

اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی

آشنایی با فرآورده‌های نفتی و فرایندهای پالایشگاهی



تالیف و تدوین: محمد رضا یگانه

از آغاز پیدایش نفت تا کنون،
تغییر نیازهای بشر موجب بروز تحولات عظیمی در
نحوه و نوع استفاده از آن گردیده است.

هرچند از ابتدائی‌ترین کاربردهای نفت تا تخصصی‌ترین استفاده‌های
آن در عصر حاضر، زمانی بس طولانی می‌گذرد، اما بیشترین پیشرفت‌ها طی
قرن اخیر صورت پذیرفته است. در این خصوص، کیفیت‌گرایی همواره
کانون توجه این تحولات بوده است. این موضوع را می‌توان در
تغییرات خروجی فرایندهای تحول یافته برای دستیابی به
فرآورده‌های مطلوب‌تر جستجو نمود.



رسالة
الشيخ
الشيخ
الشيخ

جدول

آشنایی با فرآورده‌های نفتی و فرایندهای پالایشگاهی



اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و
توزیع فرآورده‌های نفتی

تالیف و تدوین:

محمد رضا یگانه



تهران خیابان استاد نجات الهی - خیابان ورشو - پلاک ۴ تلفن ۸۸۹۰۷۸۸۶

نام کتاب: اصول کلی عملیات دریافت، نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی
جلداول: آشنایی با فرآورده‌های نفتی و فرایندهای پالایشگاهی
تالیف و تدوین: محمدرضا یگانه
طراحی و صفحه‌آرایی: موسسه طرح خوب (پرویز مقدم)
تأیید محتوایی: کمیته انتشارات امور آموزش
تیراژ: ۵۰۰ نسخه
نشر: اداره نشر روابط عمومی

تقدیم به

آنانکه دل درگرو خدمت به میهن عزیز ایران نهادند

مقدمه

شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، به عنوان یکی از صنایع بزرگ و تاثیرگذار درگستره صنعت نفت کشور، مسؤولیت خطیر پالایش نفت خام و گردشی چرخه تأمین، انتقال و توزیع انواع فرآورده های نفتی را بر عهده دارد. این شرکت در اسفندماه ۱۳۷۰ بر اساس سیاست تفکیک فعالیت های بالادستی و پایین دستی، به عنوان یکی از چهار شرکت اصلی وزارت نفت تاسیس شد و از سال ۱۳۷۱ فعالیت رسمی خود را آغاز کرد. شرکت ملی پالایش و پخش از ابتدای فعالیت خویش تا کنون نظر به نیاز و درخواست روزافزون کشور به فرآورده های نفتی، پیوسته تلاش خود را در راستای روزآمدی، سامان بخشی و ارتقاء زیرمجموعه های خویش، اعم از پالایش، انتقال، و تأمین و توزیع مصروف داشته است. بدیهی است مدیریت و راهبری این مجموعه عظیم، نیازمند نیروی انسانی خبره، مجرب و متخصص، مجهز به دانش های نوین روز و برخورد ار از آخرین دستاوردهای بشری در عرصه فناوری است.

کمیته انتشارات این شرکت با چنین رویکردی پا به عرصه فعالیت های فرهنگی نهاده است. این کمیته ضمن گشودن چتر حمایتی بر روی کارکنان صاحب اثر و اهل قلم، همواره می کوشد با فراهم نمودن اهرم های انگیزشی و استفاده از شیوه های ترغیبی و تشویقی از رهگذر چاپ و انتشار کتب و مقالات علمی مرتبط با فعالیت های شرکت، به سهم خود در گسترش فرهنگ مطالعه، ایفای نقش کرده و موجبات افزایش دانش تخصصی کارکنان را فراهم آورد. مجموعه ۷ جلدی کتاب حاضر در راستای چنین هدفی تدارک دیده شده و به تمامی علاقه مندان گرامی تقدیم می شود.

کمیته انتشارات شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده های نفتی

دیباچه مولف

مستندسازی در فرهنگ شرکت‌های مختلف با توجه به نوع فعالیت و فرآیند کار هر شرکت، تعاریف مختلفی به خود گرفته است. اما نهایتاً همه تعاریف، رسیدن به این مقصود است که مستندسازی کمک به انتقال صحیح دانش و تجربیات به صورت کاملاً غیرسلیقه‌ای نموده و می‌بایست معیارهای فنی و علمی و منطبق با استانداردهای موجود را در بر گیرد. در این راستا هندبوک‌ها و کتاب‌های مرتبط تدوین شده براساس اصول علمی با هدف تهیه اسناد و مدارکی که سیر تکوین و تحقق یک فعالیت از آغاز تا انجام و چگونگی بهره‌برداری و نگهداری از تجهیزات مورد نظر را با تحلیل مربوط نشان دهد، به فضای مستندسازی وارد شده‌اند. این کتاب به منظور آشنایی فنی‌تر با فرآیندهای جاری و عملیات انبارهای نگهداشت و توزیع فرآورده‌های نفتی تهیه و تدوین شده است. مطالب این کتاب، فارغ از محدودیت مکان و زمان، دلالت بر اصول فنی و اجرایی داشته و هرگونه رویکرد و استراتژی بهره‌برداری از انبارهای نفتی را شامل می‌شود. جداول و داده‌های مورد استفاده از مراجع استاندارد اخذ گردیده و مندرجات هر فصل براساس سطوح نیازمندی عملیات مختلف در انبارها، ضمن بهره‌گیری از تجارب مستند، تدوین و ارائه شده است. سطوح توضیح و تشریح موضوعات در حد کفایت درک آن موضوع بوده و از اثبات بنیادین آنها اجتناب و به مراجع مرتبط ارجاع گردیده است. هدف غایی این مجموعه، ایجاد سطحی از آشنایی با موضوعات مرتبط با فعالیت‌های موجود در یک انبار نفت است که جهت رفع نیاز محققان و فعالان این حوزه، در تهیه متون مرتبط و کسب فن مذاکره بوده و هرگونه اقدام عملیاتی و تصمیم‌گیری فنی می‌بایست براساس دستورالعمل‌های ابلاغی از سوی مدیریت هر بخش صورت پذیرد. با امید به مفید واقع شدن این مجموعه، خواهشمند است نظرات تصحیحی و تکمیلی خود را به صندوق الکترونیکی my1451@yahoo.com ارسال فرمایید.

پیشگفتار

گسترش روزافزون تقاضا و افزایش نیاز مصرف‌کنندگان داخلی به فرآورده‌های نفتی، در سال هزار و سیصد و هفت خورشیدی موجب تأسیس تشکیلاتی برای عرضه و فروش محصولات نفتی در ایران شد. این سازمان بعدها عنوان دیگری به خود گرفت و امروزه به‌عنوان یکی از زیرمجموعه‌های مهم شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی ایران، با نام شرکت ملی پخش فرآورده‌های نفتی ایران شناخته می‌شود که وظیفه‌اش، تأمین و توزیع فرآورده‌های نفتی در داخل کشور است. چندتکانه بطور مداوم، نیاز به تغییر جهت و تعیین اهداف جدید برای این حوزه از صنعت کشور را رقم زده است، تغییرات سریع تکنولوژی و سرریز فناوریانه به کشور و همچنین جایگزین‌ها به‌عنوان موضوع دوم. این دو موضوع جهت استراتژی این شرکت را بطور مداوم سمت می‌دهند. در خصوص تغییر تکنولوژی و سرریز فناوریانه کفایت موضوع را با مثال ورود خودروهایی گاز سوز و هیبریدی و گرمایش خورشیدی به عرصه‌های صنعت حمل و نقل و... می‌توان بیان نمود و استفاده از انرژی فرآورده نفتی سبک‌تر یا همان گاز طبیعی و انواع انرژی نو در زمره جایگزین‌ها، به‌عنوان تکانه دوم، استراتژی‌های صنعت پالایش نفت را بکلی متحول نموده است. به‌هرحال نفت این ماده ارزشمند در عصر آتی جایگاهی فراتر از جایگاه قبلی یافته و به‌عنوان زیرساخت تکنولوژی و نه فقط به‌عنوان سوخت، نقشی بنیادی‌تر از قبل را ایفا خواهد نمود. نیاز به تولید انواع پلیمرها و مواد و سیالات مهندسی در دهه‌های آتی لزوم تأسیس پالایشگاه‌ها و پتروشیمی‌های مدرن را گوشزد نموده است. هرچند بخش‌هایی چون سوخت هوایی و سوخت‌های لازم برای مناطق با تابش کم خورشید، برنامه‌ای به روشنی برنامه‌های سایر بخش‌ها ارائه ننموده‌اند، اما تکلیف منابع انرژی در حوزه جهانی تقریباً در حال معلوم و تدوین شدن است. تکانه دیگری که سهم بالائی در تغییر جهات استراتژی را به خود تخصیص می‌دهد دغدغه‌های زیست‌محیطی اخیر است که موجب برپائی کنفرانس‌های بین‌المللی با بیانیه‌های محدودکننده تداوم فعالیت‌های قبلی در حوزه سوخت‌های فسیلی است. این

تکانه در بخش مصارف بدون جایگزین، کیفیت‌ها را هدف قرارداده و در بخش جایگزین‌ها با شعار تولید کمتر کربن، مخالف مصرف سوخت‌های فسیلی است. بنابراین شرط بقاء و ماندگاری در بازارهای جهانی و منطقه‌ای، تحمل تکانه‌هایی از این دست است و تحمل این تکانه‌ها نیز جز پیروی و هم‌نوازی، نسخه‌ای دیگر نخواهد داشت. لزوم ارتقاء و استانداردسازی کیفیت فرآورده‌های پالایشگاهی با توجه به الزامات جهانی در این خصوص سبب گردیده است که جهت‌گیری شرکت‌های نفتی جهان به نوسازی و تغییر تکنولوژی ساختارهای قدیمی و همچنین همراهی با تصمیمات فنی دوستدار محیط‌زیست سوق یابد. این مقوله را می‌توان در قیمت‌گذاری نفت خام و میزان پالایش‌پذیری و میزان فرآورده‌های مطلوب حاصله از آن نیز مشاهده نمود. نگاهی بر API و نقش این پارامتر در قیمت نفت خام، این موضوع را تبیین خواهد نمود. لذا هدف این کتاب، آشنائی مقدماتی با فرایندهای پالایشگاه‌های مدرن و سطوحی از کیفیت فرآورده‌ها و دلایل حفظ این کیفیت تا نقاط مصرف می‌باشد. در ضمن مباحثی از کاربردهای فرآورده‌های نفتی خصوصاً از حیث کاربرد در حوزه انرژی و همچنین ارزیابی فرآورده‌های نفتی و نفت خام در جهت شناخت بیشتر موضوعات مطرح شده ارائه گردیده است.

فهرست مطالب

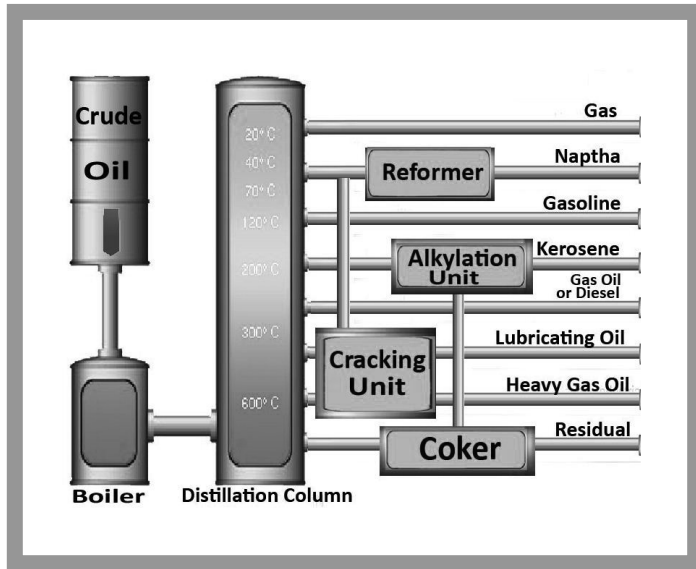
■ فصل اول

| | |
|----|--|
| ۱۵ | اهمیت فرآورده‌های نفتی و مروری بر فرایندهای پالایشگاهی |
| ۱۸ | تاریخچه پالایشگاه‌ها |
| ۳۰ | طبقه‌بندی محصولات پالایشگاه |
| ۳۵ | پیشرفت‌های پالایشگاه‌ها |
| ۳۹ | اصطلاحات رایج در پالایش نفت |
| ۴۱ | فرایندهای پالایشگاه نفت |
| ۴۵ | واحد نمک‌زدایی |
| ۴۷ | واحد جداسازی اتمسفریک |
| ۵۲ | واحد جداسازی تحت خلاء |
| ۵۶ | واحدهای جداسازی ترکیبات گوگرددار |
| ۶۰ | واحد تصفیه مراکس |
| ۶۰ | واحد تصفیه مراکس گاز مایع |
| ۶۲ | واحد تصفیه هیدروژنی نفتا |
| ۶۴ | واحد تبدیل کاتالیستی نفتا |
| ۶۶ | واحد ایزومریزاسیون |
| ۶۸ | واحد شکست کاتالیستی با بستر سیال |
| ۷۰ | واحد شکست هیدروژنی |
| ۷۳ | واحد غلظت شکن |
| ۷۵ | واحد آلکیلاسیون |
| ۷۷ | واحد دیمریزاسیون |
| ۷۸ | واحد تبدیل بخار |
| ۸۰ | واحد گاز مایع |
| ۸۳ | واحد کک‌سازی |
| ۸۵ | واحد بازیافت گوگرد |
| ۸۷ | واحد مخازن خوراک و فرآورده |
| ۸۸ | واحدهای بیوتیلیتی |
| ۹۰ | واحد اختلاط |

| | |
|-----|---|
| | ■ فصل دوم |
| ۹۳ | فرآورده‌های پالایش شده و ویژگی آنها |
| ۹۵ | گاز مایع شده |
| ۹۸ | انواع بنزین به لحاظ کیفیت و عدد اکتان |
| ۹۸ | بنزین نرمال |
| ۱۰۳ | بنزین مطابق با استاندارد یورو |
| ۱۰۶ | بنزین موتوربا اکتان بالاتر (اصطلاحاً سوپر) |
| ۱۰۷ | بنزین پیرولیز |
| ۱۰۸ | حلال‌ها |
| ۱۱۱ | بنزین هواپیما |
| ۱۱۴ | سوخت جت |
| ۱۱۷ | نفت سفید |
| ۱۲۰ | نفتگاز |
| ۱۲۸ | نفت کوره |
| ۱۳۵ | فرآورده‌های مختلط |
| ۱۳۷ | قیرتقطیری |
| | ■ ضمیمه ۱ |
| ۱۴۳ | ارزش حرارتی |
| | ■ ضمیمه ۲ |
| ۱۴۹ | واژه‌ها و اصطلاحات و تعاریف پرکاربرد |
| | ■ ضمیمه ۳ |
| ۱۵۷ | خواص شیمی فیزیکی نفت خام |
| | ■ ضمیمه ۴ |
| ۱۶۱ | ارزیابی انواع نفت خام |
| | ■ ضمیمه ۵ |
| ۱۷۸ | نتایج ارزیابی حدودی نفت‌های خام پالایشگاه‌های ایران |
| | ■ ضمیمه ۶ |
| ۱۸۲ | ارزیابی نفت خام توسط BP بر روی میدان‌های نفتی ایران |
| | ■ ضمیمه ۷ |
| ۱۸۳ | استانداردهای اروپائی سوخت و خودروها |
| ۱۸۹ | ■ منابع و مراجع |

فصل اول

اهمیت فرآورده‌های نفتی و مروری بر فرآیندهای پالایشگاهی



قدمت نفت را می‌توان به کاربرد آن در روزگار باستان ربط داد. هرچند که ریشه واژه نفت هنوز هم کاملاً مشخص نیست، اما دو کلمه پترا (petra) به معنی سنگ و (oleum) به معنی روغن نزدیکترین واژه‌هائی است که به اعتقاد باستان شناسان در نامگذاری نفت تاثیر گذار بوده‌اند. قدمت کاربرد قیر بعنوان یک ماده هیدروکربنی قابل استخراج از سطح زمین به چندین هزار سال می‌رسد. یافته‌های ۶ هزار سال پیش به کاربرد این ماده در ساختمان‌ها و ضدآب نمودن کشتی‌ها و نفوذناپذیر نمودن اجسام وحتى روشنائی آتشکده‌ها دلالت دارد. یافته‌های باستان شناسی در نقاط مختلف جهان بالاخص مصر باستان دلیلی بر سطح مناسبی از شناخت بشر در خصوص قابلیت‌های ترکیبات هیدروکربنی راه یافته از اعماق به سطح زمین بواسطه فعل و انفعالات درونی و کاوش‌های بشری در آن روزگار می‌باشد.



دسترسی بشر به علم تقطیر و جداسازی هیدروکربن‌ها در سال ۱۸۵۹ در آمریکا میسر گردید و در سال ۱۹۰۸ اولین چاه نفت در دنیا در شهر پنسیلوانیا حفر شد. هم‌اکنون نیز عمیق‌ترین چاه در دنیا چاهی در لویزیانای امریکا است که ۶۵۰۰ متر عمق دارد. در سال ۱۹۰۸ نفت در خاورمیانه برای اولین بار در ایران و در شهر مسجد سلیمان کشف شد و بعد از آن در دیگر کشورهای خاورمیانه نفت مورد اکتشاف واقع گردید. امروزه بزرگترین منابع نفتی جهان در خاورمیانه، ایالات متحده آمریکا، آفریقای شمالی و روسیه است.

بدلیل توسعه علوم مرتبط با نفت و تعدد کیفیت نفت چاه‌های نفت، دانش

کاربرد آن نیز رشد نموده و این دانش سبب تسهیل و تسریع در استخراج و پالایش این ماده در پالایشگاه‌های طراحی شده در این خصوص گردیده است. منطقه خاورمیانه بواسطه وجود نفت همواره دستخوش تحولات منطقه‌ای بوده و جنگ‌های بی‌شماری را در این خصوص تجربه نموده است. نفت منبع انرژی و سرچشمه مواد اولیه بسیاری از ترکیبات شیمیایی است و در صنایع جدید از قابلیت بیکران تغییر و تبدیل مواد خام اولیه آن به سایر مواد مدرن بی‌اندازه استفاده می‌شود.

نحوه پیدایش نفت دقیقاً مشخص نیست، اما ترکیب کربورهای فلزی با آب و واکنش‌های متعدد همراه آن بعنوان منشاء معدنی و همچنین تجزیه اجسام گیاهی و جانوری در اعماق دریا و زمین در مجاورت آب و دور از هوا بعنوان منشاء آلی آن مورد بحث و پذیرش است. مواد سازنده نفت از نظر نوع هیدروکربور و همچنین از نظر نوع اتم‌های سنگین همراه آن بستگی به محل و شرایط تشکیل آن دارد. بنابراین مقدار درصد مواد سازنده نفت خام در یک منبع نسبت به منبع دیگر تغییر می‌کند. بطور کلی مواد سازنده نفت شامل: هیدروکربورها، ترکیبات اکسیژنه، سولفور، ازته و مواد معدنی می‌باشد.

تعداد ترکیبات مولکولی نفت خام وابسته به سن زمین‌شناسی آن، عمق تشکیل آن، منشأ آن و موقعیت جغرافیایی آن متغیر می‌باشد. برای مثال نفت خام Ponca city از Oklahoma شامل حداقل ۲۳۴ ترکیب مولکولی است. تعداد ترکیبات و درجه سبکی و سنگینی آن، این ماده را بعنوان خوراک پالایشگاه‌های طراحی شده اختصاصی نموده است. لذا در طراحی هر پالایشگاه، طیفی از خوراک احتمالی و انعطاف‌پذیری آن با تغییرات احتمالی خوراک ورودی مورد بررسی و تاثیر در طراحی واقع می‌گردد.

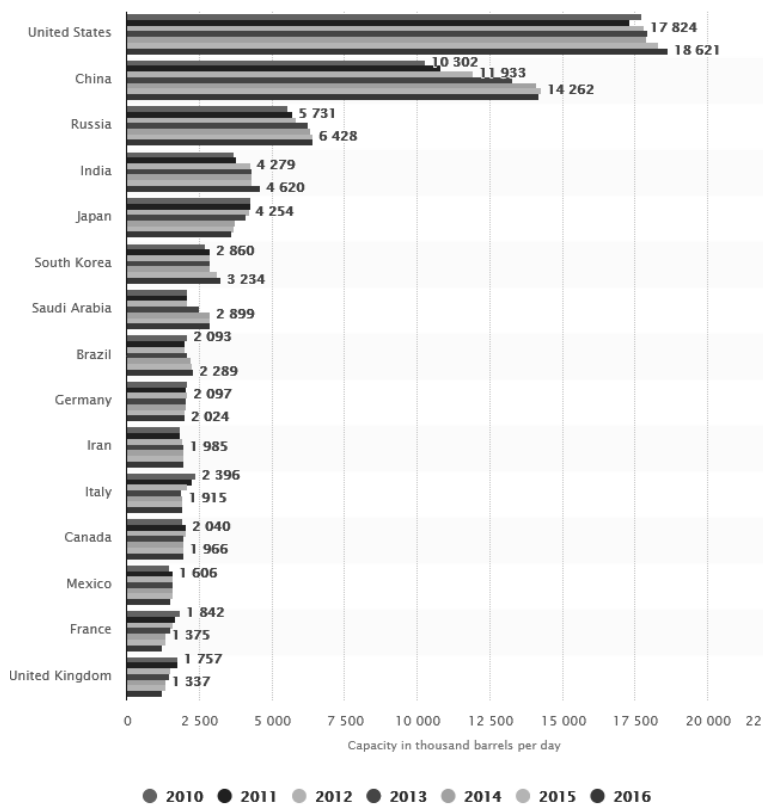
تاریخچه پالایشگاه‌ها

History of Refineries



با مروری بر تاریخ احداث پالایشگاه‌های نفت، مشخص می‌شود اولین پالایشگاه جهان در پولشیتی رومانی در سال ۱۸۵۶ میلادی ساخته شده است. دلیل گستردگی بسیار زیاد و فراوانی انواع تکنیک‌ها و روش‌های پالایشی، تشخیص اینکه کدام پالایشگاه هم اکنون بزرگ‌ترین پالایشگاه جهان است، کار مشکلی است. زمانی ادعا می‌شد پالایشگاه راس التانورا (ras altanura refinery) در عربستان سعودی متعلق به آرامکو (aramco) صاحب عنوان بزرگترین پالایشگاه جهان است. با این حال می‌توان ادعا کرد که در قرن بیستم، پالایشگاه آبادان بزرگ‌ترین پالایشگاه جهان بوده است. هم اکنون کتاب ثبت رکوردهای گنیس (Guinness World Records) (اکتبر ۲۰۰۶) پالایشگاه آمکو (BP Ameco) واقع در تگزاس ایالات متحده را به عنوان پالایشگاه دارای بیشترین ظرفیت پالایشی با ظرفیت ۴۳۳،۰۰۰ بشکه در روز ثبت کرده است.

از لحاظ ظرفیت پالایشی کشورها، براساس رتبه‌بندی صورت پذیرفته توسط statista، بزرگترین پالایشگران نفت در جهان از ۲۰۱۰ تا ۲۰۱۶ برحسب میلیون بشکه در روز به صورت زیر گزارش شده است که در این رتبه‌بندی ایران رتبه دهم را به خود تخصیص داده است.



درمقایسه با این آمار و گزارش آن درخصوص ایران، ظرفیت طراحی تعدادی از مهمترین پالایشگاه های ایران تا انتشار این کتاب شامل موارد زیر می باشند:

- پالایشگاه نفت آبادان ۴۰۰ هزار بشکه درروز
- پالایشگاه نفت تهران ۲۵۰ هزار بشکه درروز
- پالایشگاه نفت اصفهان ۳۷۵ هزار بشکه درروز
- پالایشگاه نفت شیراز ۵۸ هزار بشکه درروز
- پالایشگاه نفت تبریز ۱۶۰ هزار بشکه درروز
- پالایشگاه نفت کرمانشاه ۲۱ هزار بشکه درروز
- پالایشگاه نفت جزیره لاوان ۶۰ هزار بشکه درروز

● پالایشگاه نفت بندر عباس ۳۳۵ هزاربشکه درروز

● پالایشگاه نفت شازند ۲۵۰ هزاربشکه درروز

طرح‌های پالایشگاهی دیگری چون پالایشگاه خوزستان با ظرفیت حدود ۱۸۰ هزاربشکه در روز و پالایشگاه پارس با ظرفیت حدود ۱۲۰ هزار بشکه در روز و پالایشگاه آناهیتا با ظرفیت حدود ۱۵۰ هزاربشکه در روز و پالایشگاه شهریار با ظرفیت ۱۵۰ هزاربشکه در روز و ... به این ظرفیت‌ها خواهند پیوست. آمار و اطلاعات فوق جنبه آشنائی با ظرفیت‌های بالقوه داشته و جهت تصمیم‌گیران این حوزه درخصوص روندشناسی و برنامه‌ریزی افزایش و کاهش ظرفیت تولید می‌بایست ضمن استفاده از اطلاعات موجود ظرفیت‌سنجی را توأم با آینده‌پژوهی در پیشرفت‌های تکنولوژی و سیاست‌های بین‌المللی صورت بخشد.

پالایشگاه‌های نفت بسته به نوع خوراکی که بر مبنای آن طراحی شده‌اند دارای درجات پیچیدگی‌های متفاوتی هستند که بر اساس آن، میزان و نوع محصولات متفاوت و با سطوح مختلف کیفی و تخصصی تولید می‌کنند. میزان سرمایه‌گذاری برای احداث یک پالایشگاه با پیچیدگی متوسط حدود ۲۰ هزار دلار به ازای هر بشکه ظرفیت پالایش است و با افزایش درجه پیچیدگی گاه تا حتی ۲۵ هزار دلار در هر بشکه نیز به سرمایه‌گذاری نیاز خواهد داشت. هر پالایشگاه، دارای طرح‌های تولید خاص خود است که بر اساس تجهیزات فراهم شده، هزینه‌های عملیاتی و میزان تقاضا برای فرآورده‌ها مشخص می‌شوند. طرح تولید بهینه برای هر پالایشگاه، بر اساس ملاحظات اقتصادی مشخص می‌شود و عملیات دو پالایشگاه هرگز کاملاً مشابه یکدیگر نیستند. در حالیکه مصرف کننده عادی تصور می‌کند که شمار فرآورده‌های نفتی نظیر بنزین، سوخت جت، نفت سفید و غیره محدود است، ولی بررسی‌هایی که مؤسسه نفت آمریکا (API) American Petroleum Institute در مورد پالایشگاه‌های نفت و صنایع پتروشیمی انجام داده است، نشان می‌دهد که بیش از ۲۰۰۰ فرآورده نفتی با مشخصات منحصر بفرد می‌توان از نفت تولید نمود.

پالایش نفت خام

Refining Crude Oil

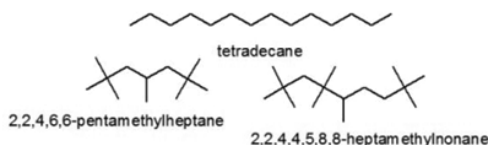
مواد خام و خوراک عمده پالایشگاه‌ها را نفت خام (Crude oil) تشکیل می‌دهد. هرچند در پاره‌ای موارد از نفت‌های سنتزی حاصل از سایر منابع، نظیر گیلسونایت یا قیر طبیعی (Gilsonite) و ماسه‌های قیری، نیز به عنوان خوراک قابل پالایش نیز استفاده می‌شود، اما همچنان مهم‌ترین خوراک پالایشگاه‌های نفت، نفت خام و میعانات گازی است.

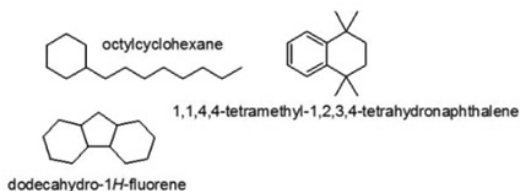
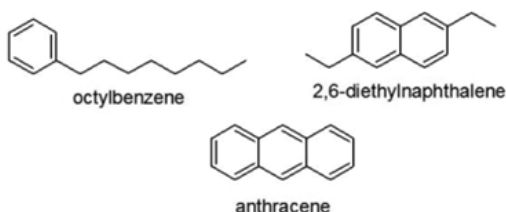
نفت خام، شامل ترکیب پیچیده‌ای از انواع هیدروکربن‌هایی است که فواصل آنها از نظر نقطه جوش دارای گستره‌ای وسیع است. هیدروکربن‌ها (Hydrocarbon)، مولکول‌هایی با طول‌های متفاوتند که از هیدروژن (H) و کربن (C) تشکیل یافته‌اند.

هیدروکربن‌ها اغلب حدود ۵۰ تا ۹۸ درصد حجم نفت خام را تشکیل می‌دهند. ساده‌ترین و سبک‌ترین هیدروکربن‌ها متان (به حالت گاز)، و سنگین‌ترین آنها قیر است. نفت به علت داشتن هیدروکربن‌هایی با وزن‌ها و طول‌های متفاوت، مانند پارافین، آروماتیک‌ها، نفتا، آلکن‌ها، دین‌ها و آلکالین‌ها، علاوه بر نشان دادن رفتار فیزیکی و شیمیایی وابسته به ساختار خود، از قابلیت استفاده و کارایی فراوانی برخوردار است. فراوانی‌ترین هیدروکربن‌های ارزشمند موجود در نفت خام عبارتند از:

- پارافین‌ها یا آلکان‌ها (ترکیبات زنجیری اشباع شده)
- الفین‌ها یا آلکن‌ها (ترکیبات زنجیری اشباع نشده)
- نفتن‌ها (ترکیبات حلقوی اشباع شده)
- آروماتیک‌ها (ترکیبات حلقوی اشباع نشده)

Paraffinic



Naphthenic**Aromatic****پارافین ها یا آلکان ها (Alkanes)**

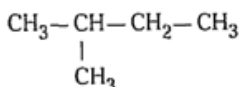
پارافین ها (ترکیبات زنجیری اشباع شده) یا آلکان های موجود در نفت شامل زنجیری از اتم های کربن هستند که به جز ساده ترین مولکول آلکان یعنی متان با فرمول CH_4 ، مابقی هر یک صفر تا ۳ هیدروژن دارند. هر اتم کربن در این دسته با چهار اتم دیگر پیوند شده که اتم های پیوند شده می توانند کربن یا هیدروژن باشند. فرمول عمومی آنها $C_n H_{2n+2}$ است.

آلکان ها می توانند به صورت ساختار راست زنجیر (Straight Chains) باشند که در این صورت به نام نرمال پارافین ها یا n-alkanes نامیده می شوند و فرمول کلی آنها به صورت زیر نمایش داده می شود.

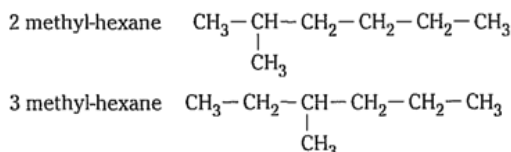


نقاط جوش این ترکیبات با افزایش تعداد اتم های کربن افزایش می یابد. افزایش یک اتم کربن موجب افزایش $25^\circ C$ در نقطه جوش می شود. افزایش کربن های بعدی افزایش کمتری در نقطه جوش ایجاد خواهد کرد. دانسیته با وزن مولکولی افزایش می یابد به عنوان نمونه دانسیته نرمال پنتان 0.626 kg/L است

که ۵ اتم کربن دارد و دانسیته pentacosane که ۲۵ اتم کربن دارد ۰٫۷۹۱ kg/L است، با این حال دانسیته آلکان‌ها همیشه کمتر از ۱ kg/L می‌باشد. در حالتی که یا تعداد بیشتری اتم هیدروژن می‌تواند با یک اتم کربن یا زنجیری از هیدروکربن جانشین شود که بدین ترتیب isoparaffins یا isoalkanes به دست می‌آید. مانند: ایزوپنتان



همچنین شاخه‌دار شدن در موقعیتهای متفاوت از یک زنجیر با تعداد اتم‌های یکسان می‌تواند رخ دهد که در این حالت ترکیبات حاصل ایزومر (Isomers) نامیده می‌شود. مانند دو ترکیب زیر:


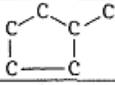

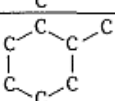


ایزوپارافین‌ها دارای نقاط جوش (Boiling Points) پایین‌تری نسبت به نرمال پارافین‌ها با همان تعداد اتم هستند. همان‌گونه که در جدول زیر دیده می‌شود، شاخه‌دار شدن به شدت نقطه جوش را کاهش می‌دهد. در این خصوص در بخش نگهداری فرآورده‌های نفتی مطالب بیشتری ارائه گردیده است.

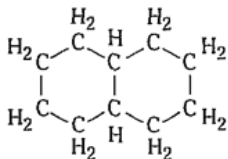
| | Overall formula | Structural* formula | Molecular weight | Boiling point, °C (1 atm) | Specific gravity d_4^{15} (liquid) |
|-------------------|--------------------------------|--|------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| Methane | CH ₄ | C | 16.0 | -161.5 | 0.260 |
| Ethane | C ₂ H ₆ | C—C | 30.1 | -88.6 | 0.377 |
| Propane | C ₃ H ₈ | C—C—C | 44.1 | -42.1 | 0.508 |
| <i>n</i> -Butane | C ₄ H ₁₀ | C—C—C—C | 58.1 | -0.5 | 0.585 |
| Isobutane | C ₄ H ₁₀ | $\begin{array}{c} \text{C} \\ \\ \text{C} - \text{C} - \text{C} \end{array}$ | 58.1 | -11.7 | 0.563 |
| <i>n</i> -Pentane | C ₅ H ₁₂ | C—C—C—C—C | 72.1 | +36.1 | 0.631 |
| <i>n</i> -Heptane | C ₇ H ₁₆ | C—C—C—C—C—C—C | 100.2 | 98.4 | 0.688 |

نفتن‌ها (Naphthenes)

هیدروکربن‌های حلقوی سیرشده یا سیکلو پارفین‌ها یا نفتن‌ها شامل ساختار حلقوی (ring) در قسمتی یا تمام اسکلت خود هستند. نقاط جوش و دانسیته این ترکیبات نسبت به آلکان‌ها با تعداد کربن برابر، بیشتر است. ترکیبات حلقوی که در نفت خام یافت می‌شوند بیشتر ۵ یا ۶ کربنی هستند. در این حلقوی‌ها، هر اتم هیدروژن می‌تواند با یک زنجیر پارافینی (آکیل) راست زنجیر یا شاخه‌دار جانشین شود.

| | Overall formula | Structural* formula | Molecular weight | Boiling point, °C (1 atm) | Specific gravity d_4^{15} (liquid) |
|--------------------|-----------------|--|------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| Cyclopentane | C_5H_{10} |  | 70.1 | 49.3 | 0.750 |
| Methylcyclopentane | C_6H_{12} |  | 84.2 | 71.8 | 0.753 |
| Cyclohexane | C_6H_{12} |  | 84.2 | 80.7 | 0.783 |
| Methylcyclohexane | C_7H_{14} |  | 98.2 | 100.9 | 0.774 |

فرمول عمومی برای سیکلو پارافین‌های تک حلقه‌ای C_nH_{2n} است. همچنین سیکلوپارافین‌هایی با دو، سه یا چهار و بیشتر حلقه متصل به هم نیز وجود دارد. به عنوان نمونه دکالین (decalin) سیکلوآلکانی با دو حلقه متصل به هم است که فرمول عمومی آنها $C_{10}H_{18}$ است.

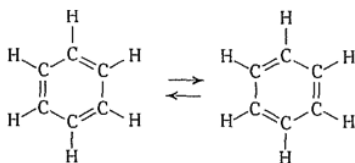


آروماتیک‌ها (Aromatics)

آروماتیک‌ها، ترکیبات حلقوی سیرنشده‌ای هستند که با غلظت بالایی در

نفت خام حضور دارند. در ساختار این ترکیبات حداقل باید يك حلقه شامل سه پیوند دوگانه مزدوج برای اطلاق آروماتیک، وجود داشته باشد. در این میان سه ترکیب بنزن (benzene)، تولوئن (toluene) و زایلین (xylene) که مواد خام پایه برای صنایع پتروشیمی هستند بیشتر حائز اهمیت است. آنها همچنین سهم زیادی در عدد اکتان بنزین دارند. از طرف دیگر، هومولوگ های سنگین تر آنها از جهت زیست محیطی و تاثیر بر سلامت عمومی دردسرساز بوده و نیز فعالیت کاتالیزورها را با تشکیل كك از بین می برند.



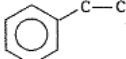



الگوی پایه معمول برای همه آروماتیکیها حلقه بنزن است که با فرمول ککوله (Kekule's formula) به صورت زیر نشان داده می شود:



البته فرمول ساختاری بنزن اغلب به صورت زیر نمایش داده می شود:

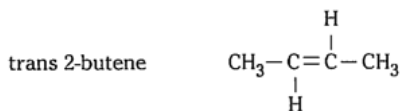
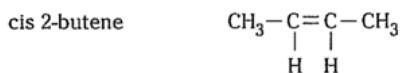
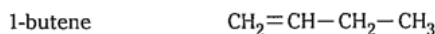


در ساختار بالا اتم هیدروژنی که به هر اتم کربن در ساختار شش ضلعی متصل می باشد، طبق قرارداد نشان داده نمی شود. بدین ترتیب فرمول عمومی این ترکیب $C_n H_{2n-6}$ می باشد.

| | Overall formula | Structural formula | Molecular weight | Boiling point, °C (1 atm) | Specific gravity d_4^{15} (liquid) |
|------------------|-----------------|---|------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| Benzene | C_6H_6 |  | 78.1 | 80.1 | 0.884 |
| Toluene | C_7H_8 |  | 92.1 | 110.6 | 0.871 |
| Ethylbenzene | C_8H_{10} |  | 106.2 | 136.2 | 0.871 |
| <i>o</i> -xylene | C_8H_{10} |  | 106.2 | 144.4 | 0.884 |
| <i>m</i> -xylene | C_8H_{10} |  | 106.2 | 139.1 | 0.868 |
| <i>p</i> -xylene | C_8H_{10} |  | 106.2 | 138.4 | 0.865 |

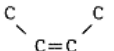
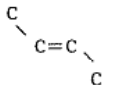
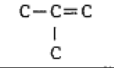
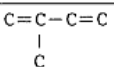
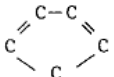
الفین ها یا آلکن ها (Olefins)

گروه الفین ها یا آلکن ها (ترکیبات زنجیری اشباع نشده) اتم های کربن معینی تنها با سه اتم دیگر پیوند داده اند، که این نمایانگر این است که يك و یا تعداد بیشتری پیوند دوگانه مابین اتم های کربن موجود است. وجود پیوند دوگانه، جانمایی های را موجب می شود و به مراتب نسبت به خانواده پیشین (آلکانها) پیچیده تر هستند. برای مثال ایزومرهای بوتن C_4H_8 آرایش های گوناگون زیر را دارند:



عبارات سیس (cis) و ترانس (trans) به ترتیب به حالتی گفته می‌شود که به ترتیب دو اتم هیدروژن با در نظر گرفتن صفحه عمودی بر پیوند دوگانه در یک طرف و یا در طرف مقابل یکدیگر قرار بگیرند.

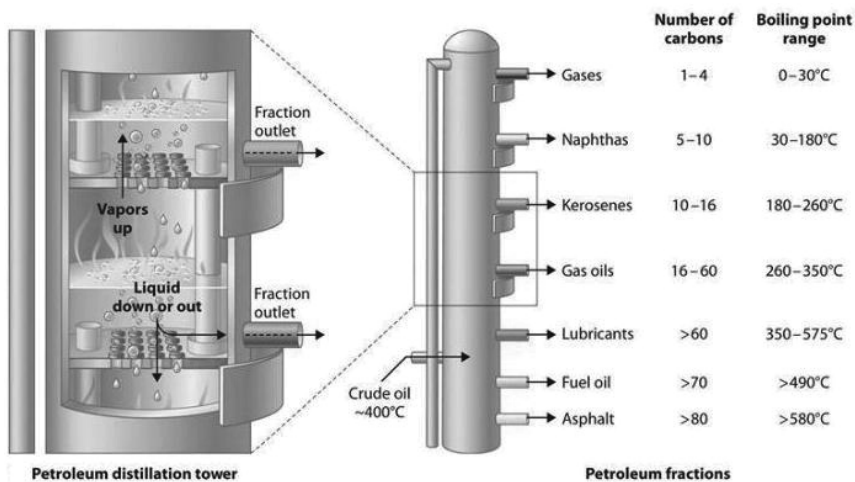
ترکیبات الفینی در نفت خام یا برش‌های مستقیم ناشی از تقطیر نفت خام (Straight run) وجود نداشته و یا به مقادیر ناچیز یافت می‌شود با این حال این ترکیبات در برخی فرآورده‌های پالایشی به ویژه در اجزایی که از فرآیندهای تبدیلی (Conversion) بر روی برش‌های سنگین حاصل می‌شوند یافت می‌شوند. فرآیندهای تبدیلی یا حرارتی (thermal) بوده و یا کاتالیزوری (catalytic) هستند. چند ترکیب نخست ترکیبات الفینی از جمله اتیلن، پروپیلن و بوتن‌ها مواد خام بسیار مهمی برای صنایع پتروشیمی هستند.

| | Overall formula | Structural formula | Molecular weight | Boiling point, °C (1 atm) | Specific gravity d_4^{15} (liquid) |
|-----------------|--------------------------------|---|------------------|---------------------------|--------------------------------------|
| Ethylene | C ₂ H ₄ | C=C | 28.0 | -103.7 | |
| Propylene | C ₃ H ₆ | C-C=C | 42.1 | -47.7 | 0.523 |
| 1-Butene | C ₄ H ₈ | C=C-C-C | 56.1 | -6.3 | 0.601 |
| Cis 2-butene | C ₄ H ₈ |  | 56.1 | +3.7 | 0.627 |
| Trans 2-butene | C ₄ H ₈ |  | 56.1 | 0.8 | 0.610 |
| Isobutene | C ₄ H ₈ |  | 56.1 | -6.9 | 0.601 |
| 1-Pentene | C ₅ H ₁₀ | C=C-C-C-C | 70.1 | +30.0 | 0.646 |
| 1,3-Butadiene | C ₄ H ₆ | C=C-C=C | 54.1 | -4.4 | 0.627 |
| Isoprene | C ₅ H ₈ |  | 68.1 | 34.1 | 0.686 |
| Cyclopentadiene | C ₅ H ₆ |  | 66.0 | 40.0 | |

علاوه بر هیدروکربن‌های مورد هدف و ارزش بنیان فوق، ترکیبات ناخالص و هزینه محور موجود در نفت خام نیز به اشکال زیر در این ماده مشاهده می‌شوند که بسته به نوع و مقادیر پاره‌ای از آنها درجات پیچیدگی پالایشگاه‌های لازم برای

- تفکیک آنها رقم خواهد خورد. این ترکیبات شامل:
- ترکیبات اکسیژن‌دار: ترکیبات اکسیژن‌دار موجود در نفت خام، شامل خانواده اسیدها و فنل‌ها می‌باشد. اسیدهای موجود در نفت بیشتر به صورت مشتقات سیلیکاتی یا نفتنی‌اند. اسیدهای غیر حلقوی نیز به صورت‌های اشباع شده و اشباع نشده‌اند.
 - ترکیبات سولفوردار: اغلب نفت‌ها شامل گوگرد آزاد به صورت محلول یا در ترکیب‌اند. خاصیت خوردگی و بوی نامطبوع نفت به علت وجود ترکیبات گوگردی در آن است. این ماده درجات پیچیدگی پالایشگاه را جهت خالص‌سازی فرآورده‌های نهائی به شدت چالش‌انگیز ساخته است.
 - ترکیبات نیتروژن‌دار: ازت (N) می‌تواند به یکی از صورت‌های زیر در ترکیب نفت خام وجود داشته باشد:
 - کینولینین C_9H_7N با فرمول Quinoline
 - پیریدین C_5H_5N با فرمول Pyridine
 - کاربازول C_8H_7N با فرمول Carbazole
 - پیرول C_4H_5N با فرمول Pyrrole
- هرچند مشکلات ناشی از حضور این دسته از ناخالصی‌های نفت خام به اندازه گوگردها نیست، اما حضور آنها بعنوان کاهنده بازده فرآیندهای مختلف خالص‌سازی، چالش‌های خاص خود را دارد.
- مشتقات فلزی: اگر مواد باقیمانده از تقطیر نفت خام سوزانده شود، از آن خاکستری به جا می‌ماند که حاوی برخی ترکیبات فلزی و عناصری مانند سیلیس، آهن، آلومینیوم، کلسیم، منیزیم، نیکل، سدیم و وانادیم و... است. بنابراین بعنوان ابتدائی‌ترین هدف، پالایشگاه‌های نفت، در راستای دسترسی به هیدروکربن‌های ارزشمند، جداسازی ترکیبات ناخالصی گفته شده را دنبال می‌نمایند و به منظور ایجاد قابلیت و کیفیت لازم جهت مصرف مواد حاصل از نفت خام به جهت کاربردهای انرژی یا سوخت و همچنین کاربردهای بی‌شمار دیگر طراحی و احداث می‌گردند.
- اساس اولیه جداسازی مواد یادشده در پالایشگاه نفت، تفاوت در نقاط جوش مواد موجود در نفت خام است. هریک از فرآورده‌های نفتی، نقطه جوشی منحصر

به فرد و متفاوت از فرآورده‌های دیگر دارد. همین خاصیت آنها در فرآیند تقطیر سبب جدایش آنها از یکدیگر می‌شود. جهت درک بهتر موضوع در شکل زیر محدوده‌های قابل حصول در فرآیند تقطیر را می‌توان مشاهده نمود. مرحله بعد از تفکیک استفاده از روش‌های فیزیکی و شیمیایی و فرآیندهای شامل واکنش‌های تخصصی برای این خلص سازی است که باز هم درجات پیچیدگی یک پالایشگاه را مطرح می‌نماید. اعمال محدودیت‌های روز افزون زیست محیطی سبب گردیده است که سرمایه‌گذاری در بخش پالایشگاه‌های نفت به حد زیادی افزایش یافته و روش‌های مدرن انجام واکنش‌های شیمیایی خلص سازی، زینت پالایشگاه‌های مدرن شود.



توضیحات بیشتری در این خصوص در بخش‌های بعد ارائه گردیده است.

طبقه بندی محصولات پالایشگاه

Refinery Product Classification

طبقه بندی محصولات پالایشگاه از چند جهت قابل بررسی است. طبقه بندی محصولات براساس سبکی و سنگینی فرآورده ها، نوع کاربرد و مصرف فرآورده ها، فرآیندهای صورت پذیرفته، خصوصیات فیزیکی و شیمیایی فرآورده ها و همچنین می توان به دلیل کثرت و تعدد این محصولات، طبقه بندی های متفاوتی را با معیارهای مختلف دیگر نیز ارائه نمود. اما موضوع مهم در این خصوص، کاربرد طبقه بندی و ایجاد نظم و سرعت تشخیص در خصوصیات و کاربرد است که هدف نهایی طبقه بندی محصولات پالایشی است. بزرگترین شرکت های فعال در حوزه پالایش نفت، کلیه محصولات یک پالایشگاه را از دیدگاه نوع فرآورده در سه طیف تقطیرات سبک، میانی و سنگین طبقه بندی نموده اند. هر یک از این سه طیف خانواده هایی عام را در خود جای داده و تکلیف این دسته بندی را مشخص نموده اند. این طبقه بندی عبارت است از:

تقطیرات سبک (Light distillates)

- Liquid petroleum gas (LPG)
- Gasoline (petrol).
- Heavy Naphtha.

تقطیرات میانی (Middle distillates)

- Kerosene
- Automotive and rail-road diesel fuels
- Residential heating fuel
- Other light fuel oils

تقطیرات سنگین (Heavy distillates)

- Heavy fuel oils
- Wax
- Lubricating oils
- Asphalt

محصولاتی مانند هیدروژن و گوگرد و ... نیز جزء محصولات یک پالایشگاه می‌باشند که در دسته سایر قرار می‌گیرند. هریک از این سه طیف فرآورده سبک، میانی و سنگین پالایشگاهی می‌تواند بعنوان یک محصول نهائی، نیمه نهائی و یا حدواسط بکار رود.

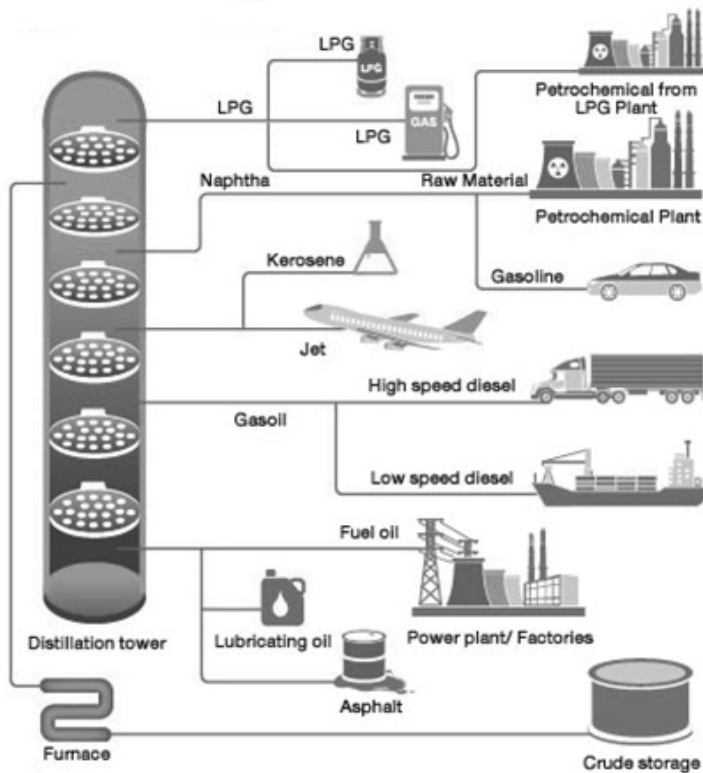
از طرفی فعالان حوزه بازار کلان فرآورده‌های نفتی این تقسیم‌بندی را بر اساس محصولات قابل توزیع به مصرف‌کنندگان و یا محصولات قابل فرآورش‌های مجدد صورت بخشیده‌اند. از دیدگاه تقسیم‌بندی تجاری، محصولات یک پالایشگاه از جنبه قابلیت ارائه به سطوح مختلف بازار، اغلب سه طیف فرآورده که می‌تواند جزء هر دسته از فرآورده‌های سبک، میان تقطیر و سنگین باشد تولید می‌شود:

- محصولات نهایی که مستقیماً قابل عرضه در بازار است (بنزین، نفت، گاز)
 - فرآورده‌های نیمه نهایی که نیازمند انجام عملیات مجدد هستند (مانند برش‌هایی که برای تهیه روغن‌های معدنی به کار می‌روند)
 - فرآورده‌های حد واسط، (شامل ترکیباتی است که به‌عنوان مواد اولیه در صنعت پتروشیمی مورد استفاده قرار می‌گیرند مانند نفتا)
- مصرف‌کننده‌های نهائی فرآورده‌های نفتی نیز سبب گردیده‌اند دسته بندی کاربردی‌تر زیر جهت هر سه طیف فرآورده‌های حاصل از پالایش نفت خام بیان شده در قبل، از دیدگاه نوع کاربرد نهائی در دسته‌های سبک به سنگین زیر قرار گیرند:

- گازها، شامل هیدروژن و هیدروکربورهای گازی شکل (گازهای صنعتی و پتروشیمیایی) و گازهای مایع شده (L.P.G) مثل بوتان و پروپان‌های تجارتي جهت مصارف خانگی و صنعتی
- طیفی از هیدروکربن‌ها که در تولید سوخت انواع موتورهای اتومبیل، هواپیما و موتورهای دیزلی کاربرد دارند و ترکیبات سنگین‌تر از آنها که به‌عنوان نفتا جهت خوراک مجتمع‌های پتروشیمی بکار می‌روند.
- ترکیبات مایع با خاصیت حلالی، که به‌عنوان پاک‌کننده لکه‌ها، رقیق‌کننده انواع رنگ و حلال صنعتی از آنها استفاده می‌شود.
- کروسین یا نفت سفید، برای تولید حرارت و روشنایی بکار می‌رود.
- نفت کوره یا مازوت سبک، ماده قابل احتراق برای تأسیسات حرارتی خانگی و

صنعتی با قدرت کم است.

- روغن‌های سبک و روغن‌های سنگین جهت ساخت روغن موتور، روغن سیلندر مورد استفاده در خودروها و تجهیزات متحرك مکانیکی و... می‌باشد.
 - پارافین و موم، جهت عایق الکتریسته، استفاده‌های بهداشتی و دارویی و... مورد استفاده قرار می‌گیرد.
 - نفت کوره یا مازوت سنگین، به عنوان سوخت برای تأسیسات حرارتی با قدرت زیاد مانند نیروگاه‌های برق و کشتی مورد استفاده واقع می‌شود.
 - قیر یا آسفالت، جهت استفاده در جاده‌ها یا در ساختمان‌ها و همچنین به منظور قالب‌گیری و بسته‌بندی و... بکار می‌رود.
 - گُک، به عنوان سوخت در تعدادی از صنایع و ماده مورد استفاده در تهیه الکترودهای صنعتی و... می‌باشد.
 - گوگرد، به عنوان ماده اولیه در انواع صنایع دارویی و شیمیائی و صنعتی کاربرد وسیعی دارد.
- شکل زیر کاربردهای نهایی محصولات پالایشگاهی فوق را براساس دسته‌بندی کاربردی ازسوی مصرف‌کنندگان، به صورت شماتیک کلی جریان محصولات نشان می‌دهد:



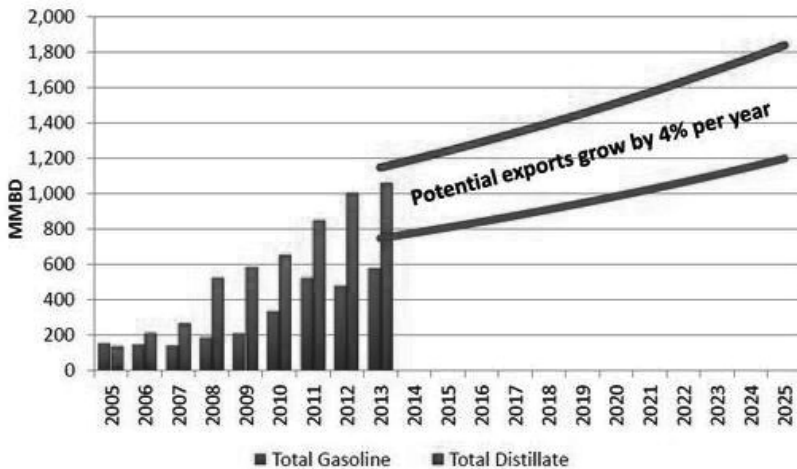
به لحاظ طراحی، معمولاً تعداد فرآورده‌هایی که طراحی پالایشگاه را جهت می‌دهند محدودتر از دسته بندی‌های قبلی می‌باشد. عمدتاً فرایندهای اصلی پالایش را با توجه به فرآورده‌هایی که سطوح تولیدی بالایی دارند (مانند بنزین، سوخت جت، سوخت دیزل) طراحی می‌کنند.

بعضی از اجزای نفت خام را همان‌گونه که هستند (یعنی فرآورده‌های تقطیر مستقیم) بفروش می‌رسانند و یا اینکه عملیات پالایش بعدی را بر روی آنها انجام می‌دهند تا فرآورده‌های با ارزش تری به دست آورند. پالایشگاه‌ها بسته به استراتژی و اهداف تعریف شده برای پالایشگران دارای انواع مختلف از نظر ترکیب تجهیزات، تکنولوژی و قابلیت‌های فرایندی می‌باشند. عوامل مؤثر در انتخاب

ترکیب فرایندی پالایشگاه عبارتند از:

- خوراک اقتصادی موجود و در دسترس بودن و کیفیت آن
- در دسترس بودن بازار فرآورده‌ها
- تأثیرات فصول مختلف بر مشخصات فرآورده‌ها و میزان تقاضای بازار
- در دسترس بودن تأسیسات جانبی مورد نیاز و هزینه آنها
- مقررات و قوانین زیست محیطی
- نیروی کار موجود و حمایت‌های اجتماعی
- انجام عملیات فرآورش همراه با تبادل با سایر صنایع مانند پتروشیمی‌ها
- اهداف استراتژیک شرکت پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی

علاوه بر موارد فوق ممکن است اهداف خاصی از سوی پالایشگران در چگونگی ترکیب فرایندی یک پالایشگاه به کار گرفته شود که از جمله آن می‌توان به مسائل سیاسی و منطقه‌ای نیز اشاره نمود. همانگونه که در نمودار زیر جهت صادرات ایالات متحده نشان داده شده است، آهنگ رشد صادرات سایر محصولات تقطیری طی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۳ نسبت به بنزین بیشتر بوده است که نشان از تغییر در بازار مصرف این صادرات دارد.



پیشرفت‌های پالایشگاه‌ها

Refinerys Advances

نوع فرایندهای مورد استفاده در يك پالایشگاه به‌منظور فرآورش نفت خام و تولید محصولات مد نظر طراحی اولیه آن در تعیین پیچیدگی پالایشگاه موثر می‌باشند. هراندازه واحدهای تبدیل ثانویه پالایشگاه بیشتر باشند، درجه پیچیدگی آن پالایشگاه بیشتر خواهد بود.

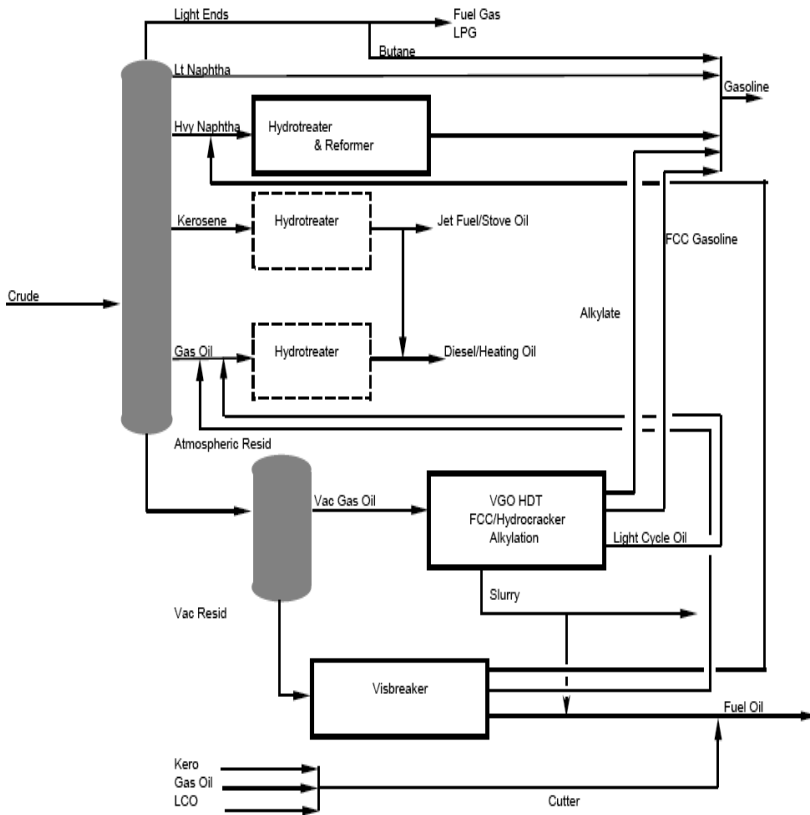
منظور از فرآیندهای ثانویه در یک پالایشگاه، فرآیندهائی هستند که روی محصولات سنگین حاصل از ستون‌های تقطیر مانند نفت کوره و نفتا صورت می‌پذیرند تا منجر به تولید محصولات سبک‌تر و با ارزش‌تر شوند.

تکنیک‌های ارتقاء ته‌ماند یا Bottom Upgrading به‌عنوان تکنولوژی مدرنی هستند که طی آنها در برخی از پالایشگاه‌ها جهت دست‌یابی به محصولات با ارزش‌تر و در نتیجه کسب ارزش افزوده بیشتر، اقدام به اضافه نمودن فرآیندهای ویژه‌ای جهت ارتقاء مواد باقی مانده سنگین تولیدی می‌شود. بدین منظور از فرآیندهای زیر می‌توان جهت ارتقاء ته‌ماند استفاده نمود:

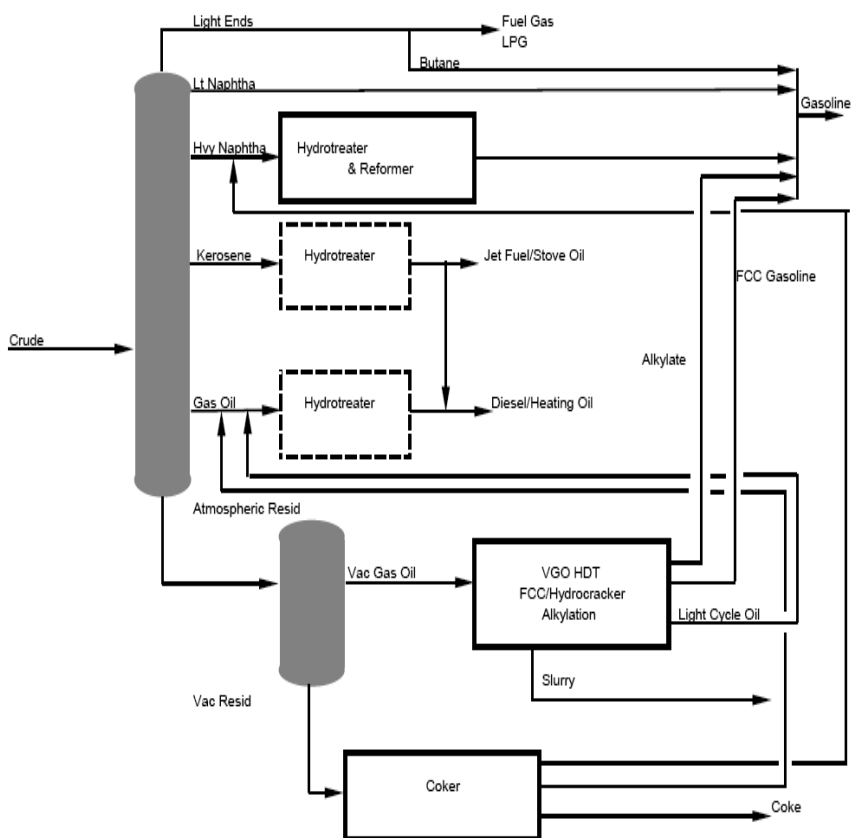
- ارتقاء فرایندهای نهائی جهت تولید انواع قیر
- ارتقاء فرایندهای نهائی برای تولید روغن
- تولید كك نفتی از ته‌ماند
- آسفالت زدائی و ارتقاء ته‌ماند با محصولات سنگین بدون آسفالت
- کاهش گرانروی یا ویسکوزیته جهت تولید محصولات سبک‌تر و پر مصرف‌تر
- شکست کاتالیستی مواد باقی مانده (RFCC)
-

جهت نمونه در شکل زیر بخشی از پالایشگاهی که دارای واحد کاهش گرانروی (Viscokraker) است نشان داده شده است.

ارتقاء ته‌ماند یا Bottom Upgrading جهت ته‌ماند برج تقطیر خلاء نشان داده شده سبب شکست مولکول‌ها به اجزاء سبک و ایجاد جریاناتی به‌عنوان سوخت کوره، نفتای سنگین و تا حدی ترکیبات سبک دیگر خواهد شد.



همانگونه که در این شکل دیده می شود در نهایت واحد شکست و اسکوزیتنه درجهت تولید بیشتر بنزین در این پالایشگاه نیز تاثیر گذاری داشته است. همچنین در شکل زیر پالایشگاهی با طراحی واحد کک سازی درجهت تولید بیشتر بنزین و نفتگاز و کک به جای ترکیبات سنگین و نفتکوره مشاهده می گردد:



لازم به توضیح است، در پیشرفت‌های اخیر، واحدهای جدیدتر ارتقاء ته‌ماند (Residue Upgrading) جهت تصفیه باقیمانده سنگین نفت خام، به‌منظور:

- کاهش میزان گوگرد
 - کاهش میزان نیتروژن
 - حذف باقیمانده کربن
 - حذف فلزات موجود در محصول سنگین واحدها
- طراحی و ساخته شده‌اند و در واقع با ساخت این واحدها زمینه لازم برای

تبدیل نفت کوره سنگین به بنزین و محصولات سبک‌تر فراهم شده است. لذا استراتژی‌های جدید تغییر نوع محصولات با توجه به تغییر تکنولوژی را با احداث این واحدها پاسخ می‌توان داد.

به‌طور خلاصه از لحاظ طراحی این واحدها دارای دو بخش راکتورهای انجام واکنش‌های تریمننت یا تصفیه و بخش تفکیک محصولات واکنش می‌باشد. در این راکتورها تحت دمای حدود ۴۰۰ درجه سانتیگراد و فشار بالای ۲۰۰ بار که در واقع بالاترین فشار کارکرد در کل واحدهای پالایشگاهی است، فرایندهای تصفیه هیدروژنی باقیمانده سنگین نفت خام انجام می‌گیرد. محصول اصلی این واحد باقیمانده سنگین تصفیه شده جهت تامین خوراک واحد شکست کاتالیستی بستر سیال (RFCC) است و دیزل و نفتا نیز از محصولات جانبی این واحد بوده که به واحدهای تکمیل تصفیه هیدروژنی ارسال می‌شوند.

اصطلاحات رایج در پالایش نفت

Oil Refinery Terminology

قبل از شرح خلاصه فرایندهای یک پالایشگاه، تعدادی از اصطلاحات پرکاربرد مربوط به فرایندهای پالایشگاهی را که در حین مطالعات فرایندی به وفور بکار می‌روند در ادامه ارایه می‌گردند:

• برش (Cut)

برش عبارتست از مجموعه‌ای از هیدروکربن‌های مختلف در فازمیع که به عنوان یک محصول پالایشگاهی با خواص معینی محسوب می‌شوند. به عبارت دیگر به دسته‌ای از هیدروکربن‌ها با نقطه جوش نزدیک به هم که به شکل مخلوط از قسمتی از برج تقطیر خارج می‌شوند یک برش نفتی گفته می‌شود. مانند برش بنزین که از مولکول‌های هیدروکربنی تشکیل شده است که دارای ۵ تا ۱۲ اتم کربن می‌باشند. این برش‌ها خود با دو هدف زیر مورد تداوم در فرایندپذیری واقع می‌گردند.

• برش‌های انرژی زا یا سوخت (Fuel)

طیفی از هیدروکربن‌هائی هستند که برای تولید انرژی حرارتی و یا تولید برق و یا نیروی محرکه در اتومبیل‌ها و تجهیزات محرك مکانیکی به روش احتراق یا سوختن مصرف می‌شود.

• برش‌های غیرانرژی زا

فرآورده‌هایی که مصارف صنعتی دارند و خواص غیرحرارتی آنها مورد نظر است. مانند انواع روغن و حلال و قیر و گوگرد و پلیمرها و سایر مواد.

• نفت (Oil)

در حالت کلی، در متون غیر تخصصی نفت و متون عمومی، هر ماده‌ای که از نفت خام استخراج شود را مواد نفتی می‌نامند. این نامگذاری صرف نظر از نوع کاربرد بوده و اشاره به پایه مواد نفتی دارد. در اصطلاح عام در بازار مصرف، روغن یا ایل به روان‌کننده تجهیزات محرك مکانیکی اطلاق می‌گردد. اما در متون تخصصی پالایش نفت منظور از کاربرد Oil اختصاری از نفت خام یا خوراک پالایشگاه است.

• **بنزین (Gasoline)**

این نام را برای برشی از فرآورده‌های نفتی که دارای مولکول‌هایی با ۵ تا ۱۲ اتم کربن هستند و در محدوده مواد فرار سنگین تر از گاز مایع و سبک تر از سوخت دیزل و نفت سفید قرار می‌گیرند تعیین نموده و کاربرد آنها بیشتر به‌عنوان سوخت‌های موتورهای درون سوز جرقه‌ای است.

• **بنزین مستقیم (Straight Run gasoline)**

منظور برش‌هایی هستند که مستقیماً از تقطیر نفت خام به دست آمده و به عنوان بنزین موتور تداوم فرایند می‌یابند. عدد اکتان این برش نفتی در حدود ۶۰ است و برای افزایش اکتان و کسب قابلیت مصرف در موتورهای درون‌سوز نیاز به عملیات بهبود کیفیت دارند.

• **نفتا (Naphta)**

منظور برش‌های فراری هستند که در محدوده سنگین‌تر از گاز مایع و سبک تر از بنزین قرار می‌گیرند. در حقیقت نفتا عنوانی کلی برای حلال‌های نفتی است. اصطلاح (Petroleum Ether) نیز به آن داده می‌شود.

• **گازوئیل یا نفت گاز (Gasoil)**

منظور برش‌هایی است دارای مولکول‌های حاوی ۱۴ تا ۲۰ اتم کربن که در محدوده سنگین‌تر از نفت سفید و سبک‌تر از روغن‌های روان‌ساز مورد استفاده قرار می‌گیرند. کاربرد این برش از فرآورده‌های نفتی عمدتاً استفاده از محتوای انرژی آن در تولید حرارت و انرژی لازم برای جابجائی در بخش انواع حمل و نقل است.

• **نفت کوره (Fuel oil) یا (Furnace oil)**

این طیف از فرآورده‌های نفتی برش‌هایی هستند سنگین‌تر از سوخت دیزل (نفت‌گاز) که به‌عنوان سوخت در کوره‌های حرارتی بکار می‌روند.

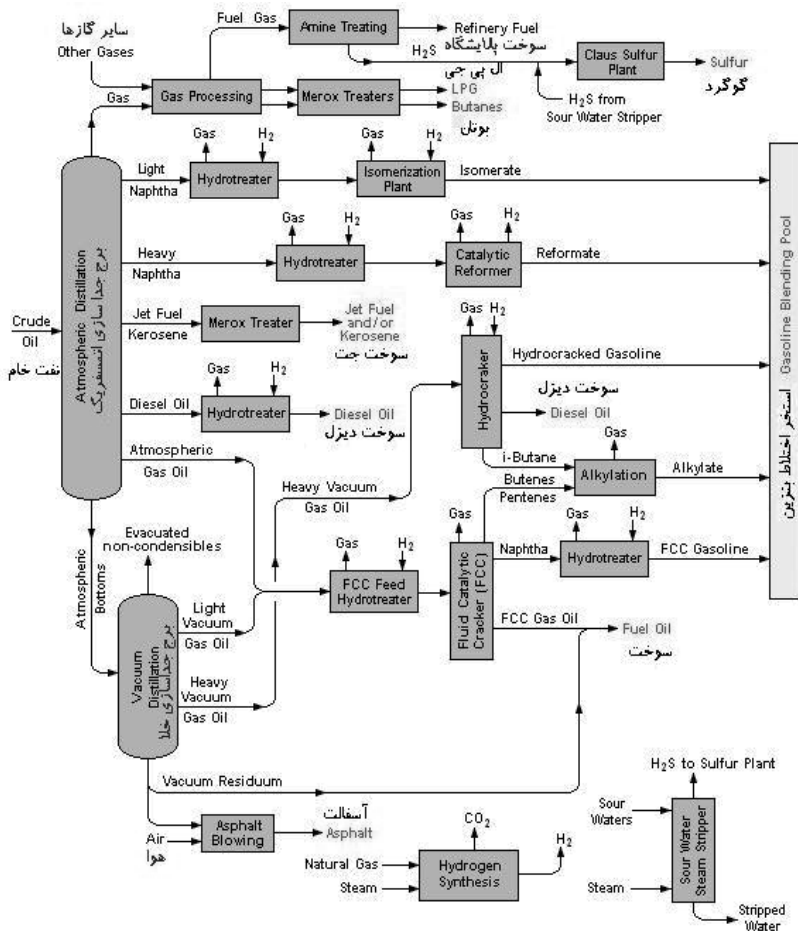
• **پس مانده (Residue)**

منظور از پسماند، برش‌هایی هستند که از نفت کوره سنگین‌تر هستند. این ترکیبات دارای وزن مولکولی بالا و سرشار از هیدروکربن‌های گوگرددار و بلند زنجیره است. این برش‌ها با عملیات تنظیم دمای باتوم برج و عملیات تکمیلی انواع قیر و فرآورده‌های سنگین را بنیان‌گذاری می‌نمایند.

فرایندهای پالایشگاه نفت

Oil Refinery Process

همانگونه که قبلا عنوان گردید، طراحی یک پالایشگاه بر اساس نوع خوراک و سیاست‌ها و استراتژی‌های مربوط به بازار و مصرف محصولات مورد نظر صورت می‌پذیرد. به‌عنوان یک الگوی عام از احداث واحدهای پالایشگاهی، شکل زیر نمودار کلی فرایندهای یک پالایشگاه عمومی و مدرن را نشان می‌دهد.



ابتدا جهت دسته‌بندی بهتر موضوعات و ایجاد نظم ذهنی در مسیر فرایندهای پالایشگاه‌های نفت، واحدهای فرایندی را از آغاز مسیر ورود نفت خام به پالایشگاه ضمن نگاهی کوتاه بر هدف اصلی ایجاد آن واحدها در فرآیند کلی پالایشگاه از نظر می‌گذرانیم.

قبل از ورود خوراک به پالایشگاه، حذف آب و محتوای نمک و سایر موادی که توام با استخراج نفت خام، همراه شده‌اند در واحدهائی جهت آماده نمودن خوراک اقدامی ضروری است. این واحدها به‌عنوان واحدهای آماده‌سازی، می‌توانند به صورت توام و یا هم‌جوار با واحدهای تفکیکی پالایشگاه احداث شوند. پس ورود نفت از واحدهای آماده‌سازی به پالایشگاه، در واحد نمک‌زدایی (Desalter Unit) طی یک سری عملیات شستشو، و قبل از آنکه نفت خام به واحد جداسازی اتمسفریک منتقل شود باقیمانده محلول نمک از نفت جدا می‌شود. نفت نمک‌زدائی شده خوراک واحد تقطیر اتمسفریک است.

همانگونه که در شکل قبل نشان داده شده است نفت خام در واحد جداسازی اتمسفریک (Atmospheric Distillation Unit) در شرایط فشار نزدیک اتمسفر و دمای جوش نرمال یا اتمسفریک مواد، به برش‌های مختلف که شامل طیفی از گازهای سبک تا پس‌ماند سنگین این برج می‌باشد، تقطیر می‌شود. واحد جداسازی تحت خلا (Vacuum Distillation Unit)، مواد سنگین و ته‌مانده واحد جداسازی اتمسفریک را با کاهش دادن نقطه جوش آنها به مقدار بیشتری از هم جدا می‌نماید. کاهش فشار نقطه جوش مواد را پائین آورده و با صرف حرارت کمتر از یکسو و اطمینان از عدم تخریب حرارتی مواد از سوی دیگر این تفکیک را صورت می‌بخشند. تا این بخش از فرایند پالایشگاه، جداسازی‌های اصلی صورت پذیرفته است.

واحد هیدروتریتورفتا (Naphta Hydrotreater Unit) نیز، جهت عاری‌سازی نفتا از گوگرد با هیدروژن یعنی نفتای حاصل از برج‌های تقطیر را با استفاده از گاز هیدروژن گوگردزدایی می‌نماید.

در واحد اصلاح کاتالیستی (Catalytic Reformer Unit) با استفاده از نوعی کاتالیست ویژه طیفی از نفتای سبک تبخیرشونده را به محصولات با اکتان بالا تبدیل می‌نمایند. یکی از تولیدات جانبی واحد اصلاح کاتالیستی، هیدروژن ناشی

از الحاق هیدروکربن‌ها به یکدیگر است که در واکنش‌های واحدهای هیدروتریاتور و هیدروکراکر مورد استفاده قرار می‌گیرد.

واحد هیدروتریاتور تقطیرات (Distillate Hydrotreater) واحدی است که در آن سوخت دیزل تقطیر یافته گوگردزایی می‌شود. فرآیند هیدروتریاتور به حذف ناخالصی‌های گوگرد و نیتروژن سوخت‌ها و نفتای تقطیر شده کمک می‌نماید. واحد شکافت کاتالیستی سیالی (Fluid Catalytic Cracking Unit) واحدی است که برش‌های سنگین‌تر برج تقطیر را به برش‌های سبک‌تر و با ارزش‌تر ارتقای دهد.

در واحد آیزوماکس یا هیدروکراکر (Hydrocracker Unit) با استفاده از گاز هیدروژن، برش‌های سنگین‌تر را به برش‌های سبک‌تر با ارزش بیشتر تبدیل می‌کنند. در واحد اصلاح مرکس (Mercox Treater)، در برخی موارد ویژه، همانند اصلاح سوخت جت، گازمایع، بنزین و نفتگاز با کیفیت یورو، ضمن اکسیداسیون مرکاپتان‌ها (ترکیبات دارای گوگرد) گوگردزائی این برش‌ها تا حد PPM صورت می‌گیرد.

در واحد کک‌سازی (Caking Process) نیز، برش آسفالت به بنزین و سوخت دیزل تبدیل شده و ماده کک به عنوان باقی‌مانده فرآیند باقی می‌ماند. در واحد آلکیلاسیون (Alkylation Unit)، ترکیباتی با اکتان بالا به نام آلکیلات جهت اختلاط با بنزین و ارتقای عدد اکتان بنزین، تولید می‌شود.

در واحد دیمرازاسیون (Dimerization Unit) نیز، ترکیبات الفینی به اجزای مخلوط بنزین با اکتان بالا تبدیل می‌شود، بعنوان مثال تبدیل بوتن‌ها به ایزواکتان و سپس تبدیل به ایزواکتان با فرآیند هیدروژناسیون طی یک واکنش دیمریزاسیون صورت می‌پذیرد.

واحد ایزومریزاسیون (Isomerization Unit)، مولکول‌های هیدروکربنی خطی را به مولکول‌های حلقوی که دارای اکتان بالاتری هستند تبدیل می‌کند و محصول آن جهت اختلاط به واحد بنزین‌سازی هدایت می‌شود.

واحد غلظت شکن یا ویسبریکر (Visbreaker unit) نیز ضمن عملیات کراکینگ یا شکست هیدروکربنی ته‌مانده برج تحت خلاء و تقطیر نمودن آن، موجب تولید فرآورده‌های سبک‌تر مانند بنزین می‌گردد.

واحد تغییر بخار (Steam Reforming Unit)، هیدروژن مورد نیاز برای واکنش‌های واحدهای هیدروکراکر (تبدیل ترکیبات سنگین به ترکیبات سبک‌تر) و هیدروتربیتور (گوگرد زدائی از ترکیباتی مانند نفتگاز، سوخت جت و گاز مایع) را تامین می‌کند.

علاوه بر واحدهای نشان داده شده در شکل قبل، واحدها و تاسیسات دیگری نیز برای تکمیل عملیات و امکان‌پذیری فرایندها لازم می‌باشد که بعداً به‌طور مختصر شرح داده خواهند شد. به‌عنوان مثال واحد مخازن، جهت ذخیره‌سازی انواع فرآورده طراحی و احداث می‌شود. پس از انجام مراحل تقطیر و جداسازی و تولید محصولات قابل مصرف در بخش‌های مختلف، نگهداشت این محصولات به‌منظور کنترل کیفیت نهائی و اخذ درخواست مشتری و بارگیری و ارسال، در مخازن ذخیره فرآورده (Storage tank)، محصولات پایانی نفت را ذخیره می‌کنند. ذخیره‌سازی فرآورده‌های نفتی برحسب فلش پوینت آنها در مخازن سقف ثابت و سقف شناور و ذخیره‌سازی گاز مایع شده پروپان و سوخت‌های گازی در مخازنی تحت عنوان Liquefied Gas Storage Vessels صورت پذیرفته و بطور کلی گاز مایع، گاز پروپان و فرآورده‌های نفتی را در شرایط فشار و دمای مناسب نگهداری می‌کنند.

لازم به توضیح است که در برخی از پالایشگاه‌ها جهت دستیابی به محصولات با ارزش‌تر و در نتیجه کسب ارزش افزوده بیشتر، از طریق اضافه نمودن سایر فرایندها (Bottom Upgrading)، اقدام به ارتقاء مواد باقی‌مانده سنگین تولیدی می‌شود. بدین منظور از فرایندهای تولید قیر، تولید روغن، تولید کک نفتی، آسفالت‌زدائی، کاهش گرانروی و شکست کاتالیستی مواد باقی‌مانده (RFCC) استفاده می‌نمایند.

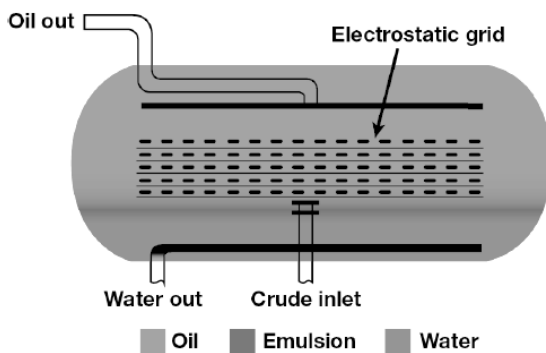
تا اینجا سعی گردید ابتدا فرآورده‌های نفتی حاصل از فعالیت واحدهای پالایشگاهی را بطور خلاصه تعریف و سپس اهم فرایندهای پالایشگاهی که این فرآورده‌ها را تولید و قابل مصرف می‌کنند، معرفی شوند.

در ادامه، شرح کلی‌تر تعدادی از واحدهای پالایشگاه ضمن توجه به محصولات مستقیم و غیر مستقیم آن ارائه خواهد شد.

واحد نمک‌زدایی

Desalter Unit

در بدو ورود نفت خام به پالایشگاه، معمولاً نفت خام علی‌رغم نمک‌زدائی صورت گرفته در مبادی ارسال یا همان بهره‌برداری از چاه‌های نفت، همراه با مقادیر زیادی نمک‌های محلول در آب به صورت عمدتاً امولسیون است. واحد نمک‌زدائی واحدی است که در آن طی عملیات واشینگ (شستشو)، پیش از آنکه نفت خام به واحد جداسازی اتمسفریک منتقل شود، محلول نمک از نفت جدا می‌شود. علاوه بر نمک و آب، دیگر مواد زائد موجود در نفت، مانند گل‌ولای، و ترکیبات فلزی و غیر فلزی و بویژه مواد معدنی دیگر نیز می‌بایست از نفت خام جدا شوند. زیرا این مواد در سطوح انتقال حرارت تجهیزات پالایشگاه می‌توانند باعث خوردگی و خرابی دستگاه‌ها شوند. شکل زیر شمائی از تکنیک‌های مورد استفاده در این خصوص را نشان می‌دهد.



این شکل نشان دهنده وجود یک توری (Grid) الکترواستاتیکی است که در مسیر جریان نفت خام قرار گرفته و موجب جداسازی فاز آب از نفت خام می‌گردد. به‌طور کلی برای جداسازی آب نمک از نفت خام یکی از روش نامبرده در ذیل استفاده می‌شود. این روش‌ها عبارتند از: روش ثقلی، روش اضافه کردن آب شیرین به نام آب شستشو، روش حرارتی، استفاده از مواد شیمیایی تعلیق‌شکن، روش مکانیکی، روش الکتریکی و روش ترکیبی. واضح است که روش‌های ثقلی و

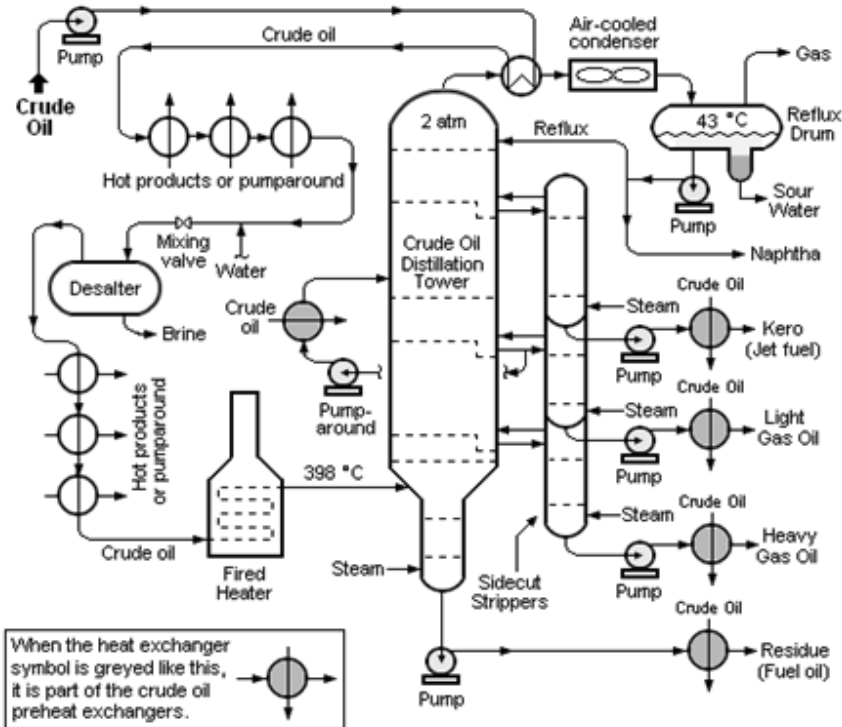
حرارتی، نسبت به روش‌های دیگر هزینه کمتری دارند. با توجه به ویژگی‌هایی که نفت‌های خام در هر منطقه دارند، برای جداسازی نمک از نفت خام مجموعه‌ای از روش‌های فوق را به کار می‌گیرند که روش ترکیبی اشاره به این موضوع دارد. در این بخش جهت ایجاد آشنائی اولیه، دوروش ثقلی و حرارتی شرح داده می‌شود. جداسازی آب نمک از نفت خام با روش ثقلی معمولاً در مخازن ته‌نشین‌کننده، تانک‌های شستشو و یا در داخل مخازن جداکننده آب آزاد صورت می‌گیرد. قطرات آب نمک وقتی درون فاز پیوسته نفت حرکت می‌کنند، تحت تاثیر نیروی وزن قرار می‌گیرند. با افزایش قطر ذرات، کاهش ویسکوزیته فاز نفت و افزایش اختلاف دانسیته آب نمک با نفت خام، سرعت ته‌نشینی افزایش می‌یابد. با پیوستن ذرات ریز آب به هم و تشکیل قطرات بزرگ‌تر، آب سریع‌تر و راحت‌تر ته‌نشین می‌شود، این عمل را ائتلاف قطرات می‌گویند. ائتلاف قطرات و تشکیل قطرات با دانسیته بیشتر از مواد هیدروکربنی موجود در نفت خام سبب سقوط قطرات بواسطه نیروی ثقلی می‌شود و از طریق مسیره‌های طراحی شده جهت جداسازی و خارج‌سازی آب تفکیک شده از فاز نفت خارج می‌شود. در روش جداسازی آب نمک از نفت خام با روش حرارتی با توجه به اینکه حرارت دادن نفت باعث کاهش ویسکوزیته و در نتیجه باعث افزایش سرعت ته‌نشینی قطرات آب می‌شود، عمل گرم‌کردن، فیلم امولسیون اطراف قطرات آب را بواسطه کاهش جاذبه بین مولکولی و کاهش کشش سطحی قطره پاره کرده و باعث می‌شود قطرات آب به یکدیگر بچسبند. باید توجه داشت که اگر نفت خام بیش از اندازه گرم شود، هیدروکربن‌های سبک و فزائر موجود در نفت، تبخیر شده و از آن خارج می‌شوند. این کار موجب هدر رفتن ترکیبات مفید نفت خام و کاهش API نفت می‌شود که نتیجه آن کاهش قیمت نفت خواهد بود. معمولاً دمای گرم کردن بین 80°C - 60°C است. گرم کردن نفت با استفاده از کوره‌های مستقیم یا کوره‌های غیرمستقیم و یا با پیش‌گرمکن‌های غیرمستقیم انجام می‌گیرد.

واحد جداسازی اتمسفریک

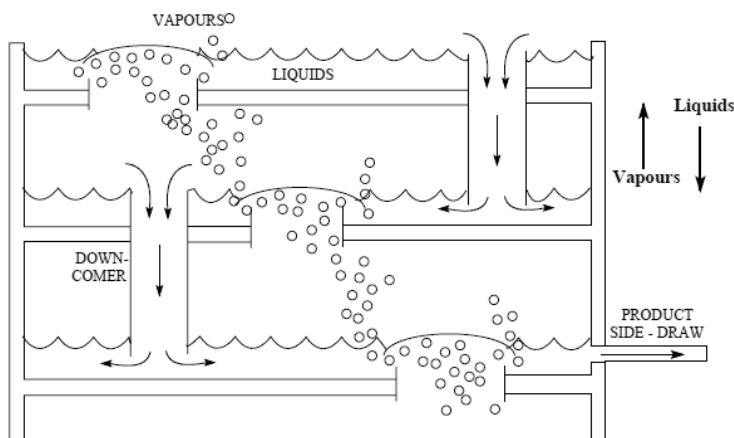
Atmospheric Distillation Unit

بطور کلی بخش‌های جداسازی يك پالایشگاه شامل سه بخش اساسی تقطیر اتمسفریک، تقطیر تحت خلاء و بخش تفکیک برش بنزین است. واحد جداسازی یا تفکیک در پالایشگاه به‌عنوان اصلی‌ترین بخش پالایشگاه وظیفه تفکیک نفت خام را به محصولات قابل مصرف برعهده دارد. واحد جداسازی اتمسفریک به‌عنوان اولین بخش جداسازی، پس از نمک‌زدائی از نفت خام، نفت خام را با استفاده از حرارت‌دهی و تفکیک بر اساس نقطه جوش در فشار اتمسفر به برش‌های مختلف تقطیر و تفکیک می‌نماید. لذا اهم محصولات قابل استفاده به‌طور مستقیم، از این برج استخراج می‌شوند و به همین دلیل مواد حاصل از این عملیات می‌توانند در شرایط معمولی (مخازن اتمسفریک هم‌دما با محیط) حمل و نقل و نگهداری شوند.

بطور خلاصه فرآیند این واحد بدین گونه است که در واحد جداسازی اتمسفریک پالایشگاه‌های نفت، خوراک عاری از نمک با استفاده از گرمای بازیافتی از واحدهای فرایندی در مبدل‌های حرارتی جهت استفاده حداکثری از انرژی موجود در واحدها پیش‌گرم می‌شود. پس از آن خوراک به درون گرمکن خوراک خام (کوره مانند) فرستاده می‌شود که این گرمکن، برج جداکننده عمودی به نام برج تقطیر را در دمایی معادل ۳۴۰ - ۴۰۰ درجه سلسیوس تغذیه می‌کند (دماهایی بالاتر از مقدار مذکور ممکن است باعث شکسته شدن پاره‌ای از مولکول‌ها شود). در این برج غیر از سنگین‌ترین مولکول‌ها همه مولکول‌ها تبخیر می‌شوند. از لحاظ ساختار، برج تقطیر اتمسفریک یا ADT یک برج فولادی با ارتفاع حدود ۴۰ متر است (ارتفاع برج بسته به ظرفیت و تعداد سینی متغیر است) که دارای سینی‌های افقی برای جداسازی و جمع‌آوری مایعات است. فرآیند واحد تقطیر اتمسفریک را می‌توان با نگاهی بر تجهیزات موجود در مسیر فرایندی نمودار زیر مشاهده نمود.

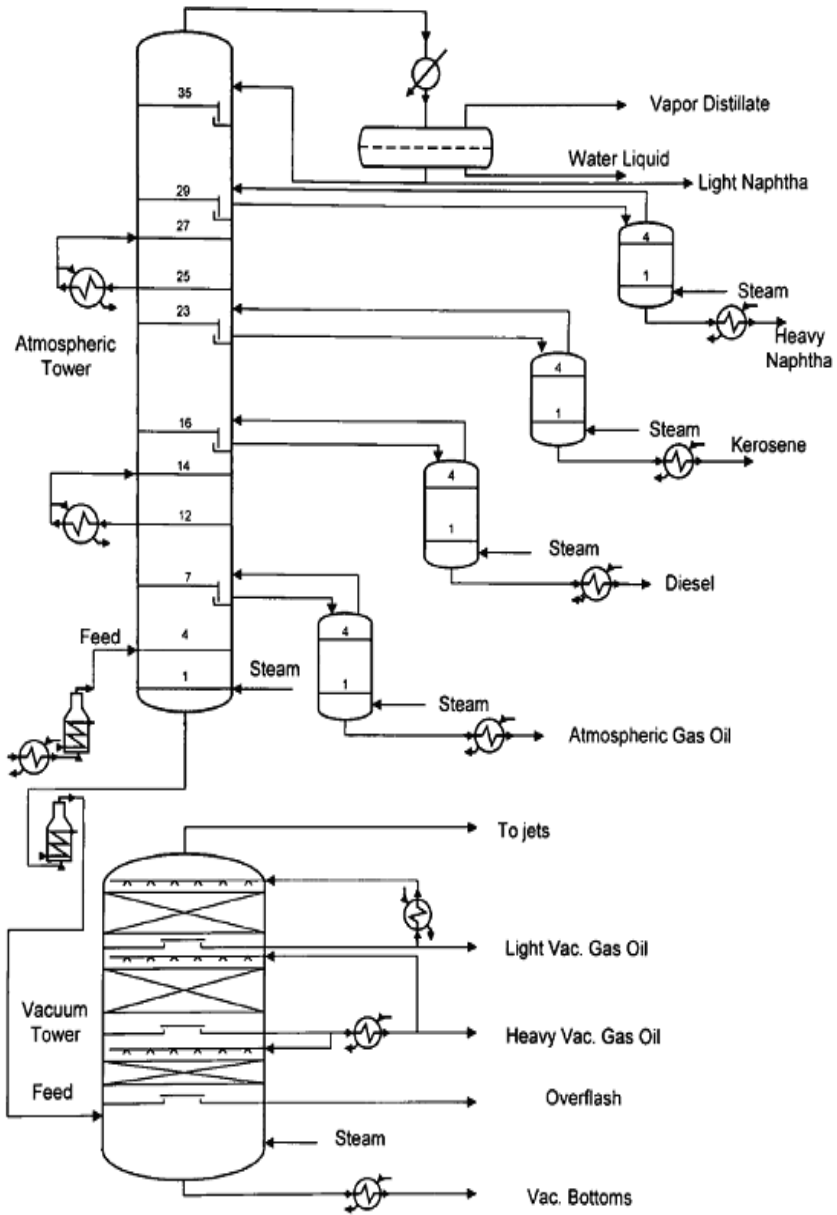


در برج اتمسفریک مکانیزم تقطیر بدین گونه است که در هر سینی، بخار از پایین وارد می شود و حباب های بخار از درون مایع عبور می کنند که در نتیجه آن مقداری از بخار در دمای سینی مزبور چگالیده می شود. درون این برج براساس مفاهیم انتقال جرم و حرارت، تقطیر و تفکیک صورت می پذیرد. مفاهیم فوق را می توان در شکل زیر مشاهده نمود.



یک لوله برای سرریز کردن مایع لبریز شده به سینی پایین‌تر تعبیه شده است (دان‌کامر). در پی عملیات یاد شده ترکیبات بسیار سنگین یا آسفالت از پایین برج خارج می‌شود در مراحل مختلف برج (سینی‌ها)، محصولات تفکیک شده مختلف از نقاط مختلف برج خارج می‌شوند. شکل زیر نمودار فرآیندی واحد تقطیر در فشار اتمسفریک را با توجه به موقعیت جریان‌های خروجی برج به جهت شناخت و مقایسه ترکیبات سبک و سنگین و حدود نزدیکی دمای برش‌ها نشان می‌دهد.

همانگونه که در شکل زیر مشاهده می‌شود برش حاصله از سینی‌های این برج دارای طیف خاصی از فرآورده‌های نفتی بوده و شامل محدوده وسیعی از سازنده یک فرآورده خاص می‌باشند. مثلاً در سینی ۲۳ این برج مشاهده می‌گردد مایعات جمع‌آوری شده روی این سینی در یک برج تقطیر ۴ مرحله‌ای دیگر تولید نفت سفید نموده و ترکیبات سبک آن نیز به بالای سینی مذکور برگردانده می‌شود.



در جهت حصول برش‌های خالص، در برج تقطیر اتمسفریک، فرایند تبخیر، تقطیر چندین مرتبه تکرار می‌شود تا مواد با خلوص مورد نظر به دست آید. در نهایت از طریق مسیرهای لوله کشی جانبی در برخی از سینی‌های خاص فرآورده‌های با کیفیت کنترل شده مورد نظر از برج بیرون کشیده شده و به سوی فرآیندهائی جهت پایدار سازی هدایت می‌شوند. همانگونه که در شکل فوق نیز نشان داده شده است، تولیدات واحد تقطیر اتمسفریک طیف وسیعی از بخارات تقطیر نشده در بالای برج تا سوخت‌های سنگین در پایین برج را شامل می‌شود.

مهمترین محصولات اصلی برج تقطیر اتمسفریک از بالا به پایین به ترتیب عبارتند از محصول بالاسری سبک تا محصول تحتانی و باقیمانده سنگین‌تر شامل:

- گازمایع شده، بنزین‌های سبک و سنگین (LPG,LSRG,HSRG)
 - مخلوط نفتا(سبک و سنگین و یا به صورت دو برش جداگانه) (Blending Naphta (B.N))
 - نفت سفید و سوخت جت (Kerosine & Jet Fuel)
 - دیزل سبک (Light Diesel)
 - باقیمانده برج اتمسفریک (Atmospheric Residue)
- هر یک از محصولات فوق به واحدها و تجهیزات طراحی شده جهت بهبود و افزایش قابلیت مصرف ارسال می‌شوند که در بخش‌های بعد شرح داده خواهد شد.

واحد جداسازی تحت خلاء

Vacuum Distillation Unit

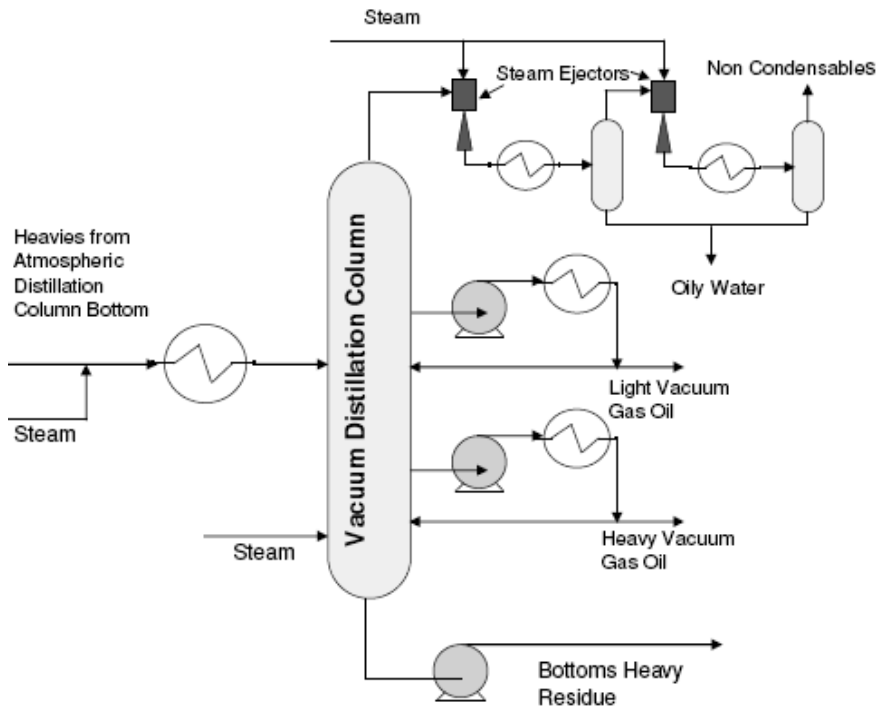
در واحد جداسازی تحت خلاء، باقیمانده پائین برج اتمسفریک یا همان مواد سنگین ته ماند برج واحد جداسازی اتمسفریک با استفاده از کاهش فشار و در پی آن کاهش نقطه جوش در برج تحت خلاء (Vacuum Distillation Tower) یا به اختصار برج VDT، به مقدار بیشتری از یگدیگر جدا می‌گردند. دربخش مربوط به برج اتمسفریک مطرح گردید سنگین‌ترین محصول خروجی از پائین برج تقطیر اتمسفریک (ته مانده ی آن برج) خوراک برج تحت خلاء است که معمولاً حدود ۴۰ تا ۴۸ درصد وزن نفت خام اولیه را شامل می‌شود. این برش، سنگین بوده و قابل مصرف به‌عنوان سوخت یا فرآورده دیگری نیست. بدین منظور این ته‌ماند را دوباره تا حدود ۴۵ الی ۴۶ درجه سانتیگراد گرم کرده و پس از خروج از کوره گرمکن وارد برج تقطیر در خلا نموده و برش‌های جدیدی را از آن جدا می‌کنند.

بواسطه اینکه برج خلاء تحت فشار مطلق حدود ۱۵ تا ۴۰ تا میلی‌متر جیوه کار می‌کند، فشار کاری آنها کمتر از فشار اتمسفر بوده و نسبت به فشار اتمسفر مفهوم خلاء به آن اطلاق گردیده است. بنابراین، دلیل استفاده از برج تقطیر تحت خلاء اینست که برای جلوگیری از شکست حرارتی مواد هیدروکربنی، باقیمانده اتمسفری را در فشار پایین تری تقطیر کنند تا در این فشار، ترکیبات در دمای کمتری جوشیده و در نتیجه حرارت فرآیند آنچنان بالا نباشد که موجب تجزیه مولکول‌ها شود.

در این عملیات، ابتدا همزمان با تزریق باقیمانده برج تقطیر اتمسفری به کوره لوله‌ای بخار آب نیز به خوراک تزریق می‌شود که هدف آن افزایش سرعت جریان در لوله‌های کوره، به منظور کاهش تشکیل کک در لوله‌ها و کاهش فشار جزئی هیدروکربن‌ها جهت ممانعت از واکنش‌های کراکینگ است. مقدار بخار آب مصرفی بستگی به فاصله جوش خوراک دارد و معمولاً بین ۴٫۵ تا ۶٫۸ کیلوگرم به ازای هر بشکه خوراک برج است. یک جریان برگشتی یا فلاکس نیز به‌طور مداوم جهت کنترل دمای سینی و خالص‌سازی در فرایند تقطیر در برج

گردش می‌کند.

دمای خروجی کوره یا همان ورودی به برج معمولاً بین ۳۸۰ تا ۴۵۰ درجه سانتیگراد نگه داشته می‌شود. شرایط خلأ در برج نیز با استفاده از اژکتورهای بخار (Steam Ejector) و کندانسورهای بارومتريک که مبدل‌های حرارتی مایع‌کننده‌های بخار می‌باشند، تأمین می‌شود. در شکل زیر اژکتورها و کندانسورهای یاد شده در مسیر جریان خروجی از بالای این برج را بعنوان عوامل خلأساز می‌توان مشاهده نمود.



تعداد و ابعاد اژکتورها و کندانسورها به خلأ مورد نظر و کیفیت بخار مورد نیاز بستگی دارد. مهمترین فرآورده‌های ستون تقطیر در خلأ، گازوئیل خلأ (Vacuum Gasoil) و فرآورده‌های جانبی که برای روغن‌سازی بکار می‌روند می‌باشد. باقیماندهٔ برج خلأ نیز به‌طور مستقیم و یا پس از عملیات مختلف قابل استفاده در

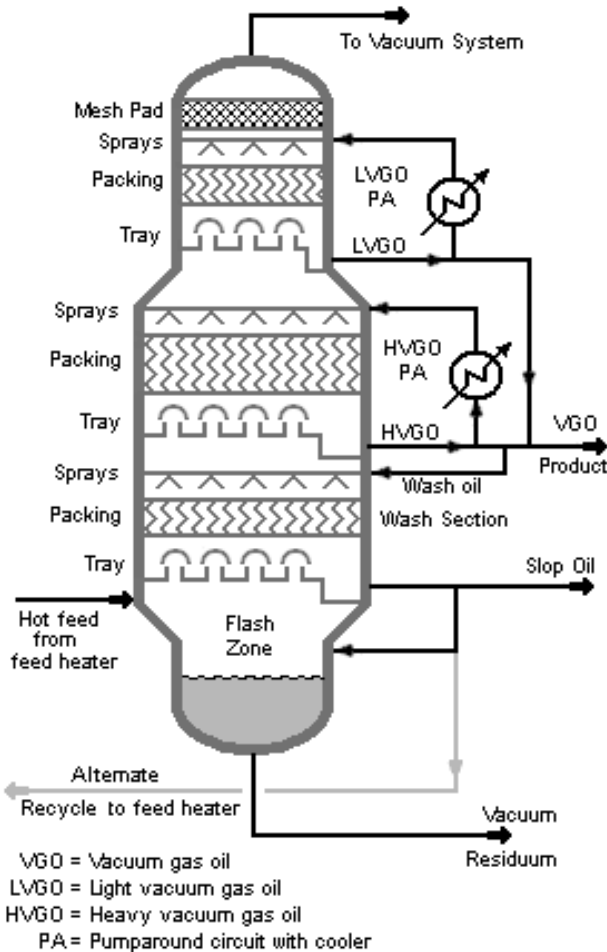
صنایع مختلف است. برش‌های ته‌مانده واحد تقطیر در خلا با مواد اندکی سبک‌تر حاصله در این بخش مخلوط شده و مازوت و قیر و روغن پایه تولید می‌کنند. آسفالت و مازوت بعد از فرستاده‌شدن به واحد کاهش ویسکوزیته (گرانروی) در صنایع مختلف مصرف می‌گردند. به‌طور کلی محصولات برج تقطیر در خلا از بالا به پایین عبارتند از:

محصول بالاسری شامل:

- برش سبک برج تقطیر تحت خلا (Light Vacuum Slops)
- گازهای غیر قابل کندانس (Non Condensable Gas)
- دیزل سبک (L.D) (Light Diesel) و سنگین (H.D) (Heavy Diesel)
- خوراک واحد ایزوماکس (ISO Feed)
- برش سنگین برج خلا (Heavy Vacuum Slops)
- خوراک واحد غلظت شکن (Vacuum Residue or Vacuum Tar)

جهت توصیف بیشتر فرایند، در شکل زیر، نمودار جریانات ورودی و خروجی یک برج جداسازی تحت خلا را می‌توان مشاهده نمود. در این شکل، بالای برج به سیستم ایجاد خلا متصل بوده محصولات از بالا به پایین شامل گازوئیل سبک برج خلا (Light Vacuum Gasoil)، گازوئیل سنگین برج خلا (Heavy Vacuum Gasoil)، روغن (slop oil) و ته‌مانده برج (Vacuum Residuum) می‌باشد.

این شکل همچنین چگونگی قرارگرفتن پرکن‌ها (Packing) و نازل‌های پاشش (Spray) و توری‌ها (Mesh) و سینی‌ها (Tray) های این برج را جهت درک بهتر موضوع تقطیر نشان می‌دهد. با توجه به پایین بودن فشار در برج تقطیر در خلا، حجم بخارهای تولیدشده به‌ازای هر بشکه خوراک بیشتر از حجم آنها در ستون تقطیر اتمسفری است و به همین دلیل قطر برج‌های تحت خلا بیشتر از برج‌های اتمسفری است. زیرا با کاهش فشار بر روی گاز حجم آن افزایش خواهد یافت. تعداد سینی‌های ستون تقطیر در خلا بسیار کمتر از برج اتمسفریک است و تعدد برش‌های اخذشده از آن نیز کمتر است.



نکته قابل توجه بخش‌های تقطیر پالایشگاه، ناپایداری محصولات دو برج اتمسفریک و تحت خلاء بواسطه ترکیبات بسیار سبک همراه آنهاست. وجود دو برج به‌عنوان پایدار کننده (Stabilizer) و جدا کننده در بخش تقطیر يك پالایشگاه سبب می‌شود تفکیک و تخلیص محصولات برج‌های اتمسفریک و خلاء به محصولات با ارزش‌تر و با کیفیت‌تر ضمن ایجاد پایداری برای آنها منجر شود.

واحدهای جداسازی ترکیبات گوگرد دار

Demercaptanization Units

چندین دلیل اساسی درپالایشگاه‌های نفت سبب بهبود و توسعه واحدهای گوگردزدائی گردیده است:

- کاهش عمر مفید کاتالیزوهای واحدهای فرآیندی
- کاهش کیفیت فرآورده‌های پایانی در اثر تغییر رنگ و ایجاد بوی نامطلوب
- کاهش عمر مفید روغن‌های روان کننده
- آلودگی اتمسفر (هوا) در نتیجه تشکیل SO_2 و SO_3 ناشی از سوختن سوخت‌های نفتی
- آرام‌سوزی فرآورده‌های نفتی بواسطه وجود گوگرد
- خوردگی تجهیزات مصرف کننده سوخت
-

شاید بتوان گفت یکی از مهمترین واحدهائی که قابلیت مصرف فرآورده‌های نفتی را به شدت تحت تاثیر قرار می‌دهد واحدهای جداسازی گوگرد و ترکیبات گوگرددار از انواع محصولات و فرآورده‌های نفتی هستند. عملاً کلیه نفت خام‌های شناخته شده در کره زمین، دارای گوگرد هستند. نفت‌های به دست آمده از آمریکای جنوبی و خاورمیانه و خاور نزدیک به طور متوسط دارای گوگرد بیشتری است. در نفت‌های خام ایران، گوگرد استخراج شده از ۱٫۲۲ درصد در نفت هفت گل تا ۲٫۴۶ درصد در نفت خارک تغییر می‌کند. نفت‌های اروپای شرقی، خاور دور، هند، پاکستان و برمه به طور متوسط از نفت‌های خام سایر نقاط، کم گوگردتر هستند. نسبت درصد گوگرد زیاد در اکثر فرآورده‌های نفتی، مضر است و حذف یا تبدیل آن‌ها به مواد بی ضرر، قسمت‌های مهم کار پالایشگاه‌ها را تشکیل می‌دهد. محتوای گوگرد در انواع نفت خام در ضمیمه این کتاب ارائه گردیده است. به طور کلی ترکیبات گوگردی موجود در نفت خام به گروه‌های زیر تقسیم بندی می‌شوند:

- گوگرد خالص آزاد
- مرکاپتان‌ها و تیول‌ها (R-SH)

- سولفید هیدروژن

- سولفیدها

- دی سولفیدها (R-S-S-R)

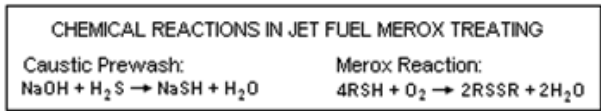
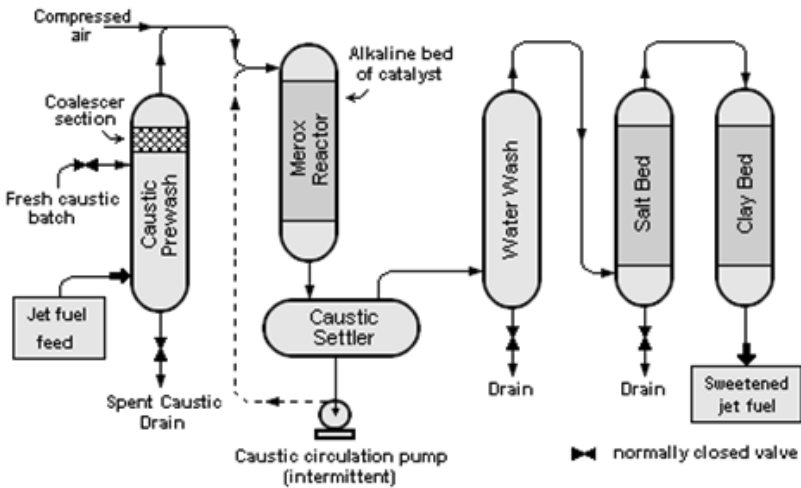
قسمت اعظم H_2S در موقع تقطیر نفت در درجات حرارت ۳۳۰ تا ۴۰۰ درجه فارنهایت از نفت خارج می شود و بخش باقی مانده گوگرد را به طرز بسیار زیادی مرکاپتان ها تشکیل می دهند. ویژگی اصلی برش های حاوی مرکاپتان وجود گوگرد در زنجیره هیدروکربنی است.

بطور کلی تکنولوژی مرکاپتان زدایی از برش های نفتی در پالایشگاه های مدرن شامل فرآیندهای زیر می باشد:

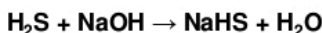
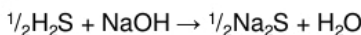
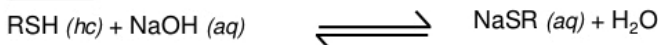
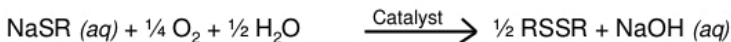
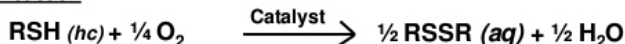
- DMD :Demercaptanization of distillate
- DMC :Demercaptanization of condensate
- Merox Treater

فرآیندهای DMC & DMD جهت حذف مرکاپتان ها و H_2S و CS_2 از محصولات میان تقطیر نفتی مانند نفتا، بنزین، گازمایع و نفت خام روشی اقتصادی و مطلوب است. در این فرایند با استفاده از محلول کاستیک، مرکاپتان های سبک از برش نفتی حذف و مرکاپتان های سنگین خورنده و فعال به دی سولفیدها تبدیل می شوند. طی این فرایند با استفاده از محلول کاستیک با غلظت حدود ۱۵ تا ۲۵ درصد مرکاپتان ها و H_2S و CS_2 حذف و مرکاپتان های سنگین فعال به ترکیبات آلی پایدار و غیرسمی تبدیل می شوند. در این فرایند از کاتالیست های هموزن که غیرسمی، پایدار و نسبتاً ارزان قیمت هستند استفاده می شود. هزینه های ساخت این فرایند بسیار پایین است. با بررسی های انجام شده روی واکنش های گوگردگیری با هیدروژن مشخص شده است که مرکاپتان ها، سولفیدها و دی سولفیدها به سهولت جدا می شوند و هیدروکربن های بدون گوگرد توام با H_2S تولید می کنند، در حالی که گوگردگیری از تیوفن ها، بخصوص مشتقات بنزوتیوفنی و دی بنزوتیوفنی دشوار است. درحوزه محتوای گوگرد فرآورده های نفتی، تاکنون استانداردهای یورو (Uro Fuel Standard) در تولید انواع سوخت، توسعه و تجهیز این بخش از فرآیندهای پالایشگاهی را به شدت تحت تاثیر قرار داده است.

فرایند دوم برای پاره‌ای از فرآورده‌های حساس و شامل محدودیت‌های زیست‌محیطی، گوگرد زدائی به روش تصفیه مراکس است. این فرآیند در برخی موارد ویژه، برای اکسیداسیون مرکاپتان‌ها (ترکیبات هیدروکربنی عمدتاً بنزین گوگرددار R-SH) به بنزین فاقد گوگرد و باارزش و همچنین اصلاح نفت سفید و سوخت جت و یا حذف سولفید هیدروژن، مرکاپتان‌ها و سایر ترکیبات گوگرددار از گاز مایع (LPG) نیز استفاده می‌شود. نمودار زیر کاربرد این فرآیند را برای سوخت جت نشان می‌دهد.

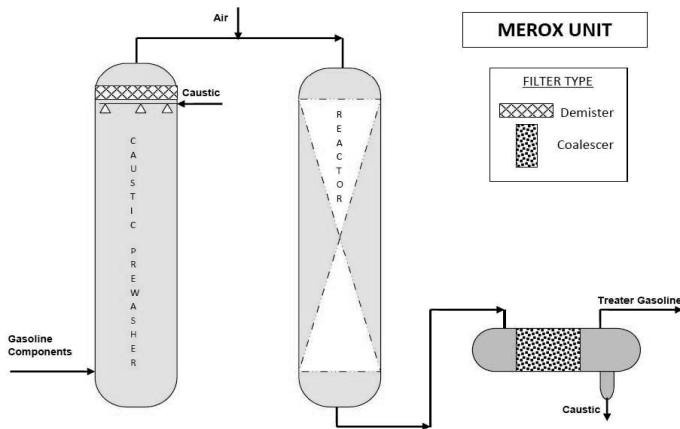


در این فرآیند، اکسیداسیون ترکیبات گوگرددار به ترکیبات آلی تحت واکنش‌های کاتالیستی Mercox صورت می‌پذیرد. واکنش‌های آماده‌سازی با کاستیک و در پی آن انجام واکنش مراکس بصورت زیر می‌باشند.

PREWASH REACTIONS**MEROX REACTIONS**ExtractionRegenerationOverall Reaction

بعنوان مثال برای گوگردزدائی بنزین در این فرایند، بنزین سبک برای گوگردزدایی وارد این واحد می‌گردد. در این واحد بنزین سبک ابتدا وارد برج می‌شود. این ظرف محل واکنش کاستیک (NaOH) با مرکاپتان (R-SH) موجود در بنزین است. نحوه عمل بدین صورت است که در این ظرف مقداری کاستیک وجود دارد، هنگامیکه بنزین مرکاپتان دار وارد این ظرف می‌شود، با کاستیک ترکیب شده و طی یکسری واکنش‌ها، مرکاپتان به دی‌سولفاید (R-S-S-R) تبدیل می‌شود و به‌طور همزمان فرایند اکسیداسیون مرکاپتان‌ها تحت واکنش‌های شیمیایی کاتالیستی (Merox) صورت می‌گیرد. با استفاده از واکنش‌های مراکس در مجتمع‌های پالایشگاهی به الزامات کیفیتی استانداردهای یورو ۴ و یورو ۵ برای فرآورده‌های بنزین و نفتگاز و سایر فرآورده‌ها می‌توان دست یافت.

شکل زیر، نمای کلی مسیر بنزین سبک در واحد یاد شده را نشان می‌دهد.



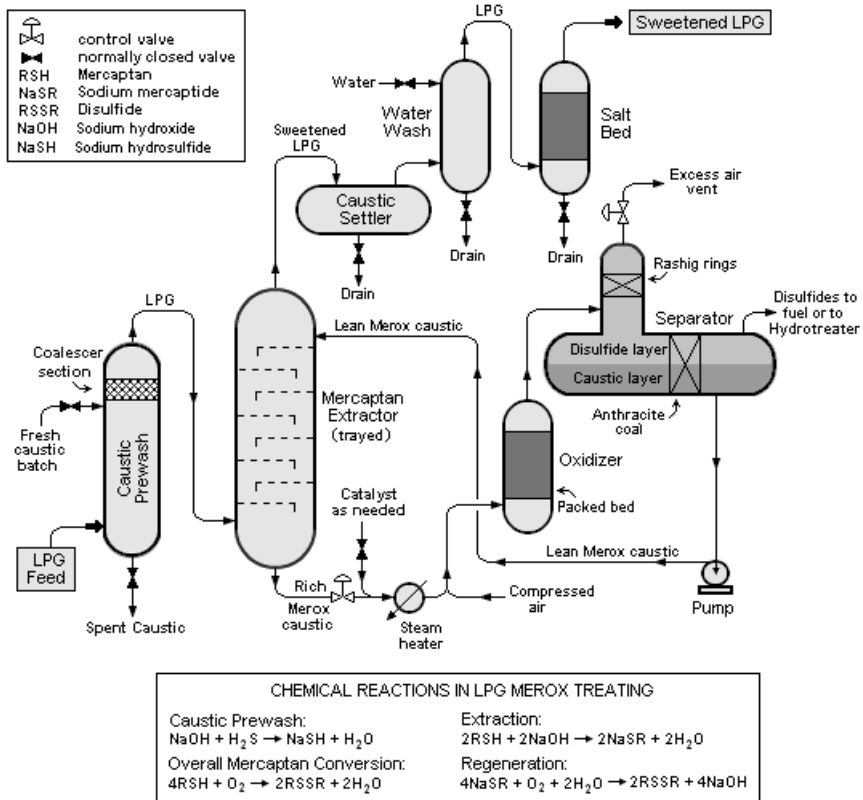
ظرف تماس بنزین و کاستیک به منظور اکسیداسیون، از تکه های حلقوی از جنسی شبیه کربن که به راشیگ رینگ (Rashing Ring) موسوم هستند، پر شده است که این قطعات جهت زیاد کردن سطح تماس مواد، برای انجام واکنشهای گروه دوم به کار می روند.

واحد تصفیه مراکس گاز مایع

LPG Merox Unit

واحد تصفیه گاز مایع (LPG Merox)، یکی از واحدهای پائین دستی واحد شکست کاتالیستی بستر سیال یا RFCC است که وظیفه تصفیه و جداسازی سولفید هیدروژن، مرکاپتانها و سایر ترکیبات گوگرد دار را از محصول گاز مایع تولیدی به عهده دارد. در این واحد از محلول کاستیک جهت فرایند شیرین سازی گاز مایع استفاده می شود و به طور همزمان فرایند اکسیداسیون مرکاپتانها تحت واکنش های شیمیایی کاتالیستی (Merox) صورت می گیرد. محصول اصلی این واحد گاز مایع تصفیه شده است که جهت تفکیک و جداسازی پروپیلن به واحد بازیافت پروپیلن فرستاده می شود و محصول فرعی

آن دی‌سولفیدی است که بواسطه فرایند مراکس به میزان کم تولید می‌شود. نمودار فرآیندی ذیل، تکنیک Mercox برای فرآورده LPG را توأم با واکنش‌های صورت پذیرفته دراین واحد نشان می‌دهد.

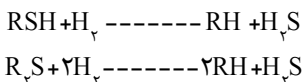


واکنش کاستیک با سولفید هیدروژن در بخش پیش شستشو و واکنش مرکاپتان‌ها با کاستیک در بخش استخراج و واکنش کلی مرکاپتان‌ها با اکسیژن و تولید دی‌سولفیدها را می‌توان مجموعه‌ای از واکنش‌های اختصاصی گوگردزائی از گاز مایع دراین واحد یا همان روش مراکس دانست.

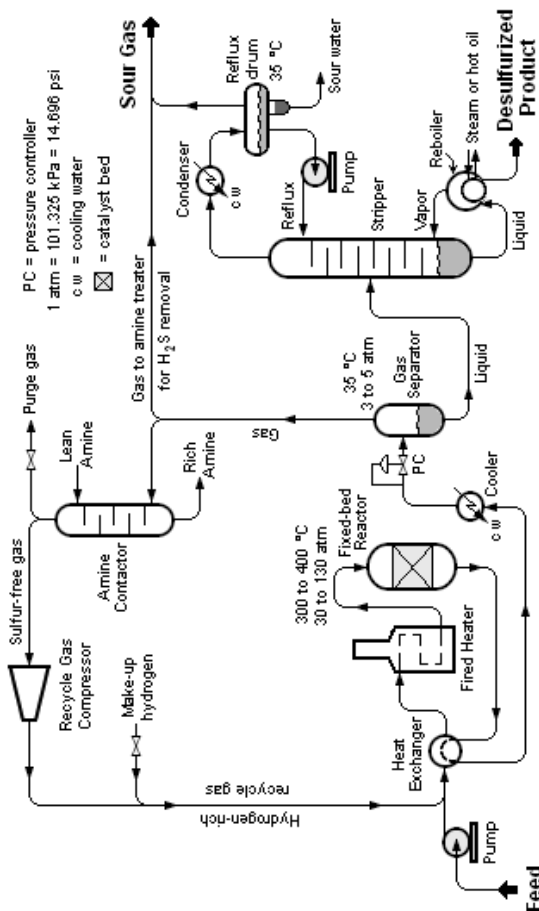
واحد تصفیه هیدروژنی نفتا

Naphtha Hydrotreater Unit (NHT)

از جمله موادی که در فرمول بندی نهائی بنزین مورد استفاده واقع می‌گردد برش‌هایی از نفتای سبک و سنگین (Naphtha) می‌باشد. نفتای سنگین به دسته‌ای از هیدروکربن‌ها با فراریت و اشتعال پذیری بالا اطلاق می‌گردد که در تقطیر نفت خام بین گازهای سبک مانند ال پی جی و نفت سفید قرار داشته و حاصل می‌گردد. نفتای استحصال شده از نفت خام حاصل از عملیات برج‌های تقطیر دارای گوگرد بوده و درجه آرام‌سوزی پایینی دارد لذا می‌بایست در واحد تصفیه نفتا توسط گاز هیدروژن و در مجاورت کاتالیزور نیکل مولبیدن تصفیه شده و مواد گوگرد دار آن به صورت گاز سولفید هیدروژن جدا شود.



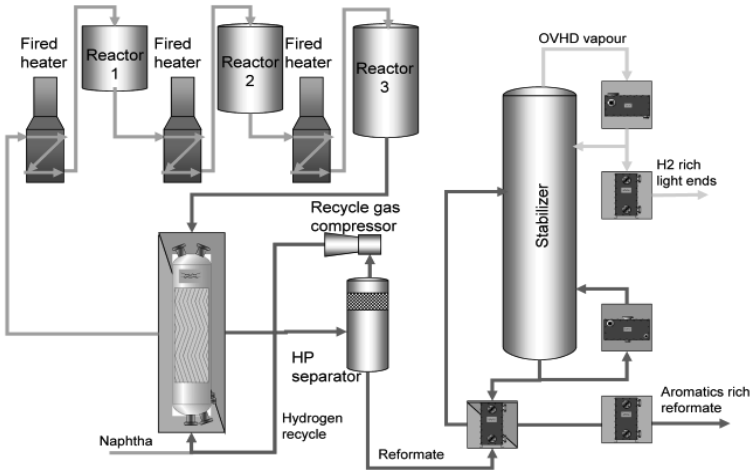
محصول اصلی این واحد نفتای بدون گوگرد است که جهت افزایش اکتان و تولید ریفرمیت به قسمت تبدیل کاتالیستی ارسال می‌شود. شکل زیر فرآیند کلی گوگردزدائی از انواع فرآورده‌های نفتی مانند نفتای سنگین، نفتای سبک، سوخت دیزل یا نفتگاز نفت سفید و سوخت جت را نشان می‌دهد. فاز Sour gas و Sour water بعنوان فاز گوگرد تفکیک شده بوده و در نهایت فاز فرآورده فاقد گوگرد تحت عنوان Desulfurized product حاصل خواهد گردید. همانگونه که در این نمودار جریان فرایندی نشان داده شده است بخش تصفیه با آمین جهت گوگردزدائی از فاز گاز جاری در فرایند سرویس‌دهی می‌نماید.



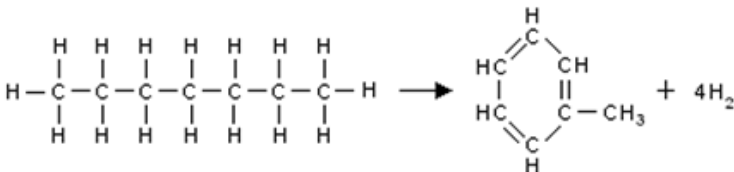
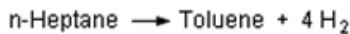
بطور کلی در واحد هیدروتریتور یا تصفیه نفتا با استفاده از ترکیب نمودن هیدروژن با محتوای گوگرد در مجاورت کاتالیزور، از نفتای سنگین حاصل از برج تقطیر گوگردزایی می‌شود. همانگونه که بیان گردید خروجی نفتای بدون گوگرد به منظور افزایش عدد اکتان به واحد تبدیل کاتالیستی ارسال می‌شود. همین فرآیند برای جریان نفتای سبک سبب تولید نفتای سبک بدون گوگرد گردیده که نفتای سبک گوگرد زدانی شده با هدف حذف آلاینده بنزن و خطی کردن بخشی از آن و افزایش عدد اکتان به واحد ایزومریزاسیون ارسال می‌شود.

واحد تبدیل کاتالیستی نفتا

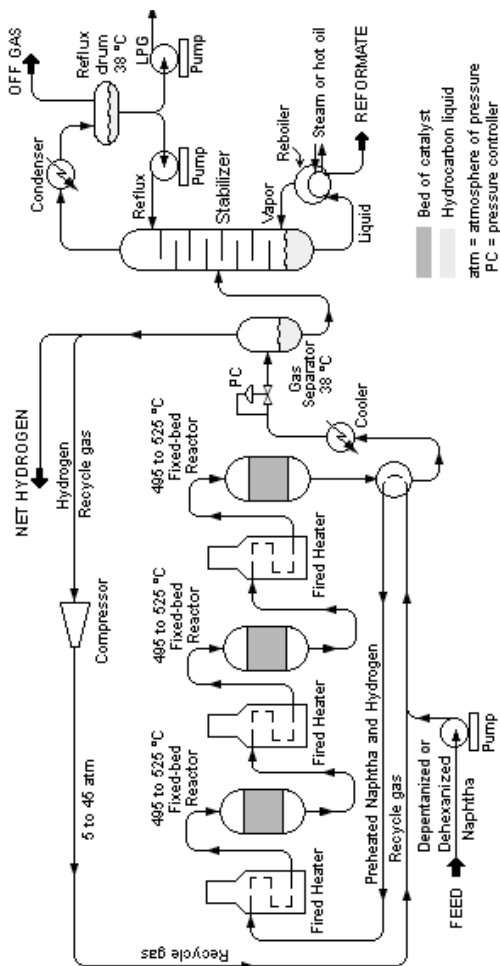
Naphtha Catalytic Reforming Unit



خوراک این واحد نفتای سنگین گوگردزدائی شده ارسالی از واحد هیدروترتینور نفتای سنگین است. پس از فرآیند تصفیه هیدروژنی نفتا NHT، در واحد تبدیل کاتالیستی نفتای سنگین ضمن افزایش اکتان، نفتای تصفیه شده تحت دما و فشار معین در چند راکتور در مجاورت کاتالیزور پلاتین دار، بر اثر فعل و انفعالات شیمیائی تغییر ساختار داده و به ترکیبات با عدد اکتان ۱۰۰ تحت عنوان ریفرمیت (Reformat) تبدیل می شود. علاوه بر تولید ریفرمیت غنی از آروماتیک (Aromatic Rich Reformat) در کنار تولید محصول اصلی، دو محصول جانبی گاز مایع و هیدروژن نیز تولید می شوند.



در طراحی‌های اخیر پالایشگاه‌ها، ریفرمیت حدود ۳۵ درصد از کل بنزین منطبق بر استاندارد یورو دریک پالایشگاه است. واحدهای تبدیل کاتالیستی در یک پالایشگاه مجهز به دستگاه احیاء مداوم کاتالیست هستند. توجه به این نکته که واحد تبدیل کاتالیستی نفتا در پائین دست واحد تصفیه هیدروژنی نفتا قرار دارد هدف واحد تبدیل کاتالیستی که همان افزایش عدد اکتان نفتا است را مطرح می‌نماید. نمودار فرایند این واحد در شکل زیر نشان داده شده است.

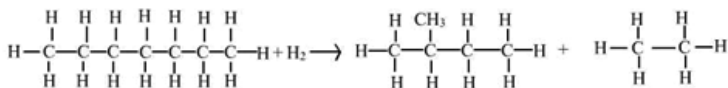


از لحاظ سنتتیک واکنش، این واحد دارای کاتالیستی ویژه است که برای تبدیل طیفی از نفتا به محصولات بهینه با اکتان بالا استفاده می شود. در این واحد ضمن حذف اتم هیدروژن از ساختار آلکان های سنگین، بنزینی با اکتان بهبود یافته تر تولید می شود. یکی از تولیدات جانبی واحد اصلاح کاتالیستی، گاز هیدروژن است که در واحدهای هیدروتربیتور (تصفیه نفتا از گوگرد) و هیدروکراکر (شکست هیدروکربن ها در مجاورت هیدروژن) استفاده می شود.

واحد ایزومریزاسیون

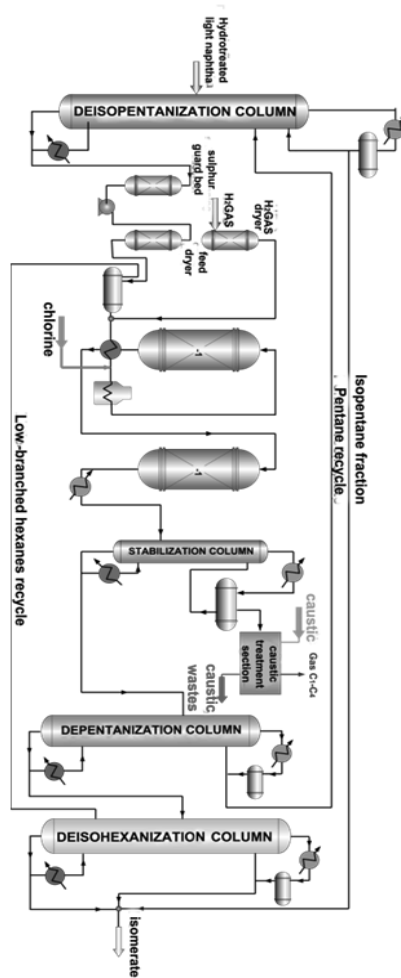
Isomerization Unit

خوراک این واحد نفتای سبک رسیده از واحد هیدروتربیتور نفتای سبک است. از لحاظ مطلوبیت اکتان، فرآورده های نفتی زنجیری دارای اکتان پایین بوده و برای مصرف در بنزین موتور مناسب نیستند. فرایند ایزومریزاسیون جهت تبدیل نفتای سبک (Light Straight Run Naphtha) به ایزومریت (Isomerase) یا هیدروکربن های شاخه دار آن مورد استفاده قرار می گیرد. هیدروکربن های شاخه دار از نظر سوختن کیفیت بالاتری دارند و عدد اکتان آنها بالاتر است.



به عنوان مثال هپتان نرمال که هیدروکربن خطی و زنجیری است و هفت اتم کربن دارد دارای عدد اکتان صفر بوده در حالیکه ایزواکتان با دارا بودن هشت اتم کربن که هیدروکربنی با سه شاخه است دارای عدد اکتان ۱۰۰ است. به طور کلی این واحد، مولکول های خطی را به مولکول های شاخه دار که دارای اکتان بالاتری هستند، تبدیل کرده و محصول مورد نظر را جهت اختلاط به درون واحد آلکیلاسیون هدایت می کند. خوراک این فرآیند هیدروکربن های پارافینی ۵ و ۶ کربنه می باشد که به کمک کاتالیست های آلومینیوم کلراید و پلاتین به ترکیبات شاخه دار (ایزومر) این هیدروکربن ها تبدیل می شوند. افزایش

تقاضا برای بنزین با عدد اکتان بالا از یک سو و الزام استانداردهای کیفی و زیست‌محیطی از سوی دیگر سبب شده است که شرکت‌های پالایشی بعد از تصفیه هیدروژنی نفتای خروجی از برج تقطیر، این برش هیدروکربوری را به دو جریان نفتای سبک و سنگین جدا نمایند. بعد از آن برش سبک را به‌عنوان خوراک واحد ایزومریزاسیون و برش سنگین را نیز به‌عنوان خوراک واحد تبدیل کاتالیستی استفاده نمایند. شکل زیر نمودار اصلی فرآیند این واحد را با هدف تولید ایزومریت نشان می‌دهد.



بطور خلاصه هدف از واحد ایزومریزاسیون (Isomerization) تبدیل نفتای سبک عاری از گوگرد با عدد اکتان کمتر از ۷۰ در یک راکتور کاتالیستی با کاتالیزور پلاتین بر پایه زئولیت به بنزین ایزومریت بر پایه پارافین‌های شاخه‌دار با عدد اکتان طراحی ۸۶ و با کیفیت بسیار عالی که در ایران اصطلاحاً به بنزین سبزی یا سوپر معروف شده، است.

بنزین تولیدی این واحد فاقد هر نوع بنزن و آروماتیک بوده و عمدتاً شامل ترکیبات پارافینی شاخه‌دار است و به همین دلیل می‌تواند با هر نسبتی با سایر بنزین‌های تولیدی پالایشگاه مخلوط شود.

واحد شکست کاتالیستی با بستر سیال

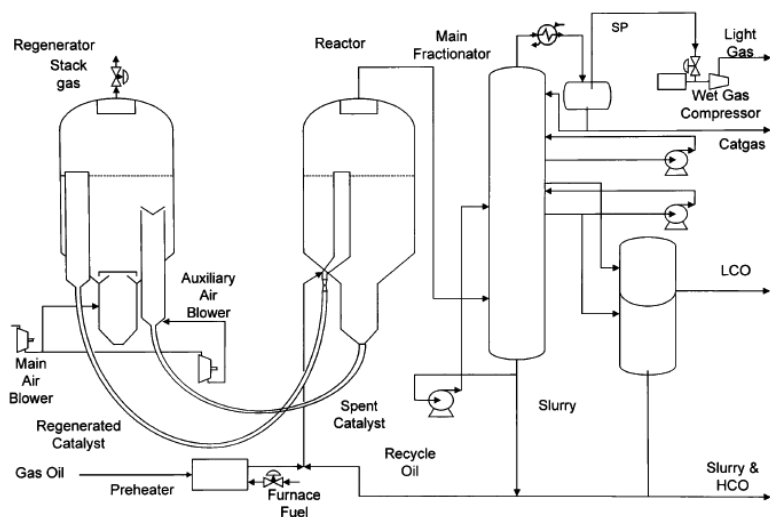
FCC (Fluid Catalytic Cracking Unit)

خوراک این واحد برش‌هائی شامل نفتگاز باتوم برج اتمسفریک و نفتگاز و برش‌های سبک بالای برج تحت خلاء می‌باشد. این واحد برش‌های سنگین‌تر برج تقطیردرخلاء را به برش‌های سبک‌تر و با ارزش‌تر مانند گازهای سبک قابل سوخت برای مصرف‌کننده‌های پالایشگاه، گاز مایع یا LPG، بنزین و نفتگاز سبک و سنگین تبدیل نموده و ارتقا می‌دهد. مهمترین و به‌نوعی فرآورده استراتژیک این واحد پالایشگاهی بنزین (Gasoline) است. اساس این روش شکست مولکول‌های سنگین در مجاورت کاتالیست سیال است. از میان سه نوع واحد شکست کاتالیستی (بستر ثابت، بستر متحرک و بستر سیال) تکنولوژی مبتنی بر بستر سیال از لحاظ عملیاتی از همه پیچیده‌تر و از مزایای ویژه نسبت به روش‌های بستر ثابت و بستر متحرک برخوردار است. شکل زیر جریانات کلی يك واحد FCC را نشان می‌دهد. واحد RFCC از ۳ بخش اصلی تشکیل شده است:

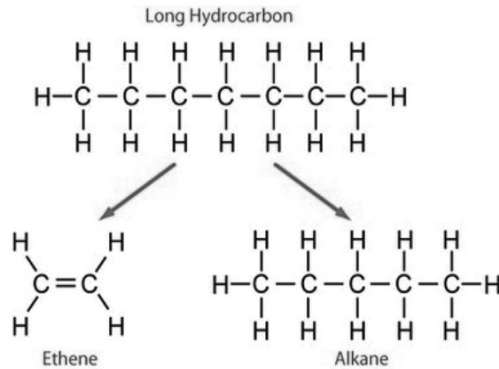
۱- بخش واکنش - احیاء و گازهای حاصل از احتراق

۲- بخش تفکیک اصلی

۳- بخش غنی سازی گاز



فعالیت مداوم عملیات واحیاء کاتالیست‌ها در احیا کننده (Regenerator)، تولید گرمای لازم برای واکنش هیدروکراکینگ بوسیله احتراق کک در قسمت محفظه احیاء و سادگی تجهیزات از مزایای این روش است. در این روش برش‌های سنگین مواد هیدروکربنی در مجاورت کاتالیست به برش‌های سبک و کک تبدیل شده و کک رسوب کرده در سطح کاتالیست در قسمت احیاء کاتالیست سوزانده می‌شود. بطور خلاصه واحد شکست کاتالیستی بستر سیال (RFCC) به منظور تبدیل مخلوطی از نفت کوره تصفیه شده واحدهای تقطیر، گازوییل سنگین واحدهای تقطیر یاد شده و ته ماند واحد تقطیر اتمسفریک به محصولات سبکتر و با ارزش مانند گاز مایع، بنزین و دیزل سبک طراحی و ساخته شده است.

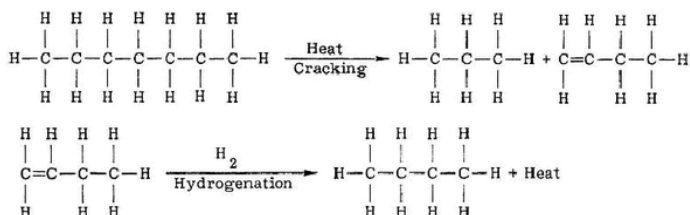


بوتن های تولیدی این واحد تحت عنوان رافینیت خوراک واحد آلکیلاسیون شده تا در تولید ایزواکتن ها مشارکت نموده و تولید آلکیلات جهت اختلاط با بنزین نماید. نفتای سبک این واحد پس از تصفیه هیدروژنی به عنوان بنزین تولیدی FCC و دارای مشخصات استاندارد پیرو ۴ می تواند به بازار عرضه شده و یا در اختلاط بنزین شرکت نماید. محصول دوم این واحد گاز مایع است که به واحد (Mercox unit) و پروپیلن آن به واحد پروپیلن (PRU unit) ارسال می شود. سوخت دیزل تولیدی این واحد به سمت مخازن نگهداشت و ارسال جهت بازار مصرف می شود. نفت کوره، از دیگر محصولات سنگین این واحد است.

واحد شکست هیدروژنی

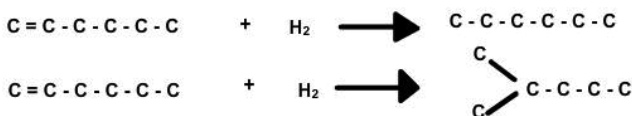
Hydrocracking Unit

این واحد که در پالایشگاه های ایران به نام واحد آیزوماکس (Isomax) نیز معروف می باشد، با استفاده از هیدروژن، برش های سنگین تر حاصل از برج تحت خلاء تحت عنوان iso feed یا گازوئیل سنگین برج خلاء را به برش های سبک تر و با ارزش بیشتر تبدیل می کند. در این روش در مجاورت و روی بستر کاتالیزور (پایه آلومینا سیلیکا همراه با فلزات نیکل و مولیبدن) در دما و فشار بالا (حدود ۴۰۰ درجه سانتیگراد و فشار حدود ۲۵۰۰ پوند بر اینچ مربع)، اقدام به شکستن پیوند کربن-کربن و افزودن هیدروژن به جای پیوند شکسته شده می شود.

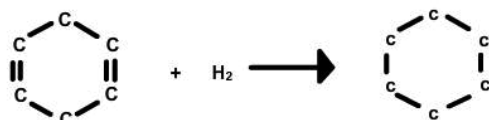


البته در این واحد، واکنش‌های سولفورزدائی (ترکیب گوگرد با هیدروژن و تولید H_2S)، نیتروژن زدائی (هیدروژنه شدن مواد نیتروژن دار و تبدیل ازت آنها به آمونیاک و خارج نمودن آن بوسیله آب)، اکسیژن زدائی (ضمن هیدروژنه نمودن بنیان OH در مواد و تولید آب و هیدروکربن)، هالوژن زدائی (هیدروژنه کردن مواد آلی هالوژن دار)، واشباع سازی آروماتیک‌ها و هیدروکراکینگ همزمان روی خوراک صورت می‌پذیرد.

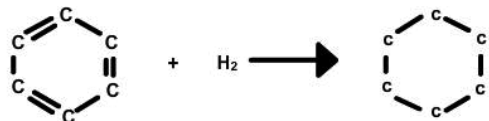
Olefin Saturation (Linear)



Olefin Saturation (Cyclic)

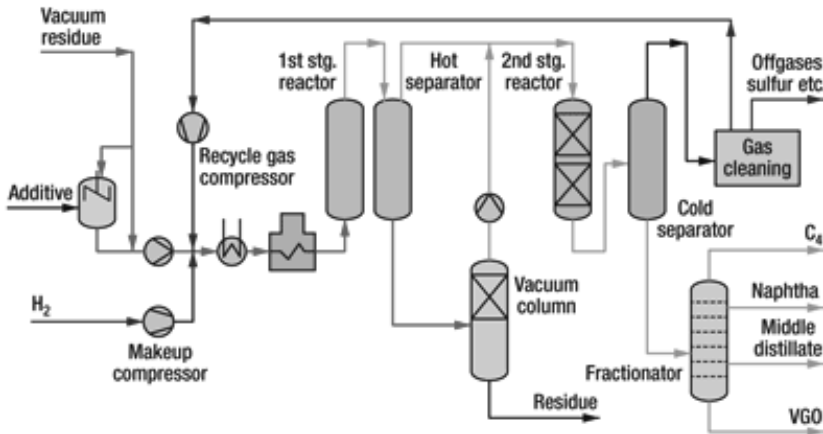


Aromatic Saturation

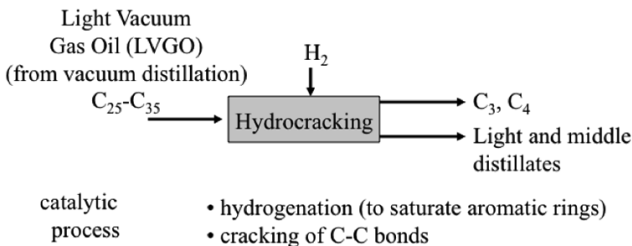


محصولات اصلی این واحد شامل گازهای سبک، گازمایع، بنزین هیدروکراکین، سوخت دیزل یا نفتگاز مرغوب و ایزوبوتان می‌باشد که ایزوبوتان یاد شده بعنوان خوراک واحد آلکیلاسیون جهت تولید بنزین آلکیلات مورد

استفاده قرار می‌گیرد. در یک پالایشگاه، ایجاد این واحد منجر به تولید کمتر سوخت‌های سنگین مانند انواع نفتکوره خواهد شد. شکل زیر نمودار فرآیندی این واحد را نشان می‌دهد.



بطور خلاصه واحد هیدروکراکر یا آیزوماکس با استفاده از هیدروژن، خوراک سنگین دریافتی از واحد تقطیر در خلاء را در مجاورت کاتالیست تحت فرایند شکست مولکولی به محصولات با ارزش‌تر یاد شده در فوق تبدیل می‌کند. این توضیح در بلوک نشان داده شده در ذیل قابل مشاهده است.

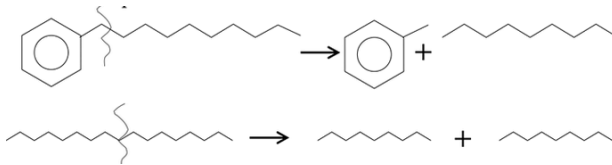


برای کشورهایی که نیاز به تولید نفت کوره ندارند، واحد هیدروکراکر از اهمیت زیادی برخوردار است؛ زیرا علاوه بر تهیه محصولات نفتی مورد نیاز، مقدار زیادی از حجم نفت کوره تولیدی را کاهش می‌دهد.

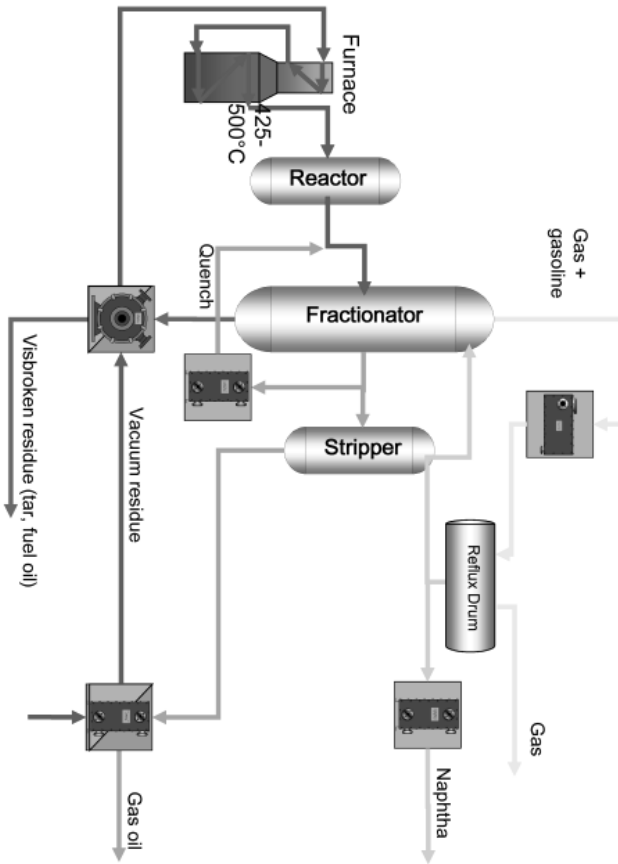
واحد غلظت شکن

Visbreaker Unit

تبدیل انواع ته ماند سنگین برج تحت خلاء (Vacuum residue) به هیدروکربن های سبکتر با استفاده از این فرآیند امکان پذیر است. این ته ماند که دارای ترکیبات سنگین هیدروکربنی است توسط واکنش شکست مولکول ها در اثر حرارت به مولکول های کوچکتر تبدیل می شود.



خوراک این واحد عمدتاً شامل برش های روغنی و سنگین تر برج تقطیر در خلاء و یا نفتگاز سنگین واحد تقطیر در اتمسفر و یا تقطیر در خلاء است. محصولات این واحد شامل گاز مایع، نفتای سبک و سنگین (بنزین خام)، نفت سفید (سوخت جت) و نفتگاز و برش های روغنی برای ساخت روغن می باشند. به دلیل افزایش هیدروژن به هیدروکربن های خوراک، بازدهی این واحد از نظر حجمی بالاتر از ۱۰۰ درصد حجمی می باشد. زیرا در اختیار بودن هیدروژن مازاد در حین واکنش بازده را به شدت ارتقاء می دهد. شکل زیر نمودار فرآیندی این واحد را نشان می دهد.

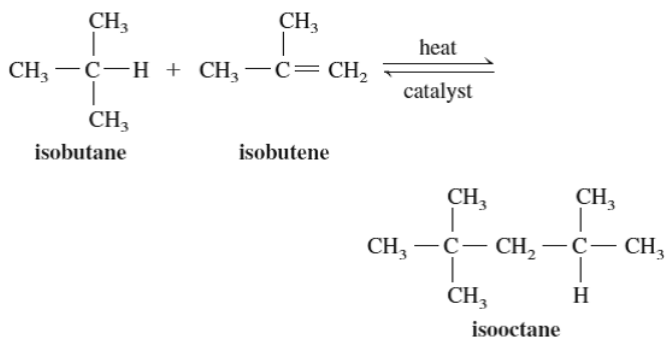


بطور کلی ته‌مانده برج تقطیر در خلاء، خوراک واحد کاهش گرانی (Visbreaker) است. در این واحد طی فرایند شکست حرارتی، مولکول‌های سنگین موجود در ته‌مانده خلأ شکسته شده و به محصول تازه که دارای گرانی پایین‌تری است تبدیل می‌شود. این فرایند به کاهش مصرف محصولات میان تقطیر برای تنظیم گرانی نفت کوره کمک می‌کند. سایر محصولات این واحد، بنزین نامرغوب و گازهای سوختنی است که به مصرف سوخت پالایشگاه می‌رسند.

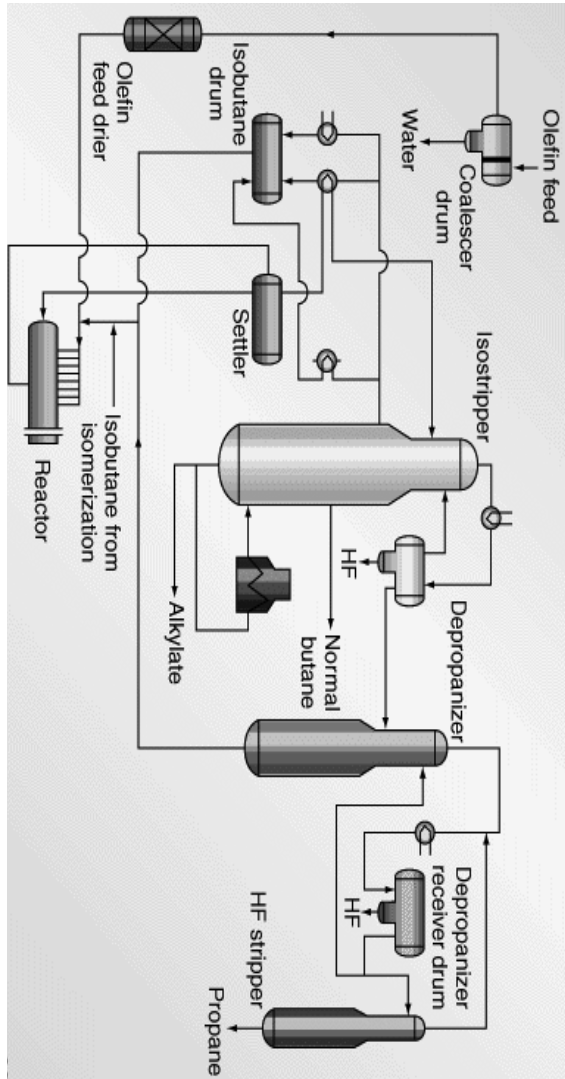
واحد آلکیلاسیون

Alkylation Unit

افزایش یک گروه آلکیل به هر ترکیب، یک واکنش آلکیل‌دار کردن است. در واحدهای پالایشگاهی واژه آلکیلاسیون به مفهوم واکنش الفین‌های با وزن مولکولی پایین با یک پارافین، به منظور تشکیل ایزو پارافین‌های دارای وزن مولکولی بالاتر به کار می‌رود. نیاز به سوخت‌های هواپیمایی با عدد اکتان بالا انگیزه خوبی برای توسعه فرآیند آلکیل‌دار کردن به منظور تولید بنزین‌های ایزوپارافینی با عدد اکتان بالاست. در واحد آلکیلاسیون یا آلکان‌سازی ضمن ترکیب و اختلاط مواد با اکتان پائین، اجزایی با عدد اکتان بالا تولید می‌کند.



در این فرآیند ایزوبوتان به همراه الفین‌هایی همانند پروپیلن و بوتن و یا مخلوط آنها در حضور کاتالیست اسیدی همچون اسید سولفوریک و یا اسید هیدروفلوئوریک به آلکیلات تبدیل می‌شود. شکل زیر نمودار فرآیند آلکیلاسیون را نشان می‌دهد.



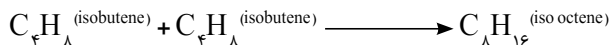
به طور معمول خوراک این واحد از واحدهای کاتالیستی بستر سیال تامین می‌گردد. آلکیلات (Alkylate) محصول این فرآیند بوده و در تولید بنزین‌های اکتان بالا مصرف می‌گردد.

واحد دیمریزاسیون

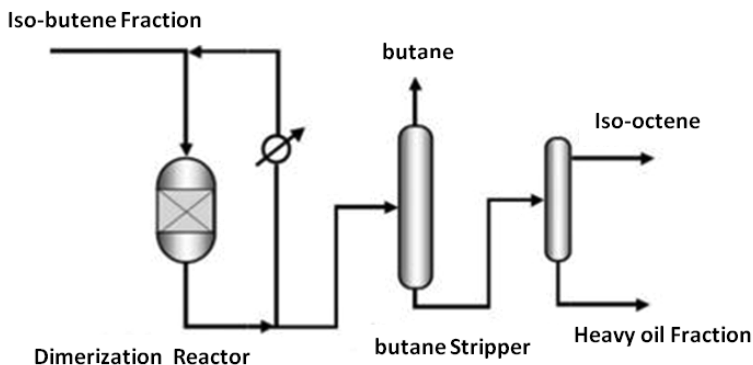
Dimerization Unit

یک مولکول دایمر، مولکولی است که از دو قطعه مانند هم بوجود آمده باشد. هر یک از این قطعات شبیه هم یک مونومر نامیده می‌شوند. چنانچه دو مونومر متیل CH_3 به یکدیگر متصل شوند یک مولکول اتان C_2H_6 که یک دایمر است ایجاد خواهد شد. به‌طور کلی فرایند اتصال دو قطعه همانند و تشکیل یک مولکول بزرگتر را دیمریزاسیون می‌نامند.

واحد دیمریزاسیون شبیه واحد آلکیلاسیون است با این تفاوت که به جای گروه آلکیلی برای جانشین‌سازی از گروه‌های دایمری استفاده می‌نماید. بعنوان مثال بوتن‌ها را می‌توان با دیمریزاسیون به ایزواکتان تبدیل کرد.



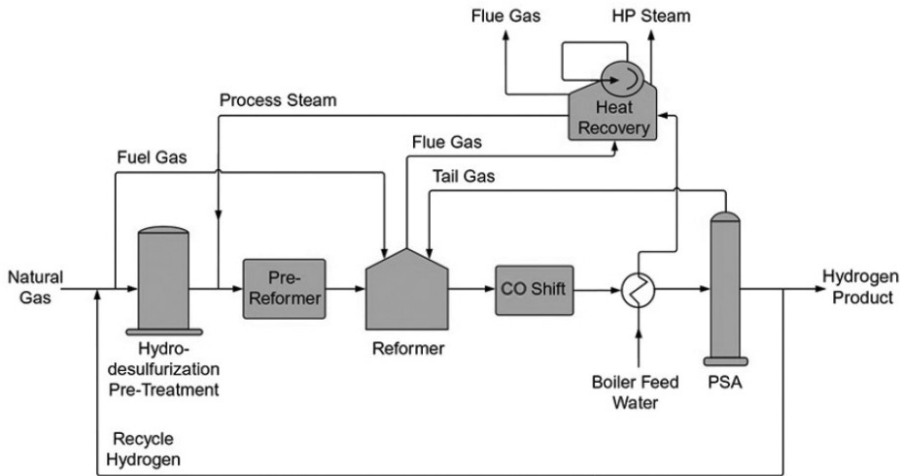
در این واحد الفین‌ها را با تکنیک دایمرکردن، به اجزای مخلوط بنزین با اکتان بالاتر تبدیل می‌نمایند. شکل زیر نمودار فرآیندی اصلی این واحد را نشان می‌دهد.



واحد تبدیل بخار

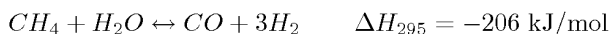
Reforming Steam Unit

این واحد، هیدروژن مورد نیاز برای واحدهای هیدروکراکر (آیزوماکس) و هیدروتريتور را تامین می‌کند. هیدروژن به‌عنوان جایگزین پیوندهای شکسته شده، به منظور تولید ترکیبات سبک می‌شود. تولید هیدروژن توسط واکنش‌هایی در حضور بخار آب ضمن تفکیک هیدروژن‌های موجود در خوراک‌های مختلف هیدروکربنی صورت می‌پذیرد. بیشتر واحدهای تولید هیدروژن، انعطاف‌پذیری استفاده از چندین خوراک هیدروکربنی مختلف را دارند. شکل زیر نمودار خلاصه این فرآیند را نشان می‌دهد.

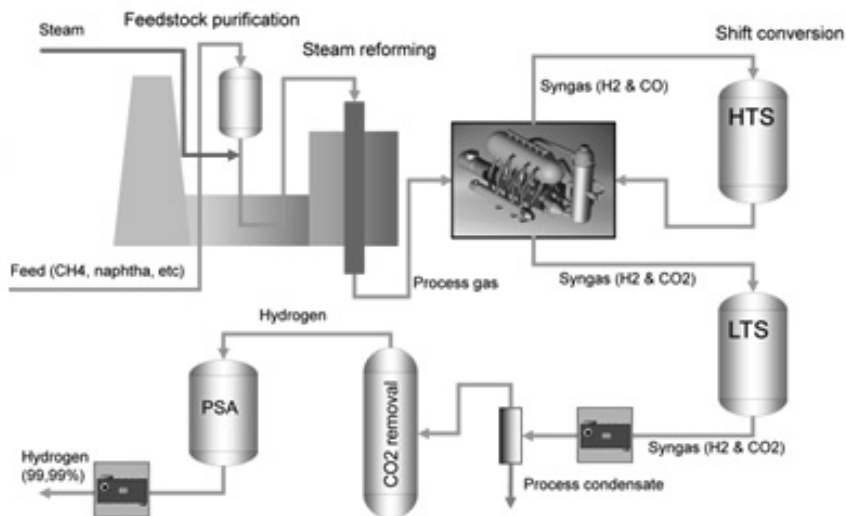


همانگونه که در شکل فوق دیده می‌شود سیستم خالص‌سازی PSA (Pressure Swing Adsorption) جهت افزایش درجه خلوص هیدروژن نیز در این واحد در نظر گرفته شده است. عمده محصول هیدروژن تولیدی این واحد برای استفاده در واکنش‌های هیدروکراکینگ به واحد آیزوماکس فرستاده می‌شود. به همین دلیل بالا بردن درجه خلوص هیدروژن اهمیت زیادی دارد. با توجه به اینکه محصول حاصل از واکنش تبدیل با بخار آب

و گازهای غنی از هیدروژن واحد تبدیل کاتالیستی و گاز تصفیه شده واحد آمین با فشار بالا علاوه بر هیدروژن دارای ناخالصی‌هایی نیز می‌باشند، این واحد علاوه بر بخش اصلی تولید هیدروژن، معمولاً دارای بخش تصفیه و افزایش خلوص هیدروژن (PSA unit) نیز می‌باشد. بطور خلاصه در واحدهای تولیدکننده گاز هیدروژن (HPU) با استفاده از واکنش گاز طبیعی و بخار آب در دمای حدود ۸۰۰ درجه سانتی‌گراد هیدروژن مورد نیاز سایر واحدهای پالایشی تولید می‌شود.



پس از تولید گاز هیدروژن جهت افزایش درجه خلوص آن از سیستم جذب تدریجی ناخالصیها تحت فشار (PSA) استفاده می‌شود و امکان افزایش خلوص گاز هیدروژن تولیدی را تا ۹۹٫۹۹ درصد را فراهم می‌کند. شکل زیر خلاصه کاملتری از فرآیند تولید هیدروژن را از یک خوراک هیدروکربنی پالایشگاهی (شامل گازهای متان و نفتا و ...) نشان می‌دهد.



واحد گاز مایع

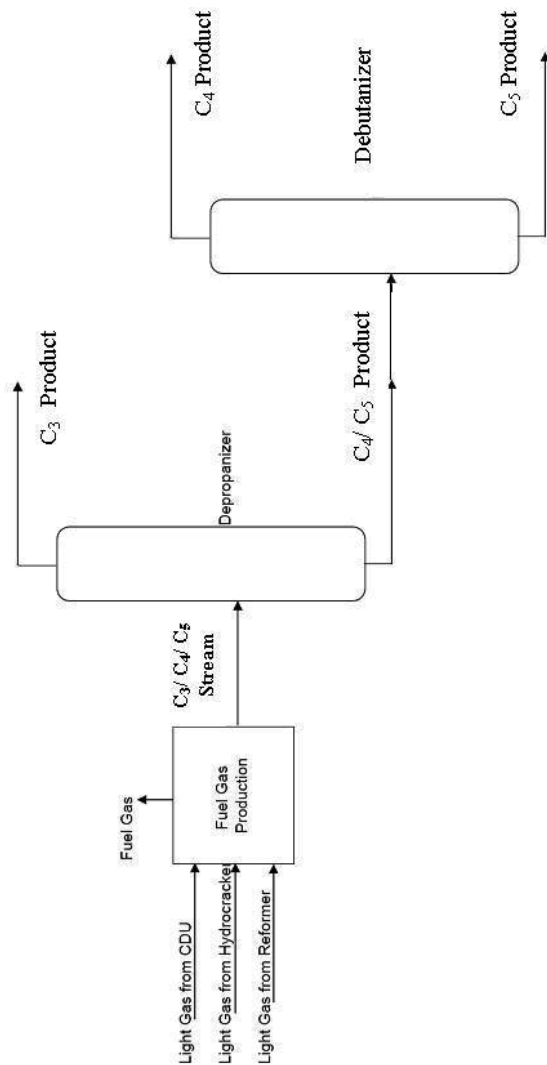
(Liquefied Petroleum Gas) LPG

واحد گاز مایع (LPG Recovery) جهت تفکیک گازهای سبکی طراحی شده است که از مجموعه واحدهای پالایشی یک پالایشگاه تولید می‌شود، بطوری که این گازها مخلوطی از متان، اتان، پروپان، بوتان و پنتان بوده و در این واحد در اولین مرحله گازهای متان و اتان از مخلوط گازی جدا شده و به مصرف سوخت در کوره‌های پالایشگاه می‌رسند. در مرحله دوم گازهای پروپان و بوتان و پنتان جداسازی و به طور جداگانه به مخازن کروی گاز مایع ارسال می‌شوند. همانگونه که قبلاً شرح داده شد گاز مایع یا ال پی جی عمدتاً به دو گاز هیدروکربنی بوتان و پروپان که در حالت مایع نگه داشته شود اطلاق می‌گردد. این گاز در دمای ۲۱ درجه سانتیگراد و فشار حداکثر ۸ کیلوگرم بر سانتیمتر مربع به مایع تبدیل می‌شود و در زمان تولید فاقد رنگ و بو و حتی مزه بوده که برای ایمنی بیشتر جهت شناسایی نشستی هنگام مصرف، به آن ترکیبات گوگرددار به نام مرکاپتان شامل اتیل و متیل مرکاپتان اضافه می‌شود.

در این واحد سه برج:

- اتان زدا (Deethanizer)
- پروپان زدا (Depropanizer)
- بوتان زدا (Debutanizer)

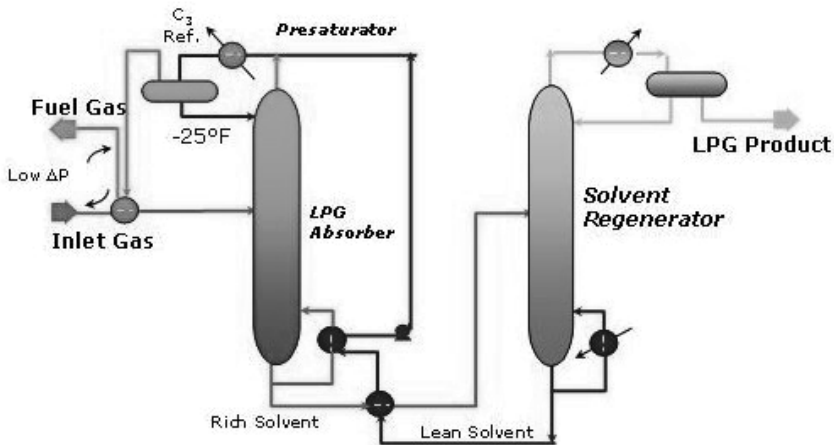
وجود دارد که در هر یک از این ستون‌های تقطیر نسبت به جداسازی برش‌ها بر اساس نقطه جوش اقدام می‌گردد. خوراک این واحد شامل ترکیبات یک تا ۵ کربنه شامل ارسالی‌ها از واحدهای تقطیر، تبدیل کاتالیستی و آیزوماکس بوده که به واسطه وجود برج‌های فوق ترکیبات اتان، پروپان، بوتان و پنتان از یکدیگر جدا می‌شوند. شکل زیر نمودار فرآیندی این واحد را نشان می‌دهد.



بطور خلاصه منشاء تولید این گاز، گاز مایع تولیدی در واحدهای تبدیل کاتالیستی و واحدهای تقطیر و هیدروکراکر و بنزین سازی است. لذا پس از جمع‌آوری و هدایت به واحد ال‌پی‌جی، گازهای سبک جهت سوخت

پالایشگاه از آن تفکیک شده و گاز دارای هیدروکربن‌های سه و چهارکربنه پروپان و بوتان جهت مصارف بخش‌های مختلف صنعتی و حمل و نقل ذخیره و توزیع می‌شوند.

واحدهای گاز مایع با انجام فشرده‌سازی، ضمن تنظیم فصلی ترکیب درصد گاز مایع، موجب تولید گاز مایع جهت مصارف مختلف می‌شود. زیرا گاز مایع شامل طیفی از هیدروکربن‌های بسیار سبکی است که در ضمن عملیات پالایش نفت خام، از مواد سبک بالاسری برج‌های تقطیر به دست می‌آیند. نکته اساسی در فهم چگونگی توزیع گاز مایع این مطلب است که ترکیبات گازمایع در دمای محیط نیاز به فشرده سازی سخت و هزینه بر نداشته و فشرده‌سازی آن با سیستم‌های ساده قابل حصول است.

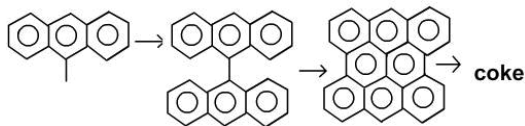


گازهای بالاسری برج اتان زدا به لحاظ داشتن H_2S جهت شیرین‌سازی به واحد آمین ارسال و پروپان و بوتان تشکیل دهنده این گاز با آمین مجاور شده، شسته می‌شود تا H_2S آن حذف شود. شستشوی با سود کاستیک (Caustic) نیز موجب تنظیم PH جریان گازها خواهد گردید. شکل فوق نمونه‌ای از فرآیند جداسازی گازهای سبک از گازمایع را به روش استخراج با حلال درجهت ارتقاء کیفیت گاز مایع و ایجاد قابلیت مصرف آن نشان می‌دهد.

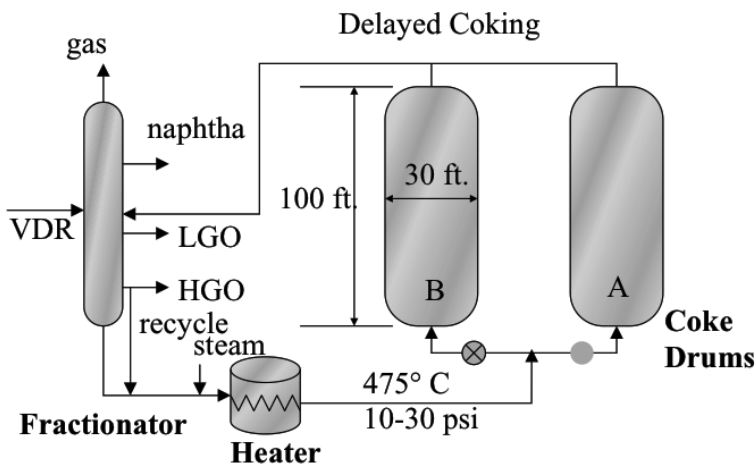
واحد کک سازی

Coking Unit

باقیمانده نفت خام برج تقطیر در خلاء (Vacuum Residuum) یا VDR در واحد کک‌سازی به کمک گرما شکسته می‌شود و در نتیجه جداسازی مواد سبک‌تر شامل گازهای سبک، بنزین و نفتگاز، کک نیز تولید می‌شود.

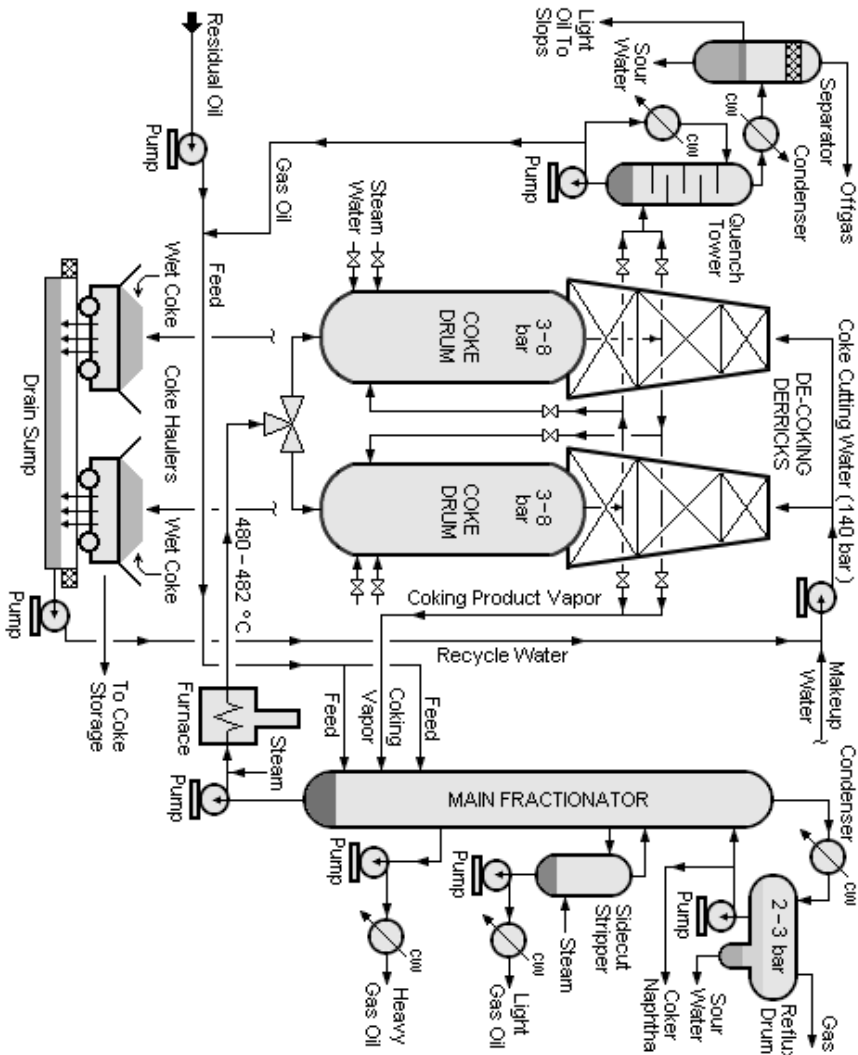


شکل زیر نمای خلاصه فرآیند ککینگ به روش تاخیری را نشان می‌دهد.



در کک تولیدی، مواد فرّار و همچنین موادی با نقطه جوش بالا وجود دارد. برای جداسازی مواد فرّار از کک نفتی، باید آن را در دمای ۴۷۵ درجه سانتیگراد تکلیس کرد که این عمل در واحد کک‌سازی صورت می‌پذیرد. فرآیند ککینگ به سه روش ککینگ تاخیری (Delayed coking)، ککر سیال (Fluid coker) و

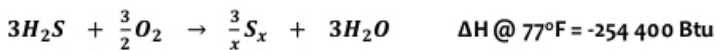
همچنین فلکسی ککر (Flexi coker) صورت می‌پذیرد که در اکثر پالایشگاه‌ها روش تاخیری بیشترین کاربرد را دارد. شکل زیر نمای کلی تر فرآیندی این واحد را نشان می‌دهد.



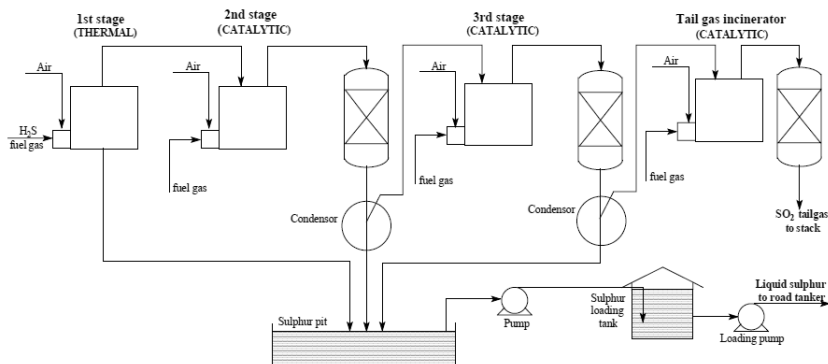
واحد بازیافت گوگرد

Sulfur Recovery Unit

در واحد گوگردسازی گازهای هیدروژن سولفور H_2S که در واحد تصفیه گازهای اسیدی با محلول آمین از گازهای پالایشگاه‌ها تصفیه شده‌اند با روش کلاوس (Claus) به گوگرد تبدیل می‌گردد. گوگرد تولیدی این واحد بعنوان محصول فرعی پالایشگاهی به بازار عرضه می‌گردد. منظور اساسی از طراحی و نصب این دستگاه‌ها در مجتمع‌های پالایش نفت خام در مرحله اول جلوگیری از آلودگی‌های هوا و حفاظت از محیط زیست است. بطور کلی فعل و انفعال کلاوس بر مبنای سوخت مقداری از گاز H_2S با هوا قرار دارد. بطوریکه بایستی کنترل دقیق صورت گیرد تا نسبت H_2S/SO_2 برابر دو به یک بدست آید. سپس این گاز در دمای بالا بدون کاتالیست و در دمای پایین در مجاورت کاتالیست با یکدیگر ترکیب شده و تولید گوگرد یا سولفور می‌نماید. واکنش زیر واکنش عمومی این فرآیند می‌باشد.



بدین ترتیب بخار سولفور در مراحل سوزاندن گاز اسیدی و در مجاورت کاتالیست تولید می‌شود. پس از سرد شدن، مایع سولفور از سیستم خارج می‌گردد. شکل زیر نمودار فرآیندی این واحد را نشان می‌دهد.



بطور خلاصه طیف خوراک در واحدهای تولید و جامدسازی گوگرد، گاز سولفید هیدروژن که از واحدهای تصفیه گاز با آمین به دست می‌آید و همچنین گازهای خروجی واحدهای آب ترش است. در این واحد به روش فرایند کلاوس گوگرد تولید می‌شود. خوراک واحد ابتدا در یک کوره مخصوص در حرارت بالای ۱۱۰۰ درجه سانتیگراد تحت تبدیل حرارتی قرار گرفته و سپس در مجاورت کاتالیزور در یک راکتور دو مرحله ای به گوگرد مذاب آزاد تبدیل شده و پس از سردسازی و تبدیل به گوگرد جامد به بازار عرضه می‌شود.

واحد مخازن خوراک و فرآورده

Off Sites Tank-Farm

به طور کلی وظیفه این بخش از پالایشگاه‌ها، نگهداشتن خوراک (نفت خام) و فرآورده‌های تولیدی به منظور همسان‌سازی، کنترل کیفی و ذخیره‌سازی اولیه، جهت حجم‌رسانی و اقدام به برنامه‌ریزی توزیع است. واحدهای پالایشگاهی جهت نگهداری مواد اولیه مورد نیاز، انجام فرآیندهای میانی و پایانی و همچنین انبار کردن فرآورده‌های نفتی گوناگون نیازمند مخازن هستند. تعداد این مخازن به عواملی چند مانند دوری و نزدیکی پالایشگاه به منابع تامین خوراک و مقاصد توزیع فرآورده بستگی دارد. در واحد مخازن عملیات ذخیره‌سازی خوراک، محصولات تولیدی و فرآورده‌های میانی و همچنین اختلاط و انتقال آنها انجام می‌گیرد. مجموع مخازن موجود در این واحد، متفاوت است. تصویر زیر، نمونه‌ای از محوطه مخازن Tank Farm را نشان می‌دهد.



واحدهای یوتیلیتی

Off-Site Facilities and Utility Systems

واحدهای یوتیلیتی همانند برج‌های خنک‌کننده جهت خنک‌سازی آب مورد نیاز جهت خنک نمودن تجهیزات در مسیر جریان‌ات فرآیندی، واحد سختی‌گیری و آماده‌سازی آب جهت بخش‌های تولید بخار و تولید هیدروژن، واحد تولید بخار، واحد جمع‌آوری و تصفیه فاضلاب را به‌عنوان واحدهای یوتیلیتی در نظر می‌گیرند. وظیفه این واحدها تهیه آب و برق و بخار، و هوای فشرده جهت انجام فرایند و ابزار دقیق و سایر کاربردهای آنها است. تصویر زیر نمونه‌ای از یک برج خنک‌کننده، با سیکل گردش سیال خنک‌کننده (آب) را نشان می‌دهد. به عبارت دیگر، تعدادی از فرایندها در پالایشگاه‌ها مستقیماً در تولید سوخت‌های هیدروکربنی شرکت ندارند، بلکه نقش پشتیبانی ایفا می‌کنند. تعدادی از این واحدها عبارتند از:

واحدهای تأمین هوای فشرده شامل کمپرسورهایی است که قابلیت تولید هوای فشرده به میزان مورد نیاز واحدهای مختلف را دارا است. بخشی از هوای تولیدی با نقطه شبنم ۴۰- درجه سانتیگراد به مصرف ابزار دقیق و بخش دیگر با نقطه شبنم ۲۵- درجه سانتیگراد به مصرف هوای غیر ابزار دقیقی واحد می‌رسد.



واحد آب خنک‌کننده (CWS: Cooling Water Supply Unit) نیز آب مورد نیاز

برای خنک کردن دستگاه‌های دوار و کولرها و میدل‌های آبی را تأمین می‌کند از برج‌های بتونی نوع القائی (مانند تصویر زیر) تشکیل شده است. خوراک این واحد آب خام، آب برگشتی از کولرها و دستگاه‌های دوار واحدهای فرایندی و آب‌های خروجی از فیلترهای واحد بازیافت است.



واحدهای تصفیه و بازیافت آبهای آلوده، عملیات تصفیه پساب ناشی از فرایندهای پالایشی را انجام می‌دهد. آب تصفیه شده در این واحد جهت جبران تلفات آب در برج‌های آب خنک‌کننده به واحد آب خنک‌کننده هدایت می‌شود. مواد نفتی جدا شده نیز به مخازن سوخت ارسال می‌شود. واحد تصفیه آب خروجی از نمک زداهای واحدهای تقطیر را بازیافت می‌کند و آب بازیافت شده و مواد نفتی جدا شده از آن مجدداً به مصرف می‌رسد. تصویر زیر پاره‌ای از تجهیزات این واحد را نشان می‌دهد.

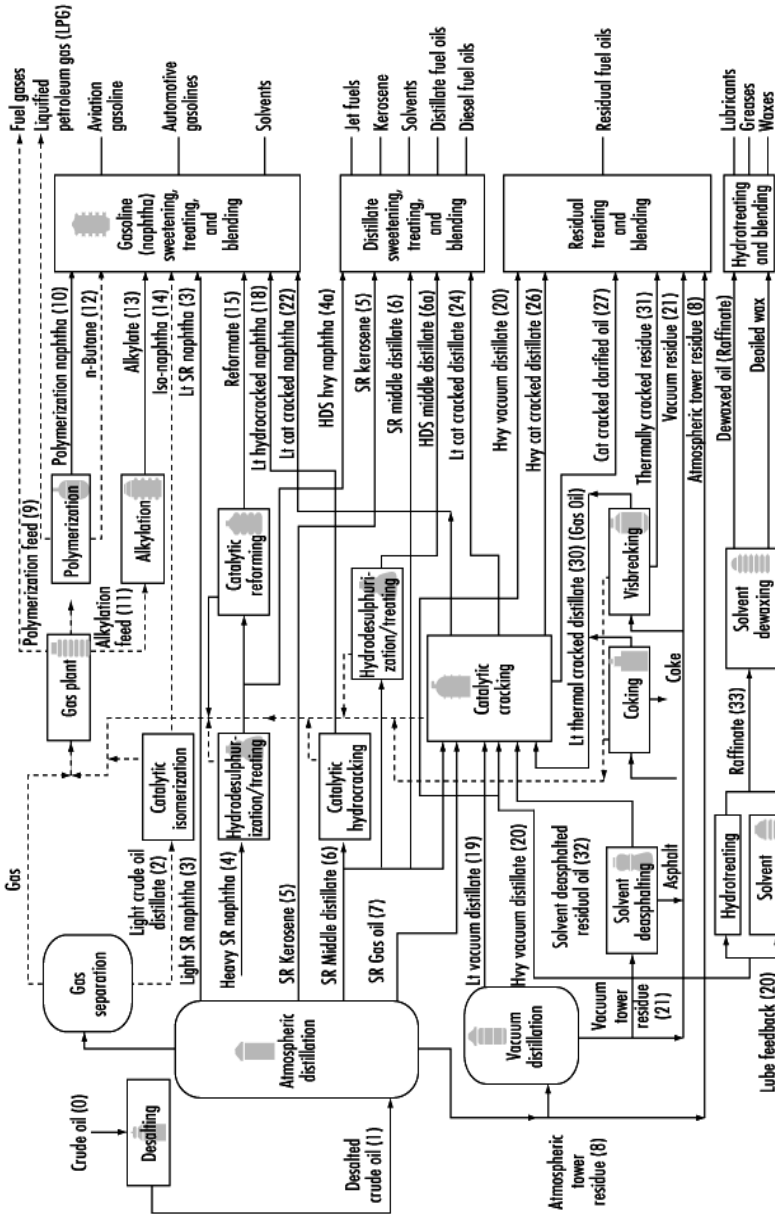


واحد اختلاط

Blending Unit

هدف از اختلاط فرآورده‌ها، تخصیص اجزای اختلاطی قابل دسترس و فراهم‌شده برای دستیابی به شرایط و مشخصات فرآورده مورد تقاضا با کمترین هزینه جهت تولید فرآورده‌های فزاینده‌ای است که سود کلی یک پالایشگاه را ماکزیمم نماید. کار اصلی واحد اختلاط، برنامه‌ریزی تولید فرآورده‌های مختلف، اختلاط و انتقال مواد نفتی، ذخیره‌سازی خوراک، فرآورده‌های تولیدی و محصولات میانی است. امتزاج مؤلفه‌های مختلف برای تهیه بنزین موتور و سایر فرآورده‌های نفتی، طبق کتابچه‌های مشخصات تأیید شده شرکت تولید و توزیع‌کننده مرجع است. در ایران، شرکت ملی پالایش و پخش فرآورده‌های نفتی مرجع فعالیت‌های این واحد است.

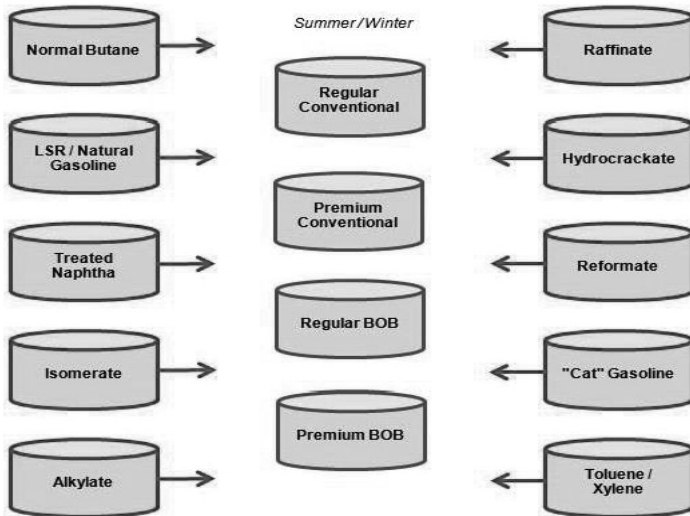
اختلاط فرآورده‌های نفتی با گرانشی متفاوت برای تحصیل یک فرآورده مشخص، اهمیت ویژه‌ای نه تنها در طراحی و ساخت دستگاه‌ها بلکه در صنعت تولید فرآورده‌های فوق دارند. از آنجا که گرانشی از جمله خواص فیزیکی فرآورده‌ها است که هنگام اختلاط از خاصیت خطی تبعیت نمی‌نماید، لذا در اینگونه مواقع لازم است جهت دستیابی به گرانشی مخلوط حاصل، از جداول استفاده کرد. البته برنامه‌های کامپیوتری طراحی شده در این خصوص می‌توانند جایگزین جداول شوند. فرآورده‌های عمده پالایشگاهی که از طریق اختلاط به دست می‌آیند عبارتند از: بنزین، سوخت جت، نفت کوره و سوخت دیزل که از مخلوط میان تقطیرهای واحد تقطیر نفت خام، کک‌سازی و واحدهای کراکینگ به دست می‌آیند. در برخی از پالایشگاه‌ها، نفت گاز خلاء سنگین و باقیمانده خام نفت‌های خام نفتنی و یا پارافینی را برای تولید روغن‌های روانساز پالایش می‌کنند. پس از حذف آسفالت‌ها در واحد آسفالت زدایی با پروپان، باقیمانده خام تقطیر در خلاء و نفت گاز خلاء، به منظور تولید مواد پایه روغن‌های روان‌ساز، در معرض یک رشته عملیات محدود قرار می‌گیرند. شکل زیرالگوی کلی اختلاط فرآورده‌های نفتی در یک پالایشگاه مدرن را نشان می‌دهد.



Note: Numbers in parentheses refer to typical product process flow routes.

Source: OSHA 1996.

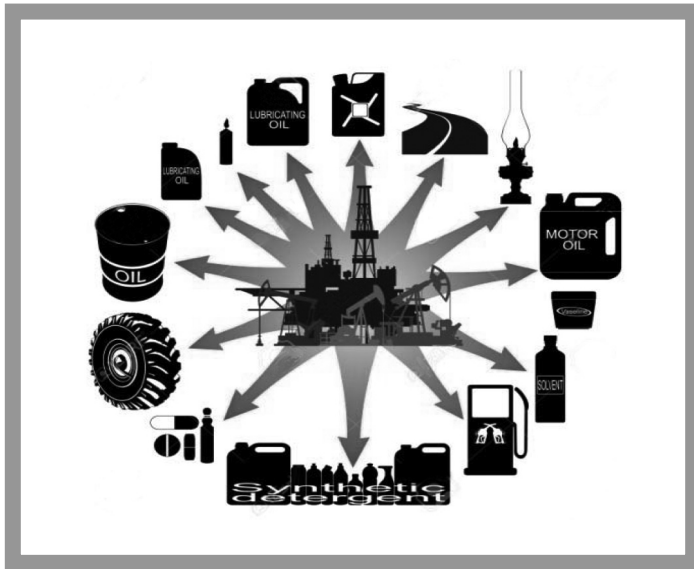
در شکل فوق جریان‌های محصول به شماره‌های ۱۰ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴ و ۳ و ۱۵ و ۱۸ و ۲۲ در تولید انواع بنزین هوایی و اتومبیل و حلال‌ها ضمن انجام عملیات اختلاط (mixing) نقش اساسی دارند. سایر محصولات نهائی حاصل از اختلاط در این شکل نشان داده شده است. شکل زیر نیز انواع فرآورده‌های قابل اختلاط در تهیه بنزین را نشان می‌دهد.



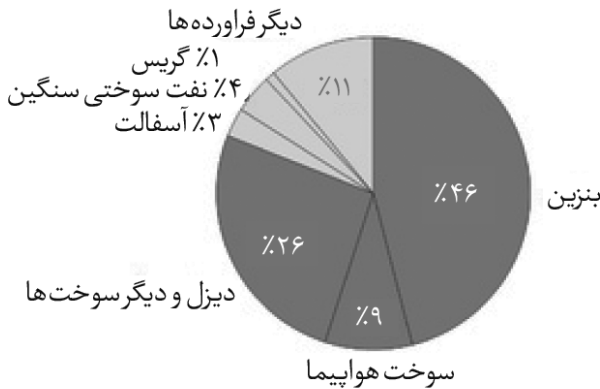
همانگونه که الگوی اختلاط فوق نشان می‌دهد، انواع برش‌های مختلف تولیدی توسط واحدهای گوناگون برای فصول سرد و گرم سال فرمول بندی شده و بنزین مناسب هر فصل را برای ایجاد بهترین شرایط کاربرد تولید می‌نمایند. محصولات ریفرمیت و هیدروکراکیت و رافینیت و بنزین کاتالیستی و ... بسته به محصولات موجود در هر پالایشگاه ترکیب بنزین‌های قابل توزیع را مشخص می‌نمایند.

فصل دوم

فرآورده‌های پالایش شده و ویژگی آنها



خوراک یک پالایشگاه در طراحی اولیه آن می‌تواند شامل طیفی از انواع نفت خام سبک، سنگین و میعانات گازی قابل دسترس باشد. بسته به میزان قابل دسترس بودن هریک از این ورودی‌ها، خروجی‌های یک پالایشگاه می‌تواند طیفی از گاز مایع، بنزین موتور، حلال‌ها، بنزین جت و هواپیمای مسافربری، نفت سفید، نفت گاز، نفت کوره، امولسیون‌های قیر، قیر، روغن‌های متنوع و ... را شامل شود. شکل زیر ترکیب درصد نوعی از نفت خام را نشان می‌دهد.



همانگونه که در نمودار تقریبی فوق مشاهده می‌گردد برش بنزین و پس از آن برش دیزل بخش بزرگی از محصولات نهایی را تشکیل می‌دهند و فرآورده‌های سنگین و آسفالتی نیز کمترین بخش محصولات نهایی را شامل می‌شوند. تغییر در سطوح تکنولوژی مقاصد مصرف منجر به تغییر در تکنولوژی و طراحی پالایشگاه شده که در نتیجه موجبات تغییر در کمیت و کیفیت فرآورده‌های خروجی یک پالایشگاه را فراهم خواهد نمود. به عبارتی تغییر در تکنولوژی پالایشگاه می‌تواند منجر به تغییر در مقادیر انواع محصولات شود. در ادامه مهمترین فرآورده‌های ناشی از پالایش نفت خام مورد بررسی قرار می‌گیرد.

فرآورده‌های پالایشگاهی

گاز مایع شده

LPG (Liquified Petroleum Gas)



گاز مایع شامل طیفی از هیدروکربن‌های بسیار سبکی است که در حین عملیات پالایش نفت خام از مواد سبک بالاسری برج‌های تقطیر به دست می‌آیند. این گاز عمدتاً مخلوطی از دو هیدروکربن سبک نفتی به نام پروپان C_3H_8 و بوتان C_4H_{10} است. نگهداری و جابجایی آنها در دمای محیط و فشار مناسب و ایمن انجام می‌پذیرد. تصویر فوق نمونه‌ای از چیدمان و تاسیسات و تجهیزات لازم جهت نگهداری گاز مایع را نشان می‌دهد.

این فرآورده به‌عنوان سوخت در وسایل گازسوز خانگی، سوخت جایگزین در خودروها، خوراک و مواد اولیه در صنایع پتروشیمی، و سوخت در صنایع مختلف استفاده می‌شود.

مشخصات فیزیکی شیمیایی گاز مایع:

جدول زیر مشخصات فیزیکی و شیمیایی اجزاء گاز مایع را که در شناسایی کاربردهای آن مورد استفاده قرار می‌گیرد، نشان می‌دهد.

| اجزاء | فشاربخار Kpa | وزن مخصوص معادل SP. Gr @ ۶۰°F | عدد آرام سوزی Octan Number |
|-------------|-----------------|----------------------------------|-------------------------------|
| اتان | ۷۸۵ | ۰٫۳۵۶۴ | ۹۹٫۲ |
| پروپان | ۱۷۵ | ۰٫۵۰۷۷ | ۹۵٫۶ |
| پروپیلن | ۲۱۲ | ۰٫۵۲۲۰ | ۸۳٫۴ |
| نرمال بوتان | ۳۱ | ۰٫۵۸۴۴ | ۸۹٫۰ |
| ایزوبوتان | ۵۷ | ۰٫۵۶۳۱ | ۹۶٫۸ |

مشخصات مهم در قابلیت مصرف گاز مایع :

- خلوص بالای ۹۷ درصد برای مخلوط دو گاز پروپان C_3 و نرمال بوتان C_4
 - نداشتن خاصیت خوردگی
 - نداشتن آب حتی مقدار ناچیز
 - ناچیز بودن گوگرد و ترکیبات گوگردی
 - عدم وجود سولفید هیدروژن
 - مرکاپتان آن حد اکثر ۲۳٫۰ گرم بر مترمکعب باشد.
 - میزان اتان C_3 آن حداکثر ۲٫۰ درصد حجمی باشد.
 - میزان پنتان C_5 آن حداکثر ۲٫۰ درصد حجمی باشد.
- میزان هیدروکربن‌های موجود در گاز مایع در حالت کلی در فصول سال به قرار ذیل است:
- در زمستان باید: $C_4 < C_3$
 - در تابستان باید: $C_3 < C_4$
- این میزان برای گاز مایع به عنوان یک محصول نهایی در اکثر پالایشگاه‌ها (با توجه به آب و هوای منطقه) به شرح جدول ذیل است:

| درصد حجمی C_3 | درصد حجمی C_4 | LPG |
|-----------------|-----------------|----------------------------------|
| ۵۰ - ۳۰ | ۷۰ - ۵۰ | از اول فروردین تا پایان اردیبهشت |
| ۳۵ - ۱۵ | ۸۵ - ۶۵ | از اول خرداد تا پایان مرداد |
| ۵۰ - ۳۰ | ۷۰ - ۵۰ | از اول شهریور تا پایان مهر |
| ۷۰ - ۵۰ | ۵۰ - ۳۰ | از اول آبان تا پایان اسفند |

با توجه به فصل مصرف، درصد حجمی پروپان بین ۷۰-۱۵ و درصد حجمی بوتان بین ۸۵-۳۰ متغیر است.

آنالیز و آزمایش‌های استاندارد:

جدول زیر روش‌های استاندارد آزمایش گاز مایع جهت قابلیت مصرف در کاربردهای تعریف شده را نشان می‌دهد.

| آنالیز | واحد | حدود | روش آزمایش |
|-------------------|-----------|----------|------------|
| C2 Hydrocarbon | درصد حجمی | 0.2max | ASTM D2163 |
| C3 Hydrocarbon | درصد حجمی | * | ASTM D2163 |
| C4 Hydrocarbon | درصد حجمی | * | ASTM D2163 |
| C5 Hydrocarbon | درصد حجمی | 2max | ASTM D2163 |
| Hydrogen sulphide | - | Negative | ASTM |
| Mercaptan sulphur | g/m^3 | 0.23max | IP.104(A) |
| Odorizing agent | g/m^3 | 12 | - |

توجه: قبل از بودار کردن گاز مایع توسط اتیل مرکاپتان به دلیل مسائل ایمنی امکان توزیع و مصرف این فرآورده وجود ندارد.

انواع بنزین به لحاظ کیفیت و عدد اکتان

بنزین معمولی

Regular Gasoline



بنزین یا پترول، فرآورده‌ی مایعی متشکل از چندین هیدروکربن با تعداد اتم کربن بین ۴ تا ۱۲ عدد بر هر مولکول است که با روش تقطیر جزء به جزء در پالایشگاه‌های نفت و از اختلاط برش‌های نزدیک به هم تولید می‌شود. بنزین معمولی عمدتاً مخلوطی است از پارافین‌ها (آلکان) و سیکلو آلکان‌ها (نفتن) و الفین‌ها (آلکن)، آروماتیک‌ها. بنزین عمدتاً به‌عنوان سوخت موتورهای هواپیما و اتومبیل و سوخت موتورهای درون سوز مورد استفاده فراوان دارد.

فرآورده‌های مختلفی در واحدها و پالایشگاه‌های مختلف در شرایط کنترل شده‌ای با هم آمیخته شده و بنزین را با خواص مختلف ایجاد می‌کند. عدد اکتان این فرآورده برای مصارف معمولی تا مطلوب معمولاً بین ۸۷ تا ۸۸ تنظیم می‌گردد.

نقش فرایندهای مهم تولید بنزین عبارتند از:

- تاثیر فرایند رفرمات کاتالیستی (Catalytic Reformation) فرایندی اصلاح‌کننده بنزین با استفاده از کاتالیزور ضمن افزایش عدد اکتان شامل افزودن مقدار آروماتیک و کاهش مقدار آلکن‌هاست.
- تاثیر فرایند هیدروکراکر (Hydrocracker) فرایندی جهت حصول عدد اکتان متوسط بنزین و سطح آروماتیک مناسب است.
- تاثیر فرایند آلکیلاسیون (Alkylation)

فرایندی جهت افزایش عدد اکتان ضمن بالا بردن خلوص آلکان بالاخص آلکان‌های دارای زنجیره‌های شاخه‌دار در بنزین است.

• تاثیر فرایند ایزومریزاسیون (Isomerization)

در فرایند ایزومر کردن بنزین، زنجیره هیدروکربن‌ها در مجاورت کاتالیست در دما و فشار مناسب از حالت خطی به شاخه‌دار تبدیل می‌شود؛ در حقیقت از طریق این فرایند عدد اکتان برش‌های سبک بنزین (نفتای سبک) به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد؛ فرایند ایزومر کردن همچنین با فرایندهای دیگری که هدف آن گوگردزدائی کامل است همراه شده و بنزین تولید شده به‌عنوان محصولی نهایی، فرآورده‌ای با رعایت محدودیت‌های مقدار گوگرد و بنزن است.

مشخصه‌های مهم و آزمایش‌های استاندارد برای کیفیت بنزین

فشار بخار بنزین (Vapour Pressur)

فشار بخار، میل بنزین به تبخیر در شرایط گوناگون درجه حرارت و فشار را نشان می‌دهد. فراریت مطلوب در نگهداری و مصرف بنزین بستگی به دمای محیط دارد. در هوای گرم تراجزایی از بنزین مورد استفاده قرار می‌گیرند که وزن مولکولی بالاتر و بنابراین فراریت کمتر دارند. همچنین تاثیر فشار بخار بنزین در اتلاف تبخیری، آلودگی محیط ناشی از تبخیر، تاثیر در ضربه‌زدن احتراق از مهمترین دلایل کنترل فشار بخار بنزین می‌باشند. به طور معمول با توجه به اقلیم‌های ایران حداکثر میزان فشار بخار بنزین موتور در ماه‌های مختلف سال به قرار ذیل است:

| حد اکثر فشار بخار | بنزین موتور |
|-------------------|----------------------------------|
| ۹ PSI | از اول فروردین تا پایان اردیبهشت |
| ۸ PSI | از اول خرداد تا پایان شهریور |
| ۹ PSI | از اول مهر تا پایان آبان |
| ۱۰ PSI | از اول آذر تا پایان اسفند |

درجه آرام‌سوزی بنزین (Octane Number)

عدد اکتان یک سوخت معیاری برای قضاوت در مورد خواص ضد کوبشی (Anti Knock) آن است و میزان آرام‌سوزی و تولید مناسب مقدار انرژی به دست آمده را نشان می‌دهد. با توجه به اینکه بنزین یک نوع مخلوط هیدروکربنی سبک است وقتی در موتورهای درون سوز با فشردگی فیزیکی بالا استفاده می‌شود خیلی زود شعله‌ور شده و پیش افروزش یا پیش انفجار می‌شود که این انفجار در صورتیکه کنترل نشود موجب آسیب‌رساندن به موتور از طریق ضربه زدن به تجهیزات آن می‌شود. آلکان‌های زنجیری در مقایسه با آلکان‌های شاخه‌دار کوبش بیشتری در موتور ایجاد می‌کنند.

عدد اکتان صفر به بدترین سوخت یعنی هپتان نرمال و عدد اکتان ۱۰۰ به ایزواکتان داده می‌شود. یعنی این عدد نسبت به مخلوط ۲ و ۲ و ۴-تری متیل پنتان ایزومراکتان و نرمال هپتان اندازه‌گیری می‌شود. عدد اکتان تایید شده بنزین موتور معمولی در ایران حدود ۸۷٫۰ است. مهمترین خاصیت بنزین عدد اکتان آن است که نشان‌دهنده میزان مقاومت بنزین در برابر انفجار زود هنگام در سیلندر موتور است که باعث ضربه‌زدن به موتور و آسیب‌های جدی به موتور می‌شود. معیارهای قراردادی مختلفی برای بیان عدد اکتان وجود دارد بنابراین بسته به سیستم مورد استفاده سوخت‌های مشابه ممکن است اعداد اکتان متفاوت داشته باشند.

کاربرد افزودنی‌های سرب (تترااتیل سرب) که سبب جلوگیری از ضدکوبش بنزین می‌شدند همزمان با کشف اثر زیان‌آور سرب بر سلامت و محیط و همچنین ناسازگاری آن با مبدل‌های کاتالیزوری در همه اتومبیل‌ها در دهه ۱۹۸۰ رو به نقصان گذاشت. اکنون بیشتر کشورها تولید سوخت سرب‌دار را متوقف کرده و افزودنی‌های مختلف افزاینده اکتان جایگزین ترکیبات سرب شده‌اند. مواد هیدروکربنی آروماتیک و خانواده‌های اتر و الکل جهت بالابردن درجه آرام‌سوزی بنزین به آن اضافه می‌گردند. MTBE (متیل ترشیری بوتیل اتر) یک ماده اکسیژنیت است که تا حداکثر غلظت ۱۴۰۰ قسمت در بیلیون حجمی وسایرترها و الکل‌های نوع اول مانند متانول و ایزوبوتیلن نیز جزء افزودنی‌های جدید جهت حذف نیاز به ترکیبات سرب مورد استفاده قرار گرفتند. البته در

سیستم اختلاط و تولید بنزین می توان به نحوی ترکیبات دارای اکتان بالا را فرمول بندی نمود که نیازی به استفاده از MTBE نیز احساس نگردد.

میزان گوگرد بنزین (Total Sulfur)

اکسیدهای گوگرد که در حین احتراق ایجاد می شود، ممکن است به اسید تبدیل شوند که باعث پیشرفت زنگ زدگی و خوردگی موتور، رینگ، پیستون و پوشش دیواره سیلندر شده، همچنین سبب آلودگی هوا و محیط زیست می گردد. حد اکثر مجاز گوگرد در بنزین معمولی (فاقد یورو) ۰/۱ درصد وزنی است.

محتوا و میزان صمغ بنزین (Gum Content)

منظور از مواد صمغی در بنزین، پلیمرهایی است که به مرور زمان از بهم پیوستن هیدروکربورهای سبک در داخل بنزین تولید می شود. این پلیمرها به تدریج رسوب کرده و رنگ بنزین را تغییر می دهد. مواد صمغی در هنگام مصرف به صورت یک باقیمانده چسبناک آشکار می شود که در سطوح مسیر و شیرهای ورودی، سوپاپ و میل سوپاپ می نشیند. میزان صمغ در بنزین نباید از ۴ میلیگرم بر ۱۰۰ میلی لیتر بیشتر باشد. معمولاً مواد ضد اکسیدکننده و غیرفعال کننده فلز جهت جلوگیری از اکسید شدن و تشکیل صمغ افزوده می شود.

وزن مخصوص بنزین (Specific Gravity)

وزن مخصوص یا جرم موجود در واحد حجم به عنوان معیاری جهت نگهداری و حمل و نقل فرآورده ها و مبنای مبیعات نفتی نیز واقع می شود. این مشخصه فیزیکی از مهمترین مشخصات فرآورده های نفتی بوده که عواملی چون تصمیمات ایمنی و طراحی تجهیزات و انتقال و... با توجه به مقادیر گزارش شده و نتایج آزمایش های مربوطه، این مشخصه صورت می پذیرد.

زنگ زدگی و خوردگی بنزین (Corrosion)

گرفتگی صافی و مشکلات مربوط به موتور، با به حداقل رساندن زنگ زدگی و خوردگی در سیستم توزیع سوخت، کم می شود. آزمایش خوردگی جهت تعیین

و تأیید وجود ترکیبات گوگرد دار در نمونه است. این ترکیبات در محفظه سوخت و رابطه‌های سوختنی ایجاد خوردگی و خسارت می‌کند. این آزمایش معمولاً برای فرآورده‌هایی مثل بنزین و نفت گاز است.

پایداری در مخزن بنزین (Induction Period)

سوخت‌های ناپایدار، اکسید شده و تشکیل محصولات پلیمری (ناشی از اکسیداسیون) رامی‌دهند که در سیستم توزیع سوخت، کاربراتور، شیرها و... هنگام تبخیر بنزین به صورت مواد رزینی یا صمغ در می‌آیند.

رنگ بنزین (Color)

رنگ یکی از مشخصات متمایزکننده برای بنزین با درجات آرام‌سوزی مختلف (مانند معمولی و سوپر و ...) است و هیچ رابطه‌ای با کیفیت ندارد. رنگ بنزین موتور معمولی در سیستم پذیرفته شده توزیع در ایران بایستی قرمز و میزان آن ۱۰ کیلوگرم رنگ مخصوص در ۱۰۰۰ مترمکعب فرآورده است. به علت سمی بودن رنگ مورد استفاده در این کاربرد که ناشی از ارگانیک بودن رنگ (شیمی آلی) است، بنزین مورد نظر نباید برای مصارف دیگر به کار رود.

بنزین مطابق با استاندارد یورو

Euro Gasoline

استانداردهای آلاینده‌های اروپا، میزان بیشینه مجاز برای انتشار گازهای آلاینده ناشی از خودروهای نو که در کشورهای اتحادیه اروپا فروخته می‌شوند را تعریف می‌کند. این استاندارد، انتشار اکسیدهای نیتروژن، هیدروکربن‌ها، هیدروکربن‌های بدون متان، مونوکسید کربن و ذرات معلق را در بر می‌گیرد. برای گونه‌های مختلف خودرو استاندارد‌های گوناگونی در نظر گرفته می‌شود. بنزین تحت استاندارد یورو، با استفاده از راکتورهای جدید ضمن گوگردزدائی از بنزین در حد بسیار بالا، فرآیندهایی چون شاخه‌دار کردن (ایزومری) برش‌های کم اکتان بنزین را نیز سبب گردیده و بدین طریق، بنزین با مشخصات آلاینده‌گی کمتری را پس از احتراق تولید می‌نمایند.

در جدول زیر استانداردهای آلاینده‌گی برای خودروهای سواری فهرست شده‌اند. این معیارها برای سایر خودروهای تجاری نیز تعریف و در مراجع مربوطه درج و قابل دسترس عموم قرار دارند. این سطح از استانداردها، مقررات سخت‌گیرانه‌ای برای تولید و توزیع انواع سوخت تبیین نموده و شرط ورود به اتحادیه‌های مختلف تجاری و اقتصادی نیز رعایت نمودن تولید و توزیع و مصرف این نوع سوخت ضمن استفاده از خودروهای طراحی شده برای این نوع از سوخت‌هاست. بعنوان مثال معیارهای آلاینده‌گی برای خودروهای سواری برحسب گرم بر کیلومتر عبارتند از:

| ردیف | تاریخ | CO | THC | NMHC | NO _x | HC+NO _x | PM |
|-------------------|--------------|----------------|------|------|-----------------|--------------------|----|
| Petrol (Gasoline) | | | | | | | |
| Euro ۱ | July ۱۹۹۲ | ۲٫۷۲ (۳٫۱۶) | - | - | - | ۰٫۹۷ (۱٫۱۳) | - |
| Euro ۲ | January ۱۹۹۶ | ۲٫۲ | - | - | - | ۰٫۵ | - |
| Euro ۳ | January ۲۰۰۰ | ۲٫۳ | ۰٫۲۰ | - | ۰٫۱۵ | - | - |

| | | | | | | | |
|--------------------|----------------|-------|-------|-------|-------|---|-------|
| Euro ۴ | January ۲۰۰۵ | ۱,۰ | ۰,۱۰ | - | ۰,۰۸ | - | - |
| Euro ۵ | September ۲۰۰۹ | ۱,۰۰۰ | ۰,۱۰۰ | ۰,۰۶۸ | ۰,۰۶۰ | - | ۰,۰۰۵ |
| Euro ۶ (future) | September ۲۰۱۴ | ۱,۰۰۰ | ۰,۱۰۰ | ۰,۰۶۸ | ۰,۰۶۰ | - | ۰,۰۰۵ |

جهت مشاهده سایر مشخصه‌های هر استاندارد به ضمیمه ۷ مراجعه نمایید. استانداردهای فوق مربوط به تعلق گرفتن درجه استاندارد به سوخت و خودروی قادر به احتراق آن ضمن داشتن حداقل امکانات تعیین شده از سوی تدوین کنندگان استاندارد های یاد شده است.

به هر حال براساس سیاست گذاری شبکه حمل و نقل در اتحادیه اروپا، با توجه به وجود طیفی از انواع خودروهای با استاندارد های مختلف در سرتا سر اروپا، جدول زیر حدود الزامی پارامترهای کیفی بنزین و نفتگاز را مطابق استاندارد اروپا نشان می دهد.

| بنزین | | | |
|--------------------------------------|-------|-------|--------|
| پارامتر | واحد | حدود | |
| | | حداقل | حداکثر |
| عدد اکتان تحقیقی | | ۹۵ | — |
| عدد اکتان واقعی | | ۸۵ | — |
| فشار بخار | kPa | — | ۶۰,۰ |
| تقطیر | | | |
| درصد تبخیر شده در ۱۰۰ درجه سانتیگراد | % v/v | ۴۶,۰ | — |
| درصد تبخیر شده در ۱۵۰ درجه سانتیگراد | % v/v | ۷۵,۰ | — |
| آنالیز هیدروکربن ها | | | |
| الفین ها | % v/v | — | ۱۸,۰ |

| | | | |
|---|-------|---|-------|
| آروماتیک‌ها | %v/v | — | ۳۵,۰ |
| بنزن | %v/v | — | ۱,۰ |
| محتوای اکسیژن | %m/m | | ۳,۷ |
| اکسیژنیت | | | |
| متانول | %v/v | | ۳,۰ |
| اتانول | %v/v | | ۱۰,۰ |
| ایزوپروپیل الکل | %v/v | — | ۱۲,۰ |
| ترشیاری بوتیل الکل | %v/v | — | ۱۵,۰ |
| ایزوبوتیل الکل | %v/v | — | ۱۵,۰ |
| اترهای شامل ۵ کربن به بالا در یک مولکول | %v/v | — | ۲۲,۰ |
| دیگر ترکیبات اکسیژن دار | %v/v | — | ۱۵,۰ |
| محتوای گوگرد | mg/kg | — | ۱۰,۰ |
| محتوای سرب | g/l | — | ۰,۰۰۵ |

| نفتگاز | | | |
|------------------------------------|-------------------|-------|------------------|
| پارامتر | واحد | حدود | |
| | | حداقل | حداکثر |
| عددستان | | ۵۱,۰ | — |
| وزن مخصوص درجه ۱۵ سانتیگراد | kg/m ^۳ | — | ۸۴۵,۰ |
| بازیافت ۹۵ درصد تقطیر | °C | — | ۳۶۰,۰ |
| هیدروکربن‌های آروماتیک پلی سایکلیک | %m/m | — | ۸,۰ |
| محتوای گوگرد | mg/kg | — | ۱۰,۰ |
| استرهای اسید چرب متیل | %v/v | — | ۷,۰ ^۲ |

بنزین موتور با اکتان بالا تر (اصطلاحاً سوپر)

Permium Gasoline

ترکیبات تشکیل دهنده این سوخت، عمدتاً از هیدروکربن‌های سبک مایع ($C_5 - C_{10}$) است که دامنه تقطیری از ۳۸ تا ۲۰۵ درجه سانتی‌گراد را در بر می‌گیرد. از ویژگی‌های بارز این سوخت، عدد اکتان بالا (شاخص آرام سوزی) است. عدد اکتان بنزین سوپر حدود ۹۵٫۰ است. با توجه به فصل مصرف، فشار بخار بین ۵۵kpa (کیلو پاسکال) تا ۶۹kpa متغیر است. در حال حاضر این سوخت با استفاده از پالایش ویژه تولید شده و با افزودن مواد اکتان‌زا، سطح مطلوبی از اکتان را ایجاد می‌نمایند. تفاوت عمده این بنزین با بنزین یورو را می‌توان در میزان ترکیبات گوگردی و نوع ترکیبات همراه آنها دانست. همچنین از مواد افزودنی ترکیبات اکسیژنه در آن استفاده می‌شود و به عنوان سوخت در انواع موتورهای بنزینی درون سوز به مصرف می‌رسد. مشخصات لازم برای بنزین سوپر در جدول زیر خلاصه شده است.

| نوع آزمایش | واحد | مقدار |
|--------------------------------|-----------|-------|
| Evaporated (max) ۱۰ درصد تقطیر | °C | ۶۰ |
| Evaporated (max) ۵۰ درصد تقطیر | °C | ۱۱۵ |
| Evaporated (max) ۹۰ درصد تقطیر | °C | ۱۸۰ |
| F.B.P (max) | °C | ۲۰۵ |
| ته مانده (max) | درصد حجمی | ۱٫۵ |

| | | |
|--------------------------------|-----------|--------|
| کاهش یافته (max) | درصد حجمی | ۱,۰ |
| فشار بخار | kpa | * |
| Sulphur Total (max) | درصد جرمی | ۰,۱ |
| Induction period @ ۱۰۰ c | دقیقه | ۴۸۰ |
| Metallic lead (mix) | g /L | ۰,۰۱۳ |
| Octane number (Research) (min) | - | ۹۵ |
| Mercaptan content | درصد جرمی | ۰,۰۰۰۵ |
| Color | - | سبز |

بنزین پیرولیز

Pyrolysis Gasoline

بنزین پیرولیز خام یا پای گس با نام تجاری Dry Pyrolysis Gasoline، فرآورده ای پتروشیمیایی است که در تولید بنزین با استفاده از روش هیدروآلکیلاسیون به عنوان سوخت اتومبیل کاربرد دارد. این ماده محصول جانبی شکست حرارتی نفتا (Naphta) در کوره های کراکینگ واحدهای الفین صنعت پتروشیمی، بعد از جداسازی محصولات اصلی است. ملکولهایی مانند بنزن، تولوئن، زایلن ها و دی ان های دیگر در این بنزین وجود دارد. از این محصول میانی برای تولید آروماتیک ها بعنوان محصولات دیگر پتروشیمی استفاده می شود. بنزین پیرولیز خام دارای حدود ۴۰ تا ۵۰ درصد بنزن و ترکیبات آروماتیک دیگر است.

حلال ها

Solvents

حلال های نفتی مایعاتی متشکل از هیدروکربن های پارافینی و آروماتیکی در زنجیره های سازندگان خود هستند. این حلال ها عموماً از ترکیبات سبک تقطیری تشکیل یافته اند که در رده بندی برش ها از بنزین، سنگین تر و از نفت سفید، سبک ترند. این حلال ها با توجه به رفتارهای فیزیکی و شیمیائی شان به انواع گوناگونی تقسیم می شوند.

دسته اول حلال های پارافین بالا اخذ شده از سینی های برج به شماره های ۴۰۴، ۴۰۶ و ۴۱۰ می باشند. حلال هائی است که از هیدروکربن های پارافینی با تعداد $C_8 - C_9$ تشکیل شده اند. مشخصات فیزیکی - شیمیائی این سه گروه حلال به شرح ذیل است.

| | ۴۰۴ | ۴۰۶ | ۴۱۰ |
|---------------------------|----------|----------|----------|
| Distillation range °C | ۶۰-۱۴۳ | ۶۲-۸۰ | ۵۵-۱۱۳ |
| Density@ ۱۵ °C Kg/L | TBR | TBR | TBR |
| Color, saybolt | ۲۵ (min) | ۲۵ (min) | ۲۵ (min) |
| Copper strip, ۳brs@ ۱۰۰°C | - | - | ۱ |
| Copper strip, ۳brs@ ۵۰°C | ۱ | ۱ | - |
| Doctor test | Neg. | Neg. | Neg. |
| Sulphur Total (max) %mass | ۰٫۰۵ | ۰٫۰۵ | ۰٫۰۵ |
| Aromatic content %vol | TBR | ۷ (max) | TBR |

کاربرد این حلال‌ها به عنوان رقیق‌کننده در لاک الکل‌ها، رنگ‌ها، جلا دهنده‌ها و مرکب چاپ، به عنوان یکی از مواد متشکله تایر، حلال لاستیک و رزین، چسب‌ها و چسب‌های نواری، به عنوان حلال در صنایع شیمیایی، آرایشی و غذایی و بسیاری کاربردهای دیگر می‌باشد.

دسته دوم حلال‌های با آروماتیک بالا به شماره‌های ۴۰۰ و ۴۰۹ می‌باشند. بخش اعظم (بیش از ۷۵ درصد) حلال ۴۰۹، از هیدروکربن‌های آروماتیک عمدتاً از نوع تولوئن تشکیل شده است. حلال ۴۰۰ نیز با دارا بودن حداقل ۳۰ درصد ترکیبات آروماتیکی، شامل هیدروکربن‌های پارافینی و سیکلوپارافینی نیز هستند. مشخصات فیزیکی، شیمیایی این دو گروه حلال به شرح ذیل است:

| | ۴۰۰ | ۴۰۹ |
|---------------------------|----------|----------|
| Distillation range °C | ۱۵۰-۴۵ | ۱۲۳-۱۰۶ |
| Color, saybolt | ۲۵ (min) | ۲۵ (min) |
| Copper strip, ۳brs@۱۰۰°C | ۱ | ۱ |
| Doctor test | Neg. | Neg. |
| Sulphur Total (max) %mass | ۰٫۰۱ | ۰٫۰۵ |
| Aromatic content %vol | ۳۰ (min) | ۷۵ (min) |

کاربرد این حلال‌ها عمدتاً به عنوان رقیق‌کننده در لاک الکل‌ها، رنگ‌ها، جلا دهنده‌ها و مرکب چاپ، به عنوان رقیق‌کننده در ساخت چسب‌ها، به عنوان ماده متشکله تینرو بسیاری کاربردهای دیگر می‌باشد.

دسته سوم حلال‌های ۴۰۲ (آروماتیک پایین) و ۴۰۳ (آروماتیک بالا) بوده که وایت اسپریت نام گرفته‌اند. وایت اسپریت‌ها (White Spirits) مخلوطی

از هیدروکربن‌های پارافینی و آروماتیکی با دامنه تقطیر ۲۰۰ - ۱۴۲ درجه سانتی‌گراد هستند. این حلالها، مایعاتی شفاف، به رنگ آب و دارای بوی ملایم بوده، از لحاظ شیمیائی پایدارند و خوردگی ایجاد نمی‌کنند.

| | ۴۰۲ | ۴۰۳ | ۴۰۳ (light) |
|----------------------------|----------|----------|-------------|
| Distillation range °C | ۱۹۸-۱۴۲ | ۱۹۸-۱۵۲ | ۱۷۵-۱۲۵ |
| Density@ ۱۵°C Kg/L | ۰,۷۷۵ | TBR | ۰,۰۷۷۵ |
| Flash point, tag °c (min) | ۳۸ | ۳۸ | - |
| Flash point, Abel °c (min) | - | ۳۴ | ۲۱ |
| Color, saybolt | ۲۵ (min) | ۲۱ (min) | ۱۰ (min) |
| Doctor test | Neg. | Neg. | Neg. |
| Sulphur Total %mass (max) | ۰,۰۵ | ۰,۲ | ۰,۰۵ |
| Aromatic content %vol | ۲۰ (max) | ۴۵ (min) | ۴۵ (min) |

کاربرد عمده این حلال‌ها به عنوان حلال در تینرهای رنگ و لاک الکلی، به عنوان حلال خشک‌کن رنگ‌ها، به عنوان حلال در چاپ پارچه، به عنوان حلال چربی‌گیر از سطوح فلزات بوده و در بسیاری کاربردهای دیگر نیز استفاده می‌شوند.

بنزین هواپیما

(JET Propelled) JP۴

سوخت هوایی JP۴ پیچیده ترین سوخت تولیدی پالایشگاه بوده و ترکیبات اصلی آن، نفتای تصفیه شده واحد تبدیل کاتالیستی، نفتای سبک و نفت سفید واحد هیدروکراکینگ است. سوخت هوایی JP۴ دارای دامنه تقطیر وسیع (Wide-Cut) و شامل برش های بنزینی و نفتی، همراه با مواد افزودنی مناسب است که این ترکیب درصد، شرایط ویژه ای را (به منظور استفاده در موتور توربینی هواپیماهای جنگی و انواع هلیکوپتر) به این سوخت می بخشد. عدد ۴ در JP۴ بیانگر چهار ماده افزودنی ذیل است:

- **مواد ضد اکسید شدن و ضد تولید صمغ:** حداکثر مقدار مجاز ۲۴ mg/lit تعیین شده که شامل ترکیبات ازت دار است.
 - **مواد ضد خوردگی:** از این مواد به منظور کاهش خوردگی در لوله های فولادی و مخازن فلزی استفاده می شود. حداکثر مقدار تزریق این مواد ۲۵٫۵ - ۲۱٫۳ mg/lit است.
 - **ضد یخ در سیستم سوخت:** ماده ضد یخ جهت اجتناب از گرفتگی صافی های اصلی سوخت (که ناشی از یخ های تشکیل شده است) اضافه می شود. ضد یخ از مواد خالصی نظیر اتیلن گلیکول تشکیل شده و مقدار تزریقی آن ۰٫۱ - ۰٫۱۵ درصد حجمی است.
 - **بهبود کننده هدایت الکتریکی (ماده افزودنی ضد استاتیک):** الکتریسته ساکن ایجاد شده در هنگام جابجایی سوخت، می تواند باعث تخلیه بار و ایجاد جرقه با انرژی زیاد و مشتعل شدن مخلوط قابل احتراق سوخت شود.
- میزان هدایت الکتریکی (Conductivity) در بنزین هواپیما بایستی در محدوده ۱۵۰ تا ۶۰۰ پیکوزیمنس برمتر باشد. این نوع سوخت معمولا در هواپیمای جت نظامی به کار می رود. آزمایش اندازه گیری آن مطابق با آزمایش هدایت سنجی سوخت جت می باشد.

موارد زیر در قابلیت مصرف JP۴ لازم است بررسی شوند:

آزمایش تعیین فشار بخار (Vapour Pressure)

فشار بخار، فراریت (Volatility) یک فرآورده را نشان می‌دهد و فراریت، بیانگر گرایش سوخت به تبخیر در حرارت و فشارهای گوناگون است. فشار بخار نیرویی است که بخارهای به دست آمده از مایع درون یک ظرف به دیواره ظرف وارد می‌سازند، به عبارت دیگر نیرویی است که باید بر مایع وارد آید تا از بخار شدن بیشتر آن جلوگیری کند. فشار بخار فرآورده‌های نفتی نه تنها با دما تغییر می‌کند، بلکه با ترکیب نسبی مواد سازنده آن (موادی که نقطه جوش آنها کمتر از ۱۰۰ درجه فارنهایت باشد) نیز تاثیر می‌پذیرد. حد مجاز آن برای بنزین هواپیما ۳،۰-۲،۰ PSI (پوند بر اینچ مربع) است.

دانسیته یا وزن مخصوص (Specific Gravity)

نسبت وزن واحد حجم فرآورده نفتی به وزن واحد حجم آب در ۶۰°F را دانسیته یا وزن مخصوص گویند. با افزایش وزن مخصوص ارزش گرمایی سوخت افت پیدا می‌کند. محدوده دانسیته بنزین هواپیما لازم است بین ۷۵۱ تا ۸۰۲ کیلوگرم بر مترمکعب باشد.

گرمای سوختن (Net Heat of Combustion)

گرمای حاصل از سوختن یا آنتالپی سوخت، از لحاظ اقتصادی بر روی کاربرد موتور تاثیر دارد. حداقل میزان آنتالپی بنزین هواپیما بایستی ۴۲،۸ MJ/kg باشد.

نقطه انجماد (Freezing Point)

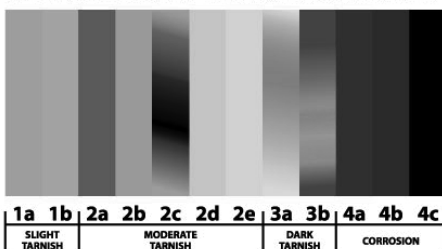
حداقل دمایی است که سوخت می‌تواند علیرغم جدا شدن هیدروکربن‌های جامد شده مورد استفاده قرار گیرد. این فاکتور برای سوخت هواپیما حداکثر منفی ۵۸ درجه سانتی‌گراد است. نقطه انجماد شامل سرد کردن سوخت به آهستگی، تا حصول کریستال کدر و اندازه‌گیری دمایی است که کلیه کریستال‌ها در اثر گرم کردن مجدد سوخت ناپدید می‌گردند. جدا شدن سوخت به صورت جامد باعث گرفتگی در مسیر سوخت و فیلترها می‌شود.

مقدار گوگرد (Total Sulfur)

ناخالصی‌های گوگردی و اکسیژن دار در بنزین هواپیما ناپیستی از حد مجاز تجاوز کند. در فرآیند تهیه سوخت بایستی مشخصات استاندارد کاملاً رعایت شود. جهت نقل و انتقال و ذخیره آن نیز باید از آلودگی‌ها اجتناب کرد. حد اکثر کل گوگرد موجود در بنزین جت می‌تواند ۰٫۴ درصد وزنی باشد.

آزمایش خوردگی (Corrosion Test)

ASTM COPPER STRIP CORROSION STANDARDS



خوردگی به مفهوم انهدام و تغییر در خواص و مشخصات مواد به علت واکنش آنها با محیط اطراف می‌باشد. با افزودن مواد ضد خوردگی به سوخت از خوردگی آن جلوگیری می‌کنند. شکل فوق طیف میزان خوردگی در آزمایش بر روی تیغه مسی طبق استاندارد ASTM-D1۳۰ را نشان می‌دهد. مس تنها فلزی است که در مقابل خوردگی‌های مختلف از خود تغییر رنگ نشان می‌دهد. آزمایش خوردگی به وسیله اثر آن بر روی تیغه‌های مسی و نقره‌ای سنجیده می‌شود.

مواد الفینی و آروماتیکی (Olefines & Aromatic Content)

حداکثر مقدار مجاز الفین در بنزین هواپیما ۵٫۰ درصد حجمی و حداکثر مقدار مجاز آروماتیک آن ۲۵ درصد حجمی است.

مقدار صمغ (Content GUM)

محتویات مواد صمغی موجود در بنزین هواپیما باید حداکثر ۷mg / 1۰۰ml باشد.

سوخت جت

ATK (Aviation Turbine Kerosene)



عبارت تلخیص شده ATK نام عمومی همه انواع سوخت هوایی است. این سوخت دارای استاندارد ۲۴۹۴ DERD بوده و از نظر دامنه تقطیر، مشابه نفت سفید است. سوخت مذکور با استفاده از افزودنی های مناسب، پالایش و تصفیه ویژه تولید می شود. نقطه اشتعال بالا (بیش از ۴۰ درجه سلسیوس)، این سوخت را مناسب استفاده در کلیه موتورهای توربینی هواپیماهای مسافربری و همچنین بعضی هواپیماهای جنگی می سازد.

(JET A-۱) نام دیگری برای این فرآورده است. مطابق جدول، زیر اجزاء تشکیل دهنده سوخت جت عبارتند از:

| نوع آزمایش | اجزاء و ترکیبات | | | محصول |
|------------|-----------------|-----------|--------------|-------------|
| | نفتای تصفیه شده | نفتای سبک | نفت آیزوماکس | سوخت جت |
| IBP | ۹۵-۹۰ | ۴۵-۴۰ | ۱۶۰-۱۵۰ | — |
| FBP | ۱۷۰-۱۶۰ | ۱۲۵-۱۰۵ | ۲۵۰-۲۴۰ | MAX. ۲۷۰ |
| SP.GR | ۰,۷۵-۰,۷۶ | ۰,۶۸-۰,۷۰ | ۰,۸۰-۰,۸۱ | ۰,۷۵۱-۰,۸۰۲ |

| | | | | |
|-----------|---------|---------|--------|---------------------|
| RVP | ۲,۰-۳,۰ | ۷,۰-۸,۵ | — | ۲,۰-۳,۰ |
| T.S. | ۰,۵ ppm | ۲۰ ppm | ۵۰ ppm | ماکزیمم ۰,۴ درصد |
| درصد حجمی | ۴۰ | ۲۰ | ۴۰ | ۱۰۰ |

مشخصات تحت آزمون سوخت ATK به قرار ذیل است:

| روش آزمایش | حدود | واحد | آنالیز |
|--------------------|---|--------------------|-----------------------------|
| Visual | شفاف، روشن و فاقد هرگون مواد ذرات جامد و معلق و قطرات آب در دمای محیط | ----- | بررسی چشمی |
| ASTM D1۵۶ OR D۶۰۴۵ | گزارش براساس استاندارد باشد | ----- | رنگ |
| ASTM D۴۰۵۲/IP۳۶۵ | ۸۴۰-۷۷۵ | Kg/m ^۳ | Density @ ۱۵ c |
| ASTM DA۶ | ----- | ----- | تقطیر: I.B.P |
| " | Report | °c | ۱۰ درصد Recovered |
| " | ۲۰۵max | °c | ۵۰ درصد Recovered |
| " | Report | °c | ۹۰ درصد Recovered |
| " | Report | °c | End point |
| " | ۳۰۰max | °c | Residue |
| " | ۱,۵ max | درصد vol | Loss |
| " | ۱,۵ max | درصد vol | |
| ASTM D۵۶ or IP۱۷۰ | ۳۸min | °c | نقطه فلش |
| ASTM D۴۴۵ or IP۷۱ | ۸max | mm ^۲ /s | Viscosity Kinematic @ -۲۰°c |
| ASTM D۲۳۸۶ or IP۱۶ | -۴۷max | °c | نقطه انجماد |

| | | | | |
|---|-----------------------|----------------|---------------|------------------------------|
| نقطه دود | | mm | ۲۵min | ASTM DD۱۳۲۲/IP۵۷ |
| نقطه دود و درصد نفتالن | | mm درصد v/v | ۱۹min ۳max | ASTM D۱۳۲۲ ASTM D۱۸۴۰ |
| انرژی مخصوص | | Mj /Kg | ۴۲,۸min | |
| Total Acidity | | mg KOH/g | ۰,۰۱۵max | ASTM D۳۲۴۲ |
| نوع هیدروکربن آروماتیکی | آروماتیکی | درصد v/v | ۲۵max | ASTM D۱۳۱۹ ASTM D۶۳۷۹ |
| | کل آروماتیکی | درصد v/v | ۲۶,۵max | |
| کل گوگرد | | m/m درصد | ۰,۳۰max | ASTM D۲۶۲۲,D۱۲۶۶ or IP۳۳۶ |
| Sulphur Mercaptan | | m/m درصد | ۰,۰۰۳max | ASTM D۳۲۲۷ |
| Doctor Test | | ----- | Negative | IP۳۰ |
| Copper Strip | | Class | ۱max | ASTM D۱۳۰/IP۳۴۲ |
| Existent Gum | | ۱۰mg/ml | ۷max | IP۵۴۰ |
| Particulate Contamination | | mg/lit | ۱,۰max | ASTM D۵۴۵۲/IP۴۲۳ |
| Electrical conductivity هدایت الکتریکی | | pS/m | ۶۰۰-۵۰ | ASTM D۲۶۲۴ |
| Lubricity | | mm | ۰,۸۵max | ASTM D۵۰۰۱ |
| پایداری حرارتی: JFTOT | Test temperate | °c | ۲۶۰min | ASTM D۳۲۴۱ |
| | Tube rating visual | ----- | Less than ۳ | |
| | Pressure differential | mmHg | ۲۵max | |
| Microseparometer at point of manufacture | MSEP without SDA | Rating | ۸۵min | |
| | MSEP with SDA | Rating | ۷۰min | |

نفت سفید**Kerosene**

نفت سفید فرآورده نفتی شفاف با چگالی ۰.۷۸ تا ۰.۸۱ گرم بر سانتی‌متر مکعب است. این سوخت از فرآورده‌های میان تقطیر پالایشگاه است که از هیدروکربورهای متوسط ($C_{10} - C_{16}$) تشکیل گردیده و دامنه تقطیری از ۱۵۰ تا ۲۷۵ درجه سلسیوس را در بر می‌گیرد. رنگ طبیعی این فرآورده بی‌رنگ بوده و با توجه به تصفیه‌های ویژه‌ای که بر روی آن انجام می‌گیرد، فاقد هر گونه بوی تند و نامطبوع است. موارد مهم در خصوص قابلیت مصرف نفت سفید به شرح زیر می‌باشند.

دانسیته نفت سفید (Specific Gravity)

دانسیته یا وزن مخصوص نفت سفید (Specific Gravity) حداکثر ۰٫۸۲۰۰ می‌تواند باشد.

رنگ نفت سفید (Color)

حداقل میزان مجاز رنگ در نفت سفید طبق استاندارد (ASTM D-۱۵۶) ۲۵ است که توسط دستگاه کرومومتر یا رنگ سنج سیبولت (Saybolt) اندازه‌گیری می‌شود و تعیین‌کننده رنگ و شفافیت برش نفت سفید است. در اکثر کشورها، از رنگدانه‌های آلی آبی رنگ برای تشخیص سریعتر این فرآورده در بازار مصرف استفاده می‌گردد.

بوی نفت سفید (Odour)

بوی نفت سفید باید قابل پذیرش در بازار باشد. ترکیبات بدبو مانند مرکاپتان‌ها را به روش‌های گوناگون پالایش شیمیایی یا روش هیدروژنه کردن از نفت جدا می‌کنند.

نقطه اشتعال نفت سفید (Flash Point)

نقطه اشتعال در نفت سفید حائز اهمیت بوده و در بیشتر کاربردها بین ۱۱۰ تا ۱۵۰ درجه فارنهایت و در حداقل میزان آن ۱۱۰ درجه فارنهایت می‌بایست قرار گیرد.

نقطه دود نفت سفید (Smoke Point)

نقطه دود در کیفیت فرآورده تاثیر به سزایی دارد. کمترین حد آن برای نفت سفید ۲۵mm است. جهت بهبود نقطه دود، هیدروکربن‌های آروماتیکی (با نقطه دود بالا) را از نفت جدا می‌کنند.

میزان گوگرد نفت سفید (Total Sulphur)

میزان گوگرد موجود در نفت سفید هر چه کمتر باشد، در هنگام سوختن گازهای زیان آوری چون انیدرید سولفورو ایجاد نمی‌کند. حد اکثر میزان گوگرد باید ۰٫۲ درصد وزنی و مقدار مرکاپتان آن (ASTM D-۳۲۲۷) ۱۰PPM باشد. هیدروکربن‌های گوگردی موجود در نفت سفید عبارتند از:

سولفید هیدروژن، مرکاپتان‌هایی که خاصیت اسیدی دارند، هیدروکربن‌هایی که از نظر شیمیایی خنثی بوده و در برابر حرارت پایدار نیستند مانند سولفورها، دی سولفورها و پلی سولفورهای آلی، ترکیبات حلقوی گوگردی که در برابر حرارت پایدار هستند مانند تیوفن، ترکیبات اکسیژنه مانند الکیل سولفات‌ها، سولفوکسیدها، سولفون و سولفونیک اسید.

جدول زیر مهمترین آزمایشات نفت سفید را نشان می‌دهد.

| روش آزمایش | حدود | واحد | آنالیز |
|------------|-----------|-------------------|-------------------------|
| Astm D۸۶ | ----- | ----- | تقطیر |
| “ | ۵۰ | درصد حجمی | Recovered @ ۱۸۵°C (max) |
| “ | ۲۰ | درصد حجمی | Recovered @ ۲۰۰°C (min) |
| “ | ۹۰ | درصد حجمی | Recovered @ ۲۱۰°C (max) |
| “ | ۹۵ | درصد حجمی | Recovered @ ۲۳۵°C (max) |
| “ | ۲۷۵ | °C | F.B.P(max) |
| “ | ۲,۰ | درصد حجمی | ته مانده (max) |
| “ | ۱,۵ | درصد حجمی | افت (max) |
| Astm D۱۳۰ | ۱a | ----- | خوردگی @ ۱۰۰°C ۳hr |
| Astm D۱۲۹۸ | ۸۲۰ | Kg/m ^۲ | دانسیته @ ۱۵°C (max) |
| Astm D۱۵۶ | ۲۵ | ----- | رنگ (min) |
| ----- | جدول مرکب | ----- | بو |
| Astm D۹۳ | * | °C | نقطه اشتعال (min) |
| IP ۵۷ | ۲۵ | mm | نقطه دود (min) |
| Astm D۱۲۶۶ | ۰,۱۵ | درصد وزنی | کل گوگرد (max) |
| Astm D۳۲۲۷ | ۰,۰۰۱۰ | درصد وزنی | گوگرد مرکابتان (max) |

با توجه به فصل مصرف، نقطه اشتعال نفت سفید بین ۳۸ تا ۴۳ درجه سانتی‌گراد متغیر است.

نفتگاز

Gasoil



نفتگاز، فرآورده‌ای پرکاربرد در بخش صنعت است که در طی عملیات تقطیر نفت خام، پس از برش نفت سفید به دست می‌آید. محدوده هیدروکربن‌های آن بین C_{14} - C_{25} و حتی C_{25} با دامنه نقطه جوش $385-250$ درجه سانتی‌گراد است. این برش از فرآورده‌های میان تقطیرپالایشگاه است و به گونه‌ای مورد تصفیۀ شیمیائی و فیزیکی قرار می‌گیرد که ترکیبات هیدروکربنی متشکله، دارای عملکرد مناسبی در مشعل‌ها و موتورهای احتراق داخلی باشد. رنگ طبیعی این فرآورده زرد کهربایی است. نفت گاز یا گازوئیل به‌عنوان سوخت موتورهای دیزلی و تاسیسات حرارتی به کار می‌رود.

نفت گاز عمدتاً از سه گروه پارافینیک، نفتنیک و آروماتیک تشکیل گردیده و دارای حداقل نقطه اشتعال 54 درجه سانتی‌گراد و ماکزیمم نقطه ریزش صفر درجه سانتی‌گراد است. دانسیته آن دردمای $15,6$ درجه سانتی‌گراد بین 820 تا 860 کیلوگرم بر مترمکعب بوده و مهمترین مشخصه آن عدد ستان است که باید بیشتر از 50 باشد تا موتور نرم و بدون سروصدا کار کند.

نفتگاز سوخت حمل و نقل و اغلب تراکتورها و ماشین‌های مورد استفاده در کشاورزی و همچنین به‌عنوان منبع نیرو در برخی توربین‌ها و نیروگاه‌ها و... است. درایران گازوئیل تجاری عمدتاً از آمیختن محصولات نفت گاز حاصل از تقطیر

اتمسفریک، تقطیر در خلا، نفت گاز آیزوماکس، نفت سفید تقطیر در اتمسفر و مخلوط نفتا با درصد‌های متفاوت در پالایشگاه‌های کشور به دست می‌آید که برای بهبود کیفیت احتراق سوخت در موتورهای دیزلی و کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی باید میزان گوگرد، ترکیبات نیتروژن دار و آروماتیک‌ها، دانسیته، نقطه جوش و باقیمانده کربن را در آن کاهش داد.

مهمترین ویژگی‌های نفت‌گاز عبارتند از:

- چگالی
- منحنی تقطیر
- گرانروی
- رفتار نفت‌گاز در دمای پایین

چگالی نفت‌گاز (Density of Gasoil)

بر طبق استاندارد اروپایی چگالی نفت گازها باید بین $0/81 - 0/86$ کیلوگرم برلیتر قرار داشته باشد. قراردادن مقادیر حداقل و حداکثر جهت تامین توان کافی برای موتور و جلوگیری از ایجاد دود است. هرچه میزان هیدروکربن‌های نفتنی و آروماتیک در نفت گاز بیشتر باشد، چگالی آن بالاتر می‌رود.

گرانروی نفت‌گاز (Viscosity of Gasoil)

گرانروی نفت‌گاز می‌بایست کمتر از ۱۲ سانتی استوک باشد و هنگام ورود نفت گاز به منافذ سوخت پاش به هیچ وجه نباید گرانروی آن از ۴۰ سانتی استوک تجاوز کند. گرانروی بالا موجب افت فشار در پمپ و انژکتورها می‌شود که خود باعث کاهش فشار تزریق و درجه تمیز شدن می‌شود. گرانروی پایین نیز موجب بزرگ شدن پمپ تزریق می‌شود. حداقل گرانروی در $37/8$ درجه سانتی‌گراد، بین $5/5 - 2$ سانتی استوک پذیرفته شده است.

پخش کردن نفت گاز به صورت قطرات ریز مستلزم دارا بودن مشخصات مناسب فراربت است. در این ارتباط، استاندارد اروپایی مشخصات تقطیر ASTM آن را به صورت زیر تعیین کرده است:

- تا 250 درجه سانتی‌گراد، کمتر از 65 درصد

- تا ۳۵ درجه سانتی‌گراد، کمتر از ۸۵ درصد
 - تا ۳۷۰ درجه سانتی‌گراد، کمتر از ۹۵ درصد
- تعیین نقاط اولیه و نهایی چندان دقیق نیست ولی در مورد محصولات تجارتی معمولاً نقطه اولیه بین ۱۸۰-۱۶۰ و نقطه نهایی بین ۳۸۵-۳۵۰ قرار دارد.

عدد ستان در نفتگاز (Cetan No. of Gasoil)

عدد ستان یک معیار اندازه‌گیری جهت نشان دادن زمان تاخیر احتراق سوخت است بدان معنی که زمان تاخیر فاصله زمانی میان شروع پاشش به داخل محفظه احتراق و شروع احتراق سوخت بوده که در طی این تاخیر زمان، سوخت انباشته شده و سپس محترق می‌شود و این احتراق به صورت انفجار صورت می‌گیرد تا بتواند یک ضربه قدرت تولید کند. هر چه زمان تاخیر کمتر باشد احتراق یکنواخت تر خواهد بود. حداقل عدد ستان برای نفت گاز باید ۵۰ باشد تا موتور دیزل نرم و بی صدا کار کند، با سهولت راه‌اندازی شود و دود کمتری منتشر کند، پایین بودن عدد ستان علاوه بر تاثیر منفی بر کیفیت احتراق، باعث تشکیل کک در نوک تزریق کننده می‌شود. عدد میزان عدد ستان بستگی به فرایندی دارد که نفت گاز از آن تولید می‌شود. (امروزه روش تبدیل گاز طبیعی به نفتگاز بالاترین کیفیت عدد ستان را برای این فرآورده بدست داده است).

میزان خاکسترپس از احتراق نفتگاز ((Ash (max))

میزان خاکستر نشان دهندهٔ املاح فلزات و اکسیدهای معدنی جامدی است که پس از احتراق کامل نفت گاز باقی می‌مانند. از میان آنها سیلیسیم، آهن، کلسیم، سدیم و وانادیم قابل توجه بیشتری هستند. در بعضی موارد، وانادیم ۵۰ درصد کل خاکستر را تشکیل می‌دهد. خاکستر نفت گاز باید ناچیز باشد تا از تشکیل رسوب‌های جامد در قسمت‌های سرد، نظیر سوپاپ‌ها جلوگیری شود.

میزان محتوای آب مجاز در نفتگاز ((Water & sediment (max))

وجود آب در نفت گاز ایجاد مزاحمت نمی‌کند ولی معمولاً آب محلول با معلق حاوی مواد معدنی از قبیل کلریدهای سدیم و منیزیم است که تولید خاکستر

می کنند. بنابراین مقدار مجاز آب باید جزئی و در حد غیر قابل اندازه گیری باشد.

نقطه اشتعال نفتگاز (Flash point)

نقطه اشتعال کمترین درجه حرارتی است که در آن درجه حرارت، مخلوط بخار ماده قابل اشتعال و اکسیژن هوا در محدوده قابل اشتعال است، با نزدیک کردن جرقه یا شعله به طور موقت شعله ور می گردد. نقطه اشتعال ملاکی برای ایمنی فرآورده در طول ذخیره شدن و هنگام اشتعال است. نقطه اشتعال گازوئیل نباید از ۳۸ درجه سانتی گراد یا ۱۰۰ درجه فارنهایت پایین تر باشد. پایین بودن نقطه اشتعال به علت وجود هیدروکربورهای ردیف بنزین است که باید در هنگام پالایش همواره کنترل شود. نقطه اشتعال سوخت دیزل طبق روش "ظرف سر بسته" تعیین می شود. محدوده نقطه اشتعال سوخت های دیزل بین ۵۲ و ۹۶ درجه سانتی گراد متغیر است. نقطه اشتعال بستگی به نقطه اولیه تقطیر (Initial point) دارد و معمولاً برای محاسبه آن از رابطه تجربی زیر استفاده می شود:

$$FP = IP - 100$$

میزان گوگرد مجاز در نفتگاز ((Sulphur Total (max))

بر طبق استانداردهای بین المللی، میزان مجاز گوگرد در نفت گاز ۵۰ppm وزنی است که البته در اکثر کشورها بویژه جهان سوم این استاندارد رعایت نمی شود. ترکیبات گوگردی به هر شکلی که باشند باعث خوردگی روکش های موتور می شوند. بررسی های انجام شده رابطه نزدیکی را بین درصد گوگرد و فرسودگی روکش های موتورهای دیزلی نشان داده است. برای جلوگیری از این خوردگی، موادی به روغن ها می افزایند تا بتوانند یک لایه محافظ روی روکش ها تأمین کنند.

علاوه بر این، شیوه های جدید گوگردزایی کاتالیزوری که در حال توسعه روزافزون اند، امکان کاهش قابل ملاحظه میزان گوگرد را با صرف هزینه های قابل قبول، میسر می سازند.

جدول زیر حدود استاندارد بکار رفته برای نفتگاز تولیدی پالایشگاه های ایران را نشان می دهد.

| آنالیز | واحد | حدود | روش آزمایش |
|-------------------------------------|--------------------|---------|------------|
| تقطیر | ----- | ----- | Astm D۸۶ |
| Recovered @ ۱۵°C | درصد حجمی | report | “ |
| Recovered @ ۳۰۰°C | درصد حجمی | report | “ |
| Recovered @ ۳۵۷°C (min) | درصد حجمی | ۹۰ | “ |
| F.B.P. (max) | °C | ۳۸۵ | “ |
| Density @ ۱۵°C | Kg /m ^۳ | ۸۶۰-۸۲۰ | Astm D۱۲۹۸ |
| Color (max) | ----- | ۳ | Astm D۱۵۰۰ |
| Corrosion ۳hr @ ۱۰۰°C | ----- | ۱a | Astm D۱۳۰ |
| Flash point (min) | °C | * | Astm D۹۳ |
| Sulphur Total (max) | درصد وزنی | ۱ | Astm D۱۵۵۲ |
| Viscosity kinematic @ ۳۷,۸°C | c.st | ۵,۵-۲,۰ | Astm D۴۴۵ |
| نقطه ابری شدن (max) | °C | *۲,۰* | Astm D۲۵۰۰ |
| نقطه ریزش (max) | °C | -۳** | Astm D۹۷ |
| Carbon residue on %۱۰ Bottoms (max) | درصد وزنی | ۰,۱ | Astm D۱۸۹ |
| Ash (max) خاکستر | درصد وزنی | ۰,۰۱ | Astm D۴۸۲ |
| Water & sediment (max) | درصد حجمی | ۰,۰۵ | Astm D۲۷۰۹ |
| Cetane index (min) | ----- | ۵۰ | Astm D۹۷۶ |

در جدول زیر نیز استانداردهای اروپایی آلاینده‌گی (Euro) برای خودروهای دیزلی فهرست شده‌اند. این معیارها برای سایر خودروهای تجاری نیز تعریف و در مراجع مربوطه درج و قابل دسترس عموم قرار دارند. این سطح از استانداردها، مقررات سخت‌گیرانه‌ای برای تولید و توزیع انواع سوخت تبیین نموده و شرط ورود به اتحادیه‌های مختلف تجاری و اقتصادی نیز رعایت نمودن تولید و توزیع و مصرف این نوع سوخت ضمن استفاده از خودروهای طراحی شده برای این نوع از سوخت‌هاست. بعنوان مثال معیارهای آلاینده‌گی برای خودروهای دیزلی برحسب گرم بر کیلوگرم عبارتند از:

| ردیف | تاریخ | CO | THC | NMHC | NO _x | HC+NO _x | PM |
|--------------------|-------------------|----------------|-----|------|-----------------|--------------------|----------------|
| Diesel | | | | | | | |
| Euro ۱ | July ۱۹۹۲ | ۲,۷۲ (۳,۱۶) | - | - | - | ۰,۹۷ (۱,۱۳) | ۰,۱۴ (۰,۱۸) |
| Euro ۲ | January ۱۹۹۶ | ۱,۰ | - | - | - | ۰,۷ | ۰,۰۸ |
| Euro ۳ | January ۲۰۰۰ | ۰,۶۴ | - | - | ۰,۵۰ | ۰,۵۶ | ۰,۰۵ |
| Euro ۴ | January ۲۰۰۵ | ۰,۵۰ | - | - | ۰,۲۵ | ۰,۳۰ | ۰,۰۲۵ |
| Euro ۵ | September ۲۰۰۹ | ۰,۵۰۰ | - | - | ۰,۱۸۰ | ۰,۲۳۰ | ۰,۰۰۵ |
| Euro ۶ (future) | September ۲۰۱۴ | ۰,۵۰۰ | - | - | ۰,۰۸۰ | ۰,۱۷۰ | ۰,۰۰۵ |

روغن های پایه معدنی

Mineral Base Oil



روغن های پایه معدنی به روغن های حاصل از پالایش نفت خام اطلاق می گردد که به عنوان یک پایه برای روانکار محسوب می شود. این روغن ها شامل دو دسته پارافینیک و نفتنیک بوده و به ترتیب از هیدروکربن های نرمال یا راست زنجیر و هیدروکربن های ایزو یا شاخه دار حاصل می گردند. روغن های پارافینیک دارای دمای ریزش بالاتر و وزن مخصوص کمتر بوده و شاخص گرانروی بالاتری دارند. همچنین مقاومت آنها در برابر اکسید شدن زیاد است. در مقابل روغن های نفتنیک برای محدوده دمائی کم و زمانیکه نقطه ریزش پائین مورد نیاز است استفاده می گردند. وزن مولکولی این روغن ها میان ۳۵۲ تا ۴۹۲، نقطه جوش آنها ۷۵۰ تا ۱۰۰۰ درجه فارنهایت و شمار کربن آنها میان ۲۵ تا ۳۷ است. روغن های مورد استفاده در انواع صنایع مانند صنعت نساجی و خودروبی، روغن های روان ساز (به منظور کاهش اصطکاک بین قطعات متحرک)، روغن های مورد استفاده در صنعت فلزکاری (جهت جلوگیری از زنگ زدگی و خوردگی)، روغن هیدرولیک (در سیستم ترمز خودروها، بالابرها، دستگاه های تولید فشار و ...) روغن ترانسفورماتور (دارای قدرت الکتریکی بالا که برای توزیع یکنواخت حرارت و ایجاد عایق به کار می رود)، روغن

خازن (در خازن های برقی)، روغن های عایق (مورد استفاده جهت گونه های مختلف عایق کاری) از مهمترین کاربردهای روغن ها در صنایع مختلف است. در روغن های پایه معدنی هرچه شاخص گرانروی و درصد مواد اشباع افزایش یابد، درصد گوگرد روغن پایه کاهش می یابد. این ویژگی ها موجب می شود که در ترکیب با مواد افزودنی، روانکار حاصل، عمر و کارایی بیشتری داشته باشد. در جدول زیر طبقه بندی API برای انواع روغن های پایه ارائه گردیده است.

| Group | Sulfur (w%) | Saturated (w%) | Viscosity Index | Main Production Methods |
|-------|------------------|----------------|-----------------|--|
| I | >0.03 | <90 | 80-120 | Solvent extraction, |
| II | ≤0.03 | ≥90 | 80-120 | Hydrocracking, Isomerization, Solvent extraction |
| III | ≤0.03 | ≥90 | ≥120 | Hydrocracking, Isomerization, |
| IV | Polyalphaolefins | | | Synthetics |
| V | All the others | | | Solvent extraction, Hydrogenation, Synthetics |

نفت کوره**Fuel Oil**

نفت کوره از هیدروکربن‌های سنگین نفت خام که دارای ترکیبات گوگردی، اکسیژنه و فلزات هستند تشکیل می‌شود. این فرآورده به دلیل سنگینی ناشی از این ترکیبات به آسانی نمی‌سوزد. روش‌هایی چون طراحی مشعل‌های مناسب، استفاده از بخار آب، هوای فشرده و پخش مکانیکی به صورت ذرات ریز، امکان سوختن این فرآورده در کوره‌ها را ممکن می‌سازد. این محصول در ایران از بازمانده تقطیر نفت خام در برج‌های تقطیر در فشار اتمسفر، تقطیر در خلاء و واحد کاهش گرانیوی به دست می‌آید.

از زاویه دید مصرف، نفت کوره سوختی است که جهت بویلرهای سنگین و موتورهای تولید قدرت و مشعل‌های با ظرفیت حرارتی بالا استفاده می‌شود. از گذشته در سوخت کشتی‌ها، قطارها، نیروگاه‌های برق، واحدهای صنعتی بزرگ و کوچک به کار رفته است. در آمریکا و اروپا با توجه به استانداردهای زیست محیطی حاکم بر آنها، فرآورده اضافی به شمار رفته و به کک تبدیل می‌شود.

مشخصات آزمایشگاهی و قابلیت مصرف نفت کوره**وزن مخصوص نفت‌کوره (SP.GR)**

هر چقدر نفت کوره سنگین تر باشد، ارزش حرارتی آن بیشتر و هرچه سبک تر باشد، ارزش حرارتی کمتر خواهد بود. ترکیباتی که نقطه جوش پائینی دارند، دارای چگالی کمتر و ترکیباتی که نقطه جوش بالاتری دارند، چگالی بیشتری خواهند داشت. هر چه چگالی بیشتر باشد، درصد کربن بیشتر و نسبت کربن به هیدروژن نیز بالاتر خواهد بود.

گرانروی نفت‌کوره (Viscosity)

گرانروی نفت‌کوره، فاکتور بسیار مهمی است که به نوع و چگونگی فرآورده بستگی دارد. گرانروی به کمک استانداردهایی چون Redwood, Kinnematic انجام می‌گیرد. واحد اندازه‌گیری آن سانتی استوک است. قابلیت مصرف نفت‌کوره در دماهای مختلف

و عدم مواجهه با مشکلات انعقاد و گرفتگی مسیرهای سوخت از جمله موارد مهم در این خصوص است.

نقطه اشتعال نفت کوره (Flash Point)

درجه حرارتی است که در آن قسمتی از نفتکوره تبخیر شده با هوای مجاور خود ترکیب آتشگیری را می‌سازد و با نزدیک شدن شعله ای به آن مشتعل می‌شود. با کنترل نقطه اشتعال می‌توان از انفجار محصول در هنگام انبار کردن یا در نقل و انتقال جلوگیری کرد. حداقل نقطه اشتعال نفت کوره 150°F است.

نقطه ریزش نفتکوره (Pour Point)

پائین‌ترین دمایی است که در آن دما فرآورده نفتی حالت روان بودن خود را حفظ نماید. محدوده نقطه ریزش نفت کوره در پالایشگاه‌ها با توجه به منطقه آب و هوایی متفاوت است. نقطه ریزش از جمله مواردی است که مانند گرانی از تباط مستقیم با قابلیت مصرف فرآورده دارد.

مقدار کل گوگرد نفتکوره (Total Sulfur)

میزان گوگرد در نفت کوره از جهت آلودگی محیط زیست و از نظر خوردگی دستگاه‌ها با اهمیت است. حداکثر میزان گوگرد در نفت کوره 3.0 درصد وزنی است. فلزات (Metals) موجود در نفت کوره عناصری چون آهن، سرب، مس، سدیم، منیزیم، وانادیم و ... می‌باشند. وانادیم و سدیم از همه مهم‌ترند، زیرا سبب خوردگی دیواره لوله‌های دیگ‌های بخار می‌گردند. تعیین مقدار این فلزات توسط دستگاه Atomic Absorbption با دقت بسیار بالا انجام می‌گیرد.

باقیمانده کربن پس از سوختن نفتکوره (Carbon Residue)

آزمایش کربن باقیمانده به دوروش کندراسون و Ramsbottom انجام می‌گیرد. بدین صورت که وزن معینی از نمونه در ظروف مخصوص شیشه‌ای (bulb) ریخته، به مدت ۲۰ دقیقه در کوره مخصوص در دمای 550 درجه سانتی‌گراد سوزانده می‌شود. درصد باقیمانده کربن نسبت به مقدار نمونه اولیه جواب مورد نظر است. ماکزیم مقدار آن به روش کندراسون 13.0 درصد وزنی است.

مواد خاکستر نفتکوره (Ash Content)

وزن معینی از نمونه را برداشته درون ظرف مخصوص ریخته سپس در کوره با دمای ۸۰۰ درجه سانتی‌گراد به مدت ۶ ساعت سوزانده می‌شود. باقیمانده خاکستر نمونه را وزن کرده، درصد آن را نسبت به مقدار نمونه اولیه محاسبه می‌کنند. ماکزیمم مقدار آن در نفتکوره ۰٫۰۵ درصدوزنی است.

آب و رسوبات موجود در نفت کوره (Water & Sediment)

آزمایش تعیین مقدار آب و رسوبات رامی توان به درروش جداگانه انجام داد. میزان آب موجود در نفتکوره به روش استاندارد ASTM D-۹۵ انجام می‌گیرد. وزن یا حجم معینی از نمونه را با يك حلال مناسب نظیر تولوئن یا زایلین (عاری ازآب) مخلوط کرده، درون بالن مخصوص ریخته، تقطیر می‌نمایند تا تمام آب موجود در نمونه، توسط حلال پس از خنک شدن و عبور از مایع‌کننده یا کندانسور (Condensor)، به درون سیلندر بازیافتی مدرج ریخته شود. ماکزیمم مقدار آن در نفتکوره ۰٫۵ درصدحجمی است.

| آزمایش | ترکیبات واجزاء | | | محصول |
|-----------|----------------|-----------|-----------|----------|
| | HVGO | VIS.TAR | REC.FEED | نفت کوره |
| IBP | ۲۸۰-۳۱۰ | — | ۲۷۰-۳۴۰ | — |
| FBP | ۵۰۰-۵۵۰ | — | ۵۰۰-۵۵۰ | — |
| FL.PT | ۳۷۰-۳۸۰ | ۱۵۰-۲۵۰ | ۳۹۰-۴۰۰ | MIN. ۱۵۰ |
| VISC. | ۱۵-۲۰ | ۲۰۰-۵۰۰ | ۱۵-۲۰ | ۲۳۰-۲۲۰ |
| SP.GR. | ۰٫۹۰۵-۰٫۹۱۵ | ۰٫۹۵-۰٫۹۶ | ۰٫۸۵-۰٫۸۶ | TBR |
| PR.PT | ۹۰-۹۵ | ۶۰-۷۰ | ۹۵-۱۰۰ | MAX. ۶۰ |
| درصد حجمی | ۱۵ | ۷۵ | ۱۰ | ۱۰۰ |

انواع نفت کوره

نفت کوره سبک: کاربرد اصلی این نفتکوره در انواع کوره‌های سبک است. این نفت کوره دارای گرانشی (بر اساس ردوود Redwood) SEC ۱۰۰ در 100°F و چگالی 0.925 در 60°F و ارزش حرارتی 19000 Btu/lb می‌باشد.

نفت کوره معمولی: کاربرد عمده این نفتکوره در نیروگاه‌ها است. این نفت کوره دارای گرانشی ردوود SEC ۶۰۰ در 100°F و چگالی 0.950 در 60°F و ارزش حرارتی 18500 Btu/lb می‌باشد.

نفت کوره سنگین: کاربرد عمده این نفتکوره در صنایع سنگین و نیروگاه‌ها است. این نفتکوره دارای گرانشی ردوود SEC ۲۰۰ در 100°F و چگالی 0.970 در 60°F و ارزش حرارتی 8000 Btu/lb می‌باشد. برای اساس انواع نفتکوره در صنایع پالایشی ایران ضمن توجه به ویسکوزیته آنها به صورت زیر تولید و تقسیم‌بندی شده است.

نفتکوره ۱۸۰ و ۲۳۰

نفتکوره‌های ۱۸۰ و ۲۳۰، برش‌های سنگین‌تر از نفتگاز می‌باشند. ترکیبات تشکیل‌دهنده آنها عمدتاً هیدروکربن‌های سنگین موجود در باقیمانده تقطیر نفت خام هستند که برحسب مورد مصرف، با استفاده از برش‌های سبک نفتی تنظیم گرانشی شده و به عنوان سوخت سنگین مورد مصرف قرار می‌گیرند. این دو فرآورده به عنوان سوخت در دیزل‌های ثابت و متحرک و صنایعی که مشعل طراحی شده جهت سیستم احتراق آنان قابلیت مصرف این فرآورده را داشته باشد به کار می‌روند. مشخصات فیزیکی و شیمیائی این دو فرآورده به شرح زیر است.

| نوع نفت کوره | ---- -- | نوع ۱۸۰ | نوع ۲۳۰ | ----- |
|----------------------------------|-----------------------|------------|------------|---------------|
| | واحد | حدود | حدود | روش آزمایش |
| Viscosity kinematic @ ۵۰°C (max) | c.st | ۱۸۰ | ۲۳۰ | Astm D۴۴۵ |
| Density @ ۱۵°C (max) | kg/ m ^۳ | report | report | Astm D۱۲۹۸ |
| Pour point (max) | °C | Winter:۴,۵ | Winter:۵,۰ | Astm D۹۷ |
| | | Summer:۱۵ | Summer:۱۵ | |
| Flash point (min) | °C | ۶۰ | ۶۵ | Astm D۹۳ |
| SulphurTotal (max) | درصد wt | ۳,۰ | ۳,۰ | Astm D۱۵۵۲ |
| Carbon Residue Conradson (max) | درصد wt | ۱۳ | ۱۳ | Astm D۱۸۹ |
| Ash (max) | درصد wt | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | Astm D۴۸۲ |
| Water & sediment (max) | درصد vol | ۰,۵ | ۰,۵ | Astm D۱۷۹۶ |
| Calorific value higher (min) | MJ/ kg | ۴۱,۸ | ۴۱,۸ | Astm D۴۸۶۸ |

نفتکوره ۲۸۰ و ۳۸۰

نفتکوره های ۲۸۰ و ۳۸۰، برش های سنگین نفتی حاصل از باقیمانده برج های تقطیرند که با استفاده از برش های سبک تر تنظیم گرانروی شده و به عنوان سوخت عرضه می شوند. ترکیب درصد هیدروکربن های متشکله، ارزش حرارتی مناسبی به سوخت می دهد و مقدار فلزات موجود، در سیستم های مصرف کننده ایجاد اشکال نمی کند. این دو فرآورده به عنوان سوخت در صنایع و نیروگاه هایی که در سیستم احتراق آنان نفتکوره متوسط پیشنهاد شده است قابلیت استفاده را دارند.

| نوع نفت کوره | ----- | ۲۸۰ | ۳۸۰ | ----- |
|----------------------------------|-------------------|------|------|------------|
| Density @ ۱۵°C (max) | kg/m ^۳ | ۹۷۰ | ۹۹۰ | Astm D۱۲۹۸ |
| Kinematic viscosity @ ۵۰°C (max) | c.st | ۲۸۰ | ۳۸۰ | Astm D۴۴۵ |
| Pour point (max) | °C | ۲۴ | ۳۲ | Astm D۹۷ |
| Flash point (min) | °C | ۶۵ | ۶۵ | Astm D۹۳ |
| Sulphur Total (max) | درصد wt | ۳٫۵ | ۳٫۵ | Astm D۱۵۵۲ |
| Carbon Residue Conradson (max) | درصد wt | ۱۵ | ۱۵ | Astm D۱۸۹ |
| Ash (max) | درصد wt | ۰٫۰۵ | ۰٫۱۵ | Astm D۴۸۲ |
| Water & sediment (max) | درصد vol | ۰٫۵ | ۱٫۰ | Astm D۱۷۹۶ |
| Calorific value higher (min) | MJ/kg | ۴۱٫۸ | ۴۱٫۷ | Astm D۴۸۶۸ |

نفت کوره سنگین (Heavy Fuel Oil)

این فرآورده باقیمانده سنگین حاصل از تقطیر نفت خام در برج های تقطیر است که عمدتاً نیازی به اختلاط با فرآورده های سبک، به منظور تنظیم گرانی و نداشتن و مستقیماً قابل عرضه است. درصد گوگرد مناسب و ارزش حرارتی خوب، از ویژگی های این سوخت است. نفت کوره سنگین به عنوان سوخت در صنایع و نیروگاه هائی که در سیستم سوخت آنها، سوخت سنگین پیشنهاد شده است

قابلیت کاربرد دارد. مشخصات نفتکوره سنگین به شرح جدول زیر است.

| آنالیز | واحد | حدود | روش آزمایش |
|------------------------------------|--------------------|------|------------|
| Density @ ۱۵ °C (Approx) | kg /m ^۳ | ۹۹۸ | Astm D۱۲۹۶ |
| Viscosity kinematic @ ۱۰۰ °C (max) | c.st | ۷۲ | Astm D۴۴۵ |
| Pour point (max) | ° C | ۳۸ | Astm D۹۷ |
| Flash point (min) | ° C | ۶۵ | Astm D۹۳ |
| SulphurTotal (max) | درصدwt | ۳٫۵ | Astm D۱۵۵۲ |
| Carbon Residue Conradson (max) | درصدwt | ۱۵ | Astm D۱۸۹ |
| massدرصدAsh (max) | درصدwt | ۰٫۱۵ | Astm D۴۸۲ |
| Water & sediment (max) | درصدvol | ۱٫۰ | Astm D۱۷۹۶ |
| Calorific value higher (min) | MJ /kg | ۴۰٫۷ | Astm D۴۸۶۸ |
| Vanadium (Approx) | wt/ppm | ۱۵۰ | ----- |
| Nickel (Approx) | wt/ppm | ۴۰ | ----- |
| Sodium (Approx) | wt/ppm | ۱۵ | ----- |

فرآورده‌های مختلط

Blended product

در یک پالایشگاه، فرآورده‌های نفتی از واحدهای مختلف فرایندی حاصل می‌شوند که هر یک کیفیت مشخصی دارند. برای حاصل شدن فرآورده‌های نفتی باکیفیت استاندارد، اختلاط در مخازن محصول پالایشگاه‌ها صورت می‌گیرد. به‌طور کلی هدف از اختلاط فرآورده‌ها، تخصیص اجزای اختلاطی فراهم برای دستیابی به شرایط و مشخصات فرآورده مورد تقاضا با کمترین هزینه و تولید فرآورده‌های فزاینده‌ای است که سودکلی پالایشگاه را بیشینه کند.

تکنیک اختلاط فرآورده‌ها مبتنی بر میانگین وزنی و درصد‌های وزنی ترکیبات مختلف در فرآورده‌های نفتی و یا نفت خام است. نتایج آزمایشگاهی و استفاده از قوانین محاسبات درصد وزنی و میانگین‌گیری قبل از اختلاط، نسبت‌های لازم جهت اختلاط را بدست می‌دهد. فرآورده‌های عمده پالایشگاهی که از طریق اختلاط به دست می‌آیند عبارتند از:

- بنزین
- سوخت جت
- نفتکوره
- سوخت دیزل

که از مخلوط میان تقطیرهای واحد تقطیرنفت خام، کک‌سازی و واحدهای کراکینگ به دست می‌آیند. همانگونه که ذکر گردید، فن‌آوری اختلاط نفت خام و فرآورده‌های نفتی، علاوه بر کاربرد در بخش صادرات نفت خام، قابلیت استفاده در تمام واحدهای نفتی که اختلاط در آنها انجام می‌شود را دارد. در این خصوص، نرم افزارهایی مانند نرم‌افزار RIPI Blend که یک نرم‌افزار ملی و داخلی است، طراحی و به‌کار گرفته شده است. با استفاده از این ابزار به راحتی و با دقت بالا می‌توان درصد اختلاط نفت خام و فرآورده‌های نفتی را با کیفیت‌های مختلف برای رسیدن به نفت یا فرآورده مورد نظر به دست آورد. در صورت در اختیار نداشتن چنین ابزار نرم‌افزاری، باید درصد‌های مختلف اختلاط را به صورت حدس و خطا در آزمایشگاه مورد بررسی قرار داد که این روند به

زمان و هزینه بسیار بالایی احتیاج خواهد داشت. در تکنیک‌های جدید که در پایانه‌های صادرات نفت کشور کاربرد زیادی دارد، نسبت به روش‌های قدیمی بسیار دقیق‌تر است، برقراری یک سیستم با قابلیت ارسال مستقیم محصول به کشتی یا مصرف‌کننده بالاخص هنگامی که حجم‌های تولیدی بالا مورد انتظار باشد، هزینه ایجاد مخازن حجیم را تحمیل نخواهد کرد.

یک برنامه و الگوی اختلاط نفت خام و یا فرآورده‌های نفتی به‌طور عمده اهداف زیر را دنبال می‌نماید:

- شناسایی نفت خام و برش‌های نفتی
 - محاسبه خواص مخلوط حاصل از چند نفت خام یا برش نفتی
 - بهینه‌سازی اختلاط نفت خام و برش‌های نفتی برای صادرات یا تولید و توزیع در کشور
 - محاسبه توزیع گوگرد در برش‌ها
 - تخمین میزان محصولات پالایشگاه‌ها از مشخصات خوراک ورودی
 - کاهش زمان و هزینه اختلاط در پالایشگاه
 - تخمین تاثیر تغییر خوراک روی واحدهای مختلف و به حداکثر رساندن تولید سوخت‌های استراتژیک مانند بنزین با کیفیت مطلوب
- امروزه با وجود تغییرات زیاد در کیفیت نفت‌های خام و تنوع نیاز مشتریان، استفاده از این واحدهای اختلاط فرآورده برای تولید نفت خام با کیفیت مشخص اهمیت یافته است. با توجه به تغییرات کیفیت نفت و لزوم تنوع بخشی به سبد صادراتی نفت خام، طراحی ساخت و راه‌اندازی این واحد اهمیتی بیشتر یافته است.

قیر تقطیری

Distillation Tar



قیر تقطیری (Tar) ماده‌ای هیدروکربنی است که بواسطه حصول از تقطیر نفت خام این نوع قیر را قیر تقطیری نیز می‌نامند. قیر نفتی طی دو مرحله از تقطیر نفت خام حاصل می‌گردد. در مرحله اول تحت فشار اتمسفریک از باتوم برج یاد شده (Bitumen) و در مرحله دوم در پی فرایند حذف ترکیبات سنگین (Asphaltene) نفت‌گاز و نفت سفید که در شرایط خلاء صورت می‌پذیرد. منشاء نفت خام بکار رفته در تقطیر تأثیر قابل توجهی روی خواص قیر استحصالی دارد. که به صورت کلونیدی تجمع یافته و به رنگ سیاه تا قهوه‌ای تیره که در سولفید کربن و تتراکلرید کربن کاملاً حل می‌شود. قیر در دمای محیط، جامد است. اما با افزایش دما، به حالت خمیری در می‌آید و پس از آن مایع می‌شود. کاربرد مهم قیر به علت وجود دو خاصیت مهم این ماده است:

- نفوذناپذیری در برابر آب
- چسبندگی

کاربرد قیر

قیر معمولاً در دو حوزه راه‌سازی و عایق‌کاری به کار می‌رود. حدوداً ۹۰ درصد از قیر تولیدی، در حوزه راه‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد و مصارف

عایق‌کاری، تنها ۱۰ درصد از مصرف قیر را به خود اختصاص می‌دهد. در عایق‌کاری از قیر معمولاً برای عایق‌بندی بام‌ها و ... استفاده می‌شود. معمولاً به‌منظور تثبیت قیر، آن را همراه با گونی مورد استفاده قرار می‌دهند که به آن قیرگونی گفته می‌شود. الیاف گونی نقش مسلح‌کننده قیر را دارند و قیر را در محل خود تثبیت می‌کنند.

انواع قیر

قیر استخراج شده از نفت خام قیر خالص نام دارد. قیرهای خالص همچنان برای اینکه خواص مورد نظر برای کاربردهای مختلف را پیدا کنند، تحت فرایندهای دیگر قرار می‌گیرند و انواع مختلف قیر را (از جمله قیر دمیده، قیر محلول، قیر امولسیون، قیر پلیمری و...) را تشکیل می‌دهند. خروجی پالایشگاه قیر دمیده است و مابقی اشکال دیگر قیر در صنایع پائین دست از این قیر تهیه می‌گردند.

قیر امولسیون:

قیر امولسیون عمدتاً مخلوطی از دو ماده آب و قیر است که در آن قیر به‌صورت ذراتی باردار و روغن گونه در آب پخش شده‌اند. قطر دانه‌های قیر در این امولسیون در دامنه ۰٫۰۰۱ تا ۰٫۰۰۲ میلی‌متر قرار دارند. سایر موارد افزودنی در ساخت امولسیون قیر عبارت از حلال، امولسیفایر و پایدار کننده و پلیمر و همچنین اسید می‌باشد.

قیر محلول:

قیر محلول که از انحلال قیر در روغن‌های معدنی حاصل می‌گردد. این قیر برای اندود آب‌بندی، اندود سطحی و اندود کردن سنگ سرد در جای خشک و هوای سرد استفاده می‌گردد. قیرهای محلول بر حسب سرعت تبخیر حلال و سفت شدن قیر نامگذاری و دسته‌بندی شده‌اند. این دسته‌ها عبارتند از:

قیرهای محلول زودگیر (RC) Rapid Curing

این قیرها از حل کردن قیر خالص در بنزین (Gasoline) ساخته می‌شوند که

بسته به اندازه حل‌کننده آنها نامگذاری شده‌اند.

RC RC۱ RC۲ RC۳ RC۴ RC۵

قیرهای محلول کندگیر (MC) Medium Curing

این قیرها از حل کردن قیر خالص در نفت چراغ (Kerosene) ساخته می‌شوند که بسته به اندازه حل‌کننده آن‌ها نامگذاری شده‌اند:

MC MC۱ MC۲ MC۳ MC۴ MC۵

قیرهای محلول دیرگیر (RC) Slow Curing

این قیرها از حل کردن قیر خالص در روغن‌های معدنی که دیر می‌پزند مانند نفت گاز (Gasoil) یا نفت‌کوره (Fuel Oil) ساخته می‌شوند که بسته به اندازه حل‌کننده آن‌ها نامگذاری شده‌اند:

SC SC۱ SC۲ SC۳ SC۴ SC۵ SC۶

قیردمیده (Blown Asphalt)

قیردمیده از دمیدن هوای داغ به قیر خالص در مرحله آخر عمل تصفیه به دست می‌آید. در این فرایند، هوای داغ با دمای ۲۰۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی‌گراد توسط لوله‌های سوراخ‌دار به محفظه حاوی قیردمیده می‌شود. در اثر انجام این فرایند، اتم‌های هیدروژن موجود در مولکول‌های هیدروکربورهای قیر، با اکسیژن هوا ترکیب می‌شود و با تشکیل آب، عمل بسپارش (پلیمریزاسیون) اتفاق می‌افتد. قیردمیده نسبت به قیر خالص دارای درجه نفوذ کمتری است، درجه نرمی بیشتری دارد و حساسیت کمتری نسبت به تغییرات دما دارد. این نوع قیر بیشتر در ساختن ورق‌های پوشش بام، باتری اتومبیل و اندودکاری مورد استفاده قرار می‌گیرد. علامت اختصاری قیردمیده R می‌باشد. مثلاً قیر ۲۵/۸۰ به معنای قیردمیده با درجه نرمی ۸۰ و درجه نفوذ ۲۵ می‌باشد.

مشخصات و آزمایشات قیر دمیده

درجه نفوذ (penetration)

آزمایش درجه نفوذ برای تعیین سختی قیر مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این آزمایش از یک سوزن استاندارد تحت اثر بار ۱۰۰ گرمی در مدت ۵ ثانیه به داخل قیر در دمای ۲۵ درجه نفوذ می‌کند. مقدار نفوذ برحسب دهم میلی‌متر درجه نفوذ نامیده می‌شود. هر چه درجه نفوذ کم تر باشد قیر سخت تر است. قابلیت نفوذ قیر یا همان آزمایش درجه نفوذ مرسوم‌ترین آزمایش برای اندازه‌گیری قوام قیر است. قابلیت نفوذ قیر را براساس مقدار نفوذ یک سوزن استاندارد در دمای ۲۵ درجه سانتی‌گراد در داخل قیر تعریف می‌کنند. این سوزن تحت اثر نیرویی معادل ۱۰۰ گرم است. مقدار نفوذ این سوزن استاندارد را بعد از پنج ثانیه اندازه می‌گیرند و آن را به‌عنوان قابلیت نفوذ تعریف می‌کنند. قیرهای نرم‌تر قابلیت نفوذ بیشتر دارند.

گرانروی (Viscosity)

هر چه گرانروی قیر بیشتر باشد خواص جامد بیش تری از خود نشان می‌دهد. واضح است در دماهای بالاتر گرانروی کم تر است. این مشخصه قیر با دستگاه سیبولت و یا به‌روش سینماتیکی اندازه‌گیری می‌شود.

درجه اشتعال (Flash point)

درجه اشتعال دمایی است که اگر قیر به آن دما برسد، گازهای متصاعد از آن با نزدیک شدن شعله، مشتعل می‌شوند و در سطح آن شعله به وجود می‌آید. حداکثر دمایی که می‌توان قیر را در کارگاه گرم کرد به درجه اشتعال محدود می‌باشد. با توجه به این که قیرهای خالص، قطران و مخلوط آن‌ها آتشگیر می‌باشند و کار کردن با آنها در درجه حرارت‌های بالا به علت آتشگیری خطرناک می‌باشد لذا با روش آزمایش نقطه اشتعال و سوختن قیر را تعیین می‌کنند.

افت وزنی قیر (Loosing Heating)

افت وزنی قیر در دمای بالامطابق استاندارد ASTM D۶، در اثر تبخیر قسمتی

از روغن‌ها و ترکیبات نفتی آن می‌باشد که به آزمایش لعاب نازک نیز معروف است و از خواص مهم قیر است. افت وزنی قیر در اُون در دمای ۱۶۳ درجه سانتی‌گراد و در مدت ۵ ساعت (شرایط تقریبی پخت آسفالت) اندازه‌گیری می‌شود. هرچه قیر نرم‌تر باشد یعنی درجه نفوذ آن بیشتر باشد افت وزنی آن نیز بیشتر است. به‌عنوان نمونه ای از کاربرد این آزمایش، حداکثر افت وزنی برای کاربرد راهسازی در ایران معادل ۰٫۸ درصد است.

شکل پذیری یا انگمی یا آزمایش میزان کشش (Ductility)

این آزمایش مطابق استاندارد ASTM D۱۱۳ در رابطه با نفوذ ناپذیری در برابر آب بعلت چسبندگی آن و اندود نمودن سنگ‌ها و قابلیت شکل پذیری و نفوذ ناپذیری است. هرچه قیر شکل پذیرتر باشد چسبنده‌تر است و بالعکس. اگر نمونه‌ای از قیر با سطح مقطع ۱ سانتی‌متر مربع را با سرعت ۵ سانتی‌متر بر دقیقه بکشیم، مقدار افزایش طول نمونه را قبل از پاره‌شدن خاصیت انگمی قیر گویند. هرچه قیر سخت‌تر باشد شکننده‌تر باشد خاصیت انگمی آن کمتر است.

درجه خلوص یا اندازه‌گیری حلالیت (Solubility)

همانطور که بیان گردید تترا کلرور کربن و سولفور کربن حلال قیر می‌باشند. بنابراین اگر نمونه‌ای از قیر را در هر یک از این مواد حل کنیم، ناخالصی‌های آن باقی می‌ماند و از آن جا درجه خلوص قیر را می‌توانیم تعیین کنیم. درجه خلوص عبارت است از:

$$(\text{وزن نمونه قیر}) \div ((\text{وزن ناخالصی}) - (\text{وزن نمونه قیر}))$$

درجه نرمی (Softening point)

درجه نرمی دمایی است که با رسیدن قیر به آن دما، قیر از حالت جامد به حالت روان در می‌آید. هرچه درجه نرمی قیر بیش‌تر باشد، حساسیت کم‌تری نسبت به تغییرات دما دارد. درجه نرمی قیرهای معمولی حدود ۶۰ تا ۷۰ می‌باشد نقطه نرمی را بر اساس روش ساچمه و حلقه بدست می‌آورند. نقطه نرمی درجه حرارتی است که در آن قیر موجود در حلقه نرم شده و ساچمه از درون حلقه عبور

می‌نماید.

علاوه بر موارد ذکر شده اندازه‌گیری نقطه شکست (Fraass Breaking Point) و بررسی اثر هوا و حرارت بر روی قیر (Thin Film Over Test)، اندازه‌گیری وزن مخصوص (Specific Gravity)، نیز بر روی قیر صورت می‌پذیرد که اهم آنها در بخش آزمایشات فرآورده‌های نفتی بیان گردیده است.

ضمیمه ۱

ارزش حرارتی (Heating Value)

ارزش حرارتی (Heating Value) یک سوخت، مقدار حرارت آزاد شده ضمن احتراق واحد جرم سوخت مورد نظر تحت شرایط خاص دما و فشار می باشد. با کاهش API فرآورده نفتی، وزن مخصوص یا سنگینی فرآورده زیاد می شود و در ترکیبات گاز طبیعی به حداکثر API و حداقل وزن مخصوص خواهد رسید. رابطه API با وزن مخصوص بصورت زیر تعریف گردیده است:

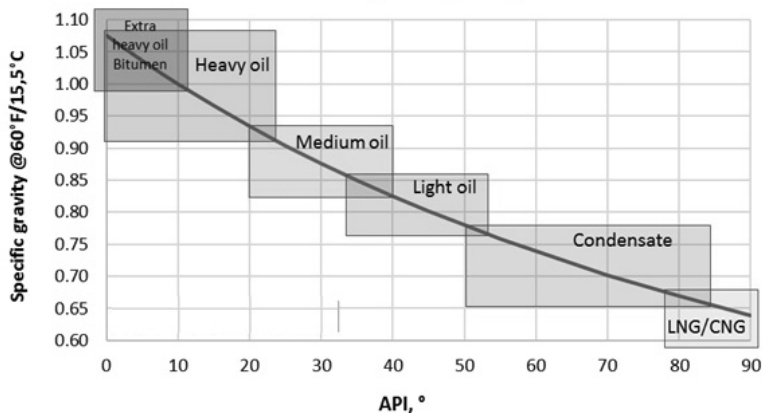
$$^{\circ}\text{API} = (141,5 / \text{SG}) - 131,5$$

$$^{\circ}\text{API} = \text{Degrees API Gravity}$$

$$\text{SG} = \text{Specific Gravity (at } 60^{\circ}\text{F)}$$

اساس این موضوع در نمودار زیر قابل مشاهده است.

API vs specific gravity



همانگونه که در نمودار فوق دیده می‌شود، ترکیبات قیری باروغن‌های بسیار سنگین دارای بیشترین وزن مخصوص و کمترین API و ترکیبات گازی با درصد بسیار زیاد متان و اتان دارای کمترین وزن مخصوص و یا بیشترین API می‌باشند. هرچه به سمت کاربردهای سوختی و انرژی‌زائی فرآورده‌های نفتی پیش برویم، API‌های بزرگتر دارای مصرف ساده‌تر و با تکنولوژی احتراق‌پذیری بصورت کامل مواجه خواهند بود.

از سوی دیگر درجه API به عنوان يك معيار جهانی برای سنجش مرغوبیت نفت (خام) است. هر چه API بیشتر باشد فرایندهای ثانویه تبدیلات کمتر لازم بوده و نفت خام مرغوبتر است. نفت‌های خام با درجات API بیش از ۲۰، مابین ۱۰ و ۲۰ و کوچکتر از ۱۰ به ترتیب به عنوان نفت خام سبک، سنگین و خیلی سنگین درجه بندی می‌شوند.

درخصوص نفت خام نیز چنین رویکردی در نظر گرفته خواهد شد. به مقادیر API گزارش شده در سال ۲۰۱۶ نفت خام چندین کشور در جدول زیر سبک‌ترین طیف نفت خام را در West Texas آمریکا و سنگین‌ترین طیف ترکیبات نفتی را در Wilmington آمریکا می‌توان مشاهده نمود. استراتژی‌های صنعت هر کشور تعیین‌کننده نیاز آن به API نفت خام مورد نیاز جهت پالایش و دسترسی به فرآورده‌های مختلف مورد نیاز آن کشور است.

| Crude Oil | Location | API |
|------------|-----------|------|
| West Texas | USA | ۴۰,۲ |
| Nacx۱ | Prop | ۳۹,۴ |
| Brent | North Sea | ۳۹ |
| Bach Ho | Viet Nam | ۳۸,۶ |
| Eastex | USA | ۳۸,۲ |
| Magllanes | Chile | ۳۷,۵ |
| Sauces | Argentina | ۳۵,۹ |

| | | |
|-----------------|--------------|------|
| West Texas Sour | USA | ۳۵,۳ |
| Minas | Indonesia | ۳۵,۱ |
| Arab light | Saudi Arabia | ۳۴ |
| Gulf ۱ | PetroPlan | ۳۳,۶ |
| Isthmus | Mexico | ۳۲,۹ |
| Kuwait | Kuwait | ۳۲,۴ |
| Taching | China | ۳۲,۳ |
| Oriente | Ecuador | ۳۱,۶ |
| Forcados | Nigeria | ۳۰ |
| Arab Heavy | Saudi Arabia | ۲۸,۸ |
| Cano Limon | Colombia | ۳۱ |
| Largo Treco | Venezuela | ۲۷,۷ |
| Alaska | USA | ۲۷,۱ |
| Tia Juana Med | Venezuela | ۲۵,۴ |
| Shengli | China | ۲۴,۷ |
| BCF-۲۴ | Venezuela | ۲۳,۶ |
| Maya | Mexico | ۲۲,۱ |
| Wilmington | USA | ۱۹ |
| Bachaquero | Venezuela | ۱۷,۳ |
| Boscan | Venezuela | ۱۰,۲ |

ارتباط بین API و SG نشان‌دهنده میزان مواد انرژی‌زا یا سایر کاربردهای موجود در نفت خام بصورت مستقیم و عدم نیاز به واکنش‌های انرژی بر تبدیلی است. به همین دلیل ارقام و بانک اطلاعاتی انواع نفت و فرآورده‌های نفتی

بصورت تناسبی از API و انرژی‌های قابل حصول توسط استانداردها و مراجع معتبر ارائه گردیده است. در صورتیکه با دقت بالائی نسبت به اندازه‌گیری وزن مخصوص و یا API اقدام گردد، با استفاده از جداول استاندارد موجود می‌توان ارزش حرارتی سوخت مورد نظر را با دقت بسیار بالائی محاسبه نمود. در پاره ای از موارد می‌توان بصورت تخمینی انرژی شکستن و تشکیل پیوندهای مواد را بصورت کاربردهای انرژی پیوندی مانند زیر محاسبه نمود.

Estimate of energy release:

| | | |
|-------------------|-----|----------------------|
| CH ₄ : | C-H | 4 @ 410 kJ = 1640 kJ |
| O ₂ : | O=O | 2 @ 494 kJ = 988 kJ |
| CO ₂ : | C=O | 2 @ 799 kJ = 1598 kJ |
| H ₂ O: | O-H | 4 @ 460 kJ = 1840 kJ |

$$\Delta H = (1640 + 988) - (1598 + 1840) = -810 \text{ kJ}$$

اما این محاسبات پایه تئوریک بیشتری داشته و تاثیر شرایط محیط و غلظت‌های موثر در واکنش در آنها به سهولت قابل تعیین و تشخیص نیست. هرچند که نتایج نزدیک به واقعیتی را بعضاً می‌توان از آنها کسب نمود. اهمیت محاسبات بازده سوخت مصرفی سبب تعیین جداول و معادلاتی در هندبوک‌های مختلف و مرتبط با این موضوع گردیده است که کاربرد آنها تا حدود بسیار قانع کننده‌ای می‌تواند منجر به شناخت سطح بازده سوخت مصرف شده باشد.

ارزش حرارتی بالا و پایین هیدروکربن‌های گازی (Gas HC High & Low Heating Value)

ارزش حرارتی بالا (HHV) به مفهوم ارزش حرارتی ناخالص گازهای سبک (Gross) و ارزش حرارتی پایین (LHV) به مفهوم ارزش حرارتی خالص (Net) آن است. در واقع اگر ارزش حرارتی گازهای سبک، با این فرض محاسبه شود که در انتهای فرآیند آب تشکیل شده ضمن احتراق به فرم آب باقی بماند، ارزش حرارتی ناخالص (Gross) محاسبه شده است. اما از آنجا که در واقعیت آب تشکیل شده در فرآیند احتراق به بخار تبدیل می‌شود، ارزش حرارتی خالص (Net) با کسر حرارت لازم برای تبخیر آب از کل حرارت آزاد شده در فرآیند احتراق محاسبه

می‌شود.

لازم به ذکر است که در محاسبه راندمان تجهیزاتمانند بویلر و کوره، معمولاً ارزش حرارتی خالص به کار می‌رود. ارزش حرارتی گازها با مشخص بودن درصد مولی (حجمی) ترکیبات گاز (آنالیزگاز)، پارامترهایی نظیر درصد جرمی اجزاء، وزن مولکولی در هر دمائی قابل محاسبه است. برای سوخت گازی مرجع GPA، داده‌های فنی API در خصوص اطلاعات هیدروکربن‌ها، فرمول‌های زیر ارائه نموده است:

$$\begin{aligned} \text{HHV} &= 229,6 + 1321 * \text{SG} - 207,97 * \text{SG}^2 + 57,084 * \text{SG}^3 \\ \text{LHV} &= 186,37 + 1219,3 * \text{SG} - 206,93 * \text{SG}^2 + 56,936 * \text{SG}^3 \end{aligned}$$

که در آنها HHV و LHV برحسب Btu / scf (بی تی یو بر سانتی متر مکعب گاز) می‌باشد و SG یا وزن مخصوص گازی بایست کوچکتر از ۲ باشد که این رابطه قابل استفاده باشد. (همانطور که مشخص است بدون واحد است) برای تبدیل Btu / scf به Btu / lb کافیست در ۳۷۹٫۵ ضرب و بر MW گاز تقسیم شود:

$$\text{Btu / lb} = \text{Btu / scf} * (379,5 / \text{MW})$$

ارزش حرارتی بالا و پایین هیدروکربن‌های مایع (Liquid HC High & Low Heating Value)

برای فرآورده‌های نفتی مایع نیز ارزش حرارتی بالا و پائین به طریق مشابه قابل محاسبه است. باتوجه به معیار API به‌عنوان مبنائی جهت تعیین ارزش حرارتی بالا و پائین انواع فرآورده‌های نفتی، استفاده از این شاخص بدلیل دقت بسیار بالای اندازه‌گیری این پارامتر توسط این استاندارد دسته‌بندی و قابل استناد گردیده است. لذا جدول تعیین ارزش حرارتی بالا و پائین برحسب API به‌عنوان جدولی استاندارد در این خصوص توسط مراجع نامبرده در دسترس قرار دارد. در جدول زیر بعنوان سه نمونه از API اندازه‌گیری شده یک نمونه، ارزش حرارتی بالا و پائین آن‌ها برحسب کیلوکالری بر لیتر ارائه گردیده است.

| API | Specific gravity | HHV | LHV |
|-----|------------------|-------|-------|
| ۴ | ۱,۰۴۴ | ۱۰۴۹۹ | ۱۰۰۳۷ |
| ۲۲ | ۰,۹۲۲ | ۹۷۹۸ | ۹۲۷۲ |
| ۴۲ | ۰,۸۱۶ | ۹۱۸۹ | ۸۶۴۵ |

برای سوخت مایع مرجع معتبر کتاب‌های ماکسول در خصوص اطلاعات هیدروکربن‌ها فرمول‌های دقیق زیر را ارائه نموده است:

$$HHV = 17721 + 89.08 * API - 0.348 * API^2 + 0.009518 * API^3$$

$$LHV = 16840 + 76.60 * API - 1.230 * API^2 + 0.008974 * API^3$$

که در آنها HHV و LHV برحسب Btu/lb می‌باشد و درجه API بین صفر تا ۶۰ از دقت بسیار بالائی در محاسبات برخوردار خواهد بود.

ضمیمه ۲

واژه‌ها و اصطلاحات و تعاریف
پرکاربرد فرآورده‌های نفتی

| واژه | معادل انگلیسی | شرح مختصر |
|-----------|---------------|--|
| پارافینیک | Paraffinic | هیدروکربن‌های اشباع شده ناشی از به هم پیوستن کربن و هیدروژن، با مشخصاتی چون نقطه ریزش بالا، شاخص گرانروی بالا، فراریت کم و وزن مخصوص پائین |
| نفتینیک | Oil | هیدروکربن‌های حلقوی سیر شده یک یا چند حلقه‌ای که هر حلقه می‌تواند دارای ۵ تا ۶ کربن باشد. مقاومت نه چندان خوب در مقابل اکسیدشدن و نقطه ریزش پائین به دلیل نداشتن واکس و شاخص گرانروی پائین و فراریت بالا و همچنین خاصیت حل‌کنندگی از مهمترین خصوصیات این گروه از هیدروکربن‌هاست. |
| آروماتیک | Aromatic | هیدروکربنی است که در آن پیوندهای دوگانه و یگانه جایگزینی با اتم‌های کربن برقرار است. خوشبوئی و بوی شیرین این مواد مشخصه آنهاست. جای‌گیری شش اتم کربن در یک ترکیب آروماتیک را حلقه بنزن نام نهاده‌اند. زیرا ساده‌ترین شکل ممکن برای این هیدروکربن‌ها بنزن است. |

| | | |
|--|------------------|-------------|
| <p>نقطه اشتعال یا نقطه احتراق پایین ترین درجه دمایی است که در آن از ماده، بخاری قابل احتراق ساطع می شود. اندازه گیری نقطه اشتعال نیازمند یک منبع احتراق می باشد. با خارج کردن منبع احتراق از محل، بخار فوق الذکر آتش نخواهد گرفت.</p> <p>نبایستی نقطه اشتعال را با دمای خود احتراقی اشتباه گرفت. در دمای خود احتراقی نیازی به منبع احتراق وجود ندارد. نقطه اشتعال، دمای بالاتری است که در آن بخار پس از احتراق به سوختن ادامه می دهد. نه نقطه اشتعال و نه نقطه احتراق، به دمای منبع احتراق که بسیار بالاتر است وابسته نمی باشند.</p> | Flash point | نقطه اشتعال |
| <p>نقطه ریزش یک مایع پایین ترین دمایی است که در آن مایع تحت شرایط تعیین شده روان و جاری می گردد. نقطه ریزش نشانگر پایین ترین دمایی است که در آن فرآورده نفتی به سهولت قابل پمپ کردن باشد. نقطه ریزش بالا در نفت خام با میزان بالای پارافین موجود در آن مرتبط است؛ و نوعاً در نفت خام هایی که از مقادیر زیادی از مواد گیاهی مشتق می شوند یافت می شود. این نوع از نفت خام به طور کلی از کروژن نوع دوم مشتق می شوند. در ضمن، نقطه ریزش را می توان کمترین دمایی نامید که در آن مایع، خصوصاً یک روان کننده، جاری و روان می گردد.</p> | pour point | نقطه ریزش |
| <p>دانسیتیه مقدار جرم موجود در واحد حجم ماده است که برای توصیف نیاز به مقدار داشته و یک کمیت اسکالر است.</p> | Density | دانسیتیه |
| <p>نسبت دو دانسیته برای مقایسه دانسیته يك ماده به دانسیته مرجع چگالی نسبی نامیده که کمیتی بدون بعد است.</p> | Relative Density | چگالی نسبی |

| <p>عدد ستان معیاری برای اندازه‌گیری جهت نشان دادن زمان تاخیر احتراق سوخت می‌باشد. بدان معنی که زمان تاخیر میان شروع پاشش به داخل محفظه احتراق و شروع احتراق سوخت که در طی این تاخیر زمان، سوخت تجمیع شده و سپس محترق می‌گردد و این احتراق به صورت انفجار صورت می‌گیرد تا بتواند یک ضربه قدرت تولید نماید. هر چه زمان تاخیر کمتر باشد احتراق یکنواخت‌تر خواهد بود. حداقل عدد ستان برای نفت گاز باید ۵۰ باشد. میزان عدد ستان بستگی به فرایندی دارد که نفت گاز از آن تولید می‌شود.</p> | Cetane number | عدد ستان | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|-----------------|------------------|------------------|------|------|------|---------|------|------|-------|-----|-----|--------|-----|-----|---------|-----|-----|-----------|---------|
| <p>نقطه جوش دمایی است که در آن فشار بخار مایع کاملاً با فشار خارجی برابر می‌شود. در این دما جنبش ملکول‌های مایع به ماکزیمم مقدار ممکن می‌رسد.</p> | Boiling point | نقطه جوش | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>نفت خام سیالی معدنی است که به جهت وجود ترکیبات گوگرد بوی نامطلوبی دارد. بخش اعظم نفت خام از هیدرات‌های کربن تشکیل شده و مقدار کمی عناصر دیگر نیز به آن مخلوط می‌گردد، که این عناصر در زیر با درصدشان نشان داده شده‌اند.</p> <table border="1" data-bbox="210 1020 636 1290"> <thead> <tr> <th>عنصر</th> <th>حداقل درصد وزنی</th> <th>حداکثر درصد وزنی</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>کربن</td> <td>۸۲٫۲</td> <td>۸۷٫۱</td> </tr> <tr> <td>هیدروژن</td> <td>۱۱٫۸</td> <td>۱۴٫۷</td> </tr> <tr> <td>گوگرد</td> <td>۰٫۱</td> <td>۵٫۵</td> </tr> <tr> <td>اکسیژن</td> <td>۰٫۱</td> <td>۴٫۵</td> </tr> <tr> <td>نیتروژن</td> <td>۰٫۱</td> <td>۱٫۵</td> </tr> </tbody> </table> | عنصر | حداقل درصد وزنی | حداکثر درصد وزنی | کربن | ۸۲٫۲ | ۸۷٫۱ | هیدروژن | ۱۱٫۸ | ۱۴٫۷ | گوگرد | ۰٫۱ | ۵٫۵ | اکسیژن | ۰٫۱ | ۴٫۵ | نیتروژن | ۰٫۱ | ۱٫۵ | Petroleum | نفت خام |
| عنصر | حداقل درصد وزنی | حداکثر درصد وزنی | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| کربن | ۸۲٫۲ | ۸۷٫۱ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| هیدروژن | ۱۱٫۸ | ۱۴٫۷ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| گوگرد | ۰٫۱ | ۵٫۵ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| اکسیژن | ۰٫۱ | ۴٫۵ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| نیتروژن | ۰٫۱ | ۱٫۵ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>بنزین مایعی مشتق شده از نفت است که در پالایشگاه نفت با استفاده از روش تقطیر جزء به جزء نفت تولید می‌گردد و به عنوان سوخت در موتورهای درون سوز مورد استفاده قرار می‌گیرد.</p> | Gasoline | بنزین | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| | | |
|---|---------------|----------|
| <p>شیمیدانی به نام زایس برای نخستین بار این ترکیبات را برای گیراندازی جیوه سنتز کرد و نام Mercaptan را بر روی آنها نهاد که مشتق از دو واژه Mercurium و Captane به معنای گیرانداز جیوه می باشد.</p> | Mercaptan | مرکاپتان |
| <p>نفت کوره یا مازوت یکی از هیدروکربن های نفتی است که در مراحل تصفیه نفت خام پس از اترو بنزین و نفت چراغ بدست می آید و چون سیاه رنگ است به نام نفت سیاه نیز خوانده می شود. این ماده ارزان ترین ماده سوختنی برای برخی صنایع است .</p> | Fuel oil | مازوت |
| <p>قیردمیده از دمیدن هوای داغ به قیر خالص در مرحله آخر عمل تصفیه به دست می آید . در این فرایند، هوای داغ با دمای ۲۰۰ تا ۳۰۰ درجه سانتی گراد توسط لوله های سوراخ دار به محفظه حاوی قیر دمیده می شود. در اثر انجام این فرایند، اتم های هیدروژن موجود در مولکول های هیدروکربورهای قیر، با اکسیژن هوا ترکیب می شود و با تشکیل آب، عمل بسپارش اتفاق می افتد. قیر دمیده نسبت به قیر خالص دارای درجه نفوذ کمتری است، درجه نرمی بیشتری دارد و حساسیت کم تری نسبت به تغییرات دما دارد. این نوع قیر بیشتر در ساختن ورق های پوشش بام، باتری اتومبیل و اندودکاری مورد استفاده قرار می گیرد . علامت اختصاری قیر دمیده R می باشد . مثلاً قیر ۲۵/۸۸۰ به معنای قیر دمیده با درجه نرمی ۸۰ و درجه نفوذ ۲۵ می باشد .</p> | Blown bitumen | قیردمیده |

| | | |
|---|------------------------------------|---------------------------|
| <p>قیر مخلوط به مخلوطی از قیر و یک حلال مناسب (مثلاً نفت سفید یا بنزین) گفته می‌شود. این قیر در درجه حرارت محیط مایع است و یا با حرارت کمی به مایع تبدیل می‌شود. قیر مخلوط در انواع آسفالت‌های پوششی و ماکادامی مورد استفاده قرار می‌گیرد. سرعت گیرش یا سفت شدن این نوع قیر بستگی به نوع محلول دارد. به‌طور مثال به دلیل سرعت بالای تبخیر بنزین، قیر حل شده در بنزین سریع‌تر سفت می‌شود. این قیر، اصطلاحاً قیر تندگیر (RC) نامیده می‌شود. همچنین قیرهایی که در نفت حل شده‌اند، قیر کندگیر (MC) نامیده می‌شوند و به قیرهایی که در نفت گاز یا نفت کوره حل شوند، نفت دیرگیر (SC) گفته می‌شود. قیرهای محلول بر اساس درجه گرانی‌شان درجه‌بندی می‌شوند.</p> | <p>Asphalt mixture or solution</p> | <p>قیر مخلوط یا محلول</p> |
| <p>قیر امولسیون ترکیبی از ذرات ریز قیر به وسیله انرژی مکانیکی حاصله از يك آسیاب کلوئیدی در فاز آبی و استفاده از مواد امولسفاير (امولسیون ساز) به‌عنوان فعال‌کننده سطحی می‌باشد که این مواد ذرات قیر را احاطه می‌کنند و مانع از اتصال آنها به یکدیگر و لخته شدن قیر می‌گردد. کیفیت قیر امولسیون وابسته به عواملی مانند خواص شیمیایی قیر مورد استفاده، نوع امولسفاير، مواد شیمیایی دیگری که در فرمولاسیون تولید و همچنین نحوه توزیع و پخش آن استفاده می‌گردد است.</p> | <p>Bitumen Emulsion</p> | <p>قیر امولسیون</p> |

| | | |
|---|------------------|------------|
| <p>قیری که از تقطیر نفت خام به دست می‌آید قیر نفتی یا قیر تقطیری نامیده می‌شود. قیر نفتی محصول دو مرحله تقطیر نفت خام در برج تقطیر است. در مرحله نخست تقطیر، مواد سبک مانند بنزین و پروپان از نفت خام جدا می‌شوند. این فرایند در فشاری نزدیک به یک اتمسفر انجام می‌شود. در مرحله دوم نیز ترکیبات سنگین مانند گازوئیل و نفت سفید خارج می‌شوند. این فرایند در فشاری نزدیک به خلاء صورت می‌پذیرد. در نهایت مخلوطی از ذرات جامد بسیار ریز به نام آسفالتن باقی می‌ماند که در ماده سیال با ویسکوزیته بسیار بسیار بالا به نام مالتن غوطه‌ور است.</p> | Oil Bitumen | قیرنفتی |
| <p>نام دیگر قیری است که از تقطیر نفت خام به دست می‌آید</p> | Tar distillation | قیر تقطیری |
| <p>آزمایش درجه نفوذ برای تعیین سختی قیر مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این آزمایش از یک سوزن استاندارد تحت اثر بار ۱۰۰ گرمی در مدت ۵ ثانیه به داخل قیر در دمای ۲۵ درجه نفوذ می‌کند. مقدار نفوذ بر حسب دهم میلی‌متر درجه نفوذ نامیده می‌شود. هر چه درجه نفوذ کم‌تر باشد قیر سخت‌تر است.</p> | Influence point | درجه نفوذ |
| <p>هر چه گرانروی یا کند روانی قیر بیش‌تر باشد خواص جامدگونه بیش‌تری از خود نشان می‌دهد. واضح است در دماهای بالاتر گرانروی کم‌تر است. این مشخصه قیر با دستگاه سی بولت و یا به روش سینماتیکی اندازه‌گیری می‌شود</p> | Viscosity | گرانروی |
| <p>افت وزنی قیر در دمای بالا، در اثر تبخیر قسمتی از روغن‌ها و ترکیبات نفتی آن می‌باشد. این مشخصه نیز از خواص مهم قیر است. افت وزنی قیر در اُون در دمای ۱۶۳ درجه سانتی‌گراد و در مدت ۵ ساعت (شرایط تقریبی پخت آسفالت) اندازه‌گیری می‌شود.</p> | Weight loss | افت وزنی |

| | | |
|--|--------------------|--------------------|
| <p>حلال قیر تترا کلرور کربن و سولفور کربن است. بنابراین اگر نمونه‌ای از قیر را در هر یک از این مواد حل کنیم، ناخالصی‌های آن باقی می‌ماند و در پی آن درجه خلوص قیر را می‌توان تعیین نمود. درجه خلوص عبارت است از: (وزن نمونه قیر) / [(وزن ناخالصی) - (وزن قیر)]</p> | Purity | درجه خلوص |
| <p>درجه نرمی دمایی است که با رسیدن قیر به آن دما، قیر از حالت جامد به حالت روان در می‌آید. هرچه درجه نرمی قیر بیش‌تر باشد، حساسیت کم‌تری نسبت به تغییرات دما دارد. درجه نرمی قیرهای معمولی حدود ۶۰ تا ۷۰ درجه سانتیگراد می‌باشد.</p> | Degree of Softness | درجه نرمی |
| <p>اگر نمونه‌ای از قیر با سطح مقطع ۱ سانتی متر مربع را با سرعت ۵ سانتی متر بر دقیقه بکشیم، مقدار افزایش طول نمونه را قبل از پاره شدن خاصیت انگمی قیر گویند.</p> | Plasticity or Gum | شکل پذیری یا انگمی |
| <p>آسفالتن سنگین‌ترین جزء قیر و یا به عبارتی سنگین‌ترین جزء نفت خام است و از آنجایی که نقش بسیار مهمی در خواص نهایی قیر دارد. آسفالتن‌ها ترکیباتی هستند که از حلقه‌های آروماتیک متصل به یکدیگر ساخته شده‌اند. به علاوه، این ساختارهای چند حلقه‌ای مسطح، توسط پل‌های آلیفاتیک به یکدیگر متصل شده‌اند.</p> | Asphaltene | آسفالتن |
| <p>به ترکیب‌های شیمیایی آلی که هم حلقه‌ای باشند و هم آلیفاتیک گفته می‌شود. این ترکیب‌ها دو یا چند حلقه تمام کربنی دارند که می‌توانند دارای پیوند اشباع یا غیر اشباع باشند ولی ویژگی‌های آروماتیک ندارند.</p> | Aliphatic | آلیفاتیک |

| | | |
|---|-------------|-------------|
| <p>پارافین یک ترکیب هیدروکربنی سیر شده است که در آن، تمامی اتمهای کربن موجود در مولکول، با پیوندهای ساده به یکدیگر متصل اند. پارافین‌ها یا هیدروکربنهای پارافینی را آلکان نیز نامگذاری کرده‌اند. به عبارت دیگر، مشخصه هیدروکربنهای پارافینی، اتصال اتمهای کربن بوسیله پیوندهای ساده است، سایر پیوندها نیز با اتم‌های هیدروژن، سیر شده اند. فرمول عمومی پارافینها $C_n H_{2n+2}$ است.</p> <p>ساده‌ترین پارافین، متان (CH_4) است که سری هم‌رده متعاقب آن، عبارتند از: اتان، پروپان، n- بوتان، i- بوتان، n- پنتان، i- پنتان، نئوپنتان و... می‌باشند.</p> | Paraffin | پارافین |
| <p>ترکیباتی که یک پیوند دوگانه کربن - کربن ($C=C$) دارند.</p> | Alkyle | آلکیل |
| <p>ریفرمینگ کاتالیزری یکی از واحدهای اساسی هر پالایشگاه است که هدف آن افزایش عدد اکتان است.</p> | Reforming | ریفرمینگ |
| <p>آلکان‌ها: ترکیباتی که در آن‌ها هر اتم کربن با چهار اتم دیگر پیوند دارد</p> | Alkanes | آلکان‌ها |
| <p>سیکلو آلکانها ترکیبات سیر شده حلقوی هستند که در آن‌ها تمام کربنها دارای پیوندهای یگانه هستند. و بصورت حلقوی به هم متصل می‌باشند.</p> | cycloalkane | سیکلو آلکان |
| <p>نفت گاز یا گازوئیل به‌عنوان سوخت موتورهای دیزلی و تاسیسات حرارتی بکار می‌رود. محدوده هیدروکربن‌های آن بین C_{10}-C_{25} و حتی C_{25} با دامنه نقطه جوش ۳۸۵-۲۵۰ درجه سانتیگراد است.</p> | Gasoil | نفتگاز |

ضمیمه ۳

خواص شیمی فیزیکی نفت خام

| شرح | علامت اختصاری | ویژگی |
|--|-----------------------|-------------------------|
| <p>درجه API معیاری برای سنجش مرغوبیت نفت (خام) است و عبارت از درجه گرانشی یا درجه سبکی نفت است. API به عنوان یک معیار جهانی، رابطه معکوس با وزن مخصوص دارد. یعنی هر چه API بیشتر باشد نفت خام مرغوبتر است. نفت های خام با درجات API بیش از ۲۰، مابین ۱۰ و ۲۰ و کوچکتر از ۱۰ به ترتیب به عنوان نفت خام سبک، سنگین و خیلی سنگین درجه بندی می شوند.</p> | °API Gravity | سنگینی |
| <p>مقدار گوگرد برحسب درصد وزنی گوگرد بیان می شود و بین ۱/۰ تا ۵ درصد متغیر است. امروزه واژه نفت ترش (Sour Oil) به هر نفت خامی که بالا بودن میزان گوگرد آن فرآورش های ویژه ای را ایجاد می کند گفته می شود. معمولاً مرز مابین نفت ترش و شیرین وجود بیش از ۰/۵٪ گوگرد است.</p> | Sulfur Content & Wt % | درصد وزنی و مقدار گوگرد |

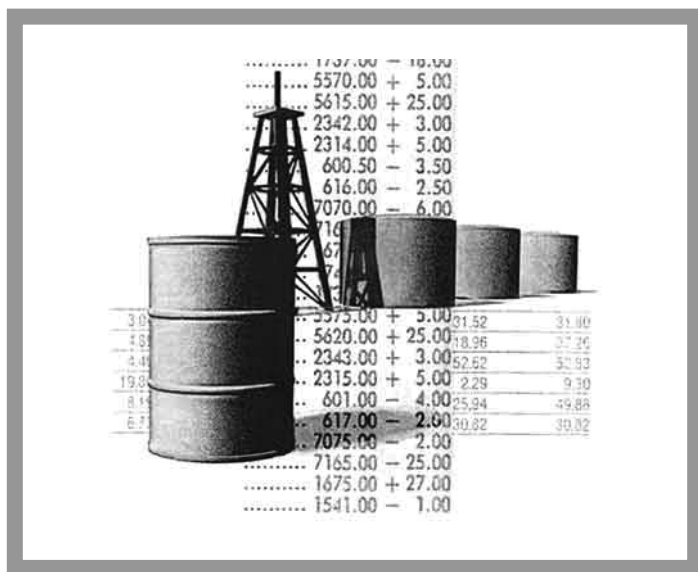
| | | |
|---|----------------------------|---------------------------------|
| <p>نقطه ریزش پایین‌ترین دمایی است که در آن، يك روغن نفتی جاری می‌شود یا ریزش می‌کند مشروط بر اینکه بدون اغتشاش، با يك روند کنترل شده خنک شود. نقطه ریزش نفت خام برحسب °C یا °F به طور تقریبی نشانگر پارافینی یا آروماتیکی بودن نسبی آن است. هر چه نقطه ریزش پایین‌تر باشد مقدار پارافین کمتر و مقدار آروماتیک بیشتر است. نقطه ریزش يك مشخصه دقیق فرآورده‌های میان تقطیر است که در آب و هوای سرد مصرف می‌شوند.</p> | <p>Pour Point</p> | <p>نقطه ریزش</p> |
| <p>باقیمانده کربن، به‌شيوه تقطیر در نبود هوا، تا دستیابی به پسماند كك تعیین و برحسب درصد وزنی بیان می‌شود. باقیمانده کربن به‌طور نسبی با مقدار آسفالت نفت خام و مقدار برش روغن روانساز قابل بازیافت ارتباط دارد. در اغلب موارد، هر چه باقیمانده کربن کمتر باشد، نفت خام ارزشمندتر است.</p> | <p>Wt % Carbon Residue</p> | <p>درصد وزنی باقیمانده کربن</p> |
| <p>مقدار نمك در نفت خام برحسب NaCl بیان می‌شود و چنانچه بیش از ۱۰lb/۱۰۰۰bbl باشد، معمولاً باید بیش از پالایش نفت خام، آن را نمك‌زدایی کرد. اگر نمك حذف نشود، ممکن است مشکلات خوردگی مهمی ایجاد کند. اهمیت نمك‌زدایی در صورتی که قرار باشد فرایندهای کاتالیزوری بر باقیمانده نفت اعمال شود بیشتر می‌شود.</p> | <p>Salt Content</p> | <p>مقدار نمك</p> |

| | | |
|---|------------------------------|--------------------------------|
| <p>ضرایب همبستگی میان بهره و ویژگی‌های آروماتیکی و پارافینی نفت‌های خام وجود دارد. یکی از معیارهای به‌کار رفته در این مورد شاخص همبستگی است که برای ارزیابی جداگانه حاصل از نفت‌های خام سودمند می‌باشد. مقیاس CI مبتنی بر پارافین‌های راست زنجیر برابر صفر و برای بنزن برابر ۱۰۰ است. گرچه مقادیر CI کمی نیستند، ولی هرچه مقدار CI کمتر باشد، غلظت هیدروکربن‌های پارافینی در برش مربوط بیشتر و هر چه CI بیشتر باشد، غلظت نفتن‌ها و آروماتیک‌های آن بیشتر است.</p> | <p>Corresponding Index</p> | <p>ضرایب همبستگی</p> |
| <p>وجود مقادیر زیاد نیتروژن در نفت‌های خام نامناسب است، زیرا ترکیبات آلی نیتروژن‌دار موجب مسمومیت جدی کاتالیزورهای به‌کار رفته در فرآیندها می‌شوند. نفت‌های خامی که بیش از ۰/۲۵ درصد وزنی نیتروژن داشته باشند، نیاز به فرآورش ویژه جهت حذف نیتروژن دارند.</p> | <p>Wt % Nitrogen Content</p> | <p>درصد وزنی مقدار نیتروژن</p> |
| <p>گستره نقطه جوش نفت خام نشان‌دهنده وجود فرآورده‌های گوناگون در آن است. سودمندترین نوع تقطیر، تحت عنوان ((نقطه جوش حقیقی)) یا TBP شناخته شده است و معمولاً به تقطیری گفته می‌شود که در دستگاهی با درجه تفکیک منطقی انجام شود. گرچه هیچ روش آزمایش خاصی به‌نام تقطیر TBP وجود ندارد، ولی تقطیر Hempel و ASTM D۲۸۵ آزمایش‌های متداول‌تری هستند. همچنین گستره تقطیر نفت خام را باید با تقطیرهای ASTM مرتبط کرد، زیرا تعیین مشخصات فرآورده معمولاً بر پایه آزمایش‌های ساده تقطیر ASTM D۸۶، و ASTM D۱۱۶ استوار است.</p> | <p>Distillation Range</p> | <p>گستره تقطیر</p> |

| | | |
|---|----------------------|--------------------|
| <p>وجود فلزات در نفت با وجود غلظت نسبتاً پایین (از چند تا ۱۰۰۰ ppm) اهمیت زیادی دارد. مقادیر ناچیز برخی از این فلزات (نیکل، وانادیم و مس) می‌توانند به شدت بر فعالیت کاتالیزورها اثر گذاشته و موجب تولید فرآورده‌های کم ارزش‌تری شوند. غلظت‌های بالاتر از ۲ ppm وانادیم در انواع نفت کوره منجر به خوردگی شدید پره‌های توربین و تخریب آستر یا پوشش نسوز کوره‌ها و دودکش‌ها می‌شود. معمولاً ترکیبات آلی فلزی در دماهای بالای تقطیر پالایشگاهی فرارند و بیشتر در فرآورده‌های تقطیر دیرجوش پدیدار می‌شوند. روش کاهش آنها به‌کارگیری روش‌های استخراج با حلال و نیز ترسیب با آسفالت‌ها و رزین‌ها است.</p> | <p>Metal Content</p> | <p>مقدار فلزات</p> |
|---|----------------------|--------------------|

ضمیمه ۴

ارزبایی انواع نفت خام (Evaluation of Crude Oils)



هدف از تدوین این ضمیمه، آشنایی اولیه در حوزه واردات، صادرات و مبيعات انواع نفت و فرآورده‌های نفتی است. شناخت اینکه کدامیک از پالایشگاه‌های داخلی و یا همسایگان کشور از چه نوع نفتی می‌توانند تغذیه شوند و اینکه پتانسیل‌های موجود در هر کشور و بازار نفت چگونه است، از مهمترین مباحثی است که امروزه در تجارت این کالا نقش اصلی را ایفا

می‌نماید. دانسته‌ها درباره تمام مشخصات فیزیکی و شیمیایی نفت‌های خام تعیین‌کننده نوع تصفیه اولیه (جداسازی گازهای همراه و تثبیت تولید میدان نفتی)، حمل و نقل، ذخیره‌سازی و همچنین قیمت‌گذاری است.

مطالعه تفصیلی ویژگی‌های فرآورده‌های نفتی نخستین پارامتر مهم فنی و اقتصادی در احداث یک پالایشگاه است چراکه به پالایشگر اجازه می‌دهد جریان‌های خوراک (Feedstocks) برای واحدهای مختلف به منظور جداسازی، انتقال و تبدیل را برای تنظیم شرایط عملیاتی انتخاب کند، که این مورد موجب برآوردن نیازهای بازار مصرف به بهترین شیوه ممکن خواهد شد.

بیش از ۱۶۰ نوع نفت خام در جهان وجود دارد که هر یک از نظر خصوصیت داخلی و کیفیت و میزان نفوذ در بازارهای مصرف جهانی با یکدیگر تفاوت دارند. دو سبد نفتی برنت دریای شمال و وست تگزاس به دلیل اهمیت جهانی خود بر قیمت سایر نفت‌های یاد شده اثر می‌گذارند.

نفت وست تگزاس با کیفیت‌ترین نفت جهان است که بدلیل وجود حداکثر ۲۴٪ کل اشکال گوگرد در خود نقش کمترین هزینه بری پالایش و بالاترین استانداردهای تولید فرآورده‌های نفتی را از هر حیث ایفا می‌نماید. مقدار گوگرد این نفت سبب نام‌گیری شیرین‌ترین نفت جهان برای این نفت و احداث استانداردترین و کم‌هزینه‌ترین پالایشگاه‌های نفت جهان در میادین این نفت شده است.

نفت برنت ترکیبی از ۱۵ نفت خام متفاوت بوده که از حوزه‌های نفتی مختلف حوزه دریای شمال استحصال می‌شود و به اندازه نفت وست تگزاس سبک نبوده و مقدار گوگرد آن ۳۷٪ است و همواره یک تا دو دلار ارزان‌تر از نفت وست تگزاس است.

با توجه به توضیحات فوق می‌توان موارد زیر را تاثیرگذارترین موارد در حوزه فنی قیمت نفت خام مدنظر قرار داد:

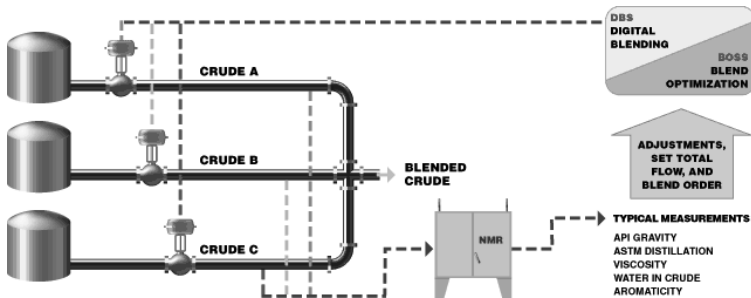
- میزان گوگرد و اشکال مختلف گوگرد
- میزان درصد ترکیبات سبک یا سنگین صرف نظر از وزن نفت
- سبکی یا سنگینی کلی نفت خام
- سقف امکان استخراج و ارائه (پایداری)

بطور کلی نفت خام سیالی با ویسکوزیته‌های متفاوت می‌باشد. گروه‌های تشکیل دهنده نفت خام شامل هیدروکربن‌ها که همانطور که از نامشان مشخص است، شامل گروه‌هایی هستند که ترکیبات ملکولی آنها فقط از هیدروژن و کربن تشکیل شده است. انواع هیدروکربن‌ها عبارتند از:

- هیدروکربن‌های پارافینی (پارافینها) $C_n H_{2n+2}$
- هیدروکربن‌های نفتنی (سیکلوپارافین‌ها یا نفتنیک‌ها) $C_n H_{2n}$
- هیدروکربن‌های آروماتیک (بنزنوئیدها)

و غیرهیدروکربن‌ها که شامل ترکیباتی غیر از هیدروژن و کربن می‌باشند و عناصری از قبیل اکسیژن، نیتروژن، گوگرد، اتم‌های فلزی همراه با هر کدام از این‌ها و یا ترکیب با همه اینها نظیر نیکل و وانادیوم می‌باشد. رنگ نفت خام از سبز (نفت خام مونی از استرالیا) تا قهوه‌ای تیره (نفت خام میدان غوار عربستان سعودی) متغیر است. بوی نفت خام نیز می‌تواند شبیه هیدروژن سولفید، تیرانتین و یا هیدروکربن ساده باشد. ترکیب شیمیایی نفت خام بسیار پیچیده بوده و ذاتاً به عمر آن وابسته است. این بدان معنی است که پیچیدگی ترکیب شیمیایی صرف نظر از منشاء نفت خام، به گسترش فاز میدان نفتی وابسته است. در بخش‌های بالادستی پالایشگاه، معمولاً نفت خام تولیدی از میدان و چاه‌های مختلف دارای شرایط و خواص مختلف بوده و برای استفاده از آن‌ها در پالایشگاه‌ها و یا صادرات باید خواص آنها مانند دانسیته، ویسکوزیته، میزان گوگرد و ... تنظیم شود. این کار با استفاده از تکنیک اختلاط صورت می‌پذیرد. به‌عنوان مثال امکان پالایش نفت فوق سنگین در هر پالایشگاهی وجود ندارد و جهت فرآوری لازم است با نفت سبک‌تر و یا حتی میعانات گازی مخلوط شده و نفت خامی با کیفیتی مشخص ساخته شود. موضوع اختلاط انواع مختلف نفت خام، با توجه به تعدد پالایشگاه‌های نفت خام، ظرفیت پالایش نفت خام موجود و همچنین صادرات نفت خام‌های جدید با مشخصات کیفی متفاوت مورد تقاضای بازار، اهمیت بسیار بالایی دارد. اختلاط نفت خام روشی برای تهیه خوراک منطبق بر طراحی یک پالایشگاه است. هدف از اختلاط انواع مختلف نفت خام، تغییر ترکیب شیمیایی آنها برای دستیابی به قابلیت پالایشی مطلوب و ارزش افزوده بالاتر برای تولیدکنندگان و فروشندگان نفت خام است.

اختلاط نفت خام با اختلاط حداقل دو نوع نفت خام مختلف امکان پذیر است. عملیات اختلاط باید با کمترین هزینه و با حداقل استفاده از انواع نفت خام‌های مرغوب، جهت تولید محصول هدف صورت پذیرد. با توجه به تنوع کیفیت نفت خام‌های تولیدی در ایران، لزوم آشنایی و بهره‌گیری از روش‌های صنعتی اختلاط نفت خام‌ها، امری ضروری و اجتناب ناپذیر به شمار می‌رود. مهم‌ترین پارامتر هدف در اختلاط نفت خام‌ها، درجه API و در مراحل بعدی سایر مشخصه‌ها از قبیل درصد کل گوگرد، مقدار مرکاپتان برش‌ها، اسیدیته مخلوط و نحوه توزیع برش‌های نفتی مخلوط حاصل است. در اختلاط فرآورده‌های نفتی، پارامترهای هدف بسته به نوع محصول مورد نظر تفاوت دارند. روش‌های اختلاط نفت خام اختلاط انواع مختلف نفت خام به دو روش اختلاط ناپیوسته یا مخزنی (batch) و اختلاط پیوسته (in-line) صورت می‌پذیرد. روش ناپیوسته یا مخزنی، روش سنتی اختلاط در مقیاس محدود و روش پیوسته، روشی با امکانات بالا و سیستم کنترلی پیشرفته است. در روش اختلاط پیوسته (in-line) دو یا چند نوع نفت خام از طریق لوله‌های مجزا وارد یک هدرشده و عمل اختلاط صورت می‌پذیرد. تصویر زیر شماتیکی از این موضوع را جهت آشنائی اولیه نشان می‌دهد.



ویژگی های فیزیکی و شیمیایی

وزن ویژه نفت خام

(Specific Gravity of Crude Oils)

سنجش وزن مخصوص نفت خام مانند سایر مواد و مایعات بر مبنای قانون کلی که همان وزن واحد حجم مایع است، در شرایط $F=60$ و $P=1 \text{ atm}$ صورت می پذیرد و مقدار آن در فرمول جایگزین شده و وزن مخصوص نفت خام را بر حسب درجه A.P.I یا درجه Baume می دهد.

$$131.5 - (SG / 141.5) = \text{درجه A.P.I. امریکائی}$$

$$130 - (SG / 140) = \text{درجه Baume اروپایی}$$

پارامتر SG یا وزن ویژه (sp. gr) نفت خام پارامتری مهم از نظر تجاری است زیرا بخشی از مبنای قیمت گذاری نفت خام به این ویژگی بستگی دارد. وزن ویژه اغلب به صورت درجه API و گاهی اوقات به صورت Baume بیان می شود. کاربرد وزن ویژه نفت، هنگام اندازه گیری میزان بارگیری و تخلیه نفت خام از مخازن، به منظور تایید مقادیر در حالتی که پرداخت بر مبنای بشکه بوده و یا در حالتی که تبدیل حجم به وزن در انتقالات بر مبنای تن مد نظر باشد، بسیار با اهمیت است. عموماً نفت های خام بر اساس وزن ویژه در چهار گروه اصلی دسته بندی می شوند.

$$d_{4}^{15} = m \text{ sample at } 15^{\circ}\text{C} / m \text{H}_2\text{O at } 4^{\circ}\text{C}$$

نفت خام سبک (Crudes Light) $d_{4}^{15} > 0.825$

نفت خام متوسط (Crudes Medium) $0.825 > d_{4}^{15} > 0.875$

نفت خام سنگین (Crudes Heavy) $0.875 > d_{4}^{15} > 1.000$

نفت خام فوق سنگین (Crudes heavy-Extra) $d_{4}^{15} < 1.000$

جداول زیر مقایسه مشخصات نفت خام ایران را با نفت کشورهای نفتی دیگر

نشان می دهند.

| ایران | درجه API | گوگرد (درصد) |
|-----------------|----------|--------------|
| سنگین ایران | ۲۹٫۶ | ۲ |
| سیک ایران | ۳۳٫۴ | ۱٫۳۷ |
| فروزان ایران | ۲۹٫۷ | ۲٫۲۰ |
| سروش ایران | ۱۸٫۶ | ۳٫۶۲ |
| سایر کشورها | درجه API | گوگرد (درصد) |
| سیک عربستان | ۳۲٫۷ | ۱٫۹۰ |
| متوسط عربستان | ۳۰٫۶ | ۲٫۴۷ |
| دوبی | ۳۰٫۴ | ۲٫۱۳ |
| عمان | ۳۳ | ۱٫۱۴ |
| برنت دریای شمال | ۳۸٫۵ | ۰٫۴۱ |
| دبلیو.تی.آی | ۳۸٫۷ | ۰٫۴۵ |
| اورال روسیه | ۳۱٫۸ | ۱٫۳۵ |
| کویت | ۳۰٫۵ | ۲٫۶ |
| بصره عراق | ۳۰٫۲ | ۲٫۵۲ |

نقطه ریزش نفت خام (Crude Oil Pour Point)

نقطه ریزش یک مایع پایین‌ترین دمایی است که در آن مایع تحت شرایط تعیین شده روان و جاری می‌گردد. نقطه ریزش نشانگر پایین‌ترین دمایی است که در آن روغن به سهولت قابل پمپ‌کردن باشد. به‌طور کلی نقطه ریزش بالا در نفت خام با میزان بالای پارافین موجود در آن مرتبط است؛ و نوعاً در نفت خام‌هایی که از مقادیر زیادی از مواد گیاهی مشتق می‌شوند یافت می‌شود. در ضمن، نقطه ریزش را می‌توان کمترین دمایی نامید که در آن مایع، خصوصاً

یک روان‌کننده، جاری و روان می‌گردد.

جهت کاهش دما، نمونه را درون یک ظرف سردکننده قرار می‌دهند تا کریستال‌های پارافین جامد تشکیل شوند. در ۹ درجه سانتی‌گراد بالاتر از نقطه ریزش مورد نظر، و هر ۳ درجه پیاپی، شیشه آزمایشگاهی را از ظرف سردکننده خارج، و آن را کج می‌کنند تا حرکت سطح مایع در آن را بررسی کنند. اگر در هنگام کج کردن سطح مایع جاری نشد، شیشه آزمایشگاهی را به مدت ۵ ثانیه به صورت افقی نگه می‌دارند. اگر جاری نشد ۳ درجه به دمای متناظر اضافه می‌کنند و نتیجه دمای نقطه ریزش خواهد بود.

در ضمن توجه به این نکته ضروری است که عدم جاری شدن در نقطه ریزش ممکن است به دلیل تاثیرات ویسکوزیته یا سابقه دمایی پیشین نمونه نیز باشد. بنابراین نقطه ریزش ممکن است دید گمراه کننده‌ای از ویژگی‌های بررسی‌کننده ماده نفتی بدهد. شاید نیاز باشد که تست سیالیت و تست قابلیت پمپ شدن، به صورت جداگانه انجام شود. با مشاهده تمام نقاط ریزش به دست آمده می‌توان به یک محدوده تقریبی از نقطه ریزش رسید.

نقطه ریزش، یک روزنه دمایی تقریبی که به سابقه دمایی آن وابسته است را در اختیار ما قرار می‌دهد. در این بازه دمایی، نمونه ممکن است جامد یا مایع به نظر برسد. این مسئله به این دلیل است که کریستال‌های پارافین، هنگامی که طی ۲۴ ساعت پیشین گرم شده‌اند با سهولت بیشتری تشکیل می‌شوند و این به ایجاد نقطه ریزش پایین تر کمک می‌کند. نقطه ریزش فوقانی با ریختن مستقیم نمونه مورد آزمایش درون شیشه آزمایشگاهی اندازه‌گیری می‌شود. سپس با همان روش معمول خنک شده و نقطه ریزش آن بررسی می‌گردد.

روش اندازه‌گیری نقطه ریزش تحتانی بدین شکل است که ابتدا نمونه را درون یک مخزن تحت فشار استیل ضدزنگ ریخته، سپس درب مخزن را محکم بسته و تا دمای بالاتر از ۱۰۰ درجه درون یک حمام روغن حرارت می‌دهند. پس از یک زمان مشخص، مخزن را خارج و برای مدت کوتاهی سرد می‌کنند. سپس نمونه را درون یک شیشه آزمایشگاهی ریخته و درب شیشه را در حالی که دماسنج بدان متصل است با چوب پنبه می‌بندند. سپس نمونه را سرد کرده و با همان روش معمول نقطه ریزش را بررسی می‌کنند.

گرانروی نفت خام

(Viscosity of Crude Oils)

گرانروی عبارت است از مقاومت یک سیال در برابر اعمال تنش برشی. به تعریفی دیگر، مقاومت اصطکاکی یک مایع یا گاز را در برابر شارش یا لغزیدن لایه‌ها، هنگامی که تحت تنش برشی قرار گیرد گرانروی می‌گویند. نام‌های دیگر گرانروی عبارت است از ویسکوزیته و لزجت. هرچه گرانروی مایعی بیشتر باشد، برای ایجاد تغییر شکل یکسان، به تنش برشی بیشتری نیاز است. با افزایش دما گرانروی شاره‌های مایع کاهش می‌یابد. اندازه‌گیری ویسکوزیته نفت خام در دماهای مختلف یک ویژگی مهم برای محاسبه افت فشار در خطوط لوله و سیستم لوله‌کشی پالایشگاه می‌باشد، همچنین این پارامتر در تعیین مشخصات پمپ‌ها و مبدل‌ها حائز اهمیت است. تغییر ویسکوزیته با دما برای همه نفت‌های خام یکسان نیست. ویسکوزیته نفت خام پارافینی به سرعت با کاهش دما افزایش می‌یابد. از طرف دیگر برای نفت‌های خام نفتنی این افزایش ویسکوزیته آهسته‌تر است.

ویسکوزیته به وسیله اندازه‌گیری زمان جریان یافتن نفت خام از میان طول مشخصی از یک لوله موئین در دمای مشخص، تعیین می‌شود. این کمیت با نام ویسکوزیته سینماتیک (Kinematic Viscosity) شناخته شده و واحد آن mm^2/s است (mm^2/s ، سانتی استوک centi Stokes هم خوانده می‌شود). گرانروی مطلق یک سیال تقسیم بر چگالی آن را گرانروی حرکتی (سینماتیکی) می‌نامند.

$$\nu = \mu / \rho$$

ویسکوزیته یاد شده برای نفت خام با روش‌های استاندارد ۶۰-۱۰۰ NFT یا ASTM D ۴۴۵ قابل تعیین است. همچنین ویسکوزیته با اندازه‌گیری زمان عبور نفت از یک روزنه کالیبره شده (Calibrated Orifice) مطابق ASTM D ۸۸ نیز اندازه‌گیری می‌شود. این ویسکوزیته به نام Saybolt seconds (SSU) شناخته شده است.

دستگاه‌های روزنه‌دار کالیبره ویژه‌ای تحت عنوان Engler-type امکان اندازه‌گیری ویسکوزیته را در دمای پایین‌تر از نقطه ریزش فراهم می‌کنند. در این روش دستگاه مواد را بهم می‌زند به طوری که مانع از تشکیل کریستال‌های بزرگ شود؛ در حالی که در سایر روش‌ها، نقطه ریزش نمونه بودن هم زدن اندازه‌گیری می‌شود.

فشار بخار و نقطه اشتعال نفت خام

(Vapor Pressure and Flash Point of Crude Oils)

اندازه‌گیری فشار بخار و نقطه اشتعال نفت خام امکان تخمین میزان هیدروکربنهای سبک را ممکن می‌سازد. نقطه اشتعال یا نقطه احتراق پایین‌ترین درجه دمایی است که در آن از ماده، بخاری قابل احتراق ساطع می‌شود. اندازه‌گیری نقطه اشتعال نیازمند یک منبع احتراق می‌باشد. با خارج کردن منبع احتراق از محل، بخار فوق‌الذکر آتش نخواهد گرفت.

نقطه اشتعال، دمای بالاتری است که در آن بخار پس از احتراق به سوختن ادامه می‌دهد. نه نقطه اشتعال و نه نقطه احتراق، به دمای منبع احتراق که بسیار بالاتر است وابسته نمی‌باشند. نقطه اشتعال معیاری از تمایل نمونه به تشکیل مخلوط اشتعال‌پذیر با هوا است و تنها به‌عنوان یکی از خصوصیات است که باید در ارزیابی خطر شعله‌ور شدن یک ماده مورد توجه قرار گیرد. نقطه اشتعال در مقررات حمل و نقل و ایمنی جهت مشخص کردن مواد قابل اشتعال و سوختنی مورد استفاده قرار می‌گیرد. نقطه اشتعال می‌تواند امکان وجود مواد بسیار فرار و اشتعال‌پذیر درون یک ماده نسبتاً غیر فرار و یا غیر قابل اشتعال را نشان دهد. نقطه اشتعال معیاری است جهت تشخیص میزان آلودگی و از این نظر مورد توجه حوزه تبادلات نفت خام است.

فشار بخار مواد نفتی بستگی به دما، نوع ماده و در صورت مخلوط بودن به ترکیب درصد مایع مزبور بستگی خواهد داشت. هرچه مولکول بزرگتر شود، ترکیب سنگین‌تر شده، فشار بخارش کمتر می‌شود. فشار بخار نفت خام جهت حمل و نقل و تصفیه اولیه آن برای تولید کننده و تصفیه کننده دارای اهمیت بسزایی است. یکی از عوامل اندازه‌گیری غیر مستقیم میزان سرعت تبخیر حلال‌های نفتی فرار، فشار بخار آنها می‌باشد. برخی اوقات فشار بخار نفت خام در سرچاه به ۲۰ بار هم می‌رسد. اگر لازم باشد که نفت خام تحت چنین شرایطی ذخیره یا حمل و نقل شود، تجهیزات با دیواره ضخیم مورد نیاز خواهد بود. به‌طور معمول فشار به زیر یک بار کاهش داده می‌شود. این کار به‌منظور جداسازی اجزای دارای فشار بخار بالا با استفاده از یک سری کاهنده فشار (این تجهیزات از یک الی چهار مرحله Flash را در بر دارد) که جداکننده (Separators)

نام دارند انجام می‌شود. جداکننده‌ها در واقع مخازن (Vessels) ساده‌ای هستند که اجازه جداشدن دو فاز مایع و بخار ناشی از نقطه افت فشار را مهیا می‌کنند. توزیع اجزای مختلف در دو فاز مطابق با روابط تعادلی آنها می‌باشد.

فاز گاز به دست آمده به نام گازهای همراه (Associated Gas) و فاز مایع با نام نفت خام شناخته می‌شود. تولید این گاز عموماً غیرقابل اجتناب است و تنها بخش کوچکی از آن برای فروش صرفه اقتصادی دارد و همچنان تولید آن از نظر کمی نسبتاً بالاست. برآورد گردیده است که در میدین نفتی خاورمیانه به ازای هرتن نفت خام، ۰٫۱۴ تن گاز به دست می‌آید. استانداردهای ایمنی ناظر بر به‌کارگیری و ذخیره‌کردن نفت خام و فرآورده‌های نفتی است. البته می‌باید توجه شود که نقطه اشتعال (flash point) و فشار بخار به‌طور مستقیم به هم مرتبط هستند. عموماً مشاهده گردیده است نفت‌های خام که فشار بخارشان بیشتر از ۰٫۲ bar (۲۰kPa) در دمای $37,8^{\circ}\text{C}$ (100°F) است، دارای نقطه اشتعال (Flash Point) کمتر از 20°C هستند. هنگام عملیاتی همچون باگیری (پرکردن) یا خالی‌کردن تانک‌ها و مخازن، هیدروکربنهای سبک از دست می‌روند. این مقدار از دست رفته (Losses) به صورت درصد حجمی مایع بیان می‌شود. مطابق با روش Nelson این کاهش حجم را می‌توان از معادله زیر به دست آورد:

$$\text{درصد حجمی از دست رفته} = (RVP - 1) / 6$$

فشار بخار Reid با واحد (psi) (pounds per square inch) نشان داده می‌شود. به‌منظور کاهش این اتلاف، نفت‌های خام در مخازن با سقف‌های شناور ذخیره می‌شود. سنجش فشار بخار به وسیله روش استاندارد ASTM D ۳۲۳ و اندازه‌گیری نقطه اشتعال به وسیله استاندارد ASTM D ۵۶ انجام می‌گیرد.

میزان گوگرد نفت خام

(Sulfur Content of Crude Oils)

استانداردهای یورو ۴، ۵ و ۶ و در پی آن استانداردهای آتی، سختگیرانه‌ترین مشخصات الزامی را برای انواع سوخت‌های مصرفی در بخش‌های مختلف حمل و نقل تدارک دیده‌اند. به همین دلیل واحدهای پالایشی مدرن به سوی ارتقاء کیفیت و کاهش آلاینده‌های مختلف بالاخص ترکیبات گوگردی نیتروژنی در

فرآورده‌های نفتی با استفاده از فرایندهای نوین و تاثیرگذاری چون هیدروتريتور کاتالیستی به‌طور ویژه و همچنین تکنیک‌های بسیار ارزشمند مراکس سمت گرفته‌اند.

نفت خام حاوی ترکیبات آلی گوگرد دار، H_2S حل شده و برخی اوقات گوگرد معلق می‌باشد. به‌طور معمول میزان گوگرد نفت خام مابین ۰.۵ تا ۵ درصد وزنی است. البته میزان گوگرد موجود وابسته به مواد آلی موجود در منشا تشکیل دهنده نفت خام می‌باشد. جداسازی و تخریب می‌شود. به هرگونه نفت خامی که بیش از ۱٪ گوگرد داشته باشد نفت خام خورنده یا corrosive گفته می‌شود.

علاوه بر الزامات زیست‌محیطی، آگاهی از ماهیت و کمیت ترکیبات آلی گوگرد در موجود در نفت خام و برش‌های نفتی یکی از موارد اولیه مهم برای پالایشگر است، چراکه در تبیین الزامات در پیریزی نمودار جریان پالایشگاه و تهیه فرآورده‌های نهایی مهم است. در واقع تعدادی از این فرآورده‌ها حاوی مواد خورنده‌ای هستند که طی عملیات پالایش ایجاد شده و موجب موارد زیر خواهد شد:

- کاهش عمر مفید کاتالیزوهای ویژه‌های همچون کاتالیزورهای ریفرمینگ کاتالیستی
- کاهش کیفیت فرآورده‌های پایانی در اثر تغییر رنگ و ایجاد بوی نامطلوب
- کاهش عمر مفید روغن‌های روان کننده
- آلودگی اتمسفر (هوا) در نتیجه تشکیل SO_2 و SO_3 ناشی از سوختن سوخت‌های نفتی
- آتش‌سوزی در نتیجه تماس مابین سولفید آهن خطوط لوله و هوا

تکنیک‌های اندازه‌گیری کل محتوای گوگرد در نفت خام

تکنیک اندازه‌گیری کمی ویژه کل گوگرد موجود در نفت خام (به هر شکلی که در نفت خام موجود باشد) آنالیز مقدار SO_2 تشکیل شده در نتیجه احتراق نمونه‌ای از نفت خام است. نتیجه این آنالیز در ارزیابی قیمت نفت خام به‌کار می‌رود. در این روش گوگرد عنصری و H_2S حل شده نیز قابل آنالیز می‌باشند.

ترکیبات گوگرددار در شش گروه شیمیایی دسته‌بندی می‌شوند.

- گوگرد عنصری آزاد (Free Elemental Sulfur)

به‌ندرت گوگرد به حالت آزاد در نفت خام وجود دارد، اما این عنصر به حالت معلق یا حل شده در نفت خام می‌تواند یافت شود. بعنوان مثال نفت خام Goldsmith تگزاس آمریکا غنی از گوگرد آزاد است. به عبارت دیگر ۴۶ درصد کل گوگرد در این نمونه نفت خام بصورت معلق است. (۱٪ وزنی در حالتی که کل گوگرد برابر ۲،۱۷٪ است). این گوگرد می‌تواند ناشی از ترکیبات موجود در صخره منبع (reservoir rock) باشد که در اثر کاهش سولفات به وجود می‌آید.

- گوگرد بصورت هیدروژن سولفید (H₂S) (Hydrogen Sulfide)

شاید بتوان این ترکیب را فراوان‌ترین و انعطاف‌پذیرترین ترکیب گوگردی موجود در نفت خام و ظاهرشونده در فرایندهای مختلف گوگردزدائی در طی عملیات پالایش نفت و تولید فرآورده‌های نفتی دانست. H₂S علاوه بر اینکه همراه با گازهای حاصل از منبع نفت یافت می‌شود، به‌صورت حل شده نیز به میزان کمتر از ۵ppm وزنی در نفت خام موجود می‌باشد، اما بیشتر H₂S طی عملیات پالایش ازجمله:

- کراکینگ کاتالیستی (catalytic cracking)
- هیدرو تریپتنگ (hydrodesulfurization)
- کراکینگ حرارتی (thermal cracking)

- تیولها (Thiols)

تیول‌ها یا همان مرکاپتان‌ها دارای فرمول عمومی R-S-H هستند که R نشانگر یک بنیان آلیفاتیک یا حلقوی است. به نوعی در صورتی که مرکاپتان‌زدائی به‌نحو مطلوبی صورت گیرد این ترکیبات کیفیت نهائی فرآورده را نیز بالا خواهند برد. به عبارت دیگر هزینه‌های مصروفه جهت حذف این ترکیبات با ظهور ترکیباتی با خصلت احتراق‌پذیری مناسب‌تر، وجود این ترکیبات را به‌اندازه سولفیدها مورد نگرانی پالایشگر واقع نخواهد گرداند. این ترکیبات به‌سبب داشتن گروه عاملی S-H دارای خاصیت اسیدی و خورنده بوده و دارای بوی

زنده هستند. تیول‌ها بوسیله شستشویهای بازی و واکنش‌های ساده مراکس به راحتی می‌توانند تا حد بسیار ناچیزی کاهش یابند. غلظت آنها در نفت خام خیلی کم است ولی صفر نیست، اما آنها طی عملیات پالایش از ترکیبات گوگرددار به وجود می‌آیند. فرایندهای شستشوی بازی و مراکس تا حد بسیار قابل قبولی، ظهور و حذف این ترکیبات را تحت کنترل خود خواهند داشت.

- سولفیدها (Sulfides)

یکی از مضرترین ترکیبات گوگردی سولفیدها هستند. سولفیدها از نظر شیمیایی خنثی هستند؛ آنها می‌توانند دارای ساختار خطی یا حلقوی باشند. همچنین نقطه جوش مولکول‌های سولفید نسبت به مرکاپتان‌ها با همان تعداد کربن بیشتر است. این ترکیبات بیشترین مقدار هیدروکربنهای گوگرددار را در میان تقطیرها (Middle distillates) مانند نفت سفید و گازوئیل تشکیل می‌دهند. با توجه به لزوم اجرای استانداردهای یورو در سوخت دیزل، استفاده از خوراک با حداقل گوگرد به صورت سولفید و یا اجرای فرایندهای هیدروتريتور پیشرفته و مراکس مختص به این فرآورده‌ها، سرمایه‌گذاری پالایشگاه‌ها را به این حوزه سوق خواهد داد.

- تیوفن و مشتقاتش (Thiophene and Derivatives)

این ترکیب گوگردی تا حدی نگرانی‌های کمتری نسبت به سولفیدها ایجاد می‌نماید. اما شواهدی بدست آمد که نشان داد این ترکیبات بواسطه تبدیلات مواد دیگر بالاخص سولفیدها در فرآورده‌های نفتی ظهور می‌یابند. حضور تیوفن و مشتقاتش در نفت‌های خام در سال ۱۸۹۹ تشخیص داده شد، اما تا ۱۹۵۳، یعنی زمانی که متیل تیوفنها (Methyl-thiophenes) در نفت سفید به دست آمده از نفت خام آغاچاری ایران شناسایی شدند، عقیده بر این بود که آنها از تغییر و تحولات سولفیدها طی عملیات پالایش به دست می‌آیند. بنابراین حساسیت درصد این ماده به شدت سولفیدها نبوده و خط مبنا می‌تواند میزان سولفید برای این دو ترکیب انتخاب گردد.

محتوای نیتروژن نفتهای خام (Nitrogen Content of Crude Oil)

ترکیبات نیتروژن بعنوان کاهنده توانائی کاتالیزورهای تبدیل کاتالیستی و شکست کاتالیستی می‌باشند. تغییرمحتوای نیتروژن خوراک پالایشگاه منجر به کاهش فرآورده‌های واحدهای رفورمینگ کاتالیستی و کراکینگ کاتالیستی خواهد شد. زیرا همانطور که قبلا اشاره گردید، نفت‌های خام دارای ترکیبات نیتروژن‌داری هستند که می‌تواند به شکل مواد با خاصیت قلیائی نظیر:

- کینولین (Quinoline)
 - ایزو کینولین (Isoquinoline)
 - پیریدین (Pyridine)
- بوده و یا به شکل مواد خنثی نظیر:

- پیرول (Pyrrole)
- ایندول (Indole)
- کربازول (Carbazole)

باشند. بوی ترکیبات همانند کینولین بد بو (malodorous) و یا مانند ایندول خوشبو (pleasant) می‌باشند.

از نگاه پالایشگر، این ترکیبات در اثر حرارت تخریب شده و سبب ایجاد بازهای آلی یا آمونیاک می‌شوند که موجب کاهش اسیدیته کاتالیزورهای پالایش در واحدهای تبدیل همچون واحدهای رفورمینگ و کراکینگ شده و نیز آغازگر تشکیل صمغ (Gum) در برش‌های حاصل از تقطیر (نفت سفید و گازوئیل) می‌باشند.

آب، رسوب و نمک در نفتهای خام (Water, Sediment, and Salt Contents in Crude Oiles)

نفت‌های خام دارای مقادیر خیلی کم آب، رسوب و نمکهای معدنی می‌باشد که بیشتر آن‌ها در آب محلولند، باقی نمک‌ها به صورت بلورهای خیلی ریز موجود می‌باشند. این مواد با ایجاد خوردگی (Corrosion)، سایش (Erosion)، ایجاد رسوب (Deposits)، انسداد (Plugging)، مسمومیت کاتالیزور (Catalyst poisoning) و غیره موجب تخریب تجهیزات می‌شوند.

محتوای آب نفتهای خام (Water Content of Crude Oiles)

بخشی از آب موجود در نفت خام به صورت محلول و بخش دیگر به صورت امولسیون (Emulsion) نسبتاً پایدار می‌باشد. پایداری امولسیون ناشی از حضور مواد آسفالتی (Asphaltenes) یا عوامل فعال سطحی (Surfactant agents) همچون مرکاپتان‌ها یا اسیدهای نفتیک است. محتوای آب نفت‌های خام به وسیله روش‌های استاندارد شده (ASTM D۹۵) تعیین می‌شود که طی این آزمایش آب با یک آروماتیک (عموماً زایلن صنعتی) تشکیل همجوش (Azeotrope) می‌دهد. در دمای محیط این همجوش به دو فاز جدا آب و زایلن می‌شود. سپس حجم آب اندازه‌گیری شده و با حجم کل نفت مورد آزمایش مقایسه می‌شود.

رسوبات (Sediment)

مواد جامد که در آب یا هیدروکربن‌ها نامحلولند می‌توانند در نفت خام وجود داشته باشند. این مواد رسوبات ته‌مانده (bottom sediment) نامیده می‌شوند و شامل ذرات ریز شن، گل حفاری (Drilling mud)، موادی از لایه‌های زمین همانند فلدسپار و گچ، فلزات به شکل ترکیبات معدنی یا به حالت آزاد همچون آهن، مس، سرب، نیکل و وانادیم می‌باشد. آهن، مس، سرب، نیکل و وانادیم می‌تواند در نتیجه سایش خطوط لوله، مخازن ذخیره‌سازی، شیرآلات (Valves) و سیستم لوله‌کشی و غیره به وجود آید. حضور چنین موادی در نفت خام بسیار نا مطلوب است چراکه آلودگی فرآورده‌ها می‌شود. همچنین یکی از دلایل لجن‌گیری مخازن نفتی، خوردگی سایشی ناشی از حرکت فرآورده‌های نفتی در خطوط لوله می‌باشد.

طی ذخیره‌سازی نفت خام، رسوبات وارد شده همراه با فاز آب و نیز پارافین‌ها و مواد آسفالتی موجود در ته مخازن ذخیره موجب ایجاد لجن یا دوغاب غلیظی می‌شود. سطح مشترک آب رسوبات و نفت خام باید به خوبی مانیتور شود تا از پمپ شدن این دوغاب به واحدهای عملیات پالایش جلوگیری شود چرا که می‌تواند موجب بروز مشکلات جدی شود.

به منظور کاهش خطر (risk) پمپاژ دوغاب یا لجن به واحد، روال بر این است که يك لبه حفاظتی که ۵ سانتیمتر زیر نازل خروجی قرار داده شود و یا نوعی صافی روی پمپ لوله مکش قرار داده شود. بدین شکل رسوبات طی زمان جمع شده و مخازن به طور متناوب تخلیه و تمیز می‌شوند. همین تکنیک نیز برای مخازن نگهداشت فرآورده‌های نفتی می‌بایست بکار گرفته شود.

محتوای آب و رسوبات نفتیهای خام مطابق با روش‌های استاندارد NF M ۰۷-۰۲ و ASTM D ۹۶, D ۱۷۹۶ اندازه‌گیری می‌شود. در این روش‌ها حجم آب و رسوبات جدا شده از نفت خام به وسیله سانتریفیوژ در حضور يك حلال (Toluene) و يك عامل امولسیون‌زدا اندازه‌گیری می‌شود.

محتوای نمک نفتیهای خام (Salt Content of Crude Oils)

نمک‌های معدنی با اینکه به مقادیر بسیار کم، در حد چند ppm در نفت خام وجود دارند؛ با این حال موجب مشکلات جدی طی تصفیه نفت خام می‌شوند. کلرایدهای سدیم، منیزیم و کلسیم بیشترین سهم نمک‌های موجود را تشکیل می‌دهد؛ با این حال مقادیر ناچیزی سولفات کلسیم (gypsum) و کربنات کلسیم نیز در محتوای نمک نفت موجود می‌باشد. اندازه‌گیری کلرایدها طبق دو استاندارد (NF M ۰۷-۰۲۳ و ASTM D ۳۲۳۰) صورت می‌پذیرد که نتیجه حاصل از هر دو روش برحسب $\text{mg of NaCl/kg of crude}$ بیان می‌شود.

حضور نمک در نفت خام موجب بروز معایب زیر می‌شود:

به هنگام تولید نفت خام (استخراج از چاه) امکان دارد کلرید سدیم در اثر تبخیر جزئی آب به سبب افت فشار مابین سر چاه و ته چاه در جداره لوله استخراج رسوب کند. چنانچه مقدار نمک رسوب یافته زیاد باشد قطر داخلی لوله استخراج (well tubing) کاهش می‌یابد که این پدیده موجب کاهش تولید می‌گردد. (معمولاً برای جلوگیری از بروز چنین مشکلی آب تزریق می‌شود.)

در فرآیندهای پالایشی حضور نمک‌ها موجب پدید آمدن مشکلات گوناگونی می‌شود، امکان دارد نمک در لوله‌های مبدل‌های حرارتی (tubes of exchangers)

رسوب کرده و موجب کاهش انتقال حرارت شود. چنین پدیده‌ای هنگامی که در لوله‌های گرم‌تر رخ دهد موجب تشکیل نقاط داغ (Hot spots) شده و شرایط مناسب را برای تشکیل کک (Coke formation) فراهم می‌کند.

بیشترین مقدار نمک در فرآورده‌ها مربوط به ته‌مانده‌هایی (residues) می‌باشد که به‌عنوان نمونه برای تهیه سوخت‌های سنگین (Fuels)، یا خوراک واحد آسفالت و واحد تولید کک پتروشیمی به‌کار می‌رود. وجود نمک در موارد یادشده موجب گرفتگی مشعل‌ها، اغتشاش امولسیون‌های آسفالتی و نیز کاهش کیفیت کک تولیدی می‌شود. افزون بر این کلرایدهای منیزیم و کلسیم در دمای 120°C شروع به هیدرولیز شدن می‌کنند که سرعت این واکنش با افزایش دما افزایش می‌یابد. واکنش هیدرولیز کلرید منیزیم به شکل زیر است:



کلرید هیدروژن آزاد شده طی واکنش هیدرولیز، در آبی که در بالاسری برج تقطیر نفت خام، یا در کندانسور میعان یافته حل می‌شود که این خود موجب بروز خوردگی قسمت‌های یاد شده می‌گردد. همچنین تاثیر اسید هیدروکلریک در حضور H_2S حاصل از تخریب هیدروکربن‌های سولفور دار تسریع و تشدید می‌شود. به همین سبب است که پالایشگر مجبور به تزریق مواد بازی نظیر آمونیاک در نقاطی از ستون تقطیر می‌شود که آب میعان می‌یابد. افزون بر موارد یادشده، نمک‌ها موجب غیر فعال شدن کاتالیزورهای واحدهای کراکینگ کاتالیزوری و رفرمینگ می‌شود.

ضمیمه ۵

نتایج ارزیابی حدودی نفت‌های خام پالایشگاه‌های ایران (۲۰۱۲)

نمونه‌ای از موارد استفاده این جدول: کمترین API مربوط به خوراک پالایشگاه بندرعباس و بیشترین آن مربوط به میادین نفتی رشادت، رسالت، لاوان و سلمان است. بنابراین طیف تولیدات پالایشگاه بندرعباس به سمت ترکیبات سنگین‌تر و پالایشگاه‌هایی که از نفت میادین نام برده استفاده می‌نمایند برش‌های با طیف سبک‌تری را نسبت به پالایشگاه بندرعباس تولید خواهند نمود. سایر موارد جدول را بر اساس اطلاعات ارائه‌شده در این هندبوک بدین صورت می‌توان تحت بررسی قرار داد. به عبارت دیگر تولید محصولات منطبق‌تر بر استانداردهای یورو با صرف سرمایه‌گذاری کمتر و فرایند ساده‌تر جهت پالایشگاه‌هایی که ترکیبات گوگرددار و نیتروژن‌دار کمتری نسبت به خوراک سایر پالایشگاه‌ها را تجربه می‌نمایند قابل دسترس‌تر می‌باشد.

| مشخصات | اختلاط اهواز خوراک پالایشگاه آبادان | اهواز آسماری | میدان شور نفتی امیدیه | خوراک پالایشگاه تبریز | خوراک پالایشگاه تبریز | خوراک پالایشگاه اصفهان | خوراک پالایشگاه بندرعباس | میدان نفتی رسالت و لاوان رشادت سلمان |
|--------------------------|-------------------------------------|--------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------|--------------------------|--------------------------------------|
| Sp Gr @ ۱۵,۶°C | ۰,۸۳۵ | ۰,۸۶۵۴ | ۰,۸۸۴۹ | ۰,۸۷۵۰ | ۰,۸۶۰۶ | ۰,۸۶۳۴ | ۰,۸۷۹۱ | ۰,۸۵۳۲ |
| API Gravity | ۳۳,۹۴ | ۳۲,۰۱ | ۲۸,۴۱ | ۳۰,۲۱ | ۳۲,۹۲ | ۳۲,۳۹ | ۲۹,۴۶ | ۳۴,۳۵ |
| Sulfur Content Wt. % | ۱,۶۸ | ۱,۶۵ | ۲,۴۰ | ۱,۶۲ | ۱,۵۵ | ۱,۵۸ | ۱,۸۶ | ۱,۸۸ |
| H _۲ S Wt. ppm | ۲۰۰ | <۱,۰ | ۷۴,۰ | <۱,۰ | <۱,۰ | <۱,۰ | ۲۱,۰ | Trace |
| Total Nitrogen Wt. % | ۰,۰۲۲ | ۰,۰۸۵ | ۰,۱۱ | ۰,۲۱ | ۰,۱۵ | ۰,۱۱ | ۰,۱۹ | ۰,۰۷۳۵ |
| B.S & W Vol. % | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ |
| Water Content Vol. % | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ |
| Salt Content PTB | ۱۰ | ۴ | ۲۴ | ۸ | ۱۲ | ۷۰ | ۵۰ | ۴,۵ |
| Kin Vis. @ ۱۰°C cST | ۱۲,۶۱ | ۲۳,۲۰ | ۴۶,۴۷ | ۲۸,۲۷ | ۲۴,۷۸ | ۱۸,۵۵ | ۳۳,۶۱ | ۱۲,۴۶ |
| Kin Vis. @ ۲۰°C cST | ۸,۳۱۰ | ۱۳,۷۶ | ۲۵,۹۱ | ۱۶,۸۲ | ۱۱,۳۷ | ۱۱,۶۳ | ۱۹,۴۸ | ۸,۲۶ |
| Kin Vis. @ ۴۰°C cST | ۴,۶۳۰ | ۷,۳۰۰ | ۲۱,۹۰ | ۸,۴۱۰ | ۶,۳۳۰ | ۶,۲۶۰ | ۹,۶۷۰ | ۴,۹۸ |
| Pour Point °C | -۶ | -۳ | -۱۵ | -۱۸ | -۱۸ | -۱۸ | -۲۱ | -۲۴ |
| R.V.P psi | ۸,۲۰ | ۸,۸۵ | ۸,۲۵ | ۴,۸۳ | ۸,۲۵ | ۸,۰۵ | ۶,۵۹ | ۱۰ |
| Asphaltene Content Wt. % | ۱,۵۰ | ۱,۶۰ | ۳,۳۰ | ۳,۶۰ | ۰,۲۰ | ۰,۷۰ | ۴,۵۰ | ۱,۶ |

| | | | | | | | | | |
|-------------------|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Wax | Wt. % | ۶,۳۳ | ۷,۳۷ | ۷,۲۶ | ۶,۰۶ | ۶,۵۳ | ۵,۹۷ | ۶,۱۹ | ۶,۹۵ |
| D.Me.Point of Wax | °C | ۵۴ | ۵۲ | ۵۳ | ۵۶ | ۵۳ | ۵۵ | ۵۶ | ۵۴ |
| C.C.R | Wt. % | ۴,۵۹ | ۷,۰۵ | ۷,۱۳ | ۵,۱۹ | ۳,۷۹ | ۴,۳۹ | ۵,۴۱ | ۴,۶ |
| Ash Content | Wt. % | ۰,۰۱۷ | ۰,۰۱۴ | ۰,۰۱۸ | ۰,۰۲۵ | ۰,۰۱۶ | ۰,۰۰۱ | ۰,۰۱۹ | ۰,۰۲۶ |
| Acidity | mgKOH/g | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵ | ۰,۰۵۷۳ |
| Nickel | ppm | ۸,۹ | ۱۱ | ۱۵ | ۲۹ | ۹ | ۱۱ | ۲۲ | ۶,۶ |
| Vanadium | ppm | ۳۲ | ۴۰ | ۶۷ | ۱۰۵ | ۳۶ | ۲۸ | ۷۷ | ۱۴ |
| Iron | ppm | ۲,۴ | ۸,۳ | ۲,۱ | ۲,۶ | ۳ | ۲,۱ | ۷,۱ | ۴,۷ |
| Lead | ppm | <۱۰ | <۱ | <۱ | <۱ | <۱ | <۱ | <۱ | ۱,۹ |
| Sodium | ppm | ۴۸ | ۹,۱ | ۳۳ | ۱۰ | ۲۶ | ۱۲۱ | ۳۵ | ۲,۰ |

نکات استفاده از جدول فوق:

۱) از آنجایی که بسیاری از داده‌ها نتیجه میانگین یک بازه زمانی مثلاً یک‌ساله بوده و احتمال دارد از نرم‌افزار استخراج شده باشد بنابراین در رقم‌های انتهایی گرد شدن انجام نشده است. مثلاً در موردی که درجه API به صورت ۳۲,۰۱ نوشته شده می‌توان با در نظر داشتن قواعد گردکردن عدد مورد نظر را به صورت ۳۲,۰ یا ۳۲ به کار برد.

۲) منظور از C.C.R باقیمانده کربن به روش کنرادسون (Conradson Carbon Residue) می‌باشد.

۳) منظور از اسیدیته همان TAN یا (Total acid Number) است که گاهی به چند دهم هم می‌رسد.

۴) B.S & W به معنی لجن‌ها و ته‌مانده‌های کف Base Sediment & Water آنهم بر مبنای درصد حجمی می‌باشد.

۵) D.Me.Point of Wax به معنای Drop melting Point of Wax می‌باشد.

۶) روش‌های آزمایش مربوط به جدول بالا، در جدول زیر آورده شده است.

| Specification | Test Method |
|--------------------------|-----------------------------|
| Sp Gr @ ۱۵,۶°C | ASTM D ۱۲۹۸ |
| API Gravity | ASTM D ۱۲۹۸ |
| Sulfur Content Wt. % | ASTM D ۱۵۵۲ or D ۴۲۴۴ |
| H _۲ S Wt. ppm | Potentiometry |
| Total Nitrogen Wt. % | ASTM D ۴۶۲۹ |
| B.S & W Vol. % | ASTM D ۹۶ |
| Water Content Vol. % | ASTM D ۹۵ |
| Salt Content PTB | ASTM D ۳۲۳۰ |
| Kin Vis. @ ۱۰°C cST | ASTM D ۴۴۵ |
| Kin Vis. @ ۲۰°C cST | ASTM D ۴۴۵ |
| Kin Vis. @ ۴۰°C cST | ASTM D ۴۴۵ |
| Pour Point °C | ASTM D ۹۷ |
| R.V.P psi | ASTM D ۳۲۳ |
| Asphaltene Content Wt % | IP ۱۴۳ |
| Wax Wt. % | BP ۲۳۷ |
| D.Me. Point of Wax °C | IP ۳۱ |
| C.C.R Wt. % | ASTM D ۱۸۹ |
| Ash Content Wt. % | ASTM D ۴۸۲ |
| Acidity mgKOH/g | ASTM D ۶۶۴ |
| Nickel ppm | UOP ۳۹۱ (Atomic Absorption) |
| Vanadium ppm | UOP ۳۹۱ (Atomic Absorption) |
| Iron ppm | UOP ۳۹۱ (Atomic Absorption) |
| Lead ppm | UOP ۳۹۱ (Atomic Absorption) |
| Sodium ppm | UOP ۳۹۱ (Atomic Absorption) |

ضمیمه ۶

ارزیابی نفت خام توسط BP بر روی میدان‌های نفتی ایران

| نام میدان نفتی | سال ارزیابی | API | Density g/cm ^۳ | Sulfur Wt. % |
|----------------|-------------|-------|---------------------------|--------------|
| فروزان | ۱۹۹۵ | ۳۱,۴۳ | ۰,۸۶۸۰ | ۲,۳۵ |
| سنگین ایران | ۱۹۹۶ | ۳۰,۶۸ | ۰,۸۷۲۰ | ۱,۹۲ |
| سنگین ایران | ۱۹۹۶ | ۳۰,۹۶ | ۰,۸۷۰۵ | ۱,۷۵ |
| سنگین ایران | ۱۹۹۳ | ۳۰,۷۷ | ۰,۸۷۱۵ | ۱,۸۲ |
| سنگین ایران | ۱۹۹۱ | ۲۹,۶۶ | ۰,۸۷۷۵ | ۱,۸۶ |
| سبک ایران | ۲۰۰۱ | ۳۳,۶ | ۰,۸۵۶۵ | ۱,۵۰ |
| سبک ایران | ۱۹۹۱ | ۳۳,۲۳ | ۰,۸۵۸۵ | ۱,۵۴ |
| سبک ایران | ۱۹۹۰ | ۳۳,۷۱ | ۰,۸۵۶۰ | ۱,۴۷ |
| سبک ایران | ۱۹۹۶ | ۳۲,۵۶ | ۰,۸۶۲۰ | ۱,۵۰ |
| سبک ایران | ۱۹۹۳ | ۳۲,۷۵ | ۰,۸۶۱۰ | ۱,۷۰ |
| مخلوط لاوان | ۱۹۹۶ | ۳۳,۷۱ | ۰,۸۵۶۰ | ۱,۸۳ |
| مخلوط لاوان | ۱۹۹۴ | ۳۳,۷۱ | ۰,۸۵۶۰ | ۱,۸۶ |
| سیری | ۱۹۹۹ | ۳۲,۱ | ۰,۸۶۴۶ | ۱,۸۵ |
| سروش | ۲۰۰۰ | ۲۰ | ۰,۹۳۳۵ | ۳,۱۳ |

ضمیمه ۷

استانداردهای اروپایی سوخت و خودروها

| واژه | معادل انگلیسی | شرح مختصر |
|--------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| CO | Carbon Monoxide | محصول سوختن ناقص کربن |
| THC | Total Hydrocarbon | کل هیدروکربن |
| NMHC | None Methane Hydrocarbon | هیدروکربن های غیر متان |
| NO _x | Nitrogen Oxides | اکسیدهای نیتروژن |
| HC+NO _x | Nitrogen Oxides + Hydrocarbon | مجموع اکسیدهای نیتروژن و هیدروکربن |
| PM | Particulate Matter | ذرات ریز معلق ناشی از احتراق سوخت |

استاندارد اروپائی حد مجاز آلاینده‌ها برای خودروهای بنزینی و نفتگاز سوز مسافری (برحسب گرم بر کیلومتر)

| Tier | Date | CO | THC | NMHC | NO _x | HC+NO _x | PM | PN [# /km] |
|--|----------------|----------------|------|-------|-----------------|--------------------|-------------|-----------------------|
| نفتگاز | | | | | | | | |
| Euro 1 † | July 1992 | 2.72 (3.16) | - | - | - | 0.97 (1.13) | 0.14 (0.18) | - |
| Euro 2 | January 1996 | 1.0 | - | - | - | 0.7 | 0.08 | - |
| Euro 3 | January 2000 | 0.66 | - | - | 0.50 | 0.56 | 0.05 | - |
| Euro 4 | January 2005 | 0.50 | - | - | 0.25 | 0.30 | 0.025 | - |
| Euro 5a | September 2009 | 0.50 | - | - | 0.180 | 0.230 | 0.005 | - |
| Euro 5b | September 2011 | 0.50 | - | - | 0.180 | 0.230 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| Euro 6 | September 2014 | 0.50 | - | - | 0.080 | 0.170 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| بنزین | | | | | | | | |
| Euro 1 † | July 1992 | 2.72 (3.16) | - | - | - | 0.97 (1.13) | - | - |
| Euro 2 | January 1996 | 2.2 | - | - | - | 0.5 | - | - |
| Euro 3 | January 2000 | 2.3 | 0.20 | - | 0.15 | - | - | - |
| Euro 4 | January 2005 | 1.0 | 0.10 | - | 0.08 | - | - | - |
| Euro 5 | September 2009 | 1.0 | 0.10 | 0.068 | 0.060 | - | 0.005** | - |
| Euro 6 | September 2014 | 1.0 | 0.10 | 0.068 | 0.060 | - | 0.005** | 6×10 ^{11***} |
| <p>* Before Euro 5, passenger vehicles >2500 kg were type approved as light commercial vehicles N₁-I</p> <p>** Applies only to vehicles with direct injection engines</p> <p>*** 6×10¹² /km within first three years from Euro 6 effective dates</p> <p>† Values in parentheses are conformity of production (COP) limits</p> | | | | | | | | |

استاندارد اروپائی حد مجاز آلاینده‌ها برای خودروهای بنزینی و نفتگاز سوز تجاری سبک (برحسب گرم بر کیلومتر)

| Tier | Date | CO | THC | NMHC | NO _x | HC+NO _x | PM | P [# /km] |
|--|----------------|-------|-------|-------|-----------------|--------------------|--------|--------------------|
| نفتگاز | | | | | | | | |
| Euro 1 | October 1994 | 2.72 | - | - | - | 0.97 | 0.14 | - |
| Euro 2 | January 1998 | 1.0 | - | - | - | 0.7 | 0.08 | - |
| Euro 3 | January 2000 | 0.64 | - | - | 0.50 | 0.56 | 0.05 | - |
| Euro 4 | January 2005 | 0.50 | - | - | 0.25 | 0.30 | 0.025 | - |
| Euro 5a | September 2009 | 0.500 | - | - | 0.180 | 0.230 | 0.005 | - |
| Euro 5b | September 2011 | 0.500 | - | - | 0.180 | 0.230 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| Euro 6 | September 2014 | 0.500 | - | - | 0.080 | 0.170 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| بنزین | | | | | | | | |
| Euro 1 | October 1994 | 2.72 | - | - | - | 0.97 | - | - |
| Euro 2 | January 1998 | 2.2 | - | - | - | 0.5 | - | - |
| Euro 3 | January 2000 | 2.3 | 0.20 | - | 0.15 | - | - | - |
| Euro 4 | January 2005 | 1.0 | 0.10 | - | 0.08 | - | - | - |
| Euro 5 | September 2009 | 1.000 | 0.100 | 0.068 | 0.060 | - | 0.005* | - |
| Euro 6 | September 2014 | 1.000 | 0.100 | 0.068 | 0.060 | - | 0.005* | 6×10 ¹¹ |
| * Applies only to vehicles with direct injection engines | | | | | | | | |

استاندارد اروپائی حد مجاز آلاینده ها برای خودروهای بنزینی و نفتگاز سوز
سبک تجاری با وزن ۱۳۰۵ تا ۱۷۶۰ کیلوگرم (برحسب گرم بر کیلومتر)

| Tier | Date | CO | THC | NMHC | NO _x | HC+NO _x | PM | PN [# /km] |
|--|----------------|-------|-------|-------|-----------------|--------------------|--------|--------------------|
| نفتگاز | | | | | | | | |
| Euro 1 | October 1994 | 5.17 | - | - | - | 1.4 | 0.19 | - |
| Euro 2 | January 1998 | 1.25 | - | - | - | 1.0 | 0.12 | - |
| Euro 3 | January 2001 | 0.80 | - | - | 0.65 | 0.72 | 0.07 | - |
| Euro 4 | January 2006 | 0.63 | - | - | 0.33 | 0.39 | 0.04 | - |
| Euro 5a | September 2010 | 0.630 | - | - | 0.235 | 0.295 | 0.005 | - |
| Euro 5b | September 2011 | 0.630 | - | - | 0.235 | 0.295 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| Euro 6 | September 2015 | 0.630 | - | - | 0.105 | 0.195 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| بنزین | | | | | | | | |
| Euro 1 | October 1994 | 5.17 | - | - | - | 1.4 | - | - |
| Euro 2 | January 1998 | 4.0 | - | - | - | 0.6 | - | - |
| Euro 3 | January 2001 | 4.17 | 0.25 | - | 0.18 | - | - | - |
| Euro 4 | January 2006 | 1.81 | 0.130 | - | 0.10 | - | - | - |
| Euro 5 | September 2010 | 1.810 | 0.130 | 0.090 | 0.075 | - | 0.005* | - |
| Euro 6 | September 2015 | 1.810 | 0.130 | 0.090 | 0.075 | - | 0.005* | 6×10 ¹¹ |
| * Applies only to vehicles with direct injection engines | | | | | | | | |

استاندارد اروپایی حد مجاز آلاینده‌ها برای خودروهای بنزینی و نفتگاز سوز
تجاری سبک با وزن بیشتر از ۱۷۶۰ کیلوگرم (برحسب گرم بر کیلومتر)

| Tier | Date | CO | THC | NMHC | NO _x | HC+NO _x | PM | PN [# /km] |
|--|----------------|-------|-------|-------|-----------------|--------------------|--------|--------------------|
| نفتگاز | | | | | | | | |
| Euro 1 | October 1994 | 6.9 | - | - | - | 1.7 | 0.25 | - |
| Euro 2 | January 1998 | 1.5 | - | - | - | 1.2 | 0.17 | - |
| Euro 3 | January 2001 | 0.95 | - | - | 0.78 | 0.86 | 0.10 | - |
| Euro 4 | January 2006 | 0.74 | - | - | 0.39 | 0.46 | 0.06 | - |
| Euro 5a | September 2010 | 0.740 | - | - | 0.280 | 0.350 | 0.005 | - |
| Euro 5b | September 2011 | 0.740 | - | - | 0.280 | 0.350 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| Euro 6 | September 2015 | 0.740 | - | - | 0.125 | 0.215 | 0.005 | 6×10 ¹¹ |
| بنزین | | | | | | | | |
| Euro 1 | October 1994 | 6.9 | - | - | - | 1.7 | - | - |
| Euro 2 | January 1998 | 5.0 | - | - | - | 0.7 | - | - |
| Euro 3 | January 2001 | 5.22 | 0.29 | - | 0.21 | - | - | - |
| Euro 4 | January 2006 | 2.27 | 0.16 | - | 0.11 | - | - | - |
| Euro 5 | September 2010 | 2.270 | 0.160 | 0.108 | 0.082 | - | 0.005* | - |
| Euro 6 | September 2015 | 2.270 | 0.160 | 0.108 | 0.082 | - | 0.005* | 6×10 ¹¹ |
| * Applies only to vehicles with direct injection engines | | | | | | | | |

استاندارد اروپائی حد مجاز آلاینده ها برای موتورهای دیزلی سنگین برحسب گرم بر کیلووات ساعت

| Tier | Date | Test cycle | CO | HC | NO _x | PM | Smoke |
|----------|----------------------------------|------------|-----|------|-----------------|---------------|-------|
| Euro I | 1992, < 85 kW | ECE R-49 | 4.5 | 1.1 | 8.0 | 0.612 | |
| | 1992, > 85 kW | | 4.5 | 1.1 | 8.0 | 0.36 | |
| Euro II | October 1996 | | 4.0 | 1.1 | 7.0 | 0.25 | |
| | October 1998 | | 4.0 | 1.1 | 7.0 | 0.15 | |
| Euro III | October 1999 EEVs only | ESC & ELR | 1.0 | 0.25 | 2.0 | 0.02 | 0.15 |
| | October 2000 | ESC & ELR | 2.1 | 0.66 | 5.0 | 0.10 0.13* | 0.8 |
| Euro IV | October 2005 | | 1.5 | 0.46 | 3.5 | 0.02 | 0.5 |
| Euro V | October 2008 | | 1.5 | 0.46 | 2.0 | 0.02 | 0.5 |
| Euro VI | 31 December 2013 ^[21] | | 1.5 | 0.13 | 0.4 | 0.01 | |

* for engines of less than 0.75 dm³ swept volume per cylinder and a rated power speed of more than 3,000 per minute. EEV is "Enhanced environmentally friendly vehicle".

استاندارد اروپائی حد مجاز آلاینده ها برای ماشین آلات خیلی بزرگ

| Euro norm emissions for category N3, EDC, (2000 and up) | | | | | |
|---|-----------|------------|-------------------------|------------|------------|
| Standard | Date | CO (g/kWh) | NO _x (g/kWh) | HC (g/kWh) | PM (g/kWh) |
| Euro 0 | 1988-92 | 12.3 | 15.8 | 2.6 | NA |
| Euro I | 1992-95 | 4.9 | 9.0 | 1.23 | 0.40 |
| Euro II | 1995-99 | 4.0 | 7.0 | 1.1 | 0.15 |
| Euro III | 1999-2005 | 2.1 | 5.0 | 0.66 | 0.1 |
| Euro IV | 2005-08 | 1.5 | 3.5 | 0.46 | 0.02 |
| Euro V | 2008-12 | 1.5 | 2.0 | 0.46 | 0.02 |

منابع و مراجع

- جیمز اچ. گری؛ گلن ای. هندورک، پالایش نفت (فناوری و اقتصاد)، ترجمه سید مهید مهدی بصیر؛ محمد باقر پورسید؛ گیتی ابوالحمد؛ مرکز نشر دانشگاهی، تهران، چاپ یکم، ۱۳۸۰
- مبانی پالایش نفت، تالیف دکتر گیتی ابوالحمد، چاپ دوم، ۱۳۸۰
- اکبری نوشاد، آزمایشگاه پالایش نفت تبریز، ۱۳۸۶
- وب سایت‌های رسمی وزارت نفت و پالایش و بخش فرآورده‌های نفتی و سایر سایت‌های معتبر مرتبط با موضوع
- ASTM International is an international standards
- Petroleum Refinery Engineering W.Nelson
- Crude Oil, Petroleum Products, Process Flowsheets Institut Français du Pétrole Edited by : Jean-Pierre Wauquier
- API Standard, 1995, Manual of Petroleum Measurement Standard, Chapter 2, Tank.
- API Standard, 2002, Manual of Petroleum Measurement Standard, Chapter 5, Metering, American Petroleum Institute.
- API Standard, 2001, Manual of Petroleum Measurement Standard, Chapter 12, Calculation of Petroleum Quantities, section 8, Liquefied petroleum Gas Measurement, American Petroleum Institute.
- API Standard, 1994, Manual of Petroleum Measurement Standard, Chapter 3, Tank Gauging, American Petroleum Institute.
- API Standard, 1982, Manual of Petroleum Measurement Standard, Chapter 9, Density Determination, American Petroleum Institute.
- API Standard, 1981, Manual of Petroleum Measurement Standard, Chapter 10, Sediment and Water, American Petroleum Institute.
- American Society for Testing Materials, the Institute of Petroleum, 1962, Report on the Development Construction Calculation and Preparation of the ASTM-IP Petroleum Measurement Tables (ASTM D1250, IP 200), Institute of Petroleum and American

Society for Testing Materials.

- Wiley J., 1987, Institute of Petroleum Measurement Standard, Part XVI Procedure for oil Cargo Measurement by Cargo Surveyors, Section I Crude Oil, The Institute of Petroleum, London.
- Calculation OF Liquid Petroleum Quantities Class 2050 Peter W Kosewicz Assistant Director The University of Texas
- <https://www.cheresources.com>
- API Technical Databook GPA Publication 2145-82
- Maxwell's Databook on Hydrocarbons

یادداشت

یادداشت