بنام خداوند جان و خرد

پروژه درس مقدمات مهندسی نفت

موضوع:

استابیلایزر و استابیلایزینگ

استاد راهنما:

دانشجو:

فهرست:

مقدمه 3

واحد تثبیت مایعات نفتی پالایشگاه خانگیران 5

اصول طراحی واحد تثبیت مایعات نفتی 8

شرح عملیات واحد تثبیت مایعات نفتی 10

لیست وسایل محوطه واحد تثبیت مایعات نفتی 12

آماده سازی واحد تثبیت مایعات نفتی جهت راه اندازی 13

راه اندازی واحد تثبیت مایعات نفتی 16

توقف معمولی واحد تثبیت مایعات نفتی 18

PFD واحد تثبیت مایعات نفتی 19

شرکت نفت و گاز پارس 22

فرایند تثبیت میعانات گازی 22

روش های تثبیت میعانات گازی 24

Vaporization flash 24

Fraction 29
شرح کلی واحد تثبیت میعانات گازی 30
یک روش برای تثبیت محصول(نفتا)بالای برج اتمسفریک 37

منابع 44

مقدمه:

استابلایزر نوعی برج تقطیر سینی دار است که برای جداسازی مواد سبک(بوتان و سبکتر) از بنزین و در نتیجه کاهش فراریت و تثبیت بنزین بکار برده می شود.بنابراین در استابیلایزرهای بنزین،خوراک برج بنزین تثبیت نشده، محصول پایین برج بنزین تثبیت شده و محصول بالای برج گاز مایع(شامل بوتان،پروپان و کمی گازهای سبکتر) می باشد.واحدهای کاهش گرانروی(visbreaker) از جمله واحدهایی هستند که بنزین تولیدی آنها در آخرین مرحله قبل از خروج از واحد،به برج استابیلایزر فرستاده می شود. در این واحد میعانات خروجی (هیدروکربورهای خروجی) از واحدهای GTU و Sump که ترش است ، نمزدایی و CMF (نفت) (که این دو واحد شیرین هستند) و پس از طی مراحلی

تثبیت شده و وارد مخازن هیدرو کربور می شود و از آنجا بـه واحـد topping فرسـتاده مـی شود. کار اصلی این واحدحذف S_2H ، هیدروکربورهای سبک (C_7) و افـت فشـار هیـدروکربور برای ذخیره در مخازن است.[1]

بدلیل نبودن منابع راجب برج stabilizer و با توجه به این مطلب که بیشـتر از چنـد صـفحه نمی تـوان راجـب قسـت هـای بـرج سـخن گفـت در ایـن تحقیـق مـا بـه بررسـی واحـدهای stabilization موجود در برخی پالایشگاه های کشور نظیر واحـد تثبیـت میعانـات گـازی و نفتی پالایشگاه خانگیران(شهید هاشمی نژاد) و واحد های غلظت شکن و تثبیت میعانات گازی شرکت مجتمع گاز پارس جنوبی "SPGC" و ... می پردازیم.

واحد تثبیت مایعات نفتی (پالایشگاه خانگیران):

واحد تثبیت مایعات نفتی جهت تثبیت هیدروکربورهای مایع همراه گاز طراحی شده است. این واحد ضمن جدا نمودن هیدروکربورهای سبک و هیدروژن سولفوره موجود از سایر هیدروکربورهای مایع ، سوخت مناسب دیگهای بخار را فراهم می نماید. واحد تثبیت مایعات نفتی در پالایشگاه شهید هاشمی نژاد از دو دستگاه کاملاً مشابه تشکیل شده که ظرفیت هر یک برابر 66 درصد کل هیدروکربورهای مایع پالایشگاه می باشد. مقدار جریان واحدهای تثبیت کننده بر اساس جریانی معادل با 19/31 متر مکعب در ساعت طراحی شده که مقدار 16/58 از اسلاگ گیرهای مرکز جمع آوری و 2/73 ار برجهای خشک کننده تامین می شود.

هیدروکربورهای مایع همراه گاز چاهها از قسمت جمع آوری گاز وارد پالایشگاه می شوند. این هیدروکربورها را بایستی تا کنترل نقطه شبنم گاز خروجی پالایشگاه از گاز ترش ورودی جدا نمود. اولین جداسازی هیدروکربورهای مایع در لجن گیری سیستم جمع آوری گاز می باشد. سایر نقاطی که هیدروکربورهای مایع از گاز جدا شده و جهت عملیات به واحد تثبیت مایعات نفتی فرستاده میشوند به شرح زیر می باشند :

جدا کننده گاز ورودی	INLET GAS SEPARATOR
فیلتر گاز ورودی	INLET GAS FILTER
جدا کننده گاز احیا	REGENERATION GAS SEPARATOR
صافی های گاز سرد و گرم	HEATING & COOLING GAS STAINE

فیلر گاز انتهایی RESIDUED GAS FILTER

مایعات نفتی هر واحد تصفیه گـاز بـه مخـزن ذخیـره مایعـات نفتـی و هیـدروکربور (سـمپ هیدروکربور) واحد مربوطه تخلیه می گردد. از این مخزن مایعات مذکور به واحد STB پمپ میشوند. واحد تثبیت کننده (STB) از دو قسمت مشابه تشکیل شده که هر یک مسـتقل از دیگری کار می کنند. بعد از تقسیم جریان بین دو واحد ذکر شـده ، هیـدروکربورهای مـایع جهـت تفکیـک اولیـه وارد مخـزن تبخیـر ناگهـانی اولیـه (FIRST STAGE STABILIZER FIASH DRUM) می شوند.

هیدروکربورهای سبک و هیدروژن سولفوره موجود پـس از جـدا شـدن تحـت کنتـرل شـیر کنترل فشار به خط اصلی تخلیه به مشعل فرستاده میشـود. آب همـراه هیـدروکربور نیـز از مسیر زیر فلش درام به واحد آب ترش ارسال می گردد.

سایر هیدروکربورها پس از این مخزن به دو شاخه تقسیم می شـوند. شـاخه کمتـر از طریـق FV-400 به قسمت فوقانی مخزن تبخیـر ناگهـانی ثانویـه بعنـوان مـایع برگشـتی (جهـت تفکیک و کنترل مناسب) فرستاده میشود. شاخه بیشتر از مبدل حرارتـی خـوراک/ محصـول گذشته تا با محصول فلش درام ثانویه تبادل حرارت نماید. سپس در مبـدل حرارتـی توسـط بخار فشار بالا (H.P) کاملا گرم می گردد. پس از آن مایعات وارد فلش درام مرحله دوم می شود. هیدروکربورهای سبک و هیدروژن سولفوره موجود پس از جدا شدن در این مخـزن در برجک فلش درام با جریان کمتری که به عنوان مـایع برگشـتی از قسـمت فوقـانی وارد مـی شود تبادل حرارتی نموده و سپس از طریق شـیر کنتـرل فشـار PV- 401 بطـرف مشـعل هدایت می گردند. سایر مایعات به عنوان محصول ابتدا وارد مبدل حرارتی خوراک/ محصـول

و سپس کولر آبی شده تا پس از سرد شدن به مخازن ذخیره هیدروکربورهای مایع (STABILIZER PRODUCT TACK) محصول تثبیت شده به عنوان سوخت دیگهای بخار و خوراک واحد تقطیر مایعات نفتی (TOPPING PLANT) مورد استفاده قرار گرفته و مازاد آن جهت فروش به بازار منتقل می شود.

2-اصول طراحی واحدهای تثبیت مایعات نفتی

2-1 هیدروکربورهای مایع ورودی به واحد تثبیت مایعات نفتی :

نام	درصد مولکولی	فرمول
نیتروژن	0/02	N2
گازکربنیک	7/47	CO2
هیدروژن سولفوره	11/2	H2S
متان	11/43	CH4
اتان	0/97	C2H6
پروپان	0/59	C3H8
ایزو بوتان	0/91	IC4H10
نرمال بوتان	1/27	NC4H10
ایزو پنتان	1/12	IC5H12
نرمال پنتان	1/12	NC5H12
هگزان	1/83	C6H14
هپتان	10/41	C7H16
اکتان	6/90	C8H18

نونان	6/90	C9H20
دکان به بالا	37/86	C10H22+

مقدار جریان :

واحدهای تثبیت کننده بر اساس جریانی معادل با 19/31متر مکعب در ساعت طراحی شده که از این مقدار 16/58 متر مکعب در ساعت از لجن گیر های جمع آوری و2/73 متر مکعب درساعت از برجهای خشک کننده تامین میشود. هر یک از واحد های تثبیت مایعات نفتی قادر به تثبیت 2/3 کل مقدار جریان یعنی 12/72متر مکعب در ساعت میباشد.

وزن مولکولی : 119/4

جرم مخصوص (گراویته) : 0/715 در 23 درجه سانتی گراد

فشار : 9/77 کیلوگرم بر سانتی متر مربع مطلق

دما : 23 درجه سانتی گراد

2-2 محصول تثبیت شده :

نام	درصد مولکولی	فرمول
گازکربنیک	0/33	CO2
هیدروژن سولفوره	0/98	H2S
متان	0/09	CH4
اتان	0/07	C2H6

پروپان	0/11	C3H8
ایزو بوتان	0/38	IC4H10
نرمال بوتان	0/54	NC4H10
ایزو پنتان	1/28	IC5H12
نرمال پنتان	1/28	NC5H12
هگزان	2/62	C6H14
هپتان	15/31	C7H16
اکتان	10/22	C8H18
نونان	10/29	C9H20
دکان به بالا	56/5	C10H22+

مقدار جریان : 18/63 متر مکعب در ساعت

وزن مولکولی : 162/1

جرم مخصوص (گراویته) : 0/80

فشار : فشار اتمسفر

دما : 38 درجه سانتی گراد

3-2 خوراک واحد جداکننده مواد اسیدی از آب :

مقدار جریان : 10/54 متر مکعب در ساعت

فشار : 8/01کیلوگرم بر سانتی متر مربع مطلق

دما : 38 درجه سانتی گراد

مقدار هیدروژن سولفوره :3000 قسمت در میلیون حجمی

مقدار آمونیاک : صفر

3- شرح عملیات واحد تثبیت مایعات نفتی :

هیدروکربورهای مایع همراه گاز چاهها از قسمت جمع آوری گاز وارد پالایشگاه میشوند.این هیدروکربورها را بایستی جهت کنترل نقطه شبنم گاز خروجی پالایشگاه از گاز ترش ورودی جدا نمود.

اولین جداسازی هیدروکربورهای مایع در لجن گیرهای سیستم جمع آوری گاز میباشد که بیشتر هیدروکربورها از گاز جدا میشوند ، سایر نقاطی که هیدروکربورهای مایع از گاز جدا شده و جهت عملیات بواحد تثبیت مایعات نفتی فرستاده میشوند بشرح زیر میباشد :

الف- جدا کننده گاز ورودی 2221

ب- جدا کننده فیلتر گاز ورودی 1701

ج- جدا کننده گاز احیاء 2226

د- صافی های گاز گرم کننده و گاز خنک کننده 1704و1703

ه- فیلتر گاز نهایی 1705

و- مخازن تفکیک گاز سوخت 2225

ز- تخلیه اکثر پمپ ها

مایعات نفتی هر واحد تصفیه گاز به مخزن بسته ذخیره مایعات نفتی و هیدروکربور 2231 واحد مربوطه تخلیه میگردند.از این مخزن مایعات مذکور به مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده 2232 پمپ میشوند.سایر منابع هیدروکربورهای مایع خارج از واحد تصفیه گاز عبارتند از :

الف- مخزن ذخیره آب ترش 2228

ب- مخزن جمع آوری برج جدا کننده آب ترش 2229

ج- تخلیه کلیه پمپ های واحد تثبیت و جداسازی مواد اسیدی

مایعات نفتی از منابع فوق در مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده 2232 جمع آوری شده و از آنجا به همراه دیگر مایعات نفتی که از منابع دیگر واحد های تصفیه گاز جمع آوری شده از طریق یک خط اصلی و توسط پمپ های لجن کش واحد تثبیت کننده (1109) جهت جدا سازی هیدروکربورهای سبک وهیدروژن سولفوره همراه و همچنین تهیه سوخت مناسبی برای دیگ های بخار فشار قوی راهی واحدهای تثبیت کننده می گردند.

واحد تثبیت کننده از دو کارخانه کاملا مشابه تشکیل شده که هر یک مستقل از دیگری کار می کند .در شرایط عادی هر دو کارخانه بطور موازی در سرویس قرار خواهند داشت .
بعد از تقسیم جریان بین دو کارخانه فوق الذکر هیدروکربورهای مایع جهت تفکیک اولیه وارد مخزن تبخیر ناگهانی اولیه 2227 میشوند. هیدروکربورهای سبک و هیدروژن سولفوره موجود پس از جدا شدن تحت کنترل کننده فشار PV-400به خط اصلی تخلیه به مشعل فرستاده میشوند.فشار این مخزن توسط PIC-400 بر روی 8/8 کیلوگرم بر سانتی متر مربع ثابت نگهداری میشود.
سایر هیدروکربورها بعد از این مخزن به دو شاخه تقسیم میشوند.شاخه کمتر از طریق FV-400 به قسمت فوقانی مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه بعنوان مایع برگشتی (جهت تفکیک وکنترل مناسب) فرستاده میشود.شاخه بیشتر توسط LIC-401 کنترل شده و از مبدل حرارتی 1605 گذشته تا با محصول تثبیت شده مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه تبادل حرارتی نموده که محصول را سرد وخود کمی گرم شود. و سپس در مبدل حرارتی 1607 توسط بخار آب فشار قوی کاملا گرم گردد.
فشار مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه توسط PIC-401 بر روی 5/3 کیلو گرم بر سانتی متر مربع ثابت نگهداری میشود. هیدروکربورهای سبک و هیدروژن سولفوره موجود پس از جدا شدن در این مخزن با شاخه کمتر به عنوان مایع برگشتی از قسمت فوقانی مخزن وارد شده بود ،تبادل حرارتی نموده و سپس از طریق کنترل کننده فشار PV-401 بطرف مشعل هدایت میگردد . سایر مایعات بعنوان محصول تحت کنترل LIC -402 از این مخزن وارد مبدل حرارتی 1605 و خنک کننده های آبی 1606 شده تا پس از سرد شدن به مخازن ذخیره هیدروکربورهای مایع 2302 فرستاده شوند.
محصول تثبیت شده توسط پمپ های 1108 بعنوان سوخت دیگهای بخار فشار قوی پمپ میشوند.

4- لیست وسایل محوطه واحد تثبیت مایعات نفتی:

شماره	توضیحات	تعداد
1100	پمپ ها و موتورآلات	
1107-1	پمپ انتقال آب به حوضچه تبخیر	1+1 یدکی
1107-2	موتور مربوطه	1+1 یدکی
1108-1	پمپ محصول تثبیت شده	1+1 یدکی
1108-2	موتور مربوطه	1+1 یدکی
1109-1	پمپ لجن کش واحد تثبیت کننده	1
1109-2	موتور مربوطه	1
1124-1	پمپ آب مقطرتله های بخار واحد تثبیت کننده	1+1 یدکی
1124-2	موتور مربوطه	1+1 یدکی
1600	مبدل های حرارتی	
1605	خنک کننده محصول تثبیت شده	2
1606	خنک کننده بعدی محصول تثبیت شده	2
1607	گرم کننده مرحله دوم	2
2220	ظروف تحت فشار	
2227	مخزن تبخیر ناگهانی اولیه واحد تثبیت کننده	2
2232	مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده	1
2233	مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه واحد تثبیت کننده	2
2238	مخزن تفکیک آب مقطر تله های بخار واحد تثبیت کننده	1
2300	مخازن ذخیره	
2302	مخزن محصول تثبیت شده	2

5-آماده سازی واحد تثبیت مایعات نفتی جهت راه اندازی:

قبل از انجام هرگونه کاری جهت راه اندازی عادی که در قسمت بعد بیان می شود ،بایستی اعمال زیر انجام گیرند.

5-1- تمامی دستگاه ها را باید بر اساس سفارشات کارخانه های سازنده سرویس کرد.به هیچ وجه نباید قبل از مطالعه دقیق کتابچه عملیاتی دستگاه ها ، آنها را در سرویس قرار داد .

5-2- تمامی وسایل و تجهیزات ایمنی و اضطراری را باید بر طبق مشخصات فنی و طراحی شده آنها کنترل نمود .

5-3- سرویس های وابسته چون نیروی برق ،سیستم آب آتش نشانی ، هوای ابزار دقیق ، هوای سرویس ،گاز سوخت ،آب سرویس ، بخار آب ،آب مقطر و آب خنک کننده را بر اساس نیاز در اختیار داشت .

5-4- شستشوی شیمیایی لازم نیست .

5-5- صافی های موقت راه اندازی در ورودی تمام پمپ ها ، شیرهای تخلیه ایمنی ، شیرهای کنترل ولوله های موقت راه اندازی نصب شوند .

5-6- تمامی شیرها بویژه شیرهای سماوری گریسکاری شوند . کرکره های خنک کننده های هوایی روغن کاری شده و در مقابل عملکرد مناسب چک شوند . هر گونه مواد زائد خارجی از روی سیم پیچهای موتورها برداشته شوند.

5-7- قبل از وارد نمودن جریان به واحد ، تمامی ابزار دقیق بایستی تنظیم و راه اندازی شوند ، شیرهای کنترل و کنترل کننده های مربوطه بر اساس مشخصات نسبت به نحوه عمل چک گردند وضعیت های قطع شونده هوای شیرهای کنترل بررسی شوند . شیرها باید از نظر باز و بسته شدن کاملا بازرسی گردند . مدارهای اعلام خطر وتوقف جهت حصول اطمینان کنترل گردند . تمامی دماسنج ها و فشارسنج ها تنظیم شوند . جهت ونصب تمامی صفحات سوراخدار صحیح باشند . نصب مناسب شیرهای تخلیه ایمنی (صفحات کور کننده در زیر آن نباشد)و تنظیم صحیح آنها بنظر وتایید نماینده شرکت ملی گاز رسیده باشد.

5-8- تمامی ایستگاه های فرعی توزیع برق بررسی شوند.

5-9- جهت صحیح گردش موتورهای پمپ ها چک شود.

5-10- تمامی ظروف تحت فشار ولوله ها را با آب شسته و تست هیدرولیکی بر روی آنها انجام بگیرد .تمامی صفحات سوراخ دار و لوله های میان بر بکار رفته در زمان تست ، از خط خارج شوند . ظروف تحت فشار و لوله ها جهت خالی شدن آب با هوا دمیده شوند.

5-11-قسمت فوقانی مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه را بایستی پس از اتمام شستشو با آب و انجام عمل تست هیدرولیکی از مواد پر نمود.

5-11-1- مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه تثبیت مایعات نفتی :

مواد مورد استفاده در قسمت فوقانی این مخزن گلوله هایی از جنس فولاد ضد زنگ به ابعـاد 1 اینچ میباشد.گلوله ها پس از تمیز نمودن ، انجام تست هیدرولیکی و تخلیه آب از بالا به پـایین نصب میشوند.قبل از نصب گلوله ها ، بستر آنها در مقابل تحمل فشار بازرسی شـود.گلوله هـا را از بالا در نزدیک ترین ارتفاع به بستر آنها پایین ریخته تا ارتفاع 3/7 متـر از آن تشـکیل گـردد .توزیع کننده مایع بایستی نصب شده واز نظر مقاومت و طراز بودن چـک شـود .توزیـع کننـده مایع برگشتی بایستی بطوری نصب شود که جریان مایع از قسمت پایین تر آن برقرار شود .قبل از بستن مخزن ، از بین برنده بایستی نصب گردد.

12-5- آب خنک کننده بایستی از درون لوله های خنک کننده ثانویه محصول تثبیـت شـده عبور نماید .

13-5- گاز تخلیه از واحد تصفیه گاز جهت تخلیه هوای این واحد مناسب میباشد برای تخلیه هوای واحد تثبیت مایعات نفتی شیرهای مسدود کننـده خروجـی مخـزن تبخیرناگهـانی اولیـه 2227 را ببندید. شیر لوله ورودی از فیلتر جداکننده گاز ورودی و جداکننـده گـاز (هـر دو در واحد تصفیه گاز) به این مخزن جهت ورود گاز تخلیه را باز کنید . شیر 2 اینچـی لولـه بـالایی مخزن و PV-460 را جهت عبور گاز تخلیه و هدایت آن به مشعل باز کنید .عمـل تخلیـه تـا زمانیکه میزان اکسیژن موجود در گاز به کمتر از 1 درصد برسد ادامه خواهد داشت شیر تخلیه تحتانی مخزن را نیز باز کرده تا از این طریق هم هوای داخل مخزن تخلیه گردد. پـس از آنکـه میزان اکسیژن به کمتر از 1 درصد رسید شیر تخلیه را ببندید.

اینک عمل تخلیه هوا تا مخزن تبخیرناگهانی ثانویه ادامه خواهد یافت . شیر کنترل فشـار ایـن مخزن PV-401 را ببندید . شیر تخلیه تحتانی مخزن وشیر کنترل ارتفاع مایع مخـزن LV-402 را نیز ببندید. جهت تخلیه هوا شیر مسدود کننده خروجی مایع از مخـزن تبخیرناگهـانی اولیه شیر کنترل ارتفاع مایع مخزن LV-401 و شیر کنترل جریان FV-400 را باز کرده تـا گاز تخلیه از مخزن اولیه به خنک کننده محصول تثبیت شده 1605 و سپس به گـرم کننـده مرحله دوم 1607 و بلاخره به مخزن ثانویه جریان یابد . شیر کنترل فشـار PV-401 را بـاز کرده تا گاز تخلیه بطرف مشعل هدایت شود .شیر تخلیه تحتانی مخزن را نیز باز نموده تـا هـوا به مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده تخلیه گردد .عمل تخلیه تا زمانیکه اکسیژن هوا به کمتر از 1 درصد برسد ، بطریق فوق ادامه پیدا می کند . مخزن تخلیه واحد تثبیت کننـده نیـز کـه در بالا به آن اشاره شد ، همزمان با واحد تثبیت کننده از هوا به خط اصلی تخلیـه بـه بـه مشـعل خالی می گردد.

شیر کنترل خروجی مایع از مخزن تبخیرکننده ناگهانی ثانویه LV-402 را باز نموده تا جریان گاز لوله مربوطه و خنک کننده محصول تثبیت شده 1605 و خنک کننده ثانویه محصول تثبیت شده 1606 را از هوا تخلیه نموده وسپس از طریق لوله 3اینچی به مخازن ذخیره محصول تثبیت شده خالی گردد. عمل تخلیه تا زمانیکه میزان اکسیژن بحد لازم در گاز برسد ، ادامه خواهد داشت .

برای تکمیل عمل تخلیه سیستم بایستی لوله مابین پمپ لجن کش واحد تثبیت کننده 1109 و مخزن تبخیرکننده ناگهانی اولیه را از هوا خالی نمود. بدین منظور گاز را در جهت عکس از طریق لوله های 6 اینچی و 1 1/2 اینچی به مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده وسپس به خط اصلی تخلیه به مشعل تخلیه کنید.

شیر مسدود کننده 6 اینچی روی خط تخلیه به مشعل را برای اینکار باز نمایید .

همزمان با تخلیه هوای واحد های تصفیه گاز ، خطوط انتقال مایعات نفتی از مخازن بسته ذخیره مایعات نفتی و هیدروکربور هر واحد را از طریق مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده از هوا تخلیه کنید.

6-راه اندازی واحد تثبیت کننده مایعات نفتی :

قبل از راه اندازی واحد تثبیت مایعات نفتی ، بایستی واحد جداکننده مواد اسیدی از آب را آماده راه اندازی کرد .

1- پس از تهیه مقدمات و اتمام عمل تخلیه هوا ، فشار واحد تثبیت کننده باید توسط گاز شیرین سیستم جمع آوری به حد لازم عملیاتی برسد .این عمل را می توان ، در ضمن یا بلا فاصله پس از پایان عمل تخلیه هوای واحد تصفیه گاز انجام داد .

2- شیرهای 3 اینچی مسدود کننده خروجی مخزن تبخیر ناگهانی اولیه ،ورودی خنک کننده محصول تثبیت شده و خنک کننده ثانویه محصول تثبیت شده و بلاخره ورودی مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه بایستی باز شوند.

3- کنترل کننده فشار مخزن تبخیر ناگهانی اولیه PIC-400 را باید بر روی 8/8 کیلو گرم بر سانتی متر مربع تنظیم نمود .کنترل کننده فشار مخزن تبخیر کننده ثانویه

PIC-401 را باید بر روی 5/3 کیلوگرم بر سانتی متر مربع تنظیم کـرد . شـیر هـای مسدود کننده شیرهای کنترل فوق را باز نموده وشیر های میان بر آنها را ببندید .

4- فشار سیستم را در حدود 4/2 کیلوگرم بر سانتی متر مربع ایجاد کنیـد .پـس از ایجـاد فشار 4/2 کیلوگرم بر سانتی متر مربع ، شیرهای بعد از شیرهای کنتـرل LV-401 و FV-400 را ببندید تا زمانیکه ارتفاع مناسبی از مایع در مخزن تبخیر ناگهـانی اولیـه بوجود آید.

5- فشار مخزن تبخیر ناگهانی اولیه را تا 7 کیلوگرم بر سانتی متر مربع افزایش دهید.

6- وقتی مایعات نفتـی از سیسـتم جمـع آوری یـا واحـدهای تصـفیه گـاز آمـاده گردیـد ، شیرهای روی لوله های انتقالی این مواد به مخزن تبخیرناگهانی اولیه و همچنـین شـیر 6 اینچی ورودی به مخزن باید کاملا " باز باشند.

خوراک واحد تثبیت مایعات نفتی از قسمت های زیر تامین می گردد :
الف- لجن گیرهای سیستم جمع آوری
ب- جدا کننده گاز احیاء
ج- فیلتر جدا کننده گاز ورودی
د- مخزن تخلیه واحد تثبیت کننده مایعات نفتی

7- پس از اینکه شیرهای مذکور باز شدند ،جریان مایع به طرف مخزن تبخیر ناگهانی اولیه برقرار شده و ایجاد ارتفاع مایع می کند. ارتفاع مایع بایستی تـا حـد لازم عملیـاتی برسـد . سوئیچ ارتفاع زیاد مایع LSH-401 را باید در مورد عملکرد صحیح واعـلام خطـر بررسـی نمود .

8- سطح تماس بین آب و مایعات نفتـی در قسـمت تحتـانی ایـن مخـزن ،جهـت حصـول اطمینان از وجود آب ومایعات نفتی باید چک شود.

9- پس از آنکه هر دو فاز آب و مایعات نفتی در قسمت تحتانی مخزن تبخیر ناگهانی اولیـه بوجود آمد ، شیر کنترل LV-400 را بایـد در سـرویس قـرار داده و هـر دو شـیر مسـدود کننده آن را باز نمود . همانطور که قبلا" نیز گفته شد ، واحد جداکننده مواد اسیدی از آب

بایستی آماده تحویل گیری مایع از طریق شیر UV-400B به مخزن ذخیره آب ترش یا ارسال مستقیم آن به حوضچه تبخیر از طریق شیر UV-400A باشد.

10- کنترل کننده ارتفاع مایع مخزن تبخیرناگهانی اولیه LIC-401 را در سرویس قرار داده تا اندرلزوم شیر کنترل LV-401 را باز نماید . همزمان با باز شدن شیر کنترل LV-401 ، جریان مایع از داخل دو مبدل حرارتی عبور نموده و وارد مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه میگردد.ارتفاع عملیاتی مایع باید در این مخزن بوجود بیاید.

11- پس از ایجاد ارتفاع مورد نظر در مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه ، کنترل کننده جریان FIC-400 را باید در سرویس قرار داد.

12- پس از برقراری جریان مایع از گرم کننده مرحله دوم ، کنترل کننده دما TIC-400 را باید جهت کنترل جریان بخارآب ورودی به این گرم کننده در سرویس قرار داد .کنترل کننده فوق بر روی 232 درجه سانتی گراد تنظیم می گردد . XCV-400 را بمنظور برگشت دادن آب مقطر به سیستم بخار آب باید در سرویس قرار داده و به تناوب عملکرد صحیح آن چک شود.

13- کنترل کننده فشار PIC-401 را باید جهت حفظ فشار 5/3 کیلوگرم بر سانتی متر مربع در مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه در سرویس قرار داد.

14- برای برقراری جریان مایع برگشتی به قسمت فوقانی مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه ، کنترل کننده جریان FIC-400 را باید جهت جلوگیری از خروج مایع از این قسمت و ورود آن به خط اصلی تخلیه به مشعل وبالنتیجه میعان مایع دردرون این خط ، درسرویس قرار داد.

15- کنترل کننده ارتفاع مایع مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه LIC-402 را باید در سرویس قرار داده تا جریان مایع از این مخزن از طریق شیر کنترل LV-402 از خنک کننده محصول تثبیت شده و خنک کننده بعدی محصول تثبیت شده عبور نموده و وارد مخازن ذخیره گردد.

16- شیرهای مسدود کننده خطوط انتقال محصول تثبیت شده به مخازن ذخیره باید بنحوی در سرویس قرار گیرند که محصول بتواند فقط وارد یکی از مخازن گردد. چنانچه محصول کیفیت قابل قبول را دارا نبود ، جهت تثبیت مجدد از طریق لوله 3 اینچی به دو مخزن تبخیر ناگهانی اولیه فرستاده می شود و زمانیکه کیفیت مطلوب را پیدا نمود .در مخزن ذخیره دومی انبار خواهد گردید.

7- توقف معمولی واحد تثبیت مایعات نفتی:

الف- جریان مایع ورودی به مخزن تبخیر ناگهانی اولیه 2227 را متوقف کنید .شیرهای 3و6 اینچی را ببندید.

ب- علامت خروجی از کنترل کننده دما TIC-400 را بر روی صفر تنظیم نموده تا جریان بخار آب به گرم کننده ثانویه 1607 را متوقف نماید.

ج- جریان مایع ورودی به مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه را با صفر نمودن علامت خروجی FIC-400 متوقف کنید .

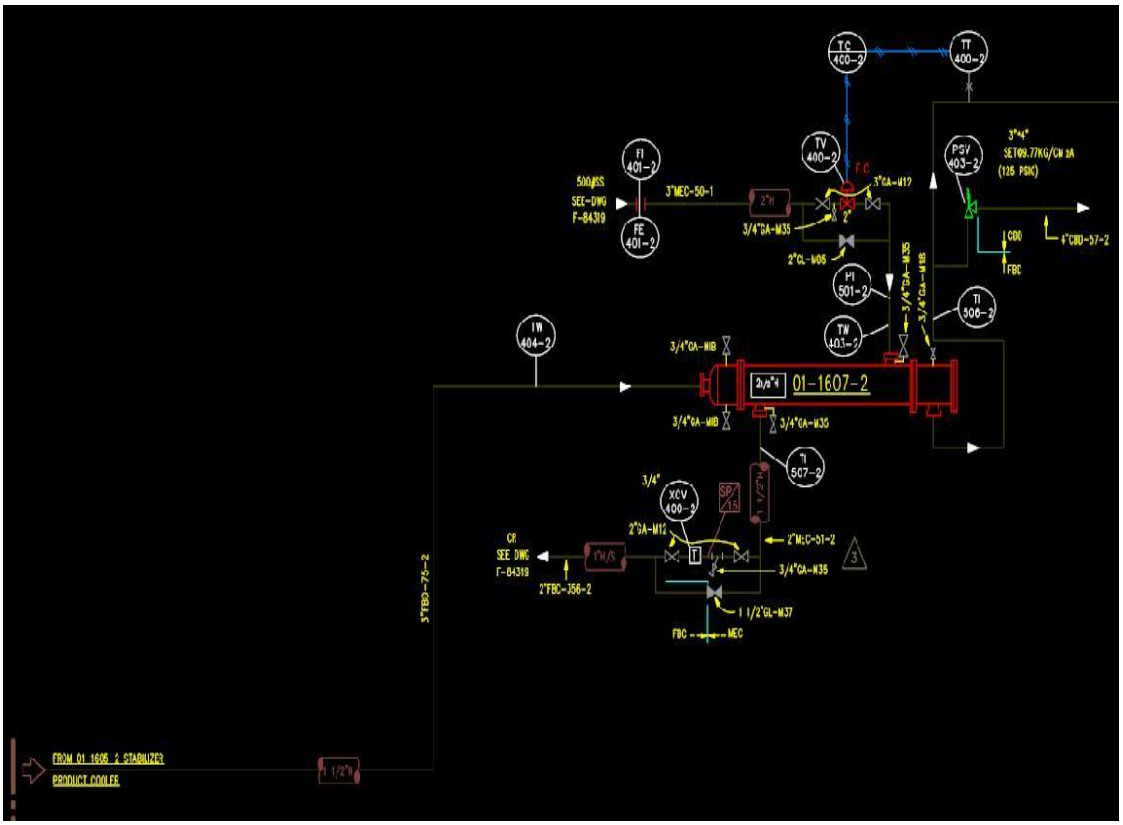
د- شیر کنترل LV-402 را پس از آنکه علامت خروجی LIC-403 به صفر رسید ، مسدود کنید تا ارتفاع مایع در مخزن تبخیر ناگهانی ثانویه ثابت بماند .

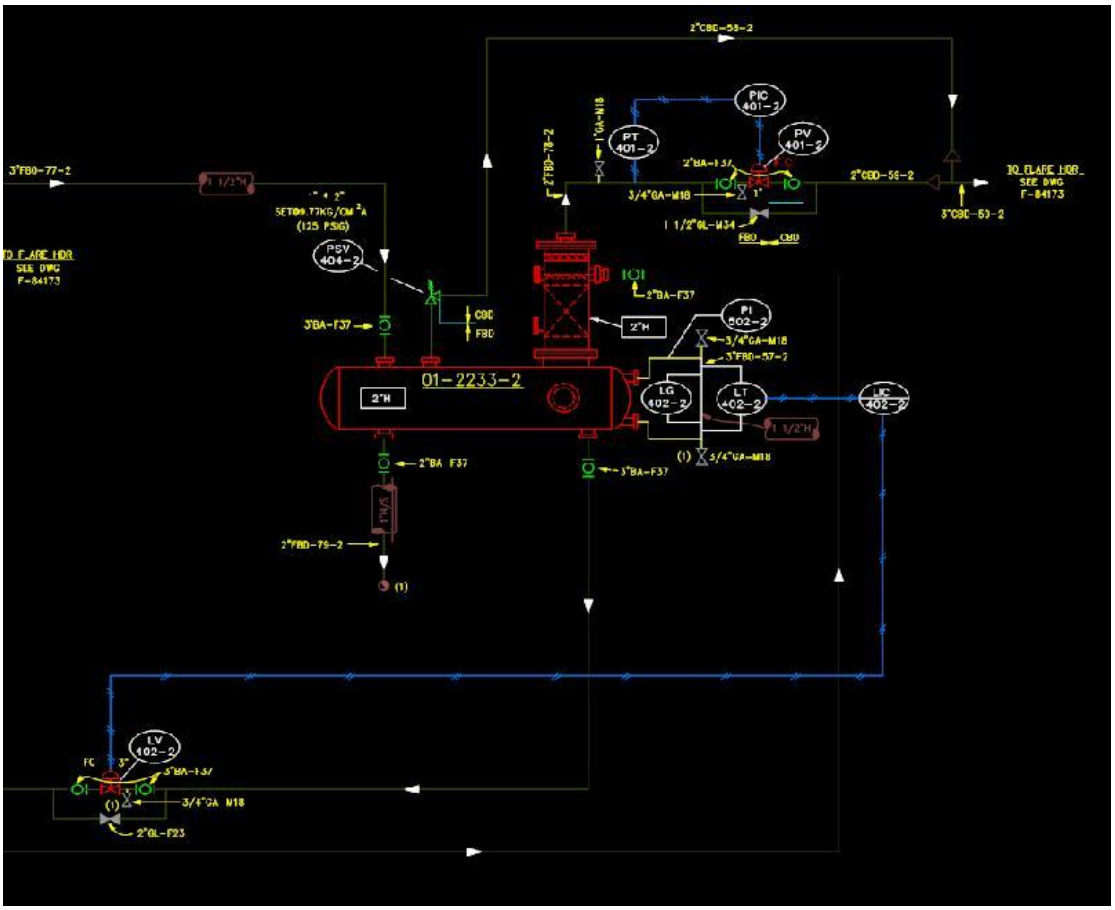
ه- شیر کنترل LV-401 را مسدود نموده تا ارتفاع مناسب مایع در مخزن تبخیر ناگهانی اولیه 2227 ثابت بماند.

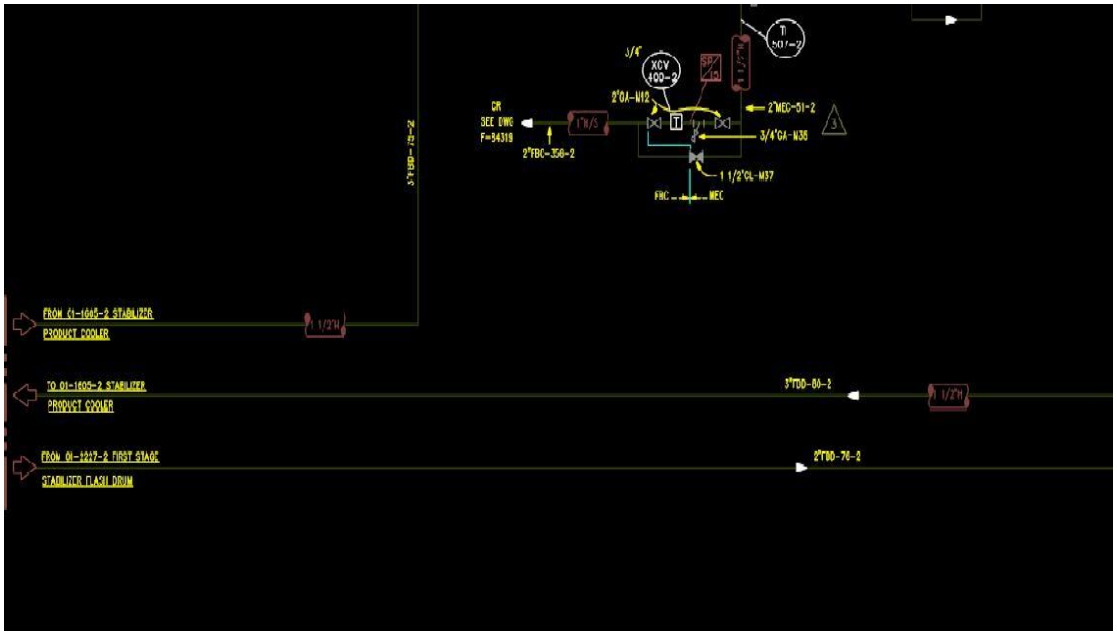
و- شیرهای کنترل PV-400 و PV-401 را جهت حفظ فشار در سیستم مسدود نمایید.[2]

در ادامه چند PFD از واحد استابلایزر این پالایشگاه میگذاریم:

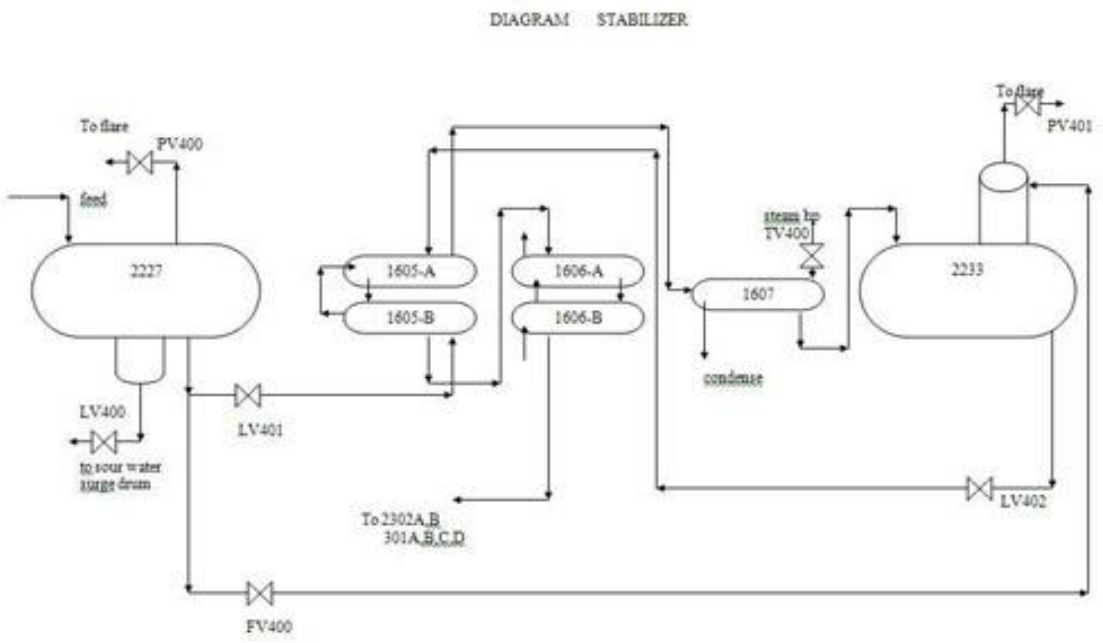
به علت بزرگ بودن PFDآن را به سه قسمت تبدیل کرده ایم که به ترتیب با دنبال کردن مسیر حرکت جریان ورودی میتوان درک درستی از تصویر به دست آورد.


TC 400-2
TT 400-2
TV 400-2
FI 401-2
FE 401-2
3"MEC-50-1
3"GA-M12
3/4"GA-M35
2"GL-M05
PSV 403-2
3"*4"
SET@9.77KG/CM 2A
(125 PSIG)
CDD
FBC
4"CBD-57-2
FI 501-2
TI 506-2
TW 403-2
TW 404-2
3/4"GA-M18
01-1607-2
TI 507-2
3/4"
XCV 400-2
SP/15
2"GA-M12
2"MEC-51-2
3/4"GA-M35
1 1/2"GL-M37
FBC - MEC
3"FBD-75-2
FROM 01-1605 & STABILIZER
PRODUCT COOLER
1 1/2"H


2"CBC-58-2
PIC 401-2
PT 401-2
PV 401-2
1"GA-M18
2"FBD-78-2
2"BA-137
3"FBD-77-2
1 1/2"H
3/4"GA-M18
1 1/2"GL-M34
FBD
CBD
2"CBD-56-2
TO_FLARE HDR
SEE DWG
F-84173
3"CBC-53-2
PSV 404-2
2"BA-F37
3"BA-F37
CDD
FBD
2"H
PI 502-2
3/4"GA-M18
3"FBD-57-2
01-2233-2
LG 402-2
LT 402-2
LC 402-2
1 1/2"H
(1)
3/4"GA-M18
2"BA F37
3"BA-F37
1"HA
2"FBD-79-2
(1)
LV 402-2
FC
3"
3"BA-137
3/4"GA M18
2"GL-F23



حال یک عکساز واحد تثبیت میعانات نفتی و PFD آن در نرم افزار Visio را قرار میدهیم.



شرکت نفت و گاز پارس SPGC :

فرآیند تثبیت میعانات گازی (Condensate stabilization):

گاز طبیعی که از مخازن گازی استحصال می شود عمدتاً حاوی حجم قابل ملاحظه ای میعانات گازی است. مخصوصاً زمانی که حجم برداشت گاز از مخزن زیاد باشد. میعانات گازی به جریان هیدروکربنی مایع گفته می شود که در ذخایر گاز طبیعی وجود دارد و به صورت رسوب و ته نشین در گاز استخراجی یافت می شود و عمدتاً از پنتان و هیدروکربنهای سنگینتر (C_{5+}) تشکیل شده و دارای گوگرد پایین می باشد و معمولا عاری از انواع فلزات است و تقریبا نیمی از آن را نفتا تشکیل می‌دهد.

میعانات گازی بر خلاف بوتان و پروپان نیازمند شرایط ویژه برای مایع ماندن نیستند و به شیوه‌های مختلف قادر به تبدیل به نفت سبک ، بنزین ، سوخت جت و... هستند. در قیاس با

پالایشگاه نفت خام ، در پالایشگاه میعانات گازی، فرایندهای تبدیلی و پالایشی کمتر است بنابراین هزینه سرمایه گزاری آن نصف هزینه سرمایه گزاری پالایشگاه نفت خام است.
ارزش حرارتی ناویژه هر لیتر از میعانات گازی حدود32706/4 BTUمی باشد که تقریباً معادل با ارزش حرارتی826 m3/ . گاز طبیعی خط لوله اول سراسری است . بنابراین، این محصول به دلیل داشتن ارزش حرارتی بالا از اهمیت قابل توجهی برای صادرات برخوردار می باشد. به گونه ای که صادرات آن می تواند هزینه سرمایه گذاری اولیه یک پالایشگاه گازی را در ظرف مدت زمان کوتاهی برگرداند به شرط آنکه مشخصه فنی مطلوب را داشته باشد.
بر اساس برآورد موسسه تحقیقات انرژی "فکتس" ، مستقر در هانولولوی آمریکا، ظرفیت تولید میعانات گازی ایران از 95 هزار بشکه در روز در سال 2001 ، نزدیک به یک میلیون بشکه در روز در سال 2013 خواهد رسید.
بیشترین میزان تولید میعانات گازی ایران از میدان گازی پارس جنوبی می باشد. این میدان گازی ، بزرگ‌ترین منبع گازی است که بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج‌فارس و در فاصله 105 کیلومتری ساحل جنوبی ایران قرار دارد. مطالعات انجام شده نشان می‌دهد که بیش از 14 تریلیون متر مکعب گاز طبیعی و افزون بر 18 میلیارد بشکه میعانات گازی را در خود جای داده و روزانه 200 هزار بشکه میعانات گازی توسط فازهای یک تا پنج از این میدان تولید می شود و بنا به گزارش خبر گزاری مهر به نقل از مدیر عامل شرکت نفت و گاز پارس جنوبی تا کنون 200 میلیون بشکه میعانات گازی از پارس جنوبی به ارزش 10 میلیارد دلار صادر شده است.
باتوجه به حجم عظیم میعانات گازی تولیدی در کشور ، بررسی کاربردی برای رسیدن به یک مشخصه فنی مطلوب برای این محصول جهت استفاده بهینه بسیار ضروری است. در این مقاله سعی شده به صورت خلاصه فرایندهای تثبیت میعانات گازی جهت رسیدن به شرایط فنی مطلوب بررسی و معرفی گردد.

• هدف از تثبیت میعانات گازی(Condensate Stabilization)

میعانات گازی پس از جداسازی از گاز طبیعی حاوی عناصر فراری از هیدروکربنهای سبک همچون متان، اتان و... می باشد که چنانچه در شرایط محیطی مناسب قرار گیرند ، می توانند از فاز مایع جدا شده و باعث دو فازی شدن سیستم و پیوستن به فاز گازی شوند که این امر اثرات نامطلوبی درکیفیت محصول،نگهداری وانتقال به همراه خواهد داشت. بنابراین به منظور رسیدن به شرایط مطلوب جهت نگهداری، انتقال و فروش بایستی به صورت پایدار تک فازی مایع در آید.

به مجموعهٔ این عملیات پایدارسازی اصطلاحاً Stabilization Condensate , یـا تثبیـت میعانات گازی گفته می شود، این عملیات به سه دلیل انجام می شود:

1- حذف هیدرروکربنهای سبک وقابل تبخیر(عناصر فرار) و یا به عبارتی دیگر بازیافـت متـان، اتان، پروپان و تاحدود زیادی بوتان یا LPG از جریان هیدروکربنی مایع (میعانـات گـازی) مـی باشد.

2- کاهش فشار بخار سیال و رساندن آن به یک (Pressure) RVP Reid Vapor معـین به عنوان یک مشخصه فنی ، به گونه ای که بتوان از دو فازی شدن سیال جلـوگیری بـه عمـل آید .

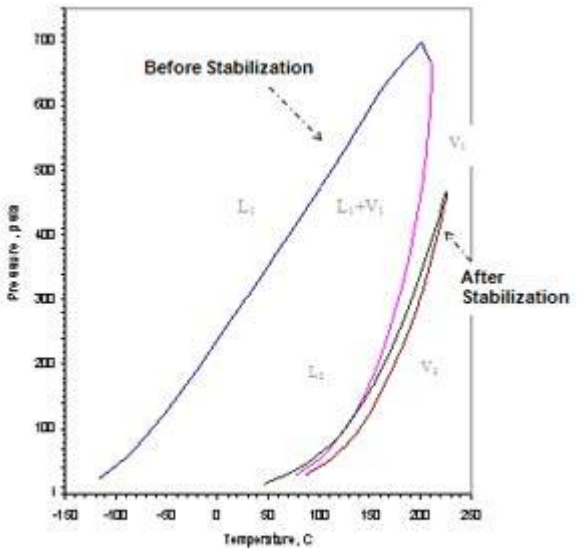
- RVP روش خاصی برای مشخص کردن نوع برشـهای هیـدروکربنی اسـت ، در روش Reid سیال هیدروکربنی در یک محفظه با فشار متغیر قرار می گیرد و تا دمـای 8/37 oC حـرارت داده می شود، پس از مدتی فشار بالای این سیال ثابت می گرددکه این فشار ، RVP سـیال را مشخص می کند. به عبارت دیگر RVP را می توان به عنوان فشار بخار سیال در تعادل بـا فـاز مایع در دمای (8/37 oC (100 oF ،که کمتر از فشار محیط می باشد تعریف کرد به گونـه ای که در شرایط انتقال و نگهداری در ناحیه تک فازی مایع قرار گیرد. میزان RVP در فصـول گرم و سرد سال به علت تغییر در مقدار ترکیبات تشکیل دهنده جریان هیـدروکربنی متفـاوت خواهد بود این میـزان بـرای فصـل زمسـتان حـدود 12 psiaو بـرای فصـل تابسـتان حـدود psia10 میباشد .

شکل 1 نمودارحالت تعادلی فشار- دمای میعانات گازی را قبل و بعـد ازعملیـات تثبیـت بـرای یک ترکیب از میعانات گازی که در جدول 1 آمده ، نشان می دهد. همچنین این نمودار نشـان دهنده کاهش فشار بخار سیال با حذف عناصرسبک می باشد.

3- کـاهش میـزان آب همـراه بـا میعانـات بـه کمتـر از500 ppmw و حـذف مرکپتـان و عناصراسیدی از سیال (البته قابل ذکـر اسـت کـه میعانـات گـازی بـه صـورت طبیعـی حـاوی مقادیرخیلی کمی از , 2S CO2H نسبت به جریان هیدروکربنی گازی می باشند.)

جدول 1

Composition	Before Stabilization Mol Fraction	Stabilizer Bottoms Mol Fraction	Stabilizer Overhead Mol Fraction
(Methane)	0.09	0.00	0.27
(Ethane)	0.05	0.00	0.15
(Propane)	0.07	0.00	0.20
(i-Butane)	0.03	0.00	0.06
(n-Butane)	0.06	0.00	0.17
(i-Pentane)	0.04	0.01	0.09
(n-Pentane)	0.04	0.04	0.05
C_6^+	0.63	0.95	0.00



شکل1 نمودار تعادلی فشار- دما ی نمونه ای از میعانات گازی قبل و بعد از عملیات تثبیت

روشـــهای تثبیـــت میعانـــات گـــازی(Stabilization System)

عمده ترین روشهایی که برای تثبیت میعانات گازی اسـتفاده مـی شـوند عبارتنـداز جداسـازی براساس ایجاد شرایط تعادل فازی بین بخـار ومـایع (Flash Vaporization) و جداسـازی برپایـــه اخـــتلاف نقطـــه جـــوش هیـــدروکربنها(Stabilization by Fraction)

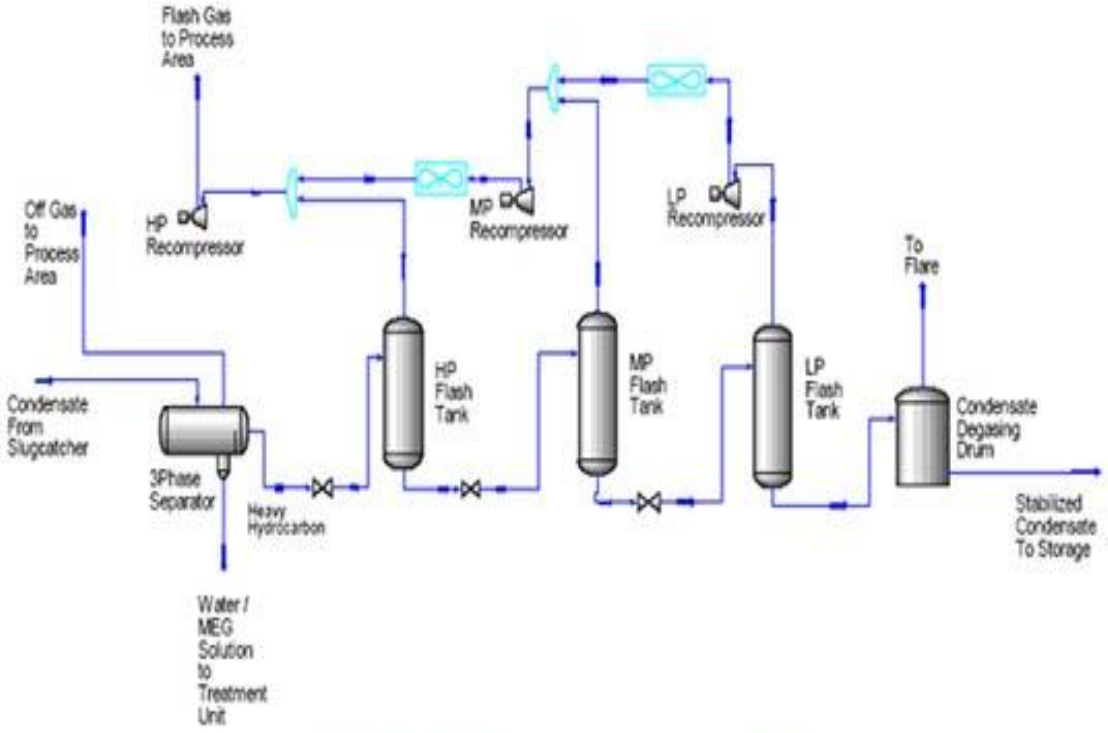
1- Flash Vaporization:

در این روش، تثبیت میعانات گازی براثر عمل تفکیک عناصر فـرار از هیـدروکربنهای سـنگینتر براساس تعادل فازی بین بخار و مایع در یک سـری Flash Tank تارسـیدن بـه یـک RVP معـــــــــــین صـــــــــــورت مـــــــــــی پـــــــــــذیرد.

پس از جداسازی جریان مایع از جریان گازی درون Slugcatcher ، جریان مایع برای عمـل تفکیک میعانات گازی از آب و محلول MEG (که به منظور جلوگیری از یخ زدگی جریان گـاز به خطوط لوله تزریق می شود) و گازهای باقیمانده وارد یک جداکننده سه فازی می شود.

جریان هیدروکربنی مایع (میعانات گازی) جداشده، که در اثر افت فشار ناگهانی با عبـوراز یـک شیر فشار شکن به صورت دو فازی در آمده ، وارد اولین Flash Tank می شود سپس عمـل تفکیک دو فاز بر اساس تعادل فازی بین بخار و مایع در دما وفشار نهایی جریان، درون Flash Tank صورت می پذیرد . بدین گونه می توان عناصر فرار را از جریان اصلی مایع حذف نمـود.

جریان مایع خروجی برای جداکردن عناصر سبک بیشتر، وارد Flash تانک بعدی که در فشار پایین تری عمل می کند می شود واین عملیات تا رسیدن به یک RVP معین تکرار می گردد. جریانهای گازی جدا شده از بالای Flash Tank ها که شامل عناصر سبک هیدروکربنی می باشد پس از تامین فشار درکمپرسورها به سیستم فراورشی گاز فرستاده می شود و جریان آب و محلول گلایکول جدا شده از جداکننده سه فازی به منظور احیای گلایکول به واحد MEG Recovery ارسال می شود همچنین به عنوان یک مشخصه فنی میزان آب همراه با میعانات گازی تثبیت شده نبایستی بیشتر از 500 ppmw باشد. شکل 2 یک سیستم ساده از تثبیت میعانات گازی به روش Flash Vaporization نشان می دهد.

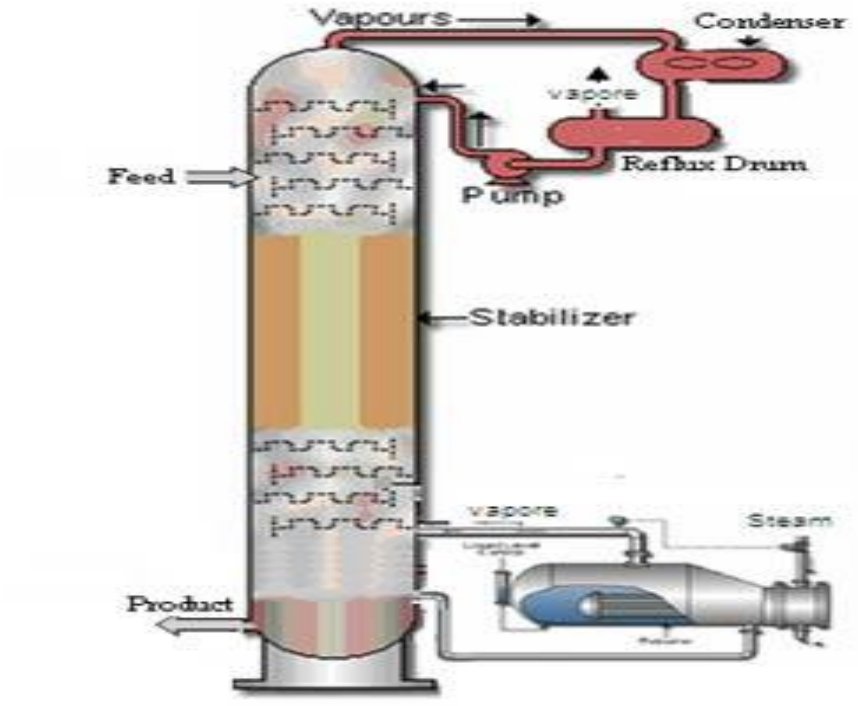


شکل2 تثبیت میعانات گازی بوسیله Flash Vaporization

Fraction -2

دراین روش جدایش عناصر سبک و قابل تبخیر از هیدروکربنهای سنگین براساس اختلاف در نقطه جوش هیدروکربنها صورت می پذیرد.

این سیستم از یک جداکننده سه فازی که Stabilizer Feed Drum نیز نامیده می شود ، یک برج تثبیت کننده Stabilizing Tower (که می تواند به صورت سینی دار و یا پر شده از پکینگ باشد) ، یک Reboiler در پایین برج ، یک خنک کننده (Condenser) در بالای برج ویکسری مبدلهای حرارتی و پمپها تشکیل شده است. جریان مایع جداشده از جریان اصلی گاز در قسمت Slugcatcher که شامل میعانات گازی ، آب و گلایکول می باشد به یک جداکننده سه فازی ارسال می گردد وجریان هیدروکربنی پس از تفکیک به عنوان خوراک اصلی به قسمت بالای برج تثبیت Stabilizer Column فرستاده می شود. این برج به گونه ای است که فضا و زمان لازم برای تبادل جرم و انرژی بین دو فاز مایع و بخار را فراهم میکند. چنانچه برج از نوع سینی دار باشد ، سینیهای بالای سینی خوراک، نقش تقطیری و سینیهای زیر سینی خوراک نقش جداسازی و یا دفع هیدروکربنهای ناپایدار و سبک را از جریان هیدروکربنی دارد. شکل 3 یک نمونه از برج تثبیت همراه با یک Condenser دربالا و یک Reboiler در پایین برج نشان می دهد.



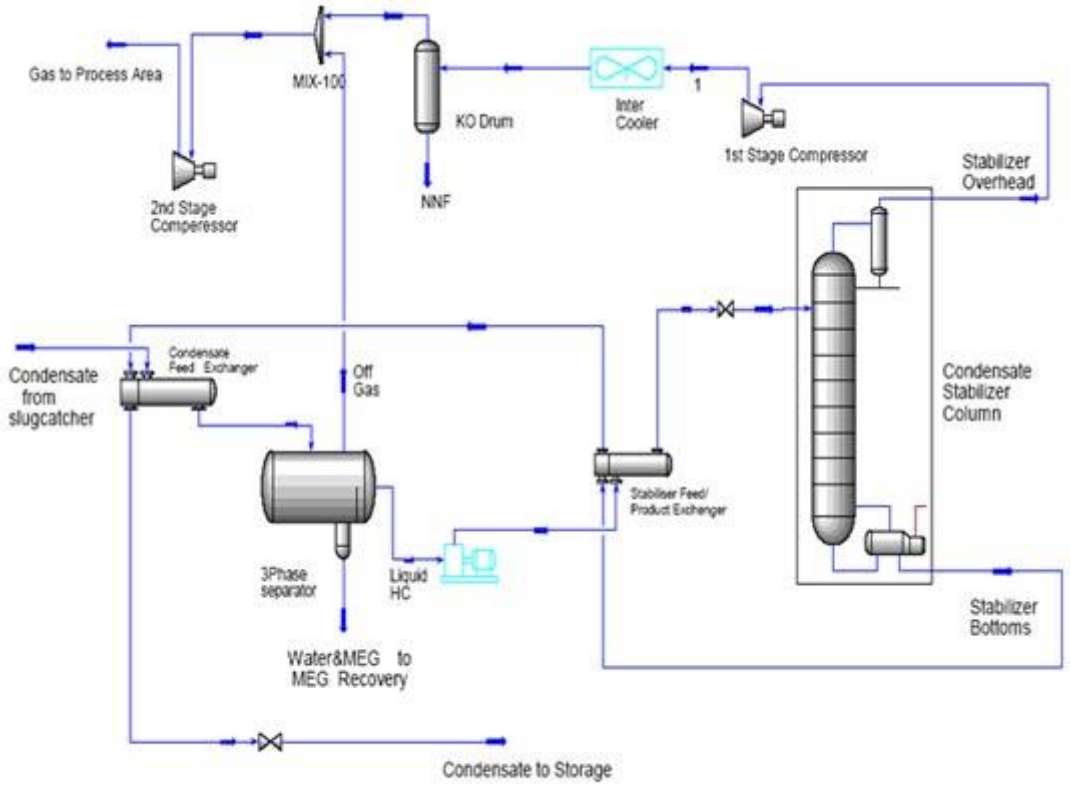
شکل 3 برج تثبیت

IrChe.com

دمای Reboiler در این سیستم به گونه ای تنظیم شده که سبکترین هیدروکربن در قسمت

تحتانی برج (به عنوان جریان محصول) پنتان وسنگین ترین هیدروکربن درجریان گازی بالای برج، بوتان باشد.
جریان خروجی پایین برج بعد از تبادل انرژی با جریان خوراک ورودی و رسیدن به دما و فشار معین به عنوان محصول نهایی تثبیت شده، شناخته می شود. قسمتی از جریان بخار بالای برج که پس از تبادل حرارتی در قسمت خنک کننده به صورت مایع در آمده برای تنظیم دمای جریان بالای برج وکنترل خلوص جریان به عنوان Reflux به برج برگشت داده می شود و بخارات باقی مانده بعد از تبادل حرارتی در خنک کننده به عنوان جریان هیدروکربنی سبک که عمدتاً شامل متان ،اتان، پروپان و بوتان می باشد به سیستم فراورشی گاز فرستاده می شود.

قابل ذکر است که جریان هیدروکربنی قبل از ورود به برج ابتدا نمک زدایی شده وبا استفاده از انرژی جریانهای گرم در مبدل های حرارتی افزایش دما پیدا می کند . ناگفته نماند که جریان خروجی از پایین برج Debutanizer که اکثراً شامل C5+می باشد ، می تواند به عنوان جریان خوراک دوم وارد برج تثبیت گردد. شکل 4 یک سیستم ساده از تثبیت میعانات گازی به روش Fractionنشان می دهد.
با مقایسه بین این دو روش می توان گفت: روش Fraction نسبت به روش قبل برای رسیدن به یک RVP معین، دقیق تر و از لحاظ اقتصادی به صرفه می باشد ولی در گذشته به دلیل سادگی کار عمدتاً روش Flash Vaporization متداول بوده.[3]



شکل4 تثبیت میعانات گازی بوسیلهFraction

واحد تثبیت در فازهای 4و 5 پارس جنوبی:

در ادامه شرح مختصری بر واحد تثبیت میعانات گازی ارائه می گردد

همان طور که گفته شد هدف از ایجاد این واحد تولید میعانات گازی تثبیت شده جهت ذخیره و صدور و همچنین باز گرداندن ترکیبات سبک جدا شده از این میعانات به چرخه گاز پالایشگاه می‌باشد. در فازهای 4 و 5 پارس جنوبی دو واحد تثبیت میعانات (هر دو واحد برای یک فاز) و همچنین یک واحد Back- up stabilization (واحد 0: 1که معمولاً در سرویس نمی‌باشد) ایجاد شده است که واحد 110 وظیفه پشتیبانی واحدهای 103 را به عهده دارد.

میعانات تولید شده در واحد 103 پس از ترکیب با C_5^+ که از واحدهای 107 می‌آید، باید به مشخصات زیر باشد:

- RVP محصول نهایی در تابستان 10psia باشد.
- RVP محصول نهایی در زمستان 12 psia باشد.

2-3) شرح مختصر

مایعی که از ذخایر ارسال می‌شد در sluge catcher جدا شده و به واحدهای تثبیت فرستاده می‌شود. کار این واحدها جداسازی ترکیبات سبک در خوراک ورودی و ساختن مایعی است که پس از ترکیب با C_5^+از واحد 107 دارای 10 psia (RPV) Reid Vapour Pressure در تابستان و 12psia در زمستان باشد. این واحد دارای چهار قسمت اصلی می‌باشد.

- قسمت Pye- flash و نمک گیری از خوراک ورودی
- قسمت تثبیت مایعات
- قسمت کمپرس کردن گاز جدا شده
- قسمت ارسال کننده میعانات به مخزن

میعانات ورودی پیش گرم شده قبل از ورود، نمک گیر flash می شوند سپس گازهای سبک در سرج stabilizer جدا می‌شوند گاز دی چدا شده (gas-off) کمپرس شده و به جدا کننده‌های تحت فشار در واحد 100 بازگردانده می‌شوند. سپس میعانات تثبیت شده سردشده با C_5^+ ترکیب می‌شود و جهت ارسال ذخیره می‌شود.

شرح کلی واحد:

خوراک واحد:

برای طراحی این واحد سه حالت مختلف در نظر گرفته شده است: تابستان، زمستان و depacking. جداول زیر ترکیب و وضعیت خوراک واحد 103 را در هر حالت نشان می‌دهد.

	Summer Case	winter Case	Depacking Case Winter
H_20	21.32	18.88	16.80
N_2	0.26	0.28	0.47
$C0_2$	0.89	1.08	1.31
H_2S	0.84	1.03	1.08

C1	20.21	23.32	32.41
C2	4.77	5.82	6.17
C3	4.16	5 07	4.51
C4	1.50	1.78	1.44
nC4	3.13	3.63	2.87
iC5	1.91	2.09	1.58
nC5	2.14	2.28	1.74
C6cut	4.13	4.03	3.18
C7cut	5.52	5.12	4.16
C8cut	6.52	5.85	4.91
C9cut	4.68	4.12	3.54
C10cut	3.42	2.97	2.60
C11cut	2.21	1.91	1.68
C12cut	1.52	1.32	1.17
C13cut	1.25	1.08	0.96
C14cut	0.83	0.72	0.64
C15cut	0.55	0.48	0.43
C16cut	0.42	0.36	0.32
C17cut	0.28	0.24	0.21
C18cut	0.28	0.24	0.21
C19cut	0.14	0.12	0.11
C20+	0.42	0 36	0.32
COS (ppm mol)	6	8	7
CH4S (ppm mol)	117	138	116
ETSH (ppm mol)	1492	1656	1314
PR1THIOL(ppm	1421	1386	1111
BU1THIOL (ppm	502	465	383
HX1THIOL (ppm	1130	989	858

MEG	6.23	5.38	4.79
Total (kmol/h)	3586.5	4154.9	4665.1

Case	Summer *Case*	Winter Case	Depacking case Winter
Pressure	*29.0 barg*	*29.0 Barg*	*29.0 Barg*
Temperature	22.3 °C	6.1 °C	2.1 °C

شرح واحد:

این واحد را می‌توان به چهار قسمت کلی تقسیم کرد که در زیر به شرح هرکدام از این قسمتها می‌پردازیم:

قسمت **Preflash** و نمک گیری از خوراک ورودی:

میعانات به همراه MEG از Receiving facilities وارد این واحد می‌شوند. این جریان با هیدروکربنهایی که از جدا کننده‌های تحت فشار (100-D-101 ,100-D-1022) می‌آید ترکیب شده و درصدی 103-E-101 A/B به وسیله Condensate stabilized پیش گرم می‌شود. پس از خروج این جریان از مبدل، جریانهای دیگری نیز به آن متصل می‌شوند که در زیر آمده است:

مایعات هیدروکربنی که از Trianها آمده‌اند (واحدهای 101 و 104)

off- spec condensate که از تانک 143-T-102 به عنوان یک جریان موقت در طول عملیات خالی سازی تانک می‌آید.

جریان برگشتی از پمپ 105-P-108 ؟ زمانی که محصول مشخصات لازم را ندارد یا در حال recycle است.

کل جریانات فوق، Preflash drum (105-D-101) وارد می‌شود که در شرایط 5°C و 27 barg کار می‌کند. دمای ورودی 103-D-101 به وسیله by pass کردن کولر stabilized condensate (103-A-101) کنترل می‌شود.

Preflash:

این drum یک جدا کننده سه فازی می‌باشد:

- فازگاری به مرحله دوم کمپرسور فرستاده می‌شود. مقدار اضافی گاز نیز در صورت وجود flare می‌رود. در خروجی گاز از این drum جلوگیری کننده از خوردگی تزریق می‌شود.
- فاز MEG به واحد بازیافت و تزریق MEG فرستاده می‌شود و قبل از آن به وسیله 103-F-101 A/B فیلتر می‌شود.
- فاز هیدروکربنی به وسیله پمپ 103-D-101 A/B به نمک گیر 103-D-105 فرستاده می‌شود.

نمک گیری:

به ورودی پمپ 103-P-101 A/B یک ماده به عنوان Demulsifying تزریق می‌شود که از 103-U-101 می‌آید. دمای عملیاتی نمک گیر 103-D-105 در حدود 70◦C نگه داشته می‌شود تا از جدا شدن موثر MEG اطمینان حاصل شود. این منظور با گرم کردن ورودی به وسیله stabilized condensate در 103-E- desalter preheater) (102 به دست می‌آید. مقدار دمای لازم به وسیله bypass کردن جریان سرد 103-E-102 حاصل میشود. برای جلوگیری از flash شدن ترکیبات سبک فشار نمک گیر روی 34/1 barg ثابت میشود. (این فشار حدود 3bar بیشتر از فشار تشکیل حباب condensate در دمای 70◦C می‌باشد) آب خالص قبل از ورود میعانات به desalter و قبل از یک mixing valve به ورودی تزریق می‌شود تا به خوبی با آن ترکیب شود، عمل کرد این دستگاه از بین بردن محلول آبی آزاد موجود در condensate است، چه این محلول قابلیت نمک گیری داشته باشد، یا نداشته باشد، نمک گیر از ترکیبات موجود به وسیله تاثیرات الکترواستاتیک نمک گیری می‌کند تا یک جداسازی خوب را انجام می‌دهد.

مشخصات condensate خروجی از نمک گیر به شرح زیر است:

- مقدار آب آزاد حداکثر 1000ppm حجمی
- مقدار نمک $10^{mg/lit}$

فاز آبی جداشده در 103-D-105 به واحد بازیافت MEG واحد 102 فرستاده می‌شود. میعانات پس از آن به condensate stabilizer (103-C-101) وارد می‌شوند.

قسمت condensate stabilizer:

هیدروکربن خروجی از 103-D-105 به برج تثبیت کننده 103-C-101 رفته و در آنجا در فشار 9/2 barg تصفیه می‌شود. اجزاء سبک‌تر از بالای برج به صورت بخار جدا شده و سپس از میعان به عنوان جریان برگشتی به برج برگردانده می‌شود. قطعاتی که در کنار برج می‌باشند عبارتنداز:

Reboiler (103-E-103 که به وسیله بخار فشار بالا کار می‌کند.

Side Reboiler (103-E-104) که در آن میعانات روی سینی نهم به وسیله جریان گرم خروجی از پائین برج گرم شده و به سینی پائینتر فرستاده می‌شوند.

Partial Reflax condenser (103-A-104) که در آن بخار خروجی از بالای برج تا دمای 55◦C خنک می‌شود. این دما به وسیله by- pass کردن خنک کن و اندازه گیری دمای تانک 103-D-107 بعد از خنک کردن کنترل می‌شود.

Reflux drum (103-D-107) که یک جدا کننده سه فازی است و در خروجی گاز آن corrosion inhibitor تزریق می‌شود.

Reflux Pump (103-P-102 A/B)

Reboiler به وسیله بخار فشار بالا با مقدار جریان کنترل شده گرم می‌شود که از دمای سینی دوم برج فرمان می‌گیرد. دمای پائین برج برای تابستان حدود 189◦C و برای زمستان در حدود 177◦C می‌باشد. مقدار سطح برج ؟ کننده مقدار جریان ورودی به ؟ (103-D-106) degassing فرمان می‌دهد که برای کنترل مقدار جریان خروجی از برج استفاده می‌شود. در مواردی که مقدار آب در ورودی برج زیاد شود، مقداری آب در بالای برج جمع می‌شود. برای خارج کردن این آب یک سیستم draw- off روی چهار سینی بالای برج تعبیه شده است. این آب درون یک Piping pot جمع شده و میعانات هیدروکربنی آب جدا می‌شود و پس از آن به واحد sour water stripper فرستاده می‌شود. همچنین آب جمع شده در Reflux drum نیز به این واحد فرستاده میشود. Inhibitor ? ها در ورودی برج تزریق می‌شود تا از خوردگی اسیدی در بالای برج جلوگیری کند.

قسمت فشرده سازی off gas:

یک کمپرسور دو مرحله‌ای رفت و برگشتی که با موتور الکتریکی کار می‌کند. بخارات خروجی بالای Reflux drum را کمپرس می‌کند. این کمپرسور مراحل خنک سازی و جداسازی گاز و مایع را نیز در ورودی‌ها به همراه دارد. مرحله اول کمپرس کردن 103-K-101 بعد از drum suction مرحله اول 103-D-102 قرار دارد که مایعات ورودی را جدا می‌کند.
هیدروکربنهای جداشده و آب در صورت وجود به 103-D- 108 Sump drum فرستاده شده از آنجا به Burn pit یا تانک off- spec فرستاده می‌شوند. گاز خروجی از مرحله اول تا چهار به وسیله کولر هوایی 103-A-102 خنک شده و از آنجا به جدا کننده سه فازی 103-D-110 فرستاده می‌شود. آب جدا شده در این مخزن به واحد sour water و هیدروکربنهای مایع به ورودی برج 103-C-101 فرستاده می‌شود که این جریان هیدروکربن مقداری corrosion inhibitor نیز تزریق می‌شود. گاز خروجی از بالای این مخزن با گاز خروجی از 103-D-101 مخلوط شده و به عنوان خوراک مرحله دوم به مخزن 103-D-103 فرستاده می‌شود. این مخزن نیز یک جداکننده سه فازی است که فاز آبی آن به واحد 102 MEG regeneration فرستاده شده و مایعات هیدروکربنی آن به خوراک برج افزوده می‌شود. مانند قبل به این جریان هیدروکربنی نیز مقداری corrosion inhibitor تزریق می‌شود. گاز خروجی از بالای این مخزن با گاز خروجی از 103-D-101 مخلوط شده و به عنوان خوراک مرحله دوم به مخزن 103-D-103 فرستاده می‌شود. این مخزن نیز یک جدا کننده سه فازی است که فاز آبی آن به واحد 102 می‌رود. گاز خروجی نیز در مرحله دوم کمپرسور، بیشتر کمپرس شده، فشار آن به 69/7 barg می‌رسد و پس از آن به وسیله کولر هوایی 103-A-103 تا دمای 55°C خنک می‌شود. این گاز پس از جدا کننده‌های پرفشار 100-D-101/102 به واحدهای تصفیه گاز فرستاده می‌شود.
اگر گاز از مقدار ظرفیت طراحی شده کمپرسور باشد، مقداری از گاز سرد شده خروجی هر مرحله به ورودی همان مرحله بازگردانده می‌شود تا فشار ورودی هر مرحله ثابت بماند. این کار به طور اتوماتیک انجام می‌شود. اگر مقدار گاز ورودی بیش از ظرفیت کمپرسور باشد یا کمپرسور کار نکند مقدار گاز اضافی از راههای زیر به flare فرستاده میشود.
- شیر PV نصب شده قبل از 103-D-102
- شیر PV نصب شده روی 103-D-101 قبل از مرحله فشرده سازی
قسمت آماده سازی نهایی و ذخیره میعانات گازی
سردکردن

میعانات تثبیت شده خروجی از برج تثبیت کنند، قدم به قدم به وسیله دستگاه‌های زیر سرد می‌شود:

- 103-E- 104 side Reboiler

- پیش گرم کردن میعانات ورودی به نمک گیر به وسیله 103-E-102

- کولر هوایی خنک کن میعانات تثبیت شده 103-A-101

C_5^+ تولید شده در واحد 107 نیز قبل از ورود میعانات به Degassing drum به وسیله یک شیر مخلوط کننده با میعانات سرد تثبیت شده، مخلوط می‌شود. کولر هوایی 103-A-101 طراحی شده تا دمای میعانات خروجی را مساوی یا کمتر از 37°C در تابستان تنظیم کند که این دما 5°C کمتر از دمای bubble میعانات در تابستان در فشار اتمسفر می‌باشد. این دما برای جلوگیری از flash شدن میعانات در فشار اتمسفر تعبیه شده است. در زمستان این کولر by pass می‌شود که در این شرایط، دما حدود 29°C تنظیم می‌شود. این دما نیز کمتر از دمای bubble در زمستان می‌باشد. مقدار این by pass با توجه به دمای خوراک ورودی به 103-D-101 تنظیم می‌شود. دمای 103-D-106 ممکن در زمانهای مشخص براساس نوع عملیات کمتر می‌شود. در این موارد به وسیله by pass کردن مدلهای 103-E-101 A/B از اتاق کنترل دما را کنترل می‌کنند. البته این زمانی است که by pass کولر هوایی کاملاً باز باشد.

Degassing

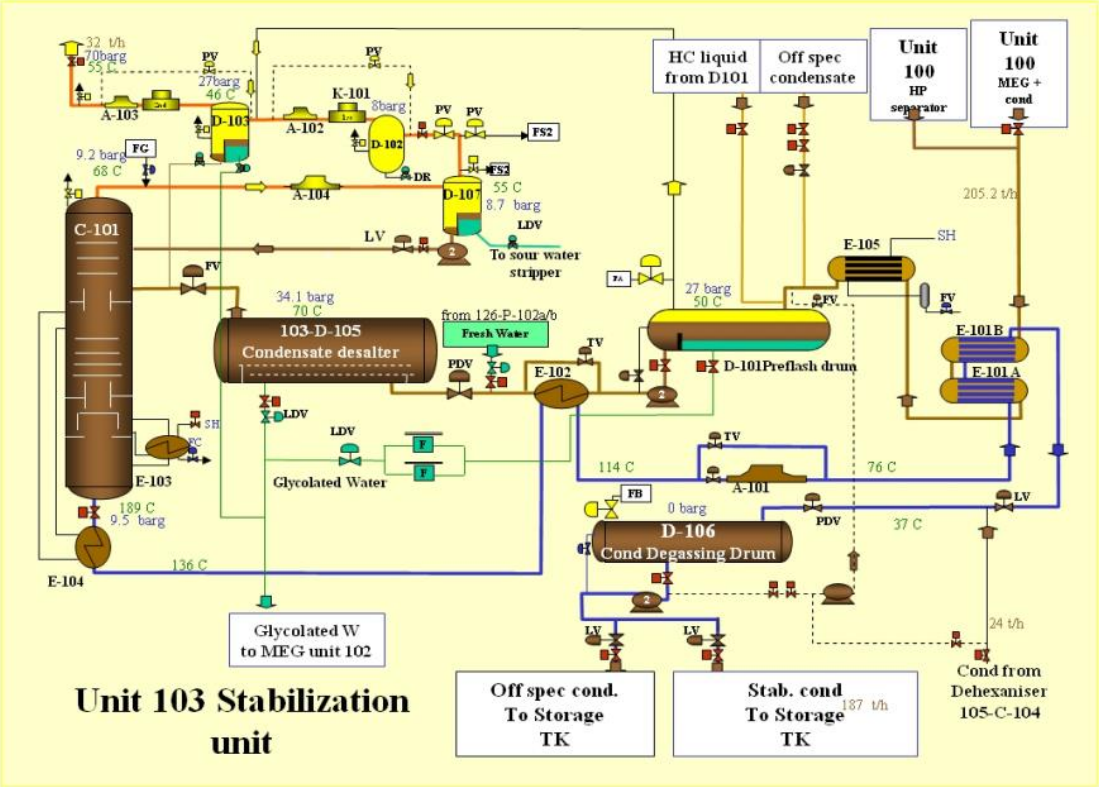
103-D-106 Condensate Degassing drum به عنوان یک عامل پیشگیری کننده در مواقعی که عملیات واحد به صورت غیر نرمال انجام شود، به کار گرفته شده است (زمانی که فشار بخار میعانات درحد مجاز نمی‌باشد) مقدار اضافی فشار به وسیله فرستادن به flare و مقدار کمبود فشار با استفاده از تزریق نیتروژن کنترل می‌شود.

ذخیره کردن میعانات:

میعانات دارای مشخصات مجاز به مخازن 143-T-101 A/B/C/D) on – Spec) فرستاده می‌شود و از آنجا در زمانهای مشخص به کشتی فرستاده می‌شود. میعاناتی که مشخصات آنها مورد قبول نباشد نیز به مخزن 143-T-102 off-Spec فرستاده می‌شود. جهت میعانات به وسیله یک سویچ دستی مشخص می‌شود. مقدار خروجی از degassing drum براساس سطح این مخزن تعیین میشود که می‌تواند به وسیله LV 0006 A به on-

spec یا به وسیله LV 0006 B به off- spec برود. با باز یا بسته بودن هر شیر توسط اپراتور و براساس مقدار RVP محصول که توسط آنالایزر a10006 اندازه گیری شده انجام می‌شود.[4]

نمایی از واحد تثبیت میعانات گازی – واحد 103



شکل 2-1-3-2) : نمایی از مسیر فرایند و تجهیزات واحد تثبیت میعانات گازی– واحد 103

یک روش برای تثبیت محصول بالای برج اتمسفریک:

استفاده از دو مرحله کندانسور برای تثبیت:

در پالایشگاه‌هایی که محصول اصلی و مطلوب آن‌ها قیر می‌باشد، محصولات دیگر و به‌تبع آن محصول بالای برج اتمسفریک از درجه اهمیت پایین‌تری برخوردار می‌باشند. بنابراین ملاحظات اقتصادی حکم می‌کند که با کم‌ترین هزینه بتوانیم کیفیت قابل قبول را در محصولات دیگر به‌دست آوریم.

برج‌های اتمسفریک در پالایشگاه‌های فوق‌الذکر عموما تنها دارای سه محصول می‌باشند که به محصولات بالا، میانی و پایین برج مشهورند. محصول پایین برج که به عنوان خوراک برای برج خلا فرستاده می‌شود، به‌عنوان محصول اصلی این برج شناخته می‌شود. از آن‌جایی که این‌گونه برج‌ها دارای محصولات کم‌تری در مقایسه با برج‌های اتمسفریک متداول هستند، دارای محدوده‌ی وسیع‌تری از نقطه‌ی جوش می‌باشند. این اتفاق اگرچه در مشخصات محصولات تاثیر جدی نمی‌گذارد که آن‌ها را از درجه-

ی ارزش (Specification) بیندازد اما باید دقت شود که این محصولات کماکان دارای شرایط مطلوب از نظر فشار بخار رِد (RVP) جهت نگهداری و فروش باشند.
در روش‌های رایج در صورتی که محصول بعد از کندانسور دارای شرایط لازم برای نگهداری و فروش باشد، مستقیم به مخازن برای نگهداری ارسال می‌شود. در صورتی که این محصول شرایط لازم را از لحاظ فشار بخار رِد نداشته باشد برای تثبیت به یک برج جداساز جانبی (Side stripper) و یا یک برج تثبیت‌کننده (Stabilizer) فرستاده می‌شود و محصول تثبیت شده‌ی آن به‌عنوان محصول نفتا به مخازن ارسال می‌شود. با توجه به این‌که در پالایشگاه‌های قیرسازی استفاده‌ی مستقیم از محصول بالای برج به دلایل مشخصات آن امکان‌پذیر نیست و استفاده از یک جداساز جانبی نیز به دلایل اقتصادی پیشنهاد نمی‌شود، امکان استفاده از کندانسور مرحله‌ی دوم در این دست پالایشگاه‌ها بررسی و مقایسه تطبیقی بین نتایج این روش با نتایج روش‌های دیگر انجام شده است که در ادامه نتایج حاصل ارائه شده است.

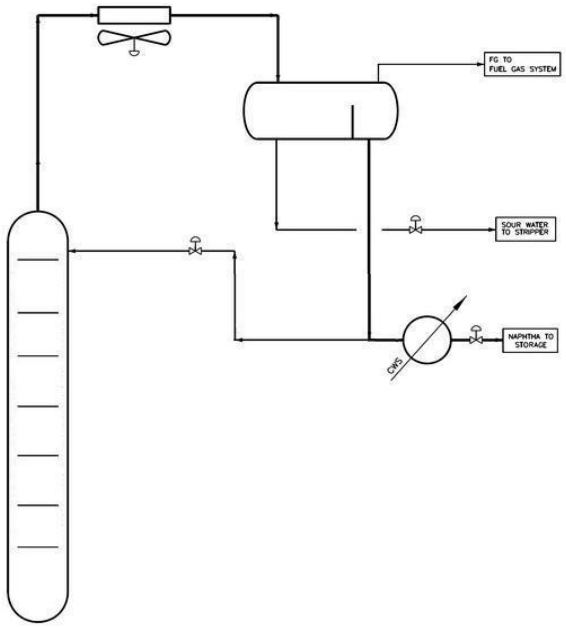
1-بررسی روش‌های تثبیت در یک پالایشگاه قیرسازی و مقایسه آن‌ها با یکدیگر:

در این بخش دو روش معمول برای این‌گونه برج‌ها را در مورد یک پالایشگاه نمونه تولید قیر از نفت‌های سنگین مورد بررسی قرار داده و با سه روش جدید پیشنهادی در این مقاله مقایسه شده و روش بهتر برگزیده می‌شود. باید دقت شود که دمای مخزن‌های بعد از کندانسورها به نحوی انتخاب می‌شود که در تمام این حالات مقدار بخار تولیدی به عنوان سوخت گازی (Fuel gas)در تمام موارد تقریبا یکسان باشد:

1-2 روش‌های متداول

الف) محصول بالای برج اتمسفریک بعد از خروج از برج و گذشتن از یک کندانسور به یک مخزن جداسازی وارد می‌شود که از پایین این مخزن محصولی به نام نفتا گرفته می‌شود. (شکل شماره‌ی1) دمای مخزن در حدود 71 درجه سانتی‌گراد می‌باشد. این طراحی از لحاظ

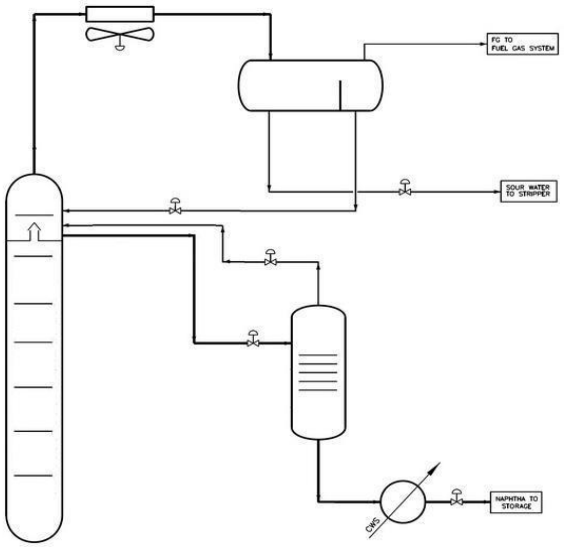
اقتصادی بهترین انتخاب است زیرا با کم‌ترین تعداد تجهیزات ممکن محصول نفتا به‌دست آمده است. اما از طرف دیگر این طراحی از لحاظ فنی دارای مشکل می‌باشد چراکه فشار بخـار رِد در این طراحی برابر psi84/19 می‌باشد که بر اساس مشخصات موجـود در فـرآورده‌هـای نفتـی این فشار بخار بسیار زیادتر از مقدار بیشینه‌ی آن (psi10) می‌باشد. و به همین دلیل اسـتفاده از این طراحی توصیه نمی‌گردد.



شکل 1- کندانسور یک مرحله‌ای بدون تثبیت نفت

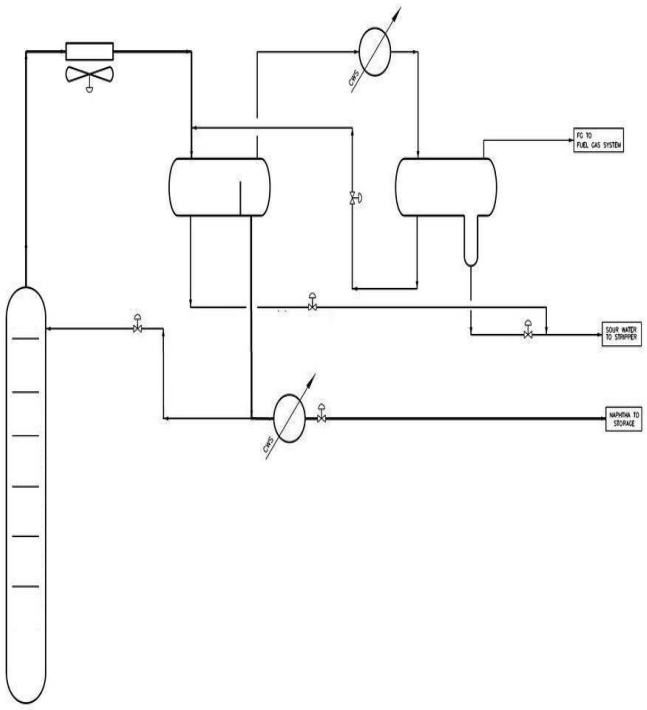
ب) محصول بالای برج اتمسفریک بعد از خروج از برج از یک کندانسور گذشته و در یک مخزن جداسازی شود. در این طراحی تمام محصول هیدروکربنی جدا شده در این مخزن به برج برمی‌گردد. از روی سینی پایینی در برج محصولی گرفته می‌شود که پس از گذر از یک برج جانبی و فرآیند عاری سازی به‌عنوان نفتا به سمت مخازن ذخیره سازی فرستاده می‌شود. (شکل شماره‌ی2)این روش از متداول‌ترین و دقیق‌ترین روش‌ها برای تثبیت مشخصات محصولات می‌باشد که به دلایل اقتصادی در این پالایشگاه‌ها کمتر مورد توجه قرار دارد. البته معمولا برای تثبیت نفتای اختلاطی (Blending naphtha) از این روش استفاده می‌شود. امکان تثبیت تمامی ترکیبات سبک در این روش وجود ندارد چرا که دمای بالای برج تقطیر بسیار کاهش می‌یابد و

امکان میعان بخار آب و تشکیل فاز آبی بر روی سینی‌های برج نیز وجود دارد. استفاده از یک برج تثبیت کننده در کنار برج تقطیر برای اصلاح فشار بخار معمول‌ترین روش می‌باشد که البته از نظر اقتصادی روشی پر هزینه است. در این روش تعداد سینی‌های برج جانبی و مقدار بار جوش‌آور آن می‌تواند مقدار دقیق فشار بخار رِد را همان‌طور که مورد نیاز است فراهم نماید.



شکل 2- تثبیت نفتا به وسیله‌ی جداساز جانبی

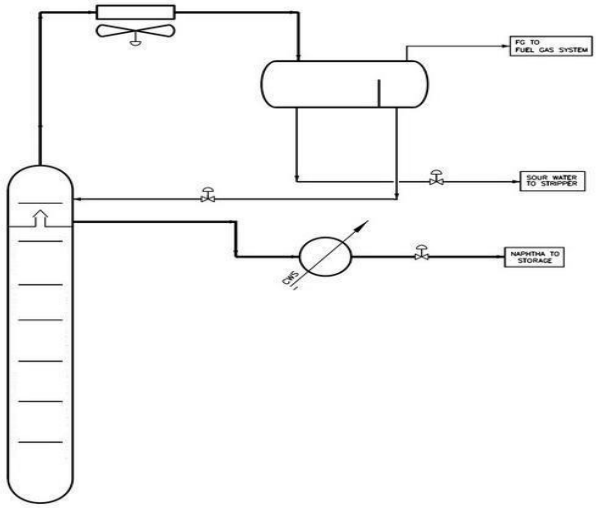
ج) روش منتخب: در این روش یک مرحله میعان و جداسازی کاملا مشابه با مرحله‌ی موجود در روش الف به آن اضافه می‌شود. هدف از افزودن این مرحله سنگین‌تر کردن محصول نفتا و پایین‌تر آوردن فشار بخار رِد در این محصول می‌باشد. دما و فشار در هرکدام از این دو مرحله به ترتیب برابر با 80 و 60 درجه سانتی‌گراد وbarg 1/3 و1/1 barg می‌باشد. (شکل شماره‌ی3) در این روش فشار بخار رِد در حدود 9/75 می‌باشد که در محدوده‌ی قابل قبول برای نفتا به شمار می‌آید. اگرچه این روش در مقایسه با روش ب نفتای با رنج نقطه‌ی جوش بیش‌تری می‌دهد اما از لحاظ اقتصادی توجیه پذیرتر می‌باشد. این روش یک روش کاملا توجیه پذیر فنی-اقتصادی برای حل مشکل تثبیت نفتا می‌باشد و روش پیشنهادی برای این واحد می‌باشد.



شکل 3- تثبیت نفتا به‌وسیله کندانسور دو مرحله‌ای

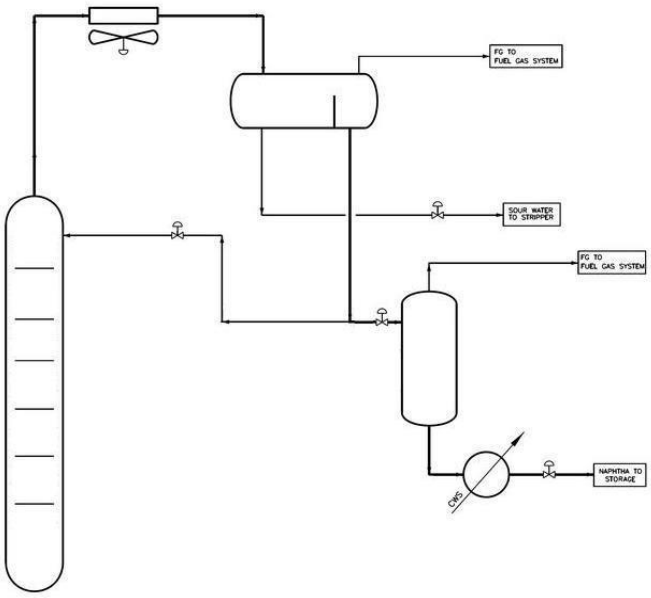
د) با توجه به این‌که هر کندانسور و مخزنش روی‌هم یک مرحله‌ی تعادلی حساب می‌شوند، به‌نظر می‌رسد بتوان در روش بالا به‌جای استفاده از دو مرحله کندانسور و مخزن از یک سینی تعادلی بیشتر در برج اتمسفریک استفاده شود. و محصول نفتا از روی سینی دوم در برج گرفته شود. (شکل شماره‌ی4)

مشکل این روش نیز مشابه مشکل ذکر شده در بند ب سرد شدن بیش از اندازه‌ی بالای برج و تشکیل آب بر روی سینی‌های برج می‌باشد و لذا این روش تیز توصیه نمی‌گردد.



شکل 4- تثبیت نفتا با افزودن یک مرحله تعادلی به برج

ه) نفتای حاصله از برج در روش الف دارای مواد سبک بیش‌تر از معمول می‌باشد و به همین دلیل احتیاج به یک جداسازی و تثبیت دارد. در همین راستا می‌توان از یک ظرف جداکننده دوفازی (Flash drum) استفاده کرد و با جداسازی مواد سبک از نفتا آن را تثبیت کرد.(شکل شماره‌ی5) در این روش با رساندن فشار در ظرف جداساز به حدود5/0 barg می‌توان فشار بخار رِد پایین‌تر از 10 برای محصول نفتا ایجاد کرد. اما چون گاز بالای این جداساز به طرف کوره خواهد رفت و این گاز فشار مناسب را برای استفاده شدن به‌عنوان سوخت کوره را ندارد این روش نیز روش مناسبی برای تثبیت نفتا نمی‌باشد. همچنین مقدار گاز تولید شده در این روش بسیار بیش‌تر از مقدار گاز مورد نیاز به‌عنوان سوخت بوده و در نتیجه اتلاف گازی واحد بسیار زیاد خواهد بود.



شکل 5- تثبیت نفتا با استفاده از flash drum

نتیجه:

در پالایشگاه‌های خاص مانند پالایشگاه تولید قیر محصولاتی جز قیر محصولات اصلی حساب نمی‌شوند ولی در صورت تمایل به فروش آن‌ها باید حداقل استاندارد مشخصات را دارا باشند اما در این استانداردسازی نباید برآوردهای اقتصادی فراموش شود.

با توجه به شرایط فنی- اقتصادی حاکم بر این دست پالایشگاه‌ها استفاده از دو مرحله کندانسور و جداکننده برای تثبیت محصول نفتا طی برآوردهای انجام شده در بالا علاوه بر این‌که این محصول را از نظر مشخصات در شرایط مطلوب قرار می‌دهد، از لحاظ اقتصادی نیز با حذف برج‌های جانبی هزینه‌های ساخت و نگهداری این قبیل پالایشگاه‌ها را به میزان قابل توجهی کاهش می‌دهد.[5]

منابع:

[1]: ویکی پدیا

[2]: کتابچه عملیاتی واحد تثبیت میعانات نفتی پالایشگاه خانگیران (خلیل کمالی)

[3]: بانک مقالات ایران (سیویلیکا) مقاله مهندس احسان آتش روز

[4]: گزارش کارآموزی شرکت نفت و گاز پارس (مرضیه سپهریان مطلق)

[5]: بانک مقالات ایران (ایکمیکا) شرکت ناموران پژوهش و توسعه, احسان اسدی

[6]: باشگاه مهندسان ایران