

**ПОЛНОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ПРОЦЕССА РАЗДЕЛЕНИЯ
НЕФТИ НА ФРАКЦИИ**

ОНПЗ УСТАНОВКА С-300

						HTTP://BNBARS.MOY.SU		
Изм	Кол.уч.	Лист	№.док.	Подп.	Дата		Лист	Листов

Оглавление

1. Описание технологического процесса.....	2
2. Описание технологической схемы установки.	7
3. Материальный и тепловой баланс.	12
4. Классификация технологических блоков по взрывоопасности.....	15
5. Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика	18
6. . НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА.....	19
7. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА.....	24
8. ПЕРЕЧЕНЬ БЛОКИРОВОК И СИГНАЛИЗАЦИЙ	31

1. Описание технологического процесса.

Для разделения нефти на фракции (смесь углеводородов с температурой кипения в определенном интервале) применяется процесс ректификации.

Она осуществляется многократным контактированием восходящих паров и стекающим вниз конденсатом в аппаратах колонного типа, оборудованных контактными устройствами - тарелками.

При ректификации пары продукта, поднимаясь на вышележащую тарелку, (где температура ниже) частично конденсируются, а жидкость на этой тарелке частично испаряется. При этом конденсируется высококипящие (ВК) компоненты, а испаряются из жидкости все более низкокипящие (НК)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

компоненты. Этот процесс испарения и конденсации повторяется на каждой тарелке. Чем выше по колонне поднимаются пары продукта, тем более высокая концентрация в них НК компонента, чем ниже по колонне стекает жидкость, тем более высокая концентрация в ней ВК компонента.

Для ведения ректификации необходимы следующие условия:

1. В любом сечении колонны должен быть восходящий поток паров и нисходящий поток жидкости, контактирующих между собой на тарелках.
2. На двух смежных тарелках необходимо иметь разные температуры, как жидкости, так и паровой фазы.
3. Чтобы пары, поднимающиеся на данную тарелку, имели (при постоянном давлении) более высокую температуру, чем жидкость, стекающая с этой тарелки, т.е. чтобы жидкость на данной тарелке содержала больше НК компонента, чем на соседней нижележащей тарелке.

Нисходящий поток жидкости создается за счет конденсации паров в верху колонны и подачи орошения.

Восходящий поток паров создается путем частичного испарения жидкости в низу колонны (за счет нагревания в печи, ребойлере или подачи пара).

Ректификационная колонна для разделения смеси на два компонента называется простой колонной. Часть колонны выше ввода сырья, где происходит концентрация НК компонента до необходимой степени чистоты, называется концентрационной.

Нижняя часть колонны, где происходит отпарка от легких фракций ВК компонента до необходимой степени чистоты, называется отгонной.

Для ректификации нефти применяются сложные колонны, кроме нижнего и верхнего продукта (бензин, мазут) в такой колонне получают промежуточные фракции : керосин, дизельное топливо, газойль.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Промежуточные фракции выводятся с соответствующих тарелок по высоте, т.е. сложная колонна как бы разделена на несколько простых по числу выводимых фракций.

Отпарные секции для этих боковых фракций выполнены отдельно, так называемые стрипинг-секции. Процесс ректификации может производиться при атмосферном давлении, повышенном давлении, под вакуумом, с подачей пара и без подачи пара.

Проведение ректификации под вакуумом снижает температуру нагрева разделяемой смеси, что очень важно при разгонке тяжелых температурных остатков (мазута), которые при более высоких температурах нагреваются и коксуются.

Подача водяного пара образует смесь с разгоняемыми нефтепродуктами, которая кипит при более низкой температуре, чем без водяного пара. Это позволяет проводить ректификацию при более низкой температуре.

Защита технологического оборудования от коррозии.

Основной причиной коррозии оборудования на установках первичной переработки нефти являются сернистые соединения, органические кислоты, хлориды щелочноземельных металлов, металлоорганические соединения, особенно продукты их термического разложения, образующие в присутствии влаги сильноагрессивные кислые концентраты.

Для установок первичной переработки нефти характерна низкотемпературная сероводородная, хлористо-водородная коррозия. Сероводородная коррозия сопровождается насыщением металла ионами водорода, вследствие чего сталь теряет пластичность, возникает расслоение и коррозионное растрескивание. Хлористый водород и сероводород вызывают интенсивную общую и язвенную коррозию углеродистых,

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

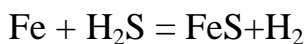
точечную - хлористых и коррозионное растрескивание хромоникелевых сталей.

Повышение стойкости сталей достигается легированием молибденом.

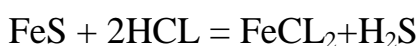
Коррозия аппаратуры, в первую очередь бензиновых конденсаторов и холодильников, усиливается при переработке сернистой нефти.

При перегонке нефти в результате разложения сернистых соединений образуется сероводород (H_2S), который в сочетании с хлористым водородом является причиной наиболее сильной коррозии аппаратуры.

Сначала в присутствии влаги образуется сернистое железо (FeS) в виде защитной пленки:



при наличии соляной кислоты она превращается в хлористое железо, которое растворяется в воде:



при этом оголяется свежий слой железа, вступающий в реакцию с сероводородом и т.д.

Серьезной проблемой является коррозия трубных пучков теплообменников подогрева сырой и обессоленной нефти в результате образования отложений.

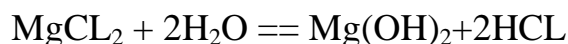
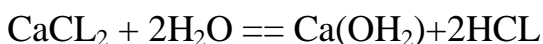
Одним из методов борьбы с коррозией является глубокое обезвоживание и обессоливание нефти (до 0 - 3 мг/л). Однако высокая степень обессоливания еще не обеспечивает надежной защиты от хлористоводородной коррозии, т.к. хлористый водород образуется в результате расщепления хлорорганических соединений.

Другим методом является введение в обессоленную нефть нейтрализаторов - содо-щелочных растворов, которые подавляют реакции образования хлористого водорода.

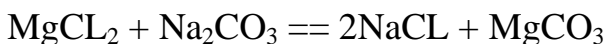
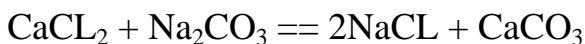
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Для уменьшения хлористо-водородной коррозии технологического оборудования на установке АВТ-9 (блок АТ) используется водный раствор кальцинированной соды, который подается в нефть на прием сырьевых насосов.

Хлористый водород образуется вследствие реакции гидролиза хлоридов металлов:



При взаимодействии с кальцинированной содой хлориды металлов образуют хлорид натрия, неподверженный гидролизу:



Другим способом защиты оборудования от коррозии является подача ингибитора в шлема колонн К-1, К-2 и линии орошения этих колонн.

Действие ингибитора коррозии заключается в образовании щелочного покрытия на внутренней поверхности труб конденсаторов-холодильников.

Эффективность применения ингибитора коррозии зависит от pH среды. ТАЛ-М дает максимальную защиту от коррозии в нейтральной или слабощелочной среде, т.е. при pH дренажных вод равном 7,5. Поэтому при применении его для защиты от коррозии секций конденсаторов, изготовленных из черных металлов, pH дренажных вод следует поддерживать в пределах 7-8.

В том случае, когда трубки конденсаторов изготовлены из латуни, pH дренажных вод следует поддерживать ниже 7 (в интервале 6 - 7) во избежание коррозионного растрескивания этих трубок.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

2. Описание технологической схемы установки.

Обессоленная и обезвоженная нефть сырьевым насосом ЦН-1/1,2,3 пятью потоками прокачивается через теплообменники:

-первого потока:Т-1/1,2,3 (теплоноситель фракция 240-300 оС). Расход нефти первого потока регулируется прибором поз.1.

Регулирующий клапан установлен на трубопроводе нефти перед теплообменниками. Температура нефти после Т-1/3 регистрируется прибором поз.502.

-второго потока: Т-2/1,2,3 (теплоноситель фракция 150-250 оС) - второе циркуляционное орошение К-2. Расход нефти второго потока регулируется прибором поз.2.

Регулирующий клапан установлен на трубопроводе нефти перед теплообменниками. Температура нефти после Т-2/1 регистрируется прибором поз.503.

-третьего потока: Т-3/1,2 (теплоноситель фракция 180-240 оС)

Расход нефти третьего потока регулируется прибором поз.3 с коррекцией по уровню колонны К-1 поз.400.

Регулирующий клапан установлен на трубопроводе нефти перед теплообменниками. Температура нефти после Т-3/1 регистрируется прибором поз.504.

-четвертого потока: Т-5/1,2,3 (теплоноситель- мазут после его предварительного охлаждения в Т-6/1,2 и Т-7/1,2).

Расход нефти четвертого потока регулируется прибором поз.4.

Регулирующий клапан установлен перед входом нефти в теплообменники. Температура нефти после Т-5/1 регистрируется прибором поз.505.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Нефть третьего потока, пройдя Т-3/1,2 направляется в Т-4/1,2, теплоносителем в которых является фракция 300-350 оС и нижнее циркуляционное орошение К-2.

Температура теплоносителей на выходе из теплообменников регистрируется прибором: на выходе из Т-1/3,2,1 поз.605, из Т-2/3,2,1 поз.590, из Т-3/2,1 поз.604, из Т-5/3,2,1 поз.606, из Т-6/2,1 поз.607, из Т-7/2,1 поз.608.

Температура нефти на входе на установку регистрируется прибором поз.501.

Нагретая нефть III потока из П-1 и II потока из П-3 при необходимости может направляться в виде горячей струи в колонну К-1. Температура горячей струи регистрируется прибором поз. 511.

В случае ненадобности горячей струи в К-1 отбензиненная нефть всех потоков печей подается на 6 тарелку колонны К-2. Общий расход нефти через печи П-1, П-2, П-3 регистрируется прибором поз.12, установленным на линии выкида насосов ЦН-3/1,2,3, ЦН-2/1.

Водяные и бензиновые пары с верха колонны К-2 поступают в аппарат воздушного охлаждения АВЗ-2, затем, после дополнительного охлаждения в холодильниках-конденсаторах ХК-2/1,2, ХК-3/1,2,3, направляются в емкость Е-2. В емкости Е-2 происходит отстой бензина от воды, которая автоматическим прибором раздела фаз поз.419 сбрасывается в канализацию. Регулирующий клапан установлен на дренажном трубопроводе Е-2.

Бензин насосами ЦН-6/1, ЦН-6/2, ЦН-17/1,2 подается на орошение колонны К-2, а балансовый избыток откачивается на установку ФСБ или, после дополнительного охлаждения в Х-8, откачивается на установки риформинга. Температура бензина на ФСБ регистрируется прибором поз.613.

Расход бензина, откачиваемого с установки регулируется прибором поз.25 с коррекцией по уровню Е-2 поз.407.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Для абсорбции газа Е-1 бензином К-2 предусмотрена схема подачи избытка бензина Е-2 в шлем колонны К-1 на входе в конденсаторы-холодильники.

Возможна подача бензина К-2 на орошение колонны К-1. Расход орошения в К-2 регулируется прибором поз.19 с коррекцией по температуре верха К-2 поз.582. Регулирующий клапан установлен на линии подачи орошения.

Для обеспечения безопасной работы системы К-2 -- Е-2 во время пуска и в аварийных случаях предусмотрен сброс газа из Е-2 на факел. Сброс производится вручную открытием задвижки, установленной на трубопроводе газа из Е-2 на факел. Давление в емкости Е-2 регистрируется прибором поз.232. Давление в колонне К-2 регистрируется прибором поз.203.

В колонне К-2 отбираются четыре боковых погона, в дальнейшем условно называемых фракциями 140-180 °С, 180-240 °С, 240-300 °С, 300-350 °С.

Фракция 140-180 °С с 43,45 тарелок колонны К-2 самотеком поступает в верхнюю секцию отпарной колонны К-3 (К-3/1), в низ которой подается водяной пар. Легкие фракции из колонны К-3/1 в виде паров возвращаются в колонну К-2 на 44 тарелку. Флегма с низа насосами ЦН-11/1,2 или ЦН-12/2 откачивается через теплообменники Т-9, две секции АВЗ-8 с установки. Температура фракции после АВЗ-8 регистрируется прибором поз.594. Часть фракции 140-180 °С в виде верхнего (первого) циркуляционного орошения после Т-9 и АВЗ-8 подается на 46 или 41 тарелку колонны К-2, расход которого регулируется прибором поз.20. Клапан установлен на линии подачи орошения. Расход фракции 140-180 °С с установки регулируется прибором поз.27 с коррекцией по уровню в К-3/1 поз.402. Клапан установлен на линии откачки после АВЗ-8.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Фракция 180-240 °С с 33,35 тарелок колонны К-2 самотеком поступает во вторую секцию отпарной колонны К-3 (К-3/2), в низ которой подается водяной пар.

Легкие фракции из К-3/2 в виде паров возвращаются в колонну К-2 на 34 тарелку, а флегма насосами ЦН-12/1, ЦН-12/2, ЦН-12/3 через теплообменники Т-25, Т-3/2,1, четыре секции АВЗ-8, откачивается с установки. Температура фр. 180-240 °С после АВЗ-8 регистрируется прибором поз.614.

Фракция 240-300 °С с 19,20 тарелок колонны К-2 поступает в третью секцию колонны К-3 (К-3/3), в низ которой подается водяной пар. Легкие фракции в виде паров возвращаются в колонну К-2 на 19 тарелку, а флегма насосами ЦН-13/1,2 или ЦН-14 откачивается через теплообменники Т-1/3,2,1, АВЗ-9, холодильник Х-9 с установки.

В четвертую секцию К-3 (К-3/4) самотеком с 11,13 и 16 тарелок К-2 поступает фракция 300-350 °С, в низ которой подается водяной пар.

После отпарки пары возвращаются в колонну К-2 на 12 тарелку, а фракция 300-350 °С насосом ЦН-10/1,2 или ЦН-13/2 подается через теплообменники Т-4/2,1, Т-8 в колонну К-2 в качестве нижнего циркуляционного орошения на 18 тарелку, а избыток через холодильник Х-10 с установки, как компонент дизельного топлива. Температура регистрируется прибором поз.603. Имеется возможность откачки фр.300-350 °С в линию вывода фр.240-300 °С или в линию флотского мазута.

Расход фракции 300-350 °С регулируется прибором поз.46 с коррекцией по уровню К-3/4 поз.405. Клапан установлен на линии откачки фракции с установки после Х-10. Температуры фракции 140-180 °С на перетоке из К-2 в К-3/1, фракции 180-240 °С на перетоке из К-2 в К-3/2, фракции 240-300 °С на перетоке из К-2 в К-3/3, фракции 300-350 °С на перетоке из К-2 в К-3/4 регистрируются приборами поз. 583, 584, 585, 586 соответственно.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Имеется возможность отбирать в колонне К-2 в виде бокового погона вместо фракции 140-180 °С фракцию 90-180 °С, которая с 43,45 тарелок колонны К-2 самотеком поступает в верхнюю секцию отпарной колонны К-3 (К-3/1), в низ которой подается водяной пар. Легкие фракции из колонны К-3/1 в виде паров возвращаются в колонну К-2. Флегма с низа насосом ЦН-11/1,2 ЦН-12/2 откачивается через теплообменник Т-9, две секции аппарата воздушного охлаждения АВЗ-8, холодильник Х-7 на установки 35/11-600, 35/11-1000.

Часть фракции 90-180 °С в виде циркуляционного орошения после Т-9, АВЗ-8 подается на 46 и 41 тарелки колонны К-2. Расход фракции 90-180 °С на орошение К-2 регулируется прибором поз.20. Клапан установлен на линии подачи первого (верхнего) орошения в К-2 на 46 и 41 тарелки. Температура фр.90-180 °С регистрируется прибором поз.595. Дополнительно избыточное тепло колонны снимается циркуляционными орошениями.

Второе (среднее) циркуляционное орошение забирается с 30 тарелки колонны К-2 насосом ЦН-9/1,2 или ЦН-12/2 прокачивается через теплообменники Т-2/3,2,1, где происходит съем тепла сырьем, а затем поступает на 32 тарелку колонны К-2. Температура второго циркуляционного орошения на выходе с 30 тарелки регистрируется прибором поз. 591, на входе на 32 тарелку - поз. 590. Расход среднего орошения регулируется прибором поз.21. Регулирующий клапан установлен на линии выкида насоса ЦН-9/1,2, ЦН-12/2.

Третье (нижнее) циркуляционное орошение с 11,12 и 16 тарелок колонны К-2 самотеком сливается в нижний стрипинг колонны К-3/4, где легкие фракции отпариваются и возвращаются в колонну К-2, а тяжелые фракции забираются насосами ЦН-10/1,2 ЦН-13/2 и прокачиваются через теплообменники Т-4/2,1 и Т-8. После теплообменников нижнее циркуляционное орошение подается на 18 тарелку колонны К-2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Расход нижнего циркуляционного орошения регулируется прибором поз.22. Клапан установлен на линии подачи НЦО в К-2 после Т-8.

Мазут с низа колонны К-2 забирается насосами ЦН-8/1,2,3, прокачивается двумя потоками через теплообменники Т-6/2,1,Т-7/2,1.

На выходе из теплообменников потоки соединяются и направляются в теплообменники Т-5/3,2,1, где мазут отдает тепло четвертому потоку нефти, нагревая его. После теплообменников Т-5/3,2,1 мазут проходит змеевики погружного холодильника Х-1, где охлаждается водой. После охлаждения в погружном холодильнике мазут выводится с установки в товарное производство, на установку АВТ-9 (вакуумный блок) или на установку КТ-1 в качестве сырья для вакуумной разгонки на масляные погоны и гудрон.

Расход мазута с установки регулируется прибором поз.34 с коррекцией по уровню К-2 поз.401. Клапан установлен на линии откачки мазута с установки после ЦН-8/1,2,3.

Давление в линии мазута после ЦН-8/1,2,3 регистрируется прибором поз.224. Температура мазута на выходе с установки регистрируется прибором поз.628. Температура низа К-2 регистрируется прибором поз.587.

3. Материальный и тепловой баланс.

№ п/п	Наименование потоков	Удельный вес, тн/м ²	Температура, °С	Расход, кг/час	Уд. теплосодер. ккал/кг	Тепло, тыс. ккал/час
1	2	3	4	5	6	7
	Приход:					

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

1	Отбензиненная нефть					
	в парах	0,83	360	167200	266,7	44600
	в жидкости	0,93	360	333000	204,9	68400
2	Острое орошение	0,76	40	68500	19,2	1315
3	Верхнее циркуляционное орошение	0,85	120	129000	58,8	7550
4	Нижнее циркуляционное орошение	0,88	150	190000	74,2	14100
	Итого:	-	-	887700	-	135965
	Расход:					
1	Фракция 85-160°С	0,76	120	26900	137,5	3700
2	Фракция 140-180°С	0,79	180	36200	96,4	3490
3	Фракция 180-240°С	0,83	220	32200	118,9	3830
4	Фракция 240-300°С	0,86	280	69900	155,9	10900
5	Фракция 300-350°С	0,89	310	43000	173,7	7460
6	Фракция >350°С (мазут)	0,94	320	289300	175,6	51000
7	Острое орошение	0,76	120	68500	137,5	9425
8	Верхнее циркуляционное орошение	0,85	225	129000	120,6	15550
9	Нижнее циркуляционное орошение	0,88	290	190000	161	30610

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

				потери 2700		
	Итого:	-	-	887700	-	135965

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

4. Классификация технологических блоков по взрывоопасности.

Таблица

№ п.п	Номер блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющие технологический блок.	Относительный энергетический потенциал технологического блока.	Категория взрывоопасности	Класс зоны по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала .
1	2	3	4	5	6
1.	1	Насосы ЦН-1/1,2,3; ЦН-2/1,2,3; ЦН-3/1,2,3; ЦН-4/1,2; межтрубное пространство теплообменников Т-1/1,2,3; Т-2/1,2,3; Т-3/1,2; Т-4/1,2; Т-5/1,2; Т-6/1,2; Т-7/1,2; Т-25; колонна К-1; конденсаторы-холодильники АВЗ-1/1,2; ХК-1а,ХК-1/1,2,3,ХК-2/3; емкость Е-1; змеевики печи П-1,2,3;	55,38	I	1-5

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

		емкость топливного газа Е-30.			
2.	2	Насосы ЦН-6/1,2; ЦН-17/1,2; ЦН-14; ЦН-11/1,2; ЦН-12/1,2,3;ЦН-13/1,2; ЦН-9/1,2,3; ЦН-8/1,2,3; Колонна К-2,3 конденсаторы-холодильники АВЗ-2; ХК-2/1,2;ХК-3/1,2,3,ХК-4; Емкость Е- 2; трубное пространство теплообменников Т-3/1,1;Т-25;Т- 1/1,2,3;Т-8; Т-4/1,2;Т-2/1,2,3;Т- 6/1,2; Т-7; Т-5/1,2; Холодильники Х- 1,2,7,9,10.	70,27	I	1-5

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

1	2	3	4	5	6
3.	3	Линии системы “Газ на факел”.	24,09	III	1-5
4.	4	Емкость Е-57а; Насос ЦН-21,23,57; Отстойник Е-5;	20,32	III	1-5
3.	5	Емкость Е-16; Насосы ЦН-26/1,2; Межтрубное пространство теплообменника Т-8.	0	-	-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

**5. Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика
производственных зданий, помещений и наружных установок.**

Таблица

№ п.п	Наименование производственных зданий, помещений наружных установок	Категория взрывопожар- ной и пожар- ной опасности помещений и зданий (НПБ 105-95)	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования (ПУЭ)		Группа производственных про- цессов по санитарной характе- ристике (СНиП 2.09.04-87)
			Класс взрыво - опасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрыво- пожароопасных смесей	
1	2	3	4	5	6
1.	Холодная насосная	А	В-1а	IIА - Т1, IIА - Т3	III б
2.	Горячая насосная	А	В-1а	IIА - Т1, IIА - Т3	III б
3.	Топливная насосная	А	В-1а	IIА - Т3	III б
4.	Венткамера	Д	-	-	III б
5.	Водяная насосная	Д	-	-	III б
6.	Операторная	Д	-	-	III б

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

7.	Территория аппаратного двора		В-1 г	ПА - Т3, ПВ - Т3 ПА - Т1	-
----	---------------------------------	--	-------	-----------------------------	---

6. . НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА.

Таблица

№ п.п.	Наименование стадий процесса, аппаратов, показателей режима	Номер позиции прибора на схеме	Единица измерения	Допускаемые пределы технологических параметров	Требуемый класс точности измерительных приборов ГОСТ 8.401-80	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Колонна К-2						
1.	Давление, не выше	203	кгс/см ²	2,0	1,0	Показание, регистрация
2.	Температура: верха, в пределах	582	°С	по качеству продукта	1,0	Показание, регулирование, регистрация

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

	низа, не выше	587	⁰ С	355	0,5	Показание, регистрация
3.	Расход верхнего (первого) циркуляционного орошения, в пределах	20	м ³ /час	5 - 80	1,5	Показание, регистрация, регулирование
4.	Расход среднего (второго) циркуляционного орошения, в пределах	21	м ³ /ч	10 - 240	1,5	Показание, регистрация, регулирование
5.	Расход нижнего циркуляционного орошения, в пределах	22	м ³ /час	5 - 80	1,5	Показание, регистрация, регулирование
1	2	3	4	5	6	7
	Температура в III секции, не выше	585	⁰ С	310	0,5	Показание, регистрация
	Температура в IV секции, не выше	586	⁰ С	340	0,5	Показание, регистрация
Печь П-1						
1.	Температура	513	⁰ С	250	1,0	Регистрация

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

20

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

	отбензиненной нефти на входе в печь, не выше					
2.	Температура продукта на выходе из змеевиков, не выше					Показание, регулирование, регистрация
	I поток	515	°C	370	1,0	
	II поток	516	°C	370	1,0	
	III поток	517	°C	370	1,0	- “ -
3.	Температура дымовых газов на перевалах, не выше	538- -543	°C	880	0,5	Показание, регистрация
4.	Расход продукта в змеевик печи, не выше	7,8,9	м ³ /час	30 - 100	1,5	Показание, регулирование, регистрация
Печь П-2						
1.	Температура отбензиненной нефти на входе в печь, не выше	513	°C	250	1,0	Регистрация
1	2	3	4	5	6	7

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

2.	Температура продукта на выходе из змеевиков, не выше I поток	519	°C	370	1,0	Показание, регулирование, регистрация
	II поток	520	°C	370	1,0	- “ -
	III поток	521	°C	370	1,0	- “ -
	IV поток	522	°C	370	1,0	- “ -
3.	Температура дымовых газов на перевалах, не выше	555- -563	°C	880	0,5	Показание, регистрация
4.	Расход продукта в змеевик печи, в пределах	13,14, 15,16	м ³ /час	30 - 100	1,5	Показание, регулирование, регистрация
Печь П-3						
1.	Температура отбензиненной нефти на входе в печь, не выше	513	°C	250	1,0	Регистрация
2.	Температура продукта на выходе из змеевиков, не					Показание, регулирование,

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

	выше I поток	526	⁰ С	370	1,0	регистрация
	II поток	527	⁰ С	370	1,0	- “ -
3.	Температура дымовых газов на перевалах, не выше	572- -573	⁰ С	880	0,5	Показание, регистрация
4.	Расход продукта в змеевик печи, в пределах	17,18	м ³ /час	30 - 120	1,5	Показание, регулирование, регистрация
Температура продуктов, откачиваемых с установки, не выше:						
1.	Нестабильный бензин на ФСБ	613	⁰ С	60	1,0	Показание
1	2	3	4	5	6	7
	на 35-11/600	614	⁰ С	40	1,0	Показание
2.	Фракция 140-240 оС	596	⁰ С	60	1,0	Показание
3.	Фракция 240-300 оС	597	⁰ С	60	1,0	Показание
4.	Фракция 300-350 оС	628	⁰ С	60	1,0	Показание
5.	Мазут в товарное производство или на блок	598	⁰ С	90	1,0	Показание

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

ВТ					
----	--	--	--	--	--

7. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА.

Таблица 3.

№ п.п.	Наименование стадий процесса, анализируемый продукт	Место отбора пробы, (место установки средства измерения)	Контролируемые показатели	Методы контроля (методика анализа, государственный или отраслевой стандарт)	Норма	Частота
1	2	3	4	5	6	7
а) Лабораторный контроль технологического процесса						
1.	Нефть	Выкид сырьевого насоса ЦН-1/1,2	1. Массовая доля хлористых солей.	ГОСТ 21534	Не более 3мг/дм ³	По заказу
			2. Массовая доля воды.	ГОСТ 2477	Не более 0,1%	По заказу
2.	Жирный газ	Трубопровод	1. Углеводородный состав,	ГОСТ 14920 или UOP 709		1 раз в

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

		газа на печи	% масс: C ₁ , ΣC ₂ , ΣC ₃ , iC ₄ , nC ₄ , ΣC ₅ , H ₂ , CO, CO ₂ , N ₂		Не нормируется Не нормируется	неделю
			2. Содержание сероводорода, % об.	ГОСТ 11382	Не нормируется, % об.	1 раз в неделю
			3. Плотность	Расчетный метод по СТП 402344	Не нормируется, г/л	1 раз в неделю
3.	Фракция бензиновая прямогонная НК- 185 °С	Трубопровод на выходе с установки	1. Фракционный состав:	ГОСТ 2177		3 раза в сутки
			- температура начала кипения		Не нормируется	
			- температура конца кипения		Не выше 185 °С	
			- выкипаемость		Не ниже 96%	
			2. Испытание на медной пластине	ГОСТ 6321	Не нормируется	2 раза в сутки

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

1	2	3	4	5	6	7
4.	Фракция [Введите текст] 65-185 °С (для 35/11-600) Фракция 85-185 °С (для 35/11-1000)	Трубопровод на выходе с уста новки после Е-2	1. Фракционный состав:	ГОСТ 2177		3 раза в сутки
			- температура начала кипения: для 35/11-600 для 35/11-1000		Не ниже 65 °С Не ниже 85 °С	
			- температура конца кипения для 35/11-600 для 35/11-1000		Не выше 185 °С Не выше 185 °С	
5.	Компонент топлива ТС-1	Трубопровод на выходе с установки после АВЗ-8	1. Фракционный состав:	ГОСТ 2177-82		3 раза в сутки
			- температура начала кипения		Не выше 150 °С	
			- 98 % перегоняется при температуре		Не выше 250 °С	
			2. Температура вспышки в закрытом тигле	ГОСТ 6356	Не ниже 28 °С	3 раза в сутки
			3. Удельная электропроводность	СТП 402346-97	Не более 10 пСм/м	1 раз в сутки
5.	Дизельное топливо зимнее [Введите текст]	Трубопровод на выходе с установки после	1. Фракционный состав:	ГОСТ 2177		3 раза в сутки

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

1	2	3	4	6	7	
			2. Температура вспышки в закрытом тигле	ГОСТ 6356	Не ниже 35 °С	2 раза в сутки
			3. Температура помутнения	СТП 402164 или ГОСТ 5066	Не выше минус 25 °С	3 раза в сутки
			4. Температура застывания	ГОСТ 20287	Не выше минус 35 °С	3 раза в сутки
			5. Вязкость кинематическая при 20 °С	ГОСТ 33-82	(1,8-5,0) мм/с (сСт)	По заказу
7.	Фракция дизельная летняя прямогонная	Трубопровод на выходе с установки после АВЗ-9	1 Вариант: 1. Фракционный состав:	ГОСТ 2177		3 раза в сутки
			- температура начала кипения		Не нормируется, °С	
			- 50 % перегоняется при температуре		Не выше 280 оС	
			- до 360 °С перегоняется		Не менее 96%	
			2. Температура застывания	ГОСТ 20287	Не выше минус 10 °С	по заказу
			3. Температура помутнения (определяется с 01.10 до 01.04)	СТП 402164 или ГОСТ 5066	Не выше минус 5 °С	3 раза в сутки
			4. Температура вспышки в закрытом тигле	ГОСТ 6356	Не ниже 62 °С	2 раза в сутки
			5. Массовая доля серы	ГОСТ 19121	Не нормируется, определение	По заказу

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

1	2	3	4	5	6	7
9.	Сточные воды	Колодец на выходе с установки	1. Содержание нефтепродукта	Методическое руководство по контролю сточных и оборотных вод НП и НХЗ, г. Москва, 1977г.	1000 мг/л	4 раза в месяц
10.	Воздушная среда	Помещения насосных, аппаратный двор.	1. Содержание углеводородов	Паспорт Казанского пусконаладочного управления	Не более 100 мг/м ³	8 раз в месяц
<p>б) Автоматический контроль технологического процесса.</p> <p>Автоматический контроль технологического процесса на установке отсутствует.</p>						

8. ПЕРЕЧЕНЬ БЛОКИРОВОК И СИГНАЛИЗАЦИЙ

Таблица 4

№ п.п.	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другому воздействию.
				мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Давление воздуха КИП на установку.	Трубопровод воздуха КИП на установку поз.211		2,5 кгс/см ²				2,5 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.
2.	Давление жидкого топлива	Трубопровод жидкого топлива на печи поз.210		4,0 кгс/см ²				4,0 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.
3.	Давление газообразного топлива на печи П-1,2,3	Трубопровод газообразного топлива на установку поз.		0,3 кгс/см ²				0,3 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

		206								
4.	Давление острого пара на установку	Трубопровод пара на установку поз.209		8,0 кгс/см ²				8,0 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.
5.	Давление на выкиде насоса Н-10	Трубопровод выкида насоса Н-10 поз.230		6,0 кгс/см ²				6,0 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6.	Давление на выкиде насосов:	Трубопровод выкида насосов:								Сигнализация звуковая и световая.
	Н-4,6,9	поз.225, 226, 227		6,0 кгс/см ²				6,0 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

	Н-3/1,2,3.	поз.229		8,0 кгс/см ²				8,0 кгс/см ²	Сигнализация звуковая и световая.
7.	Давление воздуха на обдув электродвигателей ЦН-3/1, 2, 3.	Трубопровод подачи воздуха на электродвигатели и поз.238, 239, 240.		20 мм в.ст.		30 мм в.ст.		20 мм в.ст.	Световая и звуковая сигнализация , отключение электродвигателя. 30мм в.ст. -разрешение на пуск эл. двигателя после 5 мин. продувки.
12.	Расход сырья в П-1	Трубопроводы подачи сырья							Сигнализация звуковая и световая.
	I поток	поз.9	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч	
	II поток	поз.7	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч	
	III поток	поз.8	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч	
13.	Расход сырья в П-2	Трубопроводы подачи сырья							Сигнализация звуковая и световая.
	I поток	поз.13	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч	
	II поток	поз.14	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч	
	III поток	поз.15	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч	

	IV поток	поз.16	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч		
14.	Расход сырья в печь П-3	Трубопроводы подачи сырья								Сигнализация звуковая и световая.
	I поток	поз.17	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч		
	II поток	поз.18	0	30 м ³ /ч				30 м ³ /ч		

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
15.	Уровень в колоннах К-1, К-2	Колонны К-1,2 поз.400,401	0	20 %	80%			20 %	80%	Сигнализация звуковая и световая.
16.	Уровень в емкостях Е-1,2	Емкости Е-1,2 поз.406,407	0	20 %	80%			20 %	80%	Сигнализация звуковая и световая.
17.	Уровень в емкости Е-10	Емкость Е-10 поз.415	0	20 %	80%			20 %	80%	Сигнализация звуковая и световая.
18.	Давление в линии затворной жидкости к насосам Н-	Трубопровод затворной жидкости поз.207	0	2,0 кгс/см ²				2,0 кгс/см ²		Сигнализация звуковая и световая.

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

	10/1,2 Н- 13/1,2,Н-14, Н- 8/1,2,3.									
19.	Загазованность в холодной и горячей насосной.	СТХ-3 поз.19,21,23 поз.54			20% от НПВ		20% от НПВ		20% от НПВ	При повышении загазованности в насосных до 20% от НПВ включается световая и звуковая сигнализация. Включается аварийная вентиляция.
24.	Работа оборудования.	Вентиляторы П-1,1а,3,4,5,7, В-1,1а,2,3,4	Отключе ние.				Отключ ение.			Включение резервного вентилятора.
25.	Вибрация подшипников насосов: ЦН-1/1,2,3; ЦН-2/1; ЦН-3/1,2,3; ЦН-8/1,2,3.	Картера насосов Виброускорени е м/сек ² Виброскорость мм/сек Виброперемеще ние			24,0				24,0	Сигнализация звуковая и световая.
					14,1				14,1	Сигнализация звуковая и световая.
					45,0				45,0	Сигнализация звуковая и световая.

		мкм Температура °С	80		75				75	Сигнализация звуковая и световая.
26.	Вибрация подшипников насосов: ЦН-4/1,2,3; ЦН-6/1,2; ЦН-9/1; ЦН-10/1,2; ЦН-11/2; ЦН-12/1,2; ЦН-13/1,2; ЦН-14; ЦН-17/1,2.	Картера насосов Виброускорение м/сек ² Виброскорость мм/сек Виброперемещение мкм Температура °С	80		16,0 11,2 36,0 75				16,0 11,2 36,0 75	Сигнализация звуковая и световая. Сигнализация звуковая и световая. Сигнализация звуковая и световая. Сигнализация звуковая и световая.

[HTTP://BNBARS.MOY.SU](http://BNBARS.MOY.SU)

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата