



عنوان دوره:

آشنایی با فرایندهای فرآورش و پالایش نفت و گاز



ارائه: مهدی رازی فر



آذر ۱۳۹۱



تاریخچه نفت خام



Petroleum=Petra + Oleum (rock oil)

- نفت خام مایعی است غلیظ و سیاه رنگ که قسمت اعظم آن از هیدروکربن های مختلف تشکیل شده است.
- از گذشته برای تعریف نفت خام از خواص فیزیکی آن (از قبیل نقطه جوش، دانسیته، بو، ویسکوزیته) استفاده می شده است.
- در منابع سبک و سنگین بودن نفت خام به گراویده نسبی و به مقدار ترکیبات با نقطه جوش پایین آن بستگی دارد.

↑
نفت خام

3

By:Mahdi-Razifar

منشأ تشکیل نفت خام

تا کنون دو نظریه برای منشأ نفت خام مطرح شده است:

الف) نظریه منشأ معدنی (مورد قبول تا اوایل قرن بیستم)

ب) نظریه منشأ آلی (قابل قبول)

در این نظریه نفت و گاز اغلب از رسوبات ناشی از مرگ حیوانات و گیاهان میکروسکوپی (پلانکتون ها) که طی میلیون ها سال پیش در اعماق اقیانوس ها زندگی می کرده اند تحت دما، فشار و بیو کاتالیست های موجود در رسوبات و طبیعت اعماق زمین تشکیل شده است.

4

By:Mahdi-Razifar

پلانکتون ها



5

By:Mahdi-Razifar

بloom ها



- امروزه ممکن است پلانکتون ها در سطح اقیانوس ها که از اعماق آن به سطح آن جاری شده اند دیده شوند.
- پلانکتون هایی که به سطح آب می رسند به دلیل اینکه حاوی مواد مغذی هستند در اثر تابش نور به رنگ سرخ دیده می شوند.

6

By:Mahdi-Razifar



7

By:Mahdi-Razifar

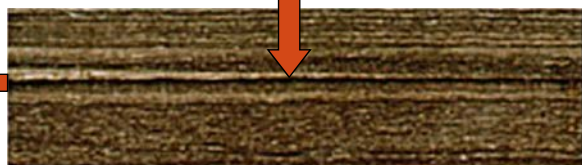
منشأتشکیل نفت خام



- وقتی پلانکتون ها می میرند در بستر دریا رسوب کرده و تشکیل ذرات ارگانیک می دهند.
- اگر موجود زنده ای در بستر دریا وجود داشته باشد توسط ذرات ارگانیک تغذیه می شوند.



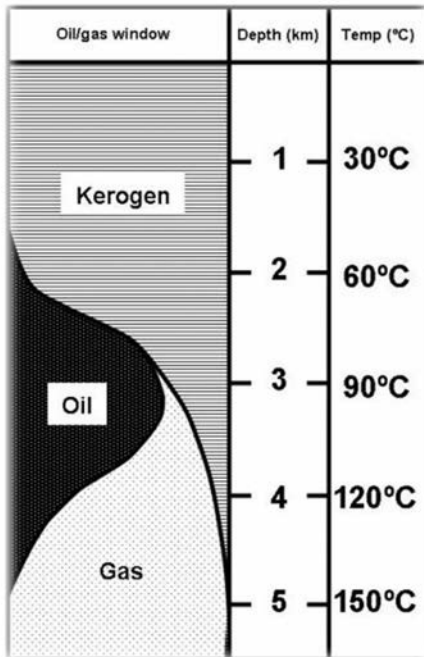
- رسوبات پلانکتونها در بستر دریا به دلیل وجود ترکیبات آلی هیدروکربنی، سنگ های رسی سیاه (Black Shale) تشکیل می دهند.



8

By:Mahdi-Razifar

منشأتشکیل نفت خام



زمانی که رسوبات پلانکتون ها کاملاً مدفون شدند گرم می شوند. با افزایش دما در اعماق زمین نوع این ترکیبات متفاوت است. به ترتیب دمایی اولین لایه این رسوبات کروژن نامیده می شود که جامد است. با افزایش دما تا نزدیک ۹۰ درجه سانتیگراد حالت رسوبات به مایع تغییر پیدا می کند که نفت نامیده می شود و پیرامون دمای ۱۵۰ درجه سانتیگراد حالت رسوبات به گاز تبدیل می شود. نفت و گاز در عمق سه تا چهار کیلومتری اعماق زمین و در خلل و فرج لایه های آن و با فشار چند صد اتمسفر بصورت ذخیره می باشند.

9

By:Mahdi-Razifar

تقسیم بندی مخازن نفتی

- مخازن نفتی
اگر دمای مخزن کمتر از دمای بحرانی سیال مخزن باشد مخزن به عنوان یک مخزن نفتی تقسیم بندی می شود. ($T < T_c$)
- مخازن گازی
اگر دمای مخزن بیشتر از دمای بحرانی سیال هیدروکربنی باشد مخزن یک مخزن گازی در نظر گرفته می شود. ($T > T_c$)

10

By:Mahdi-Razifar

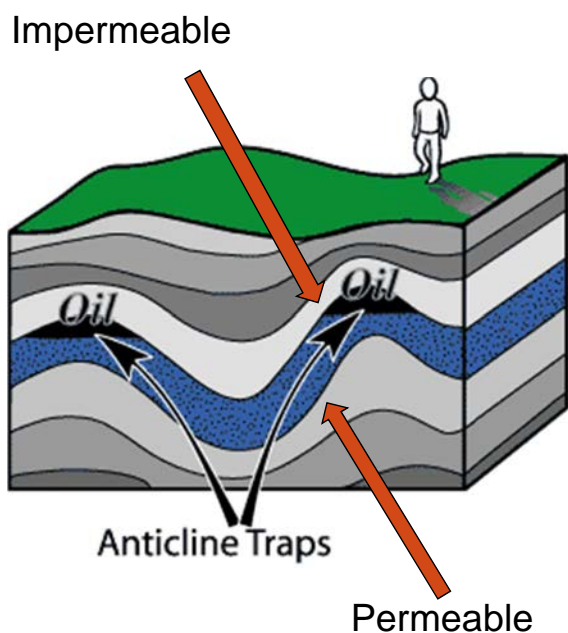
ادامه سنگ مخزن نفت و گاز دریای شمال



11

By:Mahdi-Razifar

تله های نفتی (Oil Traps)

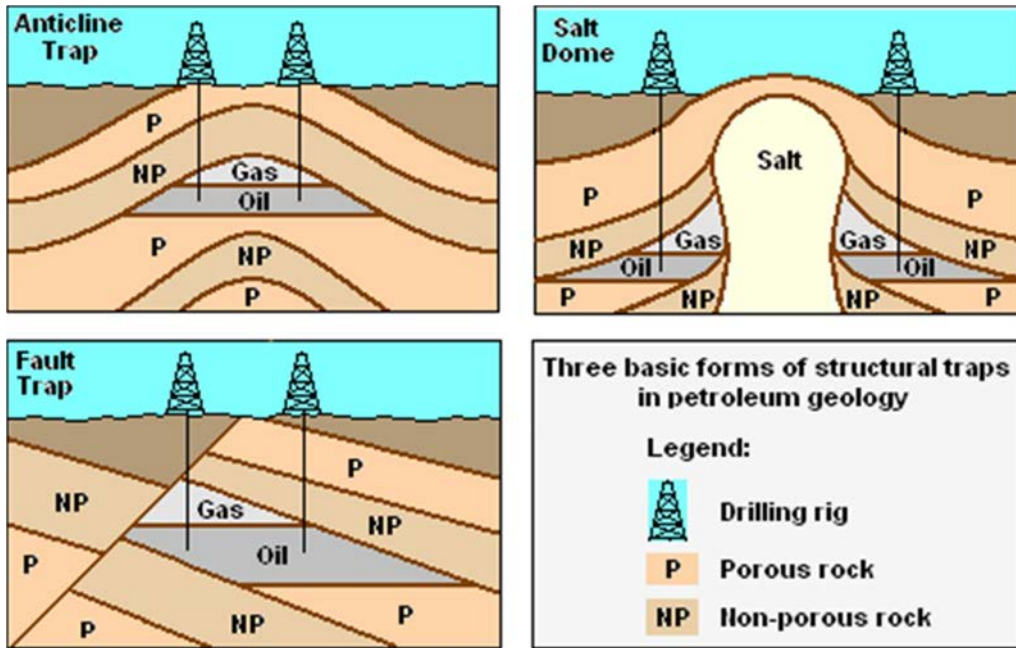


برخی از این سنگ های مخزن نفوذ پذیر هستند و جریان نفت و گاز به راحتی از میان آنها نفوذ کرده و به سمت بالا حرکت می کنند. برخی دیگر از این سنگ ها سخت و نفوذ ناپذیر هستند و جلوی مسیر عبور نفت و گاز را سد می کنند و در نتیجه نفت و گاز زیر طاقدیس های گنبدی شکل به دام می افتند.
به این لایه های نفوذ پذیر در زیر تله های نفتی سنگ مخزن گفته می شود.

12

By:Mahdi-Razifar

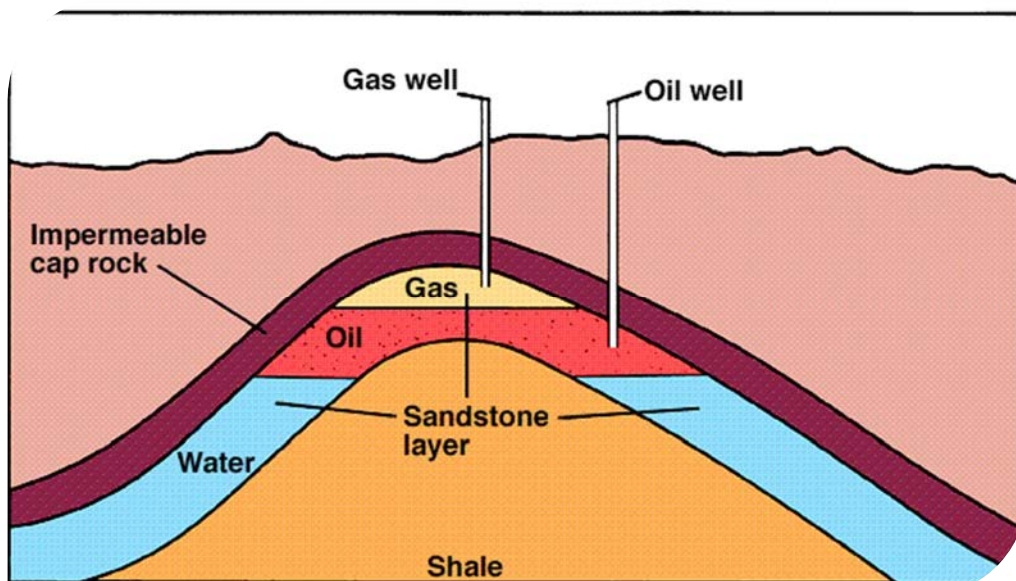
تله های نفتی (Oil Traps)



13

By:Mahdi-Razifar

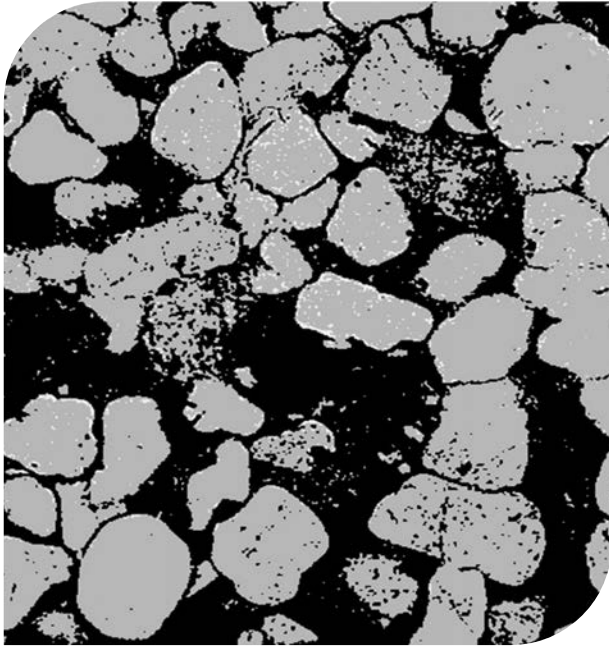
تله های نفتی (Oil Traps)



14

By:Mahdi-Razifar

سنگ مخزن

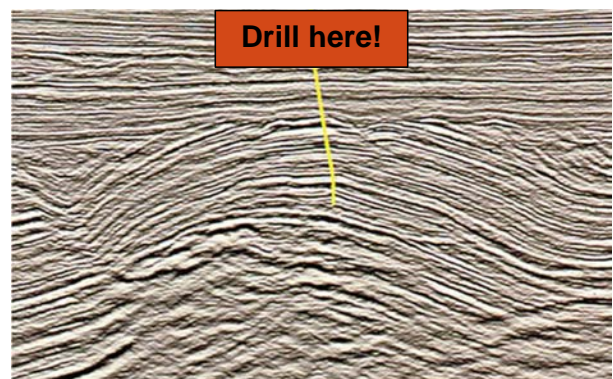
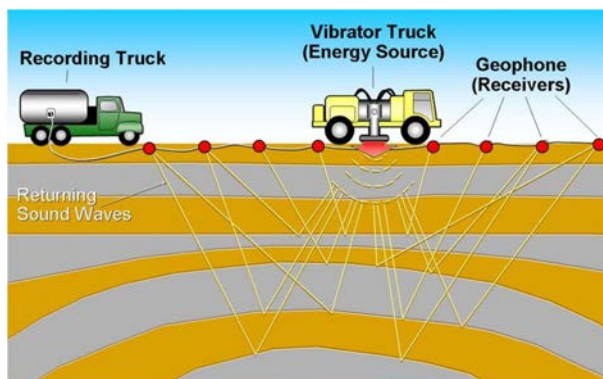


سنگ مخزن دارای تعداد زیادی خلل و فرج و حفره های متصل به هم است که مانند یک اسفنج نفت و گاز را جذب کرده و در خود نگه می دارد.

15

By:Mahdi-Razifar

کاوش های زمین شناسی



- کاوش های زمین شناسی به منظور تعیین ساختار سنگ ها و لایه های رسوبی در زیر زمین که ممکن است منبع نفت و گاز باشند انجام می شود.
- امواج شوک (Shock Waves) به اعماق زمین فرستاده می شود. از انعکاس این امواج از لایه های مختلف زمین ساختار طاقدیس های گنبدی شکل که ممکن است سنگ مخزن حاوی نفت و گاز باشد، آشکار می شود.

16

By:Mahdi-Razifar

عملیات حفاری

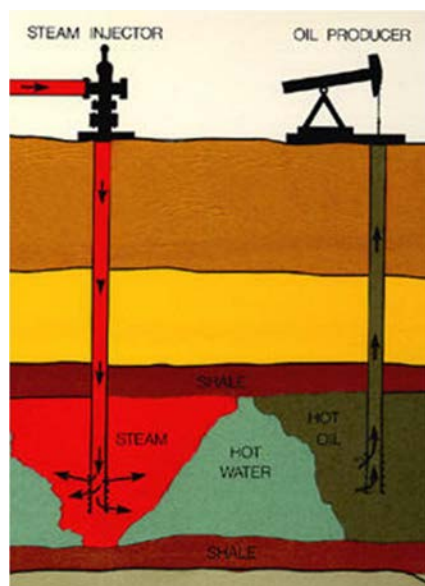


- پس از اینکه در عملیات لرزه نگاری یک اطمینان نسبی در مورد موقعیت سنگ مخزن ایجاد شد یک چاه آزمایشی حفر می شود تا پتانسیل مخزن از لحاظ ذخیره منابع نفت و گاز برآورد شود.
- هزینه های حفاری بسیار بالاست برای مثال هزینه حفر چاه در داخل دریا بالغ بر ۱۰۰۰۰ دلار برای هر متر حفاری است.
- بنابراین برای حفر یک چاه خشک کمپانی متحمل هزینه های پرت بسیار گزافی می شود.

17

By:Mahdi-Razifar

تولید و بازیافت نفت



- اگر چه در یک مخزن نفتی دانسیته نفت پایینتر از دانسیته آب است و به صورت طبیعی از چاه به سطح زمین حرکت می کند، با این حال فقط ۴۰٪-۵۰٪ از نفت به صورت طبیعی بهره برداری و استحصال می شود.
- برای بازیافت یک مخزن که از فشار افتاده است، یک چاه در مجاورت چاه اصلی حفر می شود و جریان بخار از آن به داخل مخزن تزریق می شود تا کمک کند نفت باقیمانده به بیرون از چاه هدایت شود.



18

By:Mahdi-Razifar

انتقال نفت



نفت خام پس از استخراج، می بایست از طریق خطوط لوله انتقال به پالایشگاه منتقل شود و یا از طریق کشتی صادر شود.



19

By:Mahdi-Razifar

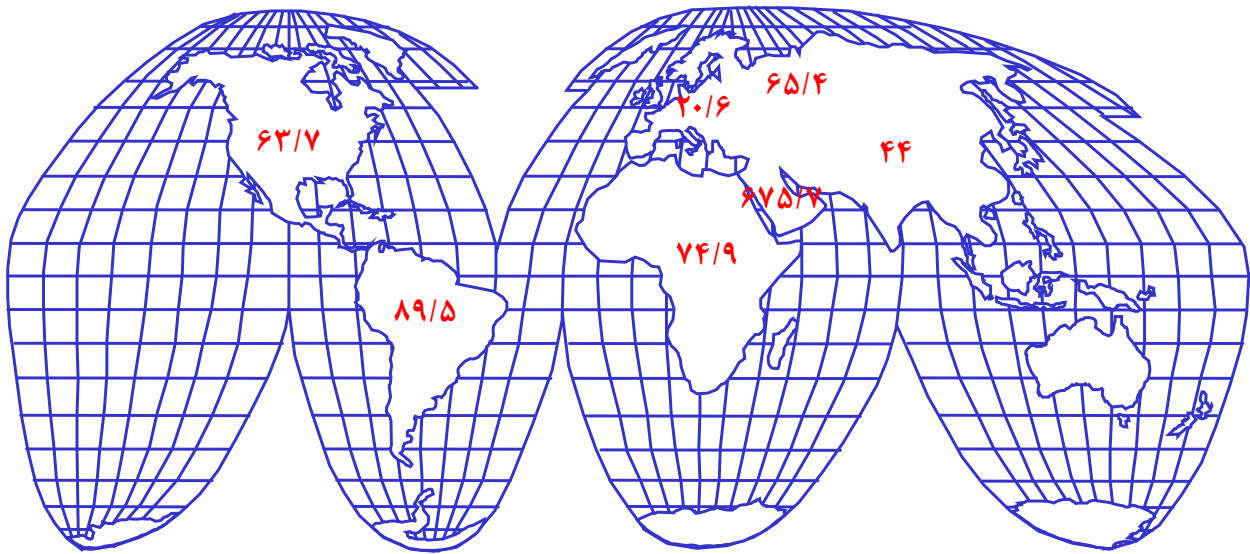
اقتصاد نفت



20

By:Mahdi-Razifar

ذخایر مخازن نفت خام جهان



(۱۰۰۰ میلیون بشکه)

تولید کنندگان اصلی نفت: OPEC



- ایک Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) به مجموعه ۱۳ کشور تولید کننده نفت دنیا اطلاق می شود که ۳۶٪ تولید نفت دنیا یا ۳۲ میلیون بشکه نفت در روز دنیا را به عهده دارند.
- در بین این ۱۳ کشور، عربستان سعودی، ایران، امارات متحده عربی و ونزوئلا به ترتیب بزرگترین کشورهای تولید کننده نفت دنیا محسوب می شوند.

سایر تولید کنندگان نفت: OECD



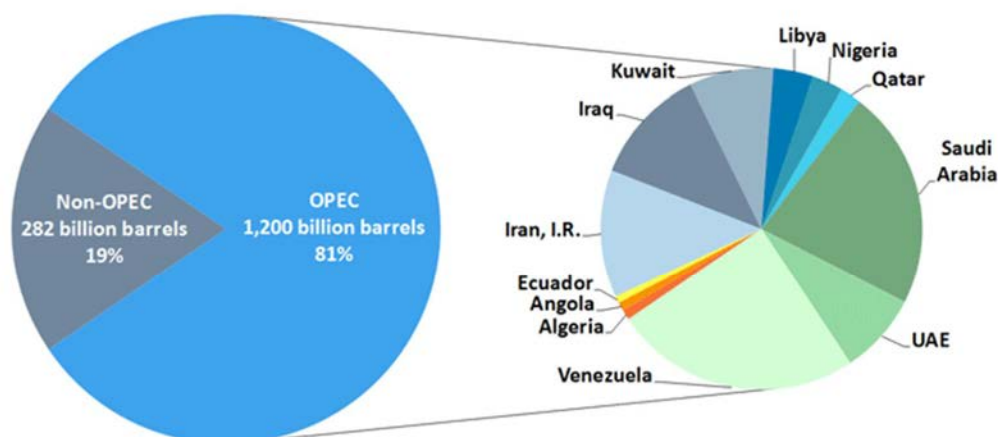
- همکاری های اقتصادی مشترک اطلاق می شود که ۲۴٪ تولید نفت دنیا یا ۲۱ میلیون بشکه نفت در روز دنیا را به عهده دارند.
- آمریکا تنها تولید کننده بزرگ OECD محسوب می شود. در این بین مکزیک، کانادا و انگلستان در رتبه های بعدی قرار دارند.
- خارج از OECD کشورهای تشکیل دهنده اتحاد جماهیر شوروی سابق ۱۵٪ تولید نفت دنیا را به عهده دارند.

23

By:Mahdi-Razifar

ذخایر نفت خام دنیا

OPEC Share of World Crude Oil Reserves 2011



OPEC proven crude oil reserves, end 2011
(billion barrels, OPEC Share)

Venezuela	297.6	24.8%	Iraq	141.4	11.8%	Libya	48.0	4.0%	Algeria	12.2	1.0%
Saudi Arabia	265.4	22.1%	Kuwait	101.5	8.5%	Nigeria	37.2	3.1%	Angola	10.5	0.9%
Iran, I.R.	154.6	12.9%	United Arab Emirates	97.8	8.2%	Qatar	25.4	2.1%	Ecuador	8.2	0.7%

Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2012

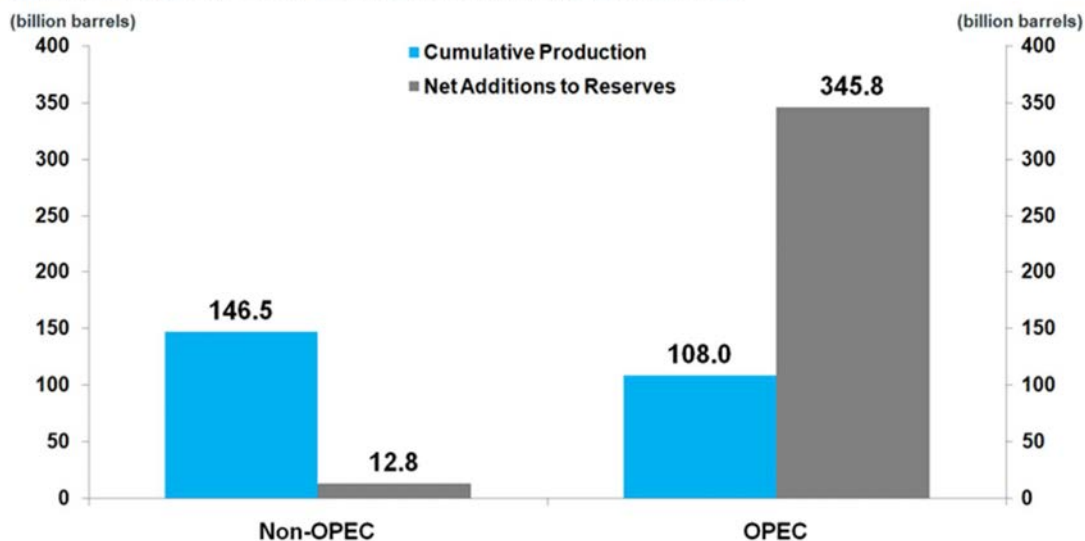
بر اساس برآوردهای اخیر بالای ۸۰٪ از ذخایر قابل برداشت نفت دنیا بالغ بر ۷۱/۱۱۹۹ میلیارد بشکه در کشورهای عضو سازمان اِپِک قرار دارد که ۶۶٪ آن در کشورهای عضو خاورمیانه قرار دارد.

24

By:Mahdi-Razifar

ذخایر نفت خام دنیا

World crude oil reserves: Cumulative production versus net additions (2002-2011)



Source: OPEC Annual Statistical Bulletin 2012

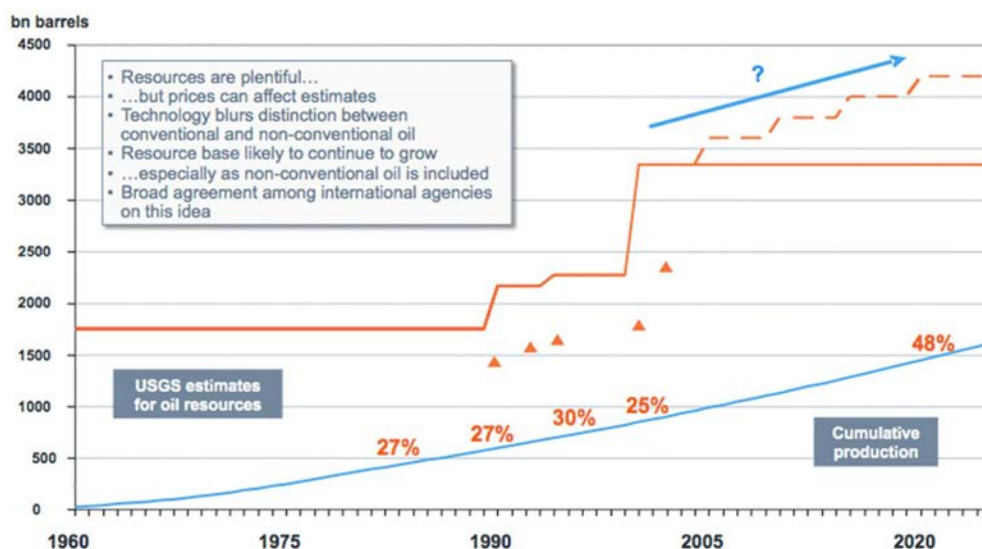
در فاصله سال های ۲۰۰۲-۲۰۱۱ کشورهای عضو اپک ۸/۳۴۵ میلیارد بشکه به حجم قابل برداشت ذخایر نفت خام خود اضافه کردند که در بین تولید کنندگان نفت رقم قابل توجهی است.

25

By:Mahdi-Razifar

ذخایر نفت خام دنیا

Conventional resource base is sufficient

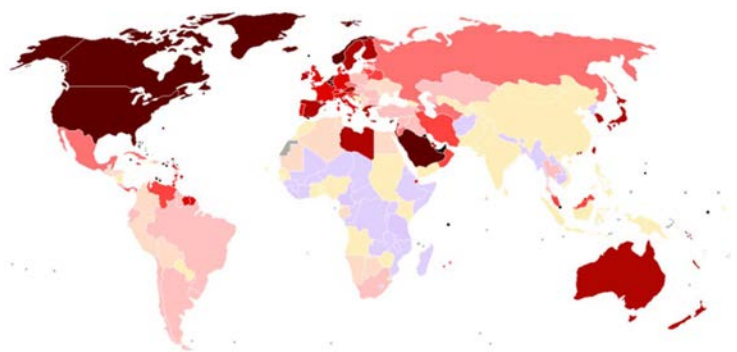


کل منابع و ذخایر نفت خام دنیا، رشد تقاضای پیش بینی شده برای دهه های آینده را پوشش می دهد. با پیشرفت تکنولوژی های بازیافت نفت خام و کشف میادین جدید تخمین ها برای حجم قابل برداشت نفت خام با گذشت زمان سیر صعودی به خود گرفته است. برای مثال در فاصله سالهای ۲۰۰۳-۱۹۹۵ به تنهایی در حدود ۱۷۵ میلیارد بشکه نفت خام به روش بهبود بازیافت (IOR) در میادین موجود و ۱۳۸ میلیارد بشکه نفت خام بر اساس کشفیات جدید، در مجموع ۲۳۶ میلیارد بشکه نفت خام استحصال شده است.

26

By:Mahdi-Razifar

مصرف نفت دنیا



- آمریکا حدود ۲۴٪ مصرف نفت دنیا را دارد. بیشترین میزان رشد سال به سال دنیا را چین به عهده دارد!

مصرف نفت به ازاء هر نفر
(میزان تیرگی قرمز مصرف بیشتر رانشان می دهد).

- در سال ۲۰۰۷ مصرف کل دنیا تا ۱/۲ میلیون بشکه در روز افزایش یافت.
- اعضای OPEC و OECD به تنهایی قادرند تا تولید نفت را تا بالای ۲/۵ میلیون بشکه در روز با تمام ظرفیت موجود خود افزایش دهند.

سهم مصرف نفت در تأمین سوخت



- ۸۴٪ مصرف نفت خام پالایش شده در مصارف سوخت ماشین ها و هواپیماها بکار می رود.



- تقاضا در میزان مصرف نفت خام مخصوصاً با رشد اقتصادی چین روز به روز بیشتر می شود.

سهام مصرف نفت در سایر کاربردها



CD ها و DVD ها



پلاستیک ها



کود های شیمیایی و آفت کش ها



افزودنی های مواد غذایی

- ۱۶٪ باقیمانده مصرف نفت خام برای یک محدوده وسیعی از کاربردهای نشان داده شده در بالا و موارد دیگر از جمله الیاف مصنوعی، رنگ ها، شوینده ها و ... استفاده می شود.

تاریخچه اکتشاف و تولید نفت

- استفاده مدرن از نفت از سال ۱۸۴۶ زمانیکه Gesner تقطیر پارافین ها را کشف کرد شروع شد.
- این اتفاق بزرگ در زمینه تولید نفت دنیا را تکان داد.
- کالیفرنیا در اوایل قرن نوزدهم مرکز فعالیت های نفتی بود و به خاطر Gusher معروف شد.



Abraham Gesner
(1797-1864)



فوران نفت در کالیفرنیا

میدان نفتی کالیفرنیا



عملیات پالایش نفت



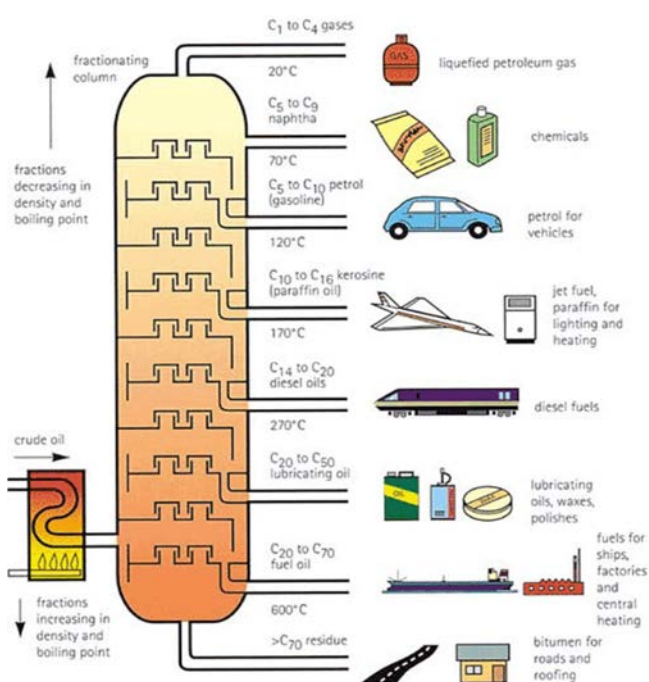
پالایشگاه نفت

صنعت پالایش جدید از سال ۱۸۵۹ در پنسلوانیا شروع گردیده است.

31

By:Mahdi-Razifar

عملیات پالایش نفت



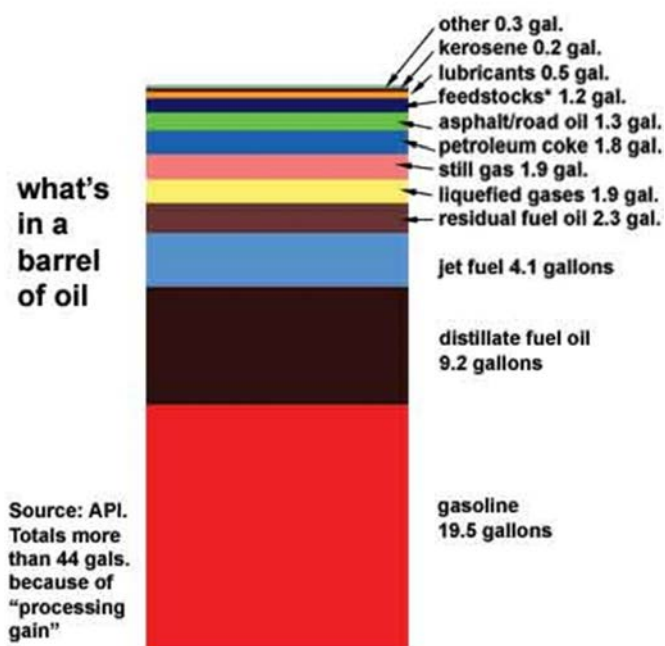
نفت خام قبل از استفاده باید پالایش شود و هیدروکربن ها توسط عملیات تقطیر به انواع مختلف برش ها تفکیک شوند.



32

By:Mahdi-Razifar

محصولات نفت خام



- نفت خام مخلوطی از محصولات مفید و با ارزش است که می بایست طی عملیات پالایش از یکدیگر تفکیک شوند.

- همانطور که در شکل مقابل هم ملاحظه می شود قسمت عمده محصولات حاصل از نفت خام شامل گسولین و دیزل می شود.

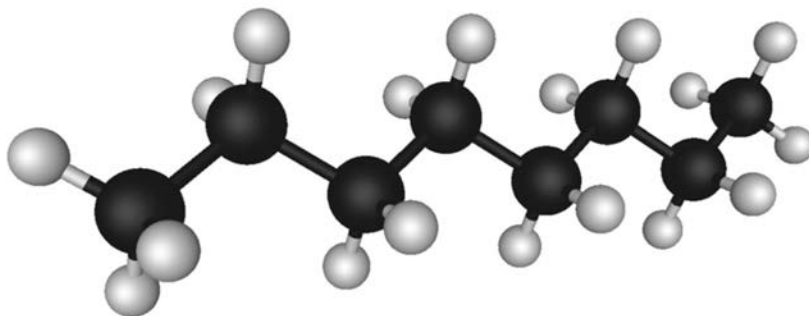
مشخصات محصولات نفت خام

- **Petroleum gas**
used for heating, cooking, making plastics
small alkanes (methane, ethane, propane, butane)
boiling range : less than 104 ° F / 40 ° C
often liquified under pressure to create LPG (liquified petroleum gas)
- **Naphtha** (liquid)
intermediate that will be further processed to make gasoline
mix of 5 to 9 carbon atom alkanes
boiling range : 140 to 212 ° F / 60 to 100 ° C
- **Gasoline** (liquid)
motor fuel
mix of alkanes and cycloalkanes (5 to 12 carbon atoms)
boiling range : 104 to 401 ° F / 40 to 205 ° C
- **Kerosene** (liquid)
fuel for jet engines and tractors; starting material for making other products
mix of alkanes (10 to 18 carbons) and aromatics
boiling range = 350 to 617 ° F / 175 to 325 ° C

مشخصات محصولات نفت خام

- **Gas oil or Diesel distillate** (liquid)
used for diesel fuel and heating oil; starting material for making other products
alkanes containing 12 or more carbon atoms
boiling range = 482 to 662 ° F / 250 to 350 °C
- **Lubricating oil** (liquid)
used for motor oil, grease, other lubricants
long chain (20 to 50 carbon atoms) alkanes, cycloalkanes, aromatics
boiling range = 572 to 700 ° F / 300 to 370 °C
- **Heavy gas or Fuel oil** (liquid)
used for industrial fuel; starting material for making other products
long chain (20 to 70 carbon atoms) alkanes, cycloalkanes, aromatics
boiling range = 700 to 1112 ° F / 370 to 600 °C
- **Residuals** (solid)
coke, asphalt, tar, waxes; starting material for making other products
multiple-ringed compounds with 70 or more carbon atoms
boiling range = greater than 1112 ° F / 600 °C

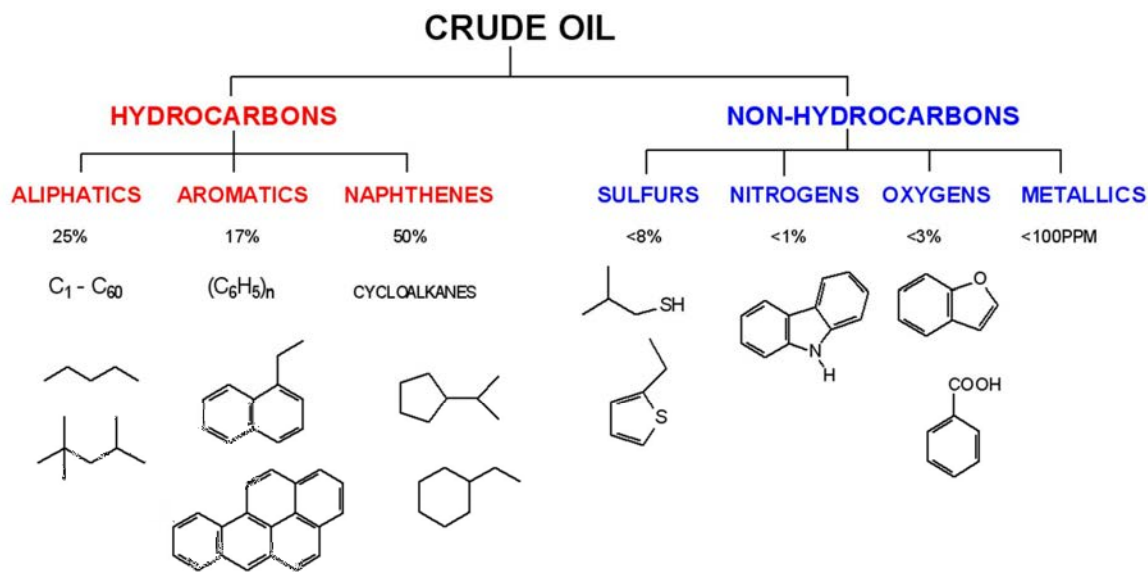
شیمی نفت



مولکول هیدرو کربن

- نفت و گاز از مخلوط هیدروکربن ها تشکیل شده اند.
- همانطور که از نام هیدروکربن پیداست، این مولکول ها از اتم های هیدروژن متصل به اتم های کربن متصل به هم تشکیل شده اند.

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام



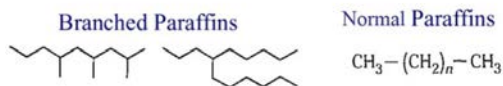
37

By:Mahdi-Razifar

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

۱- پارافین ها

هیدروکربن های خطی یا شاخه دار اشباع بدون هیچ گونه ساختار حلقوی با فرمول عمومی C_nH_{2n+2} هستند.



با افزوده شدن هر اتم کربن در مولکولهای سبک نقطه جوش آنها حدوداً ۲۵ درجه سانتیگراد افزایش می یابد.

نقطه جوش ایزوپارافین ها با تعداد مساوی اتمهای کربن از نرمال پارافین ها کمتر می باشد. عدد اکتان ایزوپارافین ها از نرمال پارافین ها بیشتر می باشد. یکی از مزیت های مهم ایجاد واحدهای ایزومریزاسیون در پالایشگاهها افزایش عدد اکتان بنزین می باشد.

- MW↑ or B.P ↑ Paraffins↓
- Gasoline range about 80%
- Gas oil range about 20-50%
- Lubricating oil range about 30%

38

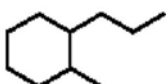
By:Mahdi-Razifar

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

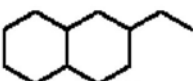
۲- نفتن ها

هیدروکربن های اشباع با یک یا چند حلقه هستند که هر کدام از حلقه ها ممکن است متصل به یک یا چند زنجیره پارافینی باشد که در اینصورت به این نوع از ترکیبات نفتنی ترکیبات آلیسیکلک گفته می شود.

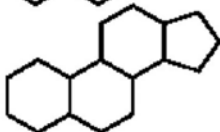
Alkyl Cyclohexane



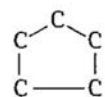
Alkyl Decalin



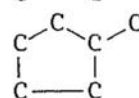
Sterane



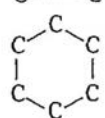
Cyclopentane



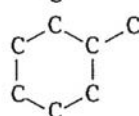
Methylcyclopentane



Cyclohexane



Methylcyclohexane



- MW↑ or B.P ↑ naphthenes ↑
- Asphaltic(naphthenics) crude oils
- Heavy naphtha fractions(150-200°C)

39

By:Mahdi-Razifar

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

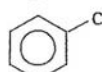
۳- آروماتیک ها

آروماتیک ها هیدروکربن های شامل یک یا چند هسته آروماتیکی از قبیل بنزن، نفتالین، تولوئن، زایلن ها و ... هستند که ممکن است متصل به حلقه های نفتنی و یا زنجیره های پارافینی باشند. در یک حلقه آروماتیک سه پیوند دوگانه وجود دارد. هیدروکربن های آروماتیکی در تمام نفتها حضور دارند.

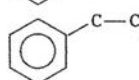
Benzene



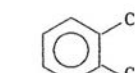
Toluene



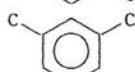
Ethylbenzene



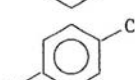
O-Xylene



m-xylene

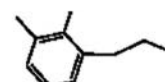


P-xylene



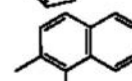
Monoaromatics

Alkyl Benzene



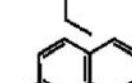
Diaromatics

Alkyl Naphthalene



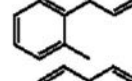
Triaromatics

Alkyl Phenanthrene



Tetraaromatics

Alkyl Pyrene



40

By:Mahdi-Razifar

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

۴- الفین ها

- این گروه از هیدروکربن ها را هیدروکربنهای آلیفاتیک غیر اشباع نیز می نامند.
- در مولکول های اولفین ها، بعضی از اتم های کربن فقط به سه اتم متصل می شوند و بین اتم های کربن پیوند دو گانه تشکیل می شوند.

Olefins: (R.CH=CH.R)

Dienes: (R.CH=CH-CH=R)

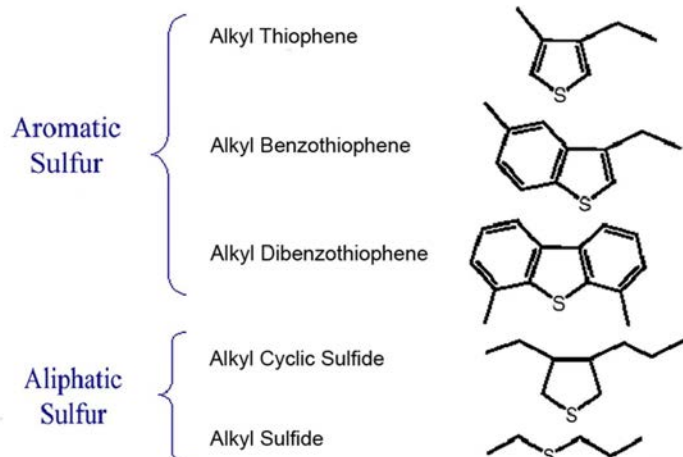
- معمولاً اولفینی ها در نفت خام و محصولات آن وجود ندارند یا مقدارشان ناچیز است.
- ترکیبات سبک این گروه از مواد خام خوراک برای صنایع پتروشیمی بسیار مهم است.

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

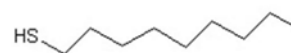
۵- ترکیبات گوگردی

- مقدار گوگرد در نفت های خام بین ۰/۵ تا ۵ درصد وزنی متغیر می باشد. نسبت گوگرد در نفت خام به منشاء و مواد آلی موجود در آن بستگی دارد.

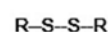
- یکی از روشهای استاندارد تعیین گوگرد ASTM D-2622 می باشد وبا استفاده از تابش اشعه X مقدار گوگرد موجود در نمونه های نفتی تعیین می شود.



Thioles or Mercaptanes

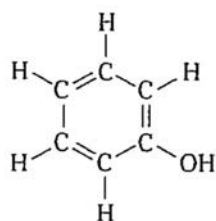


Di-Sulfide

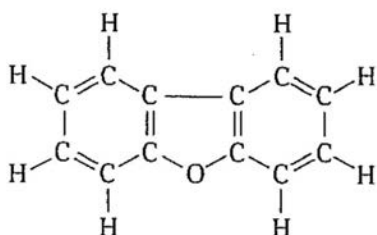


نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

۶- ترکیبات اکسیژن دار



- ترکیبات اکسیژن دار معمولاً در نفت های خام از ترکیبات گوگرد دار کمتر است.
- مقدار کم این ترکیبات بویژه در اسیدیته نفت خام اهمیت زیادی دارد.
- فنل ها که در آنها یک گروه هیدروکسیل (OH) بجای یک اتم هیدروژن به حلقه آروماتیک متصل می باشد (شکل روبرو).



- ترکیباتی که اکسیژن در ساختمان اصلی ترکیب آروماتیکی و یا پلی آروماتیک ها قرار می گیرد. بعنوان مثال از dibenzofurane با ساختمان مولکولی مقابل را نام برد:

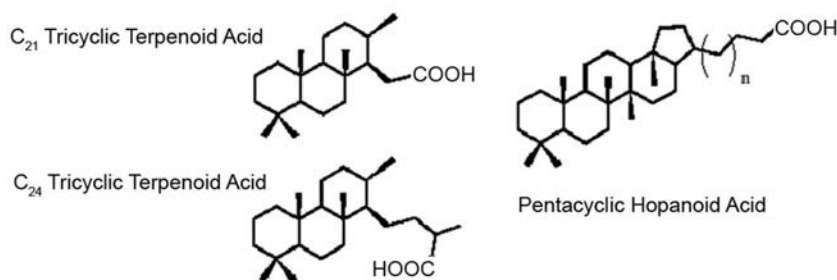
43

By:Mahdi-Razifar

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

• اسیدهای کربوکسیلیک: R-COOH

در اینجا R یک رادیکال آلکیل، یک حلقه آروماتیک یا یک حلقه نفتنیک است. در صورت متصل بودن عامل کربوکسیلیک به یک مولکول نفتنی به آن ترکیب نفتنیک اسید اطلاق می شود. حضور آنها در نفت های خام حتی به مقدار کم باعث مشکلات خوردگی خواهد شد.



• استرها: R-COO-R

در اینجا R و R' رادیکال آلکیل یا آروماتیکی می باشد.

44

By:Mahdi-Razifar

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

۷- ترکیبات نیتروژن دار

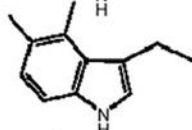
- نفت های خام شامل مقداری ترکیبات نیتروژن دار به شکل ترکیبات بازی (basic Substances) مانند کوئینولین، ایزو کوئینولین، پیریدین یا اجسام خنثی (Non-basic Substances) مانند پیرول، ایندول و کاربازول می باشند.
- در صورت وجود موادی مانند کوئینولین برش نفتی بد بو و درحالتی که ترکیب نیتروژن دار به شکل ایندول باشد خوشبو می شود.

Non-basic

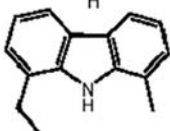
Alkyl Pyrrole



Alkyl Indole

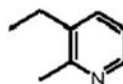


Alkyl Carbazole

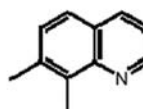


Basic

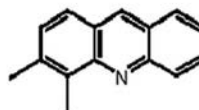
Alkyl Pyridine



Alkyl Quinoline



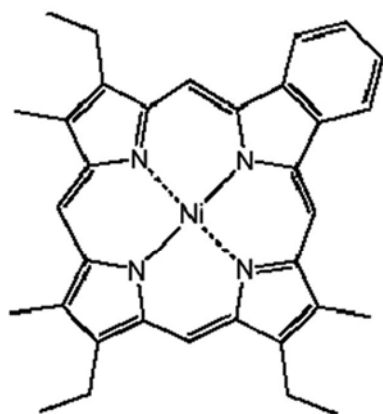
Alkyl Acridine



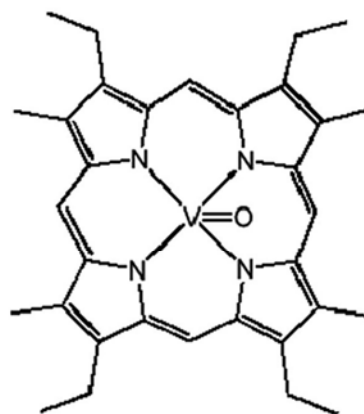
نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

۸- ترکیبات فلزی

در ترکیبات سنگین از قبیل رزین ها و آسفالتین ها اتم های فلز از قبیل نیکل و وانادیم دیده می شوند که فلز به فرم Ni^{++} یا VO^+ در مرکز کمپلکس حاصل از چهار حلقه پیرولیکی قرار می گیرد.



Nickel Benzoporphyrin



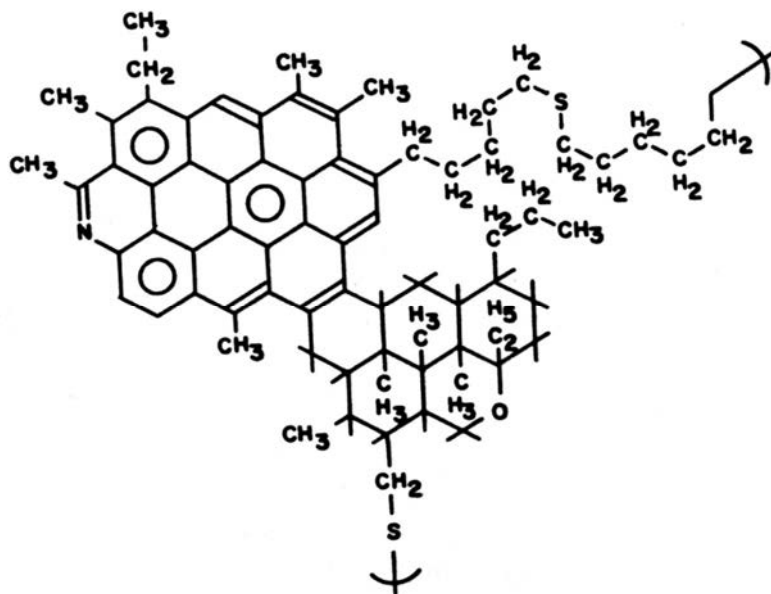
Vanadyl Petroporphyrin

نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

۹- آسفالتین

- آسفالتن قسمتی از نفت خام است و دارای هیدروکربن های سنگین با ساختمانی قطبی بوده و به صورت پلی آروماتیکی هستند. توزیع نسبی ترکیبات آسفالتین به صورت زیر است:
 - C: 80.0 ~ 85.0 %
 - H: 7.8 ~ 8.3 %
 - S: 1.0 ~ 7.0 %
 - O: 2.7 ~ 5.0 %
- وزن مولکولی آسفالتن ها بسته به شرایط و روش اندازه گیری بین ۱۰۰۰ تا ۲,۰۰۰,۰۰۰ است.
- آسفالتین ها در حلال های پارافینی با نقطه جوش پائین مثل نرمال پنتان و نرمال هگزان نامحلول است و در حضور آنها شروع به رسوب گذاری می کند، ولی در بنزن و تولوئن محلول است.
- آسفالتن ها در اثر افزایش دما نمی جوشند و ضمن متلاشی شدن به کربن و اجزاء فرار تبدیل می شوند.
- آسفالتن ها یا به صورت محلول و یا به صورت سوسپانسیون کلوئیدی کاملا یکنواخت در نفت خام وجود دارند.

یک ساختار فرضی برای آسفالتین



نوع ترکیبات موجود در نفت های خام

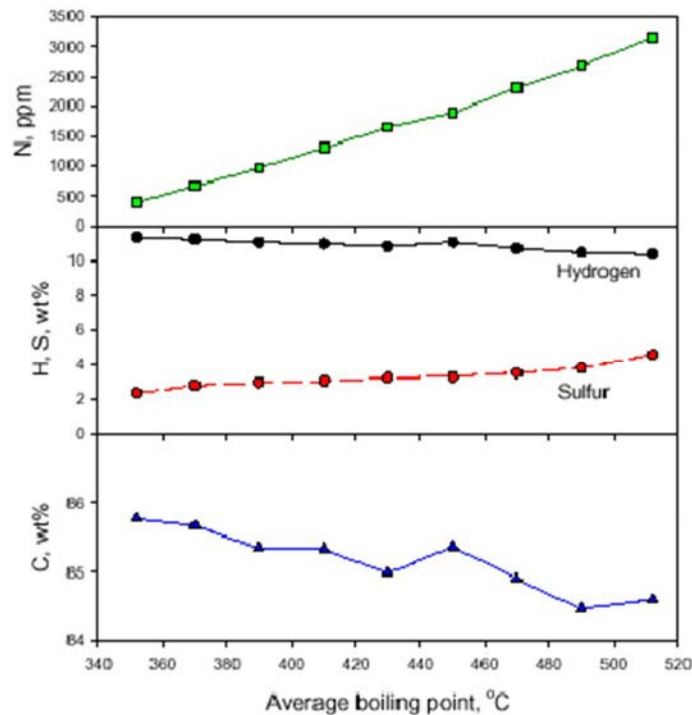
۱۰- رزین

- رزین ها دارای مولکول های بزرگ با هیدروژن، کربن و حداقل یکی از عناصر نیتروژن، اکسیژن و یا گوگرد هستند.
- ساختمان ابتدایی آنها دارای حلقه های هیدروکربنی آروماتیک با سه تا ده و حتی تعداد بیشتر حلقه برای هر مولکول است.
- رزین ها هیدروکربن هایی هستند که در اتیل استات نامحلول بوده ولی در نرمال هپتان، تولوئن و بنزن در دمای محیط محلول هستند.
- رزین های خنثی در بازها و اسیدها غیرقابل حل بوده و در نفت خام، کاملا محلول هستند.
- رزین های خالص به صورت مایع های سنگین یا جامداتی چسبنده هستند که گستره فراریت آنها مانند گستره فراریت هیدروکربن هاست.

ترکیب درصد عناصر در نفت های خام

Element	Range, wt%
Carbon	83.0-87.0
Hydrogen	10.0-14.0
Nitrogen	0.1-2.0
Oxygen	0.05-1.5
Sulfur	0.05-6.0

توزیع ترکیبات در محصولات تقطیر یافته



51

By:Mahdi-Razifar

انواع نفت های خام

تقسیم بندی انواع مختلف نفت های خام بستگی به خواص زیر دارد:

- خواص فیزیکی
- ترکیب
- نسبت گاز به نفت
- شکل ظاهری
- نمودار فازی فشار- دما

بر این اساس چهار نوع نفت خام وجود دارد:

- نفت سیاه معمولی (Ordinary black oil)
- نفت خام با کاهش حجم کم (Low-shrinkage crude oil)
- نفت خام با کاهش حجم زیاد (High-shrinkage (volatile)
- نفت خام تقریباً بحرانی (Near- critical)

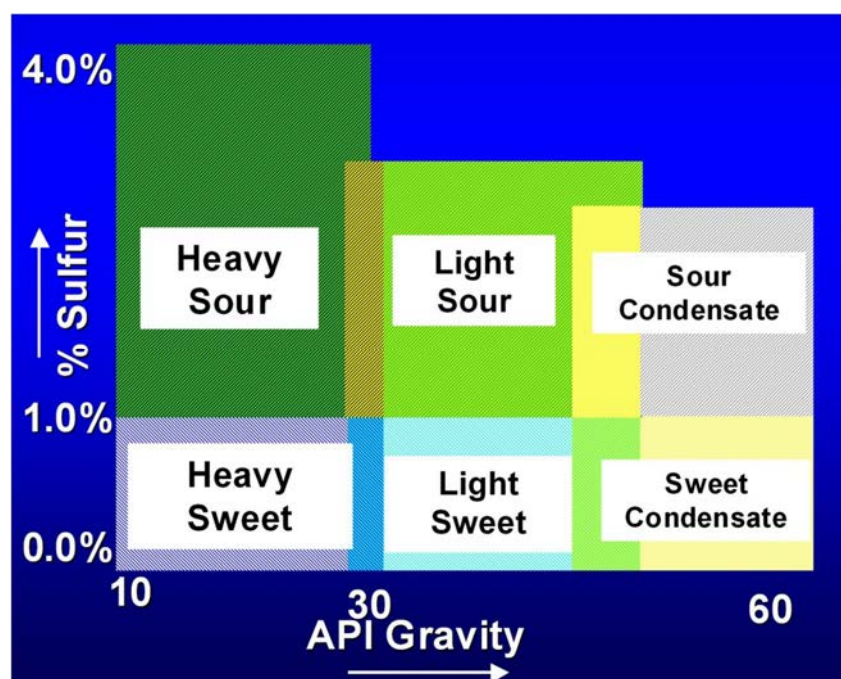
52

By:Mahdi-Razifar

تعریف و تقسیم بندی انواع نفت خام

- **نفت خام شیرین**
دارای ترکیبات گوگردی بسیار کمی است ($S < 0.5 \text{ wt\%}$).
- **نفت خام ترش**
دارای ترکیبات گوگردی بالاست ($0.5 \text{ wt\%} < S < 2.2 \text{ wt\%}$).
- **نفت سبک (Light)**
غنی از مولکولهای با نقطه جوش پایین و مولکولهای پارافینی است و ترکیبات گوگردی، نیتروژن دار، اکسیژن دار و ترکیبات فلزی (مانند وانادیم، نیکل، آهن و مس) در آن بسیار کم است.
- **نفت سنگین (Heavy)**
غنی از مولکولهای با نقطه جوش بالا، ترکیبات آروماتیکی، ترکیبات گوگردی، نیتروژن دار، اکسیژن دار و ترکیبات فلزی است و اغلب دارای ویسکوزیته بالایی هستند ($10 < \text{API} < 26$). برای قیر $\text{API} < 10$ است.

تعریف و تقسیم بندی انواع نفت خام



اطلاعات عمومی نفت خام

۱- ضریب واتسون Watson (UOP)K factor

• ضریب واتسون معیاری از پارافینی بودن برش است و از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$K = ((T)^{1/3})/d \text{ (}^\circ\text{R base)} \text{ or } K = ((1.8T)^{1/3})/d \text{ (}^\circ\text{K base)}$$

$$d = \text{sp.gr } 60^\circ\text{F}/60^\circ\text{F}$$

$$T = \text{average boiling point in degrees Rankin (R} = ^\circ\text{F} + 460)$$

- 1) $K \approx 12.5-13.0$ highly paraffinic oils
- 2) $K \approx 10.5-12.5$ cyclic(naphthenic) oils
- 3) $K \approx 11$ for pure aromatics.

اطلاعات عمومی نفت خام

۲- وزن مخصوص نفت خام (Specific Gravity)

بطور کلی نفت های خام با توجه به وزن مخصوص به چهار دسته اصلی تقسیم می شوند:

1. نفت های خام سبک با وزن مخصوص کمتر از ۸۲۵
2. نفت های خام متوسط با وزن مخصوص (۸۲۵ < Sp.Gr. < ۸۷۵)
3. نفت های خام سنگین با وزن مخصوص (۸۷۵ < Sp.Gr. < ۱۰۰۰)
4. نفت های خام فوق سنگین با وزن مخصوص بزرگتر از ۱۰۰۰

دانسیته نفت خام و برش های نفتی بر اساس API Gravity بیان می شود و مقدار آن بین ۷۰ (برای نفت خام سبک) تا ۵ (نفت خام سنگین) متغیر است:

$$API = \frac{141.5}{S.G.(60/60)} - 131.5$$

اطلاعات عمومی نفت خام

۳- ویسکوزیته نفت خام

- برای محاسبات افت فشار در خطوط لوله انتقال نفت خام به پالایشگاه یا مبادی صادراتی و سیستم های لوله کشی داخل پالایشگاه همچنین برای محاسبات مربوط به پمپ ها و مبدل ها تعیین ویسکوزیته در چند دما بسیار ضروری و مهم است.
- تغییرات ویسکوزیته با دما برای نفت های خام مختلف، یکسان نیست. ویسکوزیته نفت های خام پارافینیک با کاهش دما افزایش قابل توجهی می یابد ولی در نفت های خام پایه نفتنیکی این افزایش تدریجی می باشد.
- ویسکوزیته مواد نفتی را با ویسکومترهایی اندازه می گیرند که زمان عبور جریان معینی از نمونه از یک منفذ را ثبت می کند. زمان بر حسب ثانیه است.
- ویسکومتر Saybolt Universal Viscosity برای تعیین ویسکوزیته فرآورده های سیال تر و ویسکومتر Saybolt Furol Viscosity برای تعیین ویسکوزیته فرآورده های غلیظ تر به کار برده می شود.
- با استفاده از اریفیس کالیبره از نوع انگلر (Engler) می توان ویسکوزیته را، حتی در زیر نقطه ریزش محاسبه کرد. زیرا بوسیله همزدن مواد نفتی، از تشکیل کریستال های بزرگ جلوگیری می شود.

اطلاعات عمومی نفت خام

ویسکوزیته	10	1000	10000	100000 cp
	نفت خام معمول			نفت خام سنگین
				قیر
دانسیته	880		1000	kg/m3
API	35		10	

اطلاعات عمومی نفت خام

۴- نقطه ریزش نفت خام (Pour Point)

- نقطه ریزش نفت خام حداقل دمای پمپ شوندگی آن را نشان می دهد.
- حداقل دمایی که در آن نفت خام پس از سرد شدن تدریجی و تحت شرایط معین جاری گردد، نقطه ریزش گویند.
- برای محاسبه نقطه ریزش از روش ASTM D97 استفاده می شود.
- در این استاندارد قبل از شروع سرد کردن، باید نمونه تا دمای ۴۵ الی ۴۸ درجه سانتی گراد گرم شود. زیرا نفت خام شامل مقداری کریستال پارافین است که باید در طی گرمایش اولیه ذوب شود.
- دمای نقطه ریزش محاسبه شده در این روش با عدد ۳ جمع شده و گزارش می شود.

اطلاعات عمومی نفت خام

۵- فشار بخار و نقطه آتشگیری (Flash Point) نفت های خام

- نقطه آتش گیری به پایین ترین دمایی گفته می شود که در آن دما، ترکیب نفتی مشتعل می شود.
- تعیین فشار بخار نفت خام و محصولات سبک نفتی از نظر ذخیره سازی و ایمنی آنها بسیار مهم می باشد.
- فشار بخار با نقطه آتشگیری ارتباط مستقیم دارد. با توجه به تجربیات موجود نفت های خامی که دارای فشار بخار بزرگتر از ۲ بار در $۸/۳۷^{\circ}\text{C}$ باشند، نقطه آتش گیری آنها، پایین تر از ۲۰ درجه سانتی گراد می باشد.
- فشار بخار بر حسب psi تعریف می شود.

اطلاعات عمومی نفت خام

۶- آب همراه نفت خام

- نفت های خام شامل مقادیر کمی آب، رسوبات و نمک های معدنی محلول در آب هستند و این مواد در اثر خوردگی، سایش، ته نشینی، بستن، مسمومیت کاتالیست ها و... سبب خرابی تجهیزات می شوند.
- آب در نفت خام بخشی بصورت محلول و بخشی بصورت امولسیون پایدار و ناپایدار موجود است.
- این پایداری بعلت وجود آسفالتین ها یا عوامل امولسیون ساز (Surfactant) مانند مرکاپتان ها یا اسیدهای نفتتیک ایجاد می شود.
- مقدار آب در نفت خام با روش های استاندارد مانند ASTM D-95 و ASTM D-4006 قابل اندازه گیری است. در این روش آب بصورت آزئوتروپ با یک حلال آروماتیک مانند تو لوئن ویا زایلن استخراج شده و سپس این آزئوتروپ در دمای محیط به دو فاز آبی و حلال تبدیل می شود. سپس حجم آب اندازه گیری شده و با حجم کل نفت خام بدون آب مقایسه می شود و به صورت درصد حجمی گزارش می گردد.
- مقدار آب نفت های خام در سرچاه کم است و عموماً در طی انتقال و ذخیره سازی افزایش می یابد و گاهاً تا ۳٪ نیز می رسد.

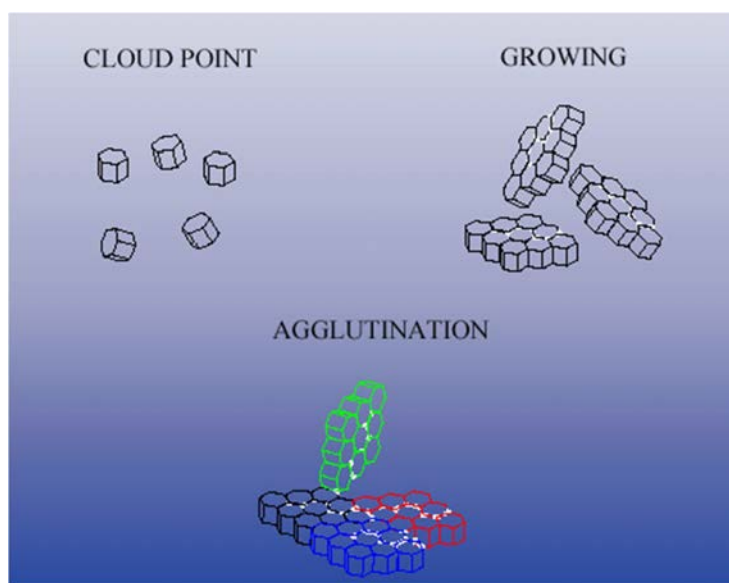
اطلاعات عمومی نفت خام

۷- رسوبات همراه نفت خام

۱-۷- رسوب واکس

- واکس ها هیدروکربن های پارافینی با جرم مولکولی بالا می باشند. در خطوط تولید نفت خام، در اثر انبساط گاز دمای سیستم تا زیر دمای ریزش کاهش پیدا می کند و در نتیجه به خاطر کاهش انحلال پارافین ها در اثر از دست رفتن هیدروکربن های سبک رسوب تشکیل می شود.
- واکس در نفت خام شامل هیدروکربن های پارافینی (C_{18} - C_{36}) و نیز هیدروکربن های نفتنی (C_{30} - C_{60}) می شود.
- واکس های پارافینی شامل نرمال پارافین ها، ایزوپارافین ها و سیکلپارافین ها با نقطه جوش بالا هستند که با روش استخراج با حلال یا ته نشینی می توان آن را از نفت خام جدا کرد.
- وقتی واکس جامد می گردد، کریستال ایجاد می شود. کریستال هایی که از واکس های پارافینی به وجود می آیند، ماکروکریستال و کریستال های حاصل از واکس های نفتنی، میکروکریستال نامیده می شود.
- ماکروکریستال ها در مراحل تولید و انتقال نفت خام باعث بروز مشکل می شوند. میکروکریستال ها بیشتر در رسوبات ته مخازن ذخیره مشاهده می شوند.

اطلاعات عمومی نفت خام



در شکل مقابل نحوه تشکیل و رشد کریستال های رسوب واکس ملاحظه می شود:

- WAT – Wax Appearance Temperature
- WST – Wax Solubility Temperature

63

By:Mahdi-Razifar

اطلاعات عمومی نفت خام

۲-۷- رسوب رزین ها و آسفالتن ها

- رزین ها و آسفالتین ها قسمت عمده ترکیبات آلی غیر هیدروکربنی را در نفت خام تشکیل می دهند که تاثیر مهمی در تشکیل رسوب واکس های پارافینی دارند.
- رزین ها معمولا به خودی خود رسوب نمی کنند لیکن اگر در کنار آسفالتن ها قرار گیرند در صورت مهیا بودن شرایط دما و فشار برای رسوب گذاری آسفالتن ها، رزین ها نیز همگام با آنها شروع به رسوب گذاری می کنند. بنابراین نسبت آسفالتن ها به رزین و نیز نسبت ترکیبات سبک به سنگین عامل بسیار مهمی در تعیین قابلیت نفت خام برای رسوب گذاری است.



Heat exchanger bundle and pipelines plugged with asphaltenes

64

By:Mahdi-Razifar

اطلاعات عمومی نفت خام

۷-۳- رسوبات قابل ته نشینی

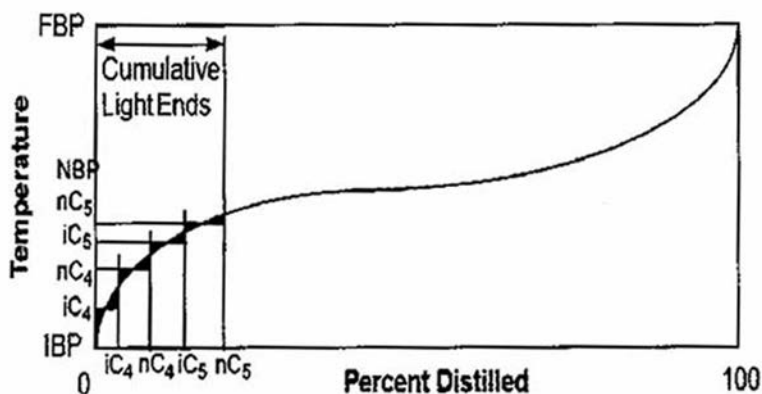
مواد جامد غیر محلول در هیدروکربنها یا آب نیز می تواند در نفت خام وارد شود. این مواد رسوبات قابل ته نشینی نامیده می شوند و شامل شن های ریز، گل حفاری، فلد سپار صخره های داخل مخزن، فلزات بشکل معدنی یا ذرات آزاد آهن، مس، سرب، نیکل و وانادیم باشد. همچنین مواد دیگری می تواند بعد از استخراج بعداً از طریق سایش لوله ها، تانک های ذخیره، شیرها و سیستم های لوله کشی و غیره وارد نفت خام شده باشد.

به طور کلی عوامل موثر در رسوب ترکیبات نفت خام عبارتند از:

- دما
- فشار
- ترکیب نفت خام
- نیروی ثقل
- تنش برشی

آنالیز نفت خام و محصولات آن

آنالیز نفت خام و محصولات نفت خام بر اساس اطلاعات حاصل از منحنی تقطیر نفت خام خوراک و محصولات تقطیر یافته بر اساس یکی از استانداردهای (ASTM D2892, ASTM D5236) TBP، ASTM D2887، ASTM D1160، ASTM D86 انجام می شود.



آنالیز نفت خام و محصولات آن

• روش تقطیر استاندارد ASTM D-2892

این روش تست برای تقطیر نفت خام با فشار بخار کمتر از ۱۲ psi تا نقطه جوش کمتر از 400°C در فشار اتمسفریک استفاده می شود. در این روش از یک برج تفکیک کننده با ۱۴ تا ۱۸ سینی تئوری و با نسبت رفلاکس ۵ به صورت ناپیوسته (Batch) استفاده می شود. بر اساس دستگاه های موجود، مقدار نمونه از ۱ تا ۵۰ لیتر قابل تقطیر است. در انتهای هر برش دما و فشار و برای هر برش دانسیته و جرم ثبت می شوند. از این اطلاعات منحنی درصد تقطیر یافته جرمی یا حجمی در مقابل دما رسم می شود که به آن منحنی TBP اطلاق می شود.

آنالیز نفت خام و محصولات آن

NO.	دما در فشار اتمسفریک ($^{\circ}\text{C}$)	فشار mmHg	دمای واقعی ($^{\circ}\text{C}$)	وزن رسیور	وزن رسیور + وزن نمونه	درصد نمونه وزنی
1	IBP - 15	ROOM				
2	15-65	ROOM				
3	65-100	ROOM				
4	100-125	ROOM				
5	125-150	ROOM				
6	150-175	ROOM				
7	175-200	ROOM				
8	200-225	40				
9	225-250	40				
10	250-275	40				
11	275-300	40				
12	300-325	2				
13	325-350	2				
14	385-385	2				
15	385+					

آنالیز نفت خام و محصولات آن

• روش تقطیر استاندارد ASTM D-5236

این روش تست برای تقطیر در شرایط خلأ مخلوط های هیدروکربنی سنگین که دمای شروع جوش آنها بالاتر از 150°C (300°F) است (از قبیل نفت خام های سنگین، تقطیر یافته های نفتی مانند برش های روغنی، باقیمانده های تقطیر و مخلوط های سنتزی) استفاده می شود. در این روش مطابق جدول زیر شرایط تقطیر خلأ در شرایط معادل تقطیر استاندارد تبدیل و گزارش می شوند.

آنالیز نفت خام و محصولات آن

NO.	دما در فشار اتمسفریک ($^{\circ}\text{C}$)	وزن رسیور	وزن رسیور + وزن نمونه	درصد نمونه وزنی
1	385-425			
2	425-450			
3	450-475			
4	475-500			
5	500-530			
6	530-565			
7	565+			

در نهایت با تجمیع اطلاعات تقطیر ASTM D-2892 و ASTM D-5236 جدول تقطیر TBP برای برش تقطیر یافته تکمیل شده و منحنی آن رسم می شود:

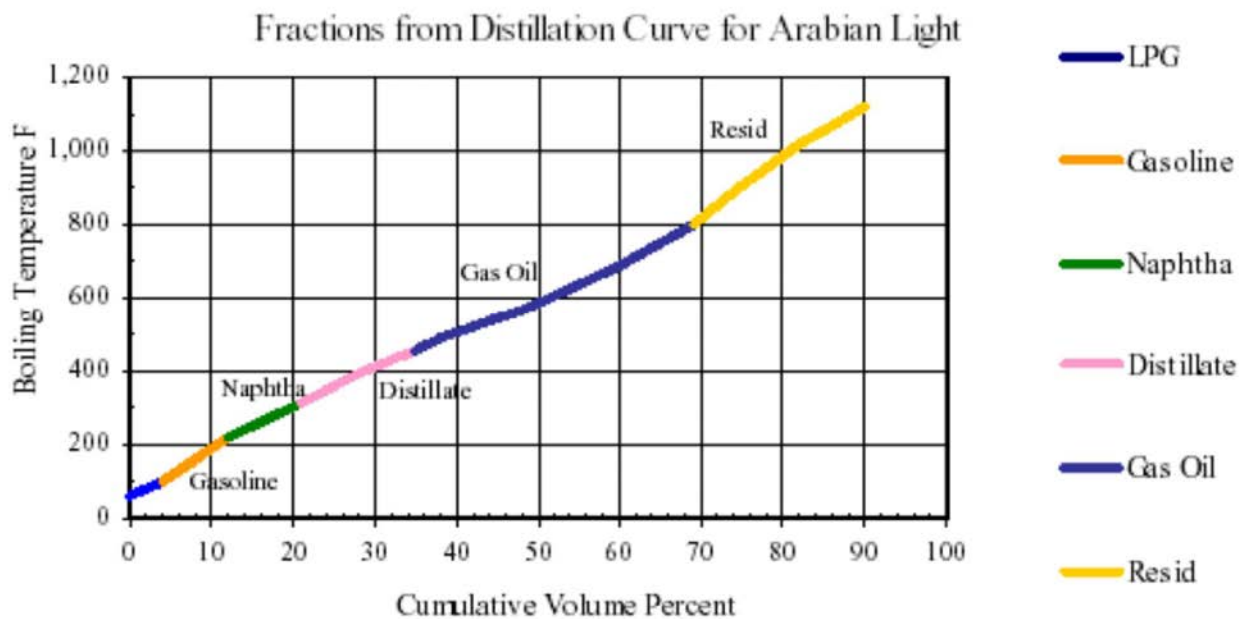
آنالیز نفت خام و محصولات آن

FRAC. NO	BOILING RANGE OF FRAC. @ 1 atm (DEG. C)	WEIGHT PERCENT	CUTTING RANGE (WT %)	SP.Gr. @15.56/15.56 °C	Molecular Weight	VOLUME PERCENT	CUTTING RANGE (VOL %)
1	IBP-15						
2	15-65						
3	65-100						
4	100-125						
5	125-150						
6	150-175						
7	175-200						
8	200-225						
9	225-250						
10	250-275						
11	275-300						
12	300-325						
13	325-350						
14	350-385						
15	385-425						
16	425-450						
17	450-475						
18	475-500						
19	500-530						
20	530-565						
21	565+						

71

By:Mahdi-Razifar

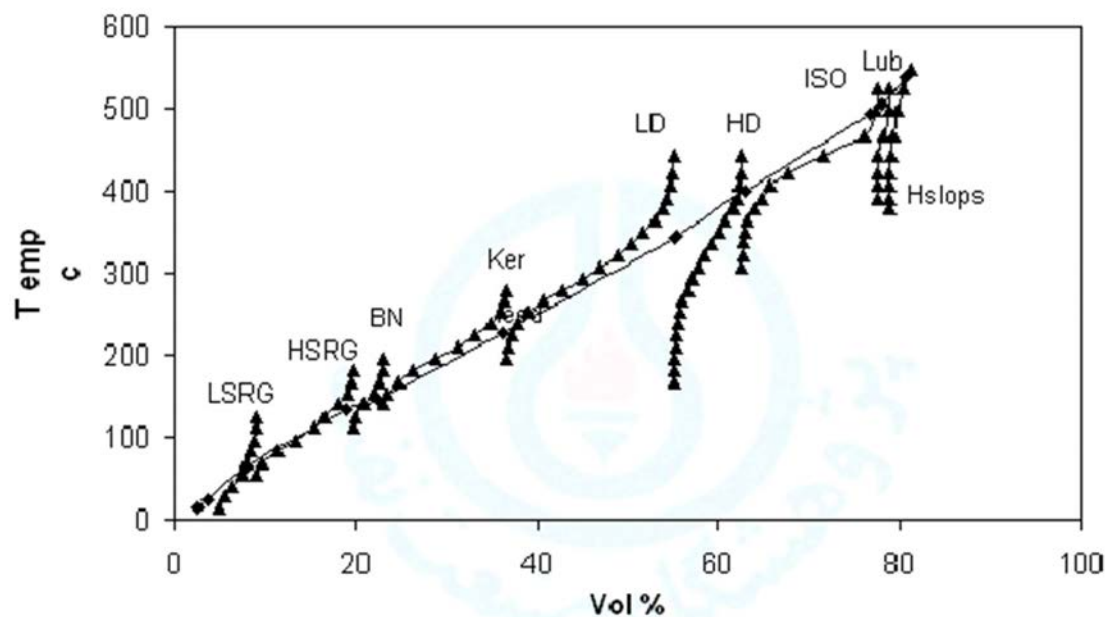
آنالیز نفت خام و محصولات آن



72

By:Mahdi-Razifar

TBP محصولات روی TBP خوراک



73

By:Mahdi-Razifar

محدوده تقطیر برشها

	دما (°C)								
	LSRG	HSRG	B.N.	Kero	LD	HD	ISO	LUB	Hslop
IBP	26.7	91.2	139.9	172.1	233.7	233.9	334.7	359.6	361.1
5%	31.1	97.4	152.3	193.7	276.4	260.1	371.4	433.5	449.4
10%	39.2	101.2	155.7	200.3	287.3	276.1	381.1	445.8	470.9
30%	46.9	108.1	160.6	211.7	298.9	305.7	412.8	469.5	506.6
50%	53.6	115.1	164.8	221.6	306.4	318.6	435.0	484.4	521.5
70%	61.8	127.5	170.2	233.1	322.6	341.9	455.3	503.0	538.4
90%	68.6	141.1	179.7	252.9	351.4	361.7	484.3	522.6	555.0
95%	73.2	146.5	184.6	261.8	364.0	369.2	494.9	524.9	558.9
FBP	79.4	154.1	194.8	273.6	384.6	381.7	506.1	526.2	562.0

LSRG Light Straight Run Gasoline

HSRG Heavy Straight Run Gasoline

BN Blending Naphtha

LD Light Diesel

HD Heavy Diesel

ISO Isomax Feed

Hslop Heavy Slop oil

(Slop oil is the mixtures of oil, chemicals and water derived from a wide variety of sources in refineries or oil fields.)

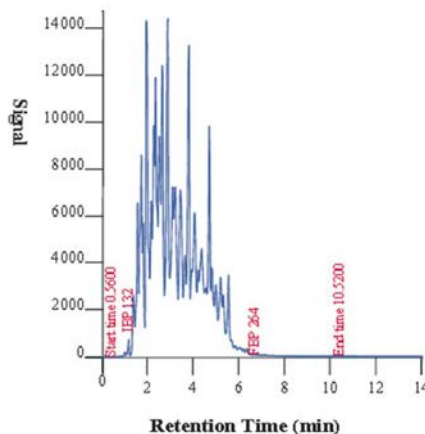
74

By:Mahdi-Razifar

آنالیز نفت خام و محصولات آن

• روش تقطیر استاندارد ASTM D-2887

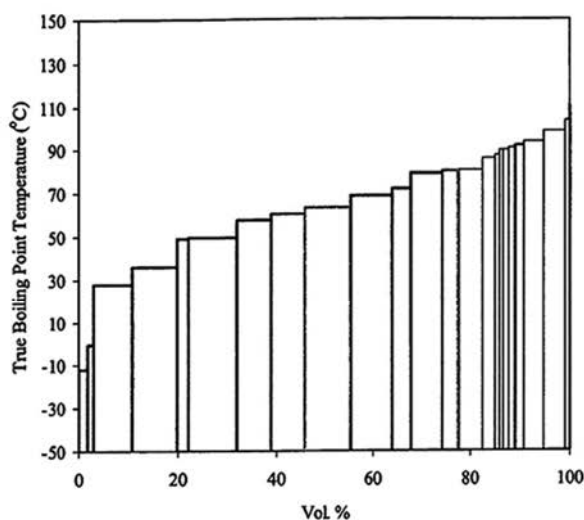
این روش تست برای تقطیر برش های نفتی همراه با کروماتوگرافی گاز جهت تخمین توزیع محدوده نقطه جوش محصولات نفتی به کار می رود. این روش تقطیر برای محصولات نفتی از نقطه جوش ابتدایی 55°C (100°F) تا نقطه جوش انتهایی 538°C (1000°F) در فشار اتمسفریک کاربرد دارد.



75

By:Mahdi-Razifa

آنالیز نفت خام و محصولات آن



Propane	isobutane
n-butane	2-methyl butane (isopentane)
n-pentane	Cyclopentane
2,2-dimethyl butane (neohexane)	2,3-dimethyl butane
2-methyl pentane	3-methyl pentane
N-hexane	methylcyclopentane
2,2-dimethylpentane	Benzene
2,4-dimethylpentane	Cyclohexane
2,2,3-trimethylbutane (Triptane)	3,3-dimethylpentane
1,1-dimethyl cyclopentane	2,3-dimethylpentane
2-methylhexane	cis-1,3-dimethylcyclopentane
1,2-dimethyl cyclopentane-trans	3-methylhexane
trans-1,3-dimethylcyclopentane	3-ethylpentane
N-heptane	Ethylcyclopentane
2,2-dimethylhexane	2,5-dimethylhexane
2,4-dimethylhexane	2,2,3-trimethylpentane
Toluene	3,3-dimethylhexane
2,3-dimethylhexane	2-methyl-3-ethylpentane
2-methylheptane	3,4-dimethylhexane
4-methylheptane	3-methyl-3-ethylpentane
3-ethylhexane	3-methylheptane
cis-1,3-ethylmethylcyclopentane	trans-1,2-ethylmethylcyclopentane
trans-1,3-ethylmethylcyclopentane	2,2,5-trimethylhexane
N-octane	

Calculated composition of representative pure components in petroleum naphtha, evaluated in practice of the invention.

76

By:Mahdi-Razifar

آنالیز نفت خام و محصولات آن

• روش تقطیر استاندارد ASTM D-86

این روش تست برای تقطیر محصولات نفتی (به ویژه سوخت های تقطیر یافته مانند بنزین طبیعی، سوخت هواپیما، نفت سفید، انواع گازوئیل و ...) تا نقطه جوش کمتر از 400°C در فشار اتمسفریک استفاده می شود. این روش برای برش هایی که حاوی باقیمانده های سنگین هستند به کار نمی رود.

ASTM D86		TEMPERATURE, °C
IBP		
5.0	vol%	
10.0	vol%	
20.0	vol%	
30.0	vol%	
40.0	vol%	
50.0	vol%	
60.0	vol%	
70.0	vol%	
80.0	vol%	
90.0	vol%	
95.0	vol%	
FBP		

آنالیز نفت خام و محصولات آن

• روش تقطیر استاندارد ASTM D-1160

این روش تست برای تعیین محدوده نقاط جوش محصولات نفتی سنگین در فشارهای پایین که می توانند ماکزیمم تا دمای 400°C تا حدی یا به طور کامل تبخیر شوند، استفاده می شود. در این روش شرایط تقطیر خلأ به کمک روابط مربوطه در شرایط معادل تقطیر استاندارد تبدیل و گزارش می شوند.

چگونگی وجود آب در نفت خام؟

• آب آزاد

در بیشتر جریان های خروجی از چاههای نفت قطرات آب در اندازه های مختلف وجود دارند. اگر این قطرات آب، در مدت ۵ دقیقه به هم چسبیده و در ته ظرف نمونه گیری ته نشین شوند آب آزاد نام دارند.

• آب به صورت امولسیون

اگر نفت و آب به طور مغشوش جریان یابند یا در حین عبور از پمپها، اریفیسها، شیرها و غیره به شدت مخلوط شوند در آن صورت امولسیون تشکیل می شود.

• آب حل شده:

برعکس گذشته که گفته می شد آب در نفت قابل حل نیست، آب تا اندازه معینی در نفت حل می شود و این حلالیت آب در نفت تا اندازه زیادی تابع درجه حرارت است و همچنین به نوع هیدروکربن و عوامل دیگر بستگی دارد. آب حل شده ته نشین نمی شود ولی در عمل، پایین آوردن درجه حرارت راه تجربی است که می توان مقداری از آب حل شده در نفت خام را جدا کرد.

چگونگی وجود نمک در نفت خام

• نمک در محلول: نمک معمولاً به صورت آب نمک در نفت خام وجود دارد. این محلول آب نمک، همان آبی است که به آسانی با پروسس های ساده از نفت خام جدا نمی شود و همان آبی است که به صورت (Basic Sediment & Water) اندازه گیری و گزارش می شود.

• نمک موجود در یک حجم معین از نفت خام مقدار نمکی است که در آب همراه آن نفت خام وجود دارد. به همین دلیل، نمک موجود در نفت خام، تنها تابع مقدار آب باقیمانده در نفت خام نیست بلکه به غلظت نمک در آب هم بستگی دارد.

• آب شور میدان های نفتی که با نفت خارج می شوند از نظر مقدار نمکی که به صورت محلول هستند به طور وسیعی تغییر می کند ولی غلظتشان عموماً بیشتر از غلظت نمک آب دریاست. در بیشتر میدان های نفتی جهان نمک های معدنی موجود در آب همراه نفت، کلرید سدیم و کلسیم و منیزیم است.

• نمک به صورت کریستال: ممکن است نمک به صورت کریستال در نفت خام وجود داشته باشد ولی این حالت معمولاً استثنایی است. همچنین بعضی مواقع مقدار ناچیزی گچ به صورت کریستال در نفت خام یافت شود.

عملیات فراورش نفت خام

- نفت خام خروجی از چاه ماهیت بسیار پیچیده‌ای دارد. بخش هیدروکربنی آن باید به محصولاتی که قابل انتقال یا ذخیره سازی باشد، تفکیک شده و آلاینده‌ها از آن زدوده شود.
- جداسازی فازهای جریان محصول خروجی از چاه توسط تفکیک کننده ها انجام می شود.
- در دستگاه تفکیک کننده فازهای گاز، هیدروکربن، آب و مواد جامد از هم جدا شده و سپس هر کدام به طور جداگانه فرآوری می شوند.

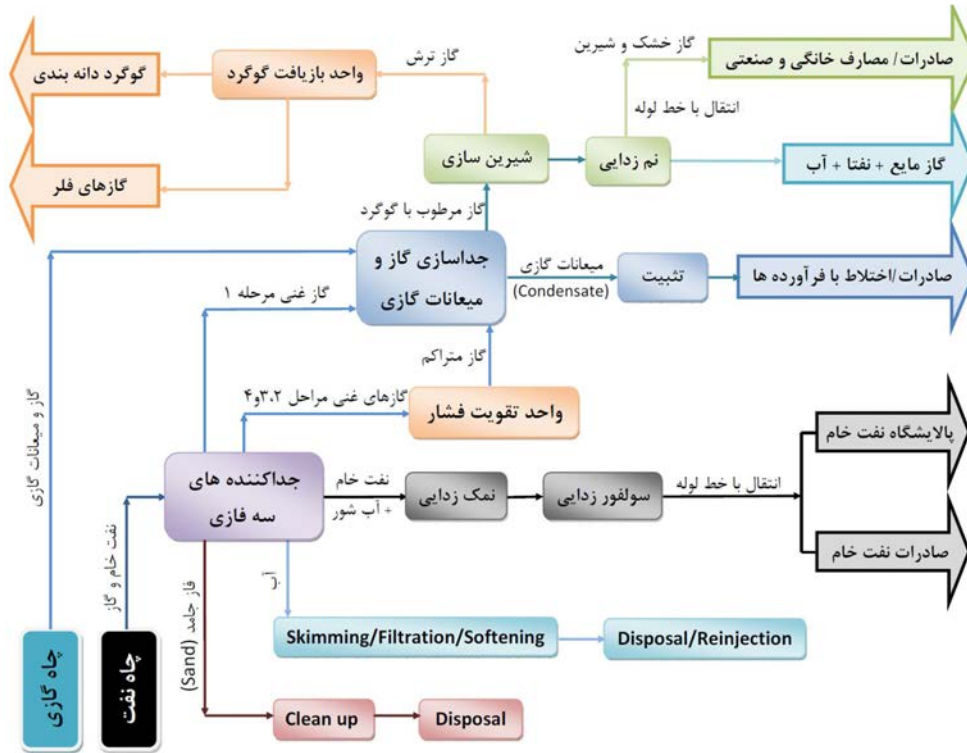
عملیات فراورش نفت خام

- جداسازی فازهای مختلف جریان نفت و گاز خروجی از چاه، معمولاً بلافاصله بعد از چاه صورت می گیرد، زیرا:
- فرآوری جداگانه فازهای گاز، نفت خام و آب همراه نفت، از نظر تکنیکی ساده تر و از نظر اقتصادی کم هزینه تر است.
 - آب تولید شده معمولاً خورنده است. بنابراین زدودن آب از نفت، هزینه کمتری را در ساخت تجهیزات مورد نیاز پس از چاه داشته و مقاومت در برابر خوردگی را افزایش خواهد داد.
 - در انتقال فازها به صورت منفرد و جداگانه، انرژی کمتری مورد نیاز است.

تفکیک کننده های گاز - نفت - آب

واژه تفکیک کننده (Separator) معمولاً به مخازنی که در میدان برای جداسازی گاز، نفت و آبی که مستقیماً از چاه گاز یا نفت می آید، اطلاق می شود. تفکیک کننده ها به دو صورت «دوفازی» - چنانچه گاز را از کل جریان مایع جدا کنند - و «سه فازی» - چنانچه علاوه بر گاز، جریان مایع را به دو فاز آب و نفت جدا سازند - تقسیم بندی می شوند.

شمای کلی فرآیند تولید و بهره برداری



83

By:Mahdi-Razifar

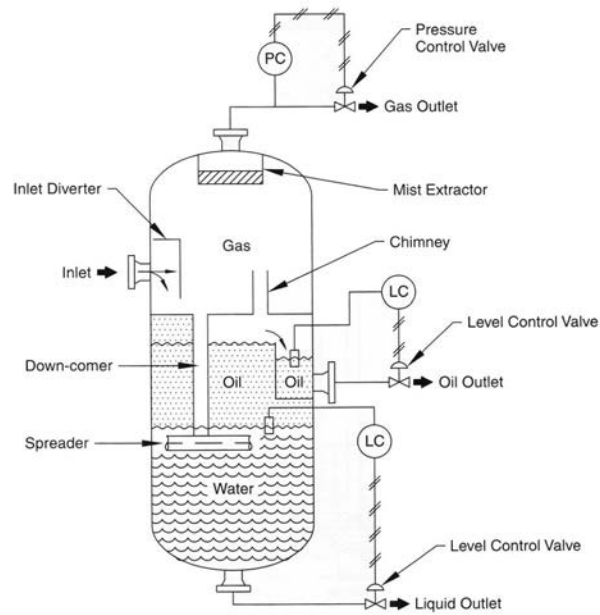
تفکیک کننده های سه فازی (Separators)

- هنگامی که به آب و نفتی که با یکدیگر مخلوط شده اند زمان ماند ۳ تا ۲۰ دقیقه داده شود، لایه شفاف و مشخصی از آب در پایین ظرف شکل می گیرد.
- این بخش از آب که توسط نیروی ثقل جدا می گردد، آب آزاد (free water)، نامیده می شود.
- جداکننده های سه فازی به دو صورت عمودی و افقی طراحی و ساخته می شوند.
- جریان سیال خوراک ورودی به جداکننده در بدو ورود به صفحه انحراف دهنده جریان برخورد می کند. در اثر تغییر ناگهانی جهت و سرعت سیال ورودی، جداسازی اولیه بین دو فاز گاز و مایع اتفاق می افتد.
- در اکثر طراحی ها صفحه انحراف دهنده، جریان مایع جدا شده را به زیر سطح مشترک دو فاز مایع سبک و سنگین هدایت می کند تا در اثر نیروی محرکه ورودی با فاز سنگین و پیوسته که عمدتاً آب است، مخلوط شده و به سمت سطح مشترک دو فاز مایع حرکت کند. به این فرآیند شستشو با آب گفته می شود. این کار باعث افزایش پیوستگی قطرات مایع سنگین یا آب در پایین ظرف می شود و در نتیجه فاز سبکتر هم به صورت فاز پیوسته به بالای سطح مشترک دو فاز منتقل می شود.

84

By:Mahdi-Razifar

تفکیک کننده‌های سه فازی (Separators)

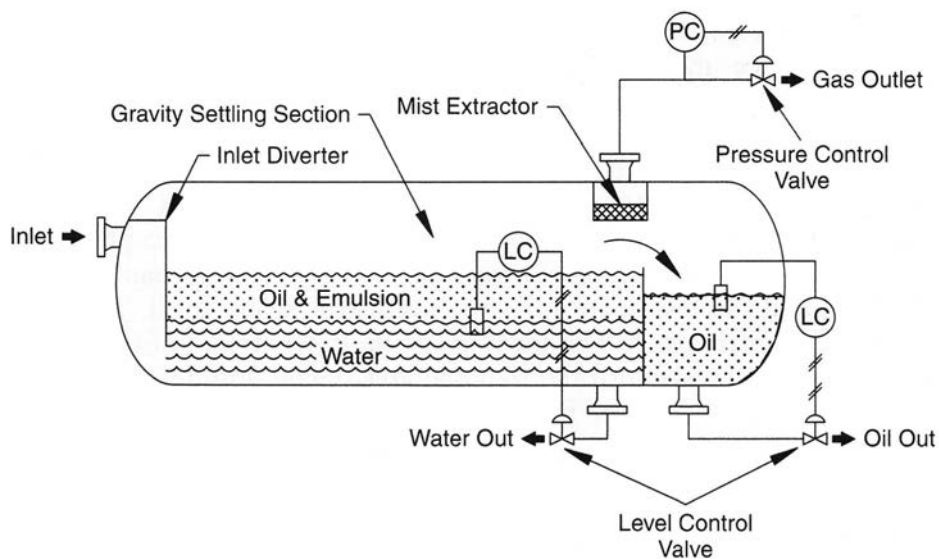


جداکننده سه فازی عمودی

85

By:Mahdi-Razifar

تفکیک کننده‌های سه فازی (Separators)

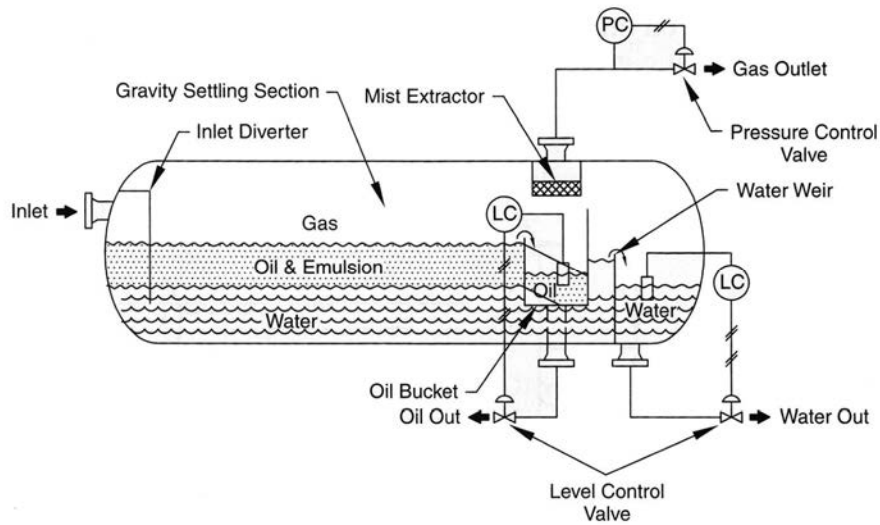


جداکننده سه فازی افقی به همراه سرریز

86

By:Mahdi-Razifar

تفکیک کننده‌های سه فازی (Separators)

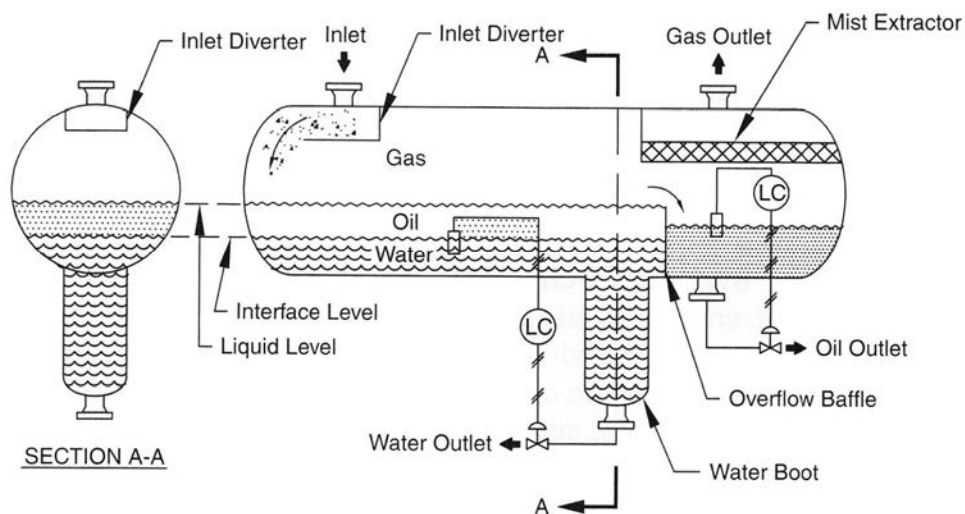


جداکننده سه فازی افقی به همراه سرریز و باکت

87

By:Mahdi-Razifar

تفکیک کننده‌های سه فازی (Separators)



جداکننده سه فازی افقی به همراه بوت

88

By:Mahdi-Razifar

جدا کننده های چند مرحله ای



89

By:Mahdi-Razifar

نمک زدایی از نفت خام

فلسفه وجود واحد نمکزدائی نفت خام، قبل از آنکه نفت به پالایشگاه ارسال شود، این است که نفت خام حاوی آب و املاح معدنی زیادی مانند NaCl می باشد که اگر از نفت جدا نشوند، در مراحل متعدد پالایش نفت این مواد با هیدروژن ترکیب شده و اسیدهایی چون HCL تولید می شوند که باعث خوردگی تجهیزات فرایندی می شود.

میزان نمک مجاز در نفت بعد از عمل نمکزدایی باید حدود ۱۰ تا ۲۰ PTB (پوند در هر ۱۰۰۰ بشکه) باشد. بر طبق استانداردهای شرکت نفت ایران میزان نمک باید تا 29 gr/m^3 و آب تا ۰/۱۵٪ حجمی از نفت خام جدا گردند.

از روش های تجزیه ای زیر برای تعیین مقدار نمک نفت های خام استفاده می شود:

- تیتراسیون HACH با جیوه (II) تغییرات پس از استخراج نمک با آب
- تیتراسیون پتانسیل سنجی پس از استخراج با آب
- تیتراسیون پتانسیل سنجی در یک حلال مختلف
- تیتراسیون موهر، با نقره تیترا پس از استخراج آب
- رسانندگی الکتریکی

90

By:Mahdi-Razifar

دلایل نمک‌زدایی از نفت خام

1. نمکی که به صورت محلول در آب همراه نفت خام وارد پالایشگاه می‌شود، باعث تشکیل رسوب در داخل لوله‌ها و دستگاهها و گرفتگی مبدل‌های حرارتی می‌شود.
2. نمک‌های معدنی موجود در آبی که همراه نفت است، منجر به خوردگی شیمیایی تجهیزات تولیدی، خطوط لوله و تانک‌های ذخیره‌سازی می‌گردد.
3. کلر موجود در آب نمک همراه نفت خام در اثر هیدرولیز یا در اثر ترکیب با تیدروژن سولفور تولید اسیدکلریدریک می‌کند که باعث خوردگی دستگاههای پالایشگاه می‌شود.
4. میزان نمک و آب موجود در نفت خام جهت فروش نباید از حد مشخصی که توسط خریداران تعریف می‌شود بالاتر باشد. به طور معمول این محدوده از ۰/۱ تا ۳ درصد وزنی متغیر است.
5. آب موجود در نفت خام ارزشی ندارد که با مخارج زیاد همراه نفت خام حمل می‌گردد، به علاوه بخشی از خطوط لوله و مخازن ذخیره توسط این آب همراه نفت خام اشغال می‌شود و این اتلاف مقداری از سرمایه است.
6. نفت خام براساس میزان گرانی که به صورت درجه API بیان می‌شود، خرید و فروش می‌شود و نفت با درجه API بالاتر، قیمت بالاتری خواهد داشت. وجود آب باعث کاهش این شاخص گشته و قیمت نفت را پایین می‌آورد.
7. ویسکوزیته نفت با افزایش درصد آب موجود در آن بالا می‌رود. (افزایش ۱ درصد آب و یا آب به همراه جامدات، ویسکوزیته نفتی با درجه API برابر ۳۰ را ۶ درصد و ویسکوزیته نفتی با درجه API برابر ۱۵ را ۴ درصد بالا می‌برد).

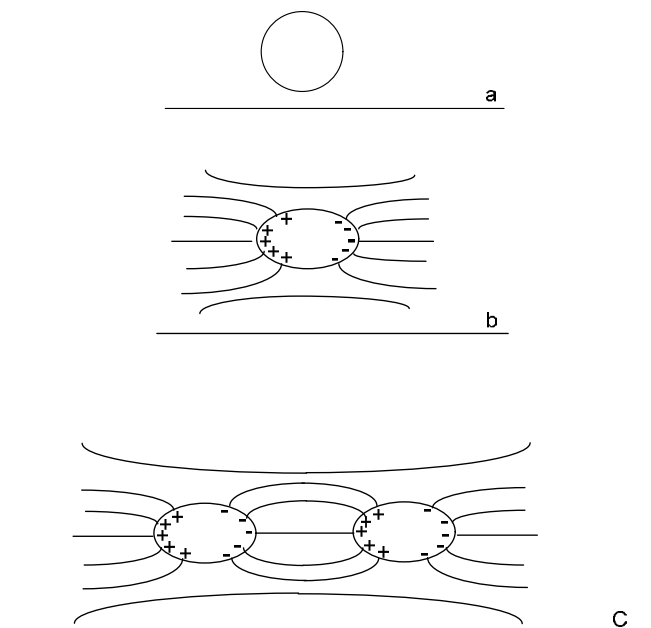
فرایندهای مورد استفاده در عملیات نمک‌زدایی

در فرآیند نمک‌زدایی از چند عامل کمکی استفاده می‌شود تا جداسازی تسهیل گردد از جمله:

1. ساکن نگه داشتن و یا پایین آوردن سرعت جریان نفت جهت کاهش تلاطم و افزایش زمان ماند تا آب آزاد آن از طریق نیروی وزن جدا شود.
2. جداسازی گازهای همراه نفت.
3. اضافه نمودن ترکیبات شیمیایی (دمولسیفایر) که شکننده امولسیون می‌باشند. مواد دمولسیفایر غشای مومی اطراف مولکولهای آب را از بین برده و کشش سطحی بین مولکولهای آب را تشدید می‌کنند.
4. گرم کردن نفت که باعث کاهش ویسکوزیته آن شده و نیروی دراگ فاز پیوسته (نفت) را در برابر حرکت فاز پراکنده (آب) کم می‌کند. این عمل موجب سرعت بخشیدن به عمل جداسازی می‌شود.
5. استفاده از میدان‌های الکتریکی برای بار دار کردن قطرات آب
6. استفاده از روش‌های مکانیکی از قبیل افزایش سطح جهت تلفیق بهتر قطرات آب موجود در نفت

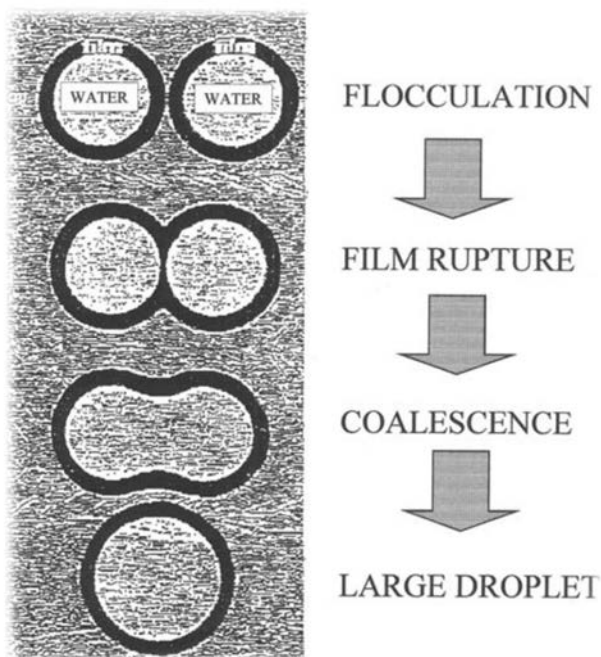
فرایند نمک زدایی

تئوری جداکننده الکتروستاتیک:

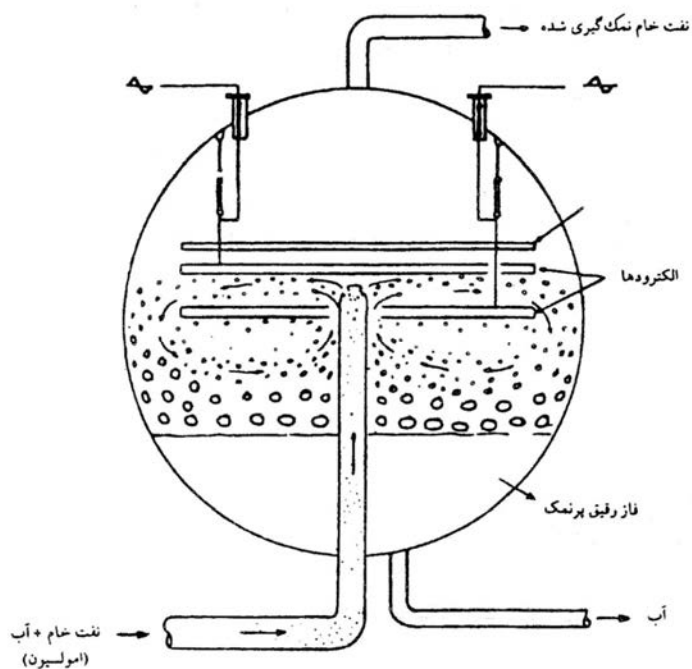


- شکل a نشان دهنده یک قطره امولسیون در نفت خام است، قبل از اینکه میدان الکتریکی با ولتاژ زیاد به کار برده شود. در ابتدا شکل قطره به صورت کروی است.
- در شکل b یک میدان الکتریکی با ولتاژ بالا اعمال می‌شود و دیده می‌شود که قطرات از حالت کروی به شکل بیضوی در می‌آیند.
- جذب و کشش بین قطرات مجاور هم در شکل c دیده می‌شود که بارهای منفی در انتهای یک قطره همسو با بارهای مثبت در انتهای قطره دیگر قرار گرفته، نیروی جاذبه بین دو قطره ایجاد شده و در نتیجه قطرات به سمت یکدیگر کشیده می‌شوند.

فرایند نمک زدایی



ساختمان داخلی نمک‌زدا

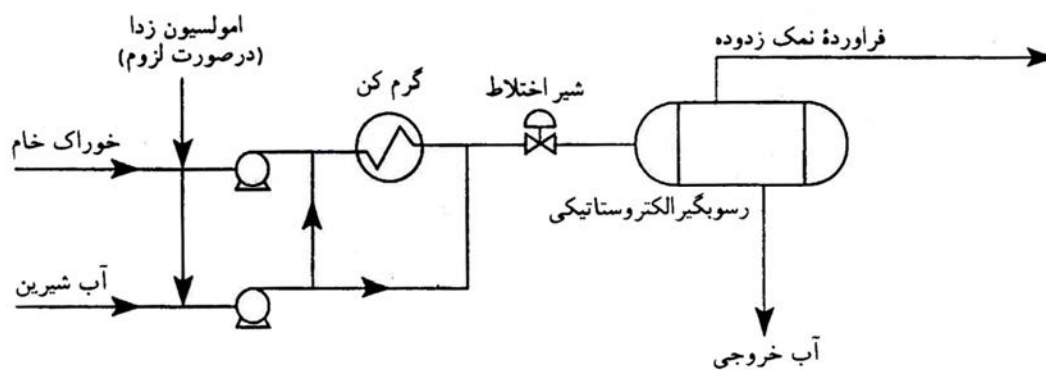


95

By:Mahdi-Razifar

فرایند نمک‌زدایی

در واحد نمک‌زدایی (Desalter Unit) طی عملیات شستشو قبل از آنکه نفت خام به واحد تثبیت نفت خام منتقل گردد نمک از نفت خام جدا می‌شود.



در برخی موارد لازم است دو مرحله نمک‌زدایی انجام شود.

96

By:Mahdi-Razifar

توالی فرایندهای مورداستفاده در عملیات نمک‌زدایی

- خوراک واحد نمک‌زدایی از جداکننده هایی که کار تفکیک اولیه نفت و گاز را در چند مرحله متوالی (معمولاً سه مرحله) انجام می دهند تأمین می شود.
- نفت خروجی از جدا کننده مرحله آخر، جهت جداسازی ابتدایی آب و نفت ابتدا وارد مخزنی به نام Degassing Tank می شود. نفت خروجی از این تانک بسوی واحد نمک‌زدایی پمپ می شود.
- در گام بعد برای افزایش راندمان جدا سازی دمای نفت باید افزایش داده شود. در اثر افزایش دما ویسکوزیته نفت خام کاهش می یابد و در نتیجه فرایند ائتلاف (Coalescence) بهتر انجام می شود. دمای مناسب حدود ۶۰ درجه سانتیگراد است.
- بعد از افزایش دما جریان نفت خام باید توسط شیر اختلاط با آب رقیق کننده مخلوط شود. آب را عامدانه به نفت اضافه می کنند تا بتواند نمک را در خود حل کند. این آب باید بدون اکسیژن محلول باشد تا موجب خوردگی نشود. معمولاً میزان آب ۱۰ درصد دبی نفت خام است.
- با تزریق مواد ضد امولسیون از یکسو و استفاده از میدان الکتریکی قوی (۵۰۰۰ ولت) بین ردیف های صفحات موازی فلزی (الکتروده) دستگاه نمک‌زدا برقرار می شود.
- قطرات آب در اثر کشش سطحی در سطح الکترودهها تجمع کرده و سپس ائتلاف می کنند که نتیجه آن افزایش وزن قطره و چکیدن آن در کف دستگاه نمک زدا است.
- نفت نمک‌زدایی شده بسوی مخازن ذخیره هدایت می گردد تا بعداً از آنجا بسوی واحدهای پالایشگاهی یا خطوط لوله صادراتی حمل گردد.

عملیات تثبیت نفت خام

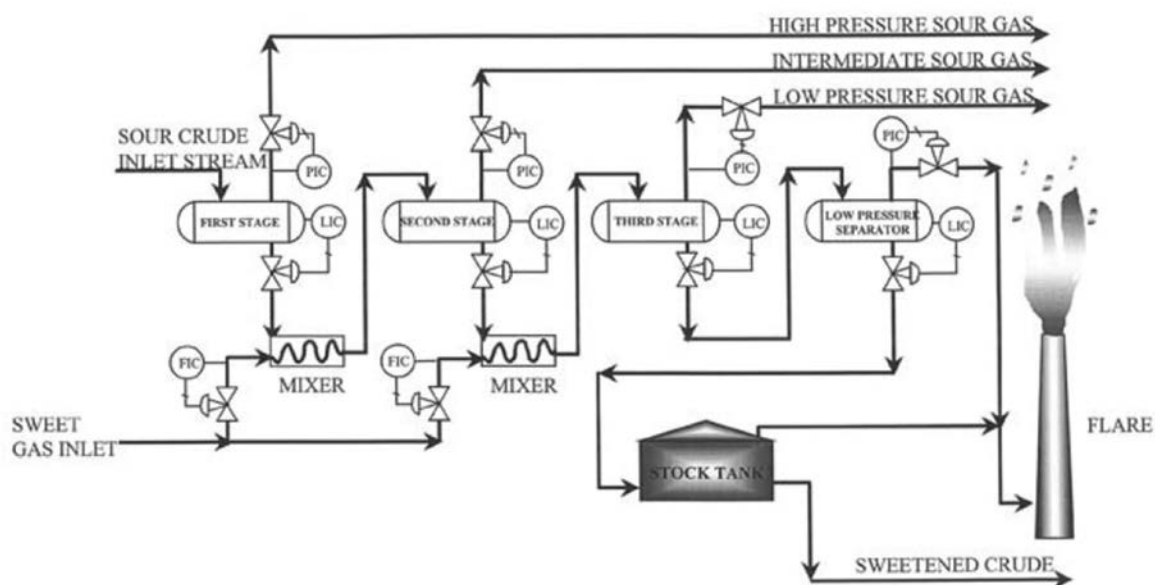
- بعد از جداسازی اولیه گازها (Separation)، نم زدایی (Dehydration) و نمک زدایی (Desalting) از نفت خام، عملیات تثبیت نفت خام (Stabilization) انجام می شود. در طی این فرآیند:
- گازهای حل شده در نفت (Low-Boiling-Point Hydrocarbons) که علی رغم مراحل قبلی جداسازی هنوز در آن باقی مانده اند جدا می شوند و با تثبیت نفت خام امکان هدر رفت گاز محلول در نفت طی مدت زمان ذخیره آن از بین می رود.
 - ارزش اقتصادی نفت خام در عملیات تثبیت افزایش می یابد زیرا طی این عملیات مقدار هیدروکربونهای C_5 و سبکتر از آن در نفت خام تنظیم می شوند و در نتیجه API نفت خام پایین می آید.
 - در عملیات تثبیت نفت خام، H_2S (در صورت وجود) از آن جدا می شود که در واقع نوعی عملیات شیرین سازی محسوب می شود. اساساً برای نفتی که ترش محسوب نشود و سولفید هیدروژن چندانی نداشته باشد نیازی به مرحله تثبیت نیست.
 - علاوه بر سولفید هیدروژن، مرکاپتانها و دیگر ترکیبات گوگردی هم در فرایند تثبیت از نفت خام جدا می شوند.

عملیات تثبیت نفت خام

عملیات تثبیت به دو روش Flashing و Stripping می تواند انجام شود:

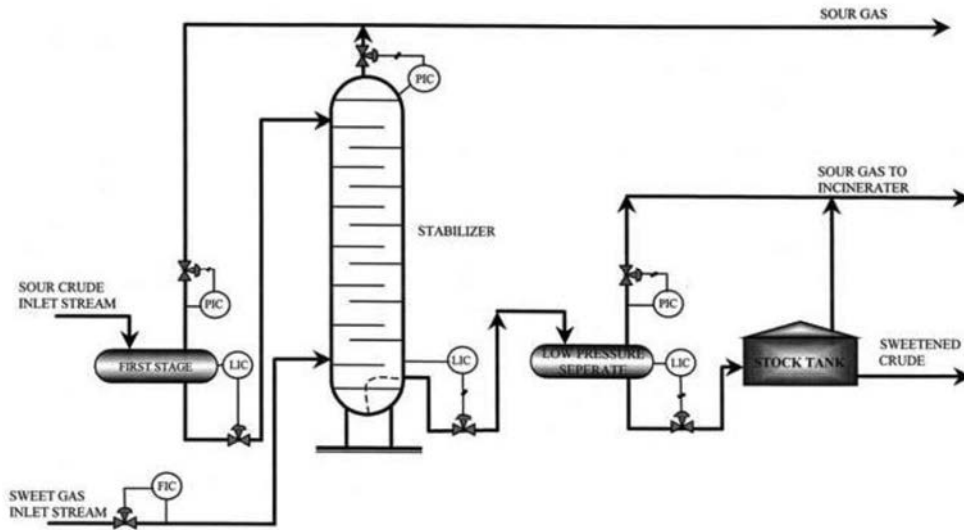
- روش Flashing برای واحدهای کوچک کاربرد دارد و در آن یک جدا کننده که در فشار اتمسفری کار می کند در بالای تانک ذخیره نفت تعبیه می شود.
- روش استریپینگ روش غالب است که در این روش از یک برج (معمولاً سینی دار) استفاده می شود که Stripper یا Stabilizer نامیده می شود و در آن بخار آب یا گاز شیرین از پایین وارد برج شده و در تماس با نفتی که از بالاترین سینی برج وارد آن می شود قرار می گیرد. بخار کار زدودن گاز سولفید هیدروژن و هیدروکربنهای با نقطه جوش پایین را بر عهده دارد. اکثر برجهای استریپر در فشار بالای ۲۰۰ psia (۱۴ bar) کار می کنند و حدوداً دارای ۲۰ سینی هستند.

عملیات تثبیت نفت خام



عملیات تثبیت به روش Flashing

عملیات تثبیت نفت خام



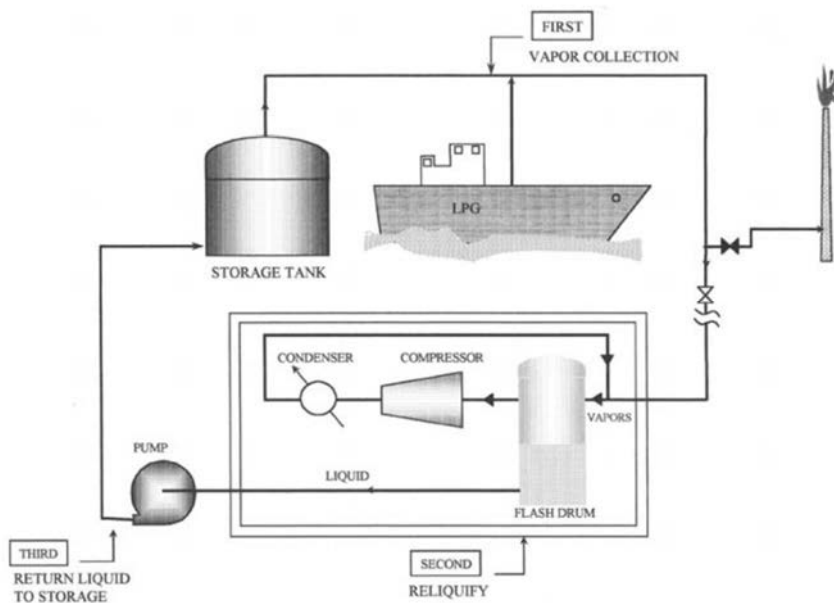
عملیات تثبیت به روش Stripping

101

By:Mahdi-Razifar

واحد بازیافت بخار (Vapor Recovery Unit)

جهت جلوگیری از اتلاف بخارات هیدروکربنی حاصل از تبخیر نفت خام و محصولات حاصل از آن در تانک های ذخیره و نفت کش ها از واحد بازیافت بخار (VRU) مطابق شکل زیر استفاده می شود.



102

By:Mahdi-Razifar

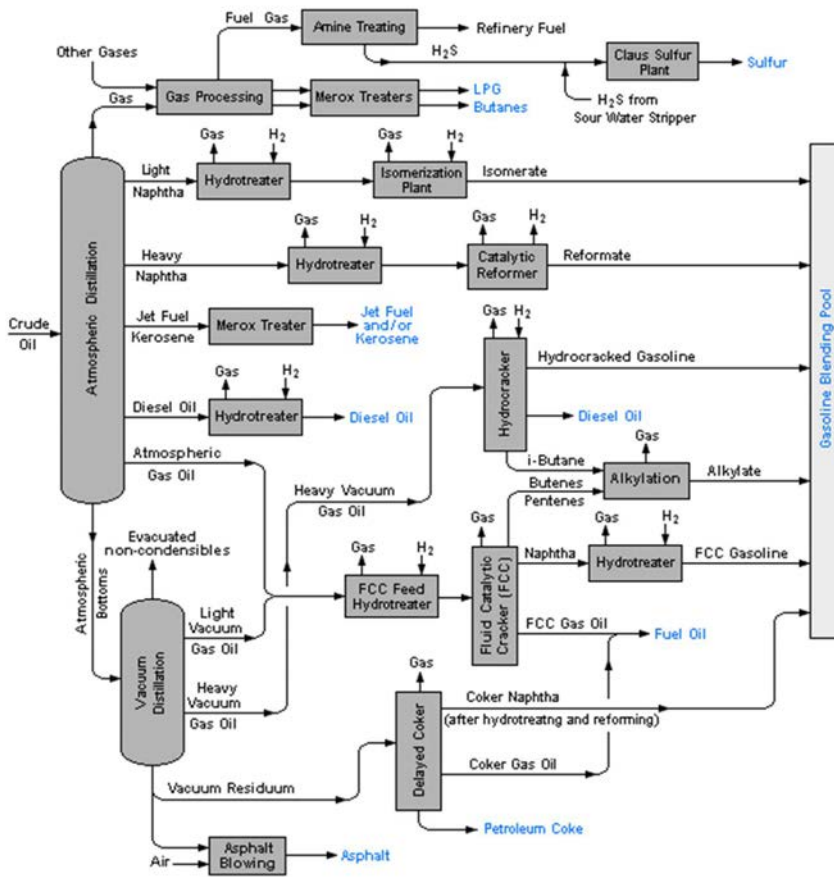
مبانی پالایش نفت خام

- پالایشگاه نفت یک واحد صنعتی است که در آن نفت خام به مواد مفیدتری مانند آسفالت، گاز مایع شده (LPG)، سوخت دیزل، روغن‌های روغنکاری، نفتا، واکس پارافین، بنزین، قیر و سوخت جت تبدیل می‌گردد.
- فن پالایش نفت در واقع جداکردن اجزا تشکیل دهنده نفت از هم و بالابردن درجه خلوص آنها می‌باشد.
- اجزا تشکیل دهنده نفت دارای نقاط جوشی متفاوت می‌باشند از این رو می‌توان آنها را توسط فرآیند تقطیر از یکدیگر جدا نمود.
- برای استفاده از نفت برای تولید محصولات دیگر مانند پلاستیک، فوم‌ها و ... نفت خام به طور حتم باید پالایش گردد.
- از آنجائیکه تقاضای زیادی برای اجزای مایع سبک تر وجود دارد از این رو در یک پالایشگاه مدرن نفتی هیدروکربن‌های سنگین و اجزای گازی سبک در طی فرآیندهای پیچیده و انرژی بر به مواد با ارزش تری تبدیل می‌شوند.
- می‌توان با ترکیب مولکول‌های کوچک‌تر مانند ایزوبوتان و پروپیلن و یا بوتیلن طی پروسه‌هایی همانند آلکانلین کردن یا دیمرازیون سوختی با عدد اکتان مورد نظر تهیه نمود.

مبانی پالایش نفت خام

- درجه اکتان بنزین را می‌توان طی فرآیند بهسازی توسط کاتالیزور بهبود بخشید که طی آن هیدروژن از هیدروکربن جدا شده و هیدروکربن آروماتیکی تشکیل می‌گردد که درجه اکتان بسیار بالایی دارد.
- تولیدات میانی برج تقطیر را می‌توان طی پروسه‌های کراکینگ گرمایی، هیدروکراکینگ و یا کراکینگ کاتالیزوری سیال به محصولات سبک تر تبدیل نمود.
- مرحله نهایی در تولید بنزین ترکیب مواد هیدروکربن مختلف با درجه‌های اکتان متفاوت با همدیگر است تا به مشخصات محصول مورد نظر دست یابیم.
- میزان سرمایه گذاری برای احداث یک پالایشگاه با پیچیدگی متوسط بین ۱۸ تا ۱۹ هزار دلار به ازای هر بشکه ظرفیت پالایش است و با افزایش درجه پیچیدگی گاه تا ۲۴ تا ۲۵ هزار دلار در هر بشکه سرمایه گذاری نیاز دارد.

فرآیندهای پالایش نفت خام



در شکل مقابل فرآیندهای معمول در یک پالایشگاه نفت نشان داده شده است. پالایشگاه های نفت شامل واحد های فرآیندی مختلفی است که در ادامه به توضیح مختصر هر یک از موارد می پردازیم :

105

By:Mahdi-Razifar

فرآیندهای پالایش نفت خام

1. در واحد تقطیر اتمسفریک (Atmospheric Distillation Unit) نفت خام به برش های مختلف جدا می شود.
2. در واحد تقطیر خلا (Vacuum Distillation Unit) باقیمانده مواد از واحد تقطیر اتمسفریک بیشتر از هم جدا می شوند.
3. در واحد هیدروتریتر نفتا (Naphtha Hydrotreater Unit) با استفاده از هیدروژن از نفتای سبک و سنگین حاصل از برج تقطیر گوگردزایی می شود.
4. در واحد اصلاح کاتالیستی (Catalytic Reformer Unit) نفتا به محصولات بهینه با عدد اکتان بالا تبدیل می شود. یکی از تولیدات جانبی واحد اصلاح کاتالیستی هیدروژن می باشد که در هیدروتریتر و هایدروکراکر استفاده می شود.
5. در واحد هیدروتریتر دیزل (Diesel Hydrotreater) سوخت دیزل پس از برج جداکننده گوگردزایی می شود.

106

By:Mahdi-Razifar

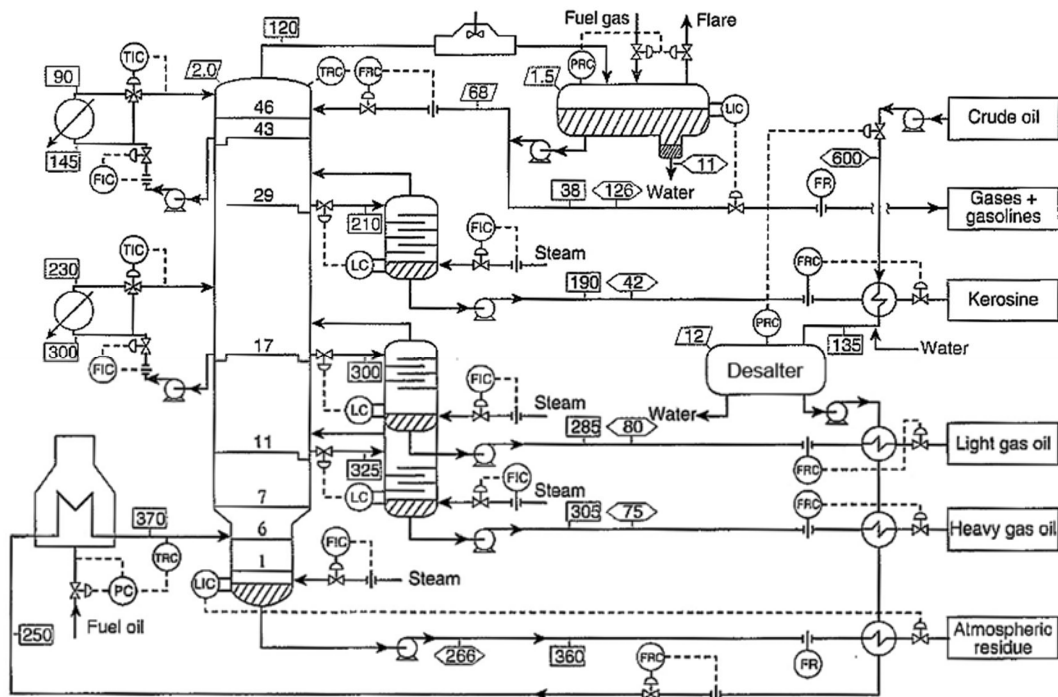
فرآیندهای پالایش نفت خام

6. در واحد شکست کاتالیستی سیال (Fluid Catalytic Cracking Unit) برش های سنگین تر برج تقطیر به برش های سبک تر و با ارزش تر تبدیل می شوند.
7. در واحد هیدروکراکر (Hydrocracker Unit) با استفاده از هیدروژن، برش های سنگین تر به برش های سبک تر و با ارزش بیشتر تبدیل می شوند.
8. واحد اصلاح مراکس (Mercox Treater) در برخی موارد ویژه همانند اصلاح سوخت جت برای اکسیداسیون مرکاپتان ها به مواد آلی استفاده می شود.
9. فرآیند کک سازی (Coking Process) طی این پروسه آسفالت به بنزین و سوخت دیزل تبدیل می شود و کک به عنوان باقیمانده می ماند.
10. واحد آلکیلشن (Alkylation Unit) برای فرآیند اختلاط، ترکیباتی با عدد اکتان بالا تولید می کند.

فرآیندهای پالایش نفت خام

11. واحد دیمرزاسیون (Dimerization Unit)
12. واحد ایزومریزاسیون (Isomeration Unit) مولکول های خطی را به مولکول های حلقوی که دارای اکتان بالاتری می باشند تبدیل می کند و محصول جهت اختلاط به درون واحد آلکیلشن و یا بنزین هدایت می گردند.
13. واحد تبدیل بخار (Steam Reforming Unit) هیدروژن مورد نیاز برای واحدهای هایدروکراکر و هایدروتریتر را تامین می کند.
14. واحدهای گاز مایع شده پروپان و سوخت های گازی مشابه (این واحدها به صورت مدور می باشند تا توانایی تامین سوخت های مزبور را به صورت مایع داشته باشند).
15. مخازن ذخیره نفت خام و فرآورده های پالایش شده.
16. واحدهای یوتیلیتی همانند برج های خنک کن، واحد آب، واحد بخار، واحد جمع آوری و تصفیه فاضلاب .

واحد تقطير اتمسفریک نفت خام



109

By:Mahdi-Razifar

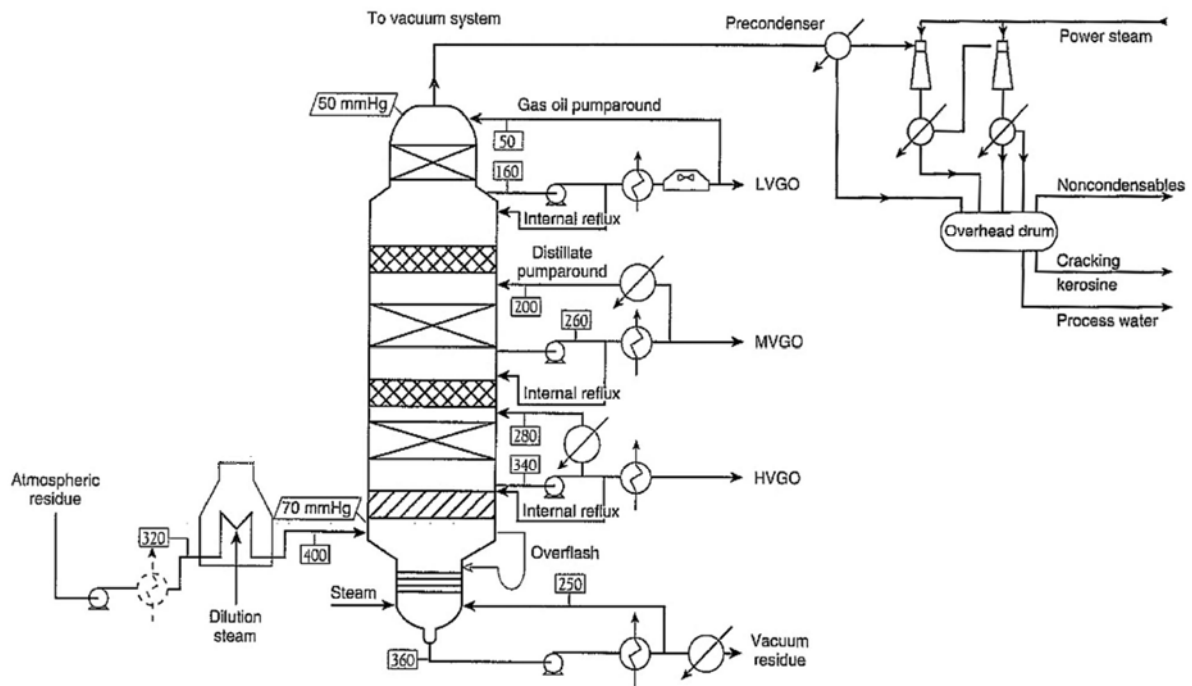
برج تقطير اتمسفریک نفت خام



110

By:Mahdi-Razifar

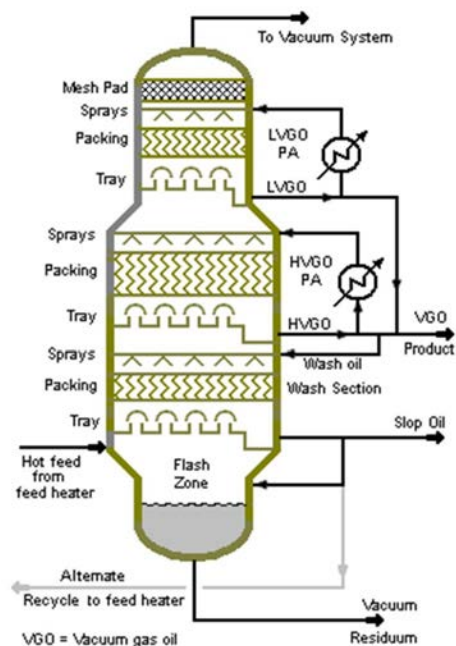
واحد تقطير خلافت خام



111

By:Mahdi-Razifar

برج تقطير خلافت خام

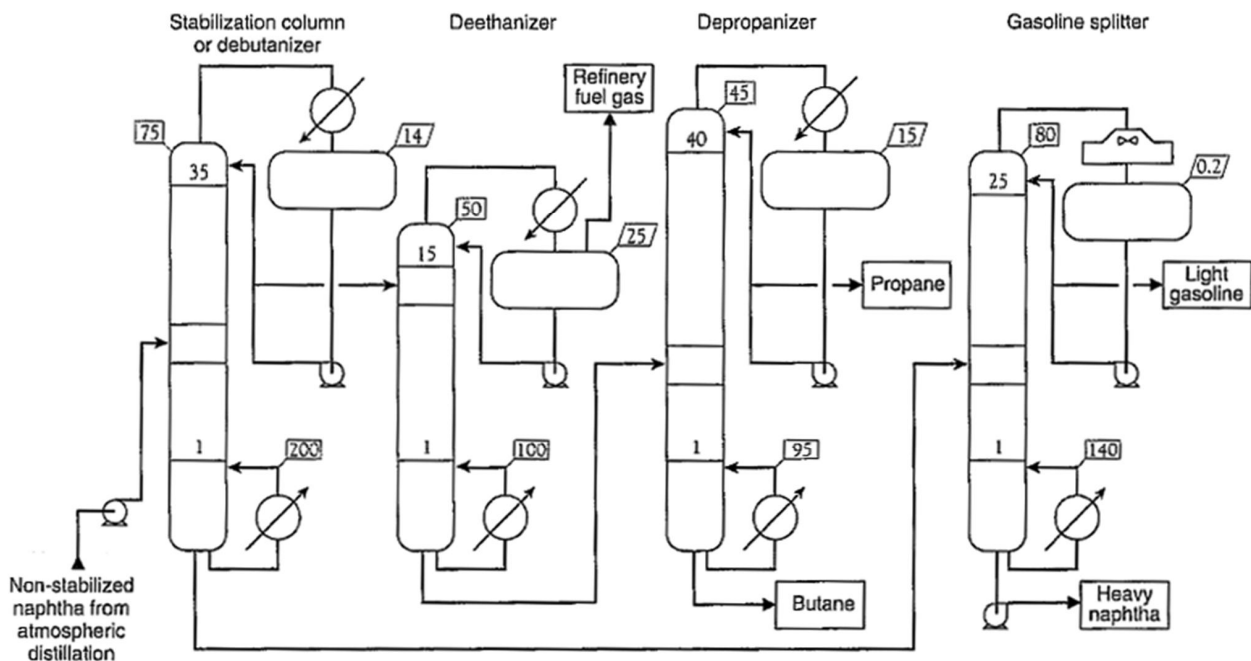


VGO = Vacuum gas oil
 LVGO = Light vacuum gas oil
 HVGO = Heavy vacuum gas oil
 PA = Pumparound circuit with cooler

112

By:Mahdi-Razifar

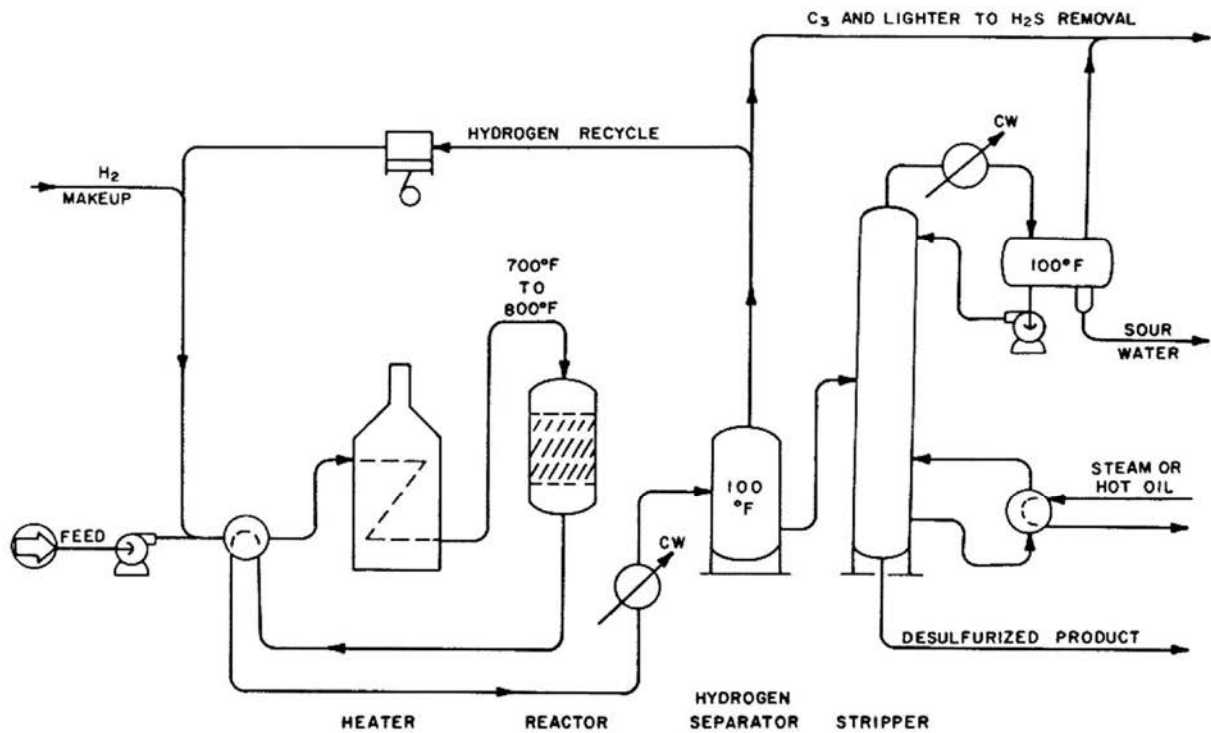
واحد تقطیر نفتا (تفکیک گاز و تولید بنزین)



واحد هایدروتریتر (عمل آوری با هیدروژن)

- هایدروتریتینگ یا عمل آوری با هیدروژن به عملیات نسبتاً ملایمی گفته می شود که هدف اصلی آن اشباع کردن الفین ها یا کاهش گوگرد یا نیتروژن موجود در خوراک در اثر واکنش با هیدروژن و در حضور کاتالیست است.
- اگر هایدروتریتینگ اختصاصاً برای حذف گوگرد بکار رود، به آن عملیات گوگردزدایی با هیدروژن یا HDS گفته می شود. نام گذاری فرآیند به صورت نسبی با توجه به فرآیند غالب انجام می شود.
- عملیات های هایدروتریتینگ و هایدروکراکینگ مشابه هم هستند با این تفاوت که شرایط عملیاتی در هایدروتریتینگ نسبتاً ملایمتر از هایدروکراکینگ است و لذا تغییری در گستره نقطه جوش خوراک رخ نمی دهد ولی در هایدروکراکینگ بیشتر خوراک به فرآورده هایی با گستره جوش پایین تر از گستره جوش خوراک تبدیل می شود. هایدروتریتینگ و هایدروکراکینگ در دو انتهای یک طیف قرار دارند.
- هایدروتریتینگ برای گستره وسیعی از خوراک ها از نفتا تا باقیمانده نفت خام کاربرد دارد.
- کاتالیزورهای هایدروتریتینگ عمثاً از نوع اکسیدهای کبالت و مولیبدن یا نیکل و مولیبدن با پایه آلومینا هستند. کاتالیزورهای COMO برای گوگردزدایی و کاتالیزورهای NIMO برای نیتروژن زدایی و سیر کردن آروماتیک ها مناسب اند ولی هر دو می توانند گوگرد و نیتروژن را جدا کنند.
- شرایط عملیاتی گوگردزدایی ملایمتر از عملیات نیتروژن زدایی است و مصرف هیدروژن آن کمتر است.

واحد هایدروتریتر (عمل آوری با هیدروژن)



115

By:Mahdi-Razifar

واحد هایدروتریتر (عمل آوری با هیدروژن)



116

By:Mahdi-Razifar

واحد شکست کاتالیستی (Catalytic Cracking)

- کراکینگ کاتالیزوری متداولترین و رایجترین فرآیند پالایشگاهی برای تبدیل نفت های سنگین به مواد پرارزتر مانند بنزین و محصولات سبکتر است.
- در آغاز کراکینگ به کمک گرما انجام می شد ولی کراکینگ کاتالیزوری به دلیل تولید مقدار بیشتر بنزین با عدد اکتان بالاتر و مقدار کمتر نفت کوره سنگین و گازهای سبک تقریباً به طور کامل جایگزین کراکینگ گرمایی شده است.
- گازهای سبکی که در کراکینگ کاتالیزوری تولید می شوند در مقایسه با کراکینگ گرمایی دارای الفینهای بیشتری هستند.
- در فرآیند کراکینگ کک تولید می شود. کک تولید شده روی کاتالیزور نشسته و فعالیت آنرا کاهش می دهد.
- به منظور بازیابی فعالیت کاتالیزور سطح کاتالیزور می بایست از طریق سوزاندن این کک با هوا احیاء شود. بنابراین کاتالیزور باید به طور مداوم بین راکتور و راکتور احیا در حرکت باشد.
- واکنش کراکینگ گرماگیر و واکنش احیاء گرمازاست. به همین دلیل معمولاً در واحدهای شکست کاتالیستی از گرمای واکنش احیاء ($815-650^{\circ}\text{C}$) برای گرم کردن خوراک تا دمای واکنش ($540-480^{\circ}\text{C}$) استفاده می شود.

واحد شکست کاتالیستی (Catalytic Cracking)

امروزه فرآیندهای کراکینگ کاتالیزوری به دو گروه تقسیم می شوند:

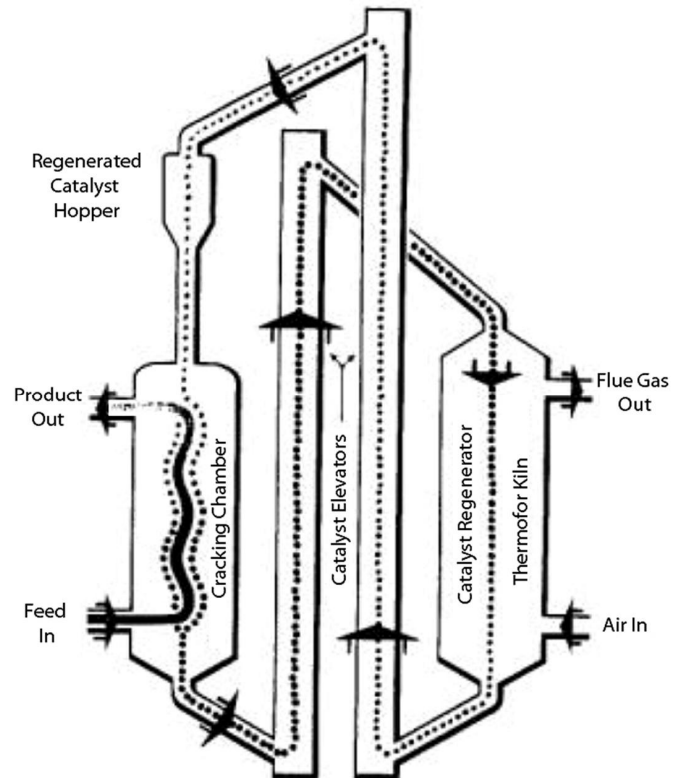
1. واحدهای بستر متحرک

برای واحدهای بستر متحرک می توان کراکینگ کاتالیزوری ترمافور (Thermafoc catalytic cracking process (TCC را نام برد. در این فرآیند کاتالیست ها به شکل قرص می باشند که توسط نوار نقاله به صورت پیوسته به بالای واحد داخل یک هاپر ذخیره منتقل شده و سپس با نیروی گراویتیته به داخل راکتور کراکینگ و سپس راکتور احیاء جریان می یابد. جریان گاز تولید شده از راکتور پس از جداسازی از کاتالیست به برج تفکیک کننده فرستاده می شود. کاتالیست مصرف شده با سوخته شدن کک در راکتور احیاء بازیابی شده و پس از خنک شدن مجدداً به سیستم بازگردانی می شود. امروزه واحدهای TCC جایگاه خود را به واحدهای FCC داده اند.

2. واحدهای بستر سیال (Fluid Catalytic Cracking (FCC

واحدهای FCC به دو دسته کراکینگ در بستر و کراکینگ در خط بالابرنده تقسیم می شوند. عملکرد هر دو فرآیند مشابه هم است. کاتالیست ها به صورت ذرات ریز می باشند که در صورت هوادهی با بخار به صورت سیال در می آیند. خوراک با کاتالیزور در داخل راکتور کراکینگ یا خط بالابرنده خوراک واکنش داده، پس از جدا شدن از گاز تولیدی وارد راکتور احیاء شده و مجدداً به سیستم بازگردانی می شود. جریان گاز تولید شده به برج تفکیک کننده فرستاده می شود.

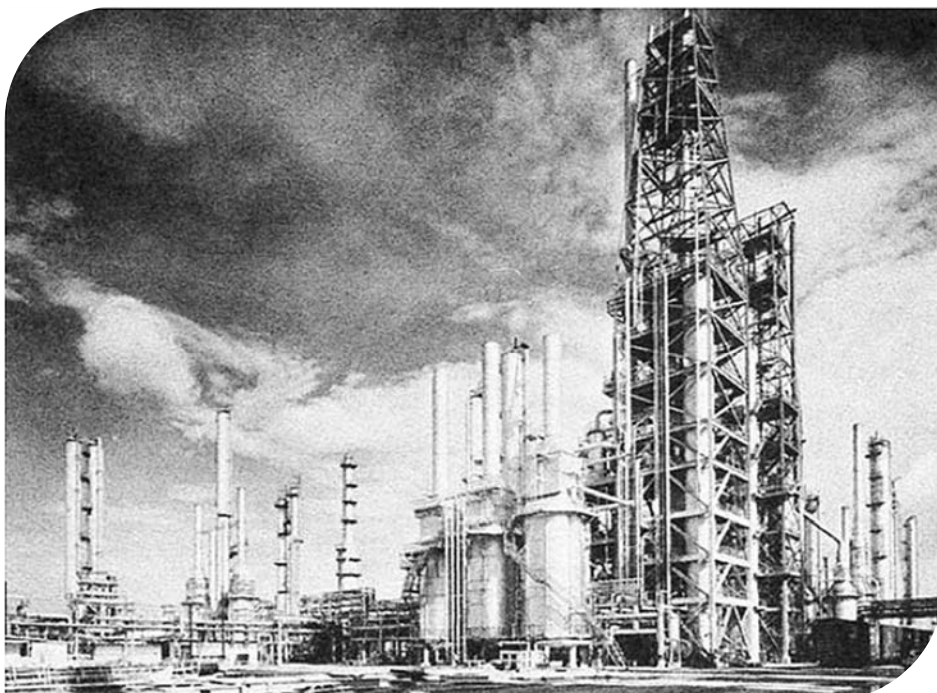
واحد شکست کاتالیستی ترمافور (TCC)



119

By:Mahdi-Razifar

واحد شکست کاتالیستی ترمافور (TCC)



120

By:Mahdi-Razifar

واحد شکست کاتالیستی سیال FCC (Fluid Catalytic Cracking)

- کاتالیزور سیال به طور مداوم بین راکتور کراکینگ و راکتور احیاء جریان دارد و به عنوان عامل انتقال گرما از راکتور احیاء به راکتور کراکینگ و خوراک عمل می کند. امروزه دو نوع آرایش برای این راکتورها وجود دارد:

1. پهلو به پهلو (Side by Side)

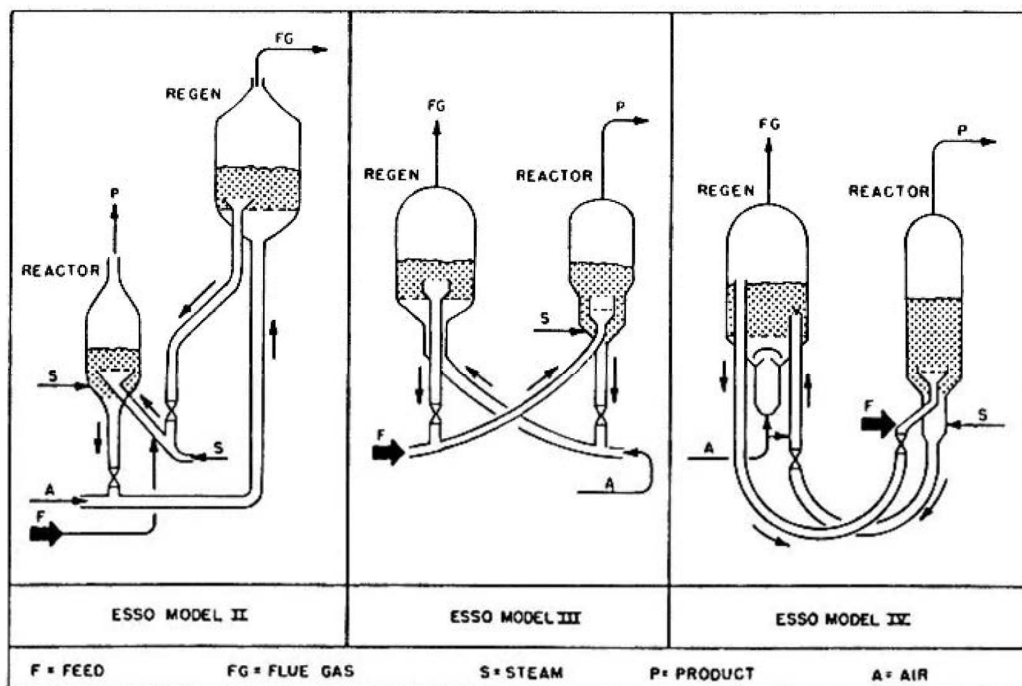
که در آن راکتور کراکینگ و راکتور احیاء به صورت دو مخزن مجزا و مجاور هم قرار دارند.

2. سیستم جریان قائم یا دودکشی (Orthoflow or Stacked Type)

که در آن راکتور کراکینگ در بالای راکتور احیاء قرار می گیرد.

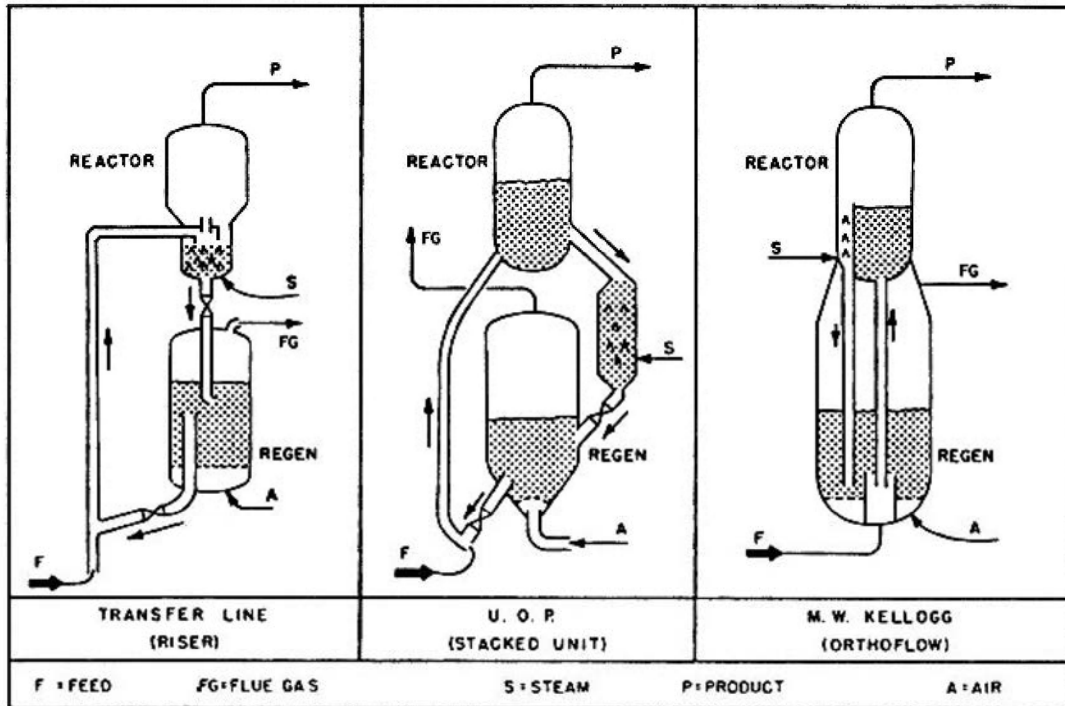
- انواع مختلف آرایش های این دو راکتور در اسلاید بعدی ملاحظه می شود.

واحد شکست کاتالیستی سیال FCC (Fluid Catalytic Cracking)



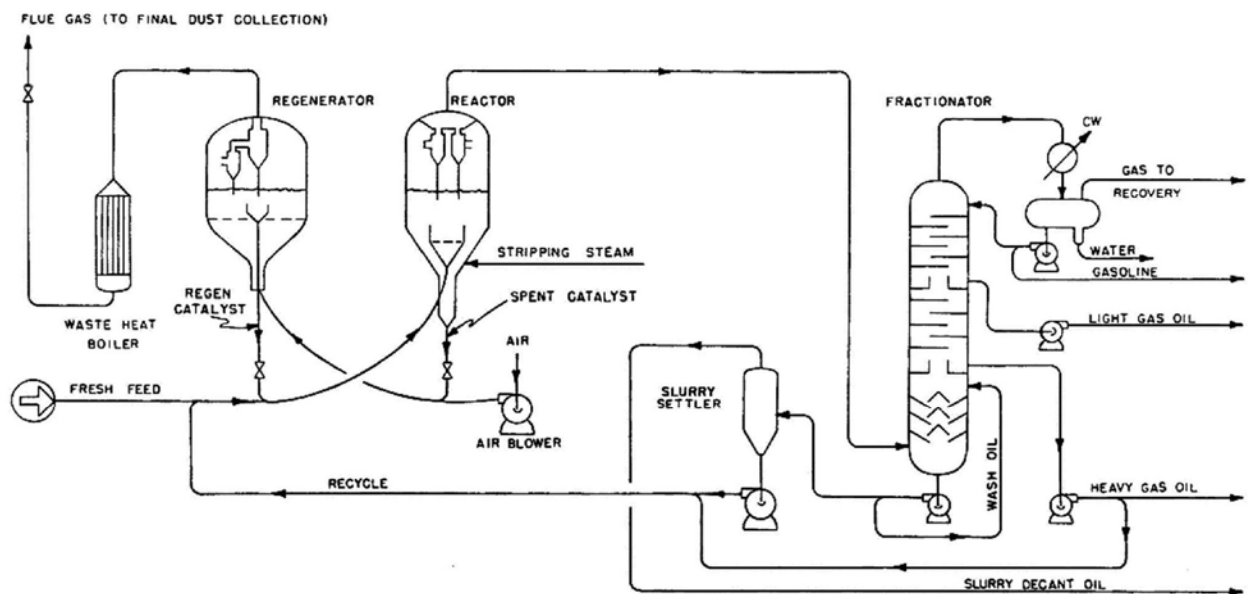
Older fluid catalytic-cracking (FCC) unit configurations.

واحد شکست کاتالیستی سیال FCC (Fluid Catalytic Cracking)

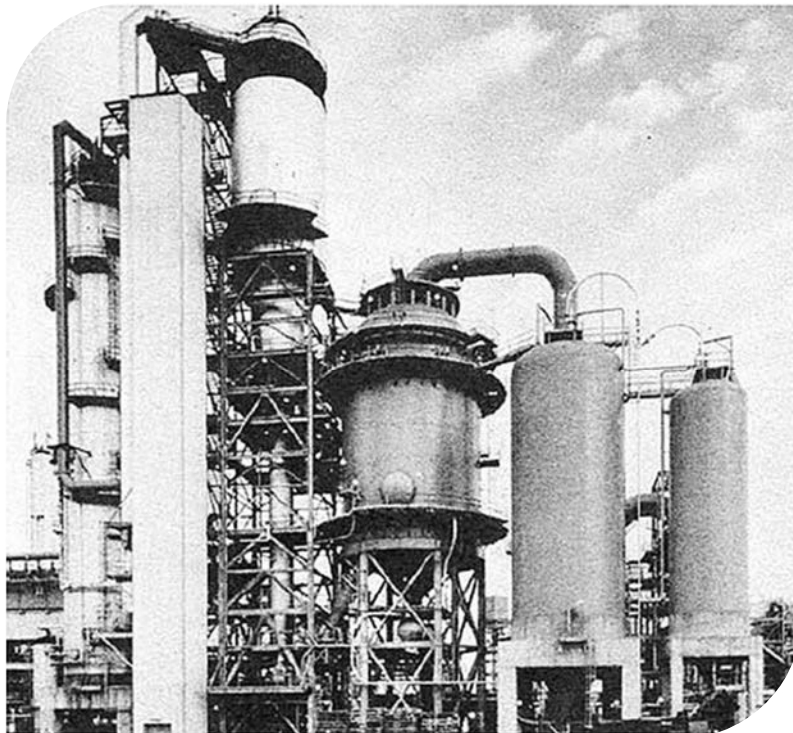


Older fluid catalytic-cracking (FCC) unit configurations.

واحد شکست کاتالیستی سیال FCC (Fluid Catalytic Cracking)



واحد شکست کاتالیستی سیال FCC (Fluid Catalytic Cracking)



125

By:Mahdi-Razifar

واحد هایدروکراکینگ (Hydrocracking)

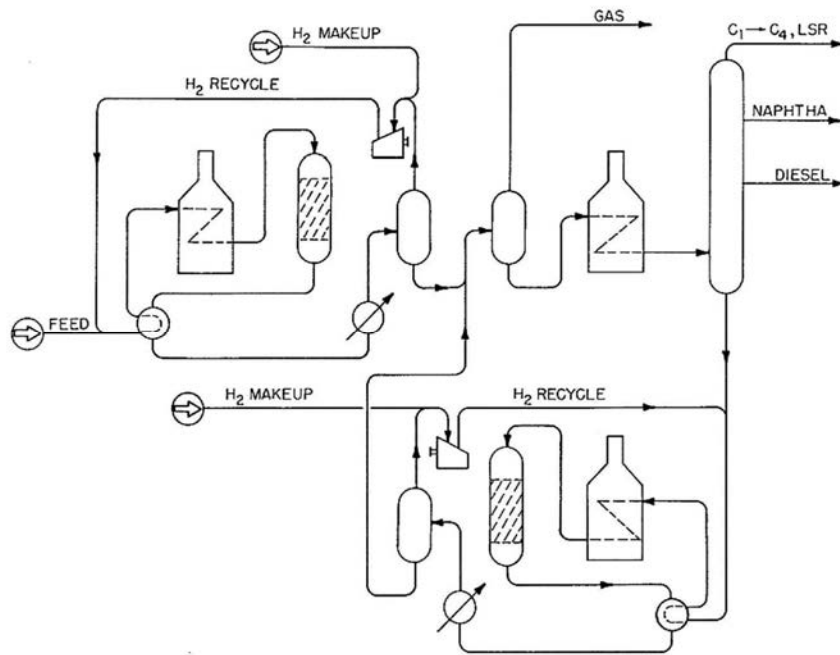
- شرکت شورون نخستین واحد هایدروکراکینگ تجاری را در سال ۱۹۵۸ راه اندازی کرد. بعدها با تولید کاتالیزورهای مرغوبتر انجام عملیات در فشارهای پایین تر ممکن شد.
- فرآیند هایدروکراکینگ از دو جهت حائز اهمیت فراوان است:
 1. نوع تقاضا برای فرآورده های نفتی تغییر کرده است. و درخواست برای بنزین در مقایسه با مواد میان تقطیر افزایش یافته است.
 2. در سال های اخیر هیدروژن با قیمت ارزان و به مقدار زیاد به عنوان محصول جانبی فرآیند رفرمینگ کاتالیزوری تولید می شود.
 3. مسائل زیست محیطی که موجب محدودیت غلظت های گوگرد و ترکیبات آروماتیکی در سوخت های موتورهای شده است.
- در پالایشگاه های امروزی کراکینگ کاتالیزوری و هایدروکراکینگ به صورت گروهی کار می کنند.
- از نفت گازهای اتمسفری و خلأ که پارافینی هستند و آسانتر شکسته می شوند به عنوان خوراک واحد کراکینگ کاتالیزوری استفاده می شود.
- نفت گاز خلأ سنگین، فرآورده های تقطیری حاصل از واحد کک سازی و نفتن های حلقوی حاصل از عملیات کراکینگ کاتالیزوری (که به شدت آروماتیکی هستند) به عنوان خوراک واحد هایدروکراکینگ استفاده می شود.
- از باقیمانده تقطیر در خلأ نیز می توان به عنوان خوراک واحد هایدروکراکینگ استفاده کرد اما کاتالیزور و شرایط عملیاتی آن به دلیل وجود آسفالتنها، خاکستر و فلزات خوراک با شرایط عملیات هایدروکراکینگ خوراک های تقطیر شده متفاوت است.

126

By:Mahdi-Razifar

فرآیند هایدروکراکینگ دو مرحله ای

بر حسب نوع فرآیند و خوراک مصرفی فرآیند هایدروکراکینگ می تواند تک مرحله ای یا دو مرحله ای باشد.



127

By:Mahdi-Razifar

تبدیل کاتالیستی (رفرمینگ)

- اگر هیدروکربورهای سازنده بنزین از هیدروکربورهای پارافینی بدون شاخه یا کم شاخه تشکیل شده باشد، احتراق آن با انفجار توأم خواهد بود و اگر از هیدروکربورهای شاخه دار تشکیل شده باشد عمل احتراق به طور ملایم تری انجام شده و احتمال انفجار کمتر خواهد بود.
- عدد اکتان عددی است قراردادی که معیار تشخیص نوع و جنس بنزین است و میزان بهسوزی یک سوخت را نشان می دهد.
- طبق قرارداد عدد اکتان برای ایزواکتان (۲-۲-۴-تری متیل پنتان) که بهترین سوخت است، برابر ۱۰۰ و برای نرمال هپتان که بدترین سوخت است، برابر صفر انتخاب شده است.
- وقتی می گویند: عدد اکتان یک سوخت ۹۰ است، یا ۹۰ درصد آن ایزواکتان است و یا از نظر سوختن شبیه مخلوطی می سوزد که ۹۰ درصد آن ایزواکتان است و ۱۰ درصد دیگر نرمال هپتان می باشد.
- این قرارداد موقعی تنظیم شد که ایزواکتان بهترین سوخت بود. امروزه مواد یا سوختهایی بهتری پیدا شده اند که عدد اکتان آنها از ۱۰۰ تجاوز می کند.
- هیدروکربنهای سیر شده حلقوی، متوسط و هیدروکربنهای زنجیری پرشاخه و ترکیبات آروماتیک عدد اکتان بالایی دارند.

128

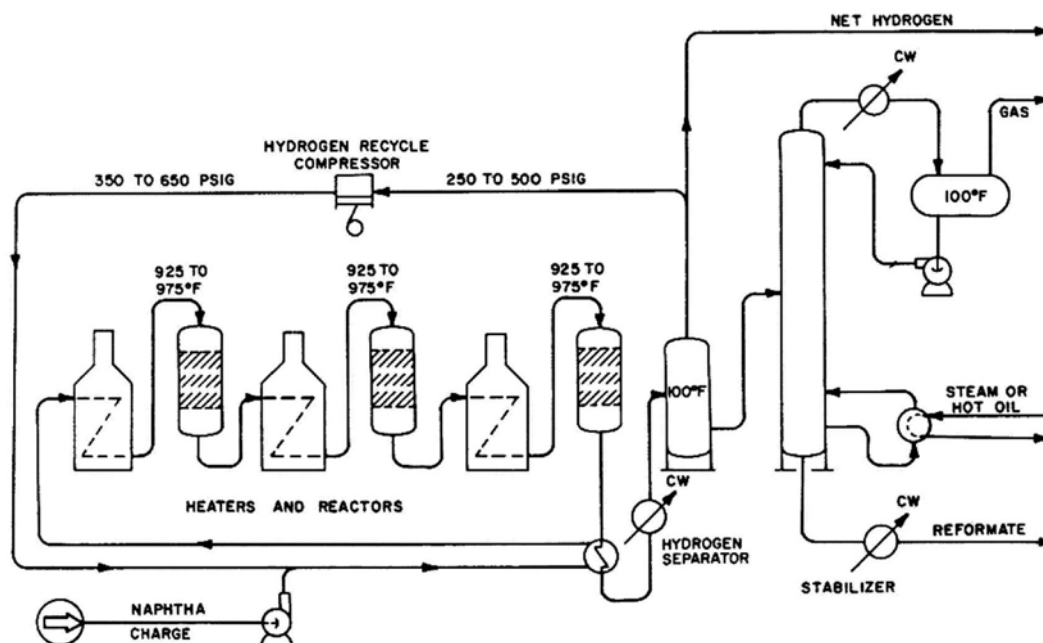
By:Mahdi-Razifar

تبدیل کاتالیستی (رفرمینگ)

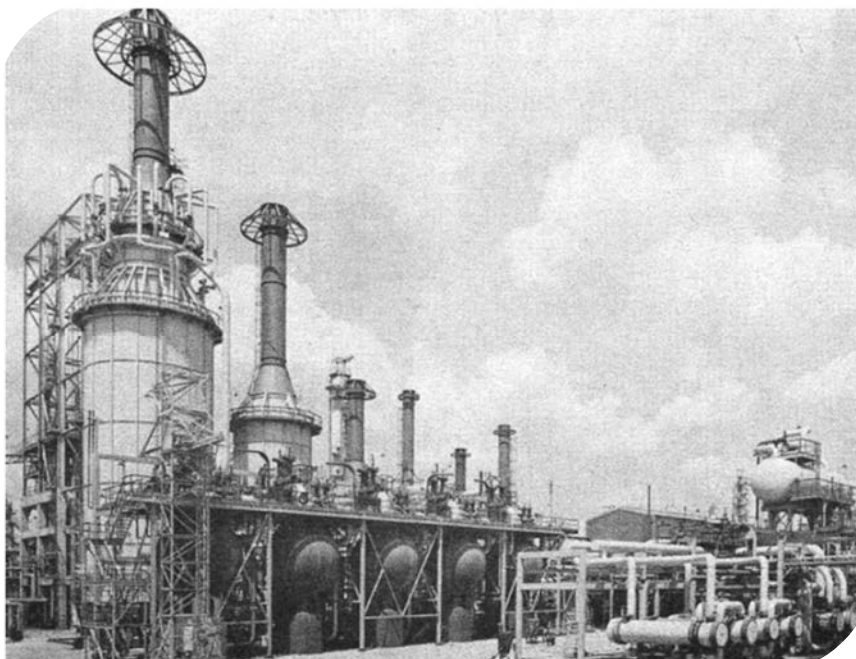
- از رفرمینگ کاتالیزوری برای تولید بنزین با عدد اکتان بالا استفاده می شود.
- در رفرمینگ کاتالیزوری مولکولهای هیدروکربن شکسته نمی شوند بلکه ساختار آنها بازآرایی می شود تا آروماتیک های با عدد اکتان بالا تولید شوند.
- در رفرمینگ کاتالیزوری بهره تولید بنزین زیاد نمی شود بلکه به علت واکنشهای هایدروکراکینگ بهره آن کم می شود.
- پارافینها و نفتن ها برای تبدیل به ترکیباتی با عدد اکتان بالا در معرض دو واکنش حلقوی شدن و ایزومریزاسیون قرار می گیرند. سهولت و احتمال وقوع هر یک از این واکنش ها با افزایش تعداد اتمهای کربن مولکول ها افزایش می یابد.
- بنزین سنگین تقطیر مستقیم (HSR) و نفتاها به عنوان خوراک واحد رفرمینگ به کار می روند. بنزین سبک به دلیل اینکه از پارافین های سبک تشکیل شده اند در اثر رفرمینگ تمایل به شکسته شدن به بوتن و اجزای سبکتر دارند که اقتصادی نیست.
- چهار واکنش عمده هیدروژن زدایی از نفتن ها و تبدیل به آروماتیک ها، هیدروژن زدایی پارافین ها و تبدیل به آروماتیک ها، ایزومریزاسیون و هایدروکراکینگ در خلال فرآیند رفرمینگ صورت می گیرند.
- هیدروژن محصول جانبی این فرآیند است که در واحدهای هایدروتربیتینگ و هایدروکراکینگ مصرف می شود.

تبدیل کاتالیستی (رفرمینگ)

واکنش های هیدروژن زدایی به شدت گرما گیرند در نتیجه با پیشرفت واکنش دما کاهش می یابد به همین دلیل از گرمکن ها برای نگهداری مخلوط در دماهای لازم استفاده می شود.



واحد رفرمینگ کاتالیزوری



131

By:Mahdi-Razifar

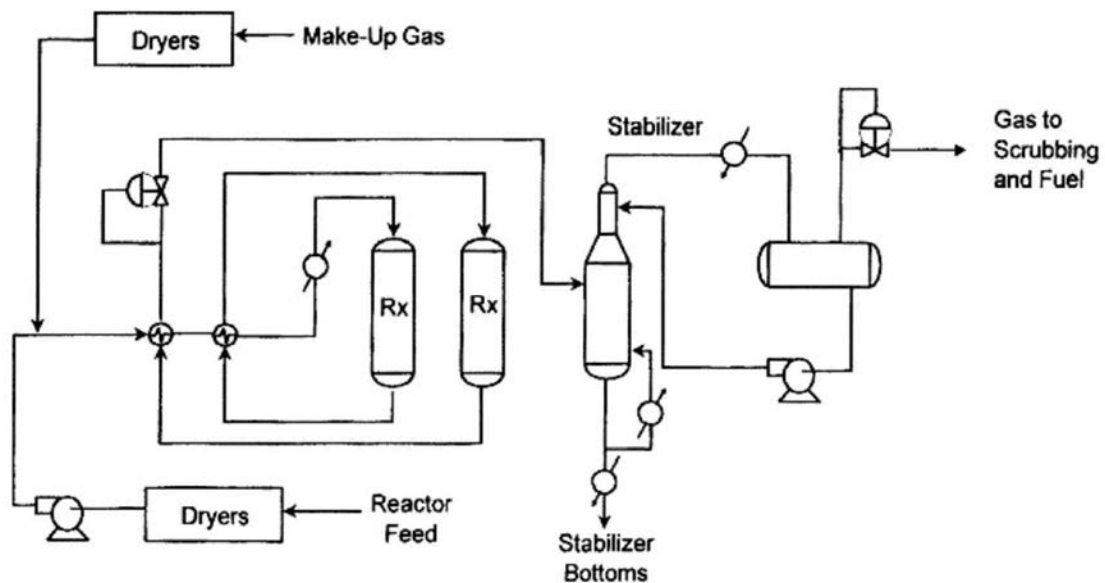
ایزومریزاسیون

- در اثر این فرآیند عدد اکتان بنزین سبک (LSR) را می توان از طریق ایزومریزاسیون نرمال پارافین ها به ایزومرهایشان بهبود بخشید.
- دمای فرآیند ایزومریزاسیون پایین است (F ۳۰۰-۴۰۰) زیرا تبدیل تعادلی ایزومرها در دماهای پایین تر افزایش می یابد.
- کاتالیزورهای این فرآیند بسیار فعال است و عمدتاً از نوع پلاتین بر روی پایه های مختلف می باشند.
- برخی از کاتالیزورهای این فرآیند جهت حفظ فعالیتشان به کلریدهای آلی نیاز دارند که به طور مداوم به آنها افزوده شود.
- در نتیجه خوراک این واحدها باید عاری از آب و سایر منابع اکسیژن دار باشد تا از غیر فعال شدن کاتالیزورها و مشکلات خوردگی اجتناب شود.

132

By:Mahdi-Razifar

واحد ایزمریزاسیون شرکت UOP

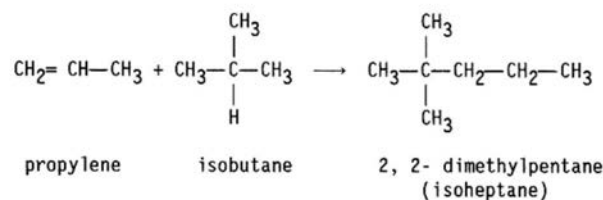
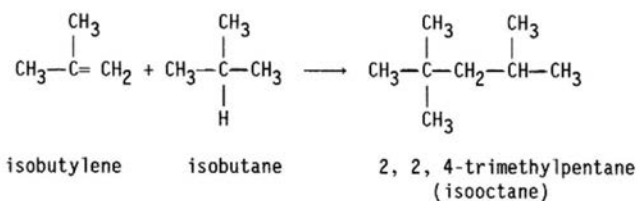


133

By:Mahdi-Razifar

آکیلاسیون

- در صنعت پالایش نفت به واکنش یک الفین با وزن مولکولی پایین با یک ایزوپارافین به منظور تشکیل ایزوپارافین با وزن مولکولی بالاتر آکیلاسیون گفته می شود.
- الفین ها عمدتاً در واحد کک سازی و کراکینگ کاتالیزوری تشکیل می شوند. بوتن ها و پروپن رایجترین الفین ها را تشکیل می دهند. بعضاً اتیلن و پنتن ها هم وجود دارند.
- ایزوبوتان هم به مقدار زیادی از واحدهای هایدروکراکینگ و کراکینگ کاتالیزوری تولید می شود. این ماده را از واحدهای رفرمینگ کاتالیزوری، تقطیر نفت خام و فرآورش گاز طبیعی هم می توان تهیه کرد.



134

By:Mahdi-Razifar

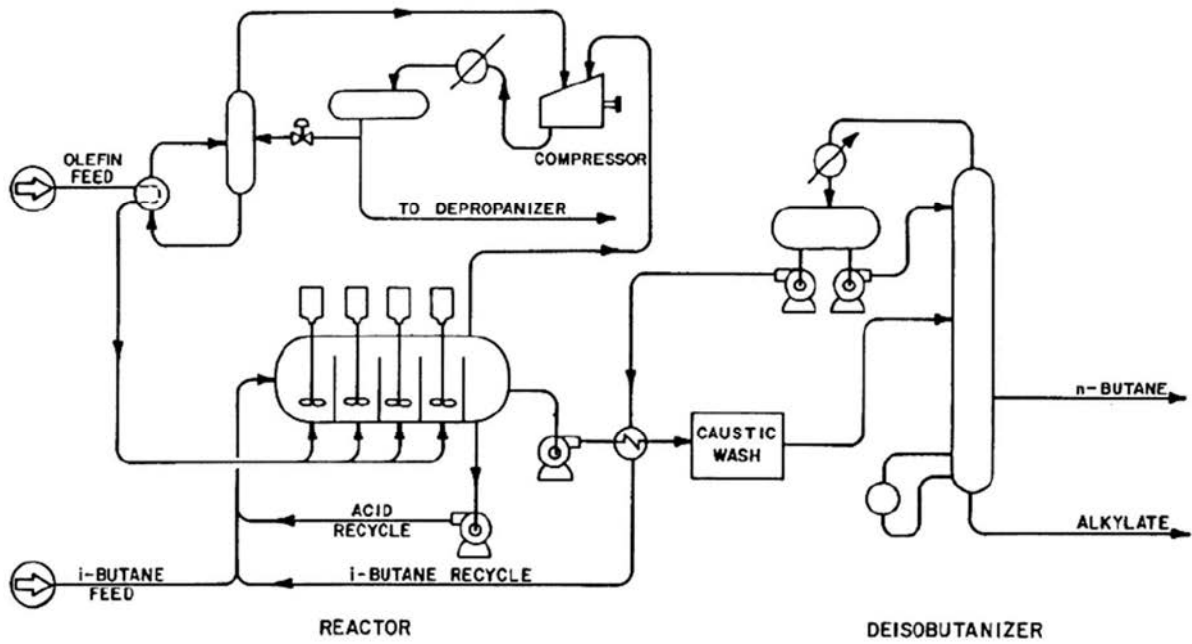
آلکیلاسیون

- نیاز به سوخت هواپیما با عدد اکتان بالا در طی جنگ جهانی دوم موجب توسعه فرآیند آلکیلاسیون به منظور تولید بنزین های ایزوپارافینی با عدد اکتان بالا شد.
- اگر چه فرآیند آلکیلاسیون در فشار و دمای بالا بدون نیاز به کاتالیزور میسر است، ولی از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست. بنابراین در حضور کاتالیزورهای اسید سولفوریک یا هیدرو فلوئوریک اسید در فشار و دمای پایین تر انجام می شوند.
- آلکیلاسیون به روش کاتالیزوری منجر به فرآورده هایی با گستره جوش وسیع می شوند. با انتخاب شرایط عملیاتی مناسب می توان فرآورده هایی در گستره جوش بنزین با عدد اکتان بالا تولید کرد.
- در فرآیند آلکیلاسیون با کاتالیزور اسید سولفوریک یا هیدرو فلوئوریک اسید از واکنش ایزوپارافین دارای اتم کربن نوع سوم (ایزو بوتان یا ایزو پنتان) با الفین ها استفاده می شود. در عمل تنها از ایزوبوتان استفاده می شود، زیرا ایزوپنتان دارای عدد اکتان نسبتاً بالا و فشار بخار پایین است، در حدی که بتوان آنرا مستقیماً با بنزین های آماده مخلوط کرد.
- فرآیند آلکیلاسیون با کاتالیزور اسید سولفوریک در مقایسه با فرآیند آلکیلاسیون با کاتالیزور هیدروفلوئوریک اسید نسبت به دما حساس تر است. دمای فرآیند آلکیلاسیون با کاتالیزور اسید سولفوریک ۲۱-۱۰ C و دمای فرآیند آلکیلاسیون با کاتالیزور هیدروفلوئوریک اسید ۳۸ C است.
- دمای پایینتر منجر به کیفیت بهتر فرآورده می شود و افزایش دما عدد اکتان فرآورده را کاهش می دهد.

آلکیلاسیون

- در هر دو فرآیند حجم اسید مصرفی تقریباً مساوی با حجم بار هیدروکربن مایع است. فشار کافی روی سیستم حفظ می شود تا هیدروکربن ها و اسید به حالت مایع باقی بمانند.
- برای افزایش عدد اکتان و کاهش پلیمریزاسیون از نسبت های بالای ایزوپارافین به اولفین (۴:۱ تا ۱۵:۱) استفاده می شود.
- جهت افزایش تماس میان فازهای اسید و هیدروکربن همزدن مؤثر مخلوط ضروری است. معمولاً زمان تماس بین ۴۰-۱۰ دقیقه است.
- واکنش آلکیلاسیون به شدت گرمازاست.
- به طور کلی متغیرهای عملیاتی این فرآیند عبارتند از:
 - ❖ دمای واکنش
 - ❖ نسبت اسید به هیدروکربن یا قدرت اسید
 - ❖ نسبت ایزوپارافین به الفین
 - ❖ سرعت فضایی الفین
- محصولات خروجی از این واحد بجز آلکیلات (C_5^+) شامل پروپان و بوتان مایع که همراه خوراک وارد شده اند و قطران (فقط ۱٪ الفین خوراک به قطران تبدیل می شود) می باشد.

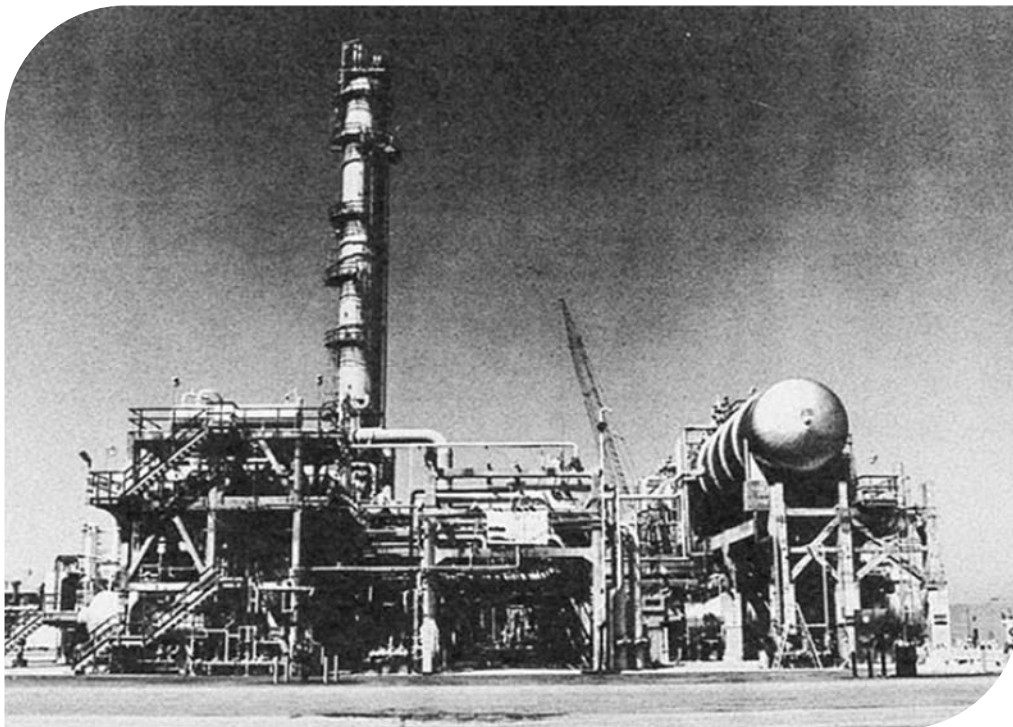
واحد آلکیلاسیون با اسید سولفوریک



137

By:Mahdi-Razifar

واحد آلکیلاسیون با اسید سولفوریک

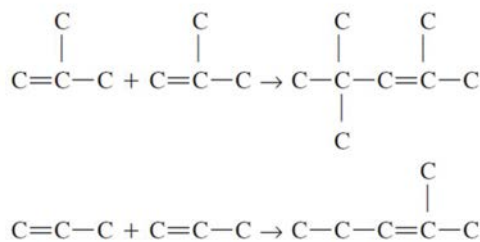


138

By:Mahdi-Razifar

واحد پلیمریزاسیون (Polymerization Unit)

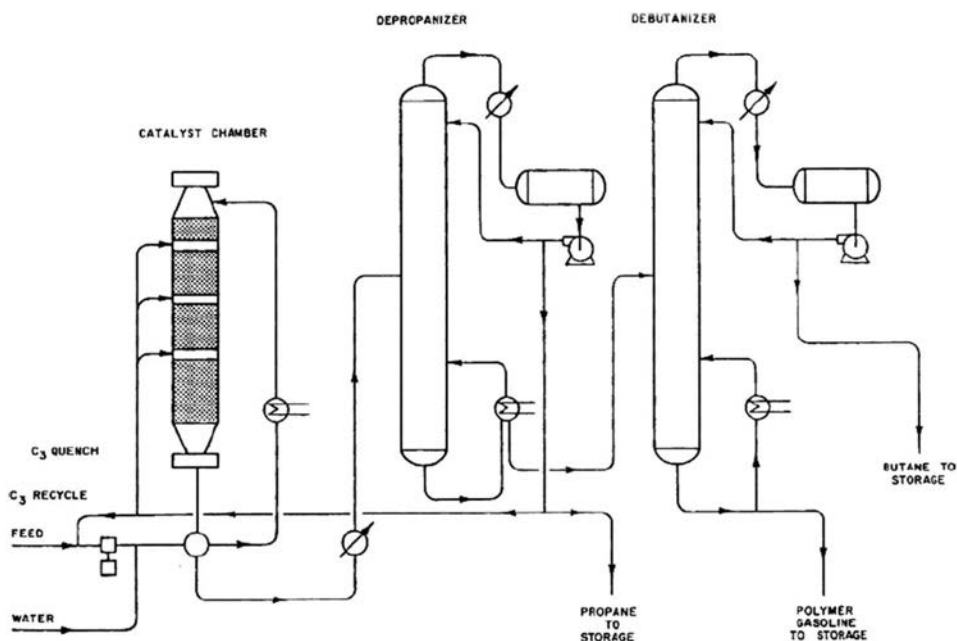
- این واحد برای پلیمریزاسیون پروپین و بوتن ها جهت تولید فرآورده ای با عدد اکتان بالا در گستره جوش بنزین استفاده می شود. محصول این واکنش یک الفین با عدد اکتان بالاست.



- در دهه های ۱۹۳۰ و ۱۹۴۰ به میزان گسترده ای از این فرآیند برای تبدیل الفین های سبک به منابع مورد استفاده در بنزین استفاده می شد ولی بعد از جنگ جهانی دوم فرآیند آلکیلاسیون اهمیت بیشتری پیدا کرد.
- در فرآیند پلیمریزاسیون به ازاء هر بشکه الفین ۰/۷ بشکه فرآورده بنزین پلیمری تولید می شود در حالیکه همین مقدار الفین ۱/۵ بشکه آلکیلات تولید می کند اما به دلیل هزینه های سرمایه گذاری و بهره برداری پایینتر این فرآیند در مقایسه با فرآیند آلکیلاسیون استفاده از آن در پالایشگاه ها فراگیر شده است.

واحد پلیمریزاسیون با کاتالیزور اسید فسفریک

- در این فرآیند مهمترین کاتالیزور مورد استفاده اسید فسفریک بر روی یک پایه بی اثر است.



اختلاط فرآورده ها (Blending)

- فرآورده های عمده پالایشگاهی که از طریق اختلاط بدست می آیند عبارتند از: بنزین، سوخت جت، نفتاهای گرمایشی و سوخت دیزل
- هدف از اختلاط فرآورده ها دستیابی به شرایط و مشخصات فرآورده مورد تقاضا با کمترین هزینه و بیشترین سود است.
- امروزه در اغلب پالایشگاه ها برای اختلاط بنزین ها با سایر فرآورده های پر حجم از کنترل رایانه ای در خط تولید استفاده می شود.
- موجودی های منابع اختلاط همراه با داده های هزینه و خواص فیزیکی در حافظه رایانه نگهداری می شود.
- رایانه از مدل های برنامه سازی خطی استفاده کرده و عملیات اختلاط را بهینه سازی می کند تا اجزای اختلاط برای تولید حجم مورد نیاز از فرآورده مشخص با کمترین هزینه را برگزیند.
- برای حصول اطمینان از اینکه جریان های مختلط دارای مشخصات مورد نظر خواهند بود، تحلیلگرهای جریان ها نقطه جوش، چگالی نسبی، RVP و عدد اکتان جریان های اختلاطی را کنترل می کنند.

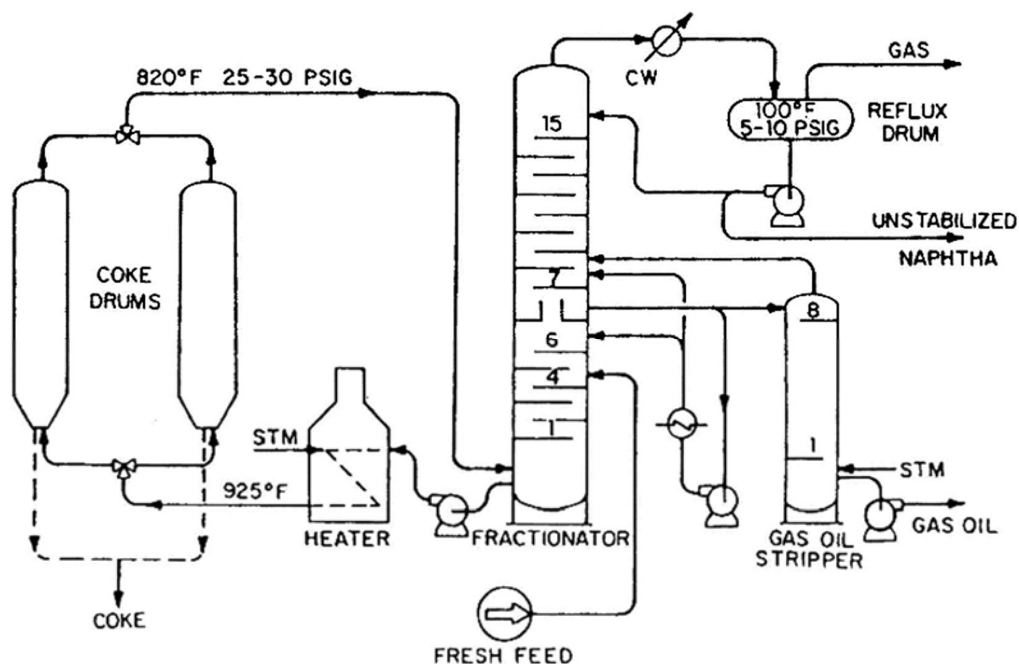
واحد کک سازی تأخیری (Delayed Coking Unit)

- ته ماند برج های تقطیر خلأ برای نفت خام های سنگین نفت کوره نامیده می شود که بازار مناسبی ندارد. قبلاً از نفت کوره سنگین جهت سوخت نیروگاه ها و تأمین انرژی صنایع سنگین استفاده می شد که به دلیل محدودیت های زیست محیطی شدید اغلب با گاز طبیعی جایگزین شده است.
- واحدهای کک سازی منابع خوراک سنگین (آسفالت) را طی عملیات کراکینگ گرمایی شدید به فرآورده های هیدروکربنی زود جوش (از قبیل بنزین و سوخت دیزل) تبدیل می کند و کک به عنوان محصول باقیمانده تولید می شود.
- در واحدهای اولیه، کراکینگ شدید دمایی موجب تولید رسوب کک ناخواسته در گرمکن (Heater) می شد. با تکامل تدریجی صنعت نفت طراحی کوره ها به نحوی انجام شد تا با افزایش سریع دمای باقیمانده در کوره به بالاتر از دمای تشکیل کک، تولید کک به مقدار قابل توجهی کاهش یابد.
- جهت رسیدن به این هدف زمان توقف باقیمانده در داخل کوره باید به حداقل زمان ممکن برسد یا به عبارت دیگر سرعت عبور جریان از کوره بالا باشد.
- در سر راه جریان خروجی از کوره معمولاً از دو مخزن جهت جداسازی کک و ایجاد تأخیر زمانی جهت تنظیم سرعت فرآورش بعدی استفاده می شود.

واحد کک سازی تأخیری (Delayed Coking Unit)

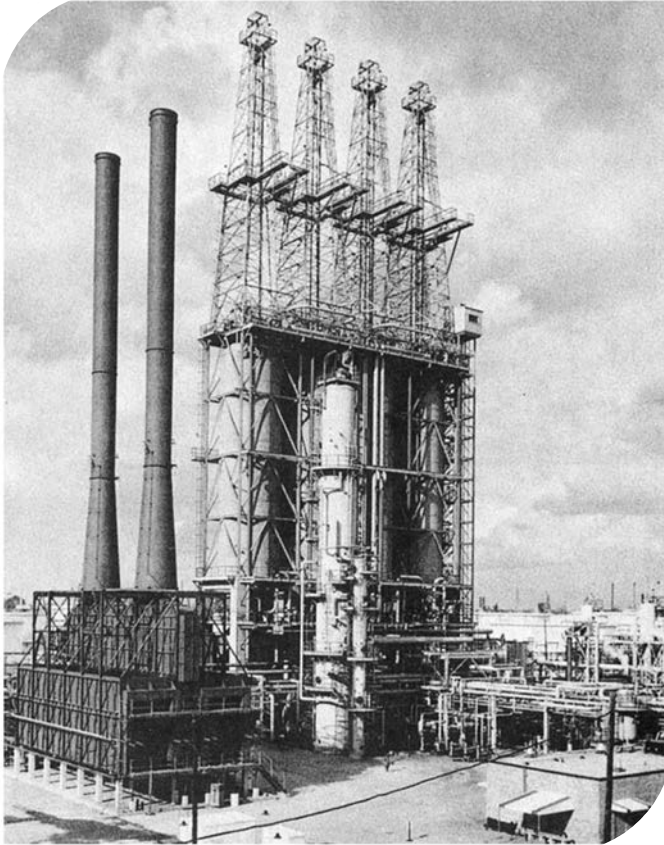
- مخزن های کک متناوباً پر و خالی می شوند. زمانی که مخزن کک در حال کار تا حد مجاز پر شد جریان خروجی از کوره به مخزن بعدی هدایت می شود.
- سپس با تزریق بخار آب، باقیمانده بخارات هیدروکربنی از مخزن پر از کک خارج می شود.
- در ادامه مخزن تحت عملیات هیدرولیکی یا مکانیکی تخلیه می شود.
- در عملیات هیدرولیکی از چند جت آبی فشار قوی که روی یک میله مته گردان تعبیه شده، استفاده می شود تا مخزن خنک شده و کک همراه آب تخلیه شود. در ابتدای عملیات توسط یک جت خاص یک سوراخ کوچک از بالا تا پایین بستر ایجاد می شود. این کار باعث می شود تا کک و آب بتوانند در بستر رو به پایین حرکت کنند و همچنین حرکت میله مته میسر شود. دوغاب کک و آب به طرف یک توده انباشته از طریق پمپ یا تسمه نقاله هدایت می شود.
- در عملیات مکانیکی قطعه اصلی کک از پایین مخزن بریده می شود تا قطعات بعدی از بالا به پایین سقوط کرده و وارد واگن های حمل کک شوند.

واحد کک سازی تأخیری (Delayed Coking Unit)



واحد کک سازی تأخیری

(Delayed Coking Unit)



145

By:Mahdi-Razifar

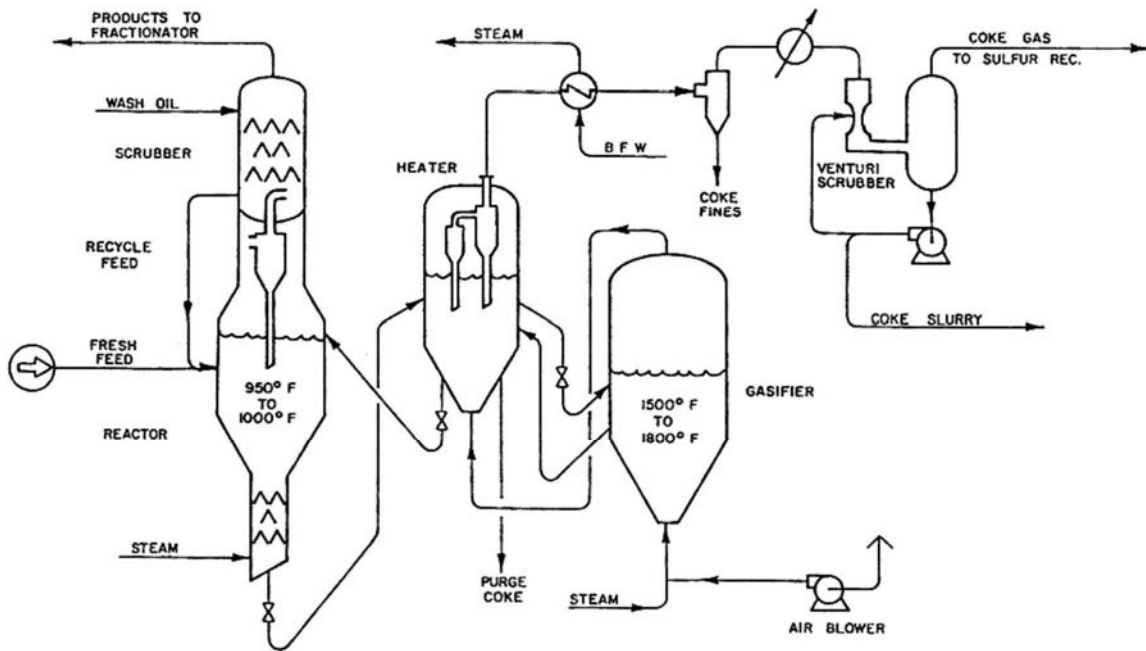
واحد کک سازی فلکسی (Flexi Coking Unit)

- خوراک این واحد می تواند از هر گونه منبع نفتی سنگین تأمین شود.
- خوراک این واحد پس از گرم شدن به داخل یک راکتور حاوی بستر سیال کک داغ (۵۴۰-۵۱۰ درجه سانتیگراد) پاشیده می شود تا تبخیر خوراک و واکنش های کراکینگ در داخل آن انجام شود. بخارات حاصل از کراکینگ در فاز بخار پس از عبور از سیکلون و شستشو به برج تفکیک فرستاده می شود.
- گرمای لازم برای واکنش کراکینگ، گرمای محسوس و گرمای تبخیر خوراک توسط گردش کک داغ از گرمکن به داخل راکتور تأمین می شود.
- گرمکن یک بستر سیال کک است که وظیفه آن انتقال گرما از گاز ساز به راکتور است.
- کک از گرمکن به گازساز جریان پیدا می کند و در آنجا با هوا و بخار آب واکنش می دهد و گاز های CO، H₂، CO₂ و N₂ تولید می کند. گوگرد موجود در کک هم به H₂S و COS تبدیل می شود.
- گازهای داغ حاصل از احتراق از بالای گازساز خارج شده و از پایین وارد گرمکن می شود تا از یک طرف بستر گرمکن را به صورت سیال نگه داشته و از طرف دیگر گرمای لازم برای انتقال به راکتور را فراهم نماید. گاز خروجی از گرمکن پس از گوگردزدایی به عنوان سوخت مصرف می شود.
- این سیستم را طوری می توان طراحی کرد که ۶۰٪-۹۷٪ کک تولیدی در راکتور در گازساز مصرف شود. مقدار کک موجود در این سیستم را می توان با خارج کردن یک جریان کک از گرمکن تنظیم کرد.

146

By:Mahdi-Razifar

واحد کک سازی فلکسی (Flexi Coking Unit)



147

By:Mahdi-Razifar

واحد کک سازی سیال (Fluid Coking Unit)

- واحد کک سازی سیال یک حالت ساده از کک سازی فلکسی است.
- در این فرآیند فقط از دو بستر سیال (راکتور و مشعل) استفاده می شود.
- در این روش یک مقدار کافی از کک تولیدی در راکتور (۲۰٪-۲۵٪) برای تأمین گرمای واکنش در مشعل سوزانده می شود و باقیمانده کک از محفظه مشعل خارج می شود.
- مهمترین حسن فرآیند کک سازی فلکسی در مقایسه با کک سازی سیال در اینست که بیشتر ارزش گرمایی فرآورده کک به صورت گاز کم گوگرد قابل استفاده است و می توان آنرا در پالایشگاه به عنوان سوخت کوره جایگزین هیدروکربنهای مایع و گاز کرد یا در سر راه گازهای دودکش سوزاند. در حالی که در روش کک سازی سیال اگر کک حاوی ۰.۳٪-۰.۸٪ وزنی گوگرد مستقیماً سوزانیده شود، استفاده از سیستم گوگردزدایی ضروریست.

148

By:Mahdi-Razifar

پالایش روغن

- روغن پایه از تفکیک باقیمانده برش های سنگین حاصل از تقطیر اتمسفریک نفت خام (مازوت) بدست می آید .
- برش های حاصل از تقطیر در خلأ که به عنوان خوراک واحد روغن سازی مصرف می شوند حاوی اجزایی هستند که برای روغن های روانساز مشخصه های نامطلوبی دارند . این مشخصه های نامطلوب عبارتند از :

- ✓ نقطه ریزش بالا
- ✓ VI پایین
- ✓ پایداری اندک در مقابل اکسیژن
- ✓ رنگ نامطلوب
- ✓ نقطه ابری شدن بالا
- ✓ قدرت اسیدی آلی بالا
- ✓ تمایل به تشکیل دوده و لجن

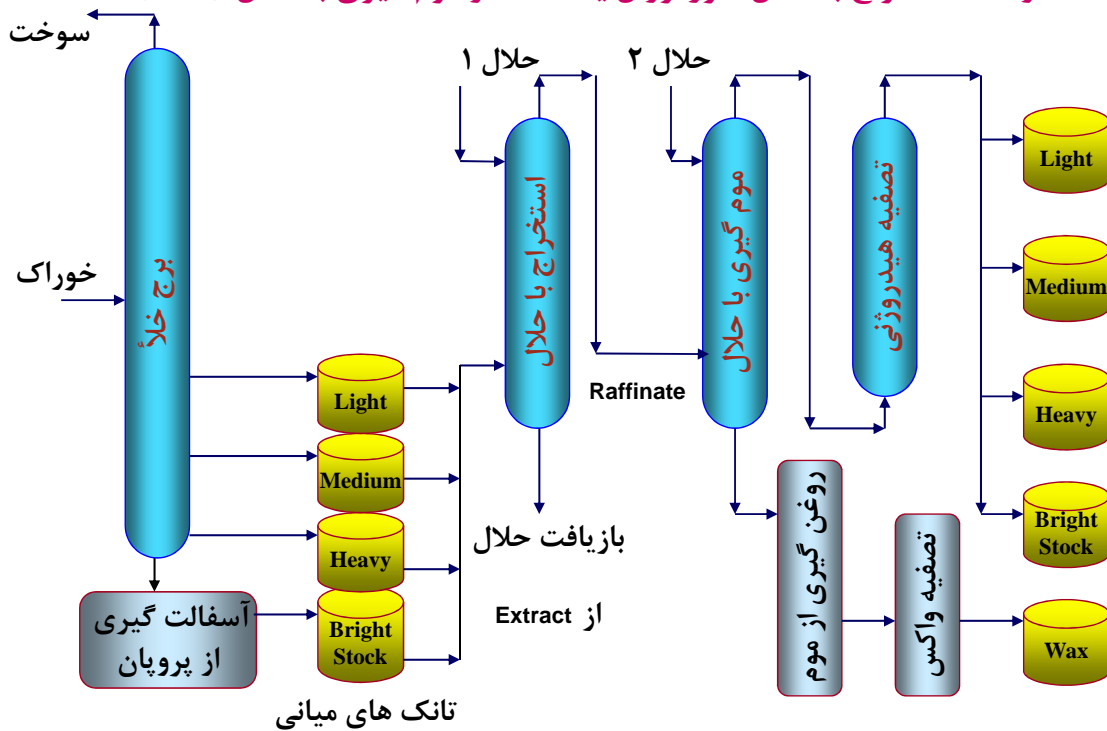
پالایش روغن

- فرآیندهایی که امروزه برای تغییر این مشخصه ها انجام می شوند عبارتند از :

اصلاح مشخصه	فرایند مورد استفاده
کاهش گرایش به تشکیل دوده و لجن	آسفالت زدایی با پروپان
ارتقاء شاخص گرانروی (VI)	۱- استخراج با حلال ۲- تصفیه با اسید سولفوریک ۳- هایدروکراکینگ
پایین آوردن نقاط ابر و ریزش	۱- موم گیری با حلال ۲- موم گیری کاتالیستی (hydrodewaxing/Isodewaxing)
ارتقاء رنگ و پایداری در مقابل اکسیژن	۱- تصفیه با هیدروژن (Hydrofinishing) ۲- تصفیه با خاک رنگ بر
کاهش قدرت اسیدی	۱- تصفیه با هیدروژن (Hydrofinishing) ۲- تصفیه با خاک رنگ بر

فرآیندهای قدیم تولید روغن پایه

(واحد استخراج با حلال (فورفورال یا NMP) و موم گیری با حلال (MEK))

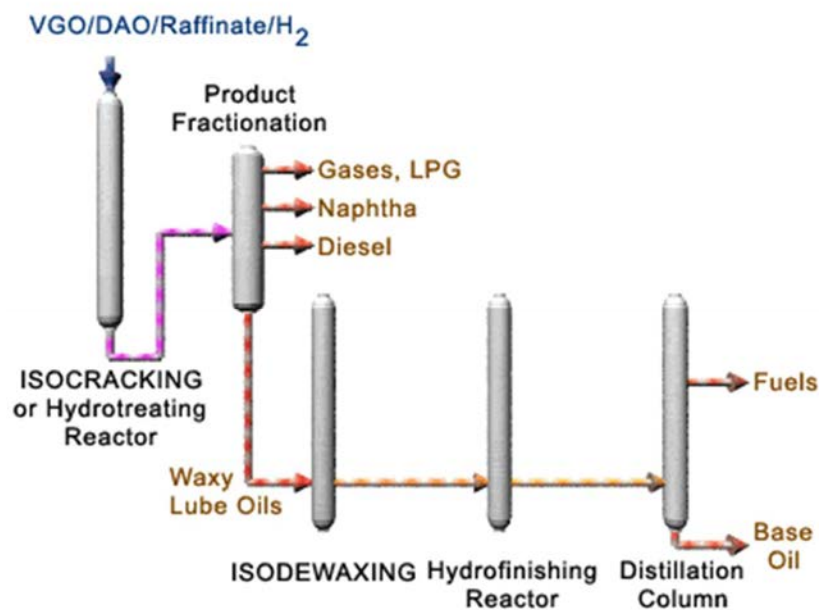


151

By:Mahdi-Razifar

فرآیندهای جدید تولید روغن پایه

- مجموعه فرآیندهای کاتالیستی Hydrotreating از جمله فرآیندهای تولید روغن های پایه گروه II و III به شمار می رود.



152

By:Mahdi-Razifar

تقسیم بندی روغن های پایه

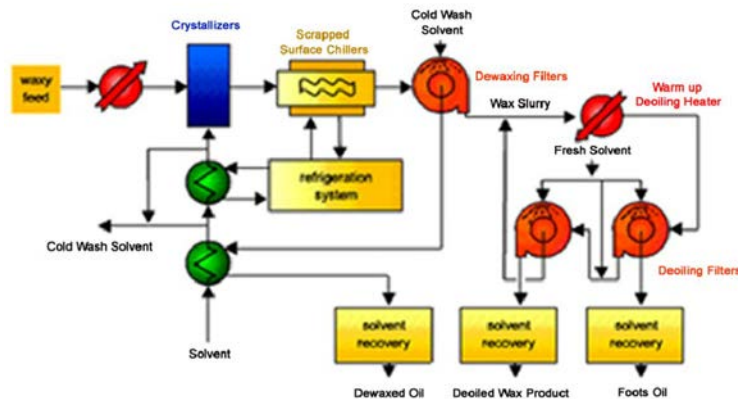
- روغن های پایه بدست آمده از فرآیند های قدیمی (پالایش شده با حلال) روغن های پایه گروه I و روغن های پایه بدست آمده از فرآیندهای جدید (روش های کاتالیستی) روغن های پایه گروه II و III نامیده می شوند.
- طبق استاندارد ها روغن های پایه گروه II و III نسبت به روغن های پایه گروه I ، دارای اندیس ویسکوزیته (VI) بالا ، میزان اشباعیت بسیار بالا و سولفور بسیار پایین هستند.

اهمیت موم گیری در فرآیندهای تولید روغن پایه

- ترکیبات پارافینی نرمال با زنجیره های کربنی مستقیم و بلند و همچنین ترکیبات پارافینی با تعداد شاخه های بسیار کم ، به عنوان موم شناخته می شوند.
- همه منابع روغن های روانساز به جز منابع نسبتاً معدود حاصل از نفت خام های شدیداً نفتنی ، باید موم زدایی شوند . به دلیل اینکه پارافین ها نقطه ذوب بالایی دارند و وجودشان در روغن باعث افزایش نقطه ریزش آن شده و خواص نامطلوبی به روغن می دهد .
- امروزه از دو نوع فرآیند برای موم گیری از روغن استفاده می شود . فرآیند های قدیم و فرآیند های جدید. در فرآیند های قدیم (روش های فیزیکی) با انتخاب حلال مناسب پارافین های سنگین از هیدروکربور های نفتی به صورت موم جدا می شوند و در فرآیند های جدید (روش شیمیایی) این مواد در مجاورت کاتالیست و حضور هیدروژن در اثر واکنش های شیمیایی از قبیل شکسته شدن و ایزومره شدن به هیدروکربورهای روغنی تبدیل می شوند.

فرآیندهای قدیم موم گیری

- ابتدا رافینیت حاصل از دستگاه تصفیه با فورفورال را سرد می نمایند تا مولکول های نرمال پارافین و برخی ایزومر های سنگین آن کریستاله شوند.
- برای افزایش میزان سیالیت بخش های سنگین روغن در دمای پایین جهت بهبود عملیات فیلتراسیون و پمپاژ روغن، از مخلوط MEK با تولوئن استفاده می شود .
- مرحله آخر این فرآیند جداسازی حلال از ترکیبات مومی (عملیات فیلتراسیون) و باز گرداندن حلال به فرآیند پس از عمل خالص سازی است.



155

By:Mahdi-Razifar

فرآیندهای جدید موم گیری

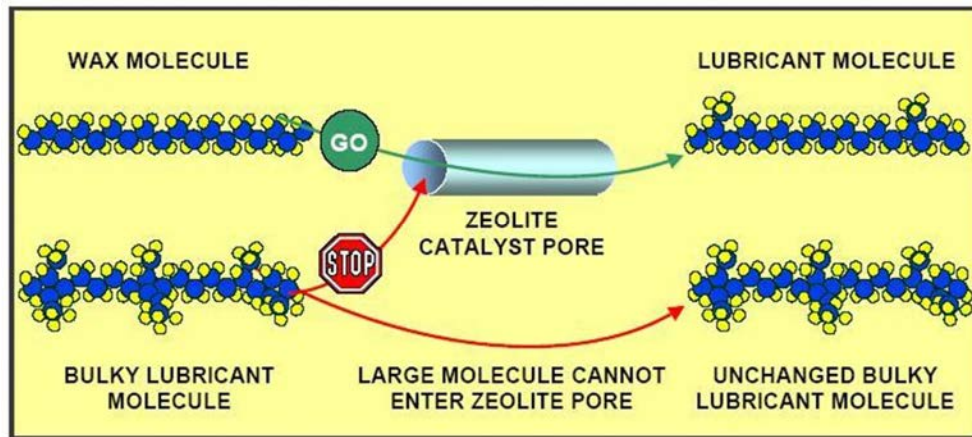
- فرآیند موم گیری کاتالیستی یا **Catalytic Dewaxing**
 - ✓ موم گیری کاتالیستی از تکنولوژی فرآیند هیدروژناسیون برای شکستن زنجیره های بلند مولکول های پارافین به محصولات نفتی سبک در یک راکتور بستر ثابت ، تشکیل شده است .
- فرآیند موم گیری کاتالیستی با عملکرد دو گانه **Isodewaxing**
 - ✓ فرآیند های موم گیری کاتالیستی با عملکرد دوگانه شامل تکنولوژی شکست مولکولی پارافین ها (موم ها) به محصولات سبکتر و ایزومریزاسیون آنها به ایزوپارافین ها با نقطه ریزش پایین تر است.
 - ✓ این تکنولوژی باعث افزایش میزان VI ، افزایش بازدهی و جلوگیری از تشکیل محصولات جانبی کم ارزش در روغن پایه می شود .
 - ✓ کاتالیست های فلزی و قیمتی **Noble metal catalyst** مورد استفاده در آنها ، کاربرد این فرآیند ها را برای خوراک هایی که شامل مقدار کمی از مواد قطبی می شوند ، محدود می کنند .

156

By:Mahdi-Razifar

فرآیند موم گیری کاتالیستی یا عملکرد دو گانه Isodewaxing

- در این تکنولوژی مولکول های واکس توسط فرآیند آیزودیوکسینگ گرفته و دفع می شوند. همانطور که در شکل زیر هم ملاحظه می شود مولکول های بزرگتر نمی توانند وارد زئولیت ها شوند .



Paraffins < IsoParaffins << Naphtenes and Aromatics

157

By:Mahdi-Razifar

استخراج گاز طبیعی

گاز طبیعی خام از دو نوع چاه استخراج می شود:

- چاههای مستقل گازی (Non-Associated Gas) نفت همراه ندارند و یا مقدار نفت همراه آن بسیار ناچیز میباشد)
از قبیل میداین گاز پارس جنوبی - نار و کنگان - خانگیران - تابناک - حوزهای شانون، هما، وراوی و میدان گازی پازنان و ...
- چاههای نفت
از قبیل میداین اهواز - آغاچاری - مارون - گچساران - بی بی حکیمه - رامشیر و ...

158

By:Mahdi-Razifar

استخراج گاز طبیعی

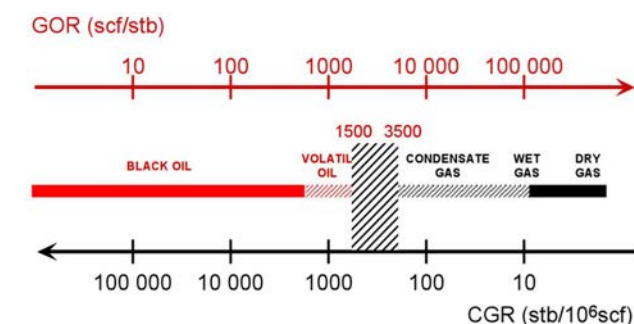
گاز طبیعی خام استخراجی از چاههای مستقل گازی با خود مقداری شن و ماسه و آب شور به همراه دارد که قبل از ارسال به تاسیسات پالایشی در مجموعه تاسیسات سر چاهی توسط اسکرابرها ها از گاز جدا میگردند. همچنین دستگاههای گرمکن (Indirect fired heater or Line heater) موجود، در نقاط مشخصی در طول خط لوله تا مرکز جمع آوری مانع از انجماد بخار آب موجود در گاز و تشکیل هیدرات میگردند.

گاز طبیعی خام حاصل از چاههای نفت نیز به دو صورت استخراج میگردد:

- در صورتی که گاز، محلول در نفت خام باشد گاز محلول (Solution Gas) نام دارد.
- در صورتی که گاز، در تماس مستقیم ولی جدا از نفت باشد گاز همراه (Associated Gas) نامیده می شود.

استخراج گاز طبیعی

سیال مخزن در شرایط مخزن مقداری گاز را درون خود حل کرده است و وقتی به شرایط استاندارد (دمای ۶۰ درجه فارنهایت و فشار ۱ بار) رسانده میشود گازهای حل شده از آن خارج خواهند شد. نسبت حجم گازهای حل شده در شرایط استاندارد به حجم مایع هیدروکربنی باقیمانده در شرایط استاندارد را اصطلاحاً GOR می گویند و بر اساس مقدار آن سیال مخزن به گاز خشک، گاز مرطوب، گاز-میعانات گازی، نفت فرار و نفت سیاه تقسیم بندی میشود:



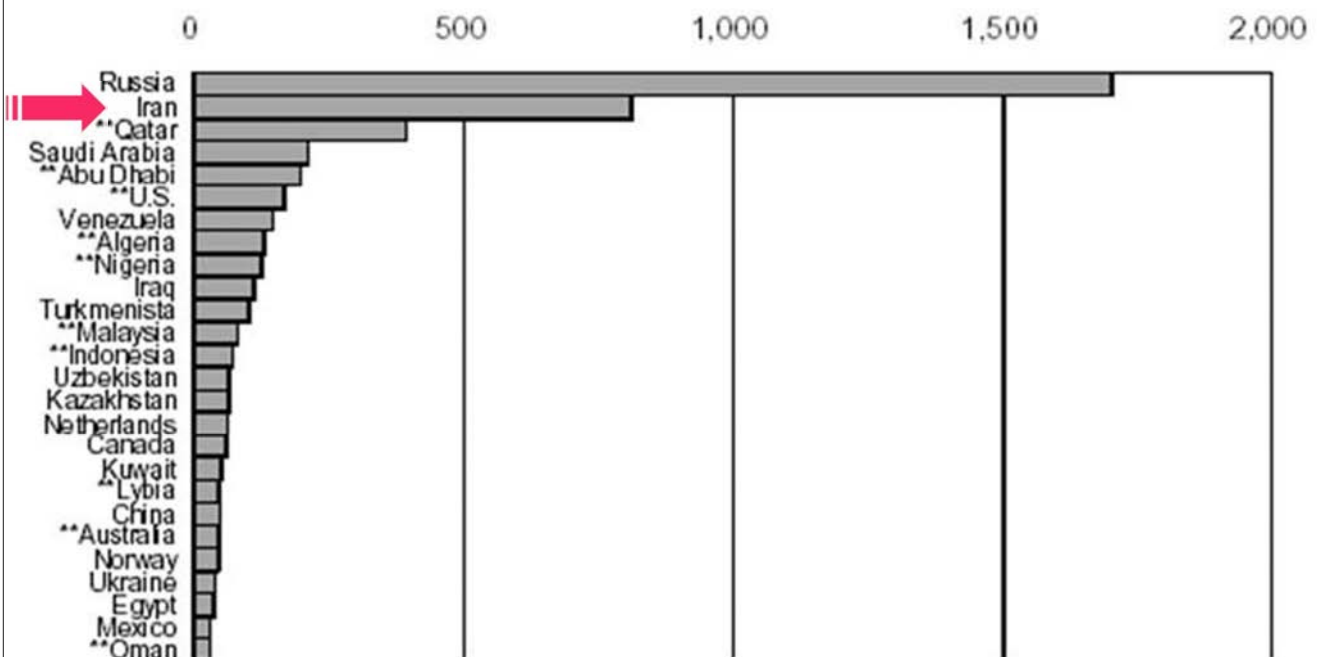
GOR = Gas Oil Ratio
CGR = Condensate Gas Ratio
 $1 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3 = 5.62 \text{ scf/stb}$

مخازن استخراج گاز طبیعی ایران

- از نمونه مخازن گاز خشک و نیمه مرطوب در کشور میتوان به مخازن موجود در ناحیه سرخس و شمال شرقی کشور اشاره کرد که سیال تولیدی از آنها به طور عمده در پالایشگاه گاز خانگیران (شهید هاشمی نژاد) مورد تصفیه قرار میگیرند. (مقدار میعانات تولیدی در منطقه پالایشگاه خانگیران در حدود ۳۰۰۰ هزار بشکه در روز میباشد).
- از نمونه مخازنی در ایران که سیال آنها از نوع گاز-میعانات گازی (Gas-Condensate) است میتوان به مخزن پارس جنوبی اشاره کرد که به ازای هر فاز پارس جنوبی (در حدود ۱۰۰۰MMSCFD در حدود ۵۰ هزار بشکه میعانات گازی تولید میشود).
- خوراک بسیاری از واحدهای گاز-میعانات گازی موجود در حوضه عملیاتی مناطق نفت خیز جنوب از طریق گازهای حاصل از واحدهای فرورش و تأسیسات سطح الارضی مخازن نفتی مختلف تأمین میشود به همین دلیل گاز ورودی به آنها حاوی مقادیر زیادی ترکیبات سنگین بوده که به صورت مایعات هیدروکربنی جهت مصرف در واحدهای پتروشیمی و صادرات به بندر ماهشهر منتقل می شود.

ذخایر گاز طبیعی دنیا

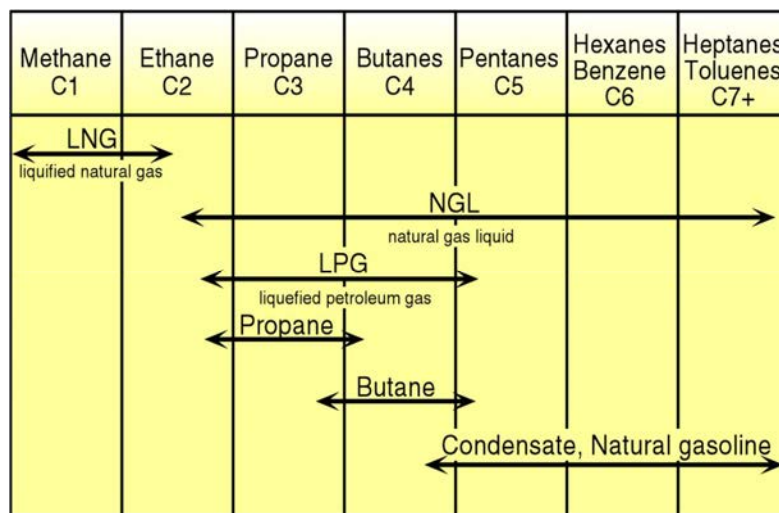
Proven Gas Reserve TCF



انواع محصولات قابل تفکیک گاز طبیعی

میعانات تولیدی در یک جریان گاز طبیعی بسته به ترکیب درصد اجزاء آن قابل تفکیک به چندین محصول جانبی می باشد. بر اساس محدوده ترکیب درصد این محصولات به صورت زیر نام گذاری می شوند:

Natural Gas	(C1 , C2)	گاز طبیعی (گاز شهری)
LNG	(C1 , C2)	گاز طبیعی مایع
LPG	(C3 , C4)	گاز مایع
NGL	(C5+)	مایعات گازی



ترکیبات گاز طبیعی

مواد متشکله در مایعات گاز طبیعی (NGL) عبارتند از:

- **اتان:**

ماده ای ارزشمند و خوراک مناسب برای مجتمع های پتروشیمی است که بیشتر به مواد با ارزشی مانند اتیلن و پلی اتیلن تبدیل می شود. کاربرد فناوری تفکیک اتان از مایعات گازی در ایران بسیار جدید است و هم اکنون در فازهای ۵ و ۴ پارس جنوبی بکار گرفته میشود.

- **گاز مایع (LPG):**

گاز مایع شامل پروپان و مقدار بیشتری بوتان بوده که آن را میتوان از پالایش نفت خام نیز بدست آورد. (در فرایند شکست ملکولی یا کراکینگ نفت خام و یا فرایند افزایش اکتان بنزین موسوم به ریفرمر کاتالیستی، این ماده ارزشمند به صورت محصول جانبی حاصل می شود). درصد پروپان و بوتان موجود در LPG که مصارف سوختی در خودرو و در منازل دارد در فصول مختلف سال می تواند متغیر باشد.

- **میعانات گازی (condensate):**

شامل ترکیبات سنگینتر از بوتان (C5+) می شود و در شرایط اتمسفریک مایع است. این ترکیبات را میتوان پس از تثبیت فشار بخار و تنظیم نقطه شبنم به مخازن انتقال داده و صادر نمود. میعانات گازی نسبت به دیگر محصولات جدا شده ارزش بالاتری دارند. مقرون به صرفه است که در پالایشگاه میعانات گازی به سوختهایی که تا کنون در پالایشگاههای نفت از پالایش نفت خام حاصل میگردد، تبدیل شوند.

میعانات گاز طبیعی

با توجه به اینکه پالایشگاه امارات متحده عربی بخشی از خوراک مورد نیاز خود را از ایران تامین مینماید و با توجه به حجم فراوان مایعات گازی در واحدهای بهره برداری فازهای پارس جنوبی و دیگر پالایشگاههای گازی کشور، احداث پالایشگاه های کاندنسیت بنا به مزیت‌های ذیل بسیار حائز اهمیت میباشد:

- تولید بنزین آن بیش از دو برابر بنزین تولیدی در پالایشگاههای نفت است.
- نفت کوره تولید نمی شود و در نتیجه مشکلات ناشی از تولید این فراورده را ندارد. ضمن آنکه باقیمانده های تقطیر مایعات گازی نیز به محصولات میان تقطیر و سبکتر تبدیل میگردند.
- در ازای تخصیص نیمی از تجهیزات موجود در پالایشگاه های نفت خام به پالایشگاه کاندنسیت، میتوان محصولات با ارزش بیشتری تولید نمود ضمن آنکه میزان سرمایه گذاری احداث آن در مقایسه با احداث پالایشگاه نفت خام حدوداً به نصف میرسد.
- در حال حاضر کلیه مایعات گازی تولیدی در دو بخش صنایع پتروشیمی و پالایشگاه ها جهت خوراک مورد استفاده قرار گرفته و باقی آن نیز صادر میگردد .

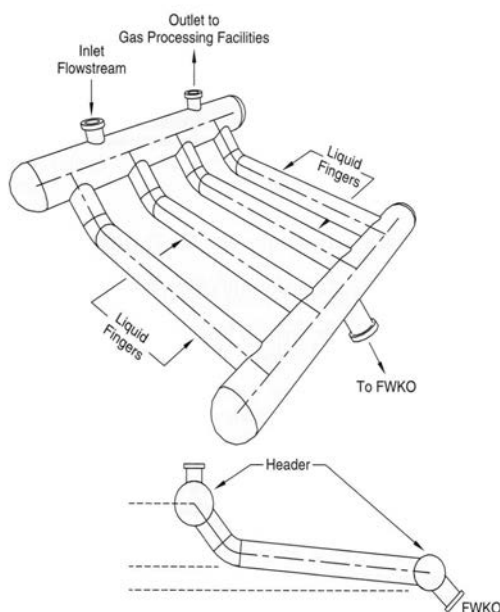
میعانات گاز طبیعی

- در صورتی که میعانات تولیدی در یک واحد بازبایی مقادیر قابل توجهی داشته باشد عملیات تفکیک در همان محل انجام و محصولات مختلف مانند اتان، پروپان، بوتان و Condensate پس از انجام تصفیه نهایی از طریق خطوط لوله برای واحدهای مصرف کننده ارسال میشود.
- اگر مقدار میعانات استحصال شده به اندازه ای نباشد که نصب تأسیسات تفکیک را اقتصادی نماید همه میعانات تولید شده به صورت یکجا از طریق خط لوله به واحدهای تفکیک موجود ارسال خواهد شد. به عنوان مثال بسیاری از حجم میعانات تولیدی در حوضه عملیاتی مناطق نفت خیز جنوب پس از جمع آوری از طریق شبکه خط لوله به واحدهای تفکیک میعانات گازی در بندر امام ارسال میشود.

فرآورش گاز طبیعی

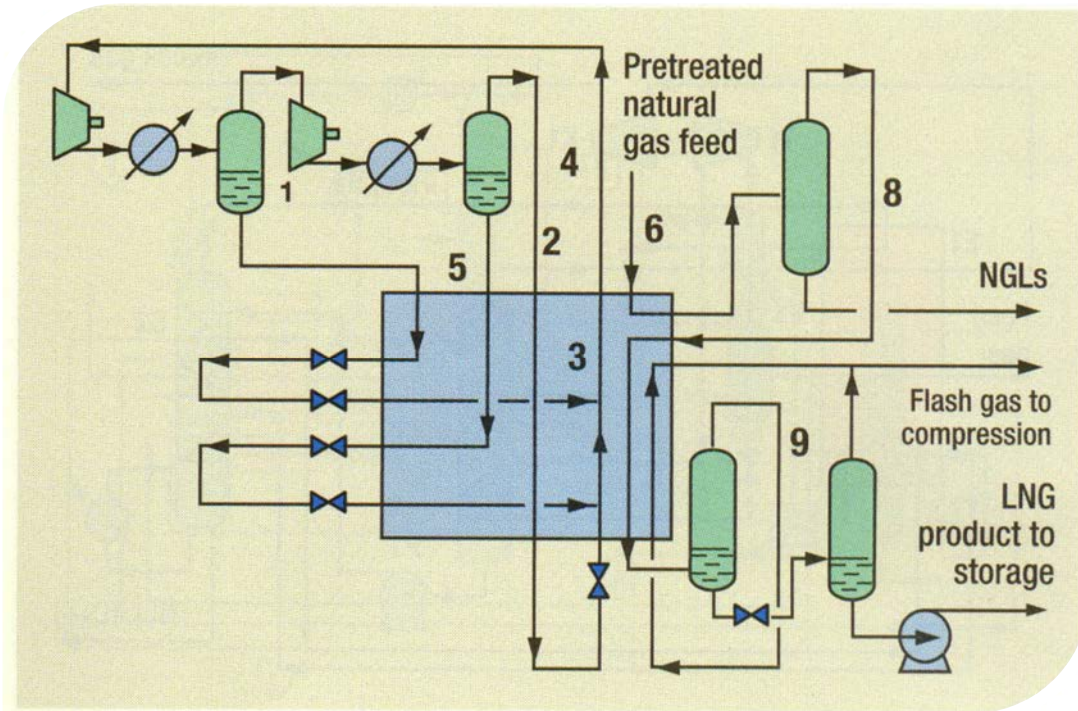
- همانطور که قبلاً هم اشاره شد عملیات تفکیک گازهای همراه نفت خام، در سر چاه و طی فرآیندهای سرچاهی، انجام می شود.
- این عمل توسط جداکننده ها که هیدرو کربورهای سنگین و مایع را از هیدرو کربورهای سبکتر و گازی تفکیک مینماید صورت میگیرد.
- در داخل جدا کننده فشار و سرعت گاز به مقدار زیادی کاهش یافته و بخش انبوهی از گاز، از نفت جدا می شود.
- محصولات جدا شده برای فرآورش بیشتر به مسیرهای مجزایی هدایت شده تا عملیات تصفیه ای لازم بر روی آنها صورت گیرد.

فرآورش گاز طبیعی



- گاز ورودی به پالایشگاه گازی در بدو امر به لخته گیر (Slug Catcher) وارد می شود تا مایعات تشکیل شده درون خط لوله جدا شود. مایعات جدا شده در لخته گیر جهت تصفیه به واحد Stabilization و تصفیه فرستاده می شود.
- گاز خروجی از لخته گیر نیز پس از عبور از واحد شیرین سازی و واحد رطوبت زدایی به واحد بازیابی میعانات گازی فرستاده میشود.
- میعانات گازی بازیابی شده در ادامه جهت تفکیک و تصفیه به قسمت NGL Fractionation فرستاده میشود.
- گاز خروجی از واحد بازیابی میعانات نیز به شبکه مصرفی گاز تزریق میشود و یا به واحدهای تولید LNG و یا GTL فرستاده میشود تا مورد فرآورش بیشتر قرار گیرد.

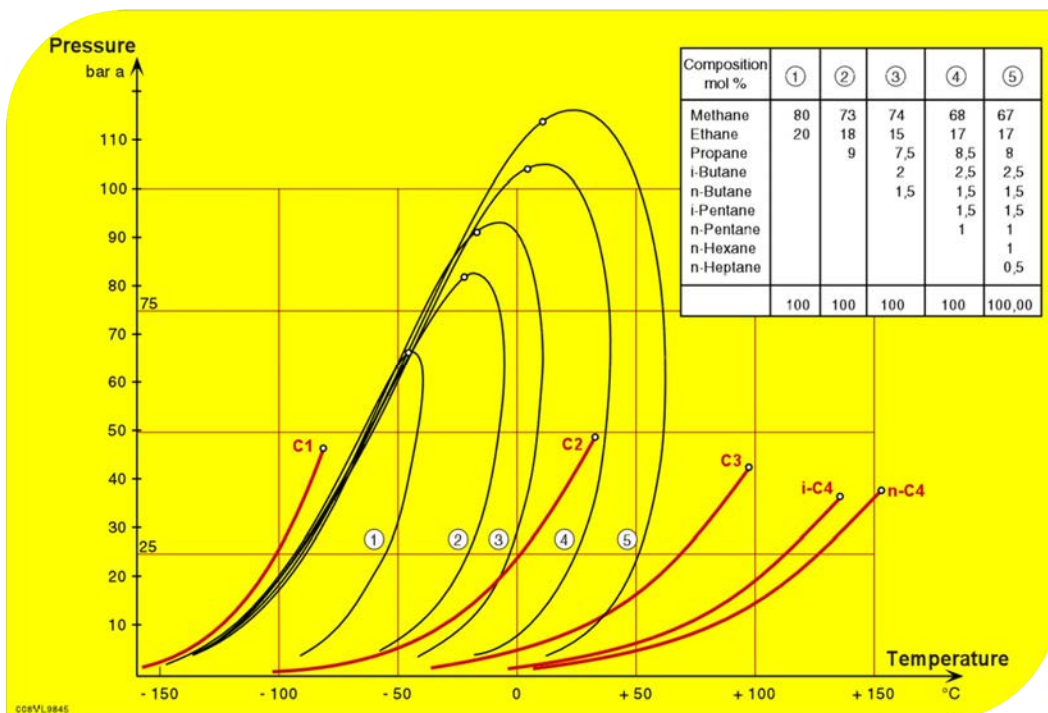
واحد بازیابی میعانات گازی (NGL) و LNG



169

By:Mahdi-Razifar

اثر حضور ترکیبات مختلف بر روی منحنی فازی گاز طبیعی



170

By:Mahdi-Razifar

ترکیبات مزاحم در گاز طبیعی

برخی از ترکیبات موجود در گاز طبیعی به عنوان ترکیبات مزاحم محسوب می شوند که حضور آنها باعث سختی عملیات تصفیه گاز خواهد شد.

- به عنوان مثال اکثر مخازن گازی موجود در منطقه روسیه دارای مقادیر زیادی نیتروژن هستند که وجود آنها در گاز طبیعی ارزش حرارتی آن را به مقدار زیادی کاهش خواهد داد. بنابراین می بایست از واحدهای جداسازی نیتروژن (Nitrogen Removal Unit: NRU) استفاده کرد.
- وجود دی اکسید کربن در جریان گاز طبیعی علاوه بر پایین آوردن ارزش حرارتی گاز تصفیه شده ممکن است به ازای کسر مولی مشخصی از گاز طبیعی در یک محدوده دمایی معین، مسئله یخ زدگی دی اکسید کربن (Carbon Dioxide Freezing) در قسمتهایی از واحد فراورش رخ دهد. بنابراین در صورت وجود می بایست در اولین مراحل نسبت به جداسازی آن اقدام شود.
- ترکیبات گوگرد دار از جمله H_2S ، مرکاپتانها (R-SH)، سولفید کربن (COS) و دی سولفید کربن (CS_2) باید تا مقادیر بسیار کم از محصولات تولید شده جدا شوند.

شیرین سازی گاز طبیعی

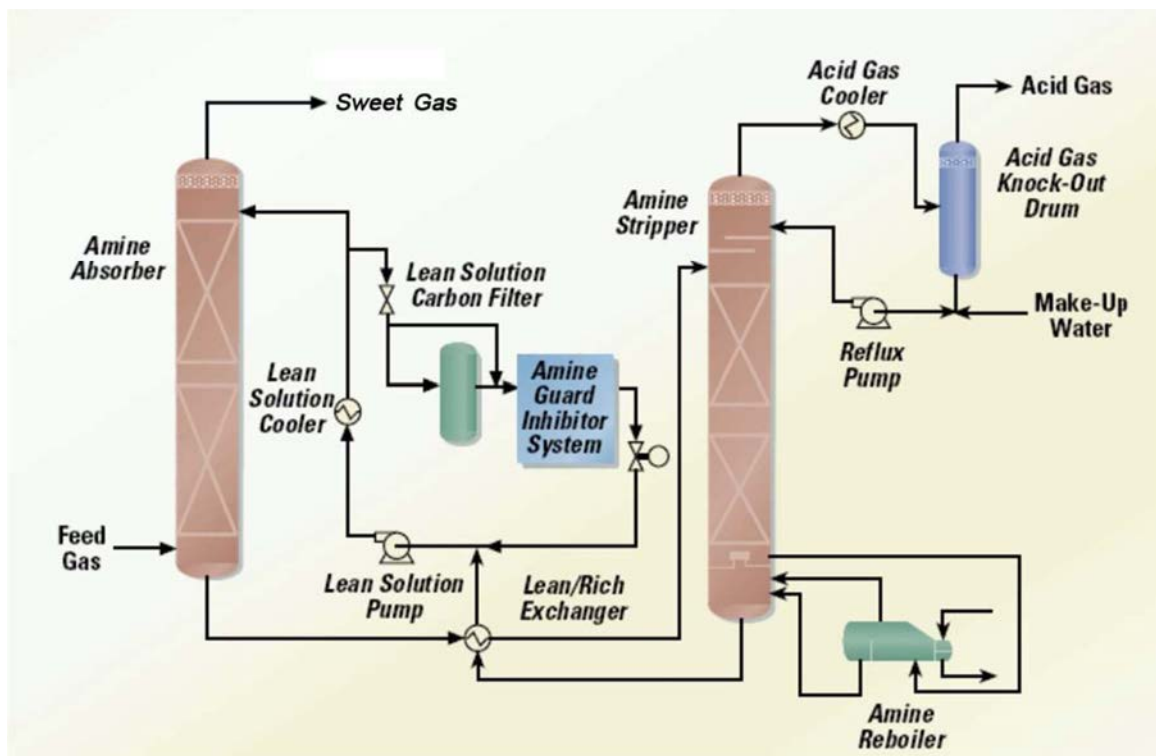
بسته به مقدار هر کدام از ترکیبات مزاحم در خوراک گاز طبیعی و میزان توزیع آنها در محصولات مختلف، فرایندهای مختلفی به منظور جداسازی آنها و رسیدن به شرایط مطلوب در محصولات خروجی وجود دارد.

- فرایند تفکیک سولفید هیدروژن و دی اکسید کربن از گاز ترش، شیرین کردن گاز نامیده می شود.
- اگر میزان سولفید هیدروژن موجود در گاز طبیعی از $5/7$ میلیگرم در هر متر مکعب گاز طبیعی بیشتر باشد به آن گاز ترش اطلاق می شود و چنانچه از این مقدار کمتر باشد نیاز به تصفیه نمی باشد.
- سولفور موجود در گاز طبیعی به علت دارا بودن بوی زننده و تنفس های مرگ آور و عامل فرساینده خطوط لوله انتقال، گاز را غیر مطلوب و انتقال آن را پرهزینه میسازد.

شیرین سازی گاز طبیعی

- فرایند آمین متداولترین فرآیند شیرین سازی گاز محسوب می شود. مواد مورد استفاده در این فرایند انواع محلول های آمین میباشد. در این نوع فرایندها اغلب از دو محلول آمین به اسامی مونو اتانول آمین (MEA) و دی اتانول آمین (DEA) استفاده می گردد.
- محلولهای آمین از طریق واکنش های تعادلی مبادرت به حذف ترکیبات گوگرددار از جریان خوراک میکنند. مشکل اساسی در استفاده از واحدهای آمین اینست که بسیاری از ترکیبات گوگرد دار به دلیل انجام واکنشهای یکطرفه باعث از بین رفتن محلول آمین میشوند.
- در صورتی که ناخالصی های موجود در جریان گاز طبیعی توسط محلول آمین قابل جداسازی نباشد از محلولهای خاص استفاده شده و یا از واحدهای تصفیه دیگر مانند غربالهای مولکولی (Molecular Sieve) استفاده خواهد شد.

سیستم فراورشی مونو اتانول آمین (MEA)



سیستم فراورشی مونو اتانول آمین (MEA)

- گاز ترش از پایین برج جذب آمین وارد برج شده و با محلول آمین به صورت نا همسو برخورد می کند. در اثر این تماس بخش عمده ای از مواد سولفور ه جذب محلول آمین می شود. در ادامه سولفید هیدروژن جذب شده در محلول، در فرآیند احیاء از آمین جدا شده و آمین سبک مجددا در فرآیند جذب استفاده می شود.
- سولفید هیدروژن حاصل از فرآیند قبل پس از انتقال به واحد گوگرد سازی با شرکت در فرآیند کاتالیستی همراه با واکنشهای گرمازا بنام فرآیند کلاوس سولفور موجود را بصورت مایع آزاد مینماید. این فرآیند تا ۹۷ درصد سولفور موجود در گاز طبیعی را باز یافت مینماید.
- گوگرد مایع به واحد خشک کردن و دانه بندی منتقل شده و انبار میشود. این ماده که سولفور پایه نامیده میشود بشکل پودر زرد رنگ است و آن را میتوان داخل محوطه پالایشگاه یا خارج از آن مشاهده نمود.

کیفیت استاندارد گاز شیرین

- درصنعت گاز مقدار H_2S در حدود یک ربع گرین در ۱۰۰ فوت مکعب گاز معادل 4×10^{-6} مول سولفید هیدروژن (۴ ppm درصد حجمی) است.
- مقدار مرکاپتانها کمتر از یک ربع گرین در ۱۰۰ فوت مکعب گاز است.
- مقدار کل ترکیبات گوگردی کمتر از ۵ گرین در ۱۰۰ فوت مکعب گاز است.
- مقدار CO_2 در گاز طبیعی کمتر از ۲٪ مولی (حجمی) است.
- مقدار CO_2 در خوراک پتروشیمی کمتر از ppm (۱۰۰۰-۵۰۰) است.

نکته:

هرپوند برابر ۷۰۰۰ گرین (GRAIN) است.

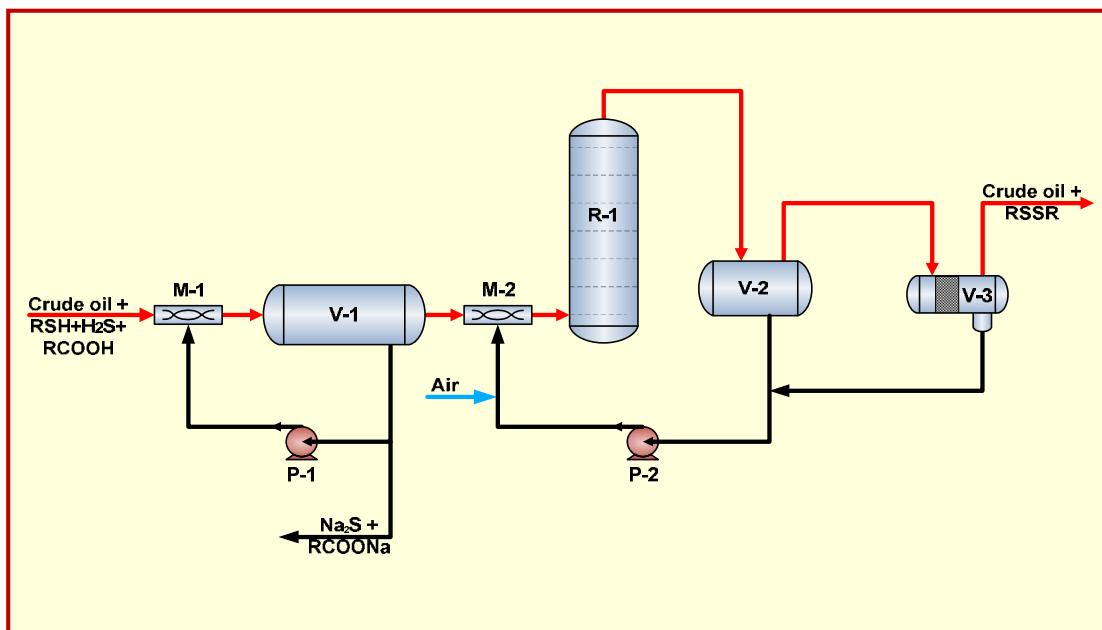
حذف مرکاپتانها از گاز طبیعی

- مرکاپتان ها (R-SH) گروه دیگری از ترکیبات گوگرد دار میباشند که می بایست از ترکیب گاز توسط فرایند غربال مولکولی جدا شوند.
- از آنجاییکه سیستم لوله کشی مشترکین فاقد هشدار دهنده های نشت گاز میباشد به همین منظور مقدار اندکی از مرکاپتانها را تا اندازه ای که منجر به ضایعات در خطوط لوله نگردد، در ترکیب گاز باقی می گذارند تا به کمک این مواد بودار (بوی تخم مرغ گندیده)، مصرف کننده از وجود نشتی گاز در لوله های گاز آگاه گردد. به فرایند بودار کردن گاز Odorization گفته می شود.
- گاز میادین پارس جنوبی، نار و کنگان، سرخس و گاز همراه میدان آغاچاری از نوع ترش بوده و گاز میادین تابناک، شانون، هما، وراوی و گاز همراه میادین مارون و اهواز از نوع شیرین می باشد که طبعاً بعلت فقدان گوگرد و حذف فرآیندهای گوگرد زدایی نسبت به گاز میادین دیگر با ارزشتر می باشد.
- مایعات گازی حاصل از پالایش گازهای ترش نیز ترش بوده و حاوی درصد فراوانی از هیدروژن سولفید و مرکپتان میباشد. بنابراین بعد از تقطیر و تهیه فراورده ها نیاز به فرایندهای پالایشی جهت زدودن و یا کاستن از میزان گوگرد و مرکپتان های موجود دارد.

حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

- سولفید هیدروژن و مرکاپتان های سبک از قبیل متیل مرکاپتان و اتیل مرکاپتان ترکیبات بسیار سمی و فرار می باشند و حضور آنها در کندانسیت و نفت ها منجر به خوردگی و مشکلات زیست محیطی در سیستم های ذخیره و انتقال آنها می شود.
- با استفاده از فرآیند DMC می توان مقدار سولفید هیدروژن کندانسیت را به زیر ۱۰ ppm و مقدار متیل و اتیل مرکاپتان ها را به زیر ۲۰ ppm رساند.
- فرآیند DMC بر اساس استخراج سولفید هیدروژن و ترکیبات مرکاپتان با محلول آلکالین (کاستیک) و اکسیداسیون همزمان محصولات حاصل از استخراج با حضور کاتالیست و هوا می باشد. محصولات خروجی از راکتور اکسیداسیون شامل سولفات های خنثی، تیوسولفات ها و دی سولفید ها می شوند.
- واکنش های مرحله استخراج عبارتند از:
 - $H_2S+2NaOH\rightarrow Na_2S+2H_2O$
 - $R'COOH+NaOH\rightarrow R'COONa+H_2O$
 - $RSH+NaOH\rightarrow RNa+H_2O$
- واکنش های مرحله احیاء در حضور کاتالیست عبارتند از:
 - $3Na_2S+4O_2+H_2O\rightarrow Na_2S_2O_3+Na_2SO_4+2NaOH$
 - $2RNa+0.5O_2+H_2O\rightarrow RSSR+2NaOH$
- واکنش های مرحله اکسیداسیون در حضور کاتالیست عبارتند از:
 - $2RSH+0.5O_2\rightarrow RSSR+2H_2O$

فرآیند DMC-1 جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی



179

By:Mahdi-Razifar

فرآیند DMC-1 جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

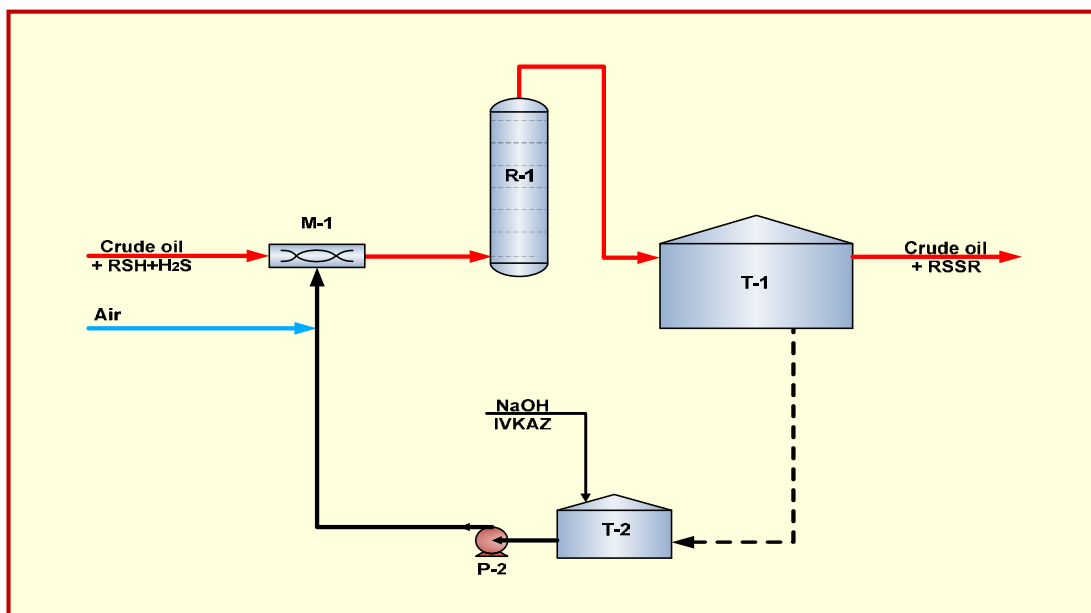
- در این فرآیند کندانسیت با دمای ۴۰-۶۰ درجه سانتیگراد در داخل میکسر با محلول کاستیک $0.5-1\%$ مخلوط شده و وارد ظرف V-1 می شود. در این ظرف سولفید هیدروژن جدا می شود.
- در ادامه کندانسیت در میکسر بعدی با محلول کاستیک $10-20\%$ ، کاتالیست و هوا مخلوط شده و وارد راکتور اکسیداسیون می شود.
- اکسیداسیون مرکاپتان ها در دمای ۵۰-۶۰ درجه سانتیگراد و فشار ۶-۱۵ Barg در داخل این راکتور اتفاق می افتد.
- مقدار هوای مصرفی با توجه به استوکیومتری واکنش ها محاسبه می شود.
- جریان خروجی از راکتور جهت جداسازی کاتالیست و کاستیک مصرف نشده به ترتیب وارد ظرف های V-2 و V-3 می شود.
- در تکنولوژی DMC-1 سولفید هیدروژن تا زیر ۲ ppm و متیل و اتیل مرکاپتان تا زیر ۵ ppm جدا می شوند.
- پروپیل مرکاپتان تا 0.8% و بوتیل مرکاپتان تا 0.4% جدا می شوند.

180

By:Mahdi-Razifar

فرآیند DMC-1M جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

- از این فرآیند زمانی استفاده می شود که تماس محلول کاستیک با کاندانسیت تشکیل امولسیون پایدار بدهد. این فرآیند مشابه فرآیند DMC-1 است با این تفاوت که مرحله Prewash در آن حذف می شود.

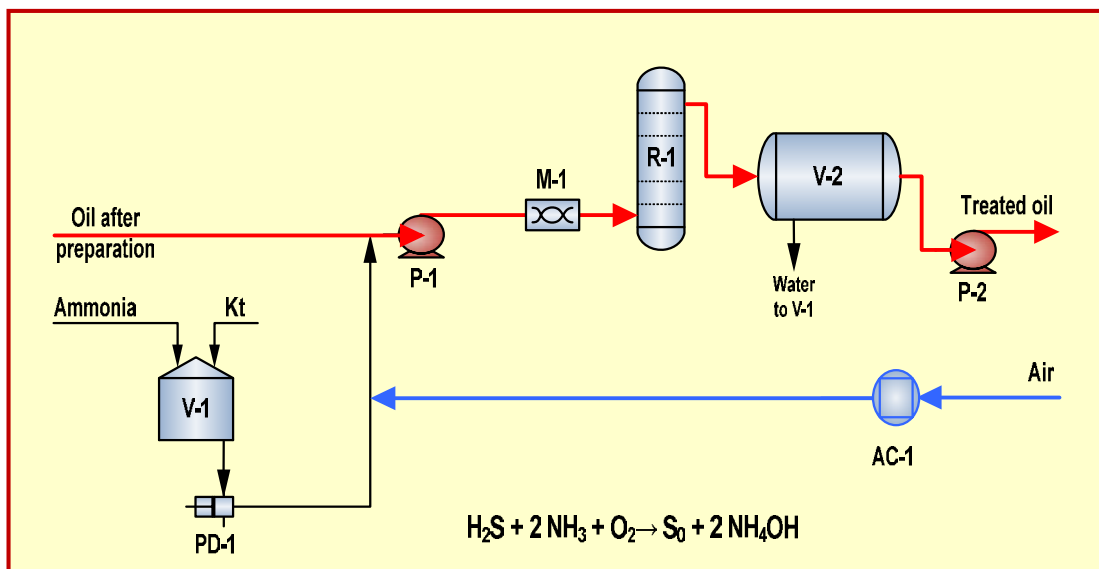
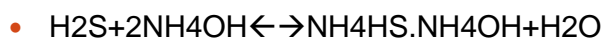


181

By:Mahdi-Razifar

فرآیند DMC-1MA جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

- از این فرآیند زمانی استفاده می شود که میزان سولفید هیدروژن در کاندانسیت خیلی بالا باشد.
- این فرآیند مشابه فرآیند DMC-1M است با این تفاوت که به جای کاستیک از محلول آمونیوم استفاده می شود.



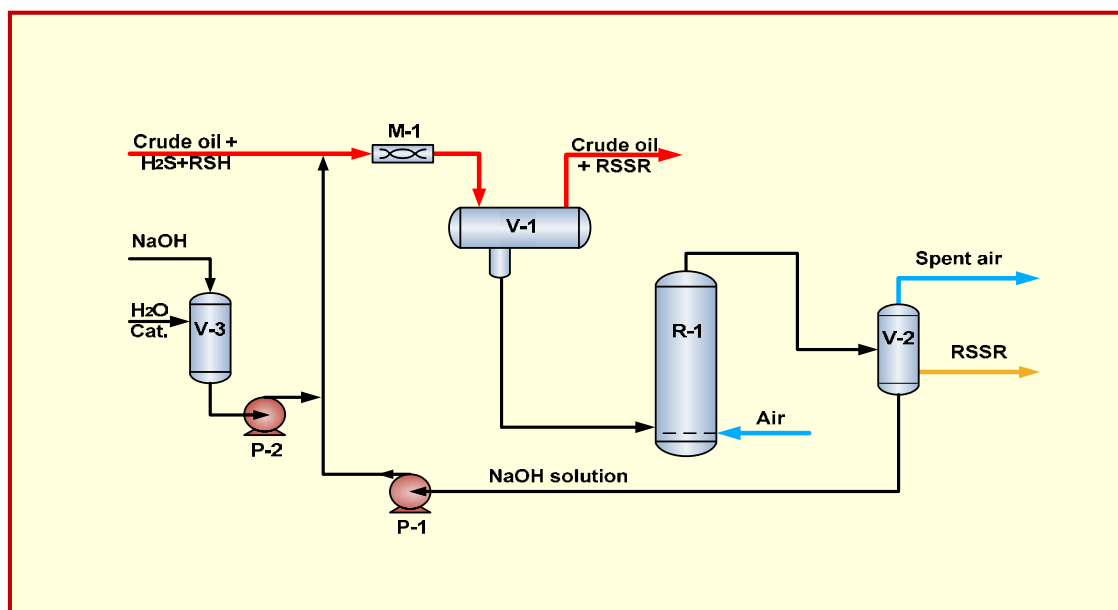
182

By:Mahdi-Razifar

فرآیند DMC-2 جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

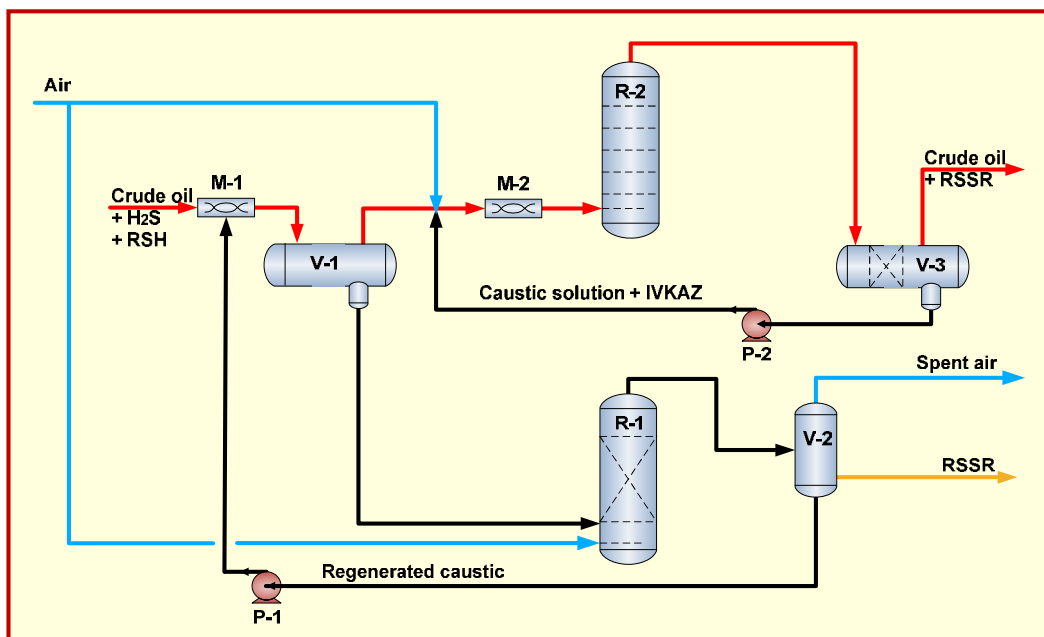
- از این فرآیند برای جداسازی سولفید هیدروژن، متیل مرکاپتان و اتیل مرکاپتان از کندانسیت بدون تماس کندانسیت با هوا استفاده می شود.
- این فرآیند بر اساس استخراج سولفید هیدروژن، متیل مرکاپتان و اتیل مرکاپتان با کاستیک ۱۰-۲۰٪ از کندانسیت و احیاء محلول کاستیک حاصل از عملیات استخراج در راکتور اکسیداسیون در حضور کاتالیست و هوا می باشد.
- دمای راکتور اکسیداسیون ۵۰ درجه سانتیگراد و فشار آن ۴-۵ Barg است.
- جریان خروجی از راکتور احیاء شامل کاستیک و دی سولفید می شود که جهت جداسازی آنها وارد ظرف V-2 می شود.

فرآیند DMC-2 جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی



فرآیند DMC-3 جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

- این فرآیند ترکیب دو فرآیند DMC-1 و DMC-2 می باشد. از این فرآیند برای گوگرد زدایی عمیق از میعانات گازی با ترکیبات مرکاپتان بالای C_1-C_4 استفاده می شود.



185

By:Mahdi-Razifar

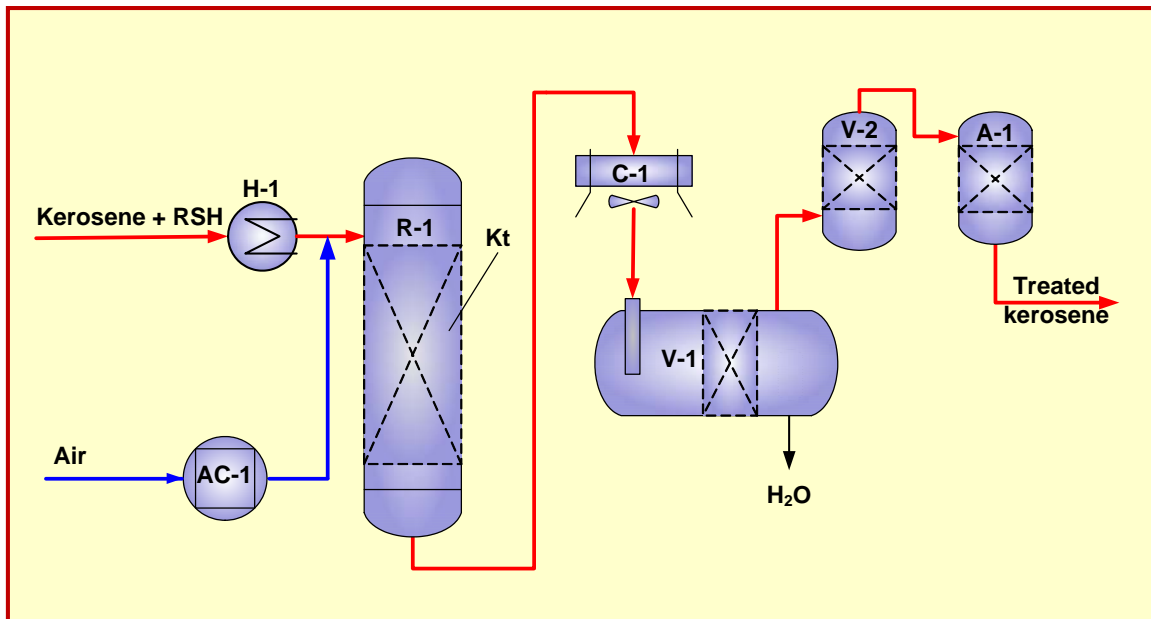
فرآیند DMD جهت حذف مرکاپتانها از میعانات گاز طبیعی

- از این فرآیند برای جداسازی H_2S , RSH, COS و CS_2 از برش های نفتی مانند خوراک هیدروکربن های سبک (پروپان، بوتان، پنتان)، کروزن، گسولین و ... استفاده می شود.
- برای دفع COS و CS_2 از یک افزودنی خاصی استفاده می شود که به محلول کاستیک تزریق می شود.
- در این فرآیند از کاتالیست با فعالیت بالا استفاده می شود.
- بازدهی این فرآیند بالاتر از بازدهی فرآیندهای Mercox (UOP) و Sulfrex (IFP) است.
- فرآیند DMD همراه با فرآیند Sercox کاملترین فرآیند برای تصفیه خوراک هیدروکربن از ترکیبات سمی سولفور بدون تولید پسماند خطرناک و آلاینده های زیست محیطی می باشد.

186

By:Mahdi-Razifar

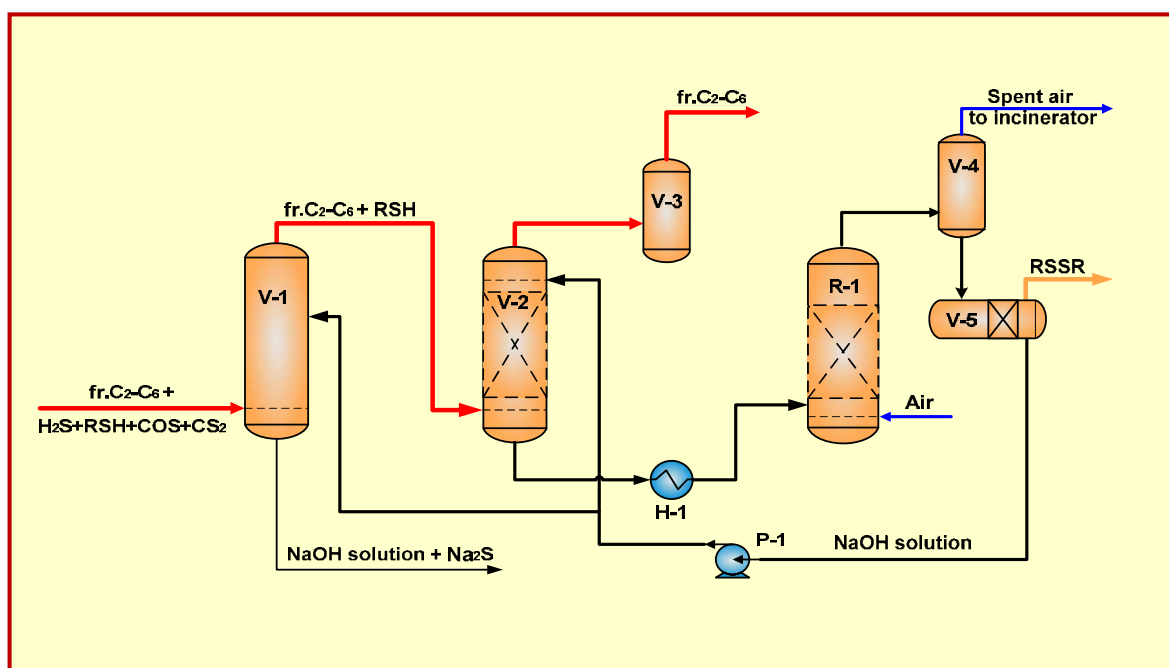
فرآیند DMD-1 جهت حذف مرکابتانهای سنگین از گسولین، کروزن و دیزل



187

By:Mahdi-Razifar

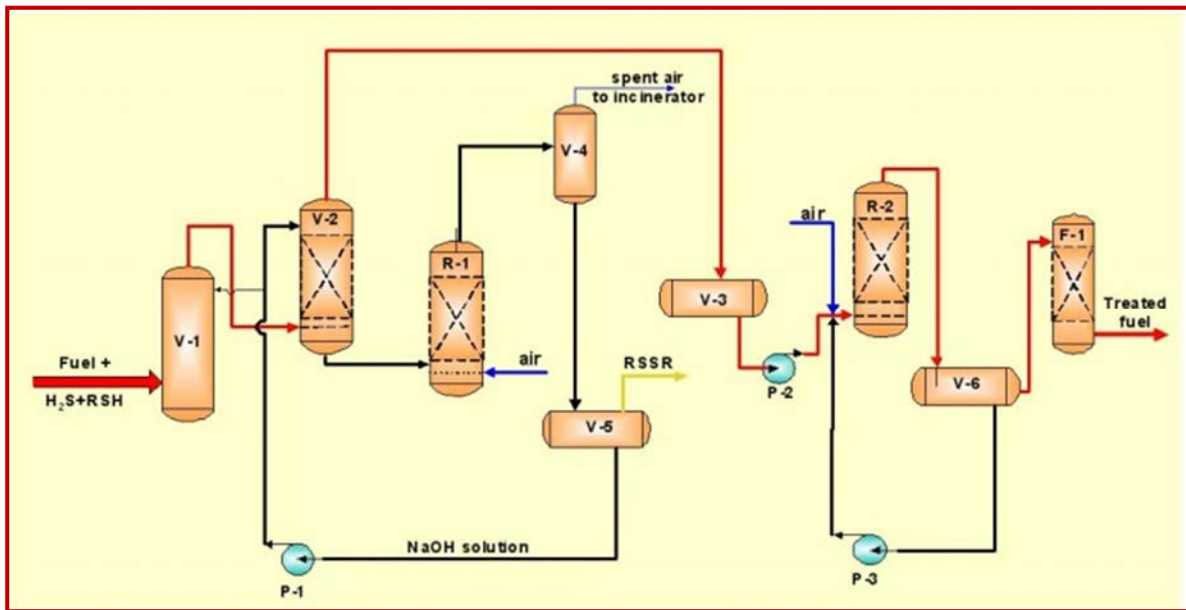
فرآیند DMD-2M جهت حذف مرکابتانها از خوراک های هیدروکربنی سبک (برش های پروپان و بوتان)



188

By:Mahdi-Razifar

فرآیند DMD-3 جهت حذف مرکباتانهای سبک و سنگین از گسولین، کروزن و دیزل



189

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی از گاز طبیعی

علاوه بر تفکیک نفت و گاز مقداری آب آزاد همراه با گاز طبیعی وجود دارد که بیشتر آن توسط روش های جداسازی ساده در سر چاه یا در نزدیکی آن از گاز جدا می شود. در حالیکه بخار آب موجود در محلول گاز میبایست طی فرایندی تحت عنوان عملیات نم زدایی و یا رطوبت زدایی از گاز طبیعی تفکیک شود. دلایل وجود بخار آب در گاز طبیعی عبارتند از:

- در مخازن زیر زمینی آب و هیدرو کربن ها در حال تعادل باهمدیگر به سر می برند.
- شستشوی گاز طبیعی با آب جهت رفع آلودگی های همراه گاز قبل از مرحله تراکم گاز
- شستشوی گاز های Water Wash Drum با آب ، جهت جلوگیری از اتلاف DEA از برجهای جذب آمین.

190

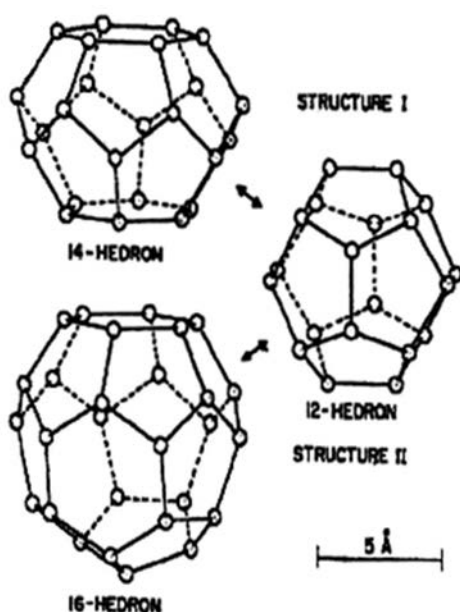
By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی از گاز طبیعی

آثار تخریبی رطوبت موجود در گاز طبیعی

- پایین آمدن ارزش حرارتی گاز طبیعی
 - خوردگی داخلی لوله های چاه ، اتصالات ، تجهیزات تولید و انتقال
 - تشکیل هیدرات های گازی که منجر به انسداد خطوط لوله و تجهیزات کنترلی شده که باعث کاهش ظرفیت انتقال گاز طبیعی و گاهاً باعث ترکیدن خط لوله می شود .
- در فرآیند های پالایش گازی ، واحد نم زدایی از اهمیت فوق العاده ای برخوردار است. اگر این واحد به خوبی عمل نکند باعث اختلال اساسی در عملیات واحد جذب و تفکیک خواهد شد .

ساختار هیدرات ها



- ترکیبات کریستالی شبیه به برفک سفید حاوی ۱۰٪ آب و ۹۰٪ هیدروکربن می باشد .
- به علت پیوند های هیدروژنی بین مولکول های آب ساختار ناپایدار شبه شبکه ای تشکیل می شود که این ساختار در حضور اجزاء گاز طبیعی سبک پایدار شده و هیدرات را تشکیل می دهد.
- شکل مقابل دو نوع ساختار هیدرات را نشان می دهد .
- از نظر ترمو دینامیکی هیدرات ها در دما های پایین یا در فشار های بالا تشکیل می شوند.

روش های رفع هیدرات ها

به روش جریان الکتریکی القایی

- گرم کردن
 - استفاده از واکنش های گرما زا (واکنش بین نیتريت سدیم و نیترات آمونیوم)
 - گرم کردن با ژاکت استیم
- کاهش فشار در دمای ثابت

نمک ها با کاتیون های زیر که باعث کاهش حلالیت گاز در آب می شوند .

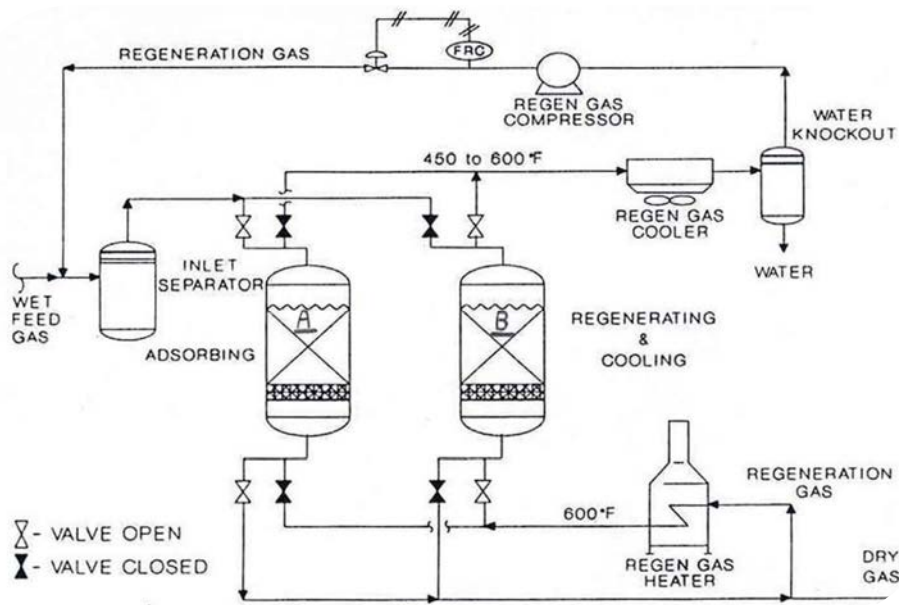


- تزریق باز دارنده ها
 - الکل ها که دمای تشکیل هیدرات را در فشار معین پایین می آورند :
 - TEG
 - DEG
 - EG
 - CH₃OH

روش های پیشگیری از تشکیل هیدرات ها (فرآیندهای رطوبت زدایی):

- تراکم و سرد سازی
- جذب سطحی (Adsorption)
- جذب با حلال (Absorption)
- سرماسازی توسط مواد مبرد (IFPEX-1)
- استفاده از غشاء
- استفاده از روش جدید Twister

رطوبت زدایی به روش جذب سطحی



195

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی به روش جذب سطحی

- نم زدایی با ماده خشک کننده جامد اولین شیوه نم زدایی گاز طبیعی بوده است.
- در رطوبت زدایی به روش جذب سطحی از یک ماده خشک کننده جامد استفاده می شود. این روش معمولاً مؤثرتر از روش های رطوبت زدایی با حلال هستند.
- در این فرآیند حداقل از دو برج با بستر آکنده از ماده جاذب استفاده می شود.
- ماده خشک کننده جامد آلومینا یا سیلیکاژل است.
- گاز طبیعی از داخل این برج ها، از بالا به پایین عبور داده میشوند. گاز طبیعی در این فرآیند ضمن عبور از اطراف ذرات ماده خشک کننده، رطوبت موجود در خود را به سطح ذرات ماده جاذب می دهد و با تکمیل این فرآیند تقریباً تمام آب توسط ماده خشک کننده جامد جذب شده و نهایتاً گاز خشک از انتهای برج خارج می شود.
- این فرآیند برای رطوبت زدایی از حجم فراوان گاز تحت فشارهای بالا مناسب است. این سیستم معمولاً در انتهای خط لوله کمپرسور استفاده می شود.
- برای احیاء ماده جاذب اشباع از آب جهت استفاده مجدد، از سیستمهای گرمکننده با درجه حرارت بالا جهت تبخیر بخار آب جذب شده در جاذب استفاده میشود.

196

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی به روش جذب سطحی

مزایای فرآیند جذب سطحی عبارتند از:

- ۱- یک فرآیند برگشت پذیر است .
- ۲- نسبت به تغییرات دما ، فشار و دبی حساس نیستند .
- ۳- خودگی و کف کردگی ندارد .
- ۴- طراحی آن آسان و هزینه نگهداری آن پایین می باشد .
- ۵- مهمترین مزیت آن دسترسی به نقاط شبنم بسیار پایین است.

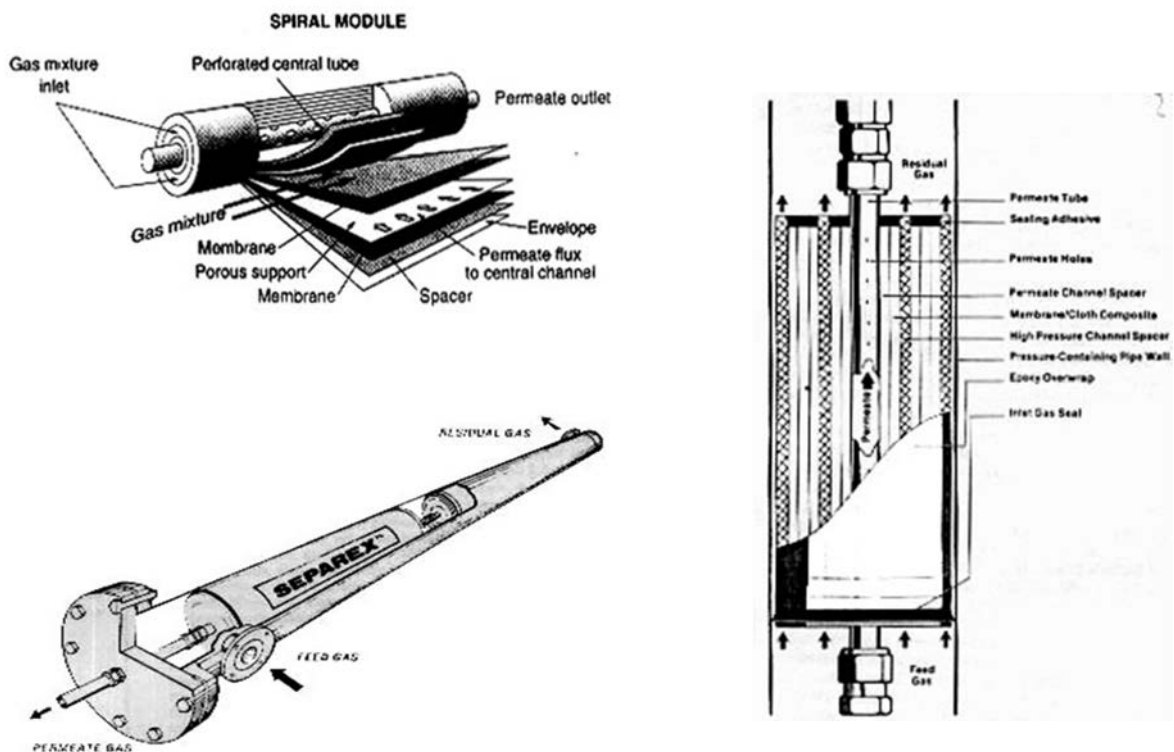
و معایب آن عبارتند از:

- ۱- هزینه سرمایه گذاری اولیه آن بالاست .
- ۲- افت فشار بستر بالاست .
- ۳- احتمال سایش جاذب ها زیاد است .
- ۴- انرژی بسیار زیادی برای بازیابی آن لازم است . لذا استفاده از آنها گران تمام می شود .
(دمای احیاء در حدود 350°F - 450°F است) .

197

By:Mahdi-Razifar

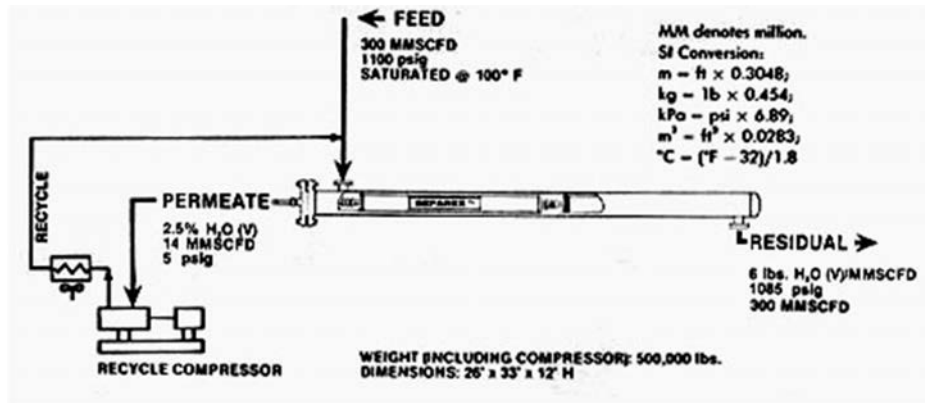
رطوبت زدایی به روش غشاء



198

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی به روش غشاء



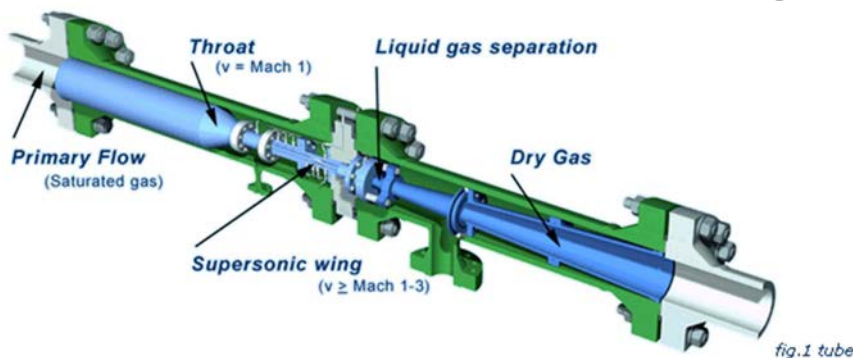
در فرآیند SEPAREX تمامی گاز های اسیدی به همراه بخارات آب از غشاء نفوذ کرده و از طریق کانال نفوذ وارد لوله سوراخدار شده و به بیرون هدایت می شود .

در یک نوع دیگر غشاء های ساخت شرکت MTR بخارات آب به همراه NGL در غشاء نفوذ کرده و از گاز طبیعی جدا می شود .

199

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی به روش TWISTER



مزایای این فرآیند عبارتند از:

- ۱- هیچ گونه قسمت متحرک و دواری در آن وجود ندارد .
- ۲- هیچگونه ترکیبات شیمیایی در آن مصرف نمی شود .
- ۳- سیستم بسته می باشد و هیچ گونه آلودگی به محیط منتشر نمی کند .
- ۴- هزینه های سرمایه گذاری و عملیاتی آن پایین است .
- ۵- وزن و فضای طراحی آن به علت فشردگی سیستم کم است .
- ۶- نیاز به هیچ گونه نیروی کارگری ندارد .

200

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی به روش

TWISTER



مقایسه واحد TWISTER با واحد تزریق گلیکول در هلند



طرح جدید TWISTER در شکل عمودی آن

201

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی با حلال

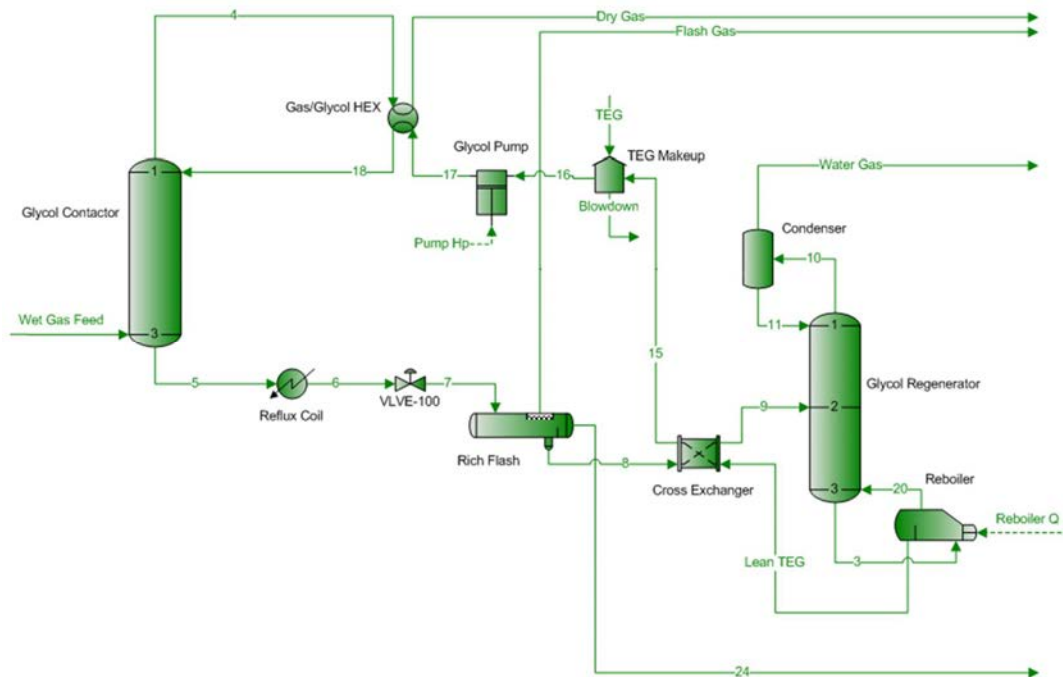
معیارهای انتخاب حلال عبارتند از:

- میل به جذب آب در آن زیاد باشد .
 - احیاء آن آسان بوده و در مدت زمان احیاء پایدار باشد .
 - خورنده نباشد .
 - میزان کف کنندگی آن کم باشد .
 - فشار بخار و ویسکوزیته آن پایین باشد .
 - اقتصادی و کم خرج باشد .
- تقریباً گلیکول ها دارای همه شرایط بالا می باشند .

202

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی با حلال



203

By:Mahdi-Razifar

فرآورش گاز طبیعی

مشخصات عمومی گاز تولیدی از یک واحد فرورش گاز طبیعی به صورت جدول زیر است:

Characteristics	Unit	Specifications in Germany, Belgium, France, ...
Gross heating value	MJ / Sm ³	39.6 ≤ GHV ≤ 43.7
Wobbe index	MJ / Sm ³	48.5 ≤ WI ≤ 52.9
Water dew point	°C	≤ - 15 at 69 bar g
Hydrocarbon dew point	°C	≤ - 7 from 1 to 69 bar g
Hydrogen sulfide content	mg / Sm ³	≤ 14.2
Mercaptan content	mg / Sm ³	—
Total sulphur content	mg / Sm ³	maxi ≤ 142, annual average ≤ 120
Carbon dioxide content	vol. percent	≤ 2,5
Oxygen content	vol. percent	≤ 0,1
Temperature	°C	- 10 ≤ T ≤ +38
Pressure	bar	—

005M_951508

1 kWh = 3,6 MJ

گاز طبیعی حاصل از عملیات فرآورش نهایی دارای مشخصات بدون رنگ، بدون بو و سبکتر از هوا میباشد.

204

By:Mahdi-Razifar

رطوبت زدایی با حلال

- خواص گلیکول شباهت بسیار زیادی با خواص آب دارد و چنانچه در تماس با جریان گاز طبیعی قرار گیرد، رطوبت آب موجود در جریان گاز را جذب می نماید.
- در فرآیند رطوبت زدایی با حلال، جریان گاز مرطوب از انتهای برج وارد شده و با جریان گلیکل خالص که از بالای برج وارد می شود، تماس داده می شود. پس از عملیات جذب جریان گلیکول غنی (Rich Glycol) از انتهای برج جذب و جریان گاز طبیعی خشک نیز از بالای برج جذب خارج می شود.
- محلول گلیکول غنی به منظور تبخیر نمودن آب محلول در آن و آزاد کردن گلیکول جهت استفاده مجدد در برج جذب به سمت دیگ بخار هدایت می شود.
- جداسازی گلیکل و آب در دیگ بخار به علت اختلاف در نقطه جوش آنها انجام می شود. نقطه جوش آب ۲۱۲ درجه فارنهایت (۱۰۰ درجه سانتیگراد) و نقطه جوش گلیکول ۴۰۰ درجه فارنهایت است.

فرآیند تفکیک میعانات گازی

- اصولاً هنگامی که بحث بازیابی میعانات گازی مطرح میشود ترکیبات اتان و پروپان به عنوان ترکیبات مرزی شناخته میشوند. به این صورت که در طراحی واحدهای بازیابی میعانات گازی بازیابی اتان و پروپان با درصدهای مشخص از طراح وسازنده واحد خواسته میشود.
- از طرف دیگر همانطور که عنوان شد وجود ترکیبات سنگین در گاز باقیمانده تأمین کننده میزان ارزش حرارتی گاز خواهد بود.
- تغییرات تدریجی در ترکیب درصد گاز تحویلی به واحد وهمچنین نیازهای مختلف بازار از لحاظ تنوع و کیفیت محصول باعث میشود واحد در شرایط ثابتی از لحاظ میزان بازیابی قرار نداشته باشد و یا اینکه شرایط عملیاتی واحد به ازای یک میزان بازیابی مشخص تغییر کند.

فرآیند تفکیک میعانات گازی

- به منظور جداسازی متان، اتان، پروپان و سایر ترکیبات سنگین از گاز طبیعی از فرآیند تقطیر استفاده می شود. شرایط عملیاتی این واحدها در دماهای خیلی پایین است. برای نمونه بسته به فشار عملیاتی، دمای بالای برج تقطیر متان زدا به حدود ۱۱۰- درجه سانتیگراد میرسد.
- در اصطلاح به واحدهایی که در شرایط عملیاتی پایین کار میکنند Cryogenic Processes گفته میشود.
- در واحدهای گازی برجهای تقطیر بر اساس محصول تولیدی از بالای برج نام گذاری میشوند.
- به برج تقطیر ابتدایی در اصطلاح متان زدا گفته میشود. محصول بالای برج اول که عمدتاً متان است پس از تبادل حرارت و فشرده سازی به عنوان گاز باقی مانده به خطوط لوله تزریق میشود.
- محصول پایین برج متان زدا که میعانات خام محسوب می شود به برج های تقطیر بعدی فرستاده می شود تا اتان، پروپان و در نهایت بوتان آن از ترکیبات سنگین جدا شوند.
- آرایش دقیق برجهای پایین دستی تابع نوع محصولات مورد نیاز و ترکیبات سنگین موجود در گاز طبیعی خواهد بود.

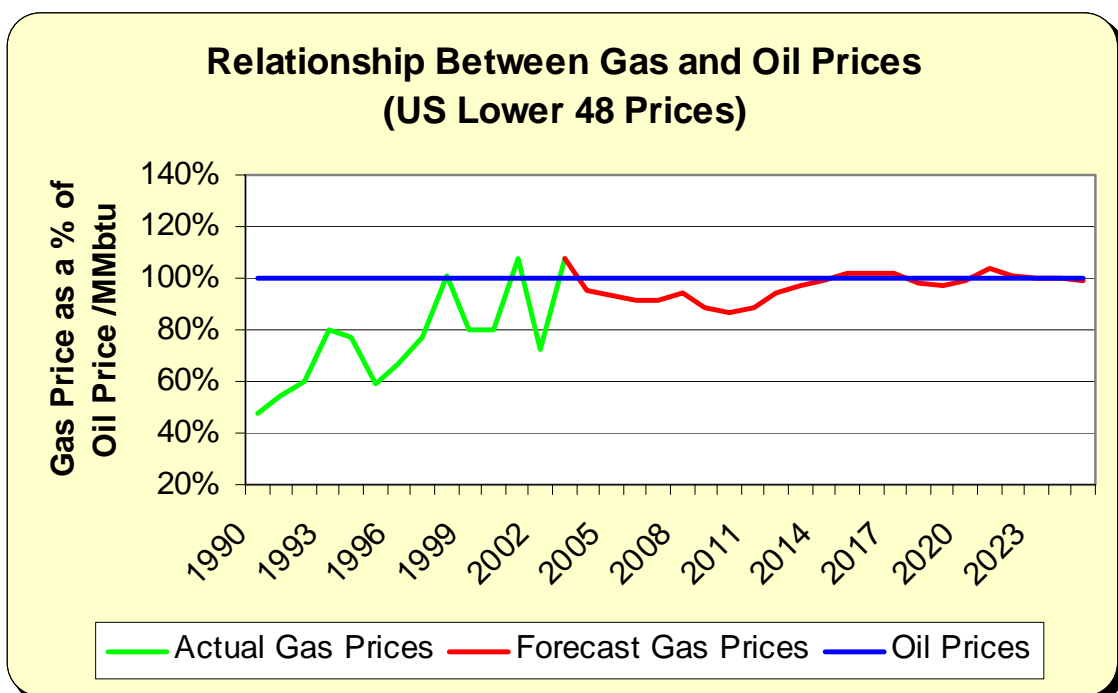
اثر دی اکسید کربن در فرآیند تفکیک

- جریان گاز طبیعی با مقدار دی اکسید کربن بالا دمای انجماد گاز را بالا می برد. بنابراین این خطر وجود دارد که در قسمتهای مختلف واحد بازیابی میعانات گازی به خصوص در جاهایی که دما پایین بوده و غلظت دی اکسید کربن به صورت موضعی بالا میرود در اثر یخ زدن دی اکسید کربن مشکل گرفتگی رخ دهد.
- این مشکل به خصوص در مورد برج متان زدا و خطوط انتقال در بالای این برج محتمل تر خواهد بود.
- میزان مجاز دی اکسید کربن موجود در جریان خوراک تابعی از کمترین دمای عملیاتی در واحد خواهد بود. در برج متان زدا مقدار دی اکسید کربن در خوراک ورودی بایستی در حد ۲۰۰ ppm باشد.
- واحدهای بدون برج متان زدا (درحقیقت واحدهایی که هدف در آنها بازیابی ترکیبات سنگین تر از پروپان است) میتوانند با غلظت های بیشتر دی اکسید کربن نیز کار کنند.

کاربردها و مصارف گاز طبیعی:

- بطور کلی و در وضعیت فعلی اقتصاد جهانی، گاز طبیعی بعنوان سوخت خانگی و صنعتی، سوخت برای تولید برق، ماده اولیه صنایع شیمیایی و پتروشیمی (یعنی تولید آمونیاک، کود شیمیایی، متانول، الکل‌های سنگین تر، دی متیل اتر، اسیداستیک، الفینها، هیدروژن و غیره) مصرف می گردد. اما کاربردهای جدیدی مثل سوخت برای پیل‌های سوختی، ماده اولیه تولید هیدروژن بعنوان سوخت خودروها، ماده اولیه برای تولید نفت مصنوعی نیز در حال توسعه و اقتصادی شدن و تولید انبوه هستند.

کاربردها و مصارف گاز طبیعی:



روش های انتقال یا تبدیل گاز طبیعی

- تبدیل به برق / تولید همزمان برق یا بخار آب (برای تصفیه آب دریا) با هزینه نسبتاً کم
- خط لوله
- تبدیل به سوخته‌های مایع (روش GTL)
- تولید پارافین‌های خطی جامد در فرآیند فیشر تروپش و بعد تبدیل به سوخته‌های مایع در فرآیند هایدروکراکینگ
- تولید نفت گاز از طریق روش فیشر تروپش و اختلاط آن با نفت گاز تولیدی پالایشگاه‌های کشور به منظور صادرات و نیز مصرف داخلی
- تولید متانول
- تولید DME
- تبدیل به گاز طبیعی مایع (LNG)
- تبدیل به هیدرات (NGH)
- تبدیل به گاز طبیعی فشرده (CNG)
- تبدیل به گاز طبیعی جذب شده (ANG)
- تبدیل به هیدروژن
- تولید الفینها

روش اول: تبدیل به برق / تولید همزمان برق یا بخار آب (برای تصفیه آب دریا) با هزینه نسبتاً کم

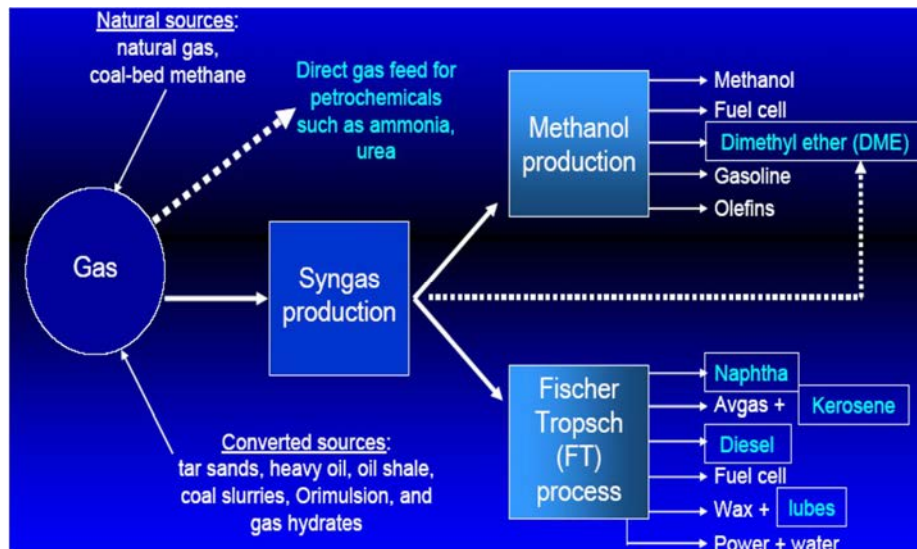
- تبدیل به برق و فروش آن برای فاصله‌های نسبتاً کوتاه و مقادیر نسبتاً کم گاز مناسب می باشد.
- حد بالای مسافت اقتصادی ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰ کیلومتر فاصله به ازای هر یک میلیون فوت مکعب استاندارد در روز است.
- ۵۰ کیلومتر برای کابل زیردریائی و ۵۰۰ کیلومتر در خشکی حد بالای فنی-اقتصادی روش متناوب (AC) و روش انتقال برق مستقیم (DC) برای مسافتات بیشتر
- بطور کلی در حدود ۴۳ درصد انرژی موجود در گاز طبیعی آماده فروش، پس از تبدیل آن به برق و بعد از توزیع به دست مصرف کننده می رسد.
- ایمن ترین طریقه انتقال انرژی و کمترین تأثیر بر محیط زیست
- در حدود ۸ سال قبل در ایران، مخارج احداث هر یک کیلومتر خط فشار قوی ۴۰۰ کیلوولت برق در حدود ۵۰ میلیون تومان و یک کیلومتر خط ۵۶ اینچ گاز (به قطر ۱۴۲ سانتیمتر) حدود یک میلیارد تومان (یعنی بیشتر از یک میلیون دلار) بود.
- طولانی ترین دوام کاری تأسیسات در بین روشهای گوناگون انتقال گاز

روش دوم: خط لوله

- خط لوله برای مقادیر زیاد گاز و مسافت نسبتاً کوتاه (در حد همان ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰ کیلومتر به ازای هریک میلیون فوت مکعب استاندارد در روز) مناسب است.
- در سالهای اخیر، برخی از منابع از اقتصادی بودن خط لوله های تا ۱۰۰۰۰ کیلومتر (Super Pipelines) با شرط عقد قراردادهای بین المللی لازم بین کشورهای مربوط به آن سخن گفته اند.
- توجه به اینکه برخی از روشها (مثل LNG) با مشکلات وابستگی فناوری، حجم زیاد سرمایه گذاری لازم و غیره روبرو هستند و نیز روند افزایشی قیمت جهانی گاز طبیعی؛ ممکنست در یک چشم انداز جامع، احداث خط لوله های طولانی (بیشتر از ۳۰۰۰ کیلومتر) به صرفه و صلاح کشور باشد.
- با توجه به تغییرات شدید اخیر در بازارهای انرژی جهان، بررسی مجدد در بسیاری از محاسبات و برآوردهای قبلی توجیه دارد.
- از معایب این روش هزینه های بالای عملیاتی و ریسک انفجار و آلودگی محیط زیست است.
- ریسک حادثه و سانحه این روش بیشتر از روش قبل است.

روش سوم: تبدیل به سوختهای مایع (روش GTL)

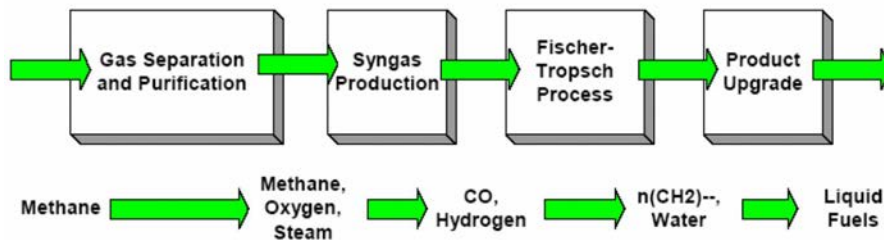
- به فرایند تبدیل شیمیایی گاز سنتز حاصل از ذغال سنگ یا هیدروکربنهای سبک گاز طبیعی (عمدتاً متان و اتان) به هیدروکربنهای سنگین تر مانند متانول، دی متیل اتر و سایر فرآورده های میان تقطیر (مانند گازوئیل و نفت سفید) Gas To Liquids (GTL) گفته میشود.



روش سوم: تبدیل به سوخت‌های مایع (روش GTL)

واحدهای اصلی در فرآیند GTL عبارتند از:

- واحد خالص سازی (مشترک در فرآیندهای گازی)
- واحد تولید گاز سنتز
- واحد تبدیل گاز سنتز به هیدروکربنهای مایع
- واحد بهبود کیفیت و جداسازی محصولات نهایی

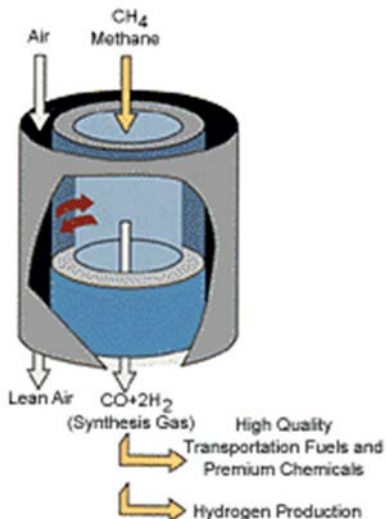


215

By:Mahdi-Razifar

روش سوم: تبدیل به سوخت‌های مایع (روش GTL)

- فرآیند GTL مستلزم تشکیل گاز سنتز (CO و H₂) از متان، اکسیژن هوا و بخار آب می باشد که می تواند در راکتور فیشر تروپش به هیدروکربن های مایع و جامد تبدیل شود.



- واکنشهای مختلفی در طی تبدیل متان صورت می پذیرد که این واکنشها در جدول زیر آورده شده اند :

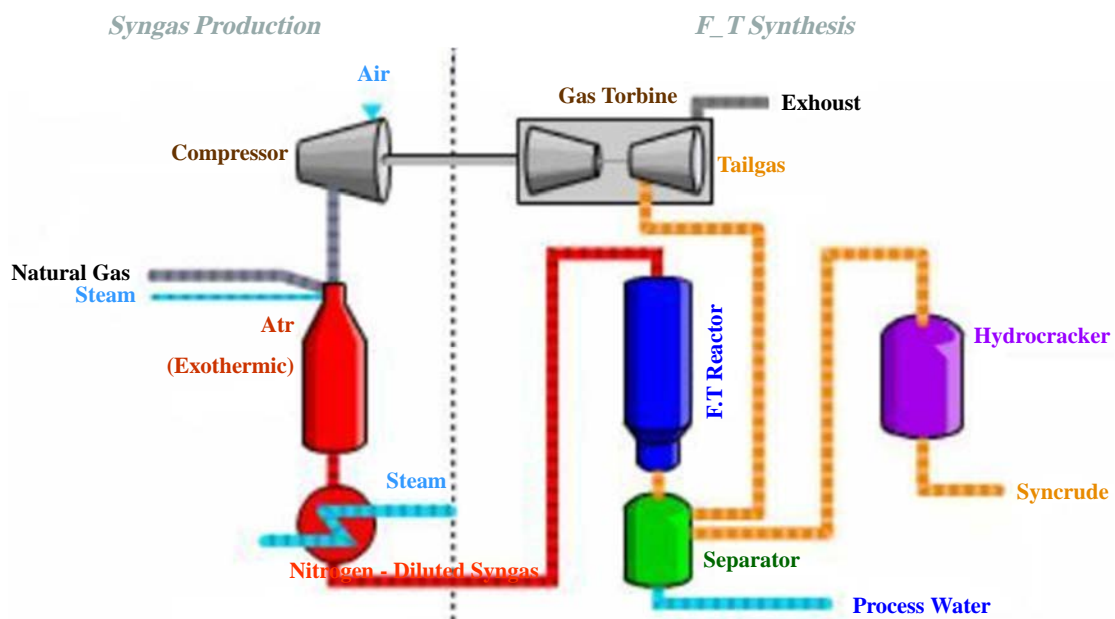
	Reaction	ΔH_{298}^0 (kJ/mol)
۱	$CH_4 + H_2O \rightleftharpoons CO + 3H_2$	۲۰۶
۲	$CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2$	-۴۱
۳	$CH_4 + CO_2 \rightleftharpoons 2CO + 2H_2$	۲۴۷
۴	$CH_4 \rightleftharpoons C + 2H_2$	۷۵
۵	$2CO \rightleftharpoons C + CO_2$	-۱۷۳
۶	$CH_4 + 0.5O_2 \rightleftharpoons CO + 2H_2$	-۲۶
۷	$CH_4 + 2O_2 \rightleftharpoons CO_2 + 2H_2O$	-۸۰۳
۸	$CO + 0.5O_2 \rightleftharpoons CO_2$	-۲۸۴
۹	$H_2 + 0.5O_2 \rightleftharpoons H_2O$	-۲۴۲

216

By:Mahdi-Razifar

روش سوم: تبدیل به سوختهای مایع (روش GTL)

تکنولوژی GTL بر اساس فرآیند Fischer-Tropsch



217

By:Mahdi-Razifar

روش سوم: تبدیل به سوختهای مایع (روش GTL)

- واحد سنتز فیشر - تروپش واحد اصلی فرآیند GTL بوده و راکتور آن قلب کل فرآیند محسوب می گردد .
- مهمترین واکنشهای فیشر - تروپش به قرار زیرند:

برای انجام این واکنشها راکتورهای مختلف زیر می توانند مورد استفاده قرار گیرند:

- راکتور بستر ثابت
- راکتور بستر سیال
- ستون دوغابی حبابدار

218

By:Mahdi-Razifar

روش سوم: تبدیل به سوخته‌های مایع (روش GTL)

- در این روش گاز طبیعی بصورت تبدیل شده به سوخته‌های مایع، برای مقادیر متوسط تا نسبتاً زیاد جابجایی گاز و مسافتات کم تا طولانی (بیشتر از ۵۰۰۰ کیلومتر) مطرح می‌باشد.
- GTL یک اصطلاح عام برای فرآیندهای تبدیل گاز طبیعی به مایعات می‌باشد و باید توجه داشت که به دلیل کاربرد زیاد این لفظ برای فرآیند فیشرتروپ (که در آن هیدروکربورهای مایع از گاز سنتز تولید می‌گردند) معنای آن تنها شامل فرآیند اخیر نمی‌باشد. بلکه تبدیل به متانول، دی‌متیل اتر و ... را هم در بر می‌گیرد.
- مهمترین محصولات این فرآیند نفتا و گازوئیل است. سوخته‌های مایع تولیدی فرآیند فیشرتروپ، می‌تواند از ۲۵٪ نفتا، ۵۰٪ نفت سفید و ۲۵٪ نفت گاز تا ۱۵٪ نفتا، ۲۵٪ نفت سفید و ۶۰٪ نفت گاز تغییر کرده، نیازهای متغیر فصلی مصرف‌کنندگان سوخت را برآورده سازد.
- سوخت‌های حاصل از فرآیند GTL برای حمل و نقل شفاف، پاک، عاری از گوگرد و آروماتیک است و عدد ستان بالایی دارد و جزء ایده آل‌ترین سوخته‌ها محسوب می‌گردند.
- سوخت حاصل از فرآیند GTL در مقایسه با سوخت‌های پالایشگاهی، هیچ‌گونه پیامدی برای گرم شدن جهان ندارد و پیامد کمتری در اسیدی شدن هوا، مه‌آلودگی و انتشار کمتر مواد معلق دارد.
- یکی از تولیدات فرعی واکنش فیشرتروپ آب است که حجم آن با حجم مواد میان تقطیر تولید شده برابر خواهد بود. در مناطقی که کمبود آب وجود دارد، از این آب می‌توان برای مصارف آبیاری استفاده کرد.

روش چهارم: تبدیل به پارافین‌های جامد و بعد تبدیل به روغن پایه مرغوب یا سوخت مایع توسط شکست هیدروژنی

- نوع محصول و میزان تولید محصول در فرآیند فیشر تراپش، به کاتالیست مورد استفاده و همچنین شرایط عملیاتی راکتور بستگی دارد. تنوع محصول می‌تواند از C₁-C₆₀ متغیر باشد.
- هیدروکربن‌های جامد (واکس) تولید شده از فرآیند GTL با بیش از ۹۹٪ پارافین، می‌تواند جهت تولید روغن‌های پایه فوق‌تمیز روانساز (Super clean)، هایدروکراک، هیدروایزومره و سپس موم‌گیری ایزومری شود.
- جهت تولید سوخت مایع از پارافین‌های جامد تولیدی از فرآیند فیشر تراپش، در مرحله پایانی فرآیند باید عملیات اضافی دیگری مانند هایدروکراکینگ (برای شکست مولکول‌های سنگین به مولکول‌های سبکتر) و تقطیر (جداسازی محصولات مانند نفتا یا گازوئیل) روی محصول تولید شده، انجام شود تا فرآورده‌های نهایی جدا شوند.
- بدلیل فقدان آروماتیک‌ها و دیگر ترکیبات غیراشباع – مصرف هیدروژن لازم چندان زیاد نخواهد بود.

روش پنجم: تولید نفت گاز از طریق روش فیشر تروپش و اختلاط آن با نفت گاز تولیدی پالایشگاههای کشور به منظور صادرات و مصرف داخلی

• با توجه به سخت تر شدن روز افزون قوانین زیست محیطی در جهان و نیز دشواری فنی – اقتصادی تقلیل شدید ترکیبات گوگردی نفت گاز (سوخت دیزل) با روشهای معمول تصفیه هیدروژنی، این روش در آینده می تواند به یک روش مناسب و اقتصادی جهت صادرات این ماده به دیگر کشورها بدل گردد.

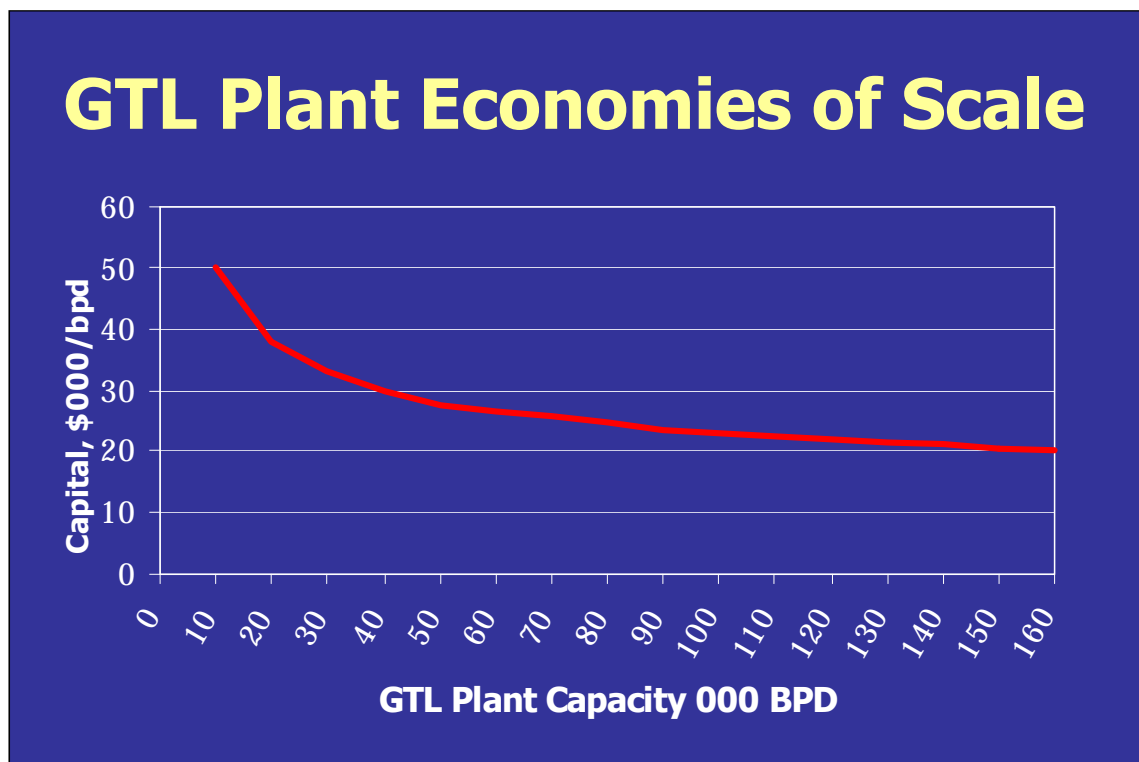
مزایای فرآیند GTL

- حمل و نقل آسان و ارزان محصولات به دلیل مایع بودن محصولات
- کیفیت بالاتر محصولات نسبت به سایر روشهای تهیه
- ارتقاء میزان بازدهی فرایند احتراق در موتورها
- تولید محصولات گران قیمت
- اقتصادی بودن طرح به ویژه در مناطق دور دست
- وجود منابع قابل توجه مواد اولیه (گاز طبیعی) در کشور
- پایین بودن مشکلات زیست محیطی

مزایای اقتصادی فرآیند GTL

- در حال حاضر قیمت صادراتی گاز طبیعی در منطقه به ازای هر تن کمتر از ۱۰۰ دلار می باشد، در صورتی که فراورده های نفتی به ازای هر تن بیش از ۹۰۰ دلار وارد می شوند.
- از آنجایی که فراورده های GTL هیچگونه آلودگی به همراه ندارند از فراورده های نفتی گرانتر هستند. به عنوان مثال گازوئیل GTL در مقایسه با گازوئیل نفتی تقریباً ۱۰۰ دلار به ازای هر بشکه گرانتر است.
- اگر هزینه های تولید برای فراورده های GTL، دوپست دلار به ازای هر تن در نظر گرفته شود، باز هم در بدترین شرایط حدود ۸۰۰ دلار ارزش افزوده در هر تن ایجاد خواهد شد که با توجه به منابع ۲۰۰ ساله گاز کشور ۸۰ میلیارد دلار ارزش افزوده را در پی خواهد داشت و مطمئناً هیچ تکنولوژی در حال حاضر نتوانسته است ادعای همچین ارزش افزوده ای داشته باشد.
- همانطور که قبلاً هم اشاره شد در فرآیند GTL فراورده های غیرسوختی مرغوب مانند روغن تیپ ۳ و پارافین واکس خوراکی نیز تولید می گردد که قیمت آنها حدود دو برابر گازوئیل می باشد.
- در سالهای اخیر مرتباً روشهای بهتر و ارزانتری برای تولید گاز سنتز (که ۵۵٪ تا ۶۰٪ مخارج تولید محصولات روش GTL فیشرتروپ مربوط به آن است) ابداع گردیده اند. لذا ضروری است که در احداث این فرآیند در کشور ما حتماً به تازه ترین نوآوری های فنی - اقتصادی مربوطه عنایت ویژه ای مبذول گردد.

برآورد اقتصاد فرآیند GTL



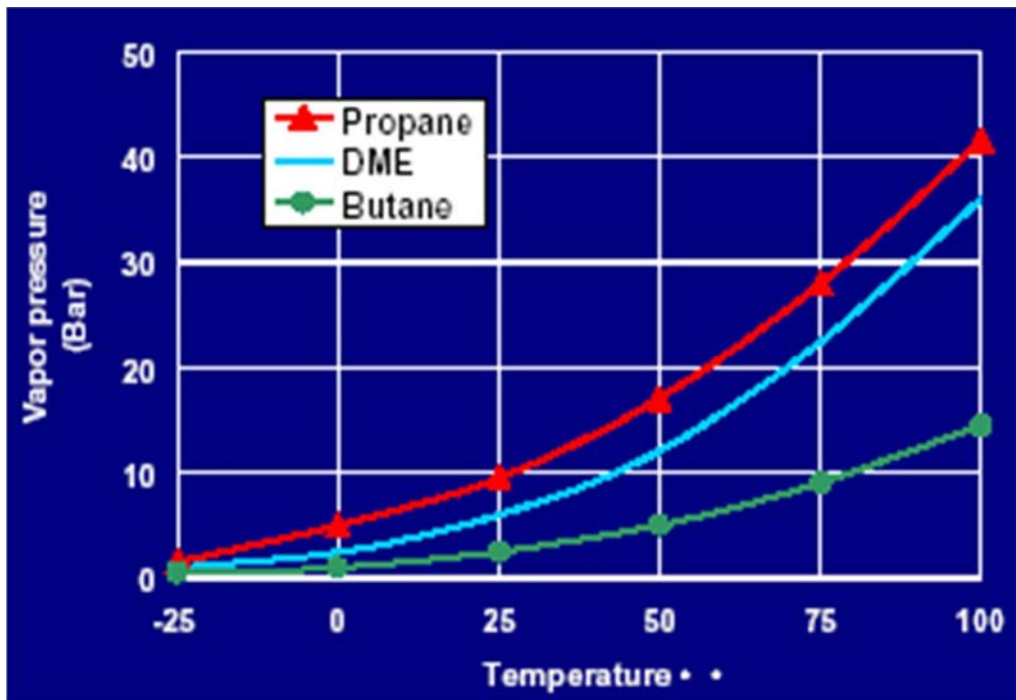
روش ششم: تولید متانول

- مصارف متانول بطور عمده شامل تولید MTBE (به عنوان جایگزین ترکیبات سرب دار در بنزین موتور)، تولید اسیداستیک، مصرف در صنایع الکترونیک و یا استفاده بعنوان حلال می باشد.
- در آینده نزدیک با رواج استفاده از خودروها و انواع وسایل الکتریکی و الکترونیکی دارای پیل سوختی، تقاضا برای متانول افزایش خیلی زیادی خواهد یافت، زیرا متانول سوخت مناسبی برای پیل های سوختی است.
- متانول قابلیت تبدیل به انواع محصولات پتروشیمی، بنزین و الفینهای سبک را دارد.

روش هفتم: تولید دی متیل اتر (DME)

- دی متیل اتر از آبگیری متانول حاصل می شود. این ماده کاملاً سازگار با محیط زیست است به نحوی که درحال حاضر درکپسولهای افشانه مواد (اسپری) در تماس با بدن انسان به کار می رود.
- نیمه عمر دی متیل اتر در جو زمین یک روز است و در لایه تروپوسفر جو کاملاً تجزیه می شود لذا برای لایه ازن جو زمین بی ضرر می باشد.
- به لحاظ شیمیائی نسبتاً بی اثر، از نظر خوردگی غیرخورنده، از جهت زیست شناسی غیر سرطان زا و تقریباً غیرسمی بوده و بسیار شبیه به گاز پروپان است و با تغییر اندکی در جنس آب بندی و واشرها می توان از کلیه تجهیزات کاربرد گاز مایع برای نگهداری و حمل و نقل آن استفاده کرد. یعنی جایگزین مناسبی برای LPG در مصارف حرارتی و خانگی است.
- بدلیل عدم وجود پیوندهای کربن - کربن و نیز دارا بودن محتوی اکسیژن زیاد، انتشار دوده و ذرات معلق آن بسیار کم است.
- عدم وجود گوگرد و ترکیبات آروماتیک در آن، یک عامل کلیدی درخواص برجسته عدم آلودگی هوای آن می باشد.
- به بواسطه داشتن عدد ستان زیاد (۵۵ بجای ۳۸ تا ۵۳) می تواند یک جایگزین مناسب (و نه یک جزء قابل اختلاط) برای نفت گاز یا سوخت جت باشد.

روش هفتم: تولید دی متیل اتر (DME)



227

By:Mahdi-Razifar

روش هشتم: تبدیل به گاز طبیعی مایع (LNG)

- گاز طبیعی مایع یا (LNG) همان گاز طبیعی معمولی (گاز لوله کشی شهری) است که تا دمای تقریباً -162 درجه سانتیگراد سرد و تبدیل به مایع شده است. این ماده بیشتر از متان و مقدار کمی اتان، پروپان و سایر هیدروکربورهای سنگین تر تشکیل شده است.
- آب، انیدرید کربنیک، نیتروژن، اکسیژن و ترکیبات گوگردی که در گاز طبیعی وجود دارند، ضمن مایع شدن گاز طبیعی از آن جدا شده و خلوص آن تقریباً به 100% می رسد.
- گاز طبیعی مایع در حدود $600/1$ گاز طبیعی حجم دارد. این ماده بی رنگ، بی بو و غیر سمی بوده، تنها زمانی قابلیت انفجار می یابد که با هوا مخلوط یا در آن تبخیر شده، غلظت آن در هوا به محدوده 5 تا 15 درصد حجمی برسد. در فضاهای باز، بعلت داشتن چگالی (تقریباً) نصف هوا، این ماده پس از تبخیر سرعت از محل خود پراکنده می شود و معمولاً خطر انفجار ندارد.
- کلید انجام طرح های LNG قراردادهای فروش و تعهد خریدار می باشد. تعداد خریداران و فروشندگان آن محدود است.

228

By:Mahdi-Razifar

روش هشتم: تبدیل به گاز طبیعی مایع (LNG)

- با پیشرفت فناوری ساخت کمپرسور و با عنایت به محدودیتهای ترمودینامیکی، یک راه حل ورود به بازار LNG در عین حفظ منافع تولید کننده، استفاده از کمپرسورهای پیشرفته تر است که با تقلیل مخارج تولید، قیمت نهائی محصول LNG را قابل رقابت با قیمت سایر صادرکنندگان LNG می کند.
- صرفنظر از محدودیتهای عقد قرارداد با مشتری، روش انتقال LNG در مقایسه با روش خط لوله، آزادی عمل بیشتری در انتخاب کشور خریدار و تغییر بعدی آن دارد.
- هزینه های مربوط به ساخت کشتی حمل LNG خیلی زیاد است.



روش نهم: تبدیل به هیدرات (NGH)

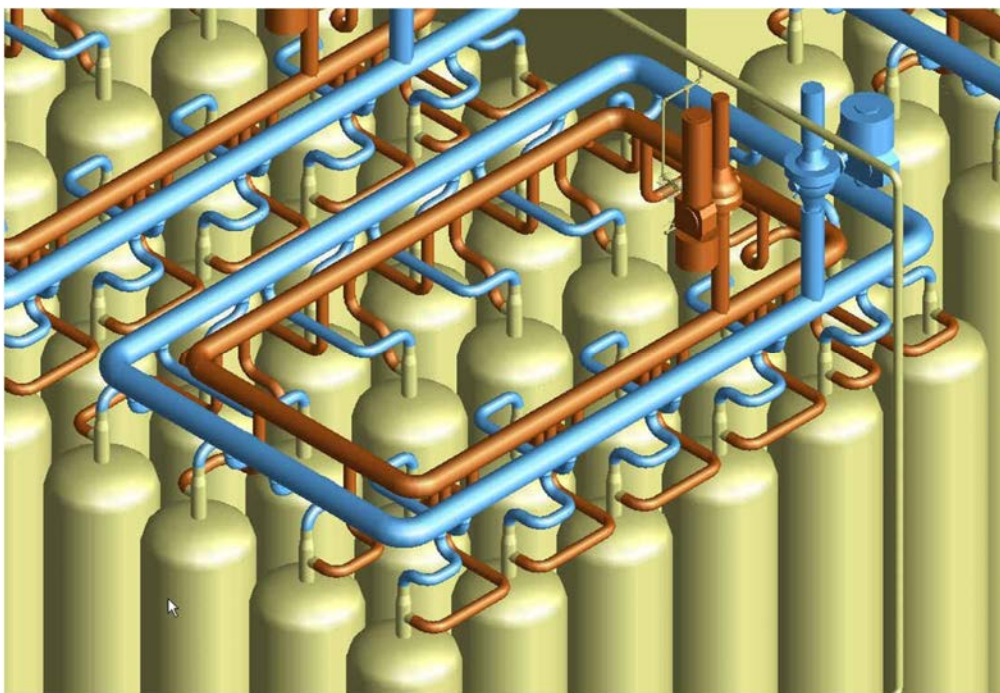
- در این روش با برقراری شرایط خاصی از فشار و سرما، مولکولهای هیدروکربوری گاز طبیعی با مولکولهای آب تشکیل بلورهای خاص یخ مانندی را می دهند که هیدرات نام دارد. در این روش فشار و سرمای لازم کمتر از روش هشتم است.
- روش انتقال LNG موکول به داشتن مخزن بزرگ گاز و نیز بازار بزرگ مصرف آن می باشد، اما روش انتقال بصورت هیدرات این دو محدودیت را ندارد.
- برآورد ها نشان می دهند که تا کمتر از ۱۲۰ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز به لحاظ کمتر بودن قیمت فروش محصول و تا کمتر از ۱۸۵ میلیون فوت مکعب استاندارد در روز از نظر کمتر بودن سرمایه گذاری اولیه روش انتقال بصورت هیدرات نسبت به روش LNG صرفه اقتصادی بیشتری دارد.
- روش هیدرات به لحاظ ایمنی نسبت به روش LNG ترجیح زیادی دارد.
- این روش هنوز بصورت تجارتي متداول نشده است.

روش دهم: تبدیل به گاز طبیعی فشرده (CNG) یا روش یازدهم: تبدیل به گاز طبیعی جذب شده (ANG)

- روش جذب گاز هم در مورد جاذبه‌های جامد و هم جاذب‌های مایع اجرا شده است.
- فشار کاری روش CNG تا ۳۰۰ اتمسفر است که تقریباً سه برابر فشار روش ANG چگالی ذخیره سازی گاز طبیعی دارد.
- روش ANG در فشار کمتر از ۲۳۰ اتمسفر به لحاظ چگالی گاز طبیعی ذخیره شده با صرفه تر از روش CNG می باشد.
- مطابق با برخی از منابع، روش CNG برای مسافتات نسبتاً کم (تا حدود ۸۰۰ کیلومتر) و مطابق با برخی منابع دیگر تا حدود ۲۵۰۰ کیلومتر اقتصادی است. (البته منبع اخیر مربوط به کشور آمریکا است که قیمت گاز طبیعی آن بیشتر از کشور ما و شرایط اقتصادی آن هم بسیار متفاوت است).



سیستم نگهداری CNG در کشتی حمل CNG



مقایسه روشهای انتقال گاز طبیعی

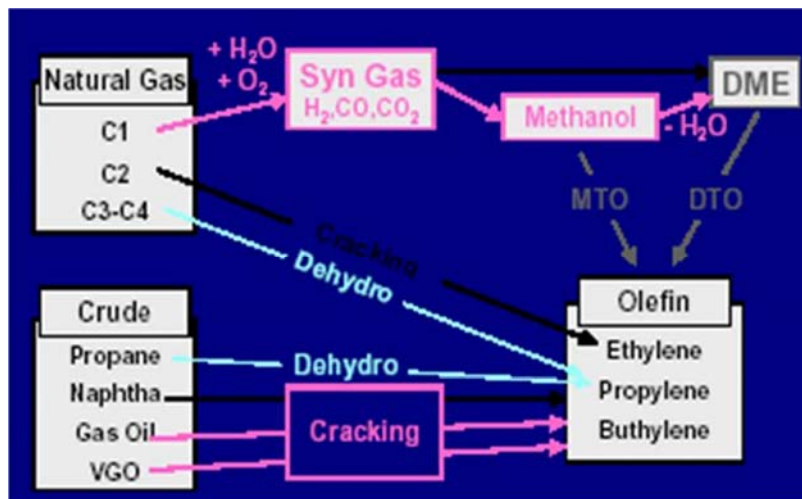
	Formula	T(°C)	P (Atm)	Density (kg/m ³)	Density of Storage	
					(Nm ³ /m ³)	(Kcal/m ³)
Gas	CH ₄	25	1.0	0.72	1	9.52*10 ³
LNG	CH ₄	-161	1.0	425	594	5.65*10 ⁶
Hydrate	CH ₄ , 5.75 H ₂ O	< -15	1.0	913	171	1.63*10 ⁶
DME	C ₂ H ₆ O	25	10	688	488	4.64*10 ⁶
CNG	CH ₄	25	150	107	150	1.43*10 ⁶
ANG	CH ₄	25	5	>1000	230	2.19*10 ⁶

روش دوازدهم: تبدیل به هیدروژن

- برای تولید هیدروژن می توان از روش های رفرمینگ گاز طبیعی با بخار آب، خالص سازی محصولات جانبی فرآیندهای شیمیایی یا الکترولیز آب استفاده کرد.
- این روش در دراز مدت می تواند روش اصلی فاقد آلودگی محیط زیست یا فاقد تغییر در آب و هوای زمین تلقی شود.
- با استفاده از انرژی های نو و تجدیدپذیر، همواره می توان هیدروژن تولید و مصرف کرد. اما این سوخت پاک بدلیل محتوی کم انرژی، خطرناک و پرخرج بودن حمل و نقل و نگهداری آن، نیاز به احداث زیرساختهای گران قیمت دارد و تا سالهای زیادی متداول نخواهد شد. لذا، تولید سایر سوختهای پاک حاصل از گاز طبیعی بدلیل فنی اقتصادی بر آن مقدم می باشند.

روش سیزدهم: تبدیل به الفین ها

- با توجه به مزایای فنی-اقتصادی، این روش یکی از بهترین گزینه ها به لحاظ سودآوری، مصرف ماده اولیه و بازگشت سرمایه است.
- الفینها را می توان از متانول و DME تولید کرد، لذا با تبدیل آن به الفین ارزانتر شدن قیمت جهانی متانول قابل جبران می باشد.



235

By:Mahdi-Razifar

گاز مایع LPG

گاز مایع یا (LPG) مخلوط دو گاز پروپان و بوتان است که تحت فشار و در دمای معمولی تبدیل به مایع شده است. این ماده در کپسولهای فلزی حمل و عرضه می گردد. این ماده بی رنگ، بی بو و غیر سمی بوده، تنها زمانی قابلیت انفجار می یابد که با هوا مخلوط یا در آن تبخیر شده و غلظت آن در هوا به محدوده ۱/۹ تا ۹/۵ درصد حجمی برسد. در فضاهای باز، بعلت داشتن چگالی بیش از هوا، این ماده پس از تبخیر در محل باقی می ماند و معمولاً خطر انفجار دارد.

منابع تولید گاز مایع :

- ۱- واحد های بهره برداری نفت خام / گاز (بالا دستی)
- ۲- پالایشگاه های نفت خام (پایین دستی)

236

By:Mahdi-Razifar

ارزش حرارتی گاز

- بهترین روش برای مقایسه قیمت سوخت ها مقایسه مقادیر ارزش حرارتی آنها است.
- ارزش حرارتی یک گاز به مقدار انرژی تولید شده در اثر احتراق کامل گاز اطلاق می شود و مقدار آن در واحد BTU/SCF یا MJ/CUM بیان می شود.
- در صنعت نفت از چهار اصطلاح WET, DRY, NET, GROSS برای ارزش حرارتی سوخت استفاده می شود.
- زمانیکه از WET و DRY برای بیان ارزش حرارتی سوخت استفاده می شود منظور بیان حالت گاز در حین احتراق است. منظور از حالت WET حالت گاز اشباع با آب (حدود ۱/۷۵٪ حجمی گاز) و منظور از حالت DRY گاز خشک و عاری از آب است که به آن اصطلاحاً Bone Dry Gas هم اطلاق می شود.
- GROSS و NET به شرایط آب حاصل از احتراق بعد از عمل احتراق گفته می شود.
- ارزش حرارتی GROSS به حرارت تولید شده در اثر احتراق کامل تحت فشار ثابت همراه با سرد کردن محصولات احتراق در فشار ثابت تا تبدیل کامل بخار آب تولید شده به مایع اطلاق می شود.

ارزش حرارتی گاز

- ارزش حرارتی NET به حرارت تولید شده در اثر احتراق کامل بدون مایع شدن بخار آب اطلاق می شود.
- بنابراین می توان نتیجه گرفت که اختلاف GHV-NHV همان گرمای نهان تبخیر آب احتراق است.
- اگر چه در صنعت نفت مقادیر GHV در حالت Dry مکرراً استفاده می شوند و بیشتر در دسترس هستند لکن جهت مقایسه ارزش حرارتی سوخت ها بیشتر NHV مد نظر است.
- در گاز های ایده آل:

$$\bullet \text{GHV}_{\text{ideal}} = \text{SUM} (Y_j * \text{GHV}_j)$$

$$\bullet \text{NHV}_{\text{ideal}} = \text{SUM} (Y_j * \text{NHV}_j)$$

- برای گازهای واقعی:

$$\bullet \text{GHV}_{\text{real}} = \text{GHV}_{\text{ideal}} / Z$$

$$\bullet \text{NHV}_{\text{real}} = \text{NHV}_{\text{ideal}} / Z$$

