**31.03.2020г.**

**Тема урока : ОТБЕНЗИНИВАНИЕ ГАЗА –основной технологический процесс ГПЗ**

План

1. ЛЕКЦИЯ : Классификация способов отбензинивания и их краткая характеристика
2. Домашнее задание (проверочный тест выполнить до конца дня 01.04.2020)

В зависимости от объемов перерабатываемого нефтяного газа, содержания в этом газе целевых компонентов, заданной глубины извлече­ния целевых компонентов, а также от местных промысловых условий и других факторов применяют четыре способа отбен­зинивания:

* компрессионный,
* низкотемпературные конденсация и ректификация,
* абсорбционный,
* адсорбционный.

***Компрессионный способ отбензинивания****.* Основан на сжатии и последующем охлаждении газа в воздушных и водяных хо­лодильниках; при этом некоторая часть тяжелых углеводоро­дов и паров воды, входящих в состав газа, конденсируется, а затем отделяется в сепараторах.

Компрессионный способ отбензинивания нефтяного газа ос­нован на процессах сжатия смесей углеводородных газов в ком­прессорах и последующего охлаждения этих смесей в воздуш­ных или водяных холодильниках, в результате чего часть газа конденсируется.

На трехступенчатой установке компрессионного отбензинивания «жирного» газа, оснащенной поршневыми компрессорами сырой газ под давлением 0,05—0,15 МПа поступает в приемный аккумулятор, в котором оседают капли нефти (если газ поступает непосредственно из промысловых сепарационных установок), компрессорного масла (при подаче газа на уста­новку промысловыми компрессорными станциями), сконденси­ровавшиеся тяжелые углеводороды, вода, а также механические примеси. В качестве аккумуляторов применяют горизонтальные емкости с отбойными сетками, в которых скорость движения газа не превышает 0,3 м/с, он также служит буферной емкостью для устранения пульсации газа, вызываемой работой поршне­вых компрессоров.

Конденсат, выпавший в приемном аккумуляторе, стекает в сборную подземную емкость *.* Он состоит в основном из тя­желых углеводородов (Сб+высшие), имеет темно-желтый цвет и обычно загрязнен нефтью или компрессорным маслом, от ко­торых может быть освобожден только перегонкой. Для этого в схему установки включена периодически работающая отпарная колонна *,* имеющая несколько барботажных тарелок. Конденсат закачивают в колонну через теплообменник.

В нижней части колонна оборудована паровым подогрева­телем. Отпаренный бензин с верха колонны отводится через теплообменник, холодильник в рефлюксную емкость *.* Оттуда часть бензина подают в качестве орошения колонны *,* а избыточную часть закачивают в емкость *.* Неиспарившийся остаток смешивается с отработанным маслом, отходящим из мас­лоотделителей, и направляется в сборную емкость В технологических схемах газоперерабатывающих заводов, построенных в последние годы, конденсат, выпавший в прием­ном аккумуляторе, а также после I ступени сжатия, обычно от­качивают в товарные парки для смешения с сырой нефтью. Наибольшее количество конденсата выпадает после III ступени сжатия.

Компрессионный бензин, получаемый на некоторых заводах, например, на Туймазинском, Шкаповском и др., содержит сер­нистые соединения, и поэтому его перед подачей на газофрак­ционирование подвергают щелочной очистке.

Пропускная способность компрессионной газоотбензинивающей установки обусловлена производительностью компрессоров и остального оборудования, временем их полезной работы с уче­том времени планово-предупредительных ремонтов.

Степень отбензинивания газа зависит от его состава, давле­ния нагнетания и температуры сжатого газа после охлаждения. Чем выше концентрация в газе тяжелых углеводородов и чем выше давление и ниже температура, тем больше выпадает из газа компрессионного бензина. Необходимо отметить, что дав­ление сжатия и температуру газа в цилиндрах компрессора под­бирают таким образом, чтобы исключить выпадение углеводо­родного конденсата в цилиндрах, так как попадание жидкости в компрессор недопустимо, оно ведет к перегрузу двигателя и выходу его из строя.

Давление в каждой ступени сжатия, а также другие основ­ные показатели процесса (температура, расход газа, уровни жидкости в сепараторах) должны строго регламентироваться технологической картой, разрабатываемой на основе проектных и опытных данных. Давление на линии нагнетания последней ступени определяется в зависимости от того, какой напор необ­ходим для подачи газа на дальнейшую переработку или потре­бителю.

Повышение температуры газа, выходящего из холодильни­ков, отрицательно влияет на процесс отбензинивания и работу компрессоров. Необходимо систематически контролировать тем­пературу газа на выкидной линии, а также после холодильника на этой ступени.

Если охлаждение недостаточное, что свидетельствует или о малом количестве охлаждающей воды, или об ухудшении теплообмена в связи с загрязнением теплопередающих поверх­ностей, или о плохом охлаждении оборотной воды в градирне, то необходимо срочно устранить возникшие неполадки.

При использовании воздушных холодильников для обеспе­чения охлаждения до требуемой температуры в летнее время необходимо отрегулировать работу аппаратов воздушного охлаж­дения, так чтобы достичь максимальной производительности работы вентиляторов, герметичности диффузора и полного от­крытия жалюзи.

В зимний период, особенно в дни сильных похолоданий, тем­пературу газа на выходе из холодильников выдерживать не ниже 25 °С. Достигается это прикрытием жалюзи, рециркуля­цией охлаждающего воздуха, отключением нескольких венти­ляторов.

Для охлаждения газа в концевой ступени сжатия применяют также специальные хладоагенты, такие как пропан или аммиак, холодильники которых устанавливают после воздушных или водяных холодильников.

Выделившиеся в промежуточных и концевом сепараторе уг­леводородный конденсат и влага должны автоматически отво­диться в сборники, так как попадание небольших количеств конденсата в цилиндры может вызвать гидравлические удары и последующую аварию.

Конструкции сепараторов должны обеспечивать наиболее полное отделение от газа даже мелкодиспергированной жидко­сти в результате воздействия центробежных сил поверхностного натяжения.

Вместимость сепараторов должна быть достаточной для сбора такого количества жидкости (включая углеводородный конденсат и воду), которая образуется в течение 0,5 ч работы компрессоров.

Маслоотделители и сепараторы должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими об их наполнении жидкостью до критической отметки, а аварийно останавливающими — при наполнении сепараторов выше критической отметки.

Все дренажные устройства и самые сепараторы должны иметь изоляцию, а дренажные клапаны, вентили и трубопро­воды, кроме того, теплоспутники, там, где их нет, должен быть подведен пар для разогрева замерзших участков и арматуры.

В зимнее время дренированию аппаратов должно быть уде­лено больше внимания, так как в морозную, ветреную погоду в дренажных вентилях вода часто замерзает, что может при­вести к разрыву вентилей, патрубков и к авариям.

*Компрессорная станция газоперерабатывающего завода*

Обычно процесс компрессии газа предшествует другим спо­собам переработки: масляной абсорбции, низкотемпературной абсорбции, низкотемпературной конденсации или низкотемпера­турной ректификации. Эти процессы проходят при повышенных давлениях. Компримирование газа необходимо также для даль­нейшего транспортирования отбензиненного газа по магистраль­ным трубопроводам. Поэтому в состав любого газоперераба­тывающего завода входит одна или несколько компрессорных станций, объединяемых в компрессорные службы или компрес­сорные цехи.

В состав компрессорной станции входят:

1. машинный зал с технологическими компрессорами;
2. системы циркуляции и охлаждения умягченной воды (си­стемы закрытых циклов);
3. блок охлаждения и сепарации газа;
4. отделение пусковых воздушных компрессоров;
5. блок регенерации отработанных масел и т. д.

Все эти объекты связаны с компрессорной станцией техно­логическими трубопроводами.

На отечественных газоперерабатывающих заводах произво­дительностью по газу в пределах 0,5—1 млрд. м3/год наиболь­шее применение получили газомоторные поршневые компрес­соры 10ГК и 10ГКН.

Компрессионный способ как самостоятельный применяют крайне редко и только для отбензинивания очень «жирных» га­зов с содержанием СзНз+высшие от 1000 г/м3 и выше. Этот способ не обеспечивает достаточной глубины извлечения целе­вых компонентов из газа и обычно сочетается с другими спо­собами отбензинивания.

В нашей стране компрессионный способ как самостоятельный применялся на I очереди Усинского ГПЗ, а на других заводах используется как промежуточная ступень в сочетании с дру­гими способами отбензинивания.

**Отбензинивание нефтяных газов способами низкотемпературной конденсации и низкотемпературной ректификации**

Низкотемпературные способы извлечения целевых компо­нентов из нефтяного газа известны давно, но в течение мно­гих лет внедрение их задерживалось из-за невозможности предотвращать образование гидратов в перерабатываемом газе, содержащем водяные пары. Эта проблема позднее была решена предварительной осушкой газа.

Существуют две разновидности процесса отбензинивания нефтяного газа: **низкотемпературная конденсация (НТК);низ­котемпературная ректификация (НТР).**

Процесс низкотемпературного отбензинивания состоит из трех стадий:

а) компримирования газа до относительно высоких давле­ний в пределах от 3,0 до 7,0 МПа;

б) последующего охлаждения сжатого и осушенного газа до низких температур в пределах от —10 до —80 °С:

в) разделения образовавшейся газожидкостной смеси угле­водородов на деэтанизированный конденсат (нестабильный газовый бензин) и несконденсировавшийся газ.

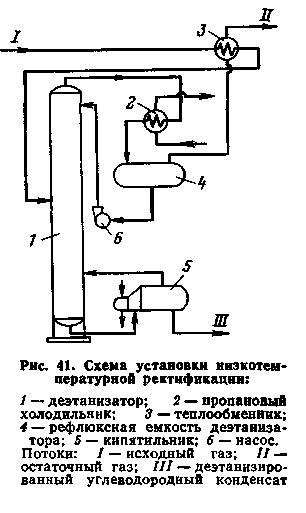
Две первые стадии процесса общие как для НТК, так и для НТР. Отличие между ними заключается в третьей стадии. Если в схеме НТК в ректификационную колонну поступает только отсепарированный конденсат, то в схеме НТР в ректи­фикационную колонну поступает вся газожидкостная смесь.

Жирный газ, поступающий на установку НТК (рис. 40) под давлением 3,0—4,0 МПа, сначала охлаждается в последо­вательной цепочке теплообменников обратными потоками газа и конденсата, а затем дополнительно (хладоагентом Ж, про­паном или аммиаком) в холодильнике *5* до температуры от —23 до — 35 °С.

Образовавшийся в результате умеренного охлаждения угле­водородный конденсат отделяется от остаточного газа в сепа­раторе *6.* Газ направляется в газопровод, а конденсат — в деэтанизатор 7. В конденсате будут преобладать высококипящие углеводороды (С3Н8+ высшие). Однако в его составе будут метан и этан, которые являются помехой при хранении, транс­портировании и переработке конденсата. Метан и этан отго­няют из углеводородного конденсата в деэтанизаторе *7.* Угле­водородные пары, отходящие с верха деэтанизатора, частично конденсируются в пропановом конденсаторе *8* и направляются в рефлюксную емкость *9,* откуда несконденсировавшаяся часть отводится через теплообменники *3 и 1 в* сеть для выдачи по­требителям, а жидкая фаза закачивается насосом *10* в верх­нюю часть колонны в качестве оро­шения.

Деэтанизированный нестабиль­ный бензин с низа колонны направ­ляют в товарный парк или на газофракционирующую установку.

Метан или этан, если их кон­центрация относительно невелика (в сумме около 10 мол. %), могут быть удалены из углеводородного конденсата в деэтанизаторе, рабо­тающем на питании холодным сырьем без подачи орошения. В этом случае холодный конденсат непо­средственно из сепаратора *6,* минуя теплообменники *2* и *4,* подается на вторую или третью (считая сверху) тарелку деэтанизатора.

Режим колонны (деэтанизатора) в зависимости от состава углеводо­родного конденсата регулируют из­менением давления, температуры верха и низа колонны. Жирный газ на установке НТР (рис. 41) охла­

ждается обратным потоком остаточного газа в теплообмен­нике, затем газожидкостная смесь поступает в ректифика­ционную колонну, в которой в результате под'ачи холодного орошения происходит основная конденсация высококипя-щих углеводородов. Несконденсировавшиеся газы (верхний продукт колонны) и пары орошения, отходящие с верха колонны, охлаждаются и частично конденсируются в пропа­новом холодильнике и поступают в рефлюксную емкость. Не­сконденсировавшиеся газы из этой емкости направляются через теплообменник в пункт выдачи газа потребителям, а конден­сат насосом подается в качестве орошения. Деэтанизирован­ный нестабильный бензин с низа колонны через кипятильник отводится на газофракционирующую установку или товарный парк.

Процесс НТК по сравнению с процессом НТР имеет преи­мущества :

после сепаратора из системы выводится основная масса несконденсировавшихся газов, которые уже в дальнейшем про­цессе на этой установке не участвуют, поэтому ректификаци­онная колонна и другие аппараты установки имеют относи­тельно небольшие размеры;

вследствие относительно небольшого содержания метана и этана в сырье деэтанизатора конденсацию паров орошения в холодильниках можно проводить при сравнительно высоких температурах — от —5 до —10 °С.

Установка проста в эксплуатации. Аппаратура изготов­ляется из углеродистой стали. Процесс НТК нашел примене­ние на некоторых отечественных ГПЗ.

К недостаткам схемы НТК следует отнести то, что сепара­ция конденсата от газов происходит только после однократной конденсации, поэтому часть целевых компонентов теряется с остаточным газом. Для более глубокого извлечения пропана и более тяжелых углеводородов по способу НТК приходится вести процесс при относительно низких температурах, при ко­торых в жидкую фазу переходят большие количества метана и этана. Сравнение схем НТК и НТР показало, что по схеме НТР при глубоком извлечении пропана меньше расходуется холода и теплоты.

Схема НТК наиболее рациональна при извлечении про­пана в пределах 50 % от потенциала, при извлечении пропана свыше 70 % экономичнее процесс НТР.

В этом процессе сжатый газ охлаждается до низких (минусовых) тем­ператур специальными хладоагентами (пропаном, аммиаком), в результате чего значительная часть газа конденсируется. Углеводородный конденсат, содержащий все углеводороды, входящие в состав исходного газа, отделяется в сепараторе и за­тем подается в ректификационную колонну — деэтанизатор. Сверху колонны отводится метан и этан, а снизу — нестабиль­ный газовый бензин.

Применение способа низкотемпературной конденсации целе­сообразно, когда в сырьевом газе содержание С3Н8+высшие превышает 300 г/м3 и из газа извлекают гелий.

Установки НТК по своему технологическому оформлению и эксплуатации более просты, чем, например, абсорбционные установки.

*Низкотемпературная ректификация (НТР)* отличается от процесса НТК тем, что процесс НТР происходит при более низ­кой температуре и в ректификационную колонну поступает двухфазная смесь: охлажденный газ и выпавший из него угле­водородный конденсат. Сверху колонны уходит отбензиненный газ, а снизу — деметанизированный углеводородный конден­сат. Этан из конденсата отделяют во второй колонне — деэтанизаторе.

Установка низкотемпературной ректификации оснащена автоматическими регуляторами уровня, давления, темпера­туры, расхода. Уровень во всех аппаратах поддерживается строго определенной величины. При повышении или пониже­нии уровня выше или ниже допустимых величин срабатывает звуковая и световая сигнализация в помещении управления. Уровень в сепараторе, разделителе жидкости кубовой части деметанизатора и кипятильнике деэтанизатора поддержи­вается регуляторами, клапаны которых установлены на ли­ниях отвода жидкости.

Уровень жидкости в рефлюксной емкости деэтанизатора и межтрубных пространствах пропановых холодильников регу­лируется изменением расхода хладоагента, поступающего в пропановые холодильники.

Если уровень в сепараторе охлажденного газа становится настолько высоким, что возникает опасность попадания жид­кости во входной патрубок турбодетандера, то системой за­щиты предусмотрена незамедлительная остановка турбодетан­дер а.

Давление в системе установки НТР регулируется в трех точках. Давление в сепараторе охлажденного газа поддержи­вается автоматическим регулятором, клапан которого установ­лен на линии входа газа в турбодентандер. Давление в газо­отделителе жидкой среды и рефлюксной емкости деэтаниза­тора поддерживается автоматическими регуляторами, клапаны которых установлены на линиях отвода несконденсировав-шихся газов с этих аппаратов.

На установках регулируется температура на следующих потоках и точках:

1. температура низа деметанизатора;
2. температура питания и 6-й тарелки деэтанизатора;
3. температура ШФУ, отводимого в товарный парк.

***Абсорбционный способ отбензинивания***основан на различ­ной растворимости компонентов газа в жидких нефтепродук­тах, применяемых в качестве абсорбентов — поглотителей.

Абсорбционный способ извлечения из нефтяных и природных газов газового бензина, а также пропана и бутанов — один из самых распространенных.

Процесс отбензинивания проводят в цилиндрической ко­лонне, называемой абсорбербм. Абсорбер по высоте разделен поперечными перегородками — барботажными тарелками, на которых происходит контактирование восходящего снизу вверх потока газа и стекающего сверху вниз абсорбента. По мере подъема газа от нижней тарелки до верхней содержащиеся в газе тяжелые углеводороды постепенно растворяются в аб­сорбенте, и сверху абсорбера отводится отбензиненный газ, почти не содержащий тяжелых углеводородов.

Снизу абсорбера отводится насыщенный абсорбент, который направляется на следующую стадию — десорбцию. На этой стадии благодаря нагреву и снижению давления происходит от-парка из абсорбента поглощенных из газа углеводородов, которые, покидая десорбер сверху, проходят через конденса­торы-холодильники, где конденсируются и образуют неста­бильный газовый бензин:

Масляная абсорбция — основной и наиболее распростра­ненный способ отбензинивания нефтяных и природных газов как на отечественных, так и на зарубежных газоперерабаты­вающих заводах.

Впервые этот способ начали применять в США в 20-х го­дах для извлечения газового бензина. Технологическое вопло­щение этого процесса было простейшее: установки состояли из двух колонн—абсорбера и десорбера и в качестве отпари­вающего применяли насыщенный водяной пар. Извлечение углеводородов (Cs+ высшие) составляло 60—70 % от потен­циального содержания в газе. С появлением спроса на сжиженные газы установки начинают усовершенствоваться и углубляется отбор из газа целевых компонентов: Сз до 20— 30%, С4 —до 50—70%, С5+высшие —до 80—90%.

Процесс абсорбции осуществляется при температуре окру­жающего воздуха.

В последние двадцать лет технология процесса абсорбции все усовершенствовалась; в нее стали включать системы пропановых или аммиачных охлаждений и сам процесс абсорб­ции стал низкотемпературным.

В маслоабсорбционной установке (МАУ), работающей при температуре окружающего воздуха, с применением абсорбционно-отпарной колонны (рис. 33), сырой газ, сжатый до давления 1,3—4 МПа, проходит маслоотделитель (на схеме не показан), холодильник и сепаратор, где освобождается от выпавшего углеводородного конденсата, и поступает под ниж­нюю тарелку абсорбера. На верхнюю тарелку подают тощий абсорбент. Отбензиненный газ на выходе с верха абсорбера поступает в сепаратор, где осаждаются увлеченные потоком капли абсорбента.

Абсорбер имеет 30 барботажных тарелок колпачкового типа. Между 10-й и 11-й, а также 20-й и 21-й тарелками смон­тированы глухие тарелки, с которых полунасыщенный абсор­бент забирается насосами, прокачивается через выносные промежуточные холодильники и вновь закачивается в колонну на барботажные тарелки, смонтированные под глухими тарел­ками. При достаточном гидростатическом подпоре (что опре­деляется уровнем жидкости на глухих тарелках) переток жид­кости через выносные холодильники возможен и без насосов.

Насыщенный абсорбент с низа абсорбера через регулятор уровня самотеком поступает в абсорбционно-отпарную ко­лонну (АОК), в которой из абсорбента отпаривают метан и этан. Иногда эту колонну называют абсорбером-деэтанизатором, или фракционирующим абсорбером. Колонна состоит из трех частей: верхней — абсорбционной, нижней — отпарной и отгонного куба (кубовой части). Насыщенный углеводородом абсорбент подают на верхнюю тарелку отпарной секции, и со­бирают на глухой тарелке, откуда забирают насосом и про­качивают через систему теплообменников в отгонный куб. В результате нагрева из насыщенного абсорбента выделяются пары, которые, поднимаясь в отпарную секцию, способствуют отпариванию из абсорбента легких углеводородов — метана, этана, частично пропана и высших. Пройдя отпарную секцию, пары поднимаются далее в абсорбционную секцию, где на­встречу им стекает тощий абсорбент, подаваемый на верхнюю тарелку абсорбционной секции тем же насосом, что и в аб­сорбер. Этот абсорбент поглощает тяжелые углеводороды, от­паренные вместе с метаном и этаном в нижней секции.

Метан и этан отводятся по шламовой трубе в сепаратор и оттуда через регулятор давления в распределительный пункт. Этот газ, называемый «сбросным» или «остаточным», исполь­зуют в основном как топливо для котельной и трубчатых печей.

Деэтанизированный абсорбент с низа отгонного куба ко­лонны поступает самотеком через теплообменник в десорбер, где происходит окончательная отпарка всех поглощенных аб­сорбентом углеводородов. Десорбер оборудован такими же тарелками, как и абсорбер: он состоит из двух частей: верх­ней— укрепляющей и нижней — отгонной. Насыщенный абсор­бент поступает на верхнюю тарелку отгонной части. В резуль­тате нагрева и снижения давления из него выделяются пары, которые поднимаются в укрепляющую часть, а жидкая фаза стекает вниз в отгонную секцию. Теплоту подводят в низ колонны: для этого часть тощего абсорбента забирается с низа десорбера и насосом прокачивается через трубчатую печь и в паро-жидкостной фазе возвращается в нижнюю часть ко­лонны. Пары абсорбента, поднимаясь с низа отгонной секции, постепенно охлаждаются и, конденсируясь, отдают теплоту стекающей жидкости, из которой отпариваются бензиновые углеводороды.. Отпаренные углеводороды поднимаются в укреп­ляющую секцию десорбера. Навстречу им стекает поток холодного орошения, предназначенный для конденсации и воз­врата в жидкую фазу легких фракций абсорбента, поднимаю-

щихся вверх колонны. Количество холодного орошения регу­лируют в зависимости от заданной температуры вверху колонны. Эта температура должна быть такой, чтобы при за­данном давлении в колонне через ее вверх не уходили пары абсорбента. Пары с верха десорбера отводятся в конденсатор-холодильник, где конденсируются. Нестабильный бензин из конденсатора стекает в рефлюксную емкость. Часть этого бен­зина подается на орошение десорбера, а избыток через регу­лятор уровня направляют на газофракционирующую установку или откачивают в товарный парк.

Тощий абсорбент из нижней части десорбера через тепло­обменники и холодильник отводят в емкость, из которой затем его подают на орошение в колонны. В емкость подают свежий абсорбент. Для опорожнения труб печи от абсорбента во время плановых и аварийных остановок предусматривается слив его в аварийную емкость, откуда он может быть откачан насосом или вытеснен газом в емкость.

В практике переработки нефтяных и природных газов при­меняют разнообразные технологические схемы промышленных абсорбционных установок отбензинивания.

Выбор технологи­ческой схемы определяется:

количеством перерабатываемого газа;

содержанием в газе целевых компонентов (С2Н6, С3На + + высшие);

спросом на вырабатываемые сжиженные газы и газовый бензин;

энергетическими ресурсами района и т. д.

После технико-экономического анализа различных вариан­тов абсорбции, десорбции, деэтанизации находят оптимальный вариант, быстро окупающий капиталовложения и дающий максимальную прибыль. При выборе технологической схемы необходимо стремиться к максимальному извлечению целевых компонентов при наименьших энергетических затратах.

Для повышения степени извлечения компонентов в техно­логических схемах процесса абсорбции применяют:

1. охлаждение абсорбента и газа до низких (минусовых) температур специальными хладоагентами (пропаном, аммиа­ком);
2. съем теплоты абсорбции в выносных холодильниках абсорбента;
3. предварительное насыщение абсорбента;
4. предварительное отбензинивание сырого газа;
5. предварительную деметанизацию насыщенного абсор­бента в абсорбере;
6. низкомолекулярный абсорбент;
7. сложные конструкции абсорбционно-отпарной колонны и десорбера;
8. двухступенчатую абсорбцию.

Основное требование, предъявляемое к технологии про­цесса десорбции,— полнота отпарки из насыщенного абсор­бента извлеченных углеводородов.

В большинстве случаев отпарку проводят в одну ступень, иногда применяют двухступенчатую отпарку. При использова­нии легкого абсорбента продукты из насыщенного абсорбента выделяют фракционированием, а не отпаркой.

Эффективность работы маслоабсорбционной установки оп­ределяется коэффициентом извлечения целевых компонентов из газа. На современных газоперерабатывающих заводах коэф­фициент извлечения пропана (именно он считается ключевым компонентом) составляет 0,6—0,9; бутанов —0,8—0,98, а газо­вого бензина 0,94—0,99.

Коэффициент извлечения углеводородов в абсорбере зави­сит от давления, средней температуры абсорбции, предвари­тельного насыщения абсорбента и предварительного отбензинивания сырого газа, качества абсорбента, соотношения между количествами контактирующих абсорбента и газа, а также от числа тарелок в абсорбере, их конструкции и скорости газа в абсорбере.

Абсорбенты периодически заменяют или подвергают реге­нерации. Для этого в маслоабсорбционных установках преду­сматривают специальные регенераторы. В этих аппаратах, обычно оборудованных пятью каскадными тарелками, прово­дят отпарку тощего абсорбента от тяжелых смолистых остатков.

Чем больше абсорбента проходит через абсорбер, тем пол­нее при прочих равных условиях (количество газа, темпера­тура, давление) происходит извлечение целевых углеводоро­дов. Но увеличение подачи аб­сорбента приводит к пере­грузке насосов, теплообменни­ков, колонн, трубчатых печей и другой аппаратуры, увеличе­нию расхода электроэнергии, пара, воды, топливного газа.

При переработке тощих нефтяных газов с содержанием СзН8+высшие от 50 до 100 г/м3 применяют ***адсорбционный способ отбензинивания***. Он основан на свойстве твердых пори­стых материалов (адсорбентов) поглощать пары и газы. В ка­честве адсорбента обычно используют активированный уголь, который поглощает из газа преимущественно тяжелые угле­водороды и постепенно насыщается ими. Для отгонки погло­щенных углеводородов и восстановления адсорбционной способности насыщенный уголь обрабатывают перегретым водяным паром. Смесь водяных и углеводородных паров, отогнанных из адсорбента, охлаждается и конденсируется. Полученный неста­бильный бензин легко отделяется от воды.

Удельная поверхность адсорбентов (т. е. поверхность, при­ходящаяся на 1 г адсорбента) силикагелей изменяется от 400 до 700 м2/г, а у активированных углей—от 600 до 1700 м2/г.

Одна из важных характеристик адсорбентов — это поглоти­тельная способность или емкость, т. е. величина, показывающая количество адсорбированного вещества по отношению к коли­честву адсорбента в условиях равновесия и заданной концен­трации извлекаемого компонента в газе. Емкость адсорбента измеряется в г/100 г адсорбента или в %.

Емкость адсорбента зависит от:

- свойств адсорбента;

- парциального давления поглощаемого компонента в газо­вой фазе или концентрации в жидкой смеси;

- температуры процесса;

- молекулярной массы адсорбента.

При прочих равных условиях с повышением парциального давления адсорбируемого компонента поглотительная способ­ность адсорбента повышается, но только до определенного пре­дела, называемого адсорбционным равновесием, при котором адсорбент полностью насыщен поглощаемым компонентом.

Повышение давления процесса также приводит к увеличе­нию емкости адсорбента, особенно это проявляется при малом парциальном давлении извлекаемых компонентов в исходном газе.

С ростом температуры поглотительная способность адсор­бента уменьшается (рис. 56). По данным Н. Д. Грицева, при насыщении нефтяным газом активность угля по сравнению с ак­тивностью при 20°С снижается следующим образом:

**Температура, °С . . . . 40 60 80 100**

**Активность, % 3,5 4,5 7 9**

Адсорбционные установки периодического действия в зави­симости от назначения и применяемого адсорбента подразде­ляются на две основные группы. В первую входят углеадсорб­ционные установки, в которых ведется описанный процесс из­влечения из газа высококипящих углеводородов (С3 +высшие), и для десорбции применяют острый или перегретый водяной пар. Во вторую группу входят установки, в которых в каче­стве адсорбента используют силикагель и осуществляются одно­временно осушка газа (главный процесс) и извлечение из него высококипящих углеводородов (побочный процесс). Для десорб­ции углеводородов и влаги в этом случае применяют нагретый газ, и процесс состоит из трех стадий: адсорбции, десорбции и охлаждения.

В мировой практике получает распространение новый про­цесс, в котором осушка сочетается с извлечением высококипящих углеводородов из тощих природных газов и газов газоконденсатных месторождений твердыми поглотителями. При ре­генерации слоя адсорбента на установках осушки газа силикагелями и бокситами было замечено, что вместе с водой извле­калось и некоторое количество углеводородов. При сокращении цикла адсорбции количество извлекаемых углеводородов воз­растало. На этом явлении и основан современный процесс короткоцикловой адсорбции. Типовая адсорбционная установка, спроектированная для работы под давлением, соответствующем давлению в газопроводе, состоит из двух адсорберов или более, которые попеременно используются для адсорбции и десорбции водяных паров и углеводородов. Отбензиниваемый и осушаемый газ направляют то в один аппарат, то в другой. Некоторое ко­личество газа отбирают из основного потока, нагревают до 290—315 °С и пропускают в качестве десорбирующего агента через слой насыщенного адсорбента, затем охлаждают его для конденсации углеводородных и водяных паров.

Процесс адсорбции и регенерации полностью автоматизи­рован. Для регулирования продолжительности стадий адсорб­ции и десорбции установлен специальный регулятор, упра­вляющий электроприводными задвижками на газовых ли­ниях.

При проектировании и эксплуатации короткоцикловых ад­сорбционных установок необходимо соблюдать следующие ос­новные условия.

1. В приемном сепараторе должен быть предусмотрен внут­ренний влагоотделитель, так как даже небольшое количество жидкой фазы (вода, углеводородный конденсат, смазочные масла и т. д.) в потоке газа недопустимо.
2. Сепаратор газа регенерации также должен иметь вну­тренний влагоотделитель, уровень жидкости в котором следует поддерживать очень низким, чтобы довести до минимума воз­можность испарения жидкой газы в цикле охлаждения.

3. Температуру адсорбента во время регенерации следует поддерживать не ниже 205 °С. Это обеспечивает удаление всех адсорбированных углеводородов и максимальные извлечения жидких фракций.

4. При проектировании установок с закрытой системой ре­генерации следует предусмотреть возможность переключения установки на открытую систему регенерации в случае выхода из  
строя компрессора.

5. При вводе установки в эксплуатацию постепенно. Быстрое изменение давления может привести к повреж­дению сеток, решеток и тарельчатых устройств в адсорберах. В настоящее время во всех странах мира эксплуатируется более 500 короткоцикловых адсорбционных отбензинивающих установок.

Недостаток адсорбционных процессов, применяемых как для отбензинивания, так и для осушки и очистки,— периодич­ность их работы.

**ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ (прошу ответить до 1.04.2020)**

**ПРОВЕРОЧНЫЙ ТЕСТ**

**1.Самый распространенный способ отбензинивания газа**

1)адсорбционный способ

2)абсорбционный способ

3)компрессионный способ

4)способы НТК и НТР

**2. От чего зависит степень отбензинивания газа при компрессионном способе**

1)от концентрации в газе легких углеводородов

2)от давления нагнетания

3)от температуры сжатого газа после охлаждения

4)от состава газа

**3. Что отрицательно влияет на работу компрессоров и процесс отбензинивания газа**

1)давление на линии нагнетания

2) попадание жидкости в компрессор

3) повышение температуры газа , выходящего из холодильника

4) состава газа

**4.Что не входит в состав компрессорной станции**

1)блок охлаждения и сепарации

2)блок регенерации отработанных масел

3)отделение пусковых воздушных компрессоров

4)масляные абсорбционные установки

**5. Отличие 2х разновидностей отбензинивания : НТК и НТР**

1)компримирование до относительно высоких давлений

2)разделение образовавшейся газожидкостной смеси

3)последующего охлаждения сжатого и осушенного газа

4)конденсация паров орошения в олодильнике можно проводить при сранительно высоких температурах от -5 до -10

**6. При абсорбционном способе отбензинивания процесс проводят**

1) в абсорбере

2) в адсорбере

3) в сепараторе

3) в ректификационной колонне

**7.При какой температуре проводится процесс масляной абсорбции**

1) при высокой

2) при низкой

3) при температуре окр.среды

4) до 3000 С

**8. Какие углеводороды в АОК отпариваются в результате нагрева**

1)метан

2)этан

3)пентан

4)октан

**9.Чем не определяется выбор технологической схемы абсорбционных установок отбензинивания**

1)энергетическими ресурсами района

2)количеством переработанного газа

3)спросом на сжиженные газы

4)температурным режимом

**10. Адсорбенты, применяемые при адсорбционном способе отбензинивания**

1)силикагель

2)МЭА (моноэтаноламин)

3)активированный уголь

4)диэтиленгликоль