



**ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И  
ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ  
ИНСТИТУТ НЕФТЯНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ  
ВНИИНЕФТЕМАШ**

**РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ**

**МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ И ВЫБОР  
МАТЕРИАЛОВ  
ДЛЯ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И УЗЛОВ  
АППАРАТОВ  
УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ И ПЕРВИЧНОЙ  
ПЕРЕРАБОТКИ  
НЕФТИ (ЭЛОУ, АВТ, АГ, ЭЛОУ-АВТ)**

**РТМ 26-02-39-84**

РАЗРАБОТАНО ВСЕСОЮЗНЫМ НАУЧНО-  
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ И ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИМ  
ИНСТИТУТОМ НЕФТЯНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ  
"ВНИИНЕФТЕМАШ".

Зам. директора института  
В.Г. Дьяков

Зав. отделом № 31  
Б.Ф. Шибряев

Зав. лабораторией 31Л1  
М.К. Старостина

С.н.сотр. отдела № 31  
Г.А. Юшманова

С.н.сотр. отдела № 31  
А.В. Шрейдер

Зав. отделом № 41  
А.М. Бубакин

Согласовано:

Зав. отделом № 30  
Ю.С. Медведев



Зав. отделом № 32  
В.З. Вашин

Зав. отделом № 33  
Д.А. Яковлев

"СОГЛАСОВАНО"  
"УТВЕРЖДАЮ"

Зам. начальника ВПО

Главный

инженер ВПО

"СОЮЗНЕФТЕОРГСИНТЕЗ"  
"СОЮЗНЕФТЕХИММАШ"

П. Смирнов  
М.С. Скудицкий

## **РУКОВОДЯЩИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ**

---

|   |   |
|---|---|
| <b>Методы защиты от коррозии и выбор материалов для основного оборудования и трубопроводов установок подготовки и первичной переработки нефти (ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ-АВТ)</b> | <b>РТМ 26-02-39-84</b><br><b>взамен РТМ 26-02-39-77</b><br><b>Срок введения с 01.01.85 г.</b> |
|---|---|

---

Настоящий РТМ распространяется на печи, электродегидраторы, колонное, емкостное, теплообменное и конденсационно-холодильное оборудование, трубопроводы, арматуру, насосы, предназначенные для установок подготовки и первичной переработки нефти. РТМ служит для выбора материального оформления вновь проектируемого оборудования или замены эксплуатируемого оборудования по мере его износа с соблюдением необходимых мероприятий по защите от коррозии.

Материальное оформление оборудования, выбранное в соответствии с настоящим РТМ, не требует дополнительного согласования и обоснования. Отклонения от РТМ должны согласовываться с ВНИИНЕФТЕМАШем.



# **1. Коррозионные агенты и вызываемые ими разрушения оборудования установок ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ-АВТ.**

1.1. В технологических средах установок подготовки и первичной переработки нефти важнейшими коррозионными агентами являются хлористые соли (хлориды кальция и магния), находящиеся в сопутствующей нефти пластовой воде,  $H_2S$  и  $HCl$ . Образование  $HCl$  происходит в результате гидролиза хлоридов магния и кальция при температурах от 120 до 350 °С соответственно, а также при термическом разложении хлорорганических соединений нефти, происходящем наиболее интенсивно в интервале от 250 до 380 °С.

Глубокое обессоливание нефти снижает коррозию и увеличивает сроки бесперебойной работы оборудования АВТ, АТ. Однако и при содержании в обессоленной нефти солей (гидролизующихся хлоридов) до 5 мг/л может не наблюдаться резкого снижения образования  $HCl$  в технологических средах. Причиной этого является образование  $HCl$  в результате термической диссоциации хлорорганических соединений, содержащихся в сырой нефти. Количество  $HCl$ , образующегося из хлорорганики, может на порядок и более превышать количество  $HCl$ , образующееся при распаде гидролизующихся хлоридов и достигать значительных величин. Содержание хлорорганических соединений в нефти может составлять до 100 мг/л в пересчете на хлор-ионы. Поэтому глубокое обессоливание нефти неэффективно без дополнительных мероприятий по предотвращению образования  $HCl$ , выделяющегося при расщеплении хлорорганических соединений нефти.

Заметное выделение  $H_2S$  в результате термического распада сернистых соединений начинается при температурах выше 200 °С. Общее содержание серы в нефти не характеризует непосредственно агрессивность технологических сред. Количество  $H_2S$ , выделившегося при переработке нефти, не всегда пропорционально общему содержанию серы в сырье, а определяется относительным содержанием различных



сероорганических соединений и характеристиками их термостабильности. Ниже приводятся данные о выделении  $H_2S$  (мг/л) при нагревании нефтей с различным содержанием общей серы при температуре 350 °С:

|                        |                        |       |    |                 |   |
|------------------------|------------------------|-------|----|-----------------|---|
| покровской<br>1,15%)   | угленосной<br>- 7000,  | свиты | (S | общая           | - |
| покровской<br>0,50%)   | башкирского<br>- 9500, | яруса | (S | общая           | - |
| дмитровской<br>1,05%)  |                        | (S    |    | общая<br>- 160, | - |
| михайловской<br>0,61%) |                        | (S    |    | общая<br>- 165, | - |
| ишимбаевской<br>3,80%) |                        | (S    |    | общая<br>- 180, | - |
| тархановской<br>3,10%) | угленосной<br>- 1000.  | свиты | (S | общая           | - |

Содержание  $H_2S$  и  $HCl$  в технологических средах при переработке определенного типа нефти возрастает по мере нагревания продукта.

1.2. Агрессивность технологических сред определяется присутствием и других коррозионных агентов, находящихся в нефти или образующихся в процессе ее переработки: кислорода, углекислого газа, элементарной серы, окислов серы, полиотионовых кислот, следов серной кислоты, нафтеновых кислот, окислов ванадия, а также введенными в избытке нейтрализующимися реагентами ( $NaOH$ ,  $Na_2CO_3$ ,  $NH_3$ ). Вызываемые ими формы коррозионных разрушений могут быть различными: общая или язвенная коррозия, питтинг, коррозионное растрескивание (КР), избирательная коррозия, коррозия под осадком, газовая коррозия, коррозионная эрозия, щелевая коррозия и др.

1.3. Изучение механизма коррозионных процессов, приводящих к специфическим разрушениям оборудования, позволило выделить основные виды коррозии металлов, имеющие место при первичной переработке нефти.



1.3.1. Хлористоводородно-сероводородная коррозия обуславливается совместным воздействием на металл HCl и H<sub>2</sub>S, растворенных в жидкофазной водной среде (конденсированной влаге). Электрохимической низкотемпературной коррозии под действием указанных агентов подвержено: конденсационно-холодильное оборудование, верхние днища и примыкающий к ним корпус эвапорационной и атмосферной колонн, если температура в указанных зонах ниже "точки росы", а также дренажные трубопроводы емкостей орошения эвапоратора и атмосферной колонны. Уменьшение хлористоводородной коррозии достигается использованием процессов аминирования и защелачивания нефти.

Интенсивной коррозии подвергается оборудование во время остановок на ремонт и в пусковой период (при неизбежных и временных изменениях режимных технологических параметров). Объясняется это тем, что в системе конденсируются слабые растворы HCl, коррозионная агрессивность которых усиливается в результате поглощения H<sub>2</sub>S из паровой фазы, а химико-технологические мероприятия в данный период отсутствуют.

Скорость коррозии углеродистой стали сильно увеличивается даже при небольших содержаниях HCl и H<sub>2</sub>S в водной фазе и может превышать 8 мм/год при насыщении водной фазы H<sub>2</sub>S и концентрации HCl ~ 0,02%.

1.3.2. Сероводородному коррозионному растрескиванию (далее СКР) подвергается оборудование из углеродистых и низколегированных сталей при наличии в металле растягивающих (в т.ч. остаточных) напряжений в средах, содержащих влагу и H<sub>2</sub>S, парциальное давление которого в газовой фазе выше 0,0002 МПа. Растягивающие напряжения могут быть вызваны рабочими нагрузками, особенностями сварки, деформацией при изготовлении аппарата. При указанном парциальном давлении H<sub>2</sub>S наводороживание может стать настолько значительным, что сообщает стали ощутимую для прочности хрупкость. В растворах типа дренажных вод в аппаратах в отсутствие H<sub>2</sub>S проникновение водорода в сталь возможно только при pH менее 4. В сероводородных растворах диффузия водорода в углеродистую сталь происходит в интервале значений pH от 1,5 до 11,5. СКР подвержены стали с относительно высоким значением предела прочности (или с большими внутренними напряжениями); мягкие ненапряженные стали в подобных условиях подвергаются расслоению с образованием пузырей (отдулин).



На практике наблюдалось СКР металла сварных соединений емкостей орошения, трубопроводов линий орошения атмосферных колонн при переработке ставропольской и покровской нефтей. Значение рН среды при этом отмечалось ниже 5. В указанных условиях металл незащищенной поверхности емкости орошения атмосферной колонны подвергался расслоению, которое сопровождалось образованием отдулин.

1.3.3. Высокотемпературной сероводородной газовой коррозии обычно подвержены змеевики печей, трансферные линии трубопроводов, корпуса колонн, работающих при температуре выше 260 °С. Металл при этом подвергается обезуглероживанию, что приводит к образованию на поверхности широких язв. Легирование хромом повышает стойкость стали к этому виду поражения. При температуре среды ниже 260 °С коррозия практически не протекает, независимо от содержания в среде H<sub>2</sub>S.

1.3.4. Высокотемпературное окисление выражается в виде окалинообразования на печном оборудовании под действием обогревающих газов, содержащих избыток воздуха. Оно усиливается при сжигании сернистого топлива и появления в результате этого сернистого ангидрида в топочной атмосфере. Окалиностойкость металла, применяемого для печных устройств, повышается легированием хромом.

1.3.5. Основной причиной выхода из строя печного оборудования при использовании в качестве топлива мазута является коррозия металла, вызванная зольными отложениями, образующимися при сжигании мазута. Соединения серы, ванадия, натрия, хлора, находящиеся в зольных отложениях, приводят к образованию легкоплавких соединений - эвтектик - и тогда возможна ускоренная коррозия в расплаве.

Для ванадийсодержащих зол ускоренная коррозия жаростойких сталей наблюдается при температуре выше 650 °С.

Зольность мазута зависит также от организации процесса защелачивания обессоленной нефти. Избыток содо-щелочного раствора в нефти или нарушение соотношения щелочных реагентов, связанное, например, с увеличением расхода соды, повышает зольность мазута и способствует коррозии под действием топочных газов, прогару, образованию отдулин печных змеевиков.



При рабочей температуре до 550 ° и применении легированных сталей продукты сгорания всех видов топлив практически неагрессивны.

1.3.6. В период останова печей трубы печного змеевика могут подвергаться электрохимической низкотемпературной коррозии. Коррозионные процессы протекают на поверхности нагрева и приводят к образованию сквозных отверстий. Разрушение металла происходит под действием серной и сернистой кислот, образованию которых способствует присутствие влаги и повышенное содержание SO<sub>2</sub> и SO<sub>3</sub> в дымовых газах.

1.3.7. Щелочному коррозионному растрескиванию подвергаются углеродистые и низколегированные стали при концентрации щелочи (NaOH) в водной фазе выше 10% и температуре выше 50 °С. Этот вид коррозионно-механического разрушения стали становится возможным при наличии в аппаратах застойных зон, в которых происходит повышение концентрации NaOH вследствие упаривания и при наличии в металле растягивающих напряжений. Так, щелочному коррозионному растрескиванию подвергался металл корпусов теплообменников, преимущественно в зоне сварных соединений, где средой межтрубного пространства был продукт, содержащий свободную щелочь (обессоленная нефть, мазут). Наиболее часто встречается КР участка трубопровода вблизи места ввода щелочного раствора в обессоленную нефть, если раствор NaOH не вводится на расстоянии от стенки трубопровода (т.е. не в середину потока нефти).

1.3.8. Электрохимической коррозии, имеющей общий или язвенный характер, подвержены: незащищенный металл электродегидраторов, емкостей орошения, а также трубные пучки теплообменников нагрева нефти до электродегидраторов.

Усилению коррозии трубных пучков способствует подача перед теплообменниками промывочной воды, раствора деэмульгатора или содощелочного раствора, особенно при скорости движения нефти по трубному пучку ниже 1,5 м/с. Это вызывает отложение солей на внутренней поверхности теплообменных труб и приводит к коррозии под осадком. Образование отложений сопровождается ухудшением теплопередачи и повышением температуры стенки пучка и в связи с этим усилением коррозии под осадком. Результаты промышленного эксперимента показали, что появление осадка толщиной до 2,0 мм увеличивает рабочую температуру металла труб приблизительно на 50 °С.



1.3.9. Трубные пучки конденсаторов-холодильников подвергаются воздействию двух различных химических сред: бензиновых погонов и оборотной воды. Особенно опасна коррозия со стороны загрязненной оборотной воды и обрастание труб, ухудшающее теплопередачу. Агрессивность оборотной воды зависит от содержания в ней кислорода, сероводорода, хлористых солей, карбонатов, присутствия микроорганизмов, а также значения pH, скорости движения потока. Наиболее опасно для углеродистой стали присутствие в виде  $H_2S$ , появлению которого способствуют анаэробные серные бактерии, восстанавливающие сульфаты с образованием  $H_2S$ . При содержании в воде хлористых солей до 100 мг/л не возникает серьезных коррозионных разрушений углеродистой стали. Обратная вода становится агрессивной при содержании солей более 1000 мг/л. Увеличение скорости коррозии углеродистой стали наблюдается при скорости движения потока ниже 1 м/с.

Со стороны бензиновой фракции трубные пучки подвергаются общей, язвенной коррозии или коррозии под осадком, состоящим преимущественно из  $NH_4Cl$ . Скорость коррозии в этой среде зависит от значения pH. Значительное усиление скорости коррозии углеродистой стали (до 1,0 и более мм/год наблюдается при pH ниже 7.)

Латунные трубки конденсаторов подвергаются коррозионному растрескиванию при избыточном введении в систему аммиачного раствора. Разрушение латуни отмечается при pH среды более 8,0 при переработке малосернистых нефтей и при pH более 9,0 при переработке сернистых и высокосернистых нефтей.

1.3.10. Для монель-металла, используемого в качестве плакирующего слоя, основного материала и материала верхних тарелок атмосферной и эвапорационной колонн, представляет опасность избирательная коррозия в условиях конденсации влаги и присутствия  $HCl$ ,  $H_2S$ . Продукты коррозии легко отслаиваются. Эта коррозия может возникнуть при переработке высокосернистых нефтей, содержащих термически нестабильные серорганические соединения, а также при недостаточной эффективности мероприятий по подавлению хлористоводородной коррозии, например, при использовании только раствора соды для защелачивания обессоленной нефти, содержащей помимо минеральных солей еще и хлорорганические соединения. Для монель-металла вредно также введение в колонну аммиачного раствора концентрацией выше 2%.





1.4. Агрессивность технологических сред снижается использованием химико-технологических мероприятий по предотвращению и снижению коррозии.

## **2. Химико-технологические мероприятия, снижающие коррозию оборудования.**

2.1. Надежность и долговечность эксплуатации оборудования установок ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ-АВТ должна обеспечиваться рациональным подбором конструкционных материалов при условии применения химико-технологических мероприятий, направленных на снижение коррозионной агрессивности технологических сред. При эффективном обессоливании нефти и выполнении антикоррозионных мероприятий срок службы оборудования увеличивается в 2-3 раза.

2.2. Химико-технологические мероприятия применяются на установках любой производительности при всех типах перерабатываемых нефтей. Изменяется лишь дозировка реагентов. В настоящем РТМ отражены общие требования ко всем установкам. Для каждой установки и конкретных условий разрабатывается свой техрегламент в зависимости от свойств нефти. Точная дозировка реагентов должна быть определена непосредственно на заводах на основании результатов опытных пробегов для конкретных условий.\*

\* При корректировке расхода реагентов и проведении контроля за результатами химико-технологических мероприятий целесообразно руководствоваться инструкциями, разработанными БашНИИ НП и ВНИИКТИНХО, изложенными в "Методических указаниях по применению химико-технологических способов защиты от коррозии оборудования установок первичной переработки нефти", Волгоград, 1980 г.

2.3. Увеличение срока эксплуатации трубных пучков нагрева сырой нефти до ЭЛОУ достигается следующими мероприятиями:

2.3.1. Поддержанием линейной скорости движения потока нефти по трубному пучку не ниже 1,5 м/с. Оптимальная скорость потока 1,8-1,9 м/с уменьшает солеотложения и коррозию металла.



2.3.2. Запрещением подачи промывочной воды на прием сырьевого насоса (не допускать использования аппаратов в качестве смесителей).

2.3.3. Введением раствора деэмульгатора в нефть после теплообменников с использованием смесителей.

2.3.4. При переработке нефтей с низким порогом термостабильности или содержащих свободный сероводород допускается введение раствора каустической соды (NaOH) перед сырьевыми теплообменниками в количествах, необходимых для нейтрализации водной фазы при соблюдении условий, указанных в [п. 2.3.1.](#)

2.4. Для защиты от коррозии электродегидраторов (или дегидраторов), не имеющих торкрет-бетонного или иного защитного покрытия, а также трубопроводов стоков ЭЛОУ целесообразно в нефть перед аппаратами вводить раствор NaOH до образования слабощелочной среды.

2.4.1. Скорость коррозии металла снижается на порядок и более при поддержании величины pH дренажных вод первой степени обессоливания на уровне 8,0-8,5, а pH среды второй и третьей степени - 7,5-8,0. Это мероприятие способствует и улучшению процесса деэмульгации.

2.4.2. Агрессивность стоков ЭЛОУ определяется минерализацией, присутствием H<sub>2</sub>S и увеличивается с падением pH, повышением температуры и содержания растворенного кислорода. Снижением доли пресной промывочной воды, содержащей растворенный кислород, достигается уменьшение коррозии углеродистой стали.

2.5. Промывочная вода вводится в нефть перед электродегидраторами (дегидраторами). Свежую промывочную воду в процессе подготовки нефти на блоке ЭЛОУ необходимо подавать на последнюю ступень обессоливания, а сточные воды с каждой ступени использовать как промывочную воду в предыдущей ступени.

2.6. Остаточное содержание солей в нефти должно быть не более 5 мг/л.

2.7. Для предотвращения образования в системе HCl в результате нагрева продукта в печи производится щелочная



обработка нефти. При этом легкогидролизуемые хлориды кальция и магния переходят в негидролизуемый NaCl, а хлорорганические соединения нефти также разрушаются с образованием NaCl. Защелачивание нефти может производиться двумя способами: защелачиванием частично обессоленной нефти на блоке ЭЛОУ или введением щелочного раствора в обессоленную нефть на блоке АТ.

2.7.1. Защелачивание частично обессоленной нефти на блоке ЭЛОУ производится следующим образом. После первой ступени обессоливания в нефть, содержащую 10-15 мг/л солей, вводится примерно 1% раствор NaOH. Образующийся NaCl удаляется из аппарата с дренажной водой. Ориентировочно расход щелочи составляет 20-30 г на тонну нефти, имеющей температуру не ниже 120 °С. Смешение раствора щелочи с нефтью осуществляется в электродегидрататорах (дегидрататорах), имеющих торкрет-бетонное покрытие (штуцера в нижней части аппарата облицовываются сталью 10X18H10T, 10X17H13M2T) и дооборудованных встроенными струйными смесителями (см. [приложение 1](#), [черт. 1](#), [2](#)). На третьей ступени предусматривается водная промывка нефти. При наличии двуступенчатой схемы обессоливания щелочная обработка нефти производится в специальном смесителе-реакторе, обеспечивающем время обработки нефти не менее 50 с., и исключающем расслоение потока с выпадением щелочи. Узел введения раствора щелочи должен обеспечивать ее тонкое распыление в нефти. После процесса щелочной обработки в нефть вводится промывочная вода. Обессоливание нефти (в т.ч. удаление из среды образовавшегося NaCl) происходит на второй ступени обессоливания в электродегидрататорах, дооборудованных встроенными струйными смесителями.\*

\* Для конкретных условий в каждом случае ВНИИНЕФТЕМАШем могут быть разработаны чертежи реактора-смесителя или струйных смесителей, а также специальных смесителей и форсунок для подачи реагентов в технологические среды и выданы рекомендации по переобвязке электродегидрататоров.

2.7.2. Щелочная обработка нефти на блоке АТ производится введением в обессоленную нефть (после темпобменников) содо-щелочного раствора с соотношением содержания соды и щелочи 3:1. Для нефтей типа ромашкинской, арланской, прикамской, самотлорской, содержащих хлорорганические соединения от 50 до 100 мг/л (в пересчете на хлор), допускается соотношение соды и щелочи равное 2:1 или использование только раствора щелочи.



Во избежание щелочного растрескивания оборудования, ухудшения работы ректификационных колонн и качества мазута, а также перерасхода дефицитной щелочи дозировка реагентов на блоке АТ при содержании в обессоленной нефти солей не более 5 мг/л, не должна превышать 0,020 кг/т нефти. Значительное увеличение дозировки щелочных реагентов указывает на отсутствие их эффективного смешения с нефтью. Использование раствора одной соды не приводит к существенному подавлению хлористоводородной коррозии.

2.7.3. Оптимальная дозировка щелочных реагентов определяется по результатам опытных пробегов установки. Необходим такой расход реагентов, при дальнейшем повышении которого не происходит снижения содержания хлор-ионов в дренажной воде емкости орошения атмосферной колонны.

2.7.4. При достаточно полном удалении из нефти продуктов расщепления хлорорганических соединений на блоке ЭЛОУ (что устанавливается на основе сопоставления содержания хлор-ионов в дренажных водах емкости орошения и электродегидрататора последней ступени до и после щелочной обработки нефти) можно значительно сократить расход щелочных реагентов на защелачивание обессоленной нефти на блоке АТ. При этом аминирование среды обязательно.

2.7.5. Защелачиванием нефти на блоке ЭЛОУ достигается: снижение хлористоводородной коррозии на блоке АТ; уменьшение содержания хлоридов в продуктах, поступающих на риформинг; сокращение расхода щелочных реагентов в обессоленную нефть в свою очередь улучшает качество мазута, способствует предотвращению прогара печных труб, уменьшению солевых отложений на тарелках ректификационных колонн и улучшению их работы.

2.7.6. При щелочной обработке нефти на блоке обессоливания нейтрализуются нафтеновые кислоты. Образующиеся водорастворимые нафтенаты удаляются из системы с дренажной водой.

2.7.7. Введение содо-щелочного раствора в обессоленную нефть (щелочная обработка нефти на блоке АТ) целесообразно проводить при переработке нефтей, практически не содержащих хлорорганических соединений (например, веселовская с содержанием таковых 0,065 мг/л в пересчете на хлор), или если температура нефти на блоке обессоливания ниже 120 °С.



2.8. Значительное снижение содержания  $H_2S$  в технологических средах блока АТ достигается, если температура нагреваемой (перед эвапоратором) обессоленной нефти не превышает  $200\text{ }^{\circ}C$ .

2.9. Для защиты от коррозии оборудования конденсационно-холодильного узла, верхней части корпуса и элементов тарелок эвапоратора, атмосферной колонны в условиях конденсации влаги одновременно с процессом защелачивания нефти применяется аминирование среды. Для этого в зависимости от режима аппарата 1-2%-ный аммиачный раствор вводится в верхние погоны или в линию острого орошения.

2.9.1. Аммиачный раствор вводится в шлемовую линию ректификационной колонны, если во время работы отсутствуют условия для конденсации влаги и протекания электрохимической коррозии (т.е. когда температура в верхней части колонны выше "точки росы" не менее, чем на  $5\text{ }^{\circ}C$ ). Раствор необходимо вводить непосредственно перед конденсаторами для предотвращения осаждения  $NH_4Cl$  на стенках трубопровода, ведущего в зону конденсации.

2.9.2. Аммиачный раствор вводится в линию орошения (а при необходимости - дополнительно в шлемовую линию), если во время работы колонны в верхней части создаются условия для конденсации влаги (температура ниже "точки росы").

2.9.3. Для удаления солевых отложений на поверхности труб и устранения возможной локальной коррозии под ними рекомендуется предусмотреть возможность водной промывки конденсаторов в период капитального ремонта установки.

2.9.4. Если ректификационные колонны имеют облицовку верхней части монель-металлом, то для защиты оборудования (трубопроводов, емкостей орошения, трубных пучков), выполненного из углеродистой стали, необходимо предусмотреть введение аммиачного раствора только в шлемовую линию и в количестве, необходимом для установления нейтрального значения рН среды.

2.9.5. Для АВО или конденсаторов-холодильников, выполненных из латуни, значения рН дренажных вод емкостей орошения не должно превышать величины, указанной в [п. 1.3.9](#).

2.9.6. Скорость коррозии углеродистой стали на порядок или более уменьшатся при повышении значения рН среды с 7,0 до 8,0



(8,5). Дальнейшее увеличение рН (более 8,5) отрицательно влияет на работу биохимической очистки и вызывает ухудшение качества очищаемых стоков.

2.9.7. Необходимо осуществлять ежедневный контроль (не менее двух раз в смену) за значением рН дренажных вод емкостей орошения (а также сточных вод ЭЛОУ) с помощью рН-метров и фиксировать показания этих приборов в вахтенном журнале. Целесообразно укомплектовать рН-метрами технологические установки, установить приборы на потоках.

2.10. При высокой агрессивности бензиновых погонов (при переработке высокосернистых нефтей) дополнительно используется ингибиторная защита (например, ингибиторы ИКБ-2-2, ТАЛ-3 и др.) в сочетании с нейтрализацией среды (аминирование, защелачивание нефти). Ориентировочный расход ингибитора 3-6 г/т бензина. Максимальный эффект защиты достигается при значении рН среды 6,5-7,5.

2.11. Во избежание загрязнения системы солями жесткости, попадающими в нее с растворами реагентов, рекомендуется для приготовления аммиачного и содо-щелочного растворов использовать химочищенную воду.

2.12. Подача в технологические среды аммиачного или содо-щелочного раствора должна осуществляться с помощью форсунки, обеспечивающей тонкое дисперсирование раствора и равномерное распределение мельчайших капель в потоке сырья. Конструкция форсунки должна исключать образование отложений на поверхности, омываемой горячим потоком продукта. Во избежание забивания солями точек ввода реагентов соответствующие элементы форсунок выполняются из антиадгезионного материала, например, из фторопласта или из материала с антиадгезионным покрытием.

Положительные результаты от введения промывочной воды, растворов деэмульгатора, аммиака и щелочных реагентов достигаются только при обеспечении достаточно эффективного их смещения с углеводородной средой. Рекомендуемая схема ввода в поток воды и растворов реагентов представлена в [приложении 2](#).

При использовании предлагаемой схемы вместо инжектора для узла ввода воды в нефть гидравлическое сопротивление в системе снижается на 0,1-0,15 МПа при одинаковой достигаемой глубине обессоливания, а при вводе реагентов создается возможность



снизить их расход (при достижении одинаковой эффективности защиты от коррозии, накипеобразования, выпадения осадков и др.)

2.13. Защита от коррозии металла труб со стороны оборотной воды достигается применением ингибиторов (например, ИКБ-4, ИКБ-4В, ИКБ-8, ИКБ-6-2), вводимыми в систему в количестве приблизительно до 80 мг/л (в зависимости от качества оборотной воды) или введением в систему ортофосфорной кислоты в сочетании с солями цинка (ориентировочный расход:  $\text{H}_3\text{PO}_4$  - 15-20 мг/л;  $\text{ZnSO}_4$  - 1 мг/л). Для борьбы с микробиологической коррозией производится хлорирование оборотной воды (2-3 мг/л активного хлора). Увеличение скорости движения оборотной воды по трубам (должна быть не ниже 1 м/с) способствует уменьшению солеотложений и биообрастания.

2.13.1. Качество оборотной воды должно соответствовать требованиям, указанным в "Нормах технологического проектирования производственного водоснабжения, канализации и очистки сточных вод предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности" ВНТП 25-79 / Миннефтехимпром СССР (Москва, 1979 г.). Качество воды приводится в [табл. 3](#), поз. 15.

2.13.2. Увеличению сроков бесперебойной эксплуатации конденсационно-холодильного оборудования способствует переход на аппараты воздушного охлаждения.

2.14. Коррозию металла в топочной атмосфере серасодержащих газов можно избежать, используя в качестве топлива газ с содержанием сернистых соединений до 0,016% и поддерживая режим горения топлива с избытком воздуха.

2.15. При использовании мазута во избежание интенсивной газовой коррозии печного оборудования установок АВТ и АТ температура обогревающей среды не должна превышать 650 °С. Зольность мазута (марки 40, 100) не должна быть более 0,15%. Агрессивная коррозия печных деталей наблюдается при содержании в мазуте ванадия выше 150 pp.

2.16. В целях предотвращения сернокислотной коррозии труб печного змеевика конвекционной части необходимо при остановке на ремонт увеличить время, предусмотренное техрегламентом (более 15 мин.), для пропускания пара и продувки инертным газом до полного уноса сернистых соединений.



2.17. В пусковой период или во время остановки на ремонт для предотвращения низкотемпературной электрохимической коррозии оборудования необходимо проведение следующих мероприятий.

2.17.1. Введение раствора аммиака в линию орошения производится одновременно с началом острого орошения колонны. Защелачивание нефти осуществляется при достижении ею температуры 100 °С и в соответствии с [п. 2.7](#).

Подача раствора аммиака в колонну прекращается с выходами на режимные параметры. Дальнейший процесс аминирования среды производится в соответствии с [п. 2.9.1](#) или [2.9.2](#).

2.17.2. Значение pH стоков ЭЛОУ и дренажных вод емкостей орошения ректификационных колонн в указанные периоды также не должно быть ниже 7,0.

2.17.3. В течение времени первоначального пуска установки целесообразно обкатку, холодную циркуляцию и разогрев производить на дизтопливе или обессоленной нефти.

2.18. Контроль за выполнением химико-технологических мероприятий осуществляется службой коррозии завода и сотрудниками химических лабораторий.

## 3. Материалы

3.1. Выбор марки и категории углеродистой стали для изготовления аппаратов, а также для основного слоя двухслойной стали с плакирующим слоем из стали 08X13 производится с учетом рабочего давления, температуры стенки (минимальная отрицательная и максимальная расчетная) аппарата и технологических свойств материала согласно ОСТ 26-291-79 "Сосуды и аппараты стальные сварные. Технические требования".

3.2. Стали 16ГС и 09Г2С применяются взамен углеродистой стали при: 1) величине произведения - диаметра аппарата (см) на давление в аппарате (МПа) более 120; 2) любой величине этого произведения в районах со средней температурой самой холодной пятидневки ниже минус 40 °С в соответствии с разделом 2 ОСТ 26-291-79; 3) если стенки аппарата, находящегося под давлением, могут принимать температуру окружающего воздуха (воздухосборники, аккумуляторы инертного газа и др.) ниже минус





20 °С. Указанное не распространяется на периоды пуска, остановки и испытаний аппаратов на плотность в зимнее время, когда следует руководствоваться регламентом в соответствии с ОСТ 26-291-79.

3.3. По стойкости к общей коррозии в технологических средах первичной переработки нефти стали 16ГС и 09Г2С практически не отличаются от углеродистых сталей; как и углеродистые стали, они могут подвергаться наводороживанию и коррозионному растрескиванию в условиях, указанных в п. 1.3.2. и 1.3.7. При применении углеродистых и низколегированных сталей в подобных условиях должны быть предусмотрены мероприятия по защите от коррозионного растрескивания.

3.4. Сосуды, аппараты и их элементы из углеродистых и низколегированных сталей, изготовленные методом штамповки или вальцовки (обечаек) и сварки согласно ОСТ 26-291-79, подлежат термической обработке, если они эксплуатируются в средах, вызывающих КР.

Если конструкция аппарата препятствует проведению отпуска, следует переходить на материалы, стойкие к КР; особое внимание необходимо уделить использованию химико-технологических мероприятий, способствующих предотвращению КР конструктивных элементов. Целесообразно также использовать пути возможного снижения расчетных напряжений.

3.5. Давление среды влияет на выбор материала при изготовлении аппаратов и назначение снимающей напряжение термической обработки в случаях, указанных в п. 1.3.2., 1.3.7. и 3.2.

3.6. Наводороживание стали снижается при переходе от кислых к нейтральным и щелочным сероводородным растворам. Поэтому поддержание рН дренажных вод емкостей орошения на уровне 8,0-8,5 (что особенно важно при отсутствии защитного покрытия аппарата) снижает проникновение водорода в металл.

Для защиты оборудования от водородного расслоения в сероводородных средах рекомендуется также нанесение на рабочую поверхность аппаратов защитных покрытий, уменьшение в среде содержания H<sub>2</sub>S (п.2.8.), применение сталей, стойких к КР. Предотвращается и ослабляется СКР снижением внутренних напряжений путем проведения термической обработки аппаратов, а также нейтрализацией среды.



3.7. Для сероводородсодержащих сред с парциальным давлением  $H_2S$  в газовой фазе 0,01 МПа и выше следует применять аппараты из стали 20ЮЧ, имеющей повышенную стойкость к СКР, в соответствии с РТМ 26-02-63-83.

3.8. Предотвращению щелочного коррозионного растрескивания металла способствуют ограничения концентрации щелочи и температуры среды (см. [п.1.3.7.](#)), а также термообработка аппарата для снятия остаточных напряжений в металле, конструктивное решение, устраняющее образование застойных зон, введение щелочных реагентов после теплообменников нагрева обессоленной нефти, применение коррозионно-стойких материалов (08X13 и 08X18H10T до 200 °С; 08X22H6T не выше 250 °С).

3.9. Оборудование из углеродистой стали подвергается заметной высокотемпературной коррозии в сероводородсодержащих безводных средах при температурах выше 260 °С и содержании  $H_2S$  выше 0,005%. Для защиты оборудования от высокотемпературной газовой коррозии применяются стали марок 15X5M, X9M, 12X8BФ, 15X5, X8, 08X13.

3.10. Двухслойную сталь с плакировкой 08X13 нельзя заменять двухслойной сталью с плакировкой 08X18H10T, т.к. в пусковой период, во время остановок на ремонт, при пропаривании создаются условия для хлоридного КР хромоникелевой стали.

Нержавеющие стали типа 08X18H10T в технологических средах АВТ, АТ могут превосходить углеродистые стали по стойкости к общей коррозии, однако, подверженность их питтингу и КР строго ограничивает их применение. Так, трубные пучки конденсаторов-холодильников из стали 08X18H10T подвергаются КР преимущественно в местах развальцовки.

Аустенитные стали типа X18H10T подвергаются хлоридному КР при наличии в металле остаточных напряжений, содержании в водной фазе кислорода и хлоридов и температурах выше 70 °С.

При температурах ниже 70 °С КР наблюдается тогда, когда в хлоридсодержащих средах имеется примесь  $H_2S$ . Для аустенитных сталей особенно опасен пар, содержащий кислород и хлориды. КР аустенитных сталей (и аустенитных сварных швов) наступает в конденсирующемся паре, полученном из воды, содержащей хлориды и кислород более, чем по 0,5 мг/л.



При выполнении химико-технологических мероприятий (п.2) стойкость к общей коррозии углеродистой стали в средах подготовки и переработки нефти приближается к таковой для аустенитной стали типа X18H10T.

Контакт аустенитной и углеродистой стали при наличии электролита является распространенной причиной локальных коррозионных разрушений.

## **4. Требования к сварным соединениям**

4.1. Свойства и качество сварных соединений, методы и объем их контроля для аппаратуры установок ЭЛОУ, АВТ, АГ должны соответствовать требованиям ОСТ 26-291-79.

4.2. Змеевики печей и трубопроводы на машиностроительных заводах должны выполняться в соответствии с требованиями ОСТ 26-291-79 и технической документацией, утвержденной в установленном порядке.

4.3. Сварка печных змеевиков и трубопроводов трансферных линий из стали 15X5М, Х9М, 12Х8ВФ, 15Х5, Х8 должна производиться перлитными электродами.

4.3.1. При ремонтных работах допускается сварку кольцевых и угловых стыков технологических трубопроводов, печных змеевиков из вышеуказанных сталей производить электродами аустенитного класса в соответствии с "Технологической инструкцией по сварке трубопроводов и печных змеевиков из теплоустойчивых сталей без термической обработки сварных соединений при изготовлении, монтаже и ремонте нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок", (Волгоград, 1981 г.).

4.4. Сварку остальных трубопроводов из сталей 15Х5М, Х9М, 12Х8ВФ, 15Х5, Х8, транспортирующих горячую неэлектролитическую сероводородсодержащую среду, разрешается наряду с перлитным вариантом выполнять аустенитными электродами.

4.5. При сварке аустенитными электродами должна быть исключена возможность конденсации воды в период пуска в работу



и остановки трубопроводов, а качество пара, предназначенного для пропарки, должно соответствовать указанному в [п. 3.11](#).

4.6. Для оборудования, работающего в условиях конденсации водной фазы и возможного коррозионного растрескивания, применение аустенитных электродов недопустимо.

4.6.1. Аустенитный вариант сварки сталей не допускается для соединений трубных элементов на следующих линиях: головных погонев эвапоратора, атмосферной и стабилизационной колонн, включающих трубопроводы от верха колонн до конденсаторов-холодильников, от последних до емкостей орошения, от емкостей орошения ректификационных колонн до стабилизационной колонны, а также на трубопроводах линий орошения всех указанных колонн, дренажной воды и газов из емкостей орошения этих колонн, на линиях подщелоченной обессоленной нефти от места ввода щелочи до эвапоратора.

## **5. Материальное оформление оборудования установок подготовки и первичной переработки нефти.**

5.1. Настоящее материальное оформление разработано для установок ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ-АВТ, перерабатывающих малосернистые (до 0,5% общей серы), сернистые (до 1,9% общей серы) и высокосернистые (выше 1,9% общей серы) нефти.

5.2. При разработке материального оформления и антикоррозионных мероприятий учитываются технически и экономически обоснованные сроки службы оборудования.

5.2.1. Срок службы оборудования из углеродистой стали: трубных пучков и трубных решеток в теплообменниках, арматуры, насосов (работают в условиях отсутствия в среде воды), трубопроводов, транспортирующих нефть и боковые погоны ректификационных колонн не менее 10 лет; трубопроводов стоков ЭЛОУ, насосов (работающих в условиях протекания низкотемпературной электрохимической коррозии) дренажных трубопроводов в обвязке емкостей орошения ректификационных колонн и барометрической емкости - не менее 6 лет.



5.2.2. Срок эксплуатации трубопроводов и печных змеевиков из легированных сталей, трубных пучков и трубных решеток из цветных сплавов и легированных сталей должен быть не менее 10 лет; съемных элементов тарелок ректификационных колонн из стали 08X13 - не менее 4 лет.

5.2.3. Для колонн и кожухов теплообменников, емкостного оборудования, трубопроводов, транспортирующих готовые продукты, срок службы должен составлять не менее 15-20 лет.

5.2.4. Срок службы трубного пучка конденсаторов - холодильников (в особенности для изготовленного из углеродистой стали) зависит преимущественно от качества оборотной воды и в сопоставлении со (скоростью коррозии) сроком службы других материалов указывается в [табл.3](#).

5.2.5. Выход из строя качественно выполненного оборудования указывает на нарушения технологического режима работы установки или на несоблюдение правил проведения химико-технологических мероприятий.

5.3. Допускаемыми максимальными скоростями коррозии металла оборудования при относительно равномерном характере разъедания являются 0,3 мм/год для толстостенных аппаратов и 0,05 мм/год для теплообменных труб.

5.4. Нормативные сроки службы оборудования обеспечиваются проведением антикоррозионных химико-технологических мероприятий, а также применением защитных покрытий, прибавкой на коррозию, использованием коррозионностойких материалов, выбираемых для конкретных условий.

5.5. Прибавка на коррозию (в таблицах "с") указывается с учетом возможного коррозионного и эрозионного износа. Уменьшение ее величины, указанной в РТМ 26-02-39-84, недопустимо.

5.6. Величины скорости коррозии металлических материалов (в таблицах "к", мм/год) приводятся с учетом выполнения химико-технологических мероприятий.

5.7. Колонная аппаратура, предназначенная для переработки малосернистых нефтей выполняется из углеродистых (низколегированных) марок сталей ([табл.2](#)). Съемные элементы тарелок выполняются из углеродистой стали или стали 08X13.



Колонны (предварительного испарения нефти, атмосферные, вакуумные, отпарные) для сернистых и высокосернистых нефтей имеют следующее материальное оформление. В зоне температур ниже 260 °С выполняются из углеродистых (низколегированных) марок сталей. Прибавка на коррозию указана в [табл. 2](#). Съемные элементы тарелок выполняются из стали 08Х13. Часть корпуса, нижнее днище в зоне температур выше 260 °С выполняются из биметалла: углеродистая сталь + 08Х13. Тарелки - 08Х13.

Штуцера, муфты для приборов диаметром 100 мм и меньше выполняются из углеродистой стали для корпуса колонны (части корпуса), выполненного из углеродистой или низколегированной стали. Исполнение из аустенитной стали типа Х18Н10Т применяется для корпуса (части корпуса), выполненного из биметалла с плакирующим слоем из стали 08Х13, а также допускается для колонн из углеродистой стали при переработке сернистых и малосернистых нефтей при соблюдении условий, указанных в [п. 2.17](#). Материальное оформление штуцеров большого диаметра соответствует материалному оформлению колонны.

Для снижения электрохимической коррозии, протекающей в условиях конденсации влаги и, следовательно, для уменьшения образования продуктов коррозии, забивающих рабочие зоны тарелок, карманы и приводящих к ухудшению работы колонны, целесообразно поддерживать температуру верха ректификационных колонн не менее, чем на 5 °С выше точки "росы".

5.8. Электродегидраторы защищаются от коррозии под действием водных отстоев нанесением на поверхность нижней части (на 200 мм ниже уровня нижнего электрода) бетонного покрытия ([табл. 4](#)). Указанная защита необходима при подготовке высокосернистых нефтей, содержащих свободный сероводород или термически нестабильные при температуре ниже 130 °С сераорганические соединения (например, прикамская, серноводская нефти), а также соли, отвечающие III группе ГОСТ 9965-76.

5.8.1. Контроль качества бетонной футеровки производится визуальным осмотром и методом простукивания футеровки молотком массой 250 г через каждые 200-250 мм. Звук при простукивании должен быть однотонным металлическим. При отсутствии дефектов: трещин, расслоений, участков, издающих при отстукивании глухие "бухтящие" звуки, снятие футеровки для



определения состояния металла аппарата недопустимо (Инструкция по антикоррозионной защите резервуаров, электродегидраторов и др. оборудования цементным торкрет-покрытием № И-35, Москва 1979 г.).

5.8.2. Отсутствие защитного покрытия допускается при подготовке нефтей I и II групп ГОСТа 9965-76, а также не содержащих свободного сероводорода и термически нестабильных (при температуре ниже 130 °С) сераорганических соединений, при переработке малосернистых нефтей. Необходимым условием является поддержание значения pH дренажной воды стоков ЭЛОУ в интервале 8,5-7,5. При  $\text{pH} < 7$  величина скорости коррозии углеродистой стали в водной фазе доходит до 1,0 мм/год, имеет место язвенное разъедание, наблюдается усиление общей коррозии в зоне термического влияния сварного шва. При pH среды 8,0-8,5 скорость коррозии углеродистой стали ~ 0,12 мм/год.

5.9. Ёмкости орошения, емкости соленой воды, барометрические емкости целесообразно защищать от коррозии торкретированием.

5.9.1. Вышеуказанные аппараты (диаметром от 1200 мм и при наличии люков диаметром 800 мм) при температуре среды ниже 100 °С рекомендуется защищать нанесением послойного эпоксидного покрытия с добавлением 15% серебристого графита в следующем порядке: ЭП-00-10 2 слоя (по ГОСТ 10277-76) и ЭП-773 три слоя (по ГОСТ 23143-78 в соответствии с инструкциями № I и № 9 /"Сборника инструкций по защите от воздействия высокоагрессивных сред". Допускается применение грунт-шпатлевки ЭП-00-10 с добавлением 10-20% сажи.

При пропаривании аппаратов во избежание отслаивания покрытия температура пара не должна превышать 110 °С (используется дросселированный пар, т.е. идущий для отопления и пропущенный через РОУ давлением 0,12 МПа).

Нанесение эпоксидного покрытия может производиться представителями треста "Монтажхимзащита" на площадках НПЗ.

5.9.2. Эксплуатация емкостей орошения ректификационных колонн без покрытия допускается при переработке сернистых и малосернистых нефтей при соблюдении условий, указанных в [п. 2.9.6](#). Недопустимо применение аппаратов без защитного покрытия, предназначенных для установок, перерабатывающих высокосернистые нефти.



5.10. Емкость для содо-щелочного раствора выполняется из углеродистой стали (прибавка на коррозию 1 мм). Внутренний подогреватель выполняется из стали 08Х13 (температура стенки до 200 °С) или из стали 08Х22Н6Т (при рабочей температуре стенки 200 °С - 250 °С). Опоры змеевика высотой не менее 50 мм (для предотвращения местного перегрева), могут быть выполнены из стали 08Х13. Для предотвращения контактного нагрева металла корпуса и избежания щелочного КР ([п. 3.7.](#)) в месте ввода змеевика в корпусе устанавливается дополнительная защитная гильза. При температуре среды выше 50 °С необходима плакировка емкостей сталью 08Х13 или термообработка для снятия внутренних напряжений.

5.11. Отстойники защелачивания бензина, дизтоплива выполняются из углеродистой стали с прибавкой на коррозию 2 мм. Если температура среды выше 50 °С, аппарат должен быть подвергнут термической обработке для снятия внутренних напряжений. Для процессов защелачивания бензина, дизтоплива целесообразно использовать электроразделители. Если указанные процессы осуществляются в отстойниках, то последние желательно дооборудовать встроенными струйными смесителями ([приложение 4](#)), что уменьшает унос щелочи бензином, повышает глубину ее срабатывания и снижает ее расход.

5.12. Теплообменники нагрева нефти и нефтепродуктов - материальное исполнение принимается по ГОСТ 14246-79.

5.12.1. Исполнение М1: трубы - сталь 10, 20; корпус - ВстЗсп5 или 16ГС; трубная решетка - сталь 16ГС - принимается при расчетной температуре стенки труб трубного пучка не выше 200 °С (см. [п. 1.3.8.](#)):

1) для нагрева нефти и нефтепродуктов, если температура среды трубного пространства и греющего продукта ниже 260 °С независимо от содержания H<sub>2</sub>S;

2) для нагрева нефти и нефтепродуктов при отсутствии в средах H<sub>2</sub>S или содержании его менее 0,01%.

5.12.2. Исполнение М4: трубы - Х8; трубная решетка сталь 15Х5М; распределительная камера - двухслойная сталь 16ГС + 08Х13 (ВстЗсп5 + 08Х13); кожух - ВстЗсп5 или 16ГС; принимается при расчетной температуре стенки труб выше 200 °С (см. [п. 1.3.8.](#)):





1) при температуре среды трубного пространства выше 260 °С и содержании  $H_2S$  - 0,01% и выше. Условия работы корпуса соответствуют условиям, допустимым для использования углеродистой стали и указанным в [п. 5.12.1](#).

5.12.3. Исполнение Б1: трубы - сталь 08Х13; трубная решетка - сталь 12Х13; кожух и распределительная камера - двухслойная сталь 16ГС + 08Х13 (ВстЗсп5 + 08Х13) принимаются при температуре среды межтрубного пространства более 260 °С и содержании  $H_2S$  - 0,01% и выше.

5.13. Конденсационно-холодильное оборудование (аппараты водяного охлаждения) - материальное оформление принимается по ГОСТ 14247-79 (табл. 3).

5.13.1. Материальное исполнение М1: трубы - сталь 10, 20; трубная решетка - сталь 16ГС; кожух - ВстЗсп5 или 16ГС; распределительная камера - ВстЗсп4 - принимается:

1) при переработке малосернистых нефтей для охлаждения нефтепродуктов;

2) при переработке сернистых и высокосернистых нефтей для охлаждения керосина, дизтоплива, вакуумных дистиллатов;

3) независимо от типа перерабатываемой нефти для доохлаждения (в доохладителях после АВО) бензина, керосина, дизтоплива;

4) допускается при переработке сернистых нефтей для охлаждения верхних погонов колонны предварительного испарения нефти (эвапоратора) , атмосферной колонны при поддержании значения рН среды трубного пространства на уровне 8,0-8,5 и использовании процессов ингибирования оборотной воды;

5) при охлаждении продуктов оборотной водой (в особенности при значении рН = 7 и ниже) необходимо предусмотреть ингибирование среды.

5.13.2. Исполнение М3: трубный пучок из латуни; трубная решетка - сталь 16ГС с наплавкой латуни; корпус - углеродистая сталь - принимается:

1) при охлаждении нефтепродуктов морской водой;



2) при охлаждении высокоминерализованных стоков ЭЛОУ;

3) при переработке высокосернистых нефтей для охлаждения верхних погонов атмосферной колонны, эвапоратора, смеси водяных паров с газами разложения вакуумной колонны;

4) при переработке сернистых нефтей и при температуре стенок труб 130 °С и выше для охлаждения верхних погонов атмосферной колонны, эвапоратора.

5.13.3. Исполнение М12: трубы - сталь 08Х22Н6Т; трубная решетка - сталь 16ГС; корпус - углеродистая сталь - принимается:

1) при переработке сернистых нефтей, если температура стенок труб ниже 130 °С, для охлаждения верхних погонов атмосферной колонны и эвапоратора, смеси водяных паров с газами разложения вакуумной колонны;

2) независимо от типа перерабатываемой нефти при температуре стенок труб ниже 130 °С и отсутствии процесса ингибирования оборотной воды для охлаждения верхних погонов вышеуказанных аппаратов.

5.14. В случае применения теплообменников "труба в трубе" материальное оформление принимается в соответствии с ОСТ 26-02-2033-80:

1) Исполнение М1 - аппараты из углеродистой стали применяются для условий, указанных в [п. 5.12.1.](#);

2) Исполнение Мб - теплообменные трубы из стали 08Х22Н6Т - применяются для условий, указанных в [п. 5.12.2.](#)

5.15. Аппараты воздушного охлаждения - материальное оформление принимается по ОСТ 26-02-1309-75 (табл. 3).

5.15.1. Исполнение Б1 (внутренние трубы из углеродистой стали) принимается:

1) при переработке малосернистых нефтей для охлаждения нефтепродуктов;

2) при переработке сернистых нефтей для охлаждения верхних погонов колонны предварительного испарения нефти,



атмосферной колонны при соблюдении условий, указанных в [п. 2.9.6](#);

3) независимо от типа перерабатываемой нефти для охлаждения керосина, дизтоплива, мазута, вакуумных дистиллатов, отгонов стабилизационной колонны, отгонов колонны вторичной перегонки бензина.

5.15.2. Коррозионностойкие материалы: латунь, 08Х22Н6Т применяются для труб конденсационно-холодильного оборудования ([табл. 3](#)) для охлаждения агрессивных сред в том случае, когда их агрессивность не может быть значительно снижена путем химико-технологических мероприятий.

5.15.3. Исполнение Б5: внутренние трубы из латуни ЛАНШ 77-2-0,05; трубная решетка - сталь 16ГС или 09Г2С с наплавкой латуни (Л062-1, Л-63, Л-68); крышка - сталь 20Л-П (или 25Л-П, 20ХН3Л, 20ЮЧ) с металлизированием внутренней поверхности латунью и последующим покрытием бакелитовым лаком по инструкции завода изготовителя - принимается:

1) при переработке высокосернистых нефтей: сернистых если температура стенок труб 130 °С и выше - для охлаждения верхних погонів атмосферной колонны, эвапоратора, вакуумной колонны (газы разложения).

5.15.4. Исполнение Б3.1: внутренние трубы из стали 08Х22Н6Т; трубная решетка - сталь 08Х22Н6Т; крышка - сталь 20Л-П (или 25Л-П, 20ХН3Л, 20ЮЧ) - принимается:

1) при переработке сернистых нефтей (температура стенки внутренних труб ниже 130 °С) для охлаждения верхних погонів атмосферной колонны, колонны предварительного испарения нефти, верхних погонів вакуумной колонны (среда - газы разложения).

5.16. Для продуктовых змеевиков печей атмосферной колонны, колонны предварительного испарения нефти, а также нагрева мазута рекомендуется применять следующие стали:

1) при переработке высокосернистых и сернистых нефтей: 15Х5М, 15Х5ВФ, 12Х8ВФ, Х9М с прибавкой на коррозию не менее 4 мм;



2) при переработке малосернистых нефтей или нефтей с высоким порогом термостабильности сераорганических соединений: 15X5ВФ, 12X8ВФ, 15X5 (при температуре стенки не более 425 °С) с прибавкой на коррозию не менее 2 мм.

Допускается при отсутствии труб требуемого сортамента по согласованию с заказчиком применение стали 20 (при температуре стенки не более 400 °С) с прибавкой на коррозию не менее 4 мм;

3) для пароперегревателей применяются стали 15X5, 15ХМ.

5.16.1. На отводах толщина стенки змеевика из вышеуказанных материалов должна быть больше остальных участков не менее чем на 2 мм.

5.16.2. Решетки (и подвески) для всех печей, работающих в среде дымовых газов, рекомендуется выполнять из сталей 30X23Н7СЛ или 25X23Н7СЛ. Решетки футеруются жаростойким бетоном на заводе-изготовителе.

5.17. Трубопроводы и компенсаторы.

5.17.1. Материальное исполнение горячих трубопроводов определяется в зависимости от типа перерабатываемых нефтей и корректируется с учетом содержания в среде H<sub>2</sub>S и температуры.

5.17.2. Для всех трубопроводов величина прибавки на коррозию на отводах должна превышать более, чем на 2 мм таковую для остальных участков.

5.18. Горячие трубопроводы с температурой транспортируемой среды выше 260 °С при переработке малосернистых нефтей, не содержащих свободного H<sub>2</sub>S или термонестабильных сераорганических соединений, выполняются из углеродистой стали:

1) трансферные линии (из печи П-1 в колонну предварительного испарения нефти; из печи П-2 в атмосферную колонну; из печи П-3 в вакуумную колонну, а также линии отбензиненной нефти из К-1) с прибавкой на коррозию 4 мм;

2) линии остальных горячих трубопроводов - с прибавкой на коррозию 2 мм.



5.19. При переработке сернистых нефтей трансферные линии (из печи П-1 в эвапоратор и из печи П-2 в атмосферную колонну), линия отбензиненной нефти из эвапоратора выполняются из сталей 15Х5, Х8 с прибавкой на коррозию 2 мм; трансферные линии из П-3 в вакуумную колонну - из вышеуказанных сталей с прибавкой на коррозию 3 мм.

Допускается при отсутствии труб из 15Х5, Х8 требуемого сортамента выполнение трансферных линий, линий перетока из К-1 по согласованию с заказчиком из углеродистой стали с прибавкой на коррозию 4 мм. При температуре среды выше 400 °С рекомендуется применение хромистых сталей.

Остальные горячие трубопроводы выполняются из углеродистых сталей с прибавкой на коррозию 2 мм.

5.20. При переработке высокосернистых нефтей (а также нефтей с низким порогом термостабильности сераорганических соединений) трансферные линии из печей в эвапоратор и атмосферную колонну, линии перетока отбензиненной нефти из эвапоратора в атмосферную колонну выполняются из сталей 15Х5, Х8 с прибавкой на коррозию 3 мм; для трансфертах линий в вакуумную колонну с = 4 мм. Сталь 15Х5М применяется только в случае отсутствия труб требуемого сортамента из сталей 15Х5, Х8.

5.20.1. Остальные горячие трубопроводы выполняются из сталей 15Х5, Х8 (при отсутствии требуемого сортамента применяется сталь 15Х5М) с прибавкой на коррозию 2 мм.

5.21. Допускается применение углеродистой стали для горячих трубопроводов при переработке высокосернистых и сернистых нефтей при содержании сероводорода до 0,1% и температурах до 300 °С.

Прибавка на коррозию 3 мм.

5.22. При отсутствии цельнотянутых и сварных труб большого диаметра (500 мм и выше) из сталей 15Х5М, 15Х5, Х8 горячие трубопроводы выполняются из углеродистых марок сталей с прибавкой на коррозию 4 мм к расчетной толщине стенок.

5.23. Трубопроводы стоков ЭЛОУ могут быть выполнены:

1) из углеродистой стали с прибавкой на коррозию 4 мм (при соблюдении условий, указанных в [п. 2.4.1](#));



2) из стали 08X22Н6Т (для трубопроводов диаметром не более 108 мм).

5.23.1. Срок службы трубопроводов сточных вод ЭЛОУ, дренажных вод емкостей орошения ректификационных колонн (диаметром до 90 мм включительно и с давлением до 0,6 МПа включительно) может быть значительно увеличен в случае применения труб стальных эмалированных по ТУ 27-03-1939-74. Запорные вентили и клапаны эмалированные к указанным трубопроводам должны быть приняты по каталогу-справочнику "Эмалированная аппаратура" (Москва, 1974 г.)

5.24. Для трубопроводов дренажных линий емкостей орошения, транспортирующих сточные воды (содержащие сероводород, хлориды, следы углеводородов), возможно применение стальных труб, футерованных полиэтиленом по ТУ 14-3-523-76 при:

- 1) температуре среды до 70 °С и давлении до 1,6 МПа;
- 2) температуре среды до 80 °С и давлении до 1,0 МПа;
- 3) температуре среды до 90 °С и давлении до 0,6 МПа.

При прокладке вышеуказанных трубопроводов на открытом воздухе без теплоизоляции (при наличии минусовых температур) перепад температур (между температурой воздуха и температурой среды) не должен превышать 40 °С. Паровые рубашки и паровые спутники на трубы стальные, футерованные полиэтиленом, не устанавливаются.

5.24.1. Трубопроводы: дренажные линии емкостей орошения, линии общего коллектора от конденсаторов-холодильников к емкостям орошения ректификационных колонн - выполняются из углеродистой стали с прибавкой на коррозию 4 мм. (При соблюдении условий, указанных в [п. 2.9.6.](#)).

5.24.2. При переработке высокосернистых и сернистых нефтей в зависимости от диаметра трубопровода (не более 108 мм) допускается применение стали 08X22Н6Т для трубопроводов - линий общего коллектора от конденсаторов-холодильников (или АВО) к емкости орошения атмосферной колонны и транспортирующих бензин, содержащий влагу, H<sub>2</sub>S, хлориды.

5.25. Шлемовые линии (передаточные трубопроводы от эвапоратора, атмосферной колонны к конденсаторам-



холодильникам отгона, а также трубопроводы обвязки верха вакуумной колонны (среда - сконденсированные газы разложения) должны выполняться из углеродистой стали с прибавкой на коррозию 4 мм.

5.26. Трубопроводы, транспортирующие бензин из емкости орошения атмосферной колонны в отстойник защелачивания бензина выполняются из углеродистой стали с прибавкой на коррозию не менее 3 мм.

5.27. Трубопроводы, транспортирующие гудрон и мазут (не трансферные линии) при температуре среды выше 300 °С выполняются из углеродистой стали с прибавкой на коррозию не менее 4 мм.

5.28. Трубопроводы на линиях передачи растворов ингибиторов, деэмульгаторов, пара, теплофикационной воды, содо-щелочных растворов, раствора аммиака и готовых охлажденных нефтепродуктов должны выполняться из углеродистой стали с прибавкой на коррозию 1 мм.

5.29. Остальные трубопроводы выполняются из углеродистых марок стали с прибавкой на коррозию 2 мм.

5.30. В случае необходимости применения на установках сервисной переработки нефти компенсаторов последние применяются из углеродистой стали. Применение компенсаторов из стали типа X18H10T недопустимо.

5.31. Трубопроводная арматура - материальное оформление принимается по ОСТ 26-07-402-79 "Отливки стальные для трубопроводной арматуры и приводных устройств к ней. Общие технические требования" (с учетом изменений № 2, 1983г.) в соответствии с материальным исполнением трубопроводов, а именно:

1) для трубопроводов из углеродистых марок сталей корпуса задвижек применяются из сталей 15Л, 20Л, 25Л, 35Л. Уплотнительные поверхности колец, клиньев, задвижек наплавляются хромистой сталью 2Х13 или 3Х13;

2) для трубопроводов из сталей 15Х5М, 15Х5, Х8 корпуса и крышки задвижек, корпуса предохранительных и обратных клапанов должны изготавливаться из сталей марок 20ХМЛ, 20ХЛ,



20ГМЛ; допускается применение из сталей 12ХЮ9ТЛ, 12ХЮ10ТЛ, 12Х18Н9Л, 05Х18АН5ФЛ.

5.31.1. Детали трубопроводов (например, тройники, отводы, переходы) для трубопроводов из сталей 15Х5М, 15Х5, Х8, Х9М, 12Х8ВФ, углеродистой стали должны соответствовать материалу трубопровода и изготавливаться из труб, поковок, а также могут быть штампосварными.

5.32. Насосы - материальное исполнение принимается в соответствии с ГОСТ 23447-79Е.

5.32.1. Насосы, исполнение "С" - детали проточной части выполняются из углеродистой стали и предназначены для работы:

1) в средах переработки нефти, не содержащей фазовой воды, при температурах ниже 260 °С независимо от содержания H<sub>2</sub>S;

2) в средах переработки нефти при температурах 260-400 °С и отсутствии H<sub>2</sub>S, а также при температурах среды до 300 °С и содержании H<sub>2</sub>S до 0,01%.

5.32.2. Насосы, исполнение "Х" (хромистые стали) должны применяться при содержании в среде H<sub>2</sub>S - 0,01-0,05% и температурах от 260 до 400 °С.

5.32.3. Насосы, исполнение "Н" (хромоникелевые стали), должны применяться для перекачивания нефтепродуктов в зоне температур 260-400 °С при содержании в среде H<sub>2</sub>S - 0,05% и более (преимущественно при переработке высокосернистых нефтей).

5.33. Пароэжекторные вакуум-насосы при переработке малосернистых, сернистых и высокосернистых нефтей применяются из углеродистой стали с защитной облицовкой сталью типа Х18Н10Т.

5.34. В настоящем РТМ 26-02-39-84 материальное оформление оборудования, приведенное в [табл. 1](#), [2](#), [3](#), [4](#) применяется при сходных рабочих условиях и для не вошедшего в таблицы оборудования данных установок, появившегося в процессе создания новых технологических схем.

5.35. Замена оборудования на действующих установках и приведение в соответствие с РТМ 26-02-39-84 производится по мере его износа.





# Приложение 1

## ТАБЛИЦА 1

### ТРУБЧАТЫЕ ПЕЧИ

| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования  | Рабочие условия                          |   | Материалы и<br>методы защиты от<br>коррозии  | Обоснован<br>материальн<br>оформлени<br>методов<br>защиты  |
|----------|---|--|---|--|--|
|          |   | тем-ра<br>°С                             | среда   |  |  |
| 1        | 2   | 3  | 4   | 5  | 6  |
| 1.       | Печь нагрева горячей струи колонны предварительного испарения нефти (К-1) | вход: 230-250<br>выход: 360<br>макс. 375 | Отбензиненная нефть с содержанием серы 0,5,4%, солей до 5 мг/л, H <sub>2</sub> S 0,005-0,01% мас. | 1. Для сернистых и высокосернистых нефтей - элементы всех частей продуктовых змеевиков из сталей 15X5М, 15X5ВФ, Х9М; с=4 мм<br><br>2. При переработке малосернистых нефтей, а также нефтей с высоким порогом термостабильности сераорганических соединений - сталь 15X5 (при температуре | По <a href="#">пп. 1.3.5; 5.16.1.</a> настоящего РТМ<br><br>По <a href="#">пп. 5.16.1;</a> настоящего РТМ. |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования           | Рабочие условия                                   |  | Материалы и<br>методы защиты от<br>коррозии  | Обоснован<br>материальн<br>оформлени<br>методов<br>защиты  |
|----------|--|---|--|--|--|
|          |  | тем-ра<br>°С                                      | среда  |  |  |
| 1        | 2                                      | 3   | 4  | 5  | 6  |
| 2.       | Печь нагрева сырья атмосферной колонны | вход:<br>230-250<br>выход:<br>360<br>макс.<br>380 | То же  | стенки не более 425 °С), с - не менее 2 мм.<br>Допускается углеродистая сталь (при температуре стенки не более 400 °С), с - не менее 4 мм. | То же  |
| 3.       | Печь нагрева циркулируемой флегмы      | вход:<br>148-177<br>выход:<br>220-250             | Бензин   | Элементы продуктового змеевика печи из углеродистой стали (с = 4 мм)   | -"   |
| 4.       | Печь нагрева мазута                    | вход:<br>340<br>выход:<br>390-420                 | Мазут, содержание<br>Sобщ 2,8%,<br>водяной пар<br>2,0%, H <sub>2</sub> S | См. поз. 1.  | По <a href="#">пп. 1.3<br/>2.7.1.</a><br>настоящего<br>РТМ |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования           | Рабочие условия               |             | Материалы и<br>методы защиты от<br>коррозии   | Обоснован<br>материальн<br>оформлени<br>методов<br>защиты |
|----------|--|-------------------------------|-------------|---|---|
|          |  | тем-ра<br>°С                  | среда       |   |   |
| 1        | 2                                      | 3                             | 4           | 5   | 6   |
| 5.       | Пароперегреватель<br>для водяного пара | вход:<br>250<br>выход:<br>420 | Водяной пар | Элементы<br>змеевика из труб<br>стали 20<br>(температура<br>станки не более<br>400 °С) или 15ХМ<br>(температура<br>стенки не более<br>560 °С) |   |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования             | Рабочие условия                      |  | Материалы и<br>методы защиты от<br>коррозии   | Обоснован<br>материальн<br>оформлени<br>методов<br>защиты   |
|----------|--|--------------------------------------|--|---|---|
|          |  | тем-ра<br>°С                         | среда  |   |   |
| 1        | 2  | 3                                    | 4  | 5   | 6   |
| 6.       | Решетки (и подвески) для змеевиков печей | 800-1000<br><br>до 800<br><br>до 650 | Газовое топливо с содержанием сернистых соединений до 0,015%.<br><br>топливо: мазут-70%; состав атмосферы топочных газов в % масс. H <sub>2</sub> O ~ 8,46; O <sub>2</sub> ~ 5,67;<br><br>CO ~ 0,5; SO <sub>2</sub> ~ 0,3; NO <sub>2</sub> ~ 0,03; CO <sub>2</sub> ~ 14,15; V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ~ 0,49; N <sub>2</sub> ~ 70,2; H <sub>2</sub> S; Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> .<br><br>топливо: мазут <sup>2)</sup> | 35Х23Н7СЛ;<br>25Х23Н7СЛ.<br>Решетки футеруются жаростойким бетоном на заводе-изготовителе | По <a href="#">пп. 2.1.3.4;</a> <a href="#">2.1.3.5.</a> настоящего РТМ<br><br>По <a href="#">пп. 2.2.7.1;</a> <a href="#">2.2.7.2.</a> настоящего РТМ<br><br>По <a href="#">пп. 2.2.7.1;</a> <a href="#">2.2.7.2.</a> настоящего РТМ |



1) Скорость коррозии  $K$  приводится во всем диапазоне температур без наличия футеровки

2) Зольность мазута (марки 40,100) не более 0,15%

## **ТАБЛИЦА 2**

### **КОЛОННАЯ АППАРАТУРА**



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                   | Рабочие условия                     |                |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии  | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защ<br>корр |
|----------|--|-------------------------------------|----------------|---|--|---|
|          |  | тем-ра,<br>°С                       | давлен.<br>МПа | среда   |  |   |
| 1        | 2  | 3                                   | 4              | 5   | 6  |   |
| 1.       | Колонна предварительного испарения нефти (К-1) | верх:<br>115,160<br>низ:<br>210,270 | 0,27,0,4       | Нефть, пары бензина, пары воды (до 1% на нефть), содержание: солей 100-300 мг/л (по III гр. ГОСТ 9965-76 1800 мг/л), серы 0,5,4%, H <sub>2</sub> S - 0,005,0,01% масс.<br><br>HCl <sup>1)</sup> ,<br><br>NH <sub>4</sub> Cl | I ВАРИАНТ - для сернистых и высокосернистых нефтей.<br><br>Верхнее днище и часть корпуса в зоне температур ниже 260 °С, а также приварные элементы тарелок выполняются из углеродистой стали, с = 4 мм. Съемные элементы тарелок - 08X13. Остальная часть корпуса - углеродистая сталь + 08X13. Тарелки - 08X13.<br><br>II ВАРИАНТ - для малосернистых нефтей. | По пп 2.7; 2.17. настоя РТМ                     |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования | Рабочие условия                         |                |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии  | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защ<br>корр |
|----------|------------------------------|---|----------------|---|--|---|
|          |                              | тем-ра,<br>°С                           | давлен.<br>МПа | среда   |  |   |
| 1        | 2                            | 3                                       | 4              | 5   | 6  |   |
| 2.       | Атмосферная колонна          | верх:<br>100,160<br><br>низ:<br>330,360 | 0,05,0,1       | Нефть, пары бензина, воды, содержание: солей 5 мг/л; серы общей до 3,5%;<br><br>H <sub>2</sub> S<br>0,005,0,03% масс<br><br>HCl <sup>2)</sup> ,<br><br>NH <sub>4</sub> Cl | Корпус, днища, штуцера (см. п. 5.7) приварные элементы тарелок выполняются из углеродистых марок сталей, с = 4 мм. Съемные элементы тарелок - 08X13<br><br>То же | То  |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                                 | Рабочие условия   |                |  | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защ<br>корр |
|----------|--|---|----------------|--|---|---|
|          |  | тем-ра,<br>°С   | давлен.<br>МПа | среда  |   |   |
| 1        | 2  | 3   | 4              | 5  | 6   |   |
| 3.       | Отпарные<br>колонны<br>атмосферной<br>колонны<br>(стриппинг) | I<br>секция<br>135,200<br><br>II<br>секция<br>175,270<br><br>III<br>секция<br>260,310 | 0,05,0,1       | Фракции<br>керосина<br>и дизтоплива,<br>водяные пары,<br>содержание:<br>серы общей 0,4,<br>0,2%<br><br>H <sub>2</sub> S<br>0,0005,0,005%,<br>хлориды | I ВАРИАНТ - для<br>и сернистых<br>высокосернистых<br>и нефтей.<br><br>Верхнее днище и<br>часть корпуса в<br>зоне температур<br>ниже 260 °С,<br>приварные<br>элементы<br>тарелок<br>выполняются из<br>углеродистой<br>стали, с = 4 мм.<br><br>Элементы<br>тарелок - 08X13.<br>В<br>зоне<br>температур выше<br>260 °С<br>применяется<br>биметалл:<br>углеродистая<br>сталь + 08X13.<br>Тарелки - 08X13. | По <a href="#">пп.</a><br>и настоя<br>РТМ.      |





| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования | Рабочие условия                        |                                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защи<br>корр |
|----------|------------------------------|--|---------------------------------|---|---|--|
|          |                              | тем-ра,<br>°С                          | давлен.<br>МПа                  | среда   |   |  |
| 1        | 2                            | 3                                      | 4                               | 5   | 6   |  |
| 4.       | Вакуумная колонна            | верх:<br>80,125<br><br>низ:<br>360-400 | остаточ.<br>40,160<br>мм.рт.ст. | Мазут, гудрон,<br>газы<br>разложения,<br>водяные пары<br>(1,7%), H <sub>2</sub> S в<br>газах 1,0,2,5%,<br>хлориды | II ВАРИАНТ - для<br>малосернистых<br>нефтей.<br><br>Аппарат<br>выполняется из<br>углеродистой<br>стали, с = 2 мм.<br>Элементы<br>тарелок из<br>углеродистой<br>стали или ст.<br>08X13.<br><br>Верхнее днище и<br>примыкающий к<br>нему корпус, где<br>температура<br>флегмы < 260 °С<br>- из углеродистой<br>стали, с = 4 мм.<br>Съемные<br>элементы<br>тарелок -08X13.<br>Остальная часть<br>корпуса<br>выполняется из<br>биметалла:<br>углеродистая<br>сталь + 08X13. | По п<br>кнстоя<br>РТМ.                           |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                   | Рабочие условия                               |  |  | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защ<br>корр |
|----------|--|---|--|--|---|---|
|          |  | тем-ра,<br>°С                                 | давлен.<br>МПа                                 | среда  |   |   |
| 1        | 2  | 3   | 4  | 5  | 6   |   |
| 5.       | Отпарная колонна вакуумной колонны (стриппинг) | I<br>секция<br>270<br><br>II<br>секция<br>350 | остат. 60<br>мм рт.<br>ст. 70<br>мм рт.<br>ст. | Вакуумные<br>дистилляты<br>содержанием<br>серы общей до<br>2,0%, водяные<br>пары | Тарелки - 08X13.<br>Допускается<br>выполнение<br>аппарата для<br>малосернистых<br>нефтей из<br>углеродистой<br>стали, с =2 мм.<br><br>Аппарат<br>свыполняется<br>полностью из<br>биметалла:<br>углеродистая<br>сталь + 08X13;<br>элементы<br>тарелок - 08X13<br><br>Допускается для<br>малосернистых<br>нефтей<br>выполнение из<br>углеродистой<br>стали, с = 3 мм.<br>Элементы<br>тарелок из<br>углеродистой | То  |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования             | Рабочие условия                    |                            |  | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защи<br>корр |
|----------|--|------------------------------------|----------------------------|--|---|--|
|          |  | тем-ра,<br>°С                      | давлен.<br>МПа             | среда  |   |  |
| 1        | 2  | 3                                  | 4                          | 5  | 6   |  |
| 6.       | Стабилизационная колонна (дебутанизатор) | верх:<br>65,80<br>низ:<br>160,205  | 0,9,1,25                   | Углеводородные газы (C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> ),<br><br>содержание серы до 0,1%,<br>H <sub>2</sub> S<br><br>0,001,0,1%,<br>следы хлоридов,<br>воды | стали или ст.<br>08X13.<br><br>Корпус,<br>приварные<br>элементы<br>тарелок из<br>углеродистой<br>стали, с = 4 мм<br>(для<br>малосернистых<br>нефтей с = 2 мм).<br>Съемные<br>элементы<br>тарелок - 08X13. | По п.<br>настоя<br>РТМ                           |
| 7.       | Колонна вторичной перегонки              | верх:<br>65,115<br>низ:<br>100,165 | 0,15-0,35                  | Компоненты бензина<br>содержанием серы до 0,01%  | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 2 мм.<br>Элементы<br>тарелок из<br>углеродистой<br>стали или ст.<br>08X13.  |  |
| 8.       | Вакуумная колонна для                    | верх:<br>80,120                    | остат. 40<br>мм рт.<br>ст. | Мазут, газы<br>разложения,<br>водяной пар  | См. поз. 4.   | По п.<br>настоя<br>РТМ                           |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования | Рабочие условия |                   |                                   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии | Обосн<br>матери<br>исполн<br>мет<br>защ<br>корр |
|----------|------------------------------|-----------------|-------------------|-----------------------------------|---|---|
|          |                              | тем-ра,<br>°С   | давлен.<br>МПа    | среда                             |   |   |
| 1        | 2                            | 3               | 4                 | 5                                 | 6   |   |
|          | разгонки широкой<br>фракции  | низ:<br>360     | 100 мм<br>рт. ст. | 1,5,3,5%,<br>1,0,2,5%,<br>хлориды | H <sub>2</sub> S                            |   |

1) при отсутствии эффективного процесса защелачивания нефти концентрация HCl в момент конденсации влаги составляет до 0,01% вес.

2) при малоэффективном процессе защелачивания нефти концентрация HCl в момент конденсации воды до 0,02%.

### ТАБЛИЦА 3

## ТЕПЛООБМЕННОЕ И КОНДЕНСАЦИОННО-ХОЛОДИЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                            | Рабочие условия      |                |  |                           |                  |                                 |
|----------|---|----------------------|----------------|--|---------------------------|------------------|---------------------------------|
|          |   | трубное пространство |                |  | межтрубное пространство   |                  |                                 |
|          |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда  | тем-ра<br>°С              | давление,<br>МПа |                                 |
| 1        | 2   | 3                    | 4              | 5  | 6                         | 7                |                                 |
| 1.       | Теплообменники<br>нагрева нефти до<br>ЭЛОУ (по потокам) | 10-140               | до 2,7         | Сырая нефть,<br>содержание солей<br>100-300 мг/л<br>(макс. 1800 мг/л<br>по III гр. ГОСТ<br>9965-76), вода<br>0,5, 1,0%, H <sub>2</sub> S от 0<br>до 0,1% масс. | 100-250<br>(макс.<br>300) | 1,6, 2,0         | Н<br>п<br>а<br>к<br>с<br>0<br>0 |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                       | Рабочие условия           |                |   |                         |                  |  |                                 |
|----------|--|---------------------------|----------------|---|-------------------------|------------------|--|---------------------------------|
|          |  | трубное пространство      |                |   | межтрубное пространство |                  |  |                                 |
|          |  | тем-ра,<br>°С             | давлен.<br>МПа | среда   | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |  |                                 |
| 1        | 2  | 3                         | 4              | 5   | 6                       | 7                |  |                                 |
| 2.       | Теплообменники<br>нагрева<br>обессоленной<br>нефти | 150-200<br>(макс.<br>220) | 1,0, 1,8       | Обессоленная<br>нефть,<br>содержание солей<br>до 5 мг/л, воды до<br>0,05%, серы<br>0,9-3,5%, H <sub>2</sub> S от 0<br>до 0,1% масс. | 140-380                 | 1,6, 2,0         |  | Н<br>п<br>а<br>в<br>с<br>0<br>0 |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                         | Рабочие условия      |                |   |                           |                  |                            |
|----------|--|----------------------|----------------|---|---------------------------|------------------|----------------------------|
|          |  | трубное пространство |                |   | межтрубное пространство   |                  |                            |
|          |  | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда   | тем-ра<br>°С              | давление,<br>МПа |                            |
| 1        | 2  | 3                    | 4              | 5   | 6                         | 7                |                            |
| 3.       | Теплообменники<br>нагрева<br>обессоленной<br>нефти   | 150-380              | 1,6, 2,0       | Нефтепродукты<br>погоны<br>атмосферной,<br>вакуумной<br>колонн;<br>содержание серы<br>0,16-3,5, H <sub>2</sub> S <sup>3</sup><br>0,001% (масс.) | 100-200<br>(макс.<br>220) | 1,0, 2,8         | С<br>н<br>с<br>в<br>с<br>о |
| 4.       | Теплообменник<br>нагрева<br>нестабильного<br>бензина | 40-160               | до 2,5         | Нестабильный<br>бензин,<br>содержание серы<br>0,1%, H <sub>2</sub> S,<br>хлориды  | 150-220                   | до 1,6           | Б<br>с<br>д                |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                       | Рабочие условия      |                |  |              |                  |                                      |
|----------|--|----------------------|----------------|--|--------------|------------------|--------------------------------------|
|          |  | трубное пространство |                |  | межтрубное п |                  |                                      |
|          |  | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда  | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |                                      |
| 1        | 2  | 3                    | 4              | 5  | 6            | 7                |                                      |
| 5.       | Теплообменник<br>соленой воды                      | до 120               | до 1,6         | Соленая вода с<br>содержанием<br>солей 2000-4000<br>мг/л | 120-50       | до 1,6           | В<br>с<br>н<br>м                     |
| 6.       | Пародистиллятный<br>теплообменник<br>нагрева нефти | 80-150               | до 2,0         | Сырая 2 нефть см.<br>поз. 1                              | 250-120      | 0,05, 0,45       | П<br>п<br>и<br>а<br>с<br>в<br>0<br>х |
| 7.       | Теплообменник.<br>нагрева теплоф.                  | 150                  | 1,5            | Теплофик. вода   | 200          | 1,2, 1,5         | Д<br>ф                               |





| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования       | Рабочие условия      |                |       |                         |                  |  |  |
|----------|------------------------------------|----------------------|----------------|-------|-------------------------|------------------|--|--|
|          |                                    | трубное пространство |                |       | межтрубное пространство |                  |  |  |
|          |                                    | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |  |  |
| 1        | 2                                  | 3                    | 4              | 5     | 6                       | 7                |  |  |
|          | воды<br>дистиллятными<br>фракциями |                      |                |       |                         |                  |  |  |

1) корпус теплообменника подвергается термообработке для снятия остаточных нефтепродуктов перед теплообменниками.

|     |   |     |      |  |     |        |        |
|-----|---|-----|------|--|-----|--------|--------|
| 8.  | Теплообменники<br>нагрева<br>нестабильного<br>бензина | 160 | 1,65 | Нестабильный<br>бензин,<br>содержание серы<br>0,1%, H <sub>2</sub> S,<br>хлориды | 250 | 1,6    | Д      |
| 9.  | Теплообменник<br>мазут-гудрон                         | 254 | 1,5  | Гудрон,<br>содержание серы -<br>3,2%   | 208 | до 2,0 | М<br>с |
| 10. | Теплообменник<br>мазут-мазут                          | 355 | 1,1  | Мазут,<br>содержание серы<br>3,2%  | 270 | до 2,0 | М<br>с |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования               | Рабочие условия      |                |  |                         |                  |                  |
|----------|--|----------------------|----------------|--|-------------------------|------------------|------------------|
|          |  | трубное пространство |                |  | межтрубное пространство |                  |                  |
|          |  | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда  | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |                  |
| 1        | 2  | 3                    | 4              | 5  | 6                       | 7                |                  |
| 11.      | Теплообменник                              | 180                  | 1,0            | Водяной пар  | 125                     | 0,95             | Ф<br>с<br>0      |
| 12.      | Рибойлер колонны<br>вторичной<br>перегонки | 110-165              | 0,140,30       | Бензин,<br>содержание<br>сернистых<br>соединений<br>до<br>0,01%                              | 270                     | 1,5              | П<br>к<br>с<br>д |
| 13.      | Рибойлер<br>стабилизационной<br>колонны    | 200                  | 0,9,1,2        | Стабильный<br>бензин,<br>содержание серы<br>0,05%<br>H <sub>2</sub> S-0,0008-0,005%<br>масс. | 320                     | 1,5              | Ф<br>с<br>0<br>Н |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования           | Рабочие условия      |                |   |              |                  |        |
|----------|--|----------------------|----------------|---|--------------|------------------|--------|
|          |  | трубное пространство |                |   | межтрубное п |                  |        |
|          |  | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда   | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |        |
| 1        | 2                                      | 3                    | 4              | 5   | 6            | 7                |        |
| 14.      | Теплообменник<br>нагрева<br>конденсата | 100                  | 0,5            | Водяной<br>конденсат из<br>емкостей<br>орошения колонн<br>стабилизации,<br>предварительного<br>испарения нефти,<br>вакуумной<br>содержащей<br>хлориды, H <sub>2</sub> S | 120          | 0,5              | В<br>с |

АППАРАТЫ ВОДЯНО

| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования   | Рабочие условия      |                |   |              |                  |                                |
|----------|--|----------------------|----------------|---|--------------|------------------|--------------------------------|
|          |  | трубное пространство |                |   | межтрубное п |                  |                                |
|          |  | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда   | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |                                |
| 1        | 2  | 3                    | 4              | 5   | 6            | 7                |                                |
| 15.      | Конденсатор-холодильник верхнего погона колонны предварительного испарения нефти | 25-45                | до 45          | Оборотная вода с содержанием: нефтепродукты ≤ 25 мг/л, взвешенных в-в не более 25 мг/л, хлоридов не более 300 мг/л, сульфатов не более 500 мг/л, общее солесодержание не более 2000 мг/л,<br><br>pH = 7,0-8,5 | 160-50       | 0,27,0,48        | Б<br>с<br>д<br>0<br><br>х<br>Н |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                                | Рабочие условия      |                |                |              |                  |                       |
|----------|---|----------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|-----------------------|
|          |   | трубное пространство |                |                | межтрубное п |                  |                       |
|          |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда          | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |                       |
| 1        | 2   | 3                    | 4              | 5              | 6            | 7                |                       |
| 16.      | Конденсатор-холодильник верхних погонов атмосферной колонны | 25-45                | до 0,45        | Оборотная вода | 160-50       | 0,05, 0,10       | Б<br>с<br>0<br>0<br>с |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования               | Рабочие условия      |                |                |              |                  |                       |
|----------|--|----------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|-----------------------|
|          |  | трубное пространство |                |                | межтрубное п |                  |                       |
|          |  | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда          | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |                       |
| 1        | 2  | 3                    | 4              | 5              | 6            | 7                |                       |
| 17.      | Доохладители бензина, керосина, дизтоплива | 25-45                | до 0,45        | Оборотная вода | 70-50        | до 1,6           | Б<br>д<br>(<br>р<br>к |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования  | Рабочие условия      |                |                |              |                               |                       |
|----------|---|----------------------|----------------|----------------|--------------|-------------------------------|-----------------------|
|          |   | трубное пространство |                |                | межтрубное п |                               |                       |
|          |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда          | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа              |                       |
| 1        | 2   | 3                    | 4              | 5              | 6            | 7                             |                       |
| 18.      | Конденсатор<br>холодильник смеси<br>водяных паров с<br>газами<br>разложения<br>вакуумной<br>колонны | 25-45                | до 0,45        | Оборотная вода | 80-30        | остаточ.<br>50 мм. рт.<br>ст. | Г<br>Н<br>х<br>Н<br>в |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                      | Рабочие условия      |                |                |                         |                  |                                     |
|----------|---|----------------------|----------------|----------------|-------------------------|------------------|-------------------------------------|
|          |   | трубное пространство |                |                | межтрубное пространство |                  |                                     |
|          |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда          | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |                                     |
| 1        | 2   | 3                    | 4              | 5              | 6                       | 7                |                                     |
| 19.      | Водяной<br>холодильник<br>углеводородных<br>газов | 25-45                | до 0,45        | Оборотная вода | 70-50                   | 1,6              | П<br>н<br>(<br>с<br>с<br><br>0<br>х |





| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                    | Рабочие условия      |                |                |              |                  |                  |
|----------|---|----------------------|----------------|----------------|--------------|------------------|------------------|
|          |   | трубное пространство |                |                | межтрубное п |                  |                  |
|          |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда          | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |                  |
| 1        | 2   | 3                    | 4              | 5              | 6            | 7                |                  |
| 20.      | Холодильник<br>орошения<br>вакуумной<br>колонны | 25-45                | до 0,45        | Оборотная вода | 164-60       | до 0,4           | Л<br>г<br>З<br>о |



| №№<br>пп                | Наименование<br>оборудования  | Рабочие условия      |                |  |                         |                  |                       |
|-------------------------|---|----------------------|----------------|--|-------------------------|------------------|-----------------------|
|                         |   | трубное пространство |                |  | межтрубное пространство |                  |                       |
|                         |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда  | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |                       |
| 1                       | 2   | 3                    | 4              | 5  | 6                       | 7                |                       |
| 21.                     | Холодильник<br>нефтепродуктов   | 25-45                | до 0,2         | Морская вода   | 160-50                  | до 1,6           | Н<br>С<br>О<br>Д<br>В |
| <u>АППАРАТЫ ВОЗДУШН</u> |   |                      |                |  |                         |                  |                       |
| 22.                     | АВО верхних<br>погонов колонны<br>предварительного<br>испарения нефти | 160-50               | 0,27,0,48      | Бензин, водяной<br>пар, содержание<br>серы до 0,06%,<br>H <sub>2</sub> S 0,005,0,01%,<br>хлориды, следы<br>HCl |                         | атм.             | В                     |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                  | Рабочие условия      |                |  |              |                  |        |
|----------|---|----------------------|----------------|--|--------------|------------------|--------|
|          |   | трубное пространство |                |  | межтрубное п |                  |        |
|          |   | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда  | тем-ра<br>°С | давление,<br>МПа |        |
| 1        | 2   | 3                    | 4              | 5  | 6            | 7                |        |
| 23.      | АВО верхних погонов атмосферной колонны       | 160-50               | 0,05, 0,10     | Бензин, содержание серы 0,05%, хлориды, следы HCl<br><br>H <sub>2</sub> S-0,005, 0?01% | То же        |                  |        |
| 24.      | АВО отгона колонны стабилизации               | до 110               | до 1,4         | Углеводородный газ C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> ; H <sub>2</sub> S                   | атм. возд.   |                  | И<br>2 |
| 25.      | АВО отгона колонн вторичной перегонки бензина | до 120               | 0,05, 0,35     | Бензин, содержание серы 0,09% вес, следы H <sub>2</sub> S                              | атм. возд.   |                  | И<br>2 |
| 26.      | АВО фракции тяжелого бензина                  | до 120               | 0,8            | Бензин, содержание серы 0,1%, следы H <sub>2</sub> S                                   | атм. возд.   |                  |        |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования   | Рабочие условия      |                |  |                         |                  |  |
|----------|--------------------------------|----------------------|----------------|--|-------------------------|------------------|--|
|          |                                | трубное пространство |                |  | межтрубное пространство |                  |  |
|          |                                | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда  | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |  |
| 1        | 2                              | 3                    | 4              | 5  | 6                       | 7                |  |
| 27.      | АВО вакуумных<br>дистиллятов   | до 199               | до 1,6         | Вакуумный<br>дистиллят,<br>содержание серы<br>до 2,6%        | атм.<br>возд.           |                  |  |
| 28.      | АВО гудрона                    | 140                  | до 1,6         | Гудрон,<br>содержание серы<br>до 3,2%.                       | атм.<br>возд.           |                  |  |
| 29.      | АВО I<br>вакуумной<br>колонны  | ц.о. 200             | до 1,25        | I циркуляционное<br>орошение,<br>содержание серы<br>до 1,84% | атм.<br>возд.           |                  |  |
| 30.      | АВО II<br>вакуумной<br>колонны | ц.о. 150             | до 0,4         | II циркуляционное<br>орошение<br>вакуумной<br>колонны        | атм.<br>возд.           |                  |  |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования          | Рабочие условия      |                           |  |                         |                  |      |
|----------|---------------------------------------|----------------------|---------------------------|--|-------------------------|------------------|------|
|          |                                       | трубное пространство |                           |  | межтрубное пространство |                  |      |
|          |                                       | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа            | среда  | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |      |
| 1        | 2                                     | 3                    | 4                         | 5  | 6                       | 7                |      |
| 31.      | АВО верхних погонів вакуумной колонны | 125-50               | остат. до 100 мм. рт. ст. | Газы разложения, конденсат водяного пара, хлориды, HCl, H <sub>2</sub> S | атм. возд.              |                  |      |
|          |                                       |                      |                           | 0,001-8,0% масс; CO <sub>2</sub>   |                         |                  |      |
| 32.      | АВО керосина,                         | 140-60               | 1,2                       | Керосин (S общ. до 0,3%)   |                         |                  | атм. |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования | Рабочие условия      |                |   |                         |                  |     |
|----------|------------------------------|----------------------|----------------|---|-------------------------|------------------|-----|
|          |                              | трубное пространство |                |   | межтрубное пространство |                  |     |
|          |                              | тем-ра,<br>°С        | давлен.<br>МПа | среда   | тем-ра<br>°С            | давление,<br>МПа |     |
| 1        | 2                            | 3                    | 4              | 5   | 6                       | 7                |     |
| 33.      | дизтоплива,                  | 146                  | до 1,6         | Дизтопливо (S<br>общ. до 1,4%)  |                         |                  | атм |
|          | мазута                       | 140-90               | 2,0            | Мазут (S общ. до<br>4,0%)   |                         |                  |     |
|          | АВО соляного<br>раствора     | 140-40               | 1,0            | Вода, содержание<br>солей: до 100 мг/л,<br>рН <sup>3</sup> 7,0<br><br>до 2000 мг/л<br>рН 7,0<br><br>свыше 2000 мг/л<br>рН 7,0 |                         |                  |     |



**ТАБЛИЦА 4****ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОРЫ, ЕМКОСТИ**

| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования | Рабочие условия |                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|------------------------------|-----------------|-----------------|---|---|
|          |                              | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда   |   |
| 1        | 2                            | 3               | 4               | 5   | 6   |
| 1.       | Электродегидраторы           | 80-130          | 0,9, 1,6        | <p>Нефть, вода до 10%,<br/>деэмульгатор,<br/>(щелочной),<br/>содержание:</p> <p>1) серы до 2%,<br/>солей 100-300 мг/<br/>л</p> <p>2) серы 2,4%, H<sub>2</sub>S<br/>солей до 1800 мг/<br/>л (ГОСТ 9965-76)<br/>при рН водной<br/>фазы &lt; 7</p> | <p>Корпус из<br/>углеродистой<br/>стали; с = 4 мм<br/>рН водной фазы <sup>3</sup><br/>7,5</p> <p>Корпус из<br/>углеродистой<br/>стали, с = 1 мм.<br/>Внутренняя<br/>поверхность на<br/>высоту 1500-1700<br/>мм от нижней<br/>образующей<br/>корпуса<br/>защищается<br/>торкрет-бетоном.<br/>Элементы<br/>штуцера для<br/>сброса воды<br/>защищаются ст.<br/>10Х17Н13М2Т</p> |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования       | Рабочие условия |                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|------------------------------------|-----------------|-----------------|---|---|
|          |                                    | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда   |   |
| 1        | 2                                  | 3               | 4               | 5   | 6   |
| 2.       | Термохимический<br>отстойник нефти | до 120          | до 1,7          | то же   | то же   |
| 3.       | Емкость соленой<br>воды.           | до 120          | 0,5, 0,8        | вода<br>с содержанием<br>солей > 1000 мг/л<br>H <sub>2</sub> S, нефть до 20<br>мг/л, (рН ~ 7)     | Внутренняя<br>поверхность<br>защищается<br>торкрет-бетоном<br>(см. поз. 1)                  |
|          |                                    |                 |                 | Вода<br>с содержанием<br>солей < 1000 мг/<br>л, сульфиды, H <sub>2</sub> S<br>рН <sup>3</sup> 8,0 | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 4 мм.   |
| 4.       | Емкость для<br>промывной воды      | 40, 60          | 0,2             | Водный<br>конденсат из<br>сборников<br>орошения после<br>дегазации от H <sub>2</sub> S<br>рН > 7  | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 4 мм.<br>(для<br>малосернистых<br>нефтей, с = 4 мм) |





| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования  | Рабочие условия |                 |  | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|---|-----------------|-----------------|--|---|
|          |   | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда  |   |
| 1        | 2   | 3               | 4               | 5  | 6   |
| 5.       | Емкость орошения колонны предварительного испарения нефти (эвапоратора) | 40,50           | 0,27,0,48       | Бензин, вода, содержание серы до 0,06%, H <sub>2</sub> S до 0,005%, хлориды. | <p>Корпус из углеродистой стали, с = 1 мм. Внутренняя поверхность защищается торкрет-бетоном. Нижние штуцера облицовываются ст. 10Х17Н13М2Т.</p> <p>Допускается:</p> <p>1. Исполнение из углеродистой стали при pH = 8,0-8,5; с = 4 мм.</p> <p>2. Исполнение из углеродистой стали (с = 2 мм) с нанесением послойного эпоксидного покрытия.</p> |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                        | Рабочие условия |                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|---|-----------------|-----------------|---|---|
|          |   | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда   |   |
| 1        | 2   | 3               | 4               | 5   | 6   |
| 6.       | Емкость орошения<br>атмосферной<br>колонны          | 40,80           | 0,05,0,10       | Бензин, вода,<br>содержание серы<br>0,02%,<br><br>H <sub>2</sub> S-0,003-0,03%,<br>хлориды, pH =<br>8,0-8,5   | См. поз. 5  |
| 7.       | Емкость орошения<br>стабилизационной<br>колонны     | 45,60           | 0,7,1,4         | Газы C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> ,<br>бензин<br>содержание H <sub>2</sub> S<br>в парах ~ 0,25%,<br>в жидкости ~<br>0,04%, следы<br>воды, хлориды | I. ВАРИАНТ:<br>Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 4 мм.<br><br>II. ВАРИАНТ<br><br>Исполнение из<br>углеродистой<br>стали (с = 2 мм) с<br>нанесением<br>эпоксидного<br>покрытия (см.<br>поз. 5) |
| 8.       | Емкость орошения<br>колонны вторичной<br>перегонки. | до 100          | 0,15,0,25       | Бензин,<br>содержание серы<br>до 0,01%.   | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 2 мм.<br>(для   |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования                 | Рабочие условия |                       |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|--|-----------------|-----------------------|---|---|
|          |  | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа       | среда   |   |
| 1        | 2  | 3               | 4                     | 5   | 6   |
| 9.       | Вакуумный приемник верхнего продукта колонны | 30              | Остат. 36 мм. рт. ст. | Углеводородный газ C <sub>1</sub> -C <sub>6</sub> , содержание H <sub>2</sub> S до 8,4% в, CO <sub>2</sub> до 1,7%, хлориды, конденсат водяного пара. | высокосернистых нефтей с = 3 мм)<br><br>Корпус из углеродистой стали<br><br>с = 4 мм - для высокосернистых нефтей;<br><br>с = 3 мм - для сернистых нефтей;<br><br>с = 2 мм - для малосернистых нефтей |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования | Рабочие условия |                 |  | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|------------------------------|-----------------|-----------------|--|---|
|          |                              | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда  |   |
| 1        | 2                            | 3               | 4               | 5  | 6   |
| 10.      | Барометрическая<br>емкость   | 50              | атм             | Вода, бензин,<br>дизтопливо,<br>содержание $H_2S$<br>~ 0,3%, фенолов<br>до 20 мг/л,<br>хлориды | <p>I. ВАРИАНТ</p> <p>Исполнение из углеродистой стали с применением торкрет-бетонной футеровки (для высокосернистых нефтей)</p> <p>II. ВАРИАНТ</p> <p>Исполнение из углеродистой стали (с = 2 мм) с нанесением эпоксидного покрытия (для высокосернистых, сернистых нефтей)</p> <p>III. ВАРИАНТ</p> <p>Исполнение из углеродистой</p> |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования       | Рабочие условия |                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии  |
|----------|------------------------------------|-----------------|-----------------|---|--|
|          |                                    | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда   |  |
| 1        | 2                                  | 3               | 4               | 5   | 6  |
| 11.      | Емкость для светлых нефтепродуктов | 80              | 0,2             | Бензиновые, керосиновые, дизельные фракции, содержание серы до 1,0% | для сернистых нефтей с = 4 мм; для малосернистых с = 2 мм. При содержании H <sub>2</sub> S 0,3% - термообработка аппарата для снятия остаточных напряжений.<br>Корпус из углеродистой стали с = 2 мм |
| 12.      | Емкость для темных нефтепродуктов  | 90              | 0,2             | Нефть, мазут, гудрон, масляные фракции, содержание серы до 3,2%     | Корпус из углеродистой стали с = 1 мм  |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования    | Рабочие условия |                 |  | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии  |
|----------|---------------------------------|-----------------|-----------------|--|--|
|          |                                 | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда  |  |
| 1        | 2                               | 3               | 4               | 5  | 6  |
| 13.      | Емкость для смешения бензинов   | до 60           | 0,25, 0,35      | Бензин, углеводородный газ, вода из газосепараторов, H <sub>2</sub> S, хлориды | Корпус из углеродистой стали, с = 1 мм. Внутренняя поверхность защищается торкрет-бетоном. Нижние штуцера облицовываются ст. 10X17H13M2T.<br><br>Допускается:<br><br>1. Исполнение из углеродистой стали, с = 4 мм.<br><br>2. Исполнение из углеродистой стали (с = 2 мм) с нанесением апоксидного покрытия. |
| 14.      | Отстойник защелачивания бензина | 40              | 0,5             | Бензин, раствор щелочи (10-2%),  | Корпус из углеродистой стали, с = 2 мм.  |



| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования             | Рабочие условия |                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии  |
|----------|--|-----------------|-----------------|---|--|
|          |  | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда   |  |
| 1        | 2  | 3               | 4               | 5   | 6  |
| 15.      | Отстойник<br>защелачивания<br>дизтоплива | 60              | 0,5             | сульфиды,<br>хлориды<br><br>Дизельное<br>топливо, щелочь<br>(до 12%),<br>сульфиды | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 2 мм.<br>Термообработка<br>аппарата для<br>снятия<br>внутренних<br>напряжений. |
| 16.      | Емкость для<br>раствора<br>деэмульгатора | 30-60           | атм.-0,2        | Водный раствор<br>деэмульгатора   | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 1 мм.  |
| 17.      | Емкость для содо-<br>щелочного раствора  | до 40           | атм.            | Водный раствор<br>щелочи и соды<br>(2-10%)  | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 1 мм.<br>Внутренний<br>подогреватель из<br>стали 08X13 или<br>08X22H6T         |
| 18.      | Емкость для<br>аммиачного<br>раствора    | 30              | 0,2             | Водный раствор<br>аммиак  | Корпус из<br>углеродистой<br>стали, с = 1 мм.  |

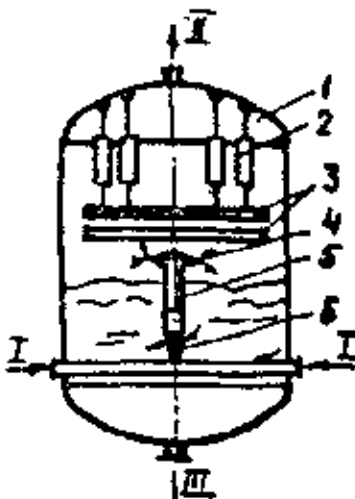


| №№<br>пп | Наименование<br>оборудования   | Рабочие условия |                 |   | Материалы и<br>методы защиты<br>от коррозии   |
|----------|--|-----------------|-----------------|---|---|
|          |  | тем-ра<br>°С    | давление<br>МПа | среда   |   |
| 1        | 2  | 3               | 4               | 5   | 6   |
| 19.      | Емкость для ингибитора коррозии  | 20,50           | атм.-0,02       | Водный раствор ингибитора                     | Корпус из углеродистой стали, с = 1 мм.   |
| 20.      | Емкость на линии сброса предохранительных клапанов (используется периодически) | 250             | до 0,25         | Нефтепродукты, водяной пар, вода, серы до 2%. | Корпус из углеродистой стали, с = 1 мм.   |
| 21.      | Емкость для топливного газа  | 80              | 0,5             | Углеводородный газ, H <sub>2</sub> S          | То же   |
| 22.      | Инжектор-смеситель   | 100-200         | до 1,6          | Нефть, вода, pH 7,0                           | 1. Корпус и внутренние элементы из углеродистой стали, с = 4 мм.<br><br>2. Исполнение из стали 08X22H6T, с = 3 мм |





## Приложение 2



Черт. 1 Схема вертикального электродегидратора со встроенным струйным смесителем

1-корпус;

2-изолятор;

3-электроды;

4-отражатель;

5-смесительная труба;

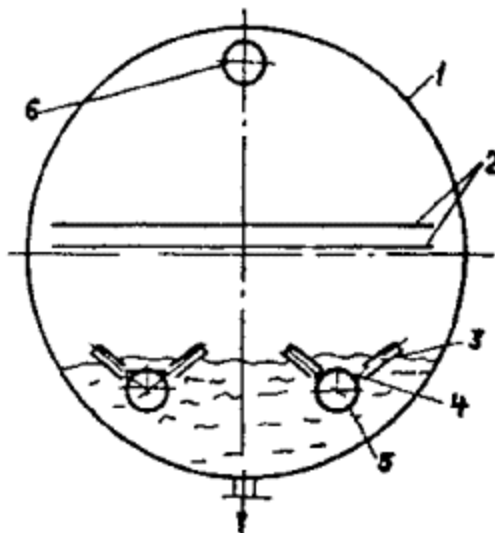
6-сопло

I-исходная эмульсия;

II-обработанная нефть;

III-дренаж

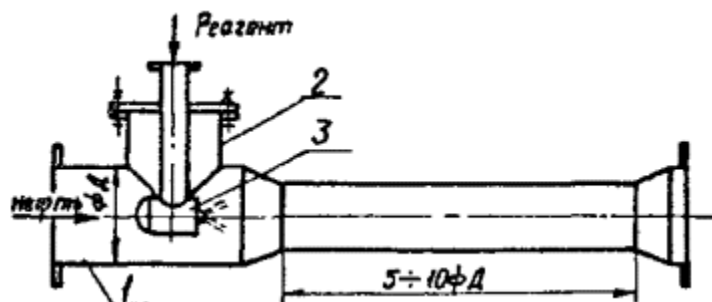




Черт. 2 Схема (поперечный разрез) горизонтального электродегидратора со встроенным струйным смесителем.

- 1-корпус;
- 2-электроды;
- 3-смесительный патрубок;
- 4-сопло;
- 5-сырьевой коллектор;
- 6-сборник нефти;

### Приложение 3



Черт. Рекомендуемая схема ввода реагентов (деэмульгатора воды, содо-щелочного)



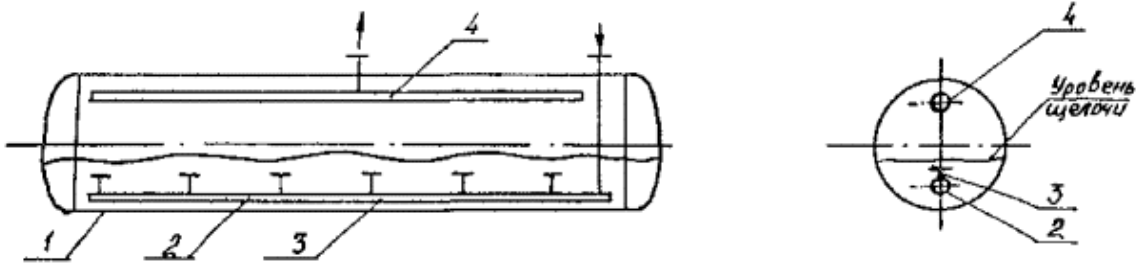
раствора, щелочи, раствора аммиака, ингибиторов и т.д.) в нефть

1-трубопровод;

2-люк Ду 150-200 мм;

3-форсунка.

## Приложение 4



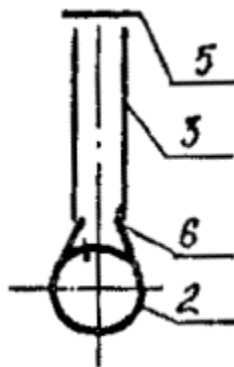
Черт. 1 Схема переоборудования отстойника для защелачивания бензина.

1-корпус;

2-коллектор;

3-смеситель;

4-сборник



Черт. 2 Схема струйного смесителя.

2 - коллектор;

3 - смесительный патрубок;

5 - отражатель;

6 - сопло

## СОДЕРЖАНИЕ

[1. Коррозионные агенты и вызываемые ими разрушения оборудования установок ЭЛОУ, АВТ, АТ, ЭЛОУ-АВТ.](#)

[2. Химико-технологические мероприятия, снижающие коррозию оборудования.](#)

[3. Материалы](#)

[4. Требования к сварным соединениям](#)

[5. Материальное оформление оборудования установок подготовки и первичной переработки нефти.](#)

[Приложение 1](#)

[Таблица 1 Трубчатые печи](#)

[Таблица 2 Колонная аппаратура](#)

[Таблица 3 Теплообменное и конденсационно-холодильное оборудование](#)

[Таблица 4 Электродегидраторы, емкости](#)

[Приложение 2 Схема вертикального и горизонтального электродегидратора со встроенным струйным смесителем](#)

[Приложение 3 Рекомендуемая схема ввода реагентов в нефть](#)

[Приложение 4 Схема переоборудования отстойника для защелачивания бензина.](#)



