульгатор дипроксамин 157 с нормой расхода не более 5 грамм на 1 тонну нефти.

Дипроксамин 157: продукт последовательного оксиэтилирования, затем оксипропилирования этилендиамина:



Плохо растворим в воде, хорошо растворим в ароматических углеводородах и нефти, имеет низкую температуру застывания (-38°C), поэтому его можно транспортировать в чистом виде в цистернах, в то время как, застывающие при обычных температурах, другие деэмульгаторы приходится транспортировать в виде растворов с метанолом или иными растворителями [13].

Во избежание вскипания эмульсии процесс проводится при повышенном давлении. Для снижения концентрации солей в нефти подается промывная вода. Солесодержащий сток выводится в канализацию химически загрязненных стоков.

Для интенсификации деэмульгирования процесс проводят в электрическом поле переменного тока частотой 50 Гц и напряжением до 25 кВ. Капли воды под действием этого поля за счет поляризации принимают вытянутую форму и заряжаются, ориентируясь по направлению к электродам.

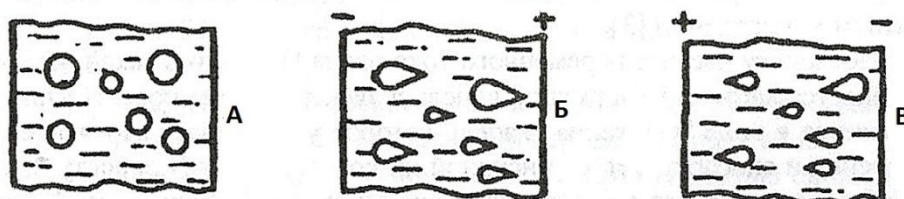


Рисунок 3.5. Схема воздействия электрического поля на эмульсию.

При этом на концах капли возникают заряды, противоположные по знаку зарядам на электродах, а между каплями-глобулами воды возникают электрические силы притяжения, способные преодолеть сопротивление стабилизирующих слоев глобул воды. Происходит столкновение глобул и

разрушение образовавшихся вокруг них пленок, способствующее их коалесценции (слиянию) в крупные капли, которые отделяются от нефти под действием силы тяжести.

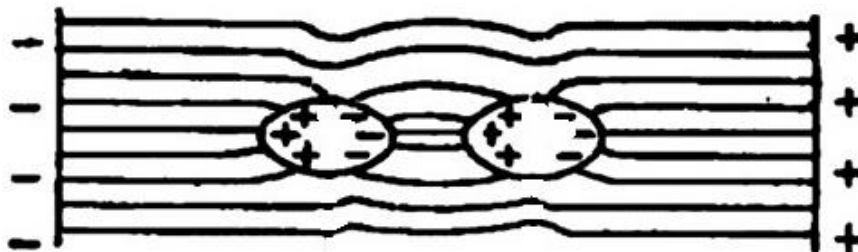


Рисунок 3.6. Возникновение зарядов в глобулах воды под действием электрического поля.

Основными параметрами, влияющими на процесс при постоянном составе нефти, являются температура, количество промывной воды, эффективность применяемого деэмульгатора или его расход.

После подготовки качество нефти должно соответствовать следующим нормам – содержание воды не более 0,1 % масс., содержание хлоридов не более 3 – 5 мг/л.

3.1.2. Ректификация нефти

Нефть является сложной смесью углеводородов, имеющих различные температуры кипения. Разделение её на составные фракции основано на принципе многократного испарения и конденсации.

Процессы многократного испарения и конденсации дают возможность выделить в пределе чистые высококипящие и низкокипящие компоненты. Эту особенность процессов многократного испарения и конденсации используют для разделения бинарных и многокомпонентных смесей на индивидуальные компоненты. Такое разделение осуществляется обычно путём многократного контакта между паром и жидкостью. При контакте происходит массо - и теплообмен между неравновесными парами и жидкостью, в результате чего жидкость обогащается высококипящими

компонентами, а пары – низкокипящими компонентами. Такой процесс получил название ректификация.

Для осуществления процесса ректификации необходимо наличие двух встречных потоков – паров и жидкости и их тесный контакт. Наиболее распространено контактирование в аппаратах (колоннах), разделённых на секции горизонтальными перегородками (тарелками). В таких колоннах навстречу стекающей жидкости поднимается поток паров, а контактирование происходит на каждой тарелке. Массообмен и теплообмен между паром и жидкостью на каждой тарелке может происходить лишь при отсутствии равновесия между паром и жидкостью, поступающими на каждую тарелку. Следовательно, температура паров, поступающих на данную тарелку, должна быть выше, чем температура жидкости на тарелке. При этом пары в результате контакта с жидкостью конденсируются на тарелке, испаряя одновременно из жидкости более легкие пары, которые поступают на вышележащую тарелку. Таким образом, по высоте колонны фракции нефти облегчаются и обогащаются низкокипящими компонентами. В результате этого с верха ректификационной колонны в виде паров выходит бензиновая фракция, а внизу колонны остается тяжелый продукт – мазут.

Для создания нисходящего потока жидкости пары с верха колонны пропускают через воздушный холодильник - конденсатор и образующийся конденсат вводится в колонну в качестве острого орошения. Для создания потока поднимающихся паров в нижнюю часть колонны подводится тепло, полученное за счёт тепла уходящих с установки компонентов и за счёт подогрева в трубчатых подогревателях (печах).

В непрерывно действующую колонну сырьё загружают в испарительную часть колонны. Часть колонны ниже ввода сырья называется отгонной или отпарной. Она служит для отпаривания лёгких фракций из отходящего снизу остатка. Часть колонны выше ввода сырья называется концентрационной и служит для концентрации целевого продукта в парах, отходящих с верха колонны.

Важнейшими параметрами процесса являются температура и давление.

Повышение давления уменьшает объём паров, даёт возможность повысить производительность, однако, из-за снижения относительной летучести компонентов ухудшает ректификацию, снижает чёткость деления фракций.

При повышении температуры ввода сырья (питания) утяжеляется остаток, повышается чёткость разделения. Повышение температуры на тарелках позволяет получить продукты утяжелённого состава. Однако нефть и ее компоненты термически нестойки. При перегреве может наблюдаться термическое разложение высококипящих углеводородов, сернистых и асфальтосмолистых соединений с образованием газов разложения, непредельных углеводородов и кокса. Термическое разложение отрицательно сказывается на качестве получаемых продуктов и может приводить к закоксовыванию оборудования. В связи с этим на практике ограничивают температуру нагрева нефти 350 – 370°C, а время пребывания мазута в кубе колонны – не более 5 минут.

Чёткость разделения зависит от количества стекающей флегмы, числа тарелок и режима их работы. Подача орошения в количестве сверх оптимального приводит к понижению температуры и уменьшению выхода фракций на тарелках отбора.

Для обеспечения более полного извлечения легкокипящих компонентов из флегмы в процессе перегонки используется водяной пар. Отпарка обеспечивается за счет уменьшения парциального давления углеводородов, что приводит к понижению их температуры кипения (аналогично испарению под вакуумом). При подаче водяного пара в колонну происходит снижение температуры жидкости за счет ее испарения. По мере увеличения расхода водяного пара температура жидкости и ее давление насыщенных паров понижаются, что приводит к снижению степени отпарки.

В связи с этим наиболее эффективным считается расход водяного пара 2–5% на остаток колонны. При этом от мазута может отпариваться до 20% легкокипящих компонентов. Для отпарки рекомендуется применять перегретый водяной пар с температурой не ниже температуры перегоняемого продукта.

Установки атмосферной перегонки нефти бывают с однократным и двукратным испарением. Для переработки нефтей с высоким содержанием бензиновых фракций целесообразно применение схемы с двукратным испарением. Предпочтительной является схема с предварительной ректификационной колонной частичного отбензинивания нефти и последующей перегонкой остатка в сложной атмосферной колонне.

В первой колонне из нефти отбирают большую часть газа и низкокипящих бензиновых фракций при повышенном давлении для более полной их конденсации. При этом становится возможным ведение процесса во второй (атмосферной) колонне при минимальном избыточном давлении 0,2 – 0,6 МПа, что обеспечивает высокий отбор целевых фракций от потенциала в нефти без перегрева сырья. В отбензинивающей колонне рекомендуется отбирать 50 – 60% от потенциала бензиновой фракции. Большая глубина отбора бензина нецелесообразна из-за ухудшения режима работы второй колонны.

Поступающая на переработку нефть по степени подготовки должна соответствовать 1 группе по ГОСТ Р 51858-2002 и может содержать воды до 0,5% масс., хлористых солей – до 100 мг/л.

3.1.3. Процессы теплообмена и нагрева в трубчатых печах

Большое место на установках перегонки нефти занимают процессы теплообмена и нагрева в трубчатых печах. Эффективность работы теплообменного оборудования в значительной степени зависит от режима движения теплообменных сред. Коэффициент теплопередачи увеличивается с увеличением скорости движения среды и принимает максимальные

значения при турбулентном режиме течения. Однако с увеличением скорости движения теплоносителя возрастают и гидравлические потери давления в аппарате.

Наиболее эффективно теплообменные аппараты работают при противоточном движении теплоносителей. Повышение вязкости теплоносителя приводит к уменьшению коэффициента теплопередачи. К значительному уменьшению эффективности работы теплообменного аппарата могут привести отложения на теплообменных поверхностях.

Для окончательного нагрева сырья перед перегонкой применяют трубчатые нагревательные печи. Нагрев сырья, движущегося по змеевику печи, осуществляется за счет сжигания топлива в радиантной камере. Современные печи оборудуются как радиантным змеевиком, воспринимающим тепловое излучение факела, так и конвективным змеевиком, получающим тепло от уходящих дымовых газов.

КПД печи в значительной степени зависит от температуры дымовых газов в дымовой трубе, начальной температуры нагреваемого сырья, коэффициента избытка воздуха на горение. При эксплуатации трубчатых печей необходимо выдерживать температурный режим, не допуская перегрева сырья и стенок труб змеевика. Нарушение режима нагрева способствует интенсивному закоксовыванию змеевиков и уменьшает ресурс работы печи.

3.2. Описание технологического процесса

Технологический процесс переработки нефти на установках УПН-100А, УПН-100Б включает следующие основные технологические операции:

- прием сырой нефти на установку по трубопроводу из резервуарного парка в буферную емкость;

- подача сырой нефти в смеси с деэмульгатором и промывной водой на подогрев в первой группе рекуперативных теплообменников за счет утилизации тепла отходящих потоков;
- обессоливание и обезвоживание нефти в блоке ЭЛОУ;
- подогрев обессоленной и обезвоженной нефти во второй группе рекуперативных теплообменников за счет утилизации тепла отходящих потоков;
- предварительное отбензинивание нефти в колонне поз. К301 с выводом легкой бензиновой фракции и отбензиненной нефти;
- подогрев отбензиненной нефти в печи поз. П301 перед подачей в колонну поз. К321;
- атмосферная ректификация отбензиненной нефти в колонне поз. К321 с выводом тяжелой бензиновой фракции, легкой (особо легкой) и тяжелой (особо тяжелой) дистиллятных фракций и фракции мазута;
- прием и подача нейтрализатора и ингибитора коррозии;
- охлаждение и откачка полученных нефтепродуктов в резервуарный парк.

3.3. Описание технологической схемы

Сырая нефть поступает из Приемо-сдаточного пункта (ПСП) через СИКН за счет давления в магистральном трубопроводе Александровское-Анжеро-Судженск в резервуары товарно-сырьевого парка.

Далее нефть сырьевыми насосами подается на установку УПН-100А в буферную емкость поз. Е201 с коррекцией по уровню через датчик L1087. В буферной емкости осуществляется предварительный нагрев сырья протеплофикационной водой до 40°C.

Из емкости сырая нефть поступает на прием насоса поз. Н221, установленных в технологической насосной нефти и нефтепродуктов УПН-100А. Одновременно в трубопровод всаса этих насосов для смешения с

сырьем из емкости поз. E321 насосом дозатором поз. H328 подается деэмульгатор.

В обвязке насосов поз. H221, предусмотрены ручная арматура, датчики давления на нагнетательных трубопроводах, обратные клапаны и датчики температуры стенки герметизирующего стакана магнитной муфты, датчики заполнения, штуцера с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки трубопроводов. Частотные преобразователи насоса регулируют давление в общем нагнетательном трубопроводе через датчик P1070. В блокировках насоса также задействована температура стенки герметизирующего стакана магнитной муфты. Все блокировки обеспечивают безопасный и безаварийный режим работы насосов, исключая работу на сухую, в режиме сброса или кавитации.

Всасывающий и нагнетательные трубопроводы насоса поз. H221, оборудованы электроприводной арматурой поз. AP1002 и AP1003, AP1004, AP1005, AP1006 для отключения от смежных технологических узлов.

Сырье подаётся насосами поз. H221, последовательно в теплообменники поз. T302/1, T303/1, T303/2, нагреваясь теплом легкой дистиллятной фракции из колонны поз. K321, и затем в теплообменники поз. T302/2, T305/1, нагреваясь теплом мазута из колонны поз. K321 до 80 – 90°C. Сырьевые трубопроводы до и после каждого теплообменника оборудованы ручной арматурой для отключения, а после теплообменников поз. T302/1, T303/2 и T302/2 – датчиками давления. Датчики температуры на нефтяной линии установлены после теплообменников поз. T302/1, T303/2, T302/2, T305/1. Теплообменники поз. T302/1, T303/1, T303/2, T302/2, T305/1 оборудованы байпасами по линиям сырья и продуктов. Наличие байпасов на теплообменниках по линии сырой нефти позволяет регулировать температуру в электродегидраторе поз. ЭД321 в ручном режиме путем перераспределения тепловых потоков. Технологический блок в составе теплообменников поз. T302/1, T303/1, T303/2, T302/2, T305/1 по линии

нагрева сырья отделен от других блоков электроприводной арматурой поз. AP1006 и AP1007.

3.3.1. Обезвоживание и обессоливание сырой нефти

В сырьевую линию после теплообменника поз. Т302/1 насосом – дозаторам поз. Н204, из емкости поз. Е204 подается химически очищенная вода на промывку нефти. Дальнейшее прохождение сырья и воды через теплообменные аппараты Т303/1, Т303/2, Т302/2, Т305/1 способствует лучшему их перемешиванию (что способствует улучшению удаления солей из нефти).

На трубопроводе промывной воды установлен обратный клапан для исключения возможности обратного хода сырья, а также ручная арматура – для полного отключения трубопровода в случае необходимости.

На емкости поз. Е204 установлены датчики уровня и температуры. На линии приема химически очищенной воды из котельной установлена электроприводная арматура поз. LV1093, сопряженная с датчиком уровня в емкости.

Далее сырая нефть поступает в электродегидратор поз. ЭД321, где осуществляется процесс обессоливания и обезвоживания сырья. В электродегидраторе, благодаря электрическому полю высокой напряженности, происходит разрушение мелкодисперсной эмульсии и интенсивное разделение фаз.

Сырьевые трубопроводы на входе и выходе из электродегидратора поз. ЭД321 оборудованы ручной арматурой, а также электроприводной арматурой поз. AP1007 и AP1008 для отключения, кроме того на входе аппарата установлен обратный клапан для предотвращения обратного хода сырья. Обеспечена возможность байпасирования.

Электродегидратор поз. ЭД321 оборудован датчиками давления и температуры, приборами контроля уровня (для контроля наличия газовой подушки). По сигналу появления газовой подушки включается сигнализация

и отключается электрическое напряжение в электродегидраторе поз. ЭД321. Также электродегидратор поз. ЭД321 оборудован датчиками уровня раздела фаз, по сигналу которых осуществляется сброс соледержащих стоков в химзагрязненную канализацию. Аппарат оборудован отбором проб (реализован отбор пробы с нескольких уровней по высоте аппарата) для контроля процесса отстоя сырья.

Отстоявшиеся соледержащие стоки из нижней части электродегидратора поз. ЭД321, пройдя через отсекающую ручную арматуру и регулирующий клапан поз. LV1-1, поддерживающий уровень раздела фаз в аппарате, направляются в теплообменник поз. Т201. После охлаждения за счет потока сырой нефти от насоса поз. Н221, их сбрасывают в ХЗК. Контроль температуры осуществляется датчиком, установленным на трубопроводе стоков после теплообменник поз. Т201. Температура соледержащих стоков регулируется ручной арматурой на линии подачи сырой нефти через теплообменник за счет изменения интенсивности потока (при изменении степени открытия арматуры меняется количество нефти, подаваемой на охлаждение).

Электродегидратор поз. ЭД321 оборудован блоками предохранительных клапанов с переключающими устройствами на случай аварийного повышения давления.

3.3.2. Предварительное отбензинивание обессоленной нефти

После электродегидратора поз. ЭД321 на сырьевом трубопроводе установлены расходомер поз. F1080 и регулирующий клапан поз. FV1080, с помощью которых осуществляется регулирование уровня жидкости в кубовой части отбензинивающей колонны поз. К301 путем коррекции расхода подаваемой нефти.

Обессоленная и обезвоженная нефть дополнительно нагревается, проходя последовательно теплообменники поз. Т304, Т301/3, Т321/1, Т321/2, Т322, за счет тепла отходящих потоков колонны поз. К321 (мазут, легкая и

тяжелая дистилятные фракции) до 190 – 200°С поступает в питательную секцию отбензинивающей колонны поз. К301.

Теплообменники поз.Т304, Т301/3, Т321/1, Т321/2, Т322 оборудованы байпасами по линиям сырья и продуктов. Сырьевые трубопроводы до и после каждого из теплообменников оборудованы ручной арматурой для возможности отключения. Сырьевые трубопроводы после теплообменников поз.Т304, Т301/3, Т321/2, Т322 также оборудованы датчиками температуры и давления.

Технологический блок в составе теплообменников поз.Т304, Т301/3, Т321/1, Т321/2, Т322 по линии нагрева сырья отделен от других блоков электроприводной арматурой поз. АР1008 и АР1011.

На сырьевом трубопроводе перед входом в колонну поз. К301 установлена ручная арматура для возможности полного отключения трубопровода и обратный клапан для предотвращения перемещения сырья обратным ходом, также установлены приборы контроля температуры и давления.

Пары легкой бензиновой фракции с верха колонны поз. К301 с температурой 120 – 130°С последовательно проходят через воздушные холодильники поз. ХВ301/1 и ХВ301/2 для охлаждения до 40 – 50°С и конденсации. На холодильнике поз. ХВ301/2 имеется возможность байпасирования. После воздушных холодильников поз. ХВ301/1 и ХВ301/2 установлены датчики температуры для контроля процесса конденсации. Температура сконденсированного продукта регулируется с помощью частотного преобразователя двигателей вентиляторов данных холодильников по сигналу датчика температуры. При изменении частоты вращения двигателя изменяется количество воздуха, подаваемого на охлаждение.

Охлажденный продукт направляется в горизонтальный сепаратор поз. С301, где происходит его разделение на легкую бензиновую фракцию, углеводородные газы и воду. Сепаратор поз. С301 оборудован приборами контроля температуры, давления, уровня жидкости и уровня раздела фаз.

Углеводородные газы из сепаратора поз. С301 через вертикальный сепаратор поз. С302 по трубопроводу, снабженному ручной арматурой и регулирующим клапаном поз. PV1238, направляются в вертикальный сепаратор поз. С322, откуда после сепарации остаточного конденсата следуют для сжигания на факел. Также имеется возможность подачи углеводородных газов в печь нагрева нефти поз. П301. Регулирующий клапан поз. PV1238 регулирует давление верха колонны поз. К301 путем сброса углеводородных газов из сепаратора поз. С301.

Подтоварная вода (конденсат водяных паров) из нижней части сепаратора поз. С301 по достижении предельного уровня направляется в химически загрязненную канализацию по трубопроводу, снабженному ручной арматурой для отключения и регулирующим клапаном поз. LV1271, завязанным на уровень раздела фаз в сепараторе поз. С301.

Легкая бензиновая фракция из сепаратора поз. С301 подается насосами поз. Н302, Н302Р в две нагнетательные линии: первая – орошение колонны поз. К301 (подается на первую тарелку), вторая – откачка избыточного количества легкой бензиновой фракции на смешение в поток тяжелой бензиновой фракции от нагнетания насоса поз. Н322, с последующим охлаждением смешанной бензиновой фракции в теплообменниках поз. Т301/2, Т301/1 и Т309 перед выдачей на склад.

В обвязке насоса поз. Н302, предусмотрена ручная арматура, датчики давления на всасывающем и нагнетательном трубопроводах, обратные клапана, датчики заполнения насосов, сопряженные с блокировками, штуцера с арматурой и шланговыми соединениями для проведения пропарки и продувки трубопроводов. Датчики давления на нагнетательном трубопроводе сопряжены с блокировкой – при значительном падении давления насос отключается.

Трубопровод орошения колонны поз. К301 оборудован расходомером поз. F1253 и регулирующим клапаном поз. FV1253 для регулирования расхода орошения колонны поз. К301 с коррекцией по температуре верха

колонны, ручной арматурой для возможности отключения и обратным клапаном у входа в колонну для предотвращения обратного хода. Трубопровод откачки избытка легкой бензиновой фракции оборудован расходомером поз. F1254, регулирующим клапаном поз. LV1269 для регулирования уровня жидкости в сепараторе поз. C301 и электроприводной арматурой поз. AP1012 для возможности отключения трубопровода. Предусмотрена возможность подачи легкой бензиновой фракции насосом поз. H302 в трубопровод некондиции.

Кубовый остаток колонны поз. K301 – отбензиненная нефть с температурой 180 – 190°C – насосом поз. H321 параллельно подается в теплообменники поз. T305/2 и T305/3, где она нагревается за счет тепла отходящего потока мазута из колонны поз. K321 до 220 – 230°C, и затем поступает в змеевики печи поз. П301 для окончательного нагрева. При достижении аварийно низкого уровня жидкости в колонне поз. K301 срабатывает блокировка и насос поз. H321 отключается. Трубопровод отбензиненной нефти на выходе из колонны поз. K301 оборудован ручной арматурой и электроприводной арматурой поз. AP1013 для возможности отключения, штуцером с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки.

Колонна поз. K301 на случай аварийного повышения давления оборудована блоком предохранительных клапанов, установленных на шлемовом трубопроводе. Колонна поз. K301 оборудована приборами контроля температуры и давления по основным сечениям. Также колонна поз. K301 на верху снабжена штуцером с ручной арматурой для стравливания воздуха при проведении гидроиспытаний. Во время работы установки данная арматура должна находиться в закрытом состоянии.

В обвязке насоса поз. H321 предусмотрена ручная арматура, датчики давления на всасывающем и нагнетательном трубопроводах, обратные клапаны и датчики температуры стенки герметизирующего стакана, датчики заполнения, сопряженные с блокировкой (не допускается работа насоса при

отсутствии жидкости), штуцера с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки трубопроводов. Датчики давления на нагнетательном трубопроводе сопряжены с блокировкой – при значительном падении давления насос отключается. Предусмотрена возможность подачи кубового остатка колонны поз. К301 насосом поз. Н321, в трубопровод некондиции.

Блок колонны поз. К301 и насоса поз.Н321 при аварии отключается от смежных блоков электроприводной арматурой поз. АР1011 и АР1014.

Теплообменники поз.Т305/2 и Т305/3 оборудованы байпасами по линиям нефти и мазута. Сырьевые трубопроводы до и после каждого из теплообменников оборудованы ручной арматурой для возможности отключения. На линии отбензиненной нефти после данного блока теплообменников также установлены датчики температуры и давления.

3.3.3. Нагрев отбензиненной нефти в трубчатых печах

Отбензиненная нефть, подаваемая насосом поз. Н321, перед входом в печь нагрева поз. П301 делится на два потока и поступает в змеевики конвективной зоны, где подогревается за счет тепла дымовых газов. Далее парожидкостная смесь поступает в змеевики радиантной зоны, где подогревается тепловым излучением факела горелки.

На трубопроводе подачи отбензиненной нефти после его разветвления установлены узлы регулирования поз. УР15/1 и УР15/2, оборудованные расходомерами поз. F456/1 и F456/2 и регулирующими клапанами поз. FV456/1 и FV456/2. Регулирующие клапаны обеспечивают подачу заданного количества отбензиненной нефти по каждому потоку в печь.

Перед узлами регулирования установлена ручная арматура для отключения, обратные клапаны для предотвращения обратного хода среды. За обратными клапанами в трубопроводы отбензиненной нефти врезаны трубопроводы пара водяного насыщенного, снабженные ручной арматурой, отсечными клапанами поз. Клз.457/1 и Клз.457/2 соответственно и

обратными клапанами. Для обеспечения безопасности во время работы установки трубопровод подачи пара водяного насыщенного находится в работе, на нем предусмотрена система отвода конденсата.

При срабатывании блокировки (например, прогар змеевика в любой из зон печи поз.П301) регулирующие клапаны поз.FV456/1 и FV456/2 закрываются, а отсечные клапаны поз.Клз.457/1 и Клз.457/2 открываются и происходит вытеснение нагретой отбензиненной нефти из змеевиков печи поз. П301 в колонну поз. К321. При этом отключаются насосы поз. Н221, , Н321, осуществляется останова горелки.

На "перевале" печи (верх радиантной зоны) установлены датчики температуры по каждому потоку. Датчики температуры необходимы для контроля прогара змеевика. В конвективной и радиантной зонах также установлены датчики разрежения. Разрежение в печи поз. П301 регулируется положением шиберов на дымовой трубе.

Трансферные трубопроводы на выходе из печи снабжены датчиками температуры. На общем трансферном трубопроводе после объединения выходящих из печи потоков также установлены датчики температуры и давления. Температура объединенного потока нефти на выходе из печи поз. П301 регулируется изменением количества подаваемого на горение топлива.

В трубопровод, проходящий вплотную вдоль объединенного трансферного трубопровода, подается пар водяной насыщенный с целью получения пара водяного перегретого. Пар водяной насыщенный поступает от парового коллектора, от которого также отходят трубопровод паровой завесы печи и трубопровод подачи пара в топочное пространство при аварии. Трубопровод подачи пара водяного насыщенного оборудован ручной арматурой для отключения. На линии подачи пара водяного перегретого перед колонной поз. К321 установлены датчик температуры, расходомер поз. F1313, регулирующий клапан поз. FV1313. Регулирующий клапан обеспечивает подачу заданного количества пара водяного перегретого в колонну. Также на трубопроводе подачи пара водяного перегретого в

колонну поз. К321 установлена ручная арматура для отключения и обратный клапан для предотвращения обратного хода. Пар водяной перегретый направляется в основную атмосферную колонну поз. К321 в отгонную секцию под тарелку № 36.

На дымовой трубе печи поз. П301 установлены датчики температуры, содержания кислорода, окиси углерода (СО) и оксидов азота (NO_x) в дымовых газах.

Печь поз. П301 трубчатая вертикальная двухпоточная с одной горелкой и одной дымовой трубой.

Горелка печи поз. П301 жидкотопливная. Основным топливом является фракция мазута собственного производства. Для печи выбрана горелка типа RMS 50/2-А, исп. ZM производства MaxWeishauptGmbH.

Мазут на горелку печи поз. П301 подается из наземной емкости поз. Е304 блока подготовки жидкого топлива. В емкость поз. Е304 мазут поступает по линии, идущей от трубопроводов подачи мазута на склад после теплообменников поз. Т302/2. Перед емкостью поз. Е304 установлен регулирующий клапан поз. LV420, сопряженный с уровнемером в данной емкости поз. L420. Емкость поз. Е304 снабжена внутренним паровым змеевиком. Также емкость оборудована приборами контроля уровня и температуры. Дыхание емкости осуществляется в атмосферу через совмещенный механический дыхательный клапан СМДК-100АА. Трубопроводы подачи мазута в емкость поз. Е304 оборудованы ручной арматурой и обратными клапанами для предотвращения обратного хода. Имеется также возможность приема топлива в емкость поз. Е304 из автоцистерн. Для обеспечения стабильной температуры и предотвращения застывания жидкого топлива предусмотрена его циркуляция с возвратом излишков в емкость. На трубопроводе возврата топлива установлен регулирующий клапан поз. PV419, предназначенный для регулирования давления топлива в циркуляционном контуре (до себя).

Жидкое топливо из емкости поз. Е304 подаётся насосом поз. Н311, по циркуляционному контуру через теплообменник поз. Т308, где оно подогревается для снижения вязкости паром водяным насыщенным, на горелку печи поз. П301. В обвязке насоса поз. Н311 предусмотрена ручная арматура, датчики давления на нагнетательных трубопроводах, сопряженные с блокировкой (при значительном падении давления насосы отключаются), обратные клапаны на нагнетании, штуцера с арматурой и шланговыми соединениями для проведения пропарки и продувки трубопроводов. При превышении давления в трубопроводе нагнетания насоса поз. Н311 клапан поз. РV419 сбрасывает избыточное топливо в емкость. На прямом и обратном топливных коллекторах установлены датчики расхода. Горелка печи автономна и имеет собственные датчики давления, температуры, топливные насос и подогреватель, воздушный вентилятор для распыления топлива, менеджер горения. Горелка снабжена фотодатчиком, установленным в нижней части топочной секции печи. При погасании пламени горелки подается соответствующий сигнал.

Для защиты от паров взрывопожароопасных продуктов по периметру трубчатой печи поз. П301 установлен перфорированный трубопровод для создания паровой завесы. Пар водяной насыщенный для создания паровой завесы и подачи в топочное пространство подается из общего парового коллектора. На трубопроводах подачи пара водяного насыщенного установлена ручная арматура и отсечные клапаны. По требованиям безопасности коллектор подачи пара водяного насыщенного во время работы установки постоянно заполнен, предусмотрена линия возврата пара.

Прогар змеевиков определяется по падению давления на входе отбензиненной нефти в печь, превышению величины температуры дымовых газов и уменьшению содержания кислорода в дымовых газах. При прогаре змеевика (змеевиков) включается подача пара водяного насыщенного в топочное пространство печи (в обе секции) и аварийная эвакуация сырья паром (выдавливанием в К321).

3.3.4. Атмосферная ректификация отбензиненной нефти

Из печи нагрева поз. П301 отбензиненная нефть в виде парожидкостной смеси по трансферному трубопроводу поступает в питательную секцию основной атмосферной колонны поз. К321, расположенную между тарелками 30 и 31. Трансферный трубопроводу входа в колонну поз. К321 снабжен арматурой и датчиком температуры.

Для улучшения отгона легких фракций от мазута в куб колонны поз. К321 подается пар перегретый водяной. Трубопровод перегретого пара на входе в колонну поз. К321 снабжен расходомером поз. F1313, регулирующим клапаном поз. FV1313 (FV2313), ручной арматурой для возможности отключения и обратным клапаном для предотвращения обратного хода.

Колонна поз. К321 оснащена следующими приборами: датчиками температуры – в верхней, нижней частях колонны, в питательной секции и под тарелкой № 19; датчиками давления – в верхней, нижней частях колонны и на тарелке № 31; датчиками уровня – в кубовой части. Колонна поз. К321 на случай аварийного повышения давления оборудована блоком предохранительных клапанов, установленных на шлемовом трубопроводе. Также колонна поз. К321 на верху снабжена штуцером с ручной арматурой для стравливания воздуха при проведении гидроиспытаний. Во время работы установки данная арматура должна находиться в закрытом состоянии.

Пары верха колонны поз. К321 с температурой 115 – 125°С поступают на конденсацию в воздушный конденсатор-холодильник поз. КХ321. Трубопроводы на входе и выходе из конденсатора-холодильника поз. КХ321 оборудованы ручной арматурой для отключения, а также датчиком температуры на выходе для контроля процесса конденсации. Температура сконденсированного продукта регулируется с помощью частотного преобразователя двигателя вентилятора конденсатора-холодильника поз. КХ321 по сигналу датчика температуры. При изменении частоты вращения двигателя конденсатора-холодильника поз. КХ321 изменяется количество воздуха, подаваемого на охлаждение.

Далее охлажденный до 50 – 60°С продукт направляется в горизонтальный сепаратор поз. С321, где происходит его разделение на тяжелую бензиновую фракцию, углеводородные газы и воду. Сепаратор поз. С321 оборудован приборами контроля температуры, давления, уровня жидкости и уровня раздела фаз.

Углеводородные газы из сепаратора поз. С321 по трубопроводу, снабженному ручной арматурой и регулирующим клапаном поз. PV1300 (PV2300), направляются в вертикальный сепаратор поз. С322, откуда после сепарации остаточного конденсата следуют для сжигания на факел. Регулирующий клапан поз. PV1300 регулирует давление верха колонны поз. К321 путем сброса углеводородных газов из сепаратора поз. С321 (С521).

Подтоварная вода (конденсат водяных паров) из нижней части сепаратора поз. С321 по достижении предельного уровня подается по трубопроводу, снабженному ручной арматурой для отключения и регулирующим клапаном поз. LV1400, в воздушный холодильник поз. ХВ321, откуда осуществляется сброс воды в химически загрязненную канализацию. Регулирующий клапан поз. LV1400 регулирует уровень раздела фаз в сепараторе поз. С321. Трубопроводы на входе и выходе из воздушного холодильника поз. ХВ321 оборудованы ручной арматурой для отключения, а также датчиком температуры на выходе для контроля процесса охлаждения. Имеется возможность байпасирования. Температура подтоварной воды на выходе регулируется с помощью частотного преобразователя двигателя вентилятора воздушного холодильника поз. ХВ321 по сигналу датчика температуры. При изменении частоты вращения двигателя воздушного холодильника поз. ХВ321 изменяется количество воздуха, подаваемого на охлаждение.

Тяжелая бензиновая фракция из сепаратора поз. С321 подается насосом поз. Н322 в две нагнетательные линии: первая – орошение колонны поз. К321 (подается на первую тарелку), вторая – откачка избыточного количества тяжелой бензиновой фракции на склад. Линия откачки тяжелой

бензиновой фракции, объединяясь с трубопроводом откачки легкой бензиновой фракции от насоса поз. Н302, последовательно проходит теплообменники поз. Т301/2, Т301/1, охлаждаясь оборотной водой из сетей, и теплообменник поз. Т309, нагревая своим теплом химически очищенную воду от насоса поз. Н204. Далее трубопровод смешанной бензиновой фракции с температурой 30 °С следует в резервуарный парк.

В обвязке насоса поз. Н322 предусмотрена ручная арматура, обратные клапана, датчики температуры стенки герметизирующего стакана, датчики заполнения насосов, сопряженные с блокировками, штуцера с арматурой и шланговыми соединениями для проведения пропарки и продувки трубопроводов.

Трубопровод орошения колонны поз. К3321 оборудован расходомером поз. F1311 и регулирующим клапаном поз. FV1311 для регулирования расхода орошения колонны поз. К321 с коррекцией по температуре верха колонны, ручной арматурой для возможности отключения и обратным клапаном у входа в колонну для предотвращения обратного хода. Трубопровод откачки избытка тяжелой бензиновой фракции оборудован расходомером поз. F1393, регулирующим клапаном поз. LV1399 для регулирования уровня жидкости в сепараторе поз. С321 и электроприводной арматурой поз. AP1022 для возможности отключения трубопровода. Предусмотрена возможность подачи тяжелой бензиновой фракции насосом поз. Н322 в трубопровод некондиции.

Теплообменники поз. Т301/2, Т301/1, Т309 оборудованы байпасами по линиям смешанной бензиновой фракции и химически очищенной воды. Трубопроводы смешанной бензиновой фракции, химически очищенной и оборотной воды до и после теплообменников оборудованы ручной арматурой для возможности отключения. Линия смешанной бензиновой фракции после теплообменника поз. Т301/1 оборудована датчиком температуры, после теплообменника поз. Т309 – датчиками температуры и давления, расходомером поз. F1183, а также электроприводной арматурой поз. AP1015

на границе установки. Трубопровод оборотной воды после теплообменника поз. Т301/1 оборудован датчиком температуры и регулирующим клапаном поз. TV1116 для управления процессом охлаждения. Регулирующий клапан поз. TV1116 регулирует температуру смешанной бензиновой фракции, управляя расходом оборотной воды.

После теплообменника поз. Т309 в линию смешанной бензиновой фракции врезан трубопровод для обеспечения возможности подачи смешанной бензиновой фракции в трех секционную емкость поз. Е321. Данный трубопровод оборудован электроприводной арматурой поз. AP1016, а также ручной арматурой перед подачей смешанной бензиновой фракции в каждую из трех секций емкости поз. Е321.

Легкая дистиллятная фракция с температурой 210 – 220 °С из колонны поз. К321, отбираемая с накопительной тарелки между тарелками 18 и 19, насосом поз. Н323, последовательно подается в теплообменники поз. Т321/1, Т321/2, Т303/2, Т303/1, где она охлаждается потоком нефти до 80 – 90°С, и затем разделяется на две линии: первая – циркуляционное орошение колонны поз. К321 с предварительным охлаждением в первой и второй секциях аппарата воздушного охлаждения поз. ХВ322 до температуры 40°С, вторая – откачка избыточного количества легкой дистиллятной фракции в резервуарный парк с предварительным охлаждением в теплообменнике поз. Т302/1 потоком нефти от насоса поз. Н221 и в третьей секции аппарата воздушного охлаждения поз. ХВ322 до температуры 40°С. Циркуляционное орошение после холодильника поз. ХВ322 делится на два потока: первый подается на тарелку 16 колонны поз. К321 в качестве орошения, второй – на тарелку 19 в качестве флегмы. Также имеется возможность подачи горячего циркуляционного орошения в колонну поз. К321 напрямую, непосредственно от насоса поз. Н323.

В обвязке насоса поз. Н323 предусмотрена ручная арматура, штуцера с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки трубопроводов, датчики температуры стенки герметизирующего стакана; на

нагнетательных трубопроводах установлены обратные клапаны, датчики давления и датчики заполнения, сопряженные с блокировкой (не допускается работа насоса при отсутствии жидкости). Датчики давления на нагнетательных трубопроводах сопряжены с блокировкой – при значительном падении давления насосы отключаются. На нагнетательных трубопроводах насоса поз. Н323 также установлена электроприводная арматура поз. АР1024 (линия подачи в теплообменник поз. Т321/1) и АР1033 (горячее циркуляционное орошение) для отключения смежных технологических блоков.

Теплообменники поз. Т321/1, Т321/2, Т303/2, Т303/1, Т302/1 по линии легкой дистиллятной фракции снабжены ручной арматурой, байпасными линиями по блокам теплообменников поз. Т321/1, Т321/2, Т303/2, Т303/1 и теплообменнику поз. Т302/1, датчиками температуры после теплообменников поз. Т321/2, Т303/1, Т302/1, электроприводной арматурой поз. АР1025 после теплообменника поз. Т303/1 на линии откачки легкой дистиллятной фракции на склад для отключения смежных технологических блоков.

Трубопроводы на входе и выходе из аппарата воздушного охлаждения поз. ХВ322 оборудованы ручной арматурой для отключения, а также датчиками температуры на выходе для контроля процесса охлаждения. Температура охлаждаемого продукта регулируется с помощью частотного преобразователя двигателя вентилятора холодильника поз. ХВ322 по сигналу датчика температуры. При изменении частоты вращения двигателя холодильника поз. ХВ322 изменяется количество воздуха, подаваемого на охлаждение.

На трубопроводе подачи легкой дистиллятной фракции в колонну поз. К321 перед вводом циркуляционного орошения на тарелку 16 последовательно установлены: расходомер поз. F1312, регулирующий клапан поз. FV1312, регулирующий расход орошения на тарелку 16, ручная арматура для отключения и обратный клапан для предотвращения обратного

хода. Перед вводом флегмы в колонну поз. К321 на тарелку 19 на трубопроводе легкой дистиллятной фракции последовательно установлены: расходомер поз. F1310, регулирующий клапан поз. FV1310, корректирующий расход орошения на тарелку 19 по сигналу температурного датчика, установленного под тарелкой 19, ручная арматура для отключения и обратный клапан для предотвращения обратного хода.

Трубопровод подачи легкой дистиллятной фракции на склад оборудован расходомером поз. F1395, регулирующим клапаном поз. FV1395 и электроприводной арматурой поз. AP1026 на границе установки. Регулирующий клапан поз. FV1395 регулирует расход легкой дистиллятной фракции, корректируя его по сигналу температурного датчика, установленного непосредственно в трубопроводе отбора фракции из колонны поз.К321. После регулирующего клапана на трубопроводе легкой дистиллятной фракции сделана врезка, соединяющая его с трубопроводом некондиции, а также установлен пробоотборник.

Тяжелая дистиллятная фракция с температурой 320 – 330°С из колонны поз. К321, отбираемая с тарелки 25, проходит последовательно теплообменник поз. Т301/3, охлаждаясь потоком нефти до 110 – 120°С, аппарат воздушного охлаждения поз. ХВ302/2, где она дополнительно охлаждается до 60°С, и поступает на всас насоса поз. Н325. Насосом поз. Н325 тяжелая дистиллятная фракция с температурой 60°С откачивается в резервуарный парк.

Трубопровод тяжелой дистиллятной фракции до и после теплообменника поз. Т301/3 снабжен ручной арматурой, байпасной линией, а также датчиком температуры после теплообменника.

Трубопроводы на входе и выходе из аппарата воздушного охлаждения поз. ХВ302/2 оборудованы ручной арматурой для отключения, а также датчиком температуры на выходе для контроля процесса охлаждения и электроприводной арматурой поз. AP1029 для отключения смежных блоков. Температура охлаждаемого продукта регулируется с помощью частотного

преобразователя двигателя вентилятора холодильника поз. ХВ302/2,3 по сигналу датчика температуры. При изменении частоты вращения двигателя холодильника поз. ХВ302/2 изменяется количество воздуха, подаваемого на охлаждение.

В обвязке насоса поз. Н325 предусмотрена ручная арматура, штуцера с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки трубопроводов, датчики температуры стенки герметизирующего стакана; на нагнетательных трубопроводах установлены обратные клапаны, датчики давления и датчики заполнения, сопряженные с блокировкой (не допускается работа насоса при отсутствии жидкости). Датчики давления на нагнетательных трубопроводах сопряжены с блокировкой – при значительном падении давления насосы отключаются. На нагнетательном трубопроводе насоса поз. Н325 также установлены расходомер поз. F1394 и электроприводная арматура поз. AP1030 для отключения смежных технологических блоков.

На колонне поз. К321 предусмотрен штуцер с арматурой и заглушкой для отбора затемненного продукта в случае необходимости: штуцер отбора расположен в питательной части колонны между тарелками 30 и 31. Линия затемненного продукта врезана в трубопровод отбора тяжелой дистиллятной фракции из колонны поз. К321.

Мазут из куба колонны поз. К321 с температурой 330 – 340 °С поступает последовательно в теплообменники поз. Т305/3, Т305/2, нагревая своим теплом поток нефти. Далее мазут с температурой 220 – 230°С насосом поз. Н324 подается в два нагнетательных трубопровода: первый проходит последовательно через теплообменники поз. Т322, Т304, Т305/1, Т302/2, где он нагревает поток нефти, второй – через теплообменники поз. Т306/2 и Т306/1, где он нагревает поток химически очищенной воды. Затем данные трубопроводы объединяются, и мазут с температурой 90 °С одной линией откачивается в резервуарный парк.

Трубопровод подачи мазута на склад снабжен пробоотборником. Пробоотборник представляет собой трубопровод малого диаметра с двумя единицами арматуры и гусаком, а также дренажным трубопроводом для перемещения слива и остатков пробы в дренажную систему.

Трубопровод отбора мазута из кубовой части колонны поз. К321 до и после теплообменников поз. Т305/3, Т305/2, Т322, Т304, Т305/1, Т302/2, Т306/2 и Т306/1 снабжен байпасными линиями, датчиками температуры после теплообменников поз. Т305/2, Т304, Т305/1, Т302/2, Т306/1, датчиками давления после теплообменников поз. Т304, Т305/1, электроприводной арматурой поз. АР1031 после теплообменника поз. Т305/2 (Т505/2) для отключения смежных блоков.

В обвязке насоса поз. Н324 предусмотрена ручная арматура, датчики давления на всасывающем и нагнетательном трубопроводах, обратные клапаны и датчики температуры контура охлаждения, датчики заполнения, сопряженные с блокировкой (не допускается работа насоса при отсутствии жидкости), штуцера с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки трубопроводов. Датчики давления на нагнетательном трубопроводе сопряжены с блокировкой – при значительном падении давления насос отключается. Насос поз.Н324, охлаждаются химически очищенной водой из сетей. На нагнетательном трубопроводе насоса поз.Н324, установлена электроприводная арматура поз. АР1028 для отключения смежных блоков.

На линии подачи мазута в резервуарный парк после теплообменника поз. Т302/2 установлены расходомер поз. F1182 и регулирующий клапан поз.FV1182, регулирующий уровень жидкости в кубе колонны поз. К321, корректируя количество откачиваемого мазута. Трубопровод мазута на границе установки снабжен датчиками температуры и давления, а также электроприводной арматурой поз. АР1032, отключающей его от смежного технологического блока.

3.3.5. Подача реагентов

Система подачи реагентов включает в себя подачу нейтрализатора и ингибитора коррозии в шлемовые трубопроводы колонн поз. К301 и К321, подачу деэмульгатора в трубопровод всаса насоса поз. Н221, а также подачу депрессора в трубопровод откачки легкой дистиллятной фракции в резервуарный парк.

Нейтрализатор, ингибитор и деэмульгатор подаются из бочек с помощью бочкового насоса поз. Н331 в трех секционную расходную емкость поз. Е321, откуда поступают в трубопроводы всаса соответствующих насосных агрегатов: насос поз. Н328 – подача деэмульгатора в трубопровод всаса насоса поз. Н221; насосы поз. Н329/1 и Н329/2 – подача нейтрализатора в шлемовые трубопроводы колонн поз. К301 и К321 соответственно; насосы поз. Н330/1 и Н330/2 – подача ингибитора в шлемовые трубопроводы колонн поз. К301 и К321 соответственно. В случае необходимости приготовления рабочих растворов нейтрализатора и ингибитора определенной концентрации имеется возможность приема смешанной бензиновой фракции в соответствующие секции емкости поз. Е321 из трубопровода подачи на склад. Реагенты одновременно подаются в шлемовые трубопроводы колонн, причем по ходу движения потока первым вводится нейтрализатор, а затем – на расстоянии не менее трех метров – ингибитор коррозии.

Емкость поз. Е321 оборудована датчиками температуры и уровня, а также дренажными трубопроводами, индивидуальными для каждой секции. На нагнетательных трубопроводах насосов поз. Н328, Н329/1, Н329/2, Н330/1, Н330/2 предусмотрены датчики давления, ручная арматура (около самого насосного агрегата и непосредственно перед врезкой), обратные клапаны (около самого насосного агрегата и непосредственно перед врезкой для предотвращения обратного хода), электроприводная арматура поз. АР1017, АР1020, АР1021, АР1018, АР1019 соответственно для отключения смежных блоков. Для отбора проб реагентов трубопроводы нагнетания насосов поз. Н328, Н329/1, Н329/2, Н330/1, Н330/2 также оборудованы

пробоотборниками. Двигатели насосов поз. Н328, Н329/1, Н329/2, Н330/1, Н330/2 снабжены частотными преобразователями для регулирования подачи реагентов.

Депрессор подается из бочки с помощью бочкового насоса в расходную емкость поз. Е203; для приготовления рабочего раствора необходимой концентрации в данную емкость также поступает легкая дистиллятная фракция из трубопровода подачи на склад. Раствор депрессора подается в трубопроводы всаса насосов поз. Н202, Н202Р. Насос поз. Н202 предназначен для циркуляции раствора депрессора с целью его перемешивания в емкости поз. Е203, насос поз. Н202Р – для подачи раствора депрессора в трубопровод откачки легкой дистиллятной фракции на склад.

Емкость поз. Е203 оборудована датчиком уровня и дренажным трубопроводом. На нагнетательных трубопроводах насосов поз. Н202, Н202Р предусмотрены ручная арматура (около самого насосного агрегата и непосредственно перед врезкой) и обратные клапаны. В обвязке насоса поз. Н202 также предусмотрен датчик заполнения.

3.3.6. Описание схемы сброса от предохранительных клапанов, факельной системы, схем дренажной системы и схемы снабжения энергоресурсами производственного объекта

На случай аварийного превышения давления электродегидратор поз. ЭД321, шлемовые трубопроводы колонн поз. К301 и К321 оборудованы блоками предохранительных клапанов. Блоки предохранительных клапанов (включают один рабочий клапан, один резервный и переключающее устройство) обеспечивают их обслуживание без необходимости остановки установки УПН-100А. Сбросы от предохранительных клапанов электродегидратора поз. ЭД321 и колонн поз. К301 и К321 поступают в сепаратор поз. С322, откуда направляются на сжигание в факельную систему. Для снижения количества выбрасываемых паров через предохранительные клапаны колонн поз. К301 и К321 проектом предусмотрен ряд противоаварийных мероприятий, осуществляемых автоматически системой ПА3 при росте давления выше заданного.

Сепаратор поз. С322 оборудован датчиками контроля температуры и уровня.

На случай аварийных ситуаций в аппаратах предусмотрена система аварийного опорожнения.

Освобождение куба колонны поз. К301 предусмотрено насосами поз. Н321 по коллектору некондиции. В этом случае горячий продукт охлаждается в воздушном холодильнике поз. ХВ302/1 и, минуя арматуру с электроприводом поз. АР1034, направляется на склад в нефтяные резервуары. Для контроля температуры трубопровод некондиции оборудован датчиками до и после воздушного холодильника поз. ХВ302/1 (ХВ502/1). Двигатель холодильника поз. ХВ302/1 включается при повышении температуры в трубопроводе некондиции. Температура некондиционного продукта регулируется с помощью частотного преобразователя двигателя вентилятора воздушного холодильника поз. ХВ302/1.

Кубовый остаток колонны поз. К321 в случае аварийной ситуации также перекачивается через коллектор некондиции на склад с помощью насосов поз. Н324.

Аварийное опорожнение сепараторов поз. С301 и С321 осуществляется перекачиванием их содержимого насосами поз. Н302, и Н322, соответственно на склад через коллектор некондиции.

Теплообменники поз. Т301/1, Т301/2, Т301/3, Т302/1, Т302/2, Т303/1, Т303/2, Т304, Т305/1, Т305/2, Т305/3, Т306/1, Т306/2, Т309, Т321/1, Т321/2, Т322 на случай аварийной ситуации или ремонта опорожняются через дренажную систему.

Дренажные стоки от технологического оборудования, насосов и пробоотборников поступают по системе дренажных трубопроводов в подземную дренажную емкость поз. Е302, которая сообщается также через общий дренажный коллектор с подземной дренажной емкостью поз. Е303. Опорожнение дренажных емкостей поз. Е302 и Е303 осуществляется насосами поз. Н310 и Н308 соответственно в буферную емкость поз. Е201 либо по линии некондициина склад в нефтяные резервуары. Кроме того имеется возможность откачки подтоварной воды из дренажной емкости поз. Е302 насосом поз. Н310 в расходную емкость химически очищенной воды поз. Е204.

Дренажные емкости поз. Е302 и Е303 оборудованы датчиками контроля уровня и температуры. В обвязке насосов поз. Н310 и Н308 предусмотрены ручная арматура для возможности отключения, обратные клапаны для предотвращения обратного хода и штуцеры с арматурой и шланговым соединением для проведения пропарки и продувки трубопроводов.

Трубопроводы с застывающими и высоковязкими продуктами обогреваются с помощью пара водяного насыщенного, теплофикационной воды и электрообогрева.

Продувка трубопроводов и аппаратов осуществляется паром водяным насыщенным. Пар водяной насыщенный поступает на установку из сетей предприятия (от котельной установки). На границе с эстакадой установлена отключающая арматура с ручным приводом. Конденсат пара водяного насыщенного от трубопроводов пара, паровых спутников, змеевиков, обогревающих оборудование, собирается в общем коллекторе и возвращается в сети предприятия.

Дыхание буферной емкости поз. E201, трех секционной расходной емкости поз. E321 и дренажных емкостей поз. E302, E303 осуществляется в атмосферу посредством свечей, оборудованных либо совмещенным механическим дыхательным клапаном СМДК-100АА (емкость поз. E201,), либо огнепреградителем (емкости поз. E321, E302, E303,).

К теплообменникам поз. Т301/1, Т301/2 обратная вода для охлаждения смешанной бензиновой фракции поступает из сетей предприятия (от блока обратного водоснабжения).

Отбор проб нефти и вырабатываемой продукции осуществляется оператором в соответствии с графиком аналитического контроля. Отбор проб получаемых на установке УПН-100А фракций производится не менее двух раз в смену.

3.3.7. Характеристика исходного сырья и готовой продукции

Характеристики исходного сырья и готовой продукции приведены в таблице:

Таблица 3.1.

Наименование сырья и готовой продукции	Обозначение НД	Характеристика качества	
		Наименование показателя	Значение по НД
1	2	3	4
Нефть	ГОСТ Р 51858-2002	Плотность при температуре плюс 20°C, кг/м ³	
		Массовая доля общей серы, % масс., не более	
		Массовая концентрация хлористых солей, мг/ дм ³ , не более	
		Массовая доля сероводорода, млн. ⁻¹ (ppm), не более	
		Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	
		Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. ⁻¹ (ppm), не более	
		Массовая доля механических примесей, % масс., не более	
		Массовая доля воды, % масс., не более	
		Давление насыщенных паров, кПа, не более	

Продолжение таблицы 3.1.

1	2	3	4
Бензин газовый стабильный	ТУ 0272-014- 79198169- 2011	Фракционный состав: температура начала кипения, °С, не ниже	30
		10% 50% 90%	Не нормируется, определение обязательно
		температура конца кипения, °С, не выше	215
		Остаток в колбе, % не более	Не нормируется
		Остаток и потери, % не более	Не нормируется
		Плотность при плюс 15°С, кг/м ³ , не более	735
		Плотность при плюс 20°С, кг/м ³ , не более	Не нормируется
		Давление насыщенных паров, кПа (psi), не более	99,0 (14,4)
		Массовая доля серы, %, не более	0,0500

Продолжение таблицы 3.1.

1	2	3	4
<p>ГАЗОЙЛЬ особо лёгкое ИСО-F-D 1 / ГАЗОЙЛЬ лёгкое ИСО-F-D 2</p>	<p>ТУ 0251-015- 79198169- 2012</p>	<p>Фракционный состав: до 250°С перегоняется, %, не менее до 365°С перегоняется, %, не менее</p>	<p>20 90</p>
		<p>Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не менее</p>	<p>40 / 50</p>
		<p>Температура застывания, °С, не выше</p>	<p>- 20 / -10</p>
		<p>Внешний вид и цвет</p>	<p>Прозрачный, от светло-желтого до желтого</p>
		<p>Массовая доля общей серы, %, не более</p>	<p>0,4 / 0,5</p>
		<p>Массовая доля воды, %, не более</p>	<p>0,5</p>
		<p>Массовая доля механических примесей, %, не более</p>	<p>0,5</p>
		<p>Кислотность, мг КОН на 100 см³ топлива, не более</p>	<p>5,0</p>
		<p>Зольность, %, не более</p>	<p>0,1</p>
		<p>Кинематическая вязкость при плюс 20°С, мм²/с, не более</p>	<p>4,0 / 6,0</p>
		<p>Коэффициент фильтруемости, не более</p>	<p>3,0</p>

Продолжение таблицы 3.1.

1	2	3	4
<p>ГАЗОЙЛЬ тяжёлое ИСО-F-D 3 / ГАЗОЙЛЬ особо тяжёлое ИСО-F-D 4</p>	<p>ТУ 0251-015- 79198169- 2012</p>	<p>Плотность при температуре плюс 20°С, кг/м³, не более</p>	<p>890,0 / 920,0</p>
		<p>Фракционный состав: до 250°С перегоняется, %, не менее до 365°С перегоняется, %, не менее</p>	<p>Не нормируется 30 / 15</p>
		<p>Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С, не менее</p>	<p>80 / 85</p>
		<p>Температура застывания, °С, не выше</p>	<p>15</p>
		<p>Внешний вид и цвет</p>	<p>Прозрачный, от желтого до темно- коричневого</p>
		<p>Массовая доля общей серы, %, не более</p>	<p>0,9</p>
		<p>Массовая доля воды, %, не более</p>	<p>0,5</p>
		<p>Массовая доля механических примесей, %, не более</p>	<p>0,5</p>
		<p>Зольность, %, не более</p>	<p>0,1</p>
		<p>Кинематическая вязкость при плюс 50°С, мм²/с, не более</p>	<p>12,0 / Не нормируется</p>

Продолжение таблицы 3.1.

1	2	3	4
Мазут топочный 100	ГОСТ 10585-99	Плотность при плюс 20°С, кг/м ³	Не нормируется
		Температура застывания, °С, не выше	25
		Температура вспышки в открытом тигле, °С, не ниже	110
		Массовая доля серы, % масс., не более III вида IV вида	1,5 2,0
		Содержание сероводорода и летучих меркаптанов	Отсутствие
		Содержание воды, % масс, не более	1,0
		Вязкость при 80°С, не более: условная, градусы ВУ или кинематическая, мм ² /с	Не нормируется 118,0
		Вязкость при 100°С, не более: условная, градусы ВУ или кинематическая, сСт	6,8 50,0
		Зольность, %, не более, для мазута малозольного	0,05
		Содержание механических примесей, % масс., не более	1,0
		Содержание ВКЩ	Отсутствие
		Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо, кДж/кг, не менее, для мазутов III и IV вида	40530

4. Расчетная часть

4.1. Исходные данные и материальный баланс

Исходные данные:

Мощность (производительность) установки переработки нефти по сырью – 300 000 тонн/год.

Режим работы УПН-100А, УПН-100Б – непрерывный, в течение 8 000 часов в год.

Плотность нефти: $\rho_4^{20} = 847 \text{ кг/м}^3$

Кинематическая вязкость нефти:

при 20 °С $\nu_{20} = 8,9 \text{ мм}^2/\text{с}$

при 50 °С $\nu_{50} = 4,7 \text{ мм}^2/\text{с}$

Массовая концентрация хлористых солей на входе (C_H): 100 мг/ дм³

Массовая доля воды на входе (B_H): 0,5 % масс.

Требования к нефти на выходе из ЭЛОУ

Массовая концентрация хлористых солей на выходе (C_K): 3 мг/ дм³

Массовая доля воды на выходе (B_K): 0,1 % масс.

Расход деэмульгатора 5 г/т

Наименьший диаметр осаждающихся капель воды, $d = 2,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}$

Определяется расход сырья G , кг/ч:

Исходя из исходных данных $G_T = 300000 \text{ т/год}$, соответственно

$$G = \frac{G_T * 1000}{8000} = \frac{300000 * 1000}{8000} = 37500 \text{ кг/ч} = 37,5 \text{ т/ч}$$

Определяется расход промывной воды

Количество промывной воды $G'_{\text{ПР}}$, (% на нефть) можно определить по уравнению [5 стр. 33]

$$G'_{\text{ПР}} = \frac{(k * B_K * C_H - B_H * C_K) * 100}{100 * C_K - k * B_K}$$

где k - коэффициент, выражающий степень отклонения от теоретических условий разбавления соленой воды пресной (для расчетов можно принимать от 0,80 до 0,95);

V_H, V_K - начальное и конечное содержание воды в нефти, %,

C_H, C_K - начальное и конечное содержание солей в нефти, мг/л;

$$G'_{\text{ПР}} = \frac{(0,9 * 0,1 * 100 - 0,5 * 3) * 100}{100 * 3 - 0,9 * 0,1} = 2,5 \%$$

Следовательно расход промывной воды $G_{\text{ПР}}$, (кг/ч) будет

$$G_{\text{ПР}} = 37500 * 0,025 = 937,5 \text{ кг/ч} = 0,9375 \text{ т/ч}$$

Расход деэмульгатора:

$$5 \text{ г/т} = 0,005 \text{ кг/т}$$

Расход сырья 37,5 т/ч, следовательно расход деэмульгатора:

$$G_{\text{Д}} = 37,5 * 0,005 = 0,1875 \text{ кг/ч} = 0,0001875 \text{ т/ч}$$

Расход аппарата по жидкости:

$$G_{\text{Ж}} = 37500 + 937,5 + 0,1875 = 38437,6875 \text{ кг/ч} = 38,4377 \text{ т/ч}$$

Количество подтоварной воды в сырье:

$$G_{\text{В}} = 37500 * 0,005 = 187,5 \text{ кг/ч}$$

Количество нефти

$$G_{\text{Н}} = 37500 - 187,5 = 37312,5 \text{ кг/ч}$$

Следовательно, количество подтоварной воды в нефти на выходе из электродегидратора:

$$G_{\text{В ВЫХ}} = \frac{187,5}{5} = 37,5 \text{ кг/ч}$$

Так как деэмульгатор нефтерастворимый и практически полностью растворяется в нефти (95-100%), расход обессоленного сырья на выходе из аппарата:

$$G_{\text{ВЫХ}} = 37312,5 + 37,5 + 0,1875 = 37350,1875 \text{ кг/ч}$$

Расход подтоварной воды сбрасываемой из аппарата

$$G_{\text{ПОДТ В}} = 187,5 - 37,5 + 937,5 = 1087,5 \text{ кг/ч}$$

На основе расчетов составляется таблица материального баланса.

Таблица 4.1.

Материальный баланс

Статьи баланса	G, кг/ч
Приход	
Сырая нефть (в том числе вода)	37500 (187,5)
Промывная вода	937,5
Деэмульгатор	0,1875
Итого	38437,6875
Расход	
Обессоленная нефть (в том числе вода + растворенный деэмульгатор)	37350,1875 37,5 0,1875
Подтоварная вода	1087,5
Итого	38437,6875

4.2. Определение температуры процесса

С повышением температуры уменьшается вязкость нефти, что ускоряет как столкновение и слияние, так и осаждение капель воды. Стабильность пленки, защищающей каплю, также снижается при повышении температуры, во-первых, за счет увеличения растворения и скорости диффузии естественных эмульгаторов в нефти и, во-вторых, за счет снижения вязкости и когезии, т. е. сцепления пленки. С увеличением температуры снижается и расход деэмульгатора [8].

Повышение температуры более 120 °С нерационально, так как при этом увеличивается электрическая проводимость эмульсии и, соответственно, снижается напряженность электрического поля и

повышается расход электроэнергии, что значительно осложняет условия работы проходных и подвесных изоляторов. Кроме того, растет давление насыщенных паров и, как результат, давление в аппаратах [8]. Повышение температуры обуславливает также дополнительные затраты на охлаждение воды, дренируемой из электродегидраторов, перед сбросом ее в канализацию.

Обычно температуру повышают до достижения вязкости 2—4 мм²/с. Пользуясь номограммой Семенидо [8] определяется температура, при которой вязкость нефти будет в пределах 2—4 мм²/с.

Полученный результат находится в интервале температур 70-90 °С.

Принимается температура 80 °С

Вязкость при данной температуре по номограмме Семенидо [8]:

$$\nu_{80} = 3 \text{ мм}^2/\text{с}$$

4.3. Выбор конструкции и расчет объема электродегидратора

В настоящее время наибольшее применение на установках электрообессоливания получили горизонтальные электродегидраторы. Преимущества их по сравнению с использовавшимися ранее вертикальными и шаровыми электродегидраторами следующие [8]:

- высокая удельная производительность;
- более благоприятные условия осаждения, которые можно оценить отношением S / V (где S — средняя площадь горизонтального сечения, м²; V — объем электродегидратора, м³); чем больше S / V , тем лучше условия осаждения, так как снижается линейная скорость вертикального движения нефти и водяным каплям легче осесть;
- меньшая стоимость за счет сравнительно небольшого диаметра электродегидраторов, способных работать при повышенных давлениях и температурах;

- меньшее количество электрооборудования и более простая электрическая схема.

Рассчитывается $G'_{\text{ж}}$ – объёмный расход жидкости через электродегидратор, м³/мин

$$G'_{\text{ж}} = \frac{G_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}^t}$$

Где $G_{\text{ж}}$ - массовый расход жидкости

$\rho_{\text{ж}}^t$ - плотность жидкости при данной температуре

Определяется плотность нефти (г/см³) при температуре среды в электродегидраторе 80 °С.

Определяется по формуле Д.И.Менделеева:

$$\rho_{\text{н}}^t = \rho_{\text{н}}^{20} - \alpha * (t - 20)$$

где α – температурная поправка к плотности, определяется по формуле:

$$\alpha = (18,31 - 13,233 * \rho_4^{20}) * 10^{-4}$$

$$\alpha = (18,31 - 13,233 * 0,847) * 10^{-4} = 0,00071$$

$$\rho_{\text{н}}^{80} = 0,847 - 0,00071 * (80 - 20) = 0,804 \text{ г/см}^3 = 804 \text{ кг/м}^3$$

Плотность воды при 80 °С определяется по таблице 10 [12. стр175]

$$\rho_{\text{в}}^{80} = 971,8 \text{ кг/м}^3 = 0,9718 \text{ г/см}^3$$

Плотность жидкости определяется по уравнению аддитивности:

$$\rho_{\text{ж}}^{80} = \frac{100}{\frac{97,5}{804} + \frac{2,5}{971,8}} = 807,5 \text{ кг/м}^3 = 0,8075 \text{ г/см}^3$$

Объёмный расход жидкости через электродегидратор:

$$G'_{\text{ж}} = \frac{38437,6875}{807,5} = 47,6 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,79 \text{ м}^3/\text{мин} = 0,0132 \text{ м}^3/\text{с}$$

Линейная скорость движения нефти в электродегидраторе должна быть как минимум в два раза меньше рассчитанной скорости осаждения капель воды[8].

$$u_{\text{пок}} \geq 2u_{\text{н}}$$

Где $u_{\text{пок}}$ - скорость осаждения капель воды в неподвижной среде, м/с;

$u_{\text{н}}$ – скорость движения нефти при её нижней подаче, м/с.

Для гарантированного отстоя рекомендуется двухкратный запас [8]:

$$u_{\text{пок}} \geq 4u_{\text{н}}$$

Скорость осаждения капель воды при ламинарном движении определяется по формуле Стокса[8]:

$$u_{\text{пок}} = \frac{d^2 * g * (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}{18\nu_{\text{н}}\rho_{\text{н}}}$$

Где d - наименьший диаметр осаждающихся капель воды при данном содержании воды в нефти, $d = 2,2 * 10^{-4}$ м;

g – ускорение свободного падения, 9,8 м/с

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды при данной температуре в электродегидраторе, кг/м³

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти при данной температуре в электродегидраторе, кг/м³

$\nu_{\text{н}}$ – кинематическая вязкость нефти при данной температуре в электродегидраторе, м²/с

$$u_{\text{пок}} = \frac{0,00022^2 * 9,8 * (971,8 - 804)}{18 * 0,000003 * 804} = 0,0018 \text{ м/с}$$

Проверяется критерий Рейнольдса по формуле [8]:

$$\text{Re} = \frac{u_{\text{пок}} * d}{\nu_{\text{н}}}$$

Должно выполняться условие

$$10^{-4} \leq \text{Re} \leq 0,4$$

$$\text{Re} = \frac{0,0018 * 0,00022}{0,000003} = 0,132$$

Условие выполняется, следовательно, формула Стокса применена правильно.

При известной скорости осаждения капля воды в неподвижной среде ($u_{\text{пок}}$), можно определить наибольшую, возможную скорость движения нефти при её нижней подаче ($u_{\text{н}}$)

$$u_{\text{н}} = \frac{u_{\text{пок}}}{4}$$

и, следовательно, необходимое поперечное сечение электродегидратора [8]

$$S = \frac{G'_{\text{ж}}}{u_{\text{н}}}$$

$$u_{\text{н}} = \frac{0,0018}{4} = 0,00045 \text{ м/с}$$

$$S = \frac{0,0132}{0,00045} = 29,33 \text{ м}^2$$

Исходя из этого принимается электродегидратор ЭД-80 разработки ООО «Опытный завод резервуаров и металлоконструкций» совместно с проектным институтом ООО «ПриволжскНИПИнефть», со следующими характеристиками:

Таблица 4.2.

Характеристики ЭД-80

Объем (условный), м ³		80
Давление, МПа	рабочее	0,8
	расчетное	1
	пробное при гидроиспытании	1,4
Длина, м	аппарата	10,645
	обечайки	8,7
Диаметр, м		3,4
Температура, °С	рабочая среды, не более	150
	расчетная стенки	150
Прибавка на коррозию, мм		4
Группа аппарата по ОСТ 26-291-94		1
Масса аппарата		23780 кг

Поперечное сечение электродегидратора ЭД-80:

$$S_{\text{ЭД-80}} = L * D = 3,4 * 8,7 = 29,58 \text{ м}^2$$

Исходя из этого следует, что электродегидратор ЭД-80 удовлетворяет необходимым требованиям.

4.4. Тепловой баланс

Тепловой баланс аппарата учитывает все тепло вносимое в аппарат и выносимое из него.

Баланс составляется на основе закона сохранения энергии, при равенстве количества тепла поступающего в аппарат и выходящего из него.

Составляется уравнение теплового баланса:

$$\sum Q_{\text{прих.}} = \sum Q_{\text{расх.}}$$

$$Q_{GЖ} = Q_{GВЫХ} + Q_{GBВЫХ}$$

Определяется количество тепла, поступающего с сырьем, кВт;

$$Q_{G_{ж}} = G_{ж} * i$$

где $G_{ж}$ – массовый расход сырья, жидкой и паровой фаз сырья соответственно, кг/ч

i – энтальпия жидкого сырья, кДж/кг

Энтальпию жидких нефтепродуктов при температуре T , К можно рассчитать по уравнению Крега в зависимости от плотности жидкости, г/см³ приданной температуре:

$$i = \frac{1}{\sqrt{\rho_{ж}^t}} * (0,0017 * T^2 + 0,762 * T - 334,25)$$

$$i = \frac{1}{\sqrt{0,804}} * (0,0017 * 353^2 + 0,762 * 353 - 334,25) = 163,5 \text{ кДж/кг}$$

$$Q_{G_{ж}} = 38437,7 * 163,5 = 6284563,95 \text{ кДж/кг} = 1745,7 \text{ кВт}$$

Тепловой поток обессоленной нефти на выходе:

$$Q_{G_{вых}} = G_{вых} * i$$

$$Q_{G_{вых}} = 37350,2 * 163,5 = 6106757,4 \text{ кДж/кг} = 1695,3 \text{ кВт}$$

Потери принимаются 3%:

$$Q_{пот} = 1745,7 * 0,03 = 5,2 \text{ кВт}$$

Тепло, уходящее с подтоварной водой:

$$Q_{G_{ВВЫХ}} = 1745,7 - 1695,3 - 5,2 = 45,2 \text{ кВт}$$

Полученные данные заносятся в таблицу 4.3.

Таблица 4.3.

Тепловой баланс аппарата.

ПРИХОД	
	Q, кВт
С сырьем	1745,7
Итого	1745,7
РАСХОД	
С обессоленной нефтью	1695,3
С подтоварной водой	45,2
Потери	5,2
Итого	1745,7

4.5. Цилиндрическая обечайка

Цилиндрическая обечайка - цилиндрическое кольцо либо короткая труба, которые преимущественно получают вальцовкой при толщине листа до 40 мм, гибкой и раскаткой - при большей толщине листа.

Материал для корпуса ректификационной колонны выбирается из условий технических требований из ряда материалов по ГОСТ 5949-75: 09Г2С.

Характеристика материала. Сталь 09Г2С.

Сталь 09Г2С по ГОСТ5949-75: сплав, содержащий 0,09% углерода, 2% марганца и кремний, количество которого не превышает 1%.

Расчетная толщина стенки обечайки рассчитывается по уравнению [10]:

$$S_p = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{P_p \cdot D}{(2\varphi[\sigma]) - P_p} \\ \frac{P_{и} \cdot D}{(2\varphi[\sigma]_{20}) - P_{и}} \end{array} \right\}$$

где:

P_p - расчетное внутреннее давление в аппарате, $P_p = 1$ МПа;

$P_{и}$ - давление гидроиспытания аппарата, $P_{и} = 1,4$ МПа;

D - диаметр обечайки $D = 3400$ мм;

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение материала аппарата при расчетной температуре $t=150^{\circ}\text{C}$, $[\sigma]=171$ МПа для стали марки 09Г2С (таблица А1 ГОСТ Р 52857.1-2007);

$[\sigma]_{20}$ - допускаемое напряжение материала аппарата при температуре $t=20^{\circ}\text{C}$, $[\sigma]_{20}=196$ МПа для стали марки 09Г2С(таблица А1 ГОСТ Р 52857.1-2007);

φ - коэффициент прочности сварного продольного шва цилиндрической обечайки, $\varphi = 0,9$ для стыкового сварного шва с двусторонним сплошным проваром при длине контролируемых швов 40%

(таблица Д1 ГОСТ Р 52857.1-2007).

$$S_p = \max \left\{ \begin{array}{l} \frac{1 * 3400}{2 * 0,9 * 171 - 1} = 11,1 \\ \frac{1,35 * 3400}{2 * 0,9 * 196 - 1,35} = 13,1 \end{array} \right\} = 13,1 \text{ мм}$$

По расчётам, максимальная расчетная толщина обечайки составляет 13,4 мм.

Исполнительная толщина стенки обечайки S , мм, рассчитывается по формуле

$$S = S_p + C$$

где C – прибавки, для данной марки стали в рассматриваемых условиях:

$$C = C_1 + C_2 + C_3$$

где C_1 – прибавка на коррозию и эрозию, $C_1 = 4$ мм,

C_2 – прибавка на минусовое отклонение по толщине листа, $C_2 = 0,8$ мм (Таблица ГОСТ 19903 -74. Сталь листовая);

C_3 – технологическая прибавка, учитывающая утончение материала при технологической обработке, $C_3 = 0$ мм при вальцовке;

$$C = 4 + 0,8 + 0 = 4,8 \text{ мм}$$

$$S = 13,1 + 4,8 = 17,9 \text{ мм}$$

Полученную толщину округляем до ближайшего стандартного значения из ряда номинальных толщин листов ГОСТ 19903-74. Сталь листовая, и принимаем толщину стенки обечайки аппарата $S = 18$ мм.

4.6. Определение диаметров штуцеров

Диаметры патрубков для подвода и отвода материальных потоков определяем из уравнения расхода в соответствии с формулой [9]

$$d = \sqrt{\frac{4 * G}{\pi * \rho * W_{\text{доп}}}}$$

где G – расход потока, кг/с;

ρ – плотность потока, кг/м³;

$W_{\text{доп}}$ – величина допустимой скорости движению потока, м/с.

Величина допустимой скорости $W_{\text{доп}}$ принимается в зависимости от назначения штуцера и фазового состояния потока (м/с) по таблице [9]

Диаметр штуцера для ввода сырья:

$$G_{\text{Ж}} = 38437,7 \text{ кг/ч} = 10,7 \text{ кг/с}$$

$$\rho_{\text{Ж}}^{80} = 807,5 \text{ кг/м}^3$$

$$W_{\text{доп}} = 0,5 \text{ м/с}$$

$$d_1 = \sqrt{\frac{4 * 10,7}{3,14 * 807,5 * 0,5}} = 0,18 \text{ м} = 180 \text{ мм}$$

Полученный диаметр округляется в большую сторону до ближайшего стандартного значения по ОСТ 26-1404-76 – 200 мм

Диаметр штуцера для сброса подтоварной воды:

$$G_{\text{подт в}} = 1087,5 \text{ кг/ч} = 0,3 \text{ м/с}$$

$$\rho_{\text{В}}^{80} = 971,8 \text{ кг/м}^3$$

$$W_{\text{доп}} = 0,1 \text{ м/с}$$

$$d_2 = \sqrt{\frac{4 * 0,3}{3,14 * 971,8 * 0,1}} = 0,063 \text{ м} = 63 \text{ мм}$$

Полученный диаметр округляется в большую сторону до ближайшего стандартного значения по ОСТ 26-1404-76 – 80 мм

Диаметр штуцера для выхода обессоленного сырья:

$$G_{\text{ВЫХ}} = 37350,2 \text{ кг/ч} = 10,4 \text{ кг/с}$$

$$\rho_{\text{Н}}^{80} = 804 \text{ кг/м}^3$$

$$W_{\text{доп}} = 0,5 \text{ м/с}$$

$$d_3 = \sqrt{\frac{4 * 10,4}{3,14 * 804 * 0,5}} = 0,182 \text{ м} = 182 \text{ мм}$$

Полученный диаметр округляется в большую сторону до ближайшего стандартного значения по ОСТ 26-1404-76 – 200 мм

4.7. Люки

Для обслуживания аппарата необходимо предусмотреть люки. Принимаются три люка по ОСТ 26-2005-83: два по бокам, на эллиптических днищах диаметром 600 мм 1-600-1,6-10-2-2 ОСТ 26-2005-83, один снизу аппарата диаметром 300 мм 1-300-1,6-10-2-2 ОСТ 26-2005-83 для выгрузки шлама при обслуживании.

4.8. Днище

Согласно ГОСТ 6533-78 по диаметру аппарата принимаем эллиптическое днище с основными размерами таблица 4.3., рисунок 4.1.

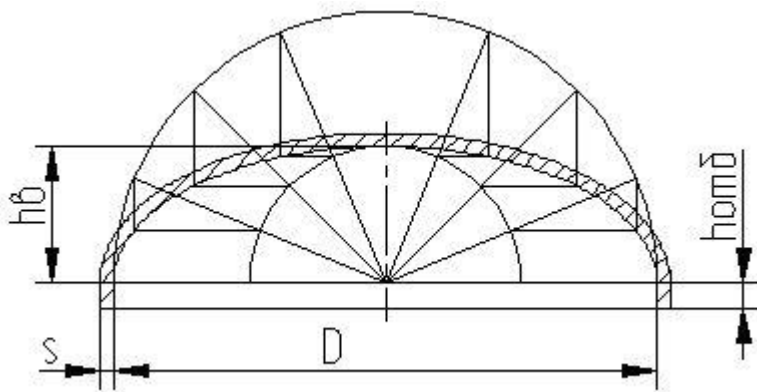


Рисунок 4.1. Эскиз днища.

Таблица 4.4.

Основные размеры эллиптического днища

D, мм	$h_{отб}$, мм	$h_{в}$, мм	S, мм	$F_{дн}$, м ²	$V_{дн}$, дм ³	Масса, кг
3400	80	850	18	13,38	5847,7	1915,5

4.9. Опоры аппарата

Для подбора опор необходимо определить вес аппарата.

Вес всего аппарата:

$$G = m * g$$

где m - масса аппарата заполненного водой, кг

g - ускорение свободного падения, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$.

Масса аппарата определяется по формуле:

$$m = m_{\text{эд}} + m_{\text{в}}$$

Где $m_{\text{эд}}$ - масса электродегидратора, $m_{\text{эд}} = 23780 \text{ кг}$

$m_{\text{в}}$ - масса воды при гидроиспытании, кг

$$m_{\text{в}} = \rho * V$$

Где ρ - плотность воды, $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$

V – объем аппарата, $V = 80 \text{ м}^3$

$$m_{\text{в}} = 1000 * 80 = 80000 \text{ кг}$$

$$m = 23780 + 80000 = 103780 \text{ кг}$$

$$G = 103780 * 98 = 1017044 \text{ Н} = 1,02 \text{ МН}$$

Реакция опоры для аппарата установленного на двух опорах, Q :

$$Q = 0,5G$$

$$Q = 0,5 * 1,02 = 0,5 \text{ МН}$$

По ОСТ 26-2091-93 подбираем две опоры:

опору неподвижную 630-1726-1

опору подвижную с подкладным листом ПЛ 630-1726-1.

Неподвижную опору устанавливают на том конце, где аппарат имеет большее число штуцеров и фланцев для подвода и отвода рабочих сред. Неподвижная опора имеет круглые отверстия под фундаментные болты и затягивается гайками. Подвижная опора с целью обеспечения температурной компенсации имеет возможность свободно скользить по подкладному листу, залитому в фундаменте, за счет вытянутой формы болтовых отверстий. При этом гайки на фундаментных болтах остаются не затянутыми, образуя зазор

между гайкой и основанием опоры. Затем устанавливаются контргайки - это гайки, накрученные поверх других гаек, воспринимающие нагрузку, с целью предохранения последних от самоотвинчивания во время работы аппарата.

Распределенную нагрузку от веса аппарата q , Н/мм, рассчитываем по формуле:

$$q = \frac{G}{l_{пр}}$$

где $l_{пр}$ - приведенная длина аппарата, мм,

$$l_{пр} = l + l_{дн}$$

Где l - длина обечайки аппарата, $l = 8700$ мм;

$l_{дн}$ - длина днищ приведенная к цилиндрической части корпуса;

$$l_{дн} = \frac{2H}{3}$$

H - высота днища аппарата, $H = 930$ мм.

$$l_{пр} = 8700 + \frac{2 * 930}{3} = 9320 \text{ мм}$$

$$q = \frac{1017044}{9320} = 109,1 \text{ Н/мм}$$

Изгибающий момент в середине электродегидратора M_1 , рассчитывается по формуле:

$$M_1 = \frac{G * (l_{пр} - 4a)}{8}$$

где a - длина концов аппарата, консольно выступающих за опору, мм, рассчитываем по формуле

$$a = \frac{l_{пр} - l_{оп}}{2}$$

Где $l_{оп}$ - расстояние между опорами, $l_{оп} = 5800$ мм.

$$a = \frac{9320 - 5800}{2} = 1760 \text{ мм}$$

$$M_1 = \frac{1017044 * (9320 - 4 * 1760)}{8} = 289857540 \text{ Н * мм}$$

Изгибающий момент над опорой M_2 , рассчитывается по формуле:

$$M_2 = \frac{q * a^2}{2}$$
$$M_2 = \frac{109,1 * 1760^2}{2} = 168974080 \text{ Н * мм}$$

Нормальные напряжения изгиба в середине емкости и над опорами σ_{M1} , σ_{M2} , МПа, рассчитываются по формулам:

$$\sigma_{M1} = \frac{P * D}{4 * S} + \frac{1,275 * M_1}{D^2 * S}$$
$$\sigma_{M2} = \frac{P * D}{4 * S} + \frac{1,275 * M_2}{D^2 * S}$$

где P – расчетное давление в аппарате, $P=1$ МПа;

D - внутренний диаметр аппарата, $D=3400$ мм;

S - исполнительная (принятая) толщина стенки обечайки аппарата, $S = 18$ мм;

$$\sigma_{M1} = \frac{1 * 3400}{4 * 18} + \frac{1,275 * 289857540}{3400^2 * 18} = 49 \text{ МПа}$$
$$\sigma_{M2} = \frac{1 * 3400}{4 * 18} + \frac{1,275 * 168974080}{3400^2 * 18} = 48,25 \text{ МПа}$$

Прочность стенки емкости при совместном действии изгиба и давления проверяется по формулам:

$$\sigma_{M1} \leq [\sigma]$$

$$\sigma_{M2} \leq [\sigma]$$

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение материала аппарата при расчетной температуре $t=150^\circ\text{C}$, $[\sigma]=171$ МПа для стали марки 09Г2С (таблица А1 ГОСТ Р 52857.1-2007).

$$49 < 171$$

$$48,25 < 171$$

Условия выполняется, следовательно, прочность аппарата на изгиб над опорами обеспечена.

5. Вывод

В ходе проведенной работы был изучен процесс первичной перегонки нефти на примере Томского нефтеперерабатывающего завода ООО «ТОМСКНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА».

Был проведен анализ нестабильной работы блока ЭЛОУ. В результате был рассчитан новый электродигедратор наиболее оптимальный для данной установки. Была изменена схема подачи промывной воды для более эффективного удаления солей из нефти. В результате этих изменений повысится качество сырья подаваемого на установку, что позволит значительно уменьшить коррозионный износ оборудования, увеличится период эксплуатации между капитальными ремонтами оборудования.

Данный проект будет предложен техническому директору ООО «ТНП» для реализации при последующей модернизации.

Использованные источники

1. Положение о выпускных квалификационных работах бакалавра, специалиста и магистра в Томском политехническом университете. - Томск, 2014. – 56 с.
2. Основы проектирования предприятий органического синтеза: Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы для студентов заочной и дневной форм обучения специальностей 240401 «Химическая технология органических веществ» / В. В. Бочкарев, А. А. Ляпков. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 75 с.
3. Основы проектирования и оборудование производств органического синтеза: учебное пособие/ В.М. Сутягин, В.В. Бочкарев; Томский политехнический университет. 2-е изд.- Томск: Изд-во ТПУ, 2009.- 188с.
4. Технология нефти. Подготовка нефти к переработке: учебное пособие/ М.В. Стародуб, Ю.П. Ясьян, П.А. Пуртов, Ю.В. Аристович. – Краснодар: Издательский дом – Юг, 2011. – 120 с.
5. Разделение водонефтяных эмульсий: Учебное пособие/ Гуреев А.А., Абызгильдин А.Ю., Капустин В.М., Зацепин В.В. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. – 95 с.
6. Основные процессы и аппараты химической технологии: Учебник для вузов / А.Г. Касаткин. М.: ООО «ИД Альянс», 2009. – 753 с.
7. Процессы и аппараты химической технологии: Учебник для вузов. Ю. И. Дытнерский. М.: Альянс, 2015. – 368 с.
8. Технологические расчеты установок переработки нефти: учебное пособие для вузов/ М.А. Танатаров, М.Н. Ахметшина, Р.А. Фасхутдинов и др. – М.: Химия, 2004. – 352 с.
9. Основные процессы и аппараты химической технологии: под редакцией Ю.И. Дытнерского. М.: Альянс, 2015. – 496 с.

10. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры. Справочник. А.А. Лашинский. М.: ООО «ИД Альянс», 2008. – 752 с.
11. Химия нефти и топлив: учебное пособие / Е. В. Бойко. – Ульяновск: УлГТУ, 2007.– 60 с.
12. Краткий справочник по химии/ И.Т. Гороновский, Ю.П. Назаренко, Е.Ф. Некряч – Из-во «Наукова думка», 1974. – 1000 с.
13. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть первая. Первичная переработка нефти/ Под ред. О.Ф. Глаголевой и В.М. Капустина. – М.: Химия, КолосС, 2007. – 400 с.
14. Общество с ограниченной ответственностью “ТОМСКНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА”. “Технологический регламент на производство продукции на установке УПН-300” г. Томск 2012.
15. ООО "Опытный завод резервуаров и металлоконструкций". «Нефтехимическое и газовое оборудование (каталог продукции 2016)» г. Самара 2016.
16. Гельперин Н.И. Основные процессы и аппараты химической технологии. М.:Химия,1981.812 с.
17. Ректификационные и абсорбционные аппараты. И.А. Александров. Изд. «Химия», 1965. – 308 с.
18. Логинов В. И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. - М.: Химия, 1979 г. - 216 с., ил.
19. Технология переработки нефти и газа. Часть 2. Деструктивная переработка нефти и газа. Е.В. Смидович. Издание 2-е.-М. Химия, 1968.- 376с.
20. <http://www.ozrm.ru/> : интернет ресурс – официальный сайт ООО "Опытный завод резервуаров и металлоконструкций"